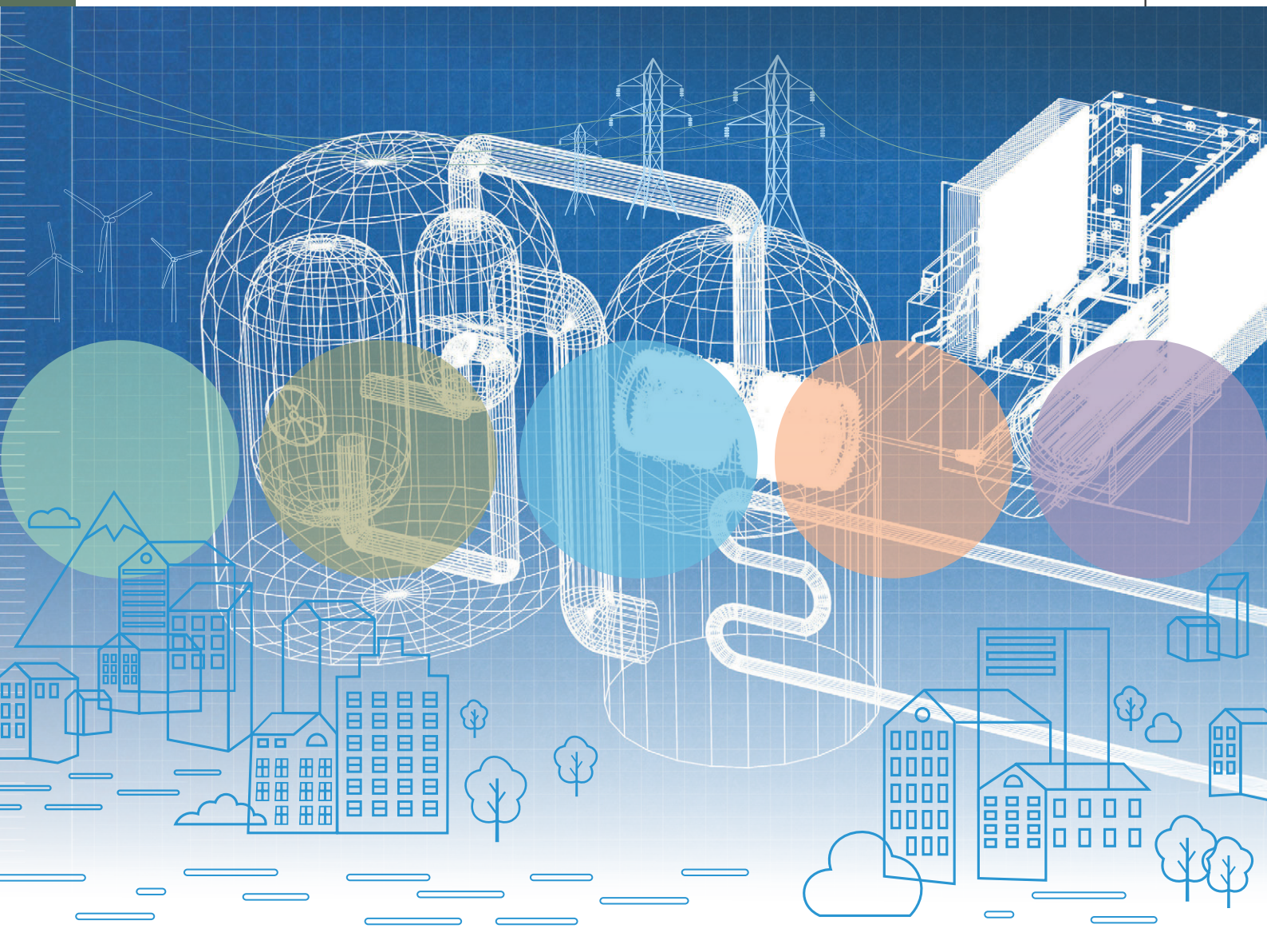
NOU Norges offentlige utredninger 2026: 4

Kjernekraft i Norge?

Fordeler, ulemper og forutsetninger



Norges offentlige utredninger
2026

Seriens redaksjon:
Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon
Teknisk redaksjon

---

1. En bærekraftig kommunesektor
– Kommunekommisjonens første delutredning
Kommunal- og distriktsdepartementet

2. Politikk for nye generasjoner
Barne- og familiedepartementet

3. Straffeforfølgelsen av Viggo Kristiansen
Justis- og beredskapsdepartementet

4. Kjernekraft i Norge?
Energidepartementet

NOU Norges offentlige utredninger 2026: 4

Kjernekraft i Norge?

Fordeler, ulemper og forutsetninger

Utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 21. juni 2024
Avgitt til Energidepartementet 8. april 2026

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon
Teknisk redaksjon

Oslo 2026

ISSN 0806-2633 (online)
ISSN 0333-2306 (trykt utg.)

Aksell AS

Til Energidepartementet

Kjernekraftutvalget ble oppnevnt ved kongelig resolusjon 21. juni 2024 for å utrede kjernekraft som en mulig kraftkilde i Norge. Utvalget gir med dette sin utredning.

Oslo 8. april 2026

Kristin Halvorsen
Leder

Jørgen Bjørndalen	Astrid Liland	Asgeir Tomasgard
Monica Endregard	Lars Petter Maltby	May Thorseth
Daniel Karlsson	Linda Nøstbakken	Atle Valseth
Carl-Magnus Larsson	Sigrid Eskeland Schütz	

Berit Tennbakk
Sekretariatsleder

Elin Fjelde
(fra januar 2025)

Mette Nilsen

Eivind Orset
(til desember 2024)

Mathias Rasmussen

Anne Rogstad

Øystein Sand

Per Sogge

Petter Solbu

Thomas Mo Willig

Innhold

Del I **Mandatet og utvalgets arbeid** ... 13

1 **Mandatet, utvalgets sammensetning og arbeid** 15
1.1 Mandat 15
1.2 Utvalgets sammensetning 17
1.3 Utvalgets arbeid 18
1.3.1 Møter 18
1.3.2 Studieturer 18
1.3.3 Ressursgruppe 19
1.3.4 Innspill til utvalget 19
1.3.5 Spørsmål til utvalget fra skoleklasser 20
1.3.6 Utredninger 20

Del II **Sammendrag** 23

2 **Utvalgets vurderinger og anbefalinger** 25
2.1 Bakteppe 25
2.2 Teknologistatus, kostnader og forsyningskjeder 25
2.3 Forutsetninger for kjernekraft i Norge 28
2.4 Regulering og myndighets-organisering 30
2.5 Kjernekraft i det norske kraftsystemet 31
2.6 Etiske og samfunnsmessige avveininger 33
2.7 Anbefalinger 35

Del III **Hva er kjernekraft?** 39

3 **Stråling og helseeffekter** 41
3.1 Atomer og isotoper 41
3.2 Kjernespalting 41
3.3 Radioaktivitet og ioniserende stråling 42
3.4 Strålingstyper 42
3.5 Radioaktive stoffers halveringstid 43
3.6 Helseeffekter av stråling 46

4 **Hvordan fungerer kjernekraftverk?** 48
4.1 En kontrollert kjedereaksjon 48
4.2 Restvarme 53
4.3 Aktive og passive sikkerhets-systemer 55
4.4 Ulike reaktorteknologier 56
4.5 Komponenter i et kjernekraftverk 58
4.5.1 Brensel 58
4.5.2 Reaktortank 59
4.5.3 Reaktorinneslutning 59
4.5.4 Trykkholder og dampgenerator ... 60
4.5.5 Komponenter som er felles med andre termiske kraftverk 61
4.6 Levetiden til kjernekraftverk 62

5 **Forsyningskjeder for kjernekraft** 63
5.1 Brenselssyklusen 63
5.1.1 Utvinning 65
5.1.2 Konvertering og raffinering 67
5.1.3 Anriking 68
5.1.4 Transport og lager 69
5.1.5 Drift 70
5.1.6 Brenselssyklus med thorium 70
5.2 Hovedkomponenter i et kjernekraftverk 71
5.3 Modulbasert kjernekraftverk 73
5.4 Materialbruk i kjernekraftverk 73
5.5 Sertifisering av leverandører 74
5.6 Lokale leverandører 75

6 **Avfallshåndtering, dekommisjonering og deponering** 76
6.1 Avfallshåndtering 76
6.1.1 Hva er radioaktivt avfall? 77
6.1.2 Håndtering av radioaktivt avfall ... 79
6.1.3 Mellomstatlig samarbeid 80
6.2 Dekommisjonering 81
6.2.1 Status for dekommisjonering av kjernekraftverk internasjonalt 81
6.2.2 Hva er dekommisjonering? 82
6.2.3 Planlegging 83
6.2.4 Dekommisjoneringens tre faser ... 85
6.3 Mellomlagring av brukt brensel 86
6.3.1 Hvorfor mellomlagring? 86
6.3.2 Mellomlagringsalternativer 86
6.4 Deponi for brukt brensel 89
6.4.1 Teknologiske løsninger 89
6.4.2 Referanseløsningen – Dyp geologisk deponering 89
6.4.3 Deponiløsninger internasjonalt 91
6.4.4 Deponering av brensel fra nye reaktorkonsepter 93
6.4.5 Ansvar, finansiering og lokalisering 93

7 Teknologistatus for kjernekraft 95
7.1 Ulike generasjoner med kjernekraftverk 95
7.2 Utbygging av kjernekraftverk 98
7.3 Små modulære reaktorer (SMR) ... 101
7.3.1 Et alternativ til storskala reaktorer 101
7.3.2 Mange ulike design under utvikling 101
7.4 Avanserte modulære reaktorer (AMR) 103
7.5 Fleksibel drift av kjernekraftverk 103
7.6 Fusjon som mulig kraftkilde 104
7.7 Internasjonal forskning 105

8 Kostnader for kjernekraft 107
8.1 Investeringskostnader ved etablering av kjernekraftverk 107
8.1.1 Prosjektering, tillatelser og eierkostnader 108
8.1.2 Komponenter, reservedeler og byggekostnader 108
8.1.3 Investeringskostnader 109
8.1.4 Finansieringskostnader 110
8.1.5 Læreeffekter og framtidige investeringskostnader 111
8.1.6 Bygging av kjernekraftverk er store komplekse infrastruktur-prosjekter 113
8.2 Driftskostnader for kjernekraftverk 114
8.2.1 Brensel 114
8.2.2 Drift og vedlikehold 115
8.2.3 Avfallshåndtering og dekommisjonering 115
8.2.4 Kapasitetsfaktor 116
8.2.5 Levetid 117

Del IV Utgangspunktet for og implikasjoner av introduksjon av kjernekraft i Norge 119

9 Anbefalt framgangsmåte for introduksjon av kjernekraft i et nytt land 121
9.1 Milepælstilnærming for nye kjernekraftland 121
9.2 Nitten infrastrukturområder som bør utredes 123
9.3 Tidsbruk for å gjennomføre et kjernekraftprogram 128

10 Norsk erfaring med kjernekraftteknologi 130
10.1 Fra Institutt for atomenergi til Institutt for energiteknikk 130
10.2 De norske forskningsreaktorene på Kjeller og i Halden 131
10.2.1 Forskningsreaktorene og avfallsanlegget 131
10.2.2 Hendelser og avvik 132
10.2.3 Norsk nukleær dekommisjonering 133
10.2.4 Haldenprosjektet 134
10.3 Omstilling av IFE etter 2011 135
10.4 Satsing på atomkraft, motstand og kjernekraftutvalg 136
10.5 Forskning og utvikling innen nukleærteknologi 137
10.6 Utvikling av regelverk og myndigheter 138

11 Sikkerhet og beredskap 140
11.1 Hvorfor krever kjernekraft spesielt strenge sikkerhetstiltak? 140
11.1.1 Internasjonale sikkerhets-standarder 140
11.1.2 Risiko for helse- og miljøeffekter i brenselets livsløp 144
11.1.3 Risiko for misbruk av nukleært materiale til atomvåpenformål 147
11.1.4 Risiko for atomulykker 148
11.1.5 Risiko for tilsiktede uønskede handlinger 152
11.2 Dagens sikkerhet, beredskap og krisehåndtering i Norge 155
11.2.1 Atomsikkerhet – beskyttelse av ansatte, befolkning og ytre miljø 155
11.2.2 Atomsikring 156
11.2.3 Sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og teknologi 157
11.2.4 Generell sikkerhet, beredskap og krisehåndtering 158
11.2.5 Atomberedskap 160
11.2.6 Sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen 162
11.3 Forutsetninger for trygg kjernekraft i Norge 164
11.3.1 Vurderinger av risiko og sikkerhet 164
11.3.2 Sikkerhet gjennom forsvar i dybden 167
11.3.3 Behov for sikring og sikkerhets-kontroll av nukleært materiale 169
11.3.4 Behov for lokal beredskap 170

11.3.5 Behov for regional og nasjonal beredskap 171
11.4 Konsekvenser for sikkerhet og beredskap ved kjernekraft i Norge 171

12 Miljøvirkninger, arealbruk og krav til plassering 173
12.1 Miljøvirkninger av kjernekraft – fra utvinning til deponi 173
12.1.1 Utvinning og produksjon av brensel 173
12.1.2 Anleggsfase og oppføring 174
12.1.3 Drift 176
12.1.4 Beredskapssoner 177
12.1.5 Mellomlagring av brukt brensel og lav- og mellomaktivt avfall 178
12.1.6 Dekommisjonering og etterbruk ... 178
12.1.7 Permanent deponi 178
12.2 Krav til plassering 179
12.2.1 Overordnede hensyn 179
12.2.2 Geologiske, naturgitte forhold og klimaendringer 179
12.2.3 Sikkerhetsrelaterte hensyn 180
12.2.4 Tilgang til infrastruktur 181
12.2.5 Tilgang til kvalifisert personell 181
12.2.6 Hensyn til lagring og håndtering av brukt brensel 182

13 Kompetanse og kapasitet: Hva kreves? 184
13.1 Kompetansekrav til aktørene i kjernekraftsektoren 184
13.1.1 Operatørselskaper 184
13.1.2 Myndigheter 186
13.1.3 Utdannings- og opplærings-institusjoner, forskning og utviklingsmiljøer 186
13.1.4 Kompetanse på andre relaterte områder 186
13.1.5 Endret kompetansebehov ved utbygging av SMR-er 186
13.1.6 Kompetansebygging for et nytt kjernekraftland. 187
13.2 Kapasitetsbehov 188
13.3 Norsk kompetanse og kapasitet ... 191
13.3.1 Kompetanse hos regulatoriske myndigheter 191
13.3.2 Forsknings- og utdannings-institusjoner 193
13.3.3 Kompetanse i andre sektorer 195
13.4 Hvordan utvikle kompetanse og kapasitet ved en kjernekraft-satsing 195
13.5 Internasjonale erfaringer og utsikter 197

14 Ringvirkninger av kjernekraft 199
14.1 Hva menes med ringvirkninger? ... 199
14.2 Mulige ringvirkninger av kjernekraft 200
14.3 Oppsummering og drøfting av tidligere analyser 201
14.4 Oppsummering 204

Del V Regulering og myndighetsorganisering 207

15 Internasjonal regulering og internasjonale organisasjoner 209
15.1 Den internasjonale reguleringen av kjernekraft er omfattende 209
15.2 Organisasjoner med roller i kjernekraftregelverket 210
15.2.1 Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) 211
15.2.2 OECDs byrå for kjernekraft-teknologi (OECD-NEA) 214
15.3 Særlig om Euratom, Norge og EØS-avtalen 215
15.3.1 Samarbeidet innenfor Euratom 215
15.3.2 Norges forhold til Euratom i dag 217
15.3.3 Hvilket forhold Norge kan få til Euratom 218
15.4 Om EØS-avtalen og krav til konsekvensutredninger 219

16 Erfaringer fra regulering av kjernekraft i andre land 221
16.1 Seks utvalgte land 221
16.2 Oppsummering av landenes kjernekraftprogram og erfaringer 222
16.2.1 Nasjonalt standpunkt og nasjonal støtte, mål og strategi 222
16.2.2 Et hensiktsmessig og effektivt system for tillatelser 223
16.2.3 Finansiering av ny kjernekraft i et livssyklusperspektiv 224
16.2.4 Bygging og lokalisering av avfallsanlegg for brukt brensel og annet radioaktivt avfall 225
16.2.5 Design- og teknologivalg for ny kjernekraft 225
16.2.6 Uavhengig myndighetsutøvelse ... 226
16.3 Polen – nasjonal kontekst 227

16.4 Finland – nasjonal kontekst 231
16.5 Sverige – nasjonal kontekst 235
16.6 Storbritannia – nasjonal kontekst 241
16.7 Canada – nasjonal kontekst 247
16.8 Frankrike – nasjonal kontekst 251

17 Dagens norske regelverk og myndighetsorganisering 259
17.1 Regulering av kjernekraft 259
17.1.1 Hovedhensynene bak dagens regulering 259
17.1.2 Skillet mellom energiressurs-forvaltning og strålingssikkerhets-forvaltning 260
17.1.3 Statlige myndigheters roller og ansvar for tillatelser til etablering av kjernekraft 261
17.1.4 Overordnet om statlige myndigheters rolle og ansvar for sikkerhet og beredskap 264
17.1.5 Kommunale myndigheters roller og ansvar 266
17.1.6 Atomansvaret 267
17.1.7 Roller og ansvar ved konkurs 268
17.2 Annet generelt regelverk 268
17.2.1 Regelverk om finans, bærekraft og statsstøtte 268
17.2.2 Regelverk om digital sikkerhet 269
17.2.3 Regelverk for sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale 270
17.3 Regulering og myndighets-organisering i to utvalgte sektorer 271
17.3.1 Petroleumssektoren 271
17.3.2 Luftfartssektoren 274
17.4 Mangler og svakheter i dagens regulering hvis Norge skal introdusere kjernekraft 275

18 Behov for videreutvikling av dagens regulering ved introduksjon av kjernekraft i Norge 277
18.1 Overordnede spørsmål 277
18.1.1 Hvordan reguleringen best mulig kan utformes 277
18.1.2 Utvikling av regulering etter milepælstilnærmingen 277
18.1.3 Strukturen i regelverket 279
18.1.4 Relevante hensyn ved utvikling av reguleringen 280
18.1.5 Forholdet mellom norsk regelverk, andre lands regelverk og internasjonal regulering 280
18.2 Krav i dagens regulering som bør vurderes 282
18.2.1 Formålsbestemmelse 282
18.2.2 Overordnet statlig styring 282
18.2.3 Søknadsprosess 282
18.2.4 Konsesjon 283
18.2.5 Sikkerhet og beredskap 284
18.2.6 Håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel 285
18.2.7 Andre forhold 286
18.3 Regulering av politiske beslutninger 286
18.3.1 Politisk beslutning om kjernekraft i norsk energimiks 286
18.3.2 Politisk beslutning om konkrete kjernekraftprosjekter 287

19 Regulering av myndighets-organiseringen ved introduksjon av kjernekraft 289
19.1 Plassering av ansvar må være tydelig 289
19.2 Prinsipper for plassering og regulering av myndighets-ansvar 289
19.3 Myndighetsoppgaver må dekke mer enn tillatelse til etablering av kjernekraftverk 290
19.4 Uavhengighet for strålings-sikkerhetsmyndigheten – krav til lovfesting 290
19.5 Øvrige forvaltningsorganer – behov for politisk styring og kontroll 291
19.6 Alle modeller for myndighets-fordeling mellom sektorer og organer krever samordning 292
19.7 Regulering av samspillet mellom nasjonale, regionale og lokale myndigheter 292
19.8 Finansiering av myndighets-oppgaver 292

Del VI Kjernekraft i det norske energisystemet 295

20 Hva trenger vi mer kraft til? 297

21 Hva har vi, og hva er alternativene framover? 301
21.1 Energibruk og -produksjon 301

21.1.1 Hvor mye energi bruker vi, og hva bruker vi den til? 301
21.1.2 Kraftproduksjon og -tilgang: Hvor får vi det fra? 302
21.2 Kraftsystemet: Hvordan henger det sammen? 306
21.2.1 Utbygging og drift av nettet 306
21.2.2 Ulike kraftverk har ulike reguleringsegenskaper 314
21.3 Utsikter for utviklingen av kraftsystemet 317
21.3.1 Strømforbruk i Norge 317
21.3.2 Kraftproduksjon i Norge 318
21.3.3 Den norske kraftbalansen 322
21.3.4 Forventet utvikling i Norden og Europa 322
21.3.5 Maksimalt effektforbruk og produksjonskapasitet 324
21.3.6 Nettutbygging 325
21.3.7 Noe er gitt, men mye er usikkert 327

22 Hvilken rolle har kraftmarkedet? 329
22.1 Markedsorganisering og regulering av et samspill 329
22.2 Planlegging av den daglige driften av kraftsystemet 330
22.3 Planlegging og gjennomføring av den langsiktige markeds-utviklingen 333
22.4 Forsyningssikkerhet i et markedsbasert kraftsystem 335

23 Kjernekraft sammenlignet med annen ny kraftproduksjon 336
23.1 Hvilke alternativer skal vi sammenligne kjernekraft med? 336
23.2 Sammenligning av egenskaper og konsekvenser i ulike faser 337
23.2.1 Hvilke elementer er det nyttig å sammenligne? 337
23.2.2 Prosjekterings- og konsesjonsfase 338
23.2.3 Investerings- og utbyggingsfasen 339
23.2.4 Driftsfasen 340
23.2.5 Avviklings- og dekommisjo-neringsfasen 341
23.3 Nærmere om utvalgte elementer 342
23.3.1 Kostnader 342
23.3.2 Arealbruk og krav til areal 344
23.3.3 Bærekraft og påvirkning på natur og miljø 346
23.3.4 Ringvirkninger 348

24 Hvordan påvirker kjernekraft markedsutviklingen? 351
24.1 Metodisk grunnlag for vurderingene 351
24.2 Grunnlag for modellanalysene 354
24.2.1 Grunnscenarioer uten kjernekraft – forutsetninger og resultater 354
24.2.2 Innføring av kjernekraft i scenarioene – forutsetninger 356
24.3 Hvordan kjernekraftetablering påvirker andre investeringer og kraftbalansen 357
24.3.1 Beregningsresultater 358
24.3.2 Hva forteller analysene oss? 360
24.4 Hvordan kjernekraft påvirker effektsituasjonen og behov for og verdi av fleksibilitet 361
24.4.1 Beregningsresultater 361
24.4.2 Hva forteller analysene oss? 362
24.5 Markedsfaktorer som særlig påvirker inntjeningen til kjernekraftverk 363
24.5.1 Beregningsresultater 363
24.5.2 Hva forteller analysene oss? 367

25 Konsekvenser for nett-planlegging og systemdrift 369
25.1 Hovedkonklusjoner fra Statnetts analyser 369
25.2 Nettplanlegging og -investeringer 370
25.3 Systemdrift 372

26 Økonomisk vurdering av potensialet for kjernekraft i Norge 374
26.1 Inntektskilder for et kjernekraftverk 374
26.2 Bedriftsøkonomiske kostnader for et kjernekraftverk 378
26.3 Bedriftsøkonomisk lønnsomhet ... 380
26.4 Samfunnsøkonomiske tilleggs-effekter 384

27 Statens rolle hvis vi skal etablere kjernekraft i Norge 386
27.1 Begrunnelser for statlig styring ... 386
27.2 Vurdering av grunnlaget for inngrep i det norske kraftmarkedet 388
27.2.1 Har vi relevant markedssvikt? 388
27.2.2 Er markedene i praksis ufullstendige? 389

27.2.3 Er reguleringen av kraftmarkedet og kjernekraft mangelfull? 390
27.2.4 Tilsier industripolitiske mål statlig støtte til kjernekraft? 390
27.2.5 Tilsier sikkerhetspolitiske mål støtte til kjernekraft? 391
27.3 Kjernekraft og statlig finansiering eller andre inngrep 391

Del VII Etiske sider og betydningen av samfunnsaksept 395

28 Hvordan forstå og vurdere risikoer knyttet til kjernekraft? 397
28.1 Hva mener vi med risiko og usikkerhet? 397
28.2 Hva gjør risikoene ved kjernekraft spesielle? 400
28.3 Klimarisiko og kjernekraft i Norge 404
28.4 Risikovurderingers begrensninger og behovet for etiske avveininger 406

29 Etiske sider ved introduksjon av kjernekraft 407
29.1 Hva mener vi med etiske sider av et problem? 407
29.2 Noen nyttige prinsipper for vurdering av etiske spørsmål 408
29.3 Verdsetting og kategorimistak 409
29.4 Etiske spørsmål og dilemmaer ved introduksjon av kjernekraft i Norge 411
29.4.1 Refleksjoner rundt hovedspørsmålene 411
29.4.2 Utdyping av spesielle etiske sider ved kjernekraft 413

30 Samfunnsaksept er en forutsetning 417
30.1 Hva mener vi med samfunnsaksept og hvorfor er det avgjørende? 417
30.2 Historiske erfaringer og sårbar oppslutning om kjernekraft 420
30.3 Konfliktfylte kraft- og industri-utbygginger i Norge 421
30.4 Lærdommer fra andre kjernekraftlands erfaringer 422
30.5 Implikasjoner for Norge – før, under og etter en beslutning 424

Del VIII Samlede vurderinger og anbefalinger 427

31 Kjernekraft i det norske kraftsystemet – muligheter og begrensninger 429
31.1 Sentrale erkjennelser utvalgets vurderinger bygger på 429
31.2 Kjernekraft sett i lys av andre utviklingstrekk i det norske kraftsystemet 430
31.3 Kjernekraft i Norge – vurdert opp mot andre alternativer 431

32 Hva krever det hvis Norge skal satse på kjernekraft? 434
32.1 Beslutningsprosesser og forankring i Stortinget, kommunene og befolkningen 434
32.2 Regelverks- og myndighets-utvikling, kompetanse og kapasitet 436
32.3 Lønnsomhet og stabile rammebetingelser 440
32.4 Viktige vurderinger og avveininger 441

33 Utvalgets anbefalinger 443
33.1 Et grunnlag for en raskere prosess dersom kjernekraft blir aktuelt i framtida 443
33.2 Det settes ikke i gang en omfattende prosess for å forberede at Norge kan bli et kjernekraftland nå 445
33.3 Det er ikke tilrådelig å bare fortsette som i dag 445

Referanseliste 447

Vedlegg
1 Oversikt over hvilke avtaler Norge har inngått med andre land om kjernekraft 486
2 Euratomdirektiver 487
3 Forkortelser 489

Digitale vedlegg:

Vedlegg 1: Summary in English

Vedlegg 2: Multiconsult & Amentum (2026). *Survey and assessment of the status of available nuclear reactors technologies and design*

Vedlegg 3: Afry (2025). *Markedskonsekvenser av kjernekraft i Norge*

Vedlegg 4: Kjernekraftutvalgets nåverdiberegninger (regneark)



Figur 0.1

Del I
Mandatet og utvalgets arbeid

Kapittel 1
Mandatet, utvalgets sammensetning og arbeid

1.1 Mandat

Energidepartementet oppnevnte 21. juni 2024 et utvalg som skal utrede kjernekraft som en mulig kraftkilde i Norge. Utvalget ble gitt følgende mandat:

Bakgrunn:

Kjernekraft er i dag en del av kraftforsyningen i flere europeiske og nordiske land. Utbyggingen av kjernekraft i disse landene fant i stor grad sted i løpet av 1970- og 80 tallet, og bare mindre tilskudd av nye kraftverk har kommet til de siste ti-årene. De siste årenes krevende energisituasjon og arbeidet med omstillingen fra fossilbasert kraftproduksjon har aktualisert kjernekraft som alternativ for å sikre stabil tilgang på kraft i flere europeiske land. Samtidig har oppmerksomheten innenfor teknologiutvikling de senere årene i større grad blitt rettet mot mindre og modulære reaktorer som kan muliggjøre at kjernekraft over tid bygges på en annen måte enn tidligere.

Også i Norge har kjernekraft som mulig kraftkilde blitt en del av energidebatten og planer for utbygging er fremmet. Energidepartementet mottok i november 2023 melding om forslag til utredningsprogram fra Norsk Kjernekraft AS (NKAS). Melding om forslag til utredningsprogram er det innledende steget i konsesjonsprosessen, og utløser forvaltningsrettslige krav til en forsvarlig saksbehandling. NKAS ønsker å etablere et kjernekraftverk bestående av små modulære reaktorer (SMR) med en samlet effekt på 1500 MW i Taftøy Næringspark i Aure og Heim kommuner. Selskapet har også varslet et pågående arbeid med flere liknende prosjekter. I tillegg har flere andre kommuner og fylkeskommuner uttrykt interesse for kjernekraft.

Norge var tidlig ute med å legge til rette for bruk av kjernekraftteknologi. Institutt for atomenergi, nå Institutt for energiteknikk (IFE), ble opprettet i 1948. Norge var det sjette landet i verden med kjernefysiske reaktorer, og gjennom 1950- og 60 tallet satte Norge i drift fire atomreaktorer til forskningsformål. Disse forskningsreaktorene hadde ingen rolle i kraftsystemet og ble etablert etter godkjenning fra Stortinget. Som utgangspunkt har derfor Norge ikke erfaring med utbygging, kommersiell drift, regulering og konsesjonsbehandling av denne formen for kraftproduksjon.

Lov om atomenergivirksomhet (atomenergiloven) kom i 1972 og er en utpreget rammelov som ble utformet med tanke på å etablere kjernekraft til energiproduksjon i Norge og for å ta i bruk kjernekraft som fremdriftsmaskineri for kommersielle fartøy. Dette ble senere lagt bort etter behandling i Stortinget, men loven med forskrifter er siden benyttet til å regulere forskningsreaktorene på Kjeller og i Halden, det nasjonale avfallsdeponiet i Himdalen, samt anløp av reaktordrevne allierte fartøy.

Fra 2011 ble forurensningsloven gjort gjeldende for radioaktiv forurensning og avfall, og atomanleggene ble ved dette omfattet også av denne lovens konsesjonsregime. Etablering av kjernekraft til strømproduksjon utløser etter dagens regler krav om konsekvensutredninger knyttet til flere vedtak som kommunal plan etter plan og bygningsloven, konsesjoner etter energiloven og atomenergiloven og tillatelse etter forurensningsloven. Regelverket er imidlertid ikke spesielt tilpasset dersom det skulle være ønskelig å utvikle kjernekraft som ordinær kraftproduksjon. Det må derfor vurderes nærmere om det er behov for å utvikle nye forskrifter og hvordan konsesjonsprosessene mest hensiktsmessig og forsvarlig kan og bør utformes og organiseres, gitt dagens lovverk, myndighetsfordeling og Norges internasjonale forpliktelser. Kommersiell kjernekraft vil kreve omfattende regulering og forvaltning og krever en harmonisering med internasjonalt rammeverk utviklet under det internasjonale atomenergibyrået IAEA. Atomenergivirksomhet

berører saksfeltet til flere departementer og myndigheter, og reiser problemstillinger som berører langt flere områder enn bare energiforvaltningen.

Kjernekraft som mulig kraftkilde i Norge ble sist utredet av et offentlig utvalg i 1978 i «NOU 1978: 35 A Kjernekraft og sikkerhet». Aktualiseringen av kjernekraft som teknologi i landene rundt oss, den pågående avkarboniseringen av det europeiske energisystemet, arbeidet med konkrete prosjekter i Norge og en økende debatt i den norske offentligheten krever et oppdatert kunnskapsgrunnlag om ulike sider av kjernekraft som teknologi og hvordan den som energibærer passer inn i Norges energisystem.

Formål og oppdrag:

Utvalget skal gjøre en bred gjennomgang og vurdering av ulike sider ved en eventuell framtidig etablering av kjernekraft i Norge. Viktige tema utvalget bør belyse er kjernekraftens egnethet for det norske kraftsystemet, forskning og teknologiutvikling innen ulike konsepter for kjernekraft (inkludert fusjon), kostnader og øvrige vesentlige konsekvenser for myndigheter (herunder kommunesektoren) og private aktører, areal- og miljøvirkninger, avfallsproblematikk, atomsikkerhet, sikring og ikke-spredning, beredskap og kompetansebehov. Utvalget skal drøfte fordeler og ulemper med kjernekraft, beskrive dagens regelverk og peke på behov for regelverksutvikling og øvrige forutsetninger som må være på plass for en eventuell fremtidig etablering av kommersiell og industridreven kjernekraft.

Utvalget skal gi et oppdatert kunnskapsgrunnlag på ulike typer kjernekraftteknologi, teknologisk modenhet, antatt tidsperspektiv for oppskalering og kommersiell tilgjengelighet, og kostnader. Det skal også redegjøres for relevante innsatsfaktorer og krav til infrastruktur, herunder behov for nettilknytning og hvilke krav som må stilles til en egnet lokalitet. Utvalget skal gi en status for bruk av kjernekraft som produksjonsteknologi i europeiske lands kraftforsyning og forventninger til utbygging av ulike teknologiløsninger framover.

Utvalget skal sammenligne fordelen og ulempen ved kjernekraft med fordeler og ulemper ved andre produksjonsteknologier for kraft. Utvalget skal skissere potensiale for kjernekraft i Norge, mulig realiseringstid, levetid, produksjonskostnader for kraft inkludert nettilknytning, regulerbarhet og behov for nettforsterkninger. Utvalget skal spesielt vurdere hvorvidt den videre utviklingen av små modulære reaktorer (SMR) som teknologikonsept vil medføre endringer i disse egenskapene sammenliknet med konvensjonelle kjernekraftverk. Utvalget skal drøfte i hvilken grad kjernekraft kan spille en rolle i det norske kraftsystemet, herunder hvordan kjernekraft kan samspille i et framtidig kraftsystem med vannkraft, vindkraft på land og til havs, solkraft og energilagring i forskjellige former. Potensialet for produksjon av varme som biprodukt skal belyses.

Utvalget skal redegjøre for miljøvirkninger av kjernekraft og avfallshåndtering i ulike faser av livsløpet og knyttet til ulike teknologier, herunder vurderinger knyttet til avklaring av arealbruk, nettilknytning, lokalisering, naturmangfold, forurensning mv.

Utvalget skal redegjøre for relevante problemstillinger knyttet til sikring, sikkerhet, risiko og sårbarhet i forbindelse med etablering, drift og dekommisjonering av kjernekraftverk, og i forbindelse med transport, lagring og deponering av radioaktivt avfall. Vurderingene skal innebefatte risiko- og sårbarhetsvurderinger innenfor helse, miljø og klima, sikkerhet mot tyveri av nukleært materiale, ved sabotasje og krig, og hvilke krav som må stilles til beredskap, sikkerhet og avfallsløsninger, samt avhengigheter av blant annet strøm til anleggene dersom kjernekraft inngår i den norske kraftforsyningen. Herunder skal utvalget belyse indirekte kostnader som påløper for å kunne etterleve slike krav. Utvalget skal drøfte sårbarheter i tilgangen på relevante innsatsfaktorer til produksjon av kjernekraft. Utvalget skal redegjøre for hvilke krav som følger av Norges tilslutning til ulike atomkonvensjoner og overenskomster og på hvilken måte dette legger føringer for vurderingen og eventuell gjennomføring av kjernekraftutbygging i Norge.

Utvalget skal redegjøre for gjeldende rett og analysere hvorvidt dagens rettslige rammer for etablering er hensiktsmessig utformet, herunder vurdere dagens myndighetsfordeling, synliggjøring av relevante kriterier og hensyn, og i hvilken grad det er behov for endringer eller oppdateringer for å ivareta Norges konvensjonsforpliktelser og sikre gjennomføring av internasjonale sikkerhetsstandarder. Utvalget skal analysere og redegjøre for hvordan reguleringen av kjernekraft som kraftproduk-

sjon best mulig kan utformes, fra konsesjonsbehandling og over livsløpet gjennom konsesjonsperioden. Dette skal også inkludere alle relevante plan- og konsesjonsprosesser. Utvalget skal også se nærmere på regulering for dekommisjonering og avvikling av produksjon med kjernekraft, avfallshåndtering, ansvarsforhold for ulike aktører, ev. behov for regler om finansiell sikkerhetsstillelse og/eller forsikringsordninger. Utvalget skal vurdere hvilke forpliktelser som vil pålegges staten og eventuelle vertskommuner for kjernekraftanleggene, både i en normal situasjon og i en mulig krisesituasjon, eller i et tilfelle der operatøren går konkurs. Utvalget bør også se på andre nasjoners regulering og hvorvidt norsk rett bør oppdateres i samsvar med disse.

Utvalget skal redegjøre for sentrale områder der kunnskapsgrunnlag for kjernekraft er i endring, herunder nye teknologikonsepter og løsninger for lagring og håndtering av avfall. Utvalget skal gi en status for ressurs- og kompetansebehov både hos operatører og myndigheter og for forskningskompetansen i Norge. Videre skal utvalget vurdere hvilke endringer en eventuell gjennomføring av kjernekraftutbygging i Norge vil kreve for å videreutvikle kompetansen, styrke forsknings- og utdanningsgrunnlaget, bygge kunnskap og kompetanse på nye områder, eller for å kunne følge den internasjonale utviklingen i ulike forskningsutfordringer og teknologiløsninger for kjernekraft framover. Analyser av kunnskapsgrunnlag og forsknings- og utviklingsbehov bør omfatte hele livssyklusen til kjernekraft fra bygging, drift og dekommisjonering.

Mange land har lang erfaring knyttet til enkelttemaene som utvalget skal vurdere. Av de nordiske landene har Sverige og Finland erfaring med bygging og kommersiell drift av kjernekraftverk, og systemer som ivaretar alle sider av kjernekraft som en del av kraftforsyningen gjennom livsløpet. Sverige har presentert en ny strategi for økt kjernekraftproduksjon og har satt i gang en offentlig utredning av effektivisering av konsesjonsbehandlingen, risikodeling og finansiering for nye kjernekraftverk, hvor delutredninger skal leveres gjennom perioden 2024-2026. I Finland er en ny kjernekraftreaktor nylig ferdigstilt og satt i drift. Utvalget skal gjennom kontakt med relevante myndigheter, etater og selskaper i disse landene og eventuelt i andre europeiske land belyse hvordan andre har organisert, regulert og finansiert kjernekraft, og hvilke erfaringer landene har gjort seg med hensyn på ulike type teknologi, levetid og vedlikeholdsbehov, avfallshåndtering og finansiering av dette, driftsmønster og betydning i kraftforsyningen, kostnader og øvrige allmenne virkninger av de faktiske kjernekraftverkene som har vært i drift gjennom flere ti-år. Det skal vurderes hvilke erfaringer fra andre lands realisering av kommersiell kjernekraft som eventuelt kan være overførbare til Norge. Utvalget bes om å vurdere hvorvidt og hvordan et samarbeid med andre land, herunder Sverige og Finland, kan være hensiktsmessig og gi fordeler for ev. fremtidig norsk kjernekraft

Basert på hovedtemaene i mandatet skal utvalget gi en samlet vurdering av samfunnsmessige fordeler og ulemper ved kjernekraft som mulig produksjonsteknologi i Norge sett opp mot andre utviklingstrekk i den norske kraftforsyningen. Vurderingen skal inkludere eventuelle ringvirkninger av kjernekraft i Norge, herunder potensiale for sysselsetting, næringsutvikling og nye verdikjeder. De samfunnsmessige vurderingene skal også belyse de etiske sider ved etablering av kjernekraft, og hvordan spørsmålet om samfunnsaksept kan spille inn i en vurdering av potensialet for kjernekraft i Norge.

Utvalget skal levere sin utredning innen 1. april 2026.

1.2 Utvalgets sammensetning

Det offentlige utvalget har hatt følgende sammensetning:

- Kristin Halvorsen, direktør, Oslo (leder)
- Jørgen Bjørndalen, sjefskonsulent, Asker
- Monica Endregard, sjefsforsker, Lillestrøm
- Daniel Karlsson, sjefsingeniør, Malmø
- Carl-Magnus Larsson, konsulent, Stockholm
- Astrid Liland, direktør helse, miljø og sikkerhet, Bærum
- Lars Petter Maltby, direktør, Arendal
- Linda Nøstbakken, forskningsdirektør, Bergen
- Sigrid Eskeland Schütz, professor, Bergen
- May Thorseth, professor, Trondheim
- Asgeir Tomasgard, professor, Trondheim
- Atle Valseth, divisjonsdirektør, Halden

Utvalgets sekretariat har bestått av følgende personer:

- Berit Tennbakk (sekretariatsleder), Thema Consulting Group

- Elin Fjelde, Energidepartementet (fra januar 2025)
- Mette Nilsen, Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA)
- Eivind Orset, Energidepartementet (til desember 2024)
- Mathias Rasmussen, Energidepartementet
- Anne Rogstad, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
- Øystein Sand, Thema Consulting Group
- Per Sogge, Energidepartementet
- Petter Solbu, Finansdepartementet
- Thomas Mo Willig, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

1.3 Utvalgets arbeid

Utvalget har arbeidet bredt og gjennomført regelmessige utvalgsmøter. Utvalget har gjennomført en studietur til Sverige og Finland, og medlemmer av utvalget og sekretariatet var del av en norsk delegasjon på studietur til Canada og USA. Utvalget har lyst ut og mottatt to eksterne rapporter, bestilt underlag fra medlemmer av sin ressursgruppe (se punkt 1.3.3) og fått innspill fra flere aktører i møter, inkludert et åpent digitalt innspillsmøte, og skriftlig til utvalgets epostkasse. Utvalget har også hentet inn spørsmål fra et utvalg skoleklasser.

1.3.1 Møter

Utvalget har i perioden 11. september 2024 til 12. mars 2026 avholdt 22 utvalgsmøter. De fleste har vært gjennomført som todagersmøter, og noen få på Teams.

En rekke aktører er blitt invitert til å holde innlegg for utvalget under utvalgsmøter, noen av dem flere ganger.

- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
- Statnett
- Norsk Nukleær Dekommisjonering (NND)
- Direktoratet for strålevern og atomberedskap (DSA)
- Nasjonal sikkerhetsmyndighet (NSM)
- Direktoratet for sikkerhet og beredskap (DSB)
- Per Håkon Høisveen, Universitetet i Oslo (UiO), Nordisk Institutt for sjørett
- Yevgeniya Tomkiv, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU)
- Deborah Oughton, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU)
- Magnus Korpås, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU)
- Jonas Nøland og Martin Hjelmeland, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU)
- Halvor Kippe, Forsvarets forskningsinstitutt (FFI)
- Terje Aven, Universitetet i Stavanger (UiS)
- Institutt for energiforskning (IFE)
- CICERO Senter for klimaforskning
- Dr. Christoph Pistner, Öko-Institut
- Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm
- Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA)
- DG ENER, Europakommisjonen
- OECD Nuclear Energy Agency (OECD NEA)
- United Kingdom Department of Energy Security and Net Zero
- Finlands arbeids- og næringsdepartement (Arbets- och näringsministeriet)
- Simon Wakter, politisk rådgiver for energi- og næringsminister Ebba Busch
- Haakon Vennemo, Vista Analyse
- Ole Reistad, DNV
- Norske Kjernekraftkommuner (NKK)
- Bellona
- Aker Solutions
- Norsk Hydro
- Norsk Kjernekraft AS
- Alva Energy
- Nuclear Energy Institute (NEI)

1.3.2 Studieturer

Utvalget og sekretariatet gjennomførte en studietur til Sverige og Finland 10. til 13. mars 2025. Reisen startet med en dag i Stockholm hvor utvalget møtte Svensk Kärnbränslehantering (SKB), kjernekraftoperatøren Vattenfall, statssekretær ved Klimat- og näringslivsdepartementet Daniel Westlén, kjernekraftkoordinator Carl Berglöf, Strålsäkerhetsmyndigheten og Svenska kraftnät. På reisens andre dag besøkte utvalget kjernekraftverket i Olkiluoto og Onkalo avfallsdeponi i Finland. På reisens tredje dag var utvalget i Helsingfors og hadde møter med Strålsäkerhetscentralen (STUK), Arbets- och näringsministeriet og kjernekraftoperatøren Fortum.

To av utvalgets medlemmer og to medlemmer av sekretariatet deltok i en norsk delegasjon på 20 personer på en studietur til Canada og USA fra 28. april til 2 mai 2025. Turen var arrangert i samarbeid mellom begge lands ambassader i Norge. Opplegget inkluderte et todagers program i Ontario i Canada og et todagers program i Washington D.C. i USA.

Opplegget i Canada startet med et seminar i Toronto i regi av Organization of Canadian

Nuclear Industries og med innlegg fra Ontarios Ministry of Energy and Mines, Canadian Nuclear Laboratories, Natural Resources Canada, GE-Hitachi, ARC Clean Energy, Terrestrial Energy, Westinghouse, Kinectrics, Hatch, Atkins Realis, ATS, Promation, Fuse Ring og AECON. På dag to fikk delegasjonen omvisning på kjernekraftverket Darlington hvor det er fire tungtvannsreaktorer i drift og der grunnarbeidet for fire planlagte SMR-er er i gang, og besøkte Ontario Tech University og GE Hitachi Nuclear Energy.

Opplegget i Washington D.C. inkluderte en industridag hos Nuclear Energy Institute (NEI) med innlegg fra NEI, Deep Isolation, Halliburton og Hunton. Siste dag var satt av til møter med amerikanske myndigheter som U.S. Department of Commerce, U.S. Department of State, Nuclear Regulatory Commission (NRC), U.S. Department of Energy og Exim Bank.

1.3.3 Ressursgruppe

Ressursgruppen ble utnevnt av Energidepartementet og har bestått av følgende organisasjoner:

- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
- Statnett
- Norsk nukleær dekommisjonering (NND)
- Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA)
- Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB)
- Miljødirektoratet
- Mattilsynet
- Helsedirektoratet
- Folkehelseinstituttet (FHI)
- Norges forskningsråd (NFR)
- Energi21
- Norsk nukleært forskningssenter (NNRC)

Ressursgruppens medlemmer har bistått utvalget i deres arbeid innen sine respektive ansvarsområder.

1.3.4 Innspill til utvalget

Utvalget hadde den 24. november 2024 et digitalt innspillsmøte hvor 29 aktører holdt innlegg. Opptak av innspillsmøtet ligger på regjeringens nettsider. Utvalget har i tillegg mottatt om lag 60 skriftlige innspill. Innspillene, og informasjonen i dem, har vært nyttig for diskusjoner og vurderinger i utvalget. Alle skriftlige innspill er tilgjengelige på utvalgets nettsted.

Følgende aktører deltok på det digitale innspillsmøtet:

- Fornybar Norge
- Norsk Kjernekraft AS
- Norsk industri
- Statkraft
- Samfunnsbedriftene
- NTNU
- Line Sverdrup
- Klimavenner for kjernekraft
- Naturvernforbundet
- WePlanet Norge
- Øygarden kommune
- Vardø kommune
- Heim kommune
- Østfold Fylkeskommune
- Nordland Fylkeskommune
- Espen Nordhus – Securis Investments
- Norce research
- SINTEF
- IFE
- Thor Kraft AS
- For folk og fjell
- Norges Rederiforbund
- Brit Salbu, professor emerita NMBU
- Linda Haaland, Klimaaksjonsgruppen Scientist Rebellion
- Svein Nøvik
- Nei Til Atomvåpen
- Internasjonal Kvinneliga for Fred og Frihet
- Leger mot Atomvåpen
- Nei Til Atomvåpen Oslo

Følgende aktører har gitt skriftlige innspill til utvalget under innspillsperioden.

- Advansia AS
- Aksjon mot atomkraft
- Amentum
- Arctic Cluster Team
- Billington Process Technology
- Blykalla
- Calogena SA
- Dassault Systemes
- Deep Isolation
- Excel Services Corporation
- Fluor Corporation
- FORCE Technology
- Fornybar Norge
- For Folk og Fjell
- Forsvarsbygg
- Halden Venstre
- Hunton AK LLP
- Håland Instrumentering
- IFE
- IKFF
- Jensen Hughes Finland OY
- Lavrentius Holding AS

- LTEK AS
- Naturvernforbundet
- Nei Til Atomvåpen Oslo
- Nordic Nuclear Energy AB
- Norsk Kjernekraft AS
- NUVIA
- Otrera
- Peikko Norge AS
- Saga Offshore Partners
- Samfunnsbedriftene Energi
- Seid AS
- SINTEF
- Statkraft AS
- Uniper
- Vardø Kommune
- VTT Technical Research Centre of Finland Ltd

I tillegg har utvalget mottatt 28 innspill fra privatpersoner i innspillsperioden.

1.3.5 Spørsmål til utvalget fra skoleklasser

Kjernekraftutvalget ønsket å hente inn meninger og spørsmål fra grupper som vanligvis ikke deltar i innspillsrunder. Utvalget inviterte derfor elever fra skoler som deltar i det årlige energioppdraget, i regi av Naturfagsenteret ved UiO, til å sende inn innspill. Utvalget fikk innspill fra fire skoler:

- VG1 ved Inderøy videregående skole, Inderøy
- Klasse 8R ved NRG-U, Bærum
- 10. klasse ved Samfundets skole sentrum, Arendal
- 9. klasse ved Birkenlund skole, Arendal

Innspillene har vært nyttige i utvalgets diskusjoner.

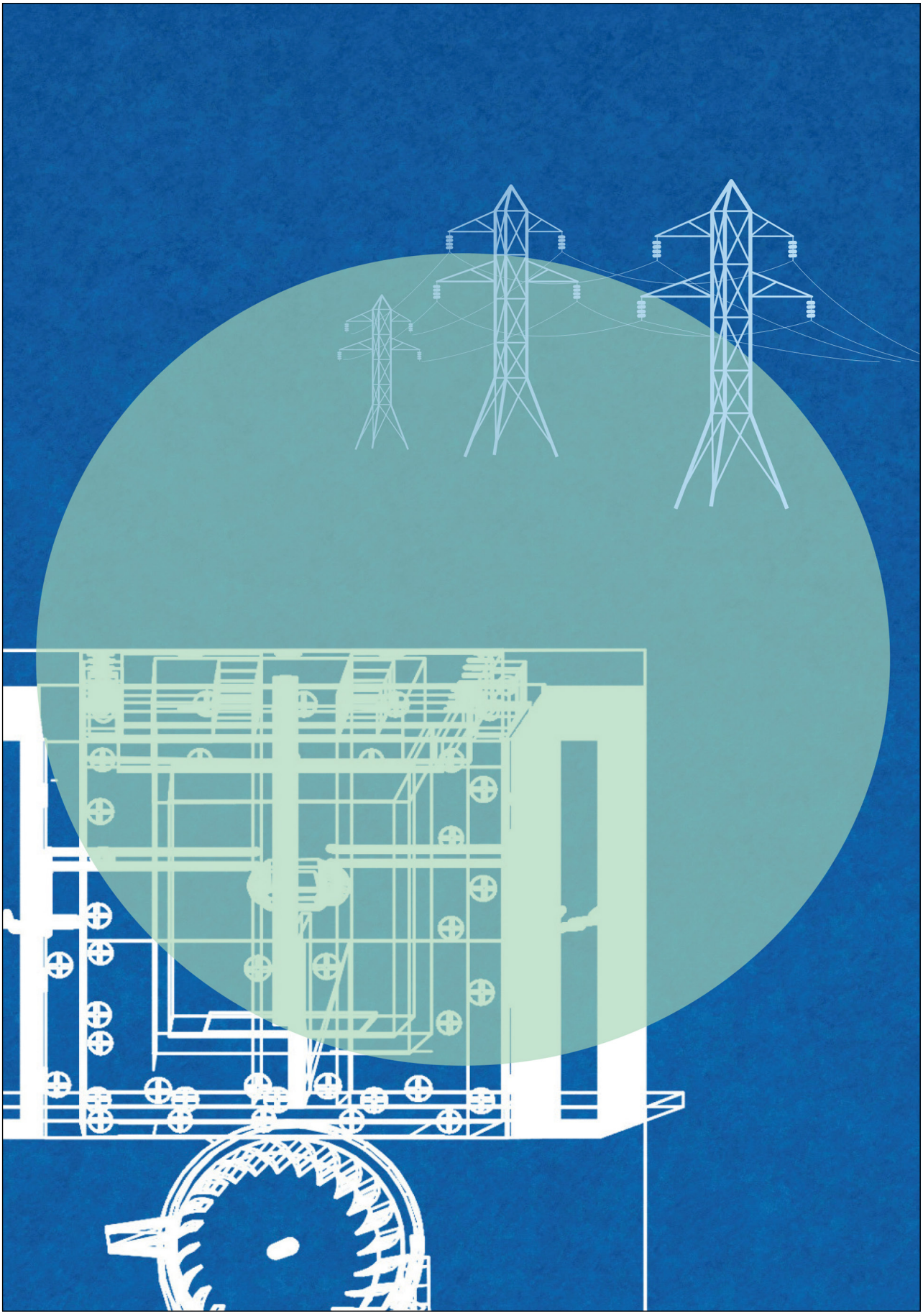
1.3.6 Utredninger

Utvalget har bestilt to eksterne konsulentoppdrag.

Det første oppdraget er en analyse av hvordan utbygging av kjernekraft i Norge vil kunne påvirke kraftmarkedet på mellomlang og lang sikt. Konsulentselskapet har analysert hvordan ulike scenarioer for utbygging av kjernekraft i Norge vil påvirke investeringer i andre typer kraftproduksjon og hvordan vanndisponering, handel og priser vil påvirkes. Analysen omfatter det nordiske og europeiske kraftmarkedet og bygget på konsulentens egne markedsscenarioer, samt ser hen til markedsscenarioer fra Statnett og NVE. Analysen er gjennomført av AFRY.

Det andre oppdraget er en oppdatert oversikt og kartlegging av status for ulike reaktorteknologier og kraftverksdesign for kjernekraft i verden. Arbeidet omfatter en vurdering av teknologisk modenhet, estimert tidslinje for utrulling og kommersiell tilgjengelighet, samt analyse av bygge- og driftskostnader. Videre blir teknologienes evne til fleksibel drift og tilhørende kostnader vurdert. Oppdraget inkluderer også en sammenlignende analyse av sårbarheter i forsyningskjeden og utfordringer knyttet til håndtering og deponering av radioaktivt avfall. Rapporten er gjennomført av Multiconsult i samarbeid med Amentum.

Begge rapportene ligger som digitale vedlegg.



Figur 1.1

Del II
Sammendrag

Kapittel 2
Utvalgets vurderinger og anbefalinger

2.1 Bakteppe

Utvalgets mandat kan oppsummeres i to hovedspørsmål:
- Hvilken rolle kan kjernekraft spille i det norske energisystemet?
- Hva må til dersom Norge skal innføre kjernekraft?

En hovedoppgave for utvalget er å etablere et oppdatert kunnskapsgrunnlag for vurdering av introduksjon av kjernekraft i Norge. Mandatet ber om en bred gjennomgang og vurdering av ulike sider ved en eventuell framtidig etablering av kommersiell, industridrevet kjernekraft i Norge. Sentrale tema som bes belyst, er kjernekraftens egnethet for det norske kraftsystemet, forsknings- og teknologistatus for kjernekraft, kostnader og konsekvenser for myndigheter og private aktører, areal- og miljøvirkninger, avfallsproblematikk, atomsikkerhet, atomsikring og sikkerhetskontroll, og beredskap og kompetansebehov. I tillegg til å drøfte fordeler og ulemper med kjernekraft skal utvalget beskrive dagens regelverk og behov for regelverksutvikling. På dette grunnlaget skal utvalget gi en samlet vurdering, samt vurdere ringvirkninger og belyse etiske sider og betydningen av samfunnsaksept.

Bakgrunnen for oppnevningen av utvalget er at energiomstillingen og teknologisk utvikling har aktualisert kjernekraft som et alternativ for å sikre stabil krafttilgang i flere europeiske land. Utredningen er konsentrert om rollen som kjernekraft kan spille i norsk kraftforsyning. Flere utredninger og analyser viser at det er utsikter til økt kraftforbruk og behov for utslippsfri kraftproduksjon for å nå klimamålene. Kjernekraft er blitt en del av den norske energidebatten, og det er fremmet planer om utbygging. Forrige gang kjernekraft ble utredet som et alternativ for Norge, var i NOU 1978: 35 A *Kjernekraft og sikkerhet*. I 1986 slo Stortinget fast at «kjernekraft er ikkje aktuelt i norsk energiforsyning» (Innst. S. nr. 2018 – 1985-86).

Utvalgets vurderinger bygger på et bredt norsk og internasjonalt kunnskapsgrunnlag fra flere fagområder. Utredningen er basert på oppdatert kunnskap og erfaringer fra andre land om teknologi, sikkerhet, strålevern, beredskap, miljøpåvirkning, kostnader, internasjonal regulering, kompetanse, samfunnsøkonomi, kraftmarked og kraftsystem, juss, og etiske og samfunnsvitenskapelige forhold. Premissene fra de ulike fagfeltene vurderes i sammenheng og utgjør samlet grunnlaget for utvalgets vurderinger av kjernekraftens rolle i Norge.

2.2 Teknologistatus, kostnader og forsyningskjeder

Kjernekraftverk som bygges eller vurderes bygd i verden i dag, er basert på kjent teknologi. Dagens teknologilandskap kan deles inn i tre hovedkategorier: store lettvannsreaktorer, små modulære reaktorer (SMR) og avanserte modulære reaktorer (AMR). Store lettvannsreaktorer er teknologisk modne og utgjør det meste av dagens utbygging. De fleste kjernekraftverk i drift og under bygging, benytter lavanriket uran som brensel og lettvann som moderator og kjølemedium.

Små modulære reaktorer (SMR-er) er kjernekraftverk med nye design og i hovedsak basert på kjent teknologi. Der utviklingen tidligere gikk mot stadig større reaktorer for å realisere stordriftsfordeler, er SMR-er – typisk i størrelsesorden 50–300 MW – introdusert som alternative måter å designe og konstruere mindre kjernekraftreaktorer på. Modularisering innebærer at nøkkelelementer kan standardiseres og produseres i fabrikk før de settes sammen på byggeplassen. Formålet er å redusere kostnadene og korte ned byggetiden slik at markedsinntekter kan realiseres tidligere. Det er over hundre ulike SMR-design under utvikling. Foreløpig er bare et fåtall SMR-er under bygging, og modulproduksjon er ikke etablert i industriell skala. Selv de mest

modne konseptene er i en tidlig kommersialiserings- og regulatorisk fase.

SMR-er som planlegges i dag, plasseres typisk flere sammen på samme område, ofte i tilknytning til eksisterende kjernekraftverk. Bygging med SMR-er kan gi økt fleksibilitet, enklere integrasjon i mindre markeder og potensielt lavere økonomisk risiko. Ved å bygge flere SMR-er på samme sted, kan man realisere skalafordeler knyttet til både samarbeidsmodeller, arbeidsstyrke og kompetanse, og den infrastrukturen som trengs rundt et kjernekraftverk. Samtidig går utviklingen av kraftverk basert på storskala reaktorer også i retning av økt modularisering for å redusere kostnader. Det gjenstår derfor å se om fordelene ved modulær utbygging av mindre enheter, kan oppveie stordriftsfordelene som fortsatt gjelder for store reaktorer.

AMR-er er i en tidlig utviklingsfase, og teknologiene er mindre modne enn lettvannsteknologi. AMR-teknologiene kjennetegnes ved bruk av alternative kjølemedier som superkritisk vann, gass, salt eller metall, som kan gi betydelig høyere driftstemperaturer enn vann. Dette gir høyere virkningsgrad, kan redusere avfallsmengden eller åpne for nye bruksområder som hydrogenproduksjon. Per i dag er det lite som tyder på bred kommersiell tilgjengelighet i løpet av de nærmeste tiårene. Thorium, som vi har mye av i Norge, er aktuelt som brensel i noen få av designene.

Investeringskostnaden knyttet til nylig fullførte storskala kjernekraftverk i USA og Vest-Europa har vært betydelig. Kjernekraftverk som nylig er fullført, eller under bygging, i USA, Frankrike, Storbritannia og Finland, er blitt langt dyrere enn planlagt og betydelig forsinket. Det er flere årsaker til dette, blant annet at det er bygd få kjernekraftverk de siste tiårene, og at flere prosjekter har startet bygging basert på nye og uferdige reaktordesign. I andre land og regioner har kostnaden for nye storskala reaktorer vært lavere, som i De Forente Arabiske Emirater, Sør-Korea eller Kina.

Investeringskostnaden for nye storskala reaktorer og SMR-er som bygges nå, er på flere hundre milliarder kroner. Den totale investeringskostnaden for et 2 000 MW kjernekraftverk med to storskala reaktorer, er anslått til fra i overkant av 200 til rundt 350 milliarder kroner, der byggekostnadene utgjør over halvparten. Anslagene for bygging av tilsvarende kapasitet med SMR-er ligger på samme nivå. Brensels- og drifts- og vedlikeholdskostnader kommer i tillegg.

Finansieringskostnadene veier tungt i regnestykket for kjernekraft. Store investeringskostnader, lang byggetid og, i mange nylige tilfeller, betydelige forsinkelser, medfører høye finansieringskostnader og høy finansiell risiko. Vi kjenner ikke til at det er kjernekraftverk som er planlagt eller under bygging i Vest-Europa i dag som ikke mottar statsstøtte i form av subsidier eller risikoavlastning.

Læreeffekter på grunn av økt utbygging globalt og utvikling av nye løsninger og design, kan gi lavere kostnader framover. Erfaringer fra Kina viser at kostnadene kan reduseres ved en stabilt høy utbyggingstakt og standardisering. I USA og Vest-Europa vil det ta tid å bygge opp kompetanse og fornye forsyningskjeder etter en lang periode med lite nybygging. Erfaringene fra de siste kjernekraftverkene som er bygd i vår del av verden, er at kostnadene har økt. For å dra nytte av skalafordeler og læreeffekter som kan redusere kostnadene framover, er økt standardisering av både reaktordesign og sikkerhetskrav viktige faktorer. Det at kostnadsutviklingen for kjernekraft påvirkes av så mange ulike faktorer, gjør det spesielt vanskelig å forutsi hvor stor betydning læreeffekter kan få.

Etter investeringer for bl.a. å ivareta sikkerheten, har noen kjernekraftverk fått forlenget driftstillatelse til 80 år. Kjernekraftverk har i utgangspunktet typisk blitt bygget for en driftsperiode på 40 år (nyere kraftverk for 60 år), men driftsperioden kan forlenges gjennom relativt omfattende investeringer. Investeringer i levetidsforlengelser påvirkes av hvordan kraftverket er planlagt i utgangspunktet og dets driftshistorikk, og er en kommersiell beslutning basert på lønnsomhetsvurderinger.

Kjernekraft er svært store og komplekse prosjekter som stiller høye krav til prosjektledelse, koordinering og både spesialisert og generell fagkompetanse i byggefasen. Utbyggingen involverer flere tusen personer over flere år, både på byggeplassen, hos leverandører og i prosjektorganisasjoner. Prosjekter av en slik størrelsesorden er ofte utsatt for forsinkelser og overskridelser. Norge har erfaring og kompetanse fra store olje- og gassprosjekt som kan være relevant i denne sammenhengen.

Flere ledd i de internasjonale forsyningskjedene for brensel til kjernekraftverk er konsentrerte på få leverandører. Uranutvinning domineres av Kazakhstan, Canada og Australia. Anriking er konsentrert hos fire selskaper, Rosatom (Russland) Urenco, (Storbritannia, Nederland og Tyskland), Orano (Frankrike) og CNNC (Kina). Brenselsproduksjon foregår i en rekke land, inkludert flere land i Europa.

Konsentrasjonen av leverandørkjedene gir risiko for lange ledetider, flaskehalser og begrenset konkurranse. Aktørbildet og leverandørkonsentrasjonen i deler av forsyningskjeden innebærer at både priser og tilgang på kjernekraftbrensel kan påvirkes av internasjonale forhold. Per i dag er det ikke påvist økonomisk drivverdige uranforekomster i Norge, og det vil neppe være aktuelt å utvikle egne forsyningskjeder for disse innsatsfaktorene. Bygging av kjernekraft i Norge vil derfor innebære varig importavhengighet og sårbarhet for leverandørkonsentrasjon. Gitt sårbarhetene er det viktig å etablere langsiktige og sikre avtaler om brenselforsyning. Store reaktorleverandører har også strategiske posisjoner i markedet. Det er kun et fåtall land som har industrimiljøer med kapasitet og sertifisering til å produsere de største og mest krevende komponentene, som reaktortanker.

Energiproduksjon fra kjernekraft skaper radioaktivt avfall som krever forsvarlig håndtering og deponering. Hovedmålet med håndteringen av avfall fra kjernekraftverk er å beskytte mennesker og miljø mot negative effekter av stråling. Som hovedregel skal radioaktivt avfall og brukt brensel håndteres og deponeres nasjonalt. I tillegg inneholder brukt brensel plutonium som også kan brukes til å produsere atomvåpen.

Brukt brensel må deponeres i stabile geologiske formasjoner i 100 000 år for at det ikke skal gjøre skade på mennesker og miljø. Brukt brensel mellomlagres i flere tiår før det flyttes til deponi. Dypgeologiske deponier med flere barrierer som isolerer brenselet fra omverdenen, er den internasjonalt anbefalte langtidsløsningen for oppbevaring av brukt brensel. Etablering av deponi krever omfattende institusjonsbygging, robuste finansieringsordninger og systemer som kan driftes over generasjoner. Verdens første deponi er planlagt satt i drift i Finland i 2026. Etter om lag 100 års bruk skal deponiet fylles igjen og forsegles. Deponiet ligger på mer enn 400 meters dyp i stabilt fjell. Byggingen av anlegget ble påbegynt i 2004. I Sverige startet bygging av et tilsvarende deponi i 2025. Andre kjernekraftland er i ulike stadier av planlegging og utredning av deponi for høyaktivt radioaktivt avfall og brukt brensel. Bygging av slike deponier er preget av store investeringskostnader og stordriftsfordeler.

Det er vanlig å skille mellom lavaktivt, mellomaktivt og høyaktivt radioaktivt avfall. Brukt brensel utgjør bare en liten del av volumet av det radioaktive avfallet fra et kjernekraftverk. Kjernekraftproduksjon gir opphav til andre typer radioaktivt avfall, som også må deponeres trygt. Trygg håndtering innebærer blant annet å planlegge sammenhengende avfallsstrømmer fra start, minimere avfallsmengden, bygge inn barrierer i transportemballasje og lagerbeholdere, sette krav til etterlevelse av internasjonale standarder, og sørge for godkjenning med oppdaterte sikkerhetsanalyser og dokumentasjon, åpenhet og finansiering. Avfallshåndteringen krever oppbygging av kompetanse og kapasitet hos myndighetene og involverte aktører. Internasjonale fagfellevurderinger og erfaringsutveksling på tvers av land er et viktig sikkerhetsnett for å sikre kvalitet i prosesser og løsninger.

Dekommisjonering av kjernekraftverk er en kompleks oppgave som krever systematisk og langsiktig planlegging og regulering. Dekommisjonering av kjernekraft skal sikre at området klargjøres for trygg framtidig bruk. Prosessen omfatter planlegging, rivningsarbeider og avfallshåndtering. Viktige elementer er: (i) foreløpige og endelige dekommisjoneringsplaner inkludert finansiering; (ii) etablert avfallsstrøm og mellomlagringsløsning for brukt brensel; (iii) trinnvis planlegging for eventuell geologisk deponering; (iv) kompetanseutvikling og oppbygging av industriell kapasitet innen dekontaminering, demontering og karakterisering; (v) frigjøring av området til annen anvendelse; og (vi) strukturert dialog med interessenter for å sikre legitimitet og forutsigbarhet i prosessen. Dekommisjonering må planlegges allerede i forbindelse med søknad om konsesjon for kjernekraftverket. For å kunne starte effektiv dekommisjonering av et kjernekraftverk, må brenselet være fjernet fra reaktorene, enten til lagre ved kjernekraftverket, til et sentrallager eller til et deponi.

Avfallsbehandling, og særlig bygging av deponi, representerer betydelige faste kostnader som ofte fordeles på flere kjernekraftverk. Beregninger og erfaringer fra Sverige og Finland viser at et nasjonalt kjernekraftprogram må ha et visst omfang for at enhetskostnadene knyttet til avfallsbehandling og deponi ikke skal bli uforholdsmessig høye. I de kjernekraftlandene utvalget har sett nærmere på, er det etablert egne organisasjoner for håndtering av avfallet. Virksomheten finansieres av eierne av kjernekraftverkene gjennom en pliktig produksjonsavgift som betales inn til et fond under uavhengig forvaltning.

2.3 Forutsetninger for kjernekraft i Norge

Introduksjon av kjernekraft innebærer en langsiktig forpliktelse og etablering av en omfattende og sammensatt institusjonell og regulatorisk infrastruktur. Basert på erfaringene fra land som har innført kjernekraft, anbefaler Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) at nye kjernekraftland utvikler en strategi for introduksjon av kjernekraft som følger en systematisk stegvis prosess med klare milepæler. Prosessen skal sikre at introduksjon av kjernekraft er tilstrekkelig begrunnet og forankret både politisk og i befolkningen, at landet utvikler regler og lovverk som trengs, og oppfyller internasjonale forpliktelser, bl.a. for å ivareta sikkerheten i alle deler av forsyningskjeden, bygger opp tilstrekkelig kompetanse og kapasitet, og sikrer finansiering og kostnadskontroll. Milepælstilnærmingen omfatter grundige utredninger, planlegging og oppbygging av kapasitet på i alt 19 slike infrastrukturområder.

Dersom Stortinget beslutter at Norge skal gå inn for å introdusere kjernekraft, anbefaler utvalget at prosessen følger stegene i IAEAs milepælstilnærming. Prosessen er organisert i tre faser og med tre milepæler. Den første beslutningen Stortinget må ta, er om det skal settes i gang en milepælsprosess og hvordan prosessen skal organiseres. En slik beslutning må forberedes. En beslutning om å sette i gang en milepælsprosess innebærer at det settes av ressurser til å utvikle et solid kunnskapsgrunnlag på alle infrastrukturområdene, slik at Stortinget har grunnlag for ta en forpliktende beslutning om å etablere et kjernekraftprogram. Det er milepæl 1. I fase 2 videreutvikles alt av grunnlag og rammeverk som er nødvendig for at landet kan tildele konsesjon til kjernekraftverk. Ved milepæl 2 beslutter Stortinget om det skal åpnes for konkrete konsesjonssøknader. Tredje fase inkluderer alle aktiviteter som leder fram til etablering av det første kjernekraftverket, dvs. myndighetenes konsesjonsbehandling, tilsyn og kontroll, og aktørenes investeringsbeslutning, kontraktsinngåelser og bygging. Milepæl 3 nås når det første kjernekraftverket får tillatelse til å starte produksjon.

IAEA anbefaler at nye kjernekraftland etablerer et nasjonalt koordineringsorgan for kjernekraft. Infrastrukturområdene som anbefales utredet, spenner over ulike myndigheter og fagområder. En slik «organisasjon for introduksjon av kjernekraft» (forkortet NEPIO) skal sikre at de beslutningene som tas, bygger på et helhetlig kunnskapsgrunnlag, og at det utvikles et helhetlig rammeverk for bl.a. konsesjonsprosesser, planlegging og samhandling.

For et nytt kjernekraftland mener utvalget det vil ta minst 20 år fra landet starter forberedelsene til det første kraftverket er i drift. IAEA anslår at det tar minst 10–15 år fra et land fatter en politisk beslutning om å starte en milepælsprosess, til det første kjernekraftverket settes i drift. Anslaget inkluderer ikke forstudier og de demokratiske prosessene som må lede opp til Stortingets beslutning om å starte fase 1. Inkludert en slik forberedende fase, er det mer realistisk at det vil ta minst 20 år fra det tas en beslutning om å etablere en NEPIO, til den første reaktoren er ferdigstilt og godkjent i Norge. Dersom man tar en beslutning om å åpne for kjernekraft som ikke er tilstrekkelig utredet og forankret, øker risikoen for tilbakeslag, forsinkelser og kostnadsoverskridelser.

Miljøpåvirkningene i forsyningskjedene og gjennom livsløpet til kjernekraft må vurderes. Miljøpåvirkningen fra kjernekraft varierer gjennom livsløpet, fra utvinning av uran til dekommisjonering og deponering av brukt brensel. Uranutvinning kan medføre inngrep og forurensningsrisiko. De fleste kjernekraftland importerer brensel eller materiale for produksjon av brensel, slik at miljøbelastningen ved uranutvinningen skjer utenfor egne grenser. Brenselsproduksjon gir begrensede utslipp, men genererer lavaktivt avfall som krever trygg håndtering. Under normal drift gir kjernekraftproduksjon svært lave klimagassutslipp, på nivå med vind- og vannkraftproduksjon og radioaktive utslipp til luft og vann er lave. Kjølesystemet kan medføre betydelig vannforbruk og kan øke temperaturene i berørte vannøkosystemer.

Arealbeslaget, og dermed naturinngrep og landskapspåvirkning, per produsert kWh er lavt for kjernekraftverk. Anleggsfasen for et kjernekraftverk innebærer større fysiske inngrep, særlig knyttet til betongarbeid og transport, enn driftsfasen. Arealbehovet for kjernekraft, inkludert anlegg for avfallsbehandling og deponi, er lite sammenlignet med planområdet for vindkraft på land og til havs. Arealet påvirkes imidlertid på en annen måte enn med vindkraft, og vil være utilgjengelig for andre formål i svært lang tid.

Plassering av kjernekraftverk må ta hensyn til hydrologiske forhold, økologi, sikkerhet og risiko for naturhendelser gjennom anleggets levetid. Plassering av kjernekraftverk krever grundige vurderinger av geologi, vannressurser, nettilgang og natur- og miljøkonsekvenser. Bl.a. må vannforbruk og termiske utslipp håndteres for å beskytte økosystemene. Arealbruk og naturmangfold skal integreres i planleggingen, i tråd med nasjonale og inter-

nasjonale anbefalinger. På bakgrunn av dette, anbefales det at myndighetene setter tydelige rammer og tar en aktiv rolle i styringen av lokaliseringsprosessen.

Kjernekraft skiller seg fra andre energiteknologier gjennom særlige krav til risikoanalyser, sikkerhet og beredskap. I tillegg til teknisk og operasjonell risiko, innebærer kjernekraft risiko knyttet til strålevern, nasjonal sikkerhet, beredskap, internasjonale forpliktelser og langsiktige samfunnshensyn. Tre ulike sikkerhetsregimer må samvirke og implementeres helhetlig gjennom hele livsløpet til et kjernekraftverk. Atomsikkerhet dreier seg om å beskytte ansatte, befolkningen og ytre miljø ved å forhindre ulykker og minimere konsekvenser av ulykker. Atomsikring dreier seg om å forebygge og beskytte mot ondsinnede handlinger, og sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi dreier seg om å hindre spredning av atomvåpenmateriale og -teknologi.

Etablering av kjernekraft i Norge endrer det nasjonale risikobildet. Internasjonale avtaler om ikke-spredning av atomvåpen (NPT) og IAEAs safeguards-regime forplikter operatørselskaper og myndigheter til strenge kontrollrutiner for å sikre integriteten til det nukleære materialet og at nukleær teknologi ikke kommer på avveie. Risiko knyttet til eventuelle kjernekraftverk og transport og lagring av radioaktivt materiale, må tas inn i planverket. Vurdering av sannsynlighet for og konsekvenser av uønskede hendelser må inngå i de nasjonale dimensjonerende scenarioene for atomberedskapen, samt i regionale og kommunale risiko- og sårbarhetsanalyser. Sikringsrisikoanalyser for tilsiktede, ondsinnede handlinger må også inkluderes.

Det er et nasjonalt ansvar å sørge for trygg og sikker forvaltning av kjernekraft i eget land i overensstemmelse med internasjonale forpliktelser. Dagens norske regulerings-, sikkerhets- og beredskapsregime er tilpasset den strålingsbruken vi har i dag. I dag består myndighetenes atomberedskapsorganisasjon av deltakere fra departementer, direktorater og statsforvaltere. I tillegg har kommunene og nødetatene, som brann og redning, helse og politi, sentrale roller i håndtering av atomhendelser. Eventuell introduksjon av kjernekraft i den norske energimiksen forutsetter styrking av kapasitet og kompetanse hos alle de aktørene som har roller knyttet til atomberedskapen.

Kjernekraftverk må konstrueres i henhold til tre sentrale sikkerhetsprinsipper. De tre hovedprinsippene er kontroll over kjedereaksjonen, tilstrekkelig kjøling i alle drifts- og uhellsscenarioer, og inneslutning av radioaktive stoffer. Kjernekraftverk må derfor bygges og driftes med flere uavhengige barrierer og sikkerhets- og beredskapssystemer etter konseptet «forsvar i dybden». Eier og operatørselskap har hovedansvaret for sikkerheten, sikringen, sikkerhetskontrollen og beredskapen ved kjernekraftverket, og ved andre atomanlegg som avfallslager og deponier. Operatørselskapet har ansvar for å utføre risiko- og sikkerhetsanalyser og etablere beredskap og nødprosedyrer i tråd med nasjonale og internasjonale bestemmelser.

I henhold til dagens regelverk er kjernekraftverk skjermingsverdige objekter etter sikkerhetsloven. For å ivareta sikring av et kjernekraftverk, kreves tiltak for å forhindre terror, sabotasje, tyveri av nukleært materiale og digitale angrep. Sikringen må ivaretas ved sikkerhetsstyring, fysisk sikring, personellsikkerhet og digital sikkerhet. Personellsikkerhet omfatter blant annet sikkerhetsklarering og autorisasjon av personell, noe som kan gjøre det utfordrende å rekruttere personell fra utlandet i visse stillinger I enkelte land benyttes bevæpnet vakthold av kjernekraftverk.

Norge har lang erfaring med nukleær teknologi basert på forskningsreaktorene i Halden og på Kjeller. Forskningsreaktorene var i drift i flere tiår, og har gitt grunnlag for forskning innen fagområder som brenselsteknologi, materialforskning og reaktorsikkerhet. Alle de norske forskningsreaktorene er nå stengt, og arbeidet med dekommisjonering pågår i regi av Norsk Nukleær Dekommisjonering (NND).

Norge har ikke erfaring med industriell kjernekraftproduksjon. Det innebærer at vi mangler erfaring med bygging og drift av kjernekraft, regulatorisk kapasitet og en leverandørkjede. For å kunne ta teknologien i bruk i større skala, vil det være nødvendig med omfattende kompetansebygging på tvers av sektorer, inkludert operatørselskaper, tilsyn, beredskap, planlegging og utdanningsinstitusjoner. Det er derfor behov for omfattende oppbygging av både kompetanse og kapasitet dersom Norge skal bli et kjernekraftland.

Skal Norge innføre kjernekraft, må vi utvikle kompetanse på en rekke fagområder. Det vil bl.a. være behov for å utvikle norsk kompetanse på områder som atomfysikk, kjernekraftteknologi, prosjektledelse, juridisk regulering, strålevern, cybersikkerhet og krisehåndtering. Norske utdanningsinstitusjoner har miljøer innen kjernefysikk og strålevern, men dagens kapasitet er ikke tilstrekkelig for en eventuell satsing på kjernekraftproduksjon. Det vil kreve betydelige investeringer i høyere utdanning og fagskoler for å sikre nød-

vendig spesialisert arbeidskraft. Internasjonale erfaringer viser at det tar mange år å etablere tilstrekkelig kompetanse.

Norge bør bygge opp kompetanse og kapasitet trinnvis og sikre at opplæring og bemanning skjer i tråd med internasjonale standarder. Ved et politisk vedtak om å innføre kjernekraft, må det utarbeides en nasjonal HR-strategi som kartlegger kompetansebehov og sikrer rekruttering, opplæring og kunnskapsoverføring på tvers av sektorer. Det må etableres relevante utdanningsløp og opplæringsprogrammer, og satsingen må ha langsiktig finansiering og institusjonell forankring. Økt deltakelse i internasjonale nettverk og forskningssamarbeid er avgjørende for å holde norsk kompetanse oppdatert og sikre at vi holder tritt med internasjonal utvikling. Det er forventet mangel på kjernekraftkompetanse i EU, og det vil være utfordrende å dekke behovet i Norge gjennom omfattende rekruttering fra utlandet.

2.4 Regulering og myndighetsorganisering

Det finnes omfattende internasjonal regulering med krav til kjernekraft som også gjelder for Norge. Det kommer dels av behovet for å hindre spredning av atomvåpen, og dels av at ulykker kan ha grenseoverskridende konsekvenser. Norge er medlem av eller avtalepart til de organisasjonene og internasjonale instrumentene som er relevante for regulering av kjernekraft, med unntak av Euratom (Det europeiske atomenergifellesskap). Norge kan derfor ikke nyte godt av fordeler og rettigheter et Euratom-medlemskap gir. Norge kan eventuelt søke tettere tilknytning til Euratom gjennom en bilateral avtale eller gjennom utvidelse av EØS-avtalen. Å utvikle kjernekraft uten å være tilknyttet Euratom, innebærer at Norge i større grad må bygge kompetanse og utvikle regelverk på egenhånd.

Erfaringer fra andre land kan gi nyttig inspirasjon for reguleringer og myndighetsorganisering knyttet til kjernekraft. Utvalget har sett nærmere på Polen, Finland, Sverige, Storbritannia, Canada og Frankrike, der Polen er et nytt kjernekraftland, mens de andre vurderer eller har vedtatt å bygge ut ny kjernekraft. Alle landene har igangsatt gjennomgang av rammeverk, reguleringer og myndighetsorganisering, og flere har innført en NEPIO-lignende organisering for koordinering av prosessene. Alle landene legger vekt på utvikling av hensiktsmessige tillatelsesprosesser. I alminnelighet er ansvaret for henholdsvis etablering av kjernekraft og strålingssikkerhet plassert i ulike departementer for å unngå interessekonflikter. Staten spiller en direkte og/eller indirekte sterk rolle i finansieringen av ny kjernekraft gjennom ulike virkemidler som differansekontrakter, lån/garantier eller eierskap. Alle landene har innført fondsløsninger for finansiering av sluttbehandling og deponering av kjernekraftavfall. Designvalg (storskala og/eller SMR-utbygging) er et spørsmål i alle landene.

Dagens norske regelverk for kjernekraft finnes i ulike lover og er ikke tilpasset kommersiell kjernekraftproduksjon. Atomenergiloven gir et juridisk rammeverk, men regelverket har ikke en helhetlig struktur for konsesjonsprosesser for kjernekraftverk. Konsesjonsbehandling av kjernekraftverk er en sak av energipolitisk karakter. Energiloven og atomenergiloven virker parallelt, noe som kan føre til dobbeltbehandling og uklar ansvarsfordeling.

I dagens regelverk er myndighetsansvaret for konsesjonsbehandling av kjernekraftverk fragmentert. Ansvarsfordelingen bygger på sektorprinsippet som ikke gir en klar ansvarsfordeling i tillatelsesprosessen. Ansvaret i tillatelsesprosessen gjelder oppgaver som berører en rekke myndigheter og saksfelt, som ansvar for kraftproduksjon og forsyningssikkerhet, forurensning, strålevern, sikkerhet og sikring, og nasjonale sikkerhetsinteresser.

Utforming av en best mulig regulering for kjernekraft i Norge, er et spørsmål om metodikken for regelverksutvikling, om strukturen og om innholdet i det samlede regelverket. IAEAs milepælstilnærming anbefaler en framgangsmåte for utvikling av rettslig og regulatorisk rammeverk som skjer gradvis gjennom tre faser, med tydelige milepæler. Et hovedspørsmål for strukturen i reguleringen, og et viktig premiss for utvikling av reguleringen, er i hvilken grad lovgivningen om kjernekraft i hovedsak bør samles i én lov, eller om vi bør beholde dagens lovstruktur. Vurderingen bør også omfatte formålsbestemmelse, overordnet statlig styring, konsesjon og søknadsprosess, samkjøring av ordninger for sikkerhet, tilsyn og beredskap, samt system for avfallshåndtering. Behovet for en regulering som er tilpasset alle typer og størrelser av kjernekraft, må vurderes på det tidspunktet regelverket revideres.

Reguleringen må ivareta en rekke hensyn. Reguleringen må omfatte beskyttelse av folk og miljø, beskyttelse av kjernekraftverket og andre nukleære anlegg, beskyttelse av samfunnet og forsyningssikkerhet. Reguleringen må også omfatte krav til kompetanse hos myndigheter og de som

skal bygge og drive et kjernekraftverk, at etablering av kjernekraftverk er underlagt krav om tillatelse fra myndighetene og at konsekvensene er tilstrekkelig utredet i forkant.

Ved introduksjon av kjernekraft i Norge må plasseringen av myndighetsansvar på statlig nivå være tydelig, og det må legges vekt på mekanismer som sikrer samordning. Modeller for samordning mellom lover og myndigheter må derfor videreutvikles. Myndighetsorganiseringen må dekke ulike nukleære anlegg som kjernekraftverk, brenselsanlegg, avfallsanlegg og deponi.

Ved introduksjon av kjernekraft i Norge er det også spørsmål om hvordan forholdet mellom statsforvaltningen, regionalforvaltningen og kommunalforvaltningen skal organiseres. Blant annet er det et politisk spørsmål om dagens system med krav om kommunal arealplan for vindkraft før statlig konsesjon, også er hensiktsmessig for framtidig kjernekraft.

Et kjernekraftprogram krever en uavhengig strålingssikkerhetsmyndighet. Internasjonalt regelverk setter krav til uavhengighet mellom strålingssikkerhetsmyndigheten og øvrige myndigheter. Uavhengighet innebærer at overordnede forvaltningsorganer, inkludert regjeringen, i enkeltsaker ikke kan ha instruksjonsmyndighet over det underliggende uavhengige forvaltningsorganet som skal ha ansvar for slik sikkerhet, og at organet har tilstrekkelige faglige og økonomiske ressurser.

Regulering av myndighetsorganisering bør inkludere en vurdering av modeller for finansiering av myndighetsoppgaver. Det kan vurderes i hvilken grad arbeid med behandling av søknader og tillatelser til etablering av kjernekraftverk og eventuelle andre tillatelser, kan brukerfinansieres. Det kan også vurderes om brukerfinansiering bør omfatte eventuelt myndighetsarbeid knyttet til identifisering av aktuell lokalisering av kjernekraftverk eller andre nukleære anlegg. I tillegg bør vurderingen omfatte finansiering av nødetatenes beredskapsarbeid, og også vertskommunenes, og eventuelt nabokommuners arbeid.

IAEAs milepælstilnærming gir ikke anbefalinger om hvordan et land bør ta beslutningen om å inkludere kjernekraft i energimiksen og starte en milepælsprosess. En prosess fram mot en politisk beslutning må være transparent og forutsigbar og følge regelverk for offentlig involvering.

Søknad om etablering av et kjernekraftverk vil omfatte en rekke politiske hensyn og involvere ulike myndigheter. Hvis det besluttes at Norge skal ha kjernekraft i energimiksen, sier atomenergiloven at Stortinget bør behandle hvert enkelt kjernekraftprosjekt.

2.5 Kjernekraft i det norske kraftsystemet

Det er bred politisk enighet om at kraftetterspørselen i Norge kommer til å øke framover. Forbruksøkningen er knyttet til klimautfordringen, som krever elektrifisering for å redusere fossil energibruk og kutte CO_2-utslipp, og utvikling av nye næringer, som til dels er svært kraftintensive. Hvor sterk etterspørselsveksten blir, er imidlertid svært usikkert, og henger også sammen med prisutviklingen og energieffektivisering.

Norge har et kraftsystem dominert av vannkraft med magasiner, og ressurser til å bygge ut mer fornybar energi. I dag kommer om lag 90 prosent av kraftproduksjonen i Norge fra vannkraft. I motsetning til andre land, har ikke Norge behov for å erstatte store deler av eksisterende produksjonskapasitet. Det foreligger flere meldinger og søknader om utbygging av vannkraft, vindkraft og solkraft på land i årene framover, og energibruken i husholdningene og alminnelig næringsliv effektiviseres stadig. Fordi kjernekraft tidligst kan etableres i Norge på midten av 2040-tallet, vil den i liten grad kunne bidra til oppfyllelse av klimamålene for 2050. Kjernekraft må derfor først og fremst ses som en mulig løsning for å dekke etterspørselen på lang sikt.

Havvind utgjør det største potensialet for ny produksjon på lang sikt. Dersom vi får en sterk etterspørselsvekst mot 2050 og begrenset utbygging av vindkraft på land, er det havvind som utgjør det største potensialet for ny produksjon i Norge. Havvindutbyggingen i Norge er i en tidlig fase, der det første bunnfaste havvindprosjektet på Sørlige Nordsjø II etter planen skal settes i produksjon innen 2032. Dette prosjektet har fått statsstøtte, og Stortinget har satt av en ramme for støtte til de første flytende havvindprosjektene. Det er usikkerhet rundt kostnadsutviklingen for havvind framover.

Kjernekraft har både fordeler og ulemper i forhold til alternativene. Kjernekraft har gode systemegenskaper, er driftssikker, pålitelig og har høy tilgjengelighet. Kjernekraft krever lite areal per kWh, gir små naturinngrep i forhold til alternativene, og kan i større grad plasseres der det er gunstigst for kraftsystemet, og passer da godt inn i det norske kraftsystemet. Siden det norske kraftsystemet er dominert av fleksibel vannkraft, passer vind- og solkraft også godt inn i vårt system. På den annen side krever kjernekraft et særskilt sikkerhets- og beredskapsregime knyttet til bruk, transport og behandling av radioaktivt materiale. Kjent teknologi er basert på uran som må impor-

teres. Det tar lengre tid å bygge ut et kjernekraftverk enn å bygge ut fornybar produksjon. Per i dag ligger kostnadsanslagene for ny kjernekraft og flytende havvind i samme størrelsesorden, men med betydelig usikkerhet. Med læreeffekter som følge av teknologiutvikling og økt utbygging, kan kostnadene bli lavere i framtiden.

Introduksjon av kjernekraft innebærer at staten påtar seg ansvar og forpliktelser selv om utbyggingen foregår i regi av kommersielle aktører og uten statlig støtte. En stat som tillater kjernekraft, blir sittende med en økonomisk risiko selv om eier og operatørselskap forsikrer seg mot ulykker eller andre uønskede hendelser, og selv om utbygger løpende setter av penger til dekommisjonering og deponi. Det henger sammen med at en privat aktør kan gå konkurs, noe som nødvendigvis begrenser dens økonomiske ansvar.

Det norske kraftsystemet kan tilpasses utbygging av både fornybar kraft og kjernekraft. Sammensetningen av produksjonskapasiteten påvirker både driften av kraftsystemet og planleggingen av transmisjonsnettet. I Norge er det Statnett som har ansvar for begge deler. Statnett planlegger nettet for at det skal være robust for ulike framtidige scenarioer og har flere mekanismer og verktøy for å drifte nettet med høy forsyningssikkerhet. Kjernekraft har gunstige systemegenskaper i forhold til vindkraft, men disse er ikke avgjørende for driften av det norske kraftsystemet. Vannkraftens reguleringsevne gjør at Norge står friere enn mange andre land når vi skal vurdere å introdusere kjernekraft. Statnetts nåværende planer for et robust kraftsystem de neste tiårene, forutsetter ikke kjernekraftverk i Norge, og Statnetts analyser viser at en beslutning om kjernekraft ikke påvirker nettplanleggingen vesentlig. Det forutsetter imidlertid at kjernekraften plasseres der nettet allerede er sterkt, og kraftbalansen svak, i utgangspunktet.

En beslutning om å vurdere et kjernekraftprogram kan påvirke markedsutviklingen og investeringer i andre kraftverk. Norge har et markedsbasert kraftsystem, der staten setter rammer for investeringer i kraftproduksjon, og investeringsbeslutninger tas av private aktører på kommersielle vilkår. Utsikter til realisering av et norsk kjernekraftprogram med produksjonsstart på midten av 2040-tallet, kan fortrenge andre kraftverksinvesteringer som kan realiseres raskere. Det vil føre til en svakere kraftbalanse på kort og mellomlang sikt, før kjernekraften kommer i produksjon, og kan gi en sterkere kraftbalanse og økt eksport etter at kjernekraften kommer i produksjon. En økt sannsynlighet for at Norge kommer til å vedta et kjernekraftprogram kan tilsvarende føre til at andre kraftverksinvesteringer settes på vent. Hvor store utslagene blir, kommer bl.a. an på etterspørselsutviklingen og utviklingen i markedene rundt Norge.

Markedsprisene er viktigst for lønnsomheten til kjernekraft. Kjernekraft får nesten all inntekt fra salg av kraft i markedet. Forventinger om framtidige markedspriser ligger også til grunn for prisene i langsiktige kontrakter. Usikkerheten om framtidige kraftpriser er betydelig. Kjernekraftverk produserer helst kontinuerlig gjennom døgnet og legger vedlikehold og brenselsbytte til perioder med lave priser. De realiserer derfor en litt høyere pris enn gjennomsnittsprisen i markedet. Det kan også være lønnsomt å redusere produksjonen i perioder med svært lave markedspriser. I tillegg kan kjernekraft få inntekter fra salg av systemtjenester og opprinnelsesgarantier, men med dagens priser og volum, monner det lite i totalregnskapet. Kapasitetsbetaling er neppe aktuelt i Norge, og varme fra kjernekraftverk i Norge vil trolig ha liten verdi.

Skal kjernekraft bli lønnsomt i Norge de nærmeste tiårene, må kostnadene reduseres betydelig. Fordi planlegging, finansiering og myndighetsprosesser tar lang tid, er det kostnadene for kjernekraftverk med byggestart 10–15 år fram i tid som er interessante. Og for at investeringen skal være lønnsom, må netto nåverdi av inntekter og kostnader være positiv. Kraftprisene og investeringskostnadene er dermed avgjørende. Med dagens utfallsrom for kostnadene for kjernekraft, trenger storskala kjernekraftverk kraftpriser på mellom vel 130 og knapt 220 øre/kWh for å være lønnsomme. Med andre ord er det nødvendig med betydelige kostnadsreduksjoner dersom kjernekraft skal bli lønnsomt i Norge. En utbygging basert på SMR-er kan gi tidligere inntekter enn en utbygging basert på storskala reaktorer. Med det laveste kostnadsanslaget må SMR-er likevel oppnå en kraftpris på i overkant av 110 øre/kWh for å være lønnsomt. Kjernekraft har små positive og negative samfunnsøkonomiske tilleggseffekter, som samlet sett ikke gir grunnlag for å vurdere den samfunnsøkonomiske lønnsomheten som vesentlig høyere enn den bedriftsøkonomiske.

Lønnsomhetsvurderinger avhenger av hvilken diskonteringsrate som benyttes. Diskonteringsraten (eller avkastningskravet) skal reflektere alternativ avkastning på investert kapital, hvordan man verdsetter framtidige beløp sammenlignet med inntekter og kostnader i dag (tidspreferanse), og den økonomiske risikoen ved prosjektet. Utvalget har ikke gjort en egen evaluering av hvilken dis-

konteringsrate det er riktig å bruke, men har i regneeksempler lagt til grunn en diskonteringsrate på 5 prosent, i tråd med renten som brukes i verdsettingen av børsnoterte kraftselskap i Europa. En rekke norske kraftselskap har erfaringsmessig et noe høyere avkastningskrav. Selv om det for offentlige investeringer kan argumenteres for en lavere diskonteringsrate, ned mot 2 prosent for virkninger langt fram i tid, er Finansdepartementets krav til samfunnsøkonomiske analyser at det for aktiviteter i direkte konkurranse med private aktører, skal benyttes en diskonteringsrate tilsvarende den som private bedrifter står ovenfor.

Utvalget finner ingen samfunnsøkonomiske argumenter for statsstøtte til kjernekraft. Statsstøtte kan i prinsippet begrunnes i markedssvikt, ufullstendige markeder, vesentlige positive eksterne virkninger, og industripolitiske og sikkerhetspolitiske mål. Det nordiske kraftmarkedet er preget av fri konkurranse, fri etableringsrett og rammebetingelser som håndterer eksterne virkninger gjennom konsesjonsvilkår, krav og CO_2-prising. Kjernekraften har positive systemegenskaper og stabil produksjon. Begge deler får de betalt for i markedene. Det er derfor ikke en ekstern virkning. Industrien er villig til å inngå lange kraftkjøpsavtaler og finansieringsmulighetene for kraftverk er generelt gode. Norge har ikke erfaring med kommersiell kjernekraft og i utgangspunktet ingen spesielle fortrinn for å bygge opp en kjernekraftindustri. Norge er ikke avhengig av energiimport og kraftforsyningen er spredt over landet. Kjernekraft innebærer på den annen side konsentrert produksjon på et mindre område og import av energi i form av lavanriket uran til kjernekraftproduksjon, noe som kan svekke energisikkerheten.

Risikoen forsvinner ikke selv om staten tar en rolle i et prosjekt, den overføres bare til staten. At finansiering er kostbar eller vanskelig tilgjengelig, kan være et tegn på at den grunnleggende økonomiske risikoen er høy eller at lønnsomheten er lav. Det er ikke i seg selv et argument for statlig involvering. Også staten må veie risikoen ved å investere mot risikoen ved å unnlate å investere i kjernekraft.

Statsstøtte til kjernekraft for å redusere investeringsrisiko for aktørene må vurderes ut fra formålet og holdes opp mot alternative virkemidler. Uavhengig av formål, bør det vurderes om statsstøtte er det mest hensiktsmessige statlige virkemidlet, eller om andre former for statlig involvering som regulatoriske tiltak, vil være bedre egnet til å nå det samme målet.

2.6 Etiske og samfunnsmessige avveininger

Utbygging av kjernekraftverk i Norge kan ha betydelige ringvirkninger. Planlegging, utbygging, drift og dekommisjonering av kjernekraftverk er ressurskrevende aktiviteter som vil utløse en betydelig etterspørsel etter arbeidskraft, kapital og innsatsvarer. OECD-NEA anslår en direkte sysselsetting på til sammen om lag 50 000 årsverk over levetiden for et kjernekraftverk på 1 GW. Etterspørsel etter arbeidskraft i øvrige deler av verdikjeden kommer i tillegg.

Fra en nasjonal synsvinkel er ringvirkninger først og fremst omfordeling av ressurser. Etablering og drift av et kjernekraftverk øker sysselsettingen i vertskommunen. Fra en nasjonal, samfunnsøkonomisk synsvinkel er imidlertid ikke høy ressursbruk nødvendigvis positivt. Økt ressursbruk i én kommune trekker ressurser fra andre kommuner, og økt ressursbruk i én sektor trekker ressurser fra andre sektorer. Det sentrale spørsmålet er om ressursene gjør mer nytte for seg i en kjernekraftnæring enn i andre næringer. En omfordeling av ressurser til kjernekraft øker ikke automatisk verdiskapingen i økonomien som helhet. Tvert imot kan politisk styrt ressursbruk, f.eks. gjennom subsidiering, trekke ressurser som arbeidskraft og kapital, bort fra andre aktiviteter som gir større verdiskaping.

Tidligere analyser indikerer at en betydelig del av etterspørselen etter arbeidskraft, kapital og innsatsvarer kan møtes av innenlandsk arbeidskraft og produksjon. Overføringsverdien av utenlandske ringvirkningsanalyser til norske forhold er imidlertid usikker, ettersom Norge ikke har erfaring med kjernekraft.

Ressurser som frigjøres fra petroleumsnæringen i løpet av de neste tiårene kan anvendes i andre næringer. Frigjorte ressurser fra petroleumsnæringen kan i prinsippet også tas i bruk i en eventuell kjernekraftnæring. At en slik overføring er mulig, er imidlertid ikke i seg selv et argument for å bygge ut kjernekraft. Frigjorte ressurser bør, på samme måte som andre ressurser, anvendes der de gir høyest verdiskaping for økonomien som helhet.

Risikoen forbundet med kjernekraft vurderes som lav innenfor etablerte sikkerhetsrammeverk. Kjernekraft er preget av lav sannsynlighet for alvorlige ulykker, samtidig som konsekvensene kan være store. For hendelser med lav eller ukjent sannsynlighet, er risikovurderingene usikre fordi kunnskapsgrunnlaget er ufullstendig. Det kan f.eks. skyldes begrensede data, modellforenklin-

ger, og ufullstendig forståelse av fysiske prosesser og menneskelig og organisatorisk atferd under ekstreme forhold. I slike tilfeller kan derfor ikke forventningsverdien være det sentrale vurderingskriteriet, men derimot håndtering av lavsannsynlige hendelser med svært store konsekvenser. Også en hendelse som er usannsynlig, kan inntreffe.

Kunnskapsusikkerhet kan i prinsippet reduseres gjennom økt kunnskap og erfaring, men kan aldri elimineres fullt ut. Der usikkerhet kan beskrives gjennom kjent frekvens eller sannsynlighet, er bruk av sannsynlighetsberegning, statistiske metoder og simulering, legitimt. Kunnskapsusikkerhet reiser derimot spørsmål om gyldigheten av modellene, robusthet, konservatisme og behov for eksplisitte beslutnings- og vurderingsprinsipper. Modeller og data kan ikke dekke alle mulige kombinasjoner av hendelser og alle mulige konsekvenser. Noen hendelser eller hendelseskjeder egner seg heller ikke for risikovurderinger basert på sannsynlighet, som f.eks. tilsiktede, ondsinnede handlinger med skadehensikt.

En helhetlig risikoforståelse er nødvendig for robuste beslutninger om kjernekraft i Norge. Risiko må både vurderes i et livsløpsperspektiv og ses i sammenheng med bredere samfunnsmessige hensyn, inkludert klimarisiko, teknologisk utvikling, geopolitiske forhold og langsiktig håndtering av avfall. Risikovurderinger gir viktig innsikt i sannsynligheter og konsekvenser, men kan ikke alene avgjøre kjernekraftspørsmålet.

I skjæringspunktet mellom det risikoanalyser kan og ikke kan belyse, blir etiske vurderinger viktige. Kjernekraft berører grunnleggende verdispørsmål knyttet til rettferdighet, ansvar og risiko. Når usikkerheten er betydelig, konsekvensene potensielt omfattende og langvarige, og kunnskapsgrunnlaget begrenset, blir beslutninger normative. Tekniske risikoanalyser sier lite om hva som er akseptabelt, hvem som bør bære risikoen, eller hvilke hensyn som skal veie tyngst når verdier står i konflikt. Tradisjonelle nyttekostnadsanalyser fanger ikke opp verdier som naturtap, generasjonsrettferdighet, og risiko som vanskelig lar seg måle eller sammenligne på en felles skala. Beslutninger om kjernekraft må derfor vurderes i lys av etiske prinsipper.

Ansvaret overfor framtidige generasjoner og avveininger mellom ulike verdier, er sentrale etiske spørsmål knyttet til kjernekraft. Lagring og deponering av brukt brensel og den svært lange tidshorisonten teknologiens konsekvenser strekker seg over, skiller kjernekraft fra andre energikilder. Dette utløser dilemmaer knyttet til irreversibilitet og «forurenser betaler»-prinsippet som bør vurderes med utgangspunkt i etiske prinsipper. Etiske vurderinger av kjernekraft innebærer å veie ulike verdier som ofte står i konflikt med hverandre. Et sentralt spørsmål er hvordan kjernekraft skal vurderes opp mot alternative energikilder i lys av energitrilemmaet: energisikkerhet, bærekraft og rettferdig fordeling. Kjernekraft tvinger fram prioriteringer mellom hensyn som arealinngrep, klimamål, risiko for ulykker, geopolitisk avhengighet, bruk av knappe ressurser og byrder som påføres kommende generasjoner. Etikken kan ikke gi entydige svar, men klargjør hvilke verdier som står på spill og hvilke begrunnelser som må ligge til grunn for et politisk valg.

Samfunnsaksept er en grunnleggende forutsetning for introduksjon av kjernekraft i Norge. Utbygging av kjernekraft vil ikke være mulig uten stabil støtte i befolkningen, blant politiske aktører og i berørte lokalsamfunn. Samfunnsaksept handler ikke om å unngå motstand, men om å sikre legitimitet, tillit og opplevd rettferdighet til beslutningsprosesser og fordeling av konsekvenser. Erfaringer internasjonalt og fra norsk energi- og industrihistorie viser at mangel på oppslutning om prosjekter, kan føre til store konflikter, kostbare forsinkelser og full stans.

Aksept formes over tid og avhenger av åpne prosesser, reell involvering og tydelige rammer. Meningsmålinger gir øyeblikksbilder av holdninger, men er ikke egnet til å forklare aksept. Aksept er betinget og kontekstavhengig og påvirkes blant annet av naturkonflikter, kraftpriser, sikkerhet, geopolitikk og tillit til myndigheter. Internasjonale erfaringer fra bygging av kjernekraftverk og deponier, viser at lokal beslutningsrett, åpen informasjon, synlige fordeler og robuste prosesser over tid, er avgjørende for å bygge og opprettholde tillit.

En eventuell kjernekraftsatsing krever tidlig, tydelig og kontinuerlig forankring gjennom hele prosessen. Aksept må bygges før beslutninger tas, ved å synliggjøre formål, risiko, avveininger og alternativer. Prosesser må være transparente og gi befolkningen, og kommuner som berøres, grunnlag for reell innflytelse i alle faser, gjennom tydelige rammer, åpen informasjon og mulighet for kompensasjon for merarbeid. I hele perioden, fra utredning og lokalisering til drift, dekommisjonering og deponering, vil arbeid med dialog, informasjon, beredskap og åpenhet om fordeler og ulemper, være nødvendig for å opprettholde legitimitet. Å oppnå og sikre aksept er ikke gjort en gang for alle.

2.7 Anbefalinger

Utvalget vurderer at kjernekraft kan etableres, driftes og avvikles med lav risiko for helse og miljø i Norge. Forutsetningen er at utbyggingen planlegges systematisk basert på internasjonale standarder for sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale og teknologi. Risikoanalyser basert på sannsynlighetsberegninger må suppleres med normative og institusjonelle rammeverk som inkluderer føre-var-prinsipper, konservativ utforming og forsvar-i-dybden. Nasjonale og lokale myndigheter, og involverte aktører, må ha høy kompetanse og tilstrekkelige ressurser, og sikkerheten ved hver enkelt lokalisering må vurderes særskilt.

Det vil ta minst 20 år å etablere kjernekraftproduksjon i Norge. For et nytt kjernekraftland, som Norge vil være, er helhetlig utvikling av nødvendig regelverk, avklaring og tydeliggjøring av ansvarsfordelingen mellom myndigheter og etablering av nødvendig infrastruktur, en omfattende og langvarig prosess.

Det er en stor og viktig beslutning om Norge skal bli et kjernekraftland. En politisk beslutning om introduksjon av kjernekraft i Norge, må bygge på vurderinger av og avveininger mellom en rekke hensyn og en solid forankret demokratisk prosess. Økonomiske, teknologiske og etiske sider må inngå i vurderingen, ikke minst i lys av den langsiktige forpliktelsen etablering av kjernekraft innebærer.

Dersom Norge skal satse på kjernekraft, krever det omfattende myndighetsprosesser. Som grunnlag for nødvendige demokratiske prosesser, må myndighetene klargjøre en rekke krav og bestemmelser. Aktuelle bestemmelser omfatter overordnet styring av og krav til lokalisering, inkludert hensynet til nettet, hvilke konsesjonskrav som skal settes og hvordan, hvilke saksbehandlingstrinn søknadsprosessen skal inneholde og hvordan nødvendig samordning mellom myndigheter skal organiseres. Ansvarsforhold og krav knyttet til sikringen av anleggene, og for dekommisjonering, avfallshåndtering og deponi, må fastsettes. Forholdet til Euratom må avklares, og risikobildet og rutiner for tidlig varsling og konsultasjon med naboland oppdateres. For å sikre tilstrekkelig kompetanse og kapasitet i forvaltningen og i industrien, må Norge bygge ut og bygge opp forskning og utdanning innen en rekke fagområder.

Kjernekraft i Norge er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt med dagens utsikter til kostnader og markedspriser. På grunn av at de store faste kostnadene knyttet til etablering av deponi og det omfattende myndighetsapparatet som må bygges opp, blir det uforholdsmessig dyrt å bygge ut «litt» kjernekraft i et land. I Sverige og Finland snakker aktørene om 4–5 GW, tilsvarende 30–35 TWh, som et realistisk omfang. Med dagens utgangspunkt framstår ikke kjernekraft som kommersielt lønnsomt. Fram mot 2050 har Norge gode alternativer som er etablert eller under utvikling, og per i dag finner ikke utvalget særskilte samfunnsøkonomiske begrunnelser for statsstøtte til kjernekraft, som f.eks. hensyn til forsyningssikkerhet eller klimamål. Kjernekraft kan i liten grad bidra til å oppfylle klimamålene i 2050 og må først og fremst ses som en løsning for å dekke et økt energibehov etter 2050. En politisk beslutning om å introdusere kjernekraft nå, kan gjøre at investeringer i annen produksjonskapasitet, som kan komme inn tidligere, settes på vent. På grunn av vannkraften er det norske kraftsystemet ikke avhengig av systemegenskapene til kjernekraft.

Utvalget anbefaler derfor at det ikke allerede nå settes i gang en omfattende prosess for introduksjon av kjernekraft i Norge. Utsikter til manglende lønnsomhet og det omfattende myndighetsapparatet som må bygges opp, er viktige grunner til det. Til syvende og sist er det investorer som vurderer om kjernekraft blir realisert, og de vil vurdere lønnsomheten av kjernekraft opp mot andre investeringer. Omfattende og ressurskrevende offentlige prosesser kan derfor vise seg å være til ingen nytte, eller kreve omfattende statlig subsidiering i tillegg.

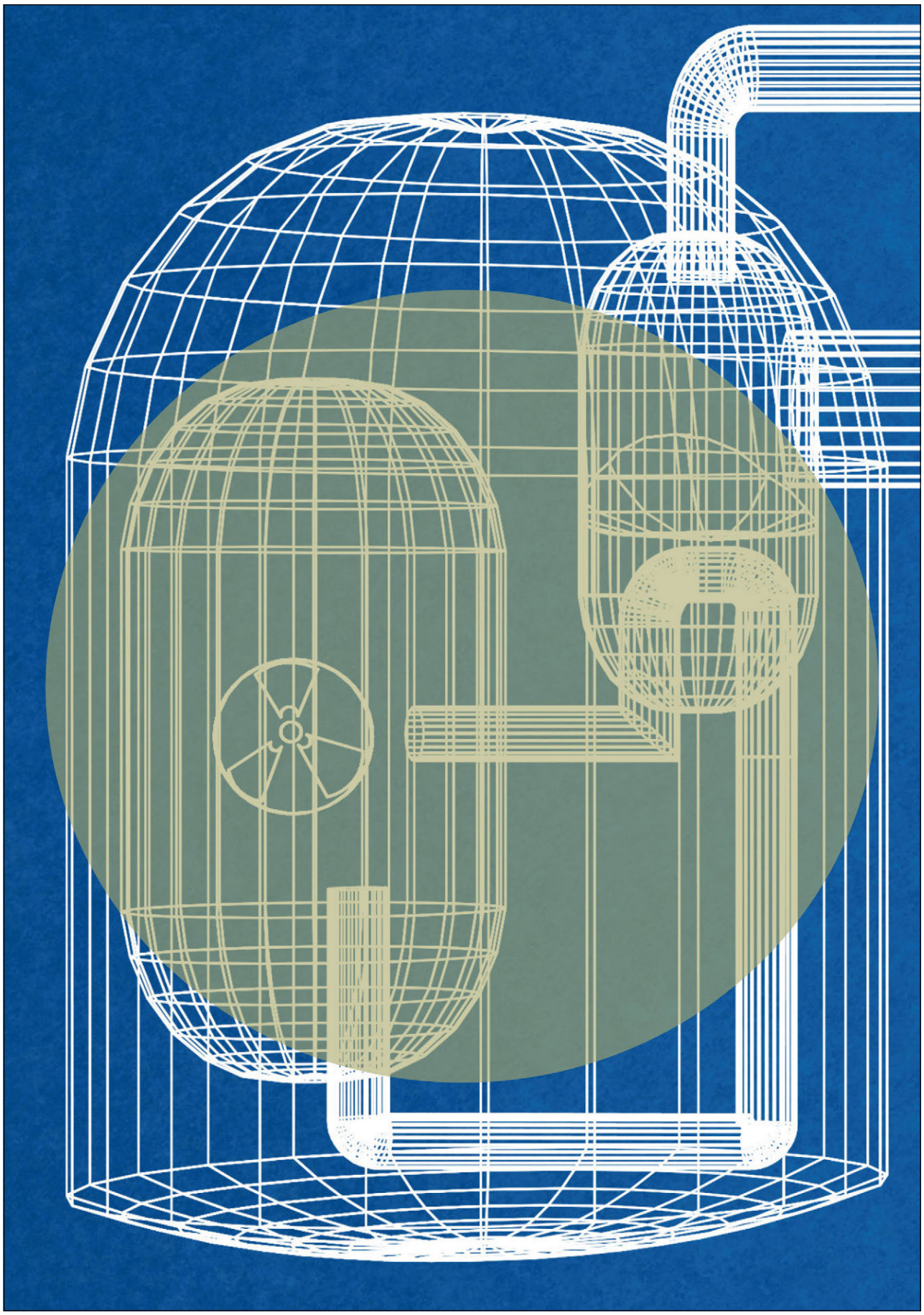
Usikkerhet om framtidig utvikling tilsier at kjernekraft kan bli et alternativ for Norge senere. Havvind kan vise seg å bli dyrere enn forventet, og utbyggingen av fornybar kraftproduksjon på land kan bli svakere. Etterspørselsveksten kan bli høyere og import fra utlandet dyrere. Teknologiutvikling og læreeffekter kan gjøre kjernekraft billigere. Ny kjernekraft som planlegges i dag, er basert på eksisterende teknologi, der ambisjonene om industrialisert, modulbasert design foreløpig ikke er realisert. Utvikling av nye teknologier ligger langt fram i tid. Norge har ikke erfaring med kommersiell kjernekraftproduksjon, og det vil uansett ta lang tid å bygge opp nødvendig kompetanse.

Utvalget anbefaler at det etableres et nasjonalt kompetanseprosjekt for å muliggjøre en raskere introduksjon av kjernekraft dersom det blir aktuelt senere. Utvalget har argumentert for at det med dagens utgangspunkt vil ta lang tid å sette i gang og gjennomføre de prosessene som skal til for å introdusere kjernekraft i Norge. I framtiden kan

kostnadsbildet og avveiningene mellom kostnader, miljø, arealbruk, sikkerhet og andre verdier endre seg. Et nasjonalt kompetanseprosjekt som spenner på tvers av relevante departementer, etater og sektorer, kan berede grunnen for og korte ned en eventuell framtidig prosess.

Et nasjonalt kompetanseprosjekt må gis et klart mandat. Utvalget peker på at mandatet bør omfatte en jevnlig oppdatering av status for den teknologiske, kommersielle og økonomiske utviklingen av kjernekraft, og at berørte etater kan få i oppdrag å inkludere kjernekraft som mulig teknologi i sine langsiktige markedsanalyser. Prosjektet bør vurdere hvordan IAEAs milepælstilnærming kan tilpasses norske forhold, og identifisere avklaringer og forberedelser som kan gjøres på forhånd. Ett aktuelt område er regelverk og ansvarsforhold mellom ulike nasjonale myndigheter. En annen aktuell oppgave kan være å forberede et nasjonalt rammeverk for lokalisering av kjernekraftverk og deponi, og å vurdere eventuelle vertskommuners ansvar og hvordan berørte nabokommuner bør involveres.

Norge bør investere i oppbygging av kritisk kompetanse og forskningsmiljøer. Kjernekraft krever spesialisert kompetanse på en rekke fagområder, og etablering av kjernekraft krever at det bygges opp omfattende kompetanse og kapasitet. Adekvate utdanningstilbud kan bygges opp relativt raskt, men er avhengig av at det finnes oppdatert forskningskompetanse på de relevante områdene. Utvalget foreslår at det bygges opp et begrenset, men målrettet fagmiljø innen kjernekraftteknologi ved norske universiteter, og legges bedre til rette for deltakelse i internasjonale forskningsprogrammer. Et nasjonalt kompetanseprosjekt bør definere et målrettet kompetanseløft nærmere. Endelig bør prosjektet undersøke mulighetene for et mer omfattende samarbeid med Sverige og Finland om regelverksutvikling, kompetansebygging, forskningsinfrastruktur og kunnskapsutveksling på ulike områder. For at en eventuell framtidig beslutning om kjernekraft skal oppleves som legitim, rettferdig og tillitvekkende, må det skapes tillit til prosessene. Viktige etiske spørsmål bør derfor også belyses i et kompetanseprosjekt.



Figur 2.1

Del III
Hva er kjernekraft?

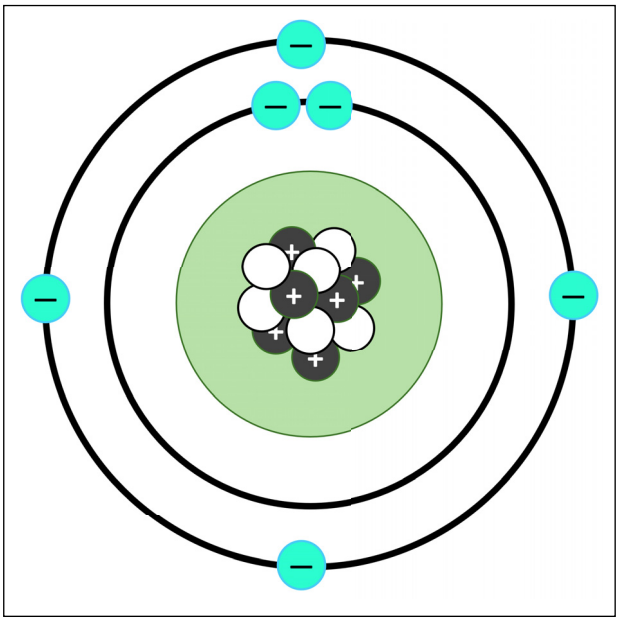
Kapittel 3
Stråling og helseeffekter

Kjernekraftverk utnytter energien som ligger lagret i noen tunge atomkjerner, som uran og plutonium. Gjennom den fysiske prosessen fisjon, er det mulig å hente ut energien til kraftproduksjon. Den samme prosessen som frigjør energi, fører også til at det dannes en rekke radioaktive stoffer som kan utgjøre en fare for mennesker og miljø hvis de ikke håndteres forsvarlig. Dette kapittelet forklarer hva radioaktivitet og ioniserende stråling er, og hvilke helseeffekter det kan gi. Virkemåten til kjernekraftverk er forklart i kapittel 4.

3.1 Atomer og isotoper

All materie er bygget opp av atomer. Alle atomer med unntak av hydrogen består av en kjerne med protoner og nøytroner, og elektroner som går i gitte baner rundt kjernen. Et stoff som bare består av én type atomer, kalles for et grunnstoff, og antall protoner i atomkjernen bestemmer hvilket grunnstoff det er. Figur 3.1 viser et karbonatom der kjernen består av seks protoner og seks nøytroner, mens seks elektroner går i bane rundt kjernen. Nøytronet har ingen ladning og er elektrisk nøytralt, protonet er positivt ladet, og elektronet er negativt ladet. Der protonet og nøytronet har omtrent samme masse, er elektronet veldig mye mindre, med omtrent 1/1836 av massen til protonet (Bodansky, 2004).

Grunnstoffer finnes i ulike varianter som kalles isotoper. Isotoper har samme antall protoner, men forskjellig antall nøytroner i atomkjernen. Dette gjør at isotopene har ulik masse og til dels forskjellige egenskaper, selv om det er det samme grunnstoffet. Isotoper benevnes med navnet på grunnstoffet og antallet partikler i kjernen (summen av nøytroner og protoner). Karbonisotopen i figur 3.1 benevnes derfor som karbon-12. Noen isotoper av et grunnstoff kan være radioaktive, mens andre er stabile (dvs. ikke radioaktive). For eksempel er karbon-14 (som har seks protoner og åtte nøytroner i kjernen) radioaktiv, mens karbon-12 er stabil.



Figur 3.1 Illustrasjon av et karbonatom. Kjernen består av seks protoner med positiv ladning (svarte) og seks nøytroner uten ladning (hvite), mens seks elektroner med negativ ladning (turkise) går i bane rundt atomkjernen.

Kilde: Wikimedia Commons (2021).

De kjernefysiske egenskapene til et atom bestemmes av antallet nøytroner og protoner i kjernen. De kjemiske egenskapene til et atom bestemmes av antallet og plasseringen av elektronene utenfor kjernen (Liinder, 2026).

3.2 Kjernespalting

Den sterke kjernekraften sørger for å holde atomkjernen samlet. I grunnstoff med to eller flere protoner i kjernen, vil protonene støte fra hverandre på grunn av lik elektrisk ladning. Det som motvirker frastøtningen og holder kjernen samlet, er den sterke kjernekraften – en kraft med svært kort rekkevidde som bare virker mellom partiklene i kjernen (Lamarsh & Baratta, 2001).

Vinteren 1938/39 fant europeiske forskere ut at det var mulig å spalte, eller dele, urankjerner ved hjelp av nøytroner. I et kjernekraftverk utnyttes energien som frigis ved spalting til å produsere varme som igjen omdannes til strøm (se kapittel 4 for beskrivelse av hvordan et kjernekraftverk fungerer). Forskerne oppdaget at det elektrisk nøytrale nøytronet var i stand til å trenge inn i kjernen til uran-235. Det ekstra nøytronet inni urankjernen fører til en ustabilitet som gjør at protonene overvinner den sterke kjernekraften og støter fra hverandre med en voldsom kraft. Resultatet er at atomet splittes i to til tre lettere grunnstoffer samtidig som det frigis mye energi. De lettere grunnstoffene som dannes, kalles fisjonsprodukter, og de er nesten alltid radioaktive. I tillegg frigis flere nøytroner og ulike typer ioniserende stråling (se punkt 3.3). Kjernespalting er vist i figur 4.2. Slik kjernespalting kalles også for fisjon som kommer fra latinsk fissio/findere, som betyr en splitting eller å splitte (Bodansky, 2004).

3.3 Radioaktivitet og ioniserende stråling

Radioaktivitet er en naturlig prosess der et atom sender ut stråling for å oppnå en mer stabil tilstand. Radioaktive isotoper er ustabile fordi de har for mye masse, ladning eller energi. For å oppnå en stabil tilstand sender slike atomkjerner ut stråling. I denne prosessen kan det også dannes andre grunnstoffer. Vi kaller denne prosessen for henfall eller desintegrasjon.

Strålingen har så høy energi at den kan slå ut elektroner som går i bane rundt andre atomkjerner, slik at det dannes ioner; vi sier at strålingen er ioniserende. Radioaktiv stråling er det folkelige utrykket for ioniserende stråling, men det er materialet som er radioaktivt. Strålingen er ioniserende.

Vi omgis av naturlig bakgrunnsstråling i det daglige fra bl.a. berggrunn, verdensrommet og naturlige radioaktive stoffer i mat. Stråling brukes også til en rekke samfunnsnyttige formål innen blant annet diagnostikk og medisin, og for industrielle formål (Bodansky, 2004).

3.4 Strålingstyper

De tre viktigste strålingstypene fra radioaktive stoffer er alfa-, beta- og gammastråling. I kjernekraftverk vil man også få nøytronstråling. Nøytroner er ikke ioniserende i seg selv, men kan indusere radioaktivitet i materie som de treffer.

Alfastråling oppstår i tunge atomkjerner som blir mer stabile ved å sende ut overskuddsmasse. Alfastråling oppstår ved at atomkjernen sender ut en alfapartikkel som består av en liten kjerne med to protoner og to nøytroner – altså det samme som en heliumkjerne. Når dette skjer, mister det radioaktive atomet masse og blir til et nytt grunnstoff. For eksempel blir uran-238 til thorium-234 etter at det sender ut en alfapartikkel. En alfapartikkel er en stor partikkel (i kjernefysisk sammenheng) som er positivt ladet. Derfor vil den vekselvirke sterkt med elektroner i materie den møter, siden positive og negative ladde partikler tiltrekkes av hverandre. Dette betyr at alfapartikkelen har kort rekkevidde i luft og lett kan stoppes av f.eks. et papirark eller kroppens ytterste hudlag som illustrert i figur 3.2. Hvis man derimot får de radioaktive stoffene inn i kroppen, vil alfapartiklene raskt bremses opp i løpet av noen få celledia-metere og avgi mye energi i et fåtall celler. Det kan føre til helseskade (Lilley, 2001).

Betastråling sendes ut av en atomkjerne som har for mye ladning. Betapartikler er enten et elektron (med negativ ladning) eller et positron (med positiv ladning).[1] Elektroner og positroner finnes ikke inni atomkjernen, men blir laget ved at et nøytron omdannes til et proton og et elektron (såkalt beta-minus henfall) eller ved at et proton omdannes til et nøytron og et positron (såkalt beta-pluss henfall). Det vil da dannes et nytt grunnstoff. F.eks. vil jod-131 som gjennomgår et beta-minus henfall, få et ekstra proton og bli til xenon-131. Betapartiklene er små i kjernefysisk sammenheng og har derfor lengre rekkevidde enn alfapartikler. De kan trenge noen cm inn i materie eller beveger seg noen meter i luft. De kan enkelt stoppes med tynne metallplater. Dersom man får stoffene inn i kroppen, vil betastrålingen avgi det aller meste av sin energi inni kroppen. Betastrålingen har lengre rekkevidde enn alfastrålingen, men gir mindre helseskade (Lilley, 2001).

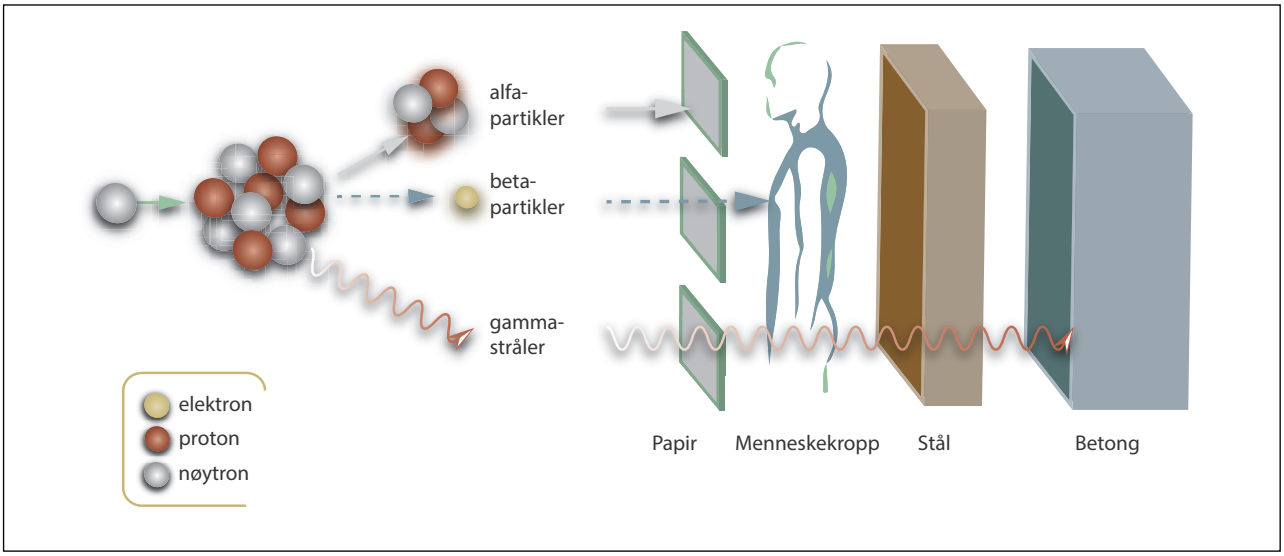
Gammastråling sendes ut av atomkjerner som har for mye energi, som oftest etter et alfa- eller beta-henfall. Gammastråling består av høyenergetiske fotoner uten masse og ladning. Atomer som sender ut gammastråling får redusert sitt energinivå, men endres ikke til et annet grunnstoff. Siden gammastråling ikke er en partikkel, som alfa eller beta-partikler, og ikke har noen elektrisk ladning, har den lengre rekkevidde. Det kreves tykke lag med skjerming, f.eks. av vann, bly eller betong,

[1] Positronet er elektronets tvillingpartikkel. Det har samme masse som et elektron og positiv ladning.

Boks 3.1 Naturlig radioaktivitet i mat

Flere matvarer inneholder naturlige radioaktive isotoper fra radioaktive stoffer som har eksistert siden jordens skapelse. F.eks. inneholder paranøtter radium-226, skalldyr inneholder polonium-210, og reinkjøtt inneholder polonium-210 og bly-210. Innholdet i matvarene er så lavt at det ikke utgjør noen risiko for menneskers helse selv ved et stort inntak. Alt levende vev inneholder også kalium, hvorav 0,012 prosent er den radioaktive isotopen kalium-40 (K-40). Det betyr at alle planter, dyr og mennesker inneholder litt kalium-40.

Banan trekkes ofte fram som et mål for stråledose fordi den inneholder K-40. Mange andre matvarer inneholder mer K-40 enn bananer, f.eks. poteter (40 prosent mer) og limabønner (50 prosent mer). En vanlig menneskekropp inneholder ca. 38 ganger mer K-40 enn en banan. Innholdet av kalium i kroppen er homeostatisk regulert, dvs. at kroppen har mekanismer for å opprettholde et stabilt nivå til tross for ytre påvirkninger. Selv om man spiser mange bananer, vil ikke innholdet av K-40 i kroppen øke. Det ekstra kaliumet utskilles gjennom urin i løpet av kort tid. Å benytte bananer som et mål på stråledose til mennesker er derfor misvisende.



Figur 3.2 Strålingstyper og deres gjennomtrengningsevne

Kilde: Tilpasset fra FNs miljøprogram (2016).

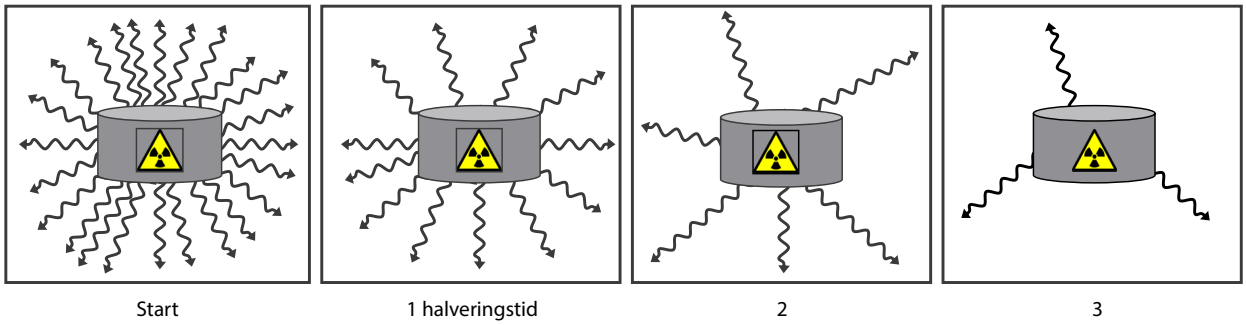
for å dempe strålingen. Det kan i noen tilfeller være vanskelig å stoppe strålingen helt selv med mye skjerming (Lilley, 2001).

I en kjedereaksjon i et kjernekraftverk, vil det også dannes en strøm av frie nøytroner, såkalt nøytronstråling. Nøytronene er partikler uten ladning og de vekselvirker derfor ikke med elektroner i materie. De kan derfor trenge langt inn i materie. Nøytronene kan kollidere med atomkjerner. Dersom de blir absorbert i urankjerner, kan de forårsake fisjon. Hvis de absorberes i andre atomkjerner kan de danne en radioaktiv isotop som avgir alfa-, beta- eller gammastråling. Nøytronstråling stanses best av lette grunnstoff som hydrogen, bor og karbon. Egnede skjermingsmaterialer er derfor materialer som inneholder mye av disse grunnstoffene, som vann, plast, borert polyetylen eller betong (Lilley, 2001).

3.5 Radioaktive stoffers halveringstid

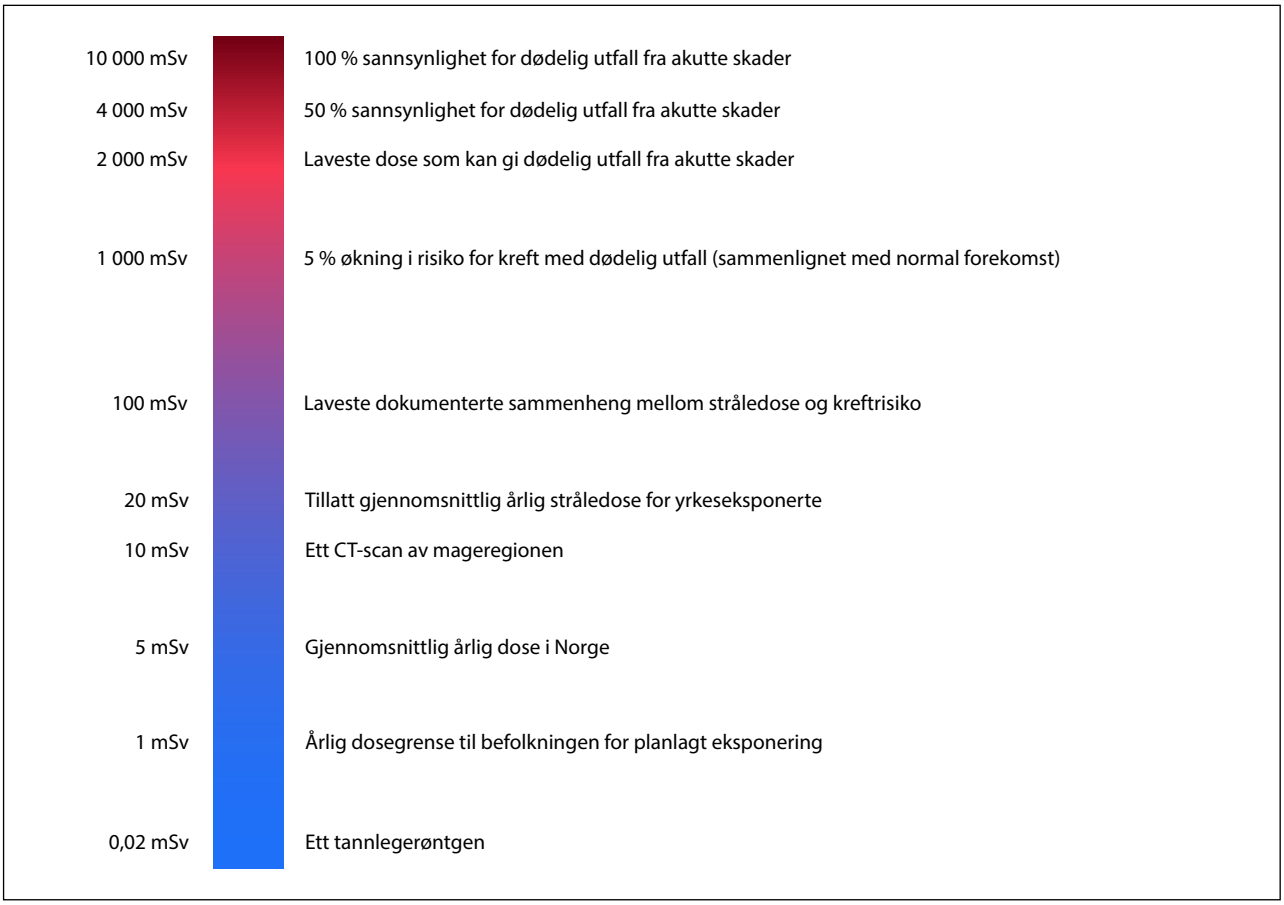
Alle radioaktive stoffer har en spesifikk fysisk halveringstid. Halveringstiden angir hvor lang tid det tar før halvparten av det radioaktive stoffet er forsvunnet (se figur 3.3). Etter ti halveringstider er tilnærmet all radioaktivitet borte.[2] Halveringsti-

[2] Ti halveringstider svarer til at aktiviteten i stoffet er 0,1 prosent, eller 1/1024, av den opprinnelige aktiviteten.



Figur 3.3 Eksempel på halveringstid

Etter én halveringstid er 50 prosent av radioaktiviteten i et materiale borte, etter to, 75 prosent og etter tre, 87,5 prosent.
Kilde: Tilpasset fra Harbitz & Skuterud (1999).



Figur 3.4 Eksempler på eksponeringsnivåer

Eksempler på normale eksponeringsnivåer (nederste halvdel) og sammenheng mellom økte eksponeringsnivåer og helseskade (øverste halvdel). Skalaen er logaritmisk og har stor spredning i verdier på y-aksen.
Kilde: DSA (2023).

den kan variere fra mindre enn et sekund til flere milliarder år. Halveringstiden er for eksempel 14 milliarder år for thorium-232, 704 millioner år for uran-235, 24 tusen år for plutonium-239 og åtte dager for jod-131. Halveringstid og aktivitet henger sammen. En radioaktiv isotop med lang halveringstid, som thorium-232, har lav spesifikk aktivitet (radioaktive henfall per sekund per gram materiale), mens en radioaktiv isotop med kort halveringstid har høy spesifikk aktivitet (Bodansky, 2004).

Boks 3.2 Helseeffekter ved lave stråledoser – LNT-modellen

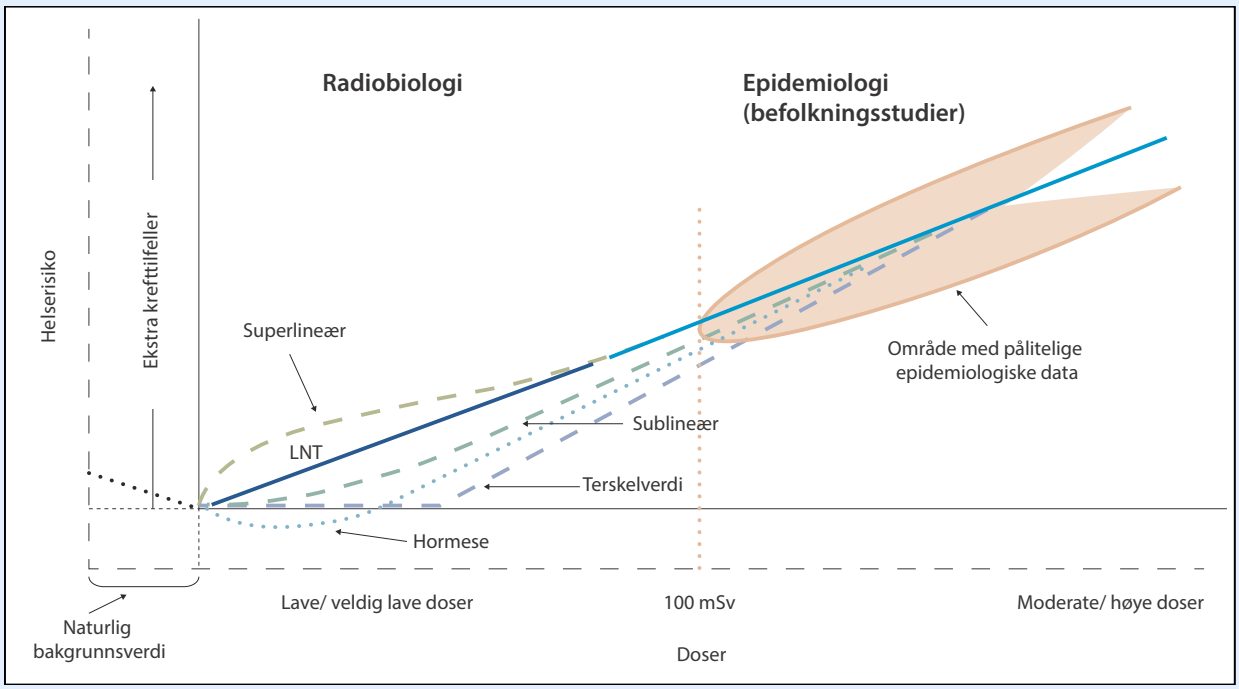
Dagens grenseverdier for strålingseksponering av yrkeseksponerte og allmennheten baserer seg hovedsakelig på epidemiologiske studier av kreft i ulike yrkes- og befolkningsgrupper. Disse studiene har vist at eksponering for ioniserende stråling øker risikoen for ulike kreftformer senere i livet. Imidlertid er effekten bare statistisk signifikant når den absorberte dosen nærmer seg, eller overstiger omtrent 100 mGy. Det vil si strålingsnivåer som er langt høyere enn de vi normalt blir utsatt for i yrkes- eller dagliglivet.

For å vurdere risikoen og for å sette grenseverdier for eksponering i lavdoseområdet (under 100 mGy), benytter man innen strålevern den såkalte LNT-modellen – Linear non-threshold model. Modellen ekstrapolerer lineært til null den kreftrisikoen man har observert ved høyere doser. Radiobiologiske studier gir en viss støtte for modellen. Modellen har blitt anvendt av Den internasjonale strålevernkommisjonen (ICRP; se boks 11.2) siden 1960-tallet for å sette dosegrenser og for å anbefale regler for strålevern. Anbefalingene omfatter yrkeseksponerte, allmennheten, omsorgspersoner for pasienter som behandles med medisinsk strålebruk, og personell og frivillige i forbindelse med strålingsulykker. Reglene har blitt tilpasset internasjonalt og fått formell status gjennom EUs og IAEAs grunnleggende sikkerhetsstandarder (se kapittel 11).

LNT-modellen har vært gjenstand for mye diskusjon siden den ble introdusert. Modellen betyr at selv en svært liten stråledose medfører en økt risiko for senere sykdom, selv om risikoen er svært liten. Noen hevder derfor at ingen stråledose er sikker, mens andre mener at modellen er for restriktiv og kan brukes til å sette for strenge krav til strålevern og optimalisering, selv for helt trivielle doser.

Det har også blitt foreslått andre, ikke-lineære modeller for utforming av dose-responskurven, særlig basert på radiobiologiske studier. Herunder hører f.eks. en lineær modell med en nedre terskelverdi, at lave doser innebærer høyere risiko per dose-enhet enn LNT-modellen tilsier, og at lave doser initierer beskyttelsesmekanismer som gjør at vevet blir mindre strålingssensitivt (såkalt hormese), og dermed innebærer lavere risiko enn LNT-modellen tilsier.

Dagens samlede vurdering, i lys av de vitenskapelige bevisene og muligheten for visse ikke-lineære dose-responsmekanismer, er at LNT-modellen verken overvurderer eller undervurderer risikoen i lavdoseområdet i noen større grad. Modellen anses fortsatt som formålstjenlig for strålevernarbeid, og ingen andre modeller ser ut til å være bedre egnet til bruk i strålevernregulering, basert på nåværende kunnskap.



Figur 3.5 Lineær modell uten terskelverdi for helserisiko fra ioniserende stråling.

Kilder: Belli & Indovina (2020) og Laurier, m.fl., (2023).

I brensel til kjernekraftverk dannes det både radioaktive fisjonsprodukter og radioaktive aktiveringsprodukter.[3] Noen produkter har kort halveringstid og høy aktivitet som gjør det brukte brenselet svært farlig å håndtere de første årene etter brenselsbytte. Andre har lang halveringstid som bidrar mindre til stråleeksponering i starten, men som til gjengjeld må lagres i ca. 100 000 år for å beskytte omverdenen mot fare. Se kapittel 6 for mer informasjon om brukt brensel og sikker lagring.

3.6 Helseeffekter av stråling

Hvor mye radioaktivitet som finnes i et materiale, måles i becquerel (Bq). Det er oppkalt etter den franske fysikeren Henri Becquerel som oppdaget radioaktiviteten i 1896. Én Bq er ett radioaktivt henfall per sekund. 1 Bq er en liten enhet, derfor blir aktivitet ofte oppgitt i kilo-, mega- eller gigabecquerel (kBq, MBq eller GBq).

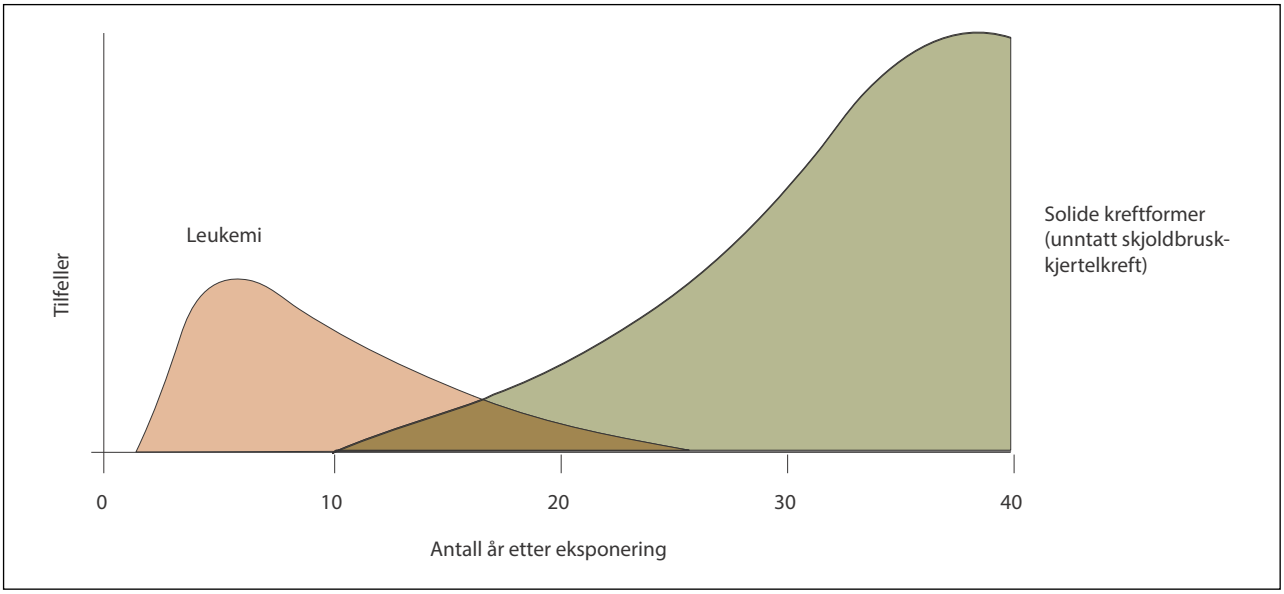
Hvor mye energi strålingen avsetter i materie, måles i gray (Gy). Det er oppkalt etter den engelske fysikeren Louis Harold Gray. Én Gy absorbert dose er én joule per kg.

Skadepotensialet til strålingen avhenger både av strålingstypen og av hvilket vev eller organ som blir bestrålt, og uttrykkes i sievert (Sv). Den svenske medisinske fysikeren Rolf Sievert utviklet et system som angir hvor stor skade den absorberte dosen gir. F.eks. gir alfastråling 20 ganger mer skade enn gammastråling for samme absorberte dose. Noen vev og organer er mer strålingsfølsomme enn andre, spesielt de som har hurtig celledeling, som mage, tarm, lunger og benmarg. Den samme absorberte dosen vil gi mer skade til f.eks. benmarg, enn til organer som f.eks. hud eller spyttkjertler som er mindre strålingsfølsomme. For stråledoser til mennesker benytter vi derfor enheten sievert (Sv) eller mer vanlig millisievert (mSv) (en tusendedels sievert).

For mye stråling kan være skadelig for mennesker og miljø. Strålingen kan føre til endringer og skader i arvestoffet DNA, endring i kjemiske bindinger og dannelse av frie radikaler, som gir oksidativt stress med påfølgende betennelse. Hvor skadelig strålingen er, avhenger både av type stråling og dens energi, og hvilke typer organer eller vev som treffes av strålingen. Ved svært høye stråledoser vil cellene dø. Dette utnytter man når kreftpasienter behandles med ioniserende stråling.

De stråledosene man utsettes for, varier fra svært lave, til svært høye. Eksempler på svært lav stråling er naturlig bakgrunnsstråling eller et tannlegerøntgen, og eksempler på svært høy stråling er strålebehandling av kreft eller strålingsulykker. Figur 3.4 viser hvilken skala DSA[4] benyt-

[3] Nøytronstrålingen som skapes i et kjernekraftverk kan både fisjonere atomer, dvs. dele dem i to eller tre nye radioaktive atomer, og aktivere atomer, dvs. at et nøytron tas opp i atomkjernen, og dermed skaper en ny radioaktiv isotop som henfaller med alfa-, beta- eller gammastråling.



Figur 3.6 Latenstid for kreft etter strålingseksponering ifølge UNSCEAR

Latenstiden er kortest for leukemi (i fersken) og vesentlig lengre for andre kreftformer (i olivengrønt).
Kilde: Tilpasset fra FNs miljøprogram (2016).

ter for å kategorisere forskjellige nivåer av stråledoser.

Det er vanlig å skille mellom direkte vevsskader ved høye, akutte doser, og økt risiko for sykdom senere i livet ved lave og middels høye doser, såkalte seneffekter. Høye, akutte doser gir målbare eller synlige skader på vev og organer, som endringer i blodet, sterilitet, skader på mage-tarmsystemet og sentralnervesystemet, og kan i verste fall forårsake død. Akutte symptomer på slike høye doser er f.eks. oppkast, diaré, hodepine og hårtap. Dosen må over en gitt terskelverdi før slike akutte skader oppstår. Ifølge FNs vitenskapelige komité for helseeffekter av ioniserende stråling (UNSCEAR, se boks 11.2) må man få en dose på mer enn 300 mSv i løpet av noen minutter eller timer for at akutte skader kan inntreffe. Jo høyere dose, jo større skade.

Lave og middels høye doser gir ingen umiddelbare symptomer, men øker risikoen for sykdom senere i livet, for eksempel kreft, hjertekarsykdommer og grå stær. Epidemiologiske studier viser at stråledoser over 100 mSv øker risikoen for seneffekter som kreft. Et eksempel er lungekreft, som kan oppstå etter langvarig eksponering for radon i boliger, siden radon avgir alfastråling som skader lungene. Sannsynligheten for å få sykdommen øker med økende dose. Det vil som regel være en lang latenstid før sykdommen oppstår, fra et par år for leukemi til mer enn 10 år for andre kreftformer (se figur 3.6).

[4] Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet

Kapittel 4
Hvordan fungerer kjernekraftverk?

Kjernekraft vil være en ny teknologi for produksjon av elektrisk kraft i Norge. Et kjernekraftverk fungerer etter samme prinsipper som et varmekraftverk som omdanner varme til elektrisitet via en dampkrets. Det som skiller kjernekraftverk fra andre varmekraftverk, er at varmen kommer fra spalting av atomkjerner og at det dannes nye radioaktive stoffer i prosessen.

I dette kapittelet beskriver vi virkemåten til lettvannsreaktorer, som er den mest utbredte reaktorteknologien i verden. Lettvannsreaktorer bruker lavanriket uran som brensel og vann som moderator og kjølemedium. Vi beskriver en kjedereaksjon, restvarme, sikkerhetssystemer, reaktorteknologier og reaktordesign, forskjellige komponenter og levetiden til kjernekraftverk.

4.1 En kontrollert kjedereaksjon

For å kontinuerlig frigjøre energi fra fisjon i et kjernekraftverk, trengs en kjedereaksjon. For å produsere en effekt på 1 watt må over 31 milliarder urankjerner fisjonere hvert sekund. Det er mulig å fisjonere mange urankjerner kontinuerlig fordi hver fisjon frigjør noen nøytroner som igjen kan føre til nye fisjoner. Hvis hver fisjon etterfølges av minst en ny fisjon, dannes en selvbærende kjedereaksjon eller fisjonsprosess. En kjedereaksjon er en prosess som kan gå av seg selv. Et eksempel på en del av en kjedereaksjon er illustrert i figur 4.1. Her fisjonerer den fissile isotopen uran-235 i to mindre deler og frigjør tre nye nøytroner som kan bidra til å opprettholde kjedereaksjonen.

Forsinkede nøytroner gjør det praktisk mulig å drifte kjernekraftverk. I tillegg til nøytronene som frigjøres umiddelbart ved fisjon, frigjøres en liten andel nøytroner noen sekunder senere, forsinkede nøytroner. De forsinkede nøytronene gjør at endringer i kjedeeraksjonen ikke inntreffer umiddelbart, men gir operatøren og de automatiske systemene, tid til å regulere prosessen og holde kjedereaksjonen stabil (Bodansky, 2004).

Boks 4.1 Størrelsen på et kjernekraftverk

Størrelsen til et kjernekraftverk oppgis normalt i megawatt (MW) installert effekt. Installert effekt angir hvor mye strøm kraftverket maksimalt kan produsere. Et kjernekraftverk består vanligvis av flere reaktorer på samme område. Siden de fleste reaktorer under bygging er på over 1 000 MW, kan et enkelt kjernekraftverk være på flere tusen MW og produsere flere titalls TWh/år.

Reaktorer blir også angitt etter hvor mye varme de produserer. En reaktor på 1 000 MW vil produsere over 3 000 MW termisk effekt. Det betyr at omtrent en tredjedel av varmen som produseres i reaktoren, omdannes til elektrisk energi, resten forsvinner normalt med kjølevannet. Deler av varmen som går tapt i kjølevannet, kan benyttes i nærliggende industriprosesser eller som fjernvarme.

MW kan derfor vise til både termisk og elektrisk effekt. I denne teksten vil MW som hovedregel vise til elektrisk effekt, men for noen områder er det også nyttig å oppgi den termiske effekten. TWh angir elektrisk energi produsert over en periode (se boks 21.1).

Driften og utformingen av et kjernekraftverk er knyttet til hvordan kjedereaksjonen kontrolleres. Et kjernekraftverk er utformet slik at en operatør kan starte kraftverket fra en tilstand med få kjernespaltinger, til at 9,5 x 10^{19} urankjerner fisjonerer hvert sekund og kontinuerlig produserer 1 000 MW over flere år (se boks 4.1 for størrelser på kjernekraftverk).[1, 2] En rekke faktorer påvirker kjedereaksjonen og er nærmere omtalt under.

[1] Det vil aldri være null kjernespaltinger i uranbrensel, fordi det er en liten sannsynlighet for at uran-235 spontant kan spalte seg selv.

Boks 4.2 Hvor mye energi frigjøres?

Energien som frigjøres ved fisjon, skyldes en liten masseforskjell mellom atomkjernen før og etter spalting. Når en kjerne spaltes, reduseres den totale massen, og denne masseforskjellen omdannes til energi i henhold til Einsteins formel: $E = mc^2$. Selv en svært liten endring i masse frigir mye energi når den multipliseres med lysets hastighet i vakuum ($c = 3 \times 10^8$ m/s) og kvadreres. For hver enkelt fisjon frigjøres omtrent $3{,}2 \times 10^{-11}$ joule (≈ 200 MeV). Fordi det er mange uranatomer i en enkelt brenselspellet, kan en pellets på størrelse med en sukkerbit, produsere like mye energi som 800 liter diesel. Et stort kjernekraftverk kan inneholde opptil 15 millioner slike pellets (se boks 4.1).

Kilder: Bodansky (2004) og Vattenfall (2012).

Noen bestemmes av utformingen og designet av reaktoren og brenselet, mens andre kan justeres under drift, for eksempel ved hjelp av kontrollstaver.

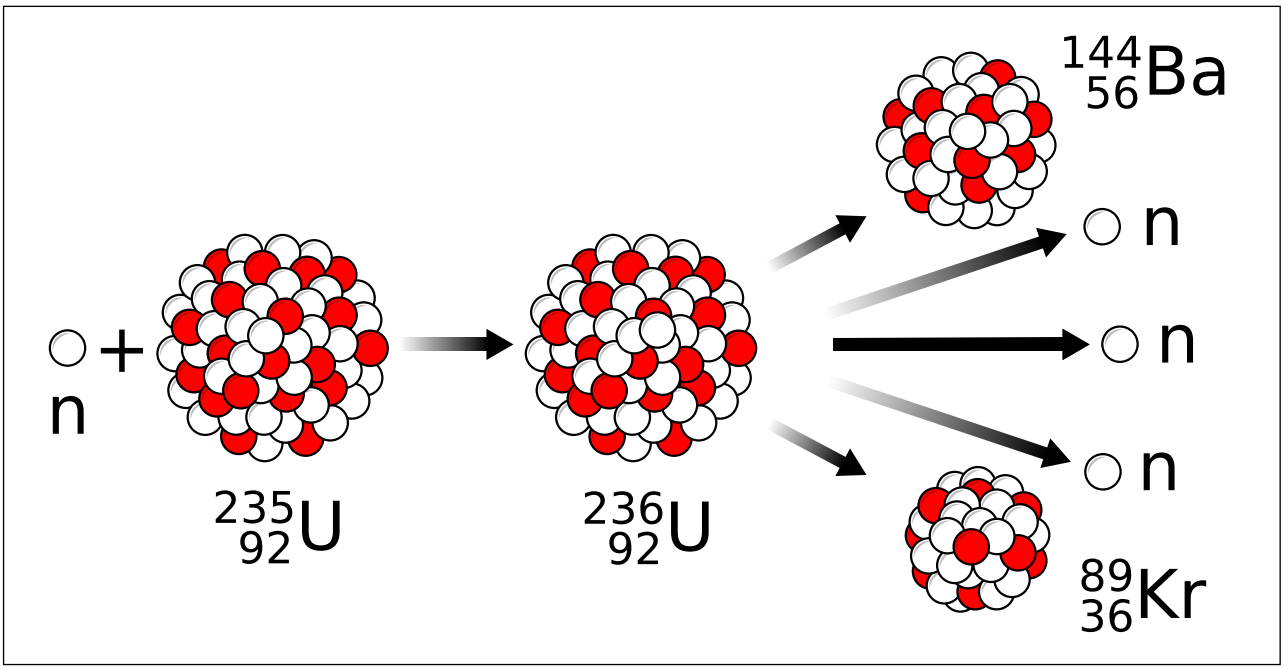
Fissile og fertile isotoper

Et kjernekraftverk benytter fissile materialer som brensel. Materialer som kan fisjonere og brukes direkte som brensel i kjernekraftverk, kalles for fissile materialer eller fissile isotoper. I naturen er det bare uranisotopen uran-235 som er fissil.[3] Andre aktuelle fissile materialer, som uran-233 og plutonium-239, produseres i kjernekraftverk (se figur 4.2). Brensel til kjernekraftverk inneholder mye energi (se boks 4.2).

Fissilt materiale dannes fra fertilt materiale i kjernekraftverk. De fissile isotopene uran-233 og plutonium-239 dannes fra henholdsvis thorium-232 og uran-238 i kjernekraftverk. Thorium-232 og uran-238 er ikke fissile. Fordi thorium-232 og uran-238 kan produsere fissilt materiale, blir de omtalt som fertile isotoper eller fertile materialer. Brenselet til kjernekraftverk består av en blanding av både fissilt og fertilt materiale (Bodansky, 2004).

[2] Regneeksempelet antar 200 MeV per kjernespalting og en termisk effektivitet i kraftverket på 33 prosent.

[3] Uran-235 er en isotop av grunnstoffet uran. Uran-235 har, som alle uranatomer, 92 protoner. I tillegg består uran-235 av 143 nøytroner, som til sammen blir 235 protoner og nøytroner (se punkt 3.1). Andre isotoper av uran har flere eller færre nøytroner.



Figur 4.1 Fisjon av uran-235

Figuren viser ett ledd i en kjedereaksjon for uran-235: Et fritt nøytron, n, blir absorbert i uran-235 og omdannes til uran-236. Uran-236 er veldig ustabilt og vil som regel gjennomgå fisjon nesten umiddelbart. Ved fisjon deles urankjernen i to eller tre mindre deler. I dette eksempelet deles den i barium-144 og krypton-89, og frigjør samtidig tre nye nøytroner.

Kilde: Wikimedia Commons (2017).

Anriking

Sannsynligheten for fisjon øker ved å anrike uran i brenselet. Uran i naturen består av tre isotoper, uran-234, uran-235 og uran-238. Fordelingen mellom dem er 99,3 prosent uran-238 og 0,7 prosent uran-235, mens uran-234 bare finnes i veldig små mengder. Ved å øke andelen av den fissile isotopen uran-235 i forhold til uran-238, øker sannsynligheten for at et frigjort nøytron treffer en ny kjerne av uran-235 og opprettholder kjedereaksjonen. Prosessen for å øke andelen uran-235 kalles anriking.

Uranbrensel anrikes typisk til mellom 3 og 5 prosent uran-235. I tillegg til at kjedereaksjonen enklere kan opprettholdes, bidrar en høyere anrikning til at kjernekraftverket kan driftes lengre, fordi brenselet inneholder mer fisjonerbart materiale. Flere nye reaktordesign under utvikling eller på idéstadiet, utformes med brensel som er anriket inntil 20 prosent uran-235 (WNA, 2025a). For er nærmere beskrivelse av anriking av uran se punkt 5.1.3. Før anrikning var et veletablert alternativ, valgte flere land å utvikle reaktorer som ikke var avhengig av å anrike uran, som grafitt eller tungtvannsreaktorer (se boks 4.3).

Boks 4.3 Erfaring med tungtvann i Norge

Alle forskningsreaktorene i Norge har brukt tungtvann som moderator. En viktig årsak til det, er at en reaktor som bruker tungtvann kan driftes på naturlig uran og at Norge hadde tilgang til tungtvann. I dag benytter de fleste kjernekraftverk og forskningsreaktorer anriket uran, og tungtvann brukes i hovedsak i reaktorer i Canada og India.

Tungtvann er et vannmolekyl som er omtrent 10 prosent tyngre enn vanlig vann. Vanlig vann, H_2O, består av to hydrogenatom og ett oksygenatom. Tungtvann, D_2O, består av to atomer med hydrogenisotopen deuterium[1] og et oksygenatom.

Vanlig vann brukt som moderator i kjernekraftreaktorer, blir omtalt som lettvann for å skille det fra tungtvann. En fordel med tungtvann er at færre nøytroner absorberes i tungtvann. Det er årsaken til at tungtvannsreaktorer kan drives på naturlig uran.

[1] Deuterium er en isotop av hydrogen som, i motsetning til den vanligste formen for hydrogen, har ett nøytron i atomkjernen. Hydrogenet er derfor «tungt». Deuterium er ikke radioaktivt.

Kilde: Bodansky (2004).

Boks 4.4 Raske reaktorer og formeringsreaktorer

Noen reaktorer bruker ikke moderator. De kalles raske reaktorer fordi nøytronene ikke modereres. Siden sannsynligheten for fisjon synker ved høye nøytronenergier, må anrikingen i brenselet økes for å sikre tilstrekkelig antall fissile kjerner for å opprettholde en kjedereaksjon.

Flere raske reaktorer er også utformet som formeringsreaktorer der en større andel fertilt materiale i brenselet omdannes til fissilt materiale. Utviklingen av formeringsreaktorer startet på 1950- og 1960-tallet fordi en var bekymret for tilgangen til uran. En formeringsreaktor kan utnytte en større andel av uran-238. For å dra full nytte av potensialet til formeringsreaktorer må brukt brensel resirkuleres eller reprosesseres. Omfanget av formeringsreaktorer har vært begrenset på grunn av tekniske utfordringer, og fordi store uranforekomster ble oppdaget på 1970-tallet. Det bidro til at raske formeringsreaktorer ikke var konkurransedyktige sammenlignet med lettvannsreaktorer.

To eksempler på raske formeringsreaktorer i drift er BN-600 og BN-800 i Russland. I Frankrike var den raske reaktoren Phenix i drift 36 år, mens Super-Phenix var i drift i 12 år. Flere nye reaktordesign under utvikling, utformes som raske reaktorer og formeringsreaktorer.

Kilder: NEA (2025a), WNA (2021a) og IAEA (2026).

Moderator

Sannsynligheten for fisjon øker ved å bremse ned, moderere, nøytroner. Når en fissil kjerne spaltes, frigjøres nøytroner med svært høy energi. De omtales som raske nøytroner og har en lavere sannsynlighet til å bidra til fisjon. Ved å moderere nøytronene, det vil si redusere hastigheten deres gjennom flere kollisjoner, øker sannsynligheten for at de bidrar til fisjon.

De vanligste moderatormaterialene i dagens kjernekraftverk er vann, grafitt eller tungtvann. Moderatorer fungerer best når de består av lette

grunnstoffer, fordi nøytronene da mister mye energi på kort tid. Selv om enkelte reaktordesign ikke benytter moderator (se boks 4.4), bruker de fleste reaktorer en moderator for å bremse nøytronene. I lettvannsreaktorer fungerer vann både som moderator og kjølemedium, mens andre reaktordesign kan ha ulik moderator og kjølemedium (se punkt 4.4).

Moderatoren er plassert rundt brenslet inni reaktortanken. For å opprettholde kjedereaksjonen må nøytroner som frigjøres ved fisjon, først forlate brenselet, modereres, og så returnere til brenselet for å starte prosessen på nytt. Derfor må moderatormaterialet ligge tett inntil brenselet. Det er også en viss sannsynlighet for at nøytronene går tapt, ved at de absorberes i moderatoren eller andre materialer i reaktortanken, og ikke bidrar til kjedereaksjonen.

Forbruk og produksjon av fissilt materiale

En reaktor driftes normalt sammenhengende i 12 til 24 måneder før den stanses for å bytte brensel. For å kunne driftes sammenhengende i inntil to år, må brenselet starte med et overskudd av fissilt materiale. Under drift forbrukes fissilt materiale og til slutt synker mengden av fissilt materiale til et nivå hvor kjedereaksjonen ikke kan opprettholdes. Før det skjer, byttes en del av brenselet ut med nytt brensel.

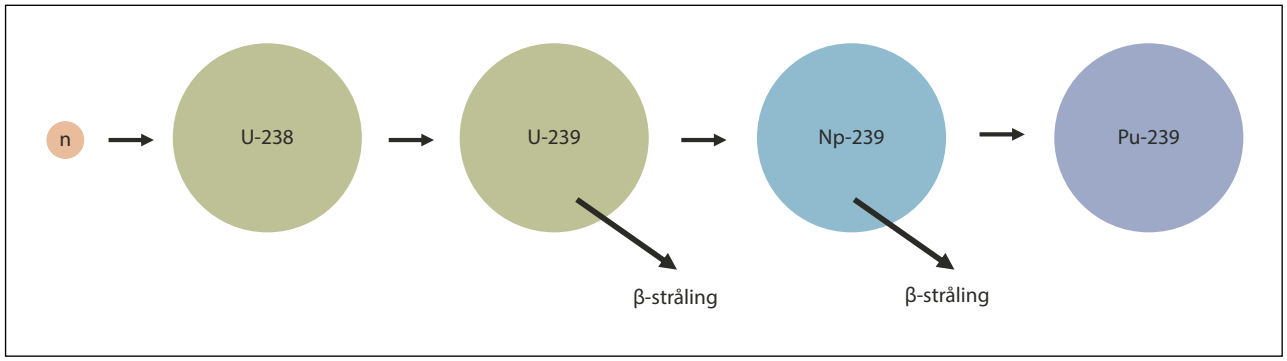
Deler av brenselet «produseres» under drift. I gjennomsnitt bruker en reaktor på 1 000 MW omtrent 27 tonn lavanriket uran per år (WNA, 2025b). Det betyr at det i løpet av en dag fisjoner omtrent tre kg uran-235.[4] I tillegg til at uran-235 i brenselet fisjonerer, vil noe uran-238, som utgjør størstedelen av uranet i brenselet, omdannes til plutonium-239. Siden pluonium-239 er et fissilt materiale, vil det spaltes og bidra til kjedereaksjonen på samme måte som uran-235. Plutonium kan bidra med inntil en tredjedel av den totale energiproduksjon i løpet av en driftsperiode (Peterson m.fl., 2007). Produksjon av plutonium-239 fra uran-238 er vist i figur 4.2.

Kontrollstaver og reaktorgifter

Kjedereaksjonen kontrolleres ved hjelp av kontrollstaver. Kontrollstaver er lange sylindriske eller kryssformede staver som inneholder materialer med høy evne til å absorbere nøytroner, som grunnstoffene kadmium eller hafnium. En reaktor er utstyrt med flere kontrollstaver som føres inn fra toppen eller bunnen av reaktortanken. Når kontrollstavene føres inn mellom brenselet, absorberes frie nøytroner i kontrollstavene, og kjedereaksjonen bremses. Prosessen fungerer også motsatt, ved å trekke kontrollstavene vekk fra brenselet, absorberes færre nøytroner som kan bidra til fisjon, og kjedereaksjonen går raskere. I en nødsituasjon føres automatisk alle kontrollstavene inn mellom brenselet og stopper kjedereaksjonen i løpet av få sekunder (TVO, 2010; Lamarsh & Baratta, 2001).

Kjedereaksjon dempes ved å tilsette brennbare reaktorgifter i brenselet. I tillegg til kontrollstaver kan kjedereaksjonen dempes ved å tilsette materiale som absorberer nøytroner direkte i brenselet, for eksempel borkarbid, B_4C. Dette gjøres for

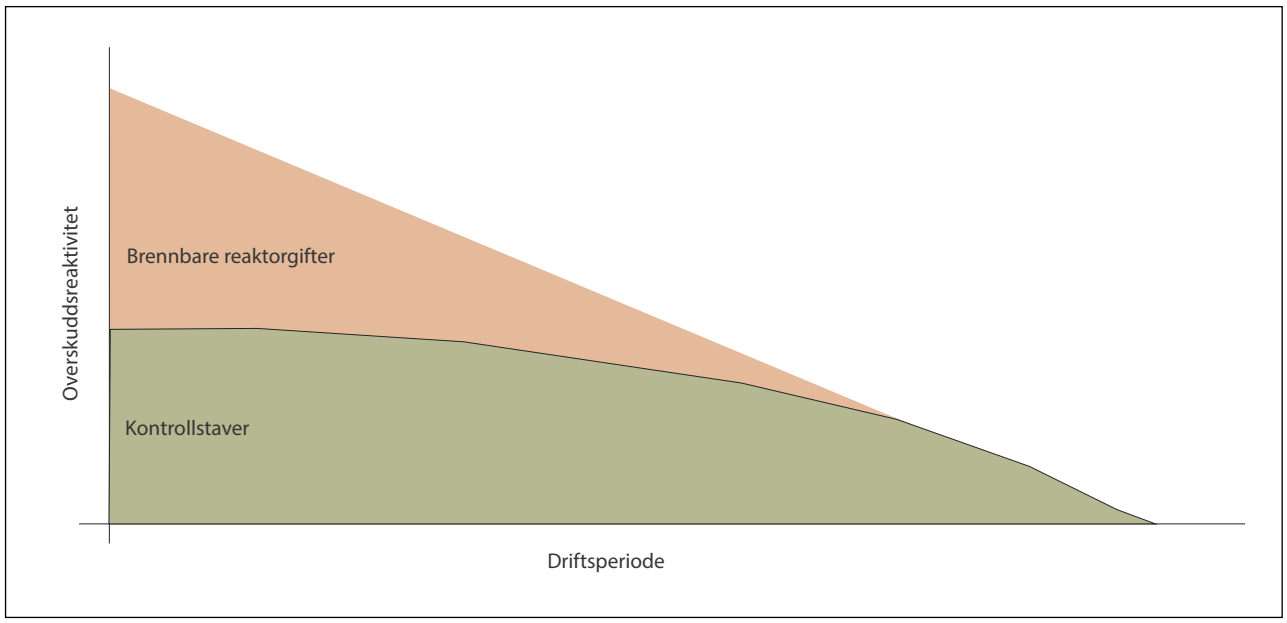
[4] For å produsere 1 MW termisk effekt en hel dag, eller 1 MWd, fisjonerer eller forbrukes om lag ett gram uran-235. En reaktor på 1 000 MW med en elektrisk virkningsgrad på 33 % forbruker derfor tre kg uran-235 om dagen. I løpet av et år, med 11 måneders full drift, vil en reaktor forbruke omtrent ett tonn uran-235. Siden størstedelen av uranbrensel består av uran-238, er det totale brenselsforbruket høyere, typisk mellom 19 og 28 tonn per år (WNA, 2025b).



Figur 4.2 Produksjon av plutonium-239 fra uran-238

Plutonium-239 dannes ved at et nøytron, n, absorberes i uran-238 og blir til uran-239. Uran-239 henfaller til neptunium-239 som henfaller videre til plutonium-239.

Kilde: Tilpasset fra Lamarsh & Baratta (2001).



Figur 4.3 Overskuddsaktivitet over tid

Et overskudd av fissile materialer på starten av driftsperioden blir kompensert ved hjelp av brennbare reaktorgifter og kontrollstaver. Kilde: Tilpasset fra TVO (2008).

å kompensere for at brenselet ved starten av driftsperioden har et overskudd av fissilt materiale. Materialene blir omtalt som brennbare reaktorgifter fordi de er «giftige» for kjedereaksjonen, og fordi nøytronene som absorberes i materialet, fører til at det «brenner opp» og svekkes med tiden, som vist i figur 4.3.[5]

Kjedereaksjonen kan reguleres ved å tilsette eller fjerne borsyre i kjølevannet. I trykkvannsreaktorer, en type lettvannsreaktor, kan kjedereaksjonen justeres ved å tilsette eller fjerne materialer med nøytronabsorberende egenskaper, som borsyre, H_3BO_3, i kjølevannet. Når konsentrasjonen av borsyre i kjølevannet øker, fanges flere nøytroner og kjedereaksjonen dempes. I en nødsituasjon kan vann med høyt innhold av borsyre pumpes inn i reaktortanken for å stanse kjedereaksjonen (Borax, 2026).

Ulike måter å regulere kjedereaksjonen på, sikrer at reaktoren kan opereres stabilt gjennom hele driftsperioden. Når brenselet er nytt, inneholder det et stort overskudd av fissilt materiale. Dette overskuddet fører til en høy reaktivitet i starten av en driftsperiode (se boks 4.5). Operatørene eller automatiske system i et kjernekraftverk må til enhver tid ha kontroll på reaktiviteten slik at kjedereaksjonen verken øker eller avtar ukontrollert. Hvis reaktiviteten øker for mye, kan effekten bli for høy og føre til ulykker. Hvis den synker for

[5] Brennbare reaktorgifter har ikke noe med ild eller flamme å gjøre, men brukes for å illustrere at de er midlertidige og forbrukes i løpet av en driftsperiode.

Boks 4.5 Reaktivitet

Når kjedereaksjonen i et kjernekraftverk er stabil, er nøytronpopulasjonen og reaktoreffekten også stabil. I denne tilstanden beskrives reaktoren som kritisk. Her betyr kritisk ikke noe negativt, men innebærer en ønsket stabil driftssituasjon.

En reaktor som er kritisk, kan beskrives med en nøytronmulitiplikasjonsfaktor, k_{eff}. Når $k_{eff} = 1$, produseres det like mange nøytroner som de som går tapt, og kjedereaksjonen er stabil. Avvik fra $k_{eff} = 1$ uttrykkes som reaktivitet. Er reaktiviteten null, betyr det at kjedereaksjon er stabil. En negativ reaktivitet betyr at k_{eff} er mindre enn 1, reaktoren er subkritisk og effekten synker. En positiv reaktivitet betyr at k_{eff} er større enn 1, reaktoren er superkritisk og effekten øker.

Som vist i figur 4.3, må et kjernekraftverk ha et visst overskudd av reaktivitet i starten av driftsperioden for å kunne driftes en lengre periode uten brenselsbytte. Det betyr at k_{eff} til en reaktor alltid er større enn 1 (uten regulering) i starten av driftsperioden, men ulike reguleringsmekanismer, som kontrollstaver og reaktorgifter, kompenserer for den positive reaktiviteten og sikrer stabil og sikker drift.

Kilde: (Lamarsh & Baratta, 2001).

mye, stopper kjedereaksjonen, og kraftverket slutter å produsere strøm.

Naturlige reguleringsmekanismer

I tillegg til aktiv regulering er det flere naturlige reguleringsmekanismer (tilbakekoblinger) som påvirker kjedereaksjonen. Naturlige mekanismer bidrar til å holde reaktoren stabil eller regulere kjedereaksjonen når temperaturen i reaktoren endres eller det dannes fisjonsprodukt med høy evne til å absorbere nøytroner.

En temperaturøkning i vannet reduserer modereringsevnen, noe som svekker kjedereaksjonen og reduserer temperaturen i brenselet (negativ moderatortemperaturkoeffisient). I en reaktor som bruker vann til å kjøle reaktoren og moderere nøytroner, vil en temperaturøkning i brenselet raskt øke temperaturen i vannet rundt. Temperaturøkningen reduserer tettheten i vannet og få det til å koke. En lavere tetthet eller koking, betyr færre vannmolekyler og mindre moderering. Redusert moderering fører til færre kjernespaltinger og redusert varmeproduksjon i brenselet. En slik tilbakekobling, der en økning i temperaturen i moderatoren fører til dårligere moderering, kalles for en negativ moderatortemperaturkoeffisient. Dersom det også dannes tomrom, void, vil tettheten endres, som gir en negativ void-koeffisient (se boks 4.6) (Bodansky, 2004).

En temperaturøkning i brenselet fører til færre fisjoner, noe som svekker kjedereaksjonen og motvirker temperaturøkingen. Når temperaturen i uranbrensel øker, øker samtidig sannsynligheten for at uran-238 absorberer et nøytron på bekostning av uran-235. Siden uran-238 ikke er fissilt, vil det svekke kjedereaksjonen og redusere temperaturen. En slik tilbakekobling, der økt temperatur i brenselet fører til mindre fisjon, kalles for en negativ temperaturkoeffisient eller dopplereffekt (Bodansky, 2004).

I løpet av driftsperioden dannes isotoper i brenslet som fungerer som reaktorgifter. Under drift dannes det noen isotoper i brenselet som har høy sannsynlighet for å absorbere nøytroner, som xenon-135. Nøytroner som blir absorbert i disse isotopene, kan ikke bidra til fisjonsprosessen, og kjedereaksjonen svekkes. Disse isotopene kalles for reaktorgifter og operatører må ta hensyn til hvor mye reaktorgifter som finnes naturlig i brenselet og kompensere for dette (Lamarsh & Baratta, 2001).

Boks 4.6 Positiv void-koeffisient i RBMK

Reaktorene i Tsjornobyl[1], av typen RBMK, er et eksempel på en reaktortype med positiv void-koeffisient. Dette er en svakhet ved dette reaktordesignet. I en RMBK-reaktor brukes grafitt som moderatormateriale og vann til kjøling. I situasjoner hvor kjølevannet varmes opp eller koker, vil grafitten fremdeles moderere nøytroner, men færre nøytroner absorberes i vannet, og kjedereaksjonen styrkes. I denne situasjonen vil økende varme føre til en økning i reaktiviteten i stedet for å redusere den, noe som gir en selvforsterkende prosess med økende effekt og temperatur. Denne prosessen stoppet først da reaktoren eksploderte som følge av en stor dampeksplosjon. Les mer om konsekvensene av ulykken i Tsjornobyl i boks 11.4.

[1] Tsjornobyl er den ukrainske skrivemåten av Tsjernobyl.

Kilde: Bodansky (2004).

4.2 Restvarme

Selv etter at kjedereaksjonen i en reaktor er stanset, fortsetter brenselet å avgi betydelig mengder varme. Brukt brensel inneholder flere nye radioaktive isotoper som sender ut stråling og varmer opp brenselet. Denne oppvarmingen kalles for restvarme. Jo lengre reaktoren har vært i drift, jo flere radioaktive isotoper dannes i brenselet. Hvis ikke restvarmen kjøles ned tilstrekkelig, kan brenselet og reaktoren ta skade, og det kan føre til utslipp av radioaktivitet til omgivelsene. De radioaktive isotopene som dannes i brenslet, deles inn i to grupper, fisjonsprodukter og actinider.

Fisjonsprodukter

Fisjonsproduktene bidrar til mesteparten av restvarmen på kort sikt. De fleste fisjonsproduktene i brenselet, illustrert som barium-144 og krypton-89 i figur 4.1, er radioaktive og har en halveringstid mellom noen få sekunder og millioner av år. Fisjonsprodukter med kort halveringstid bruker kort tid på å sende ut stråling som i hovedsak avsettes som varme i brenselet.

Under drift blir omtrent 80 prosent av uran-235 i brenselet omdannet til fisjonsprodukt. Vanlig lavanriket uranbrensel er normalt i reaktoren mellom tre til seks år. I løpet av denne perioden vil, avhengig av anrikingsgrad og driftstid, store deler

av den opprinnelige mengden uran-235 gjennomgå fisjon og bli omdannet til ulike fisjonsprodukt (Bodansky, 2004).

Actinider og plutonium

Actinider og plutonium bidrar til restvarmen på lengre sikt. Fisjonsproduktene står for størstedelen av radioaktiviteten og varmeutviklingen de første hundre årene. Etter dette står actinidene for størstedelen av varmenutviklingen, fordi de i gjennomsnitt har en lengre halveringstid enn fisjonsproduktene. Actinider er radioaktive grunnstoff fra atomnummer 89, actinium, til 103, lawrencium. Actiniden det produseres mest av, er ulike isotoper av plutonium.

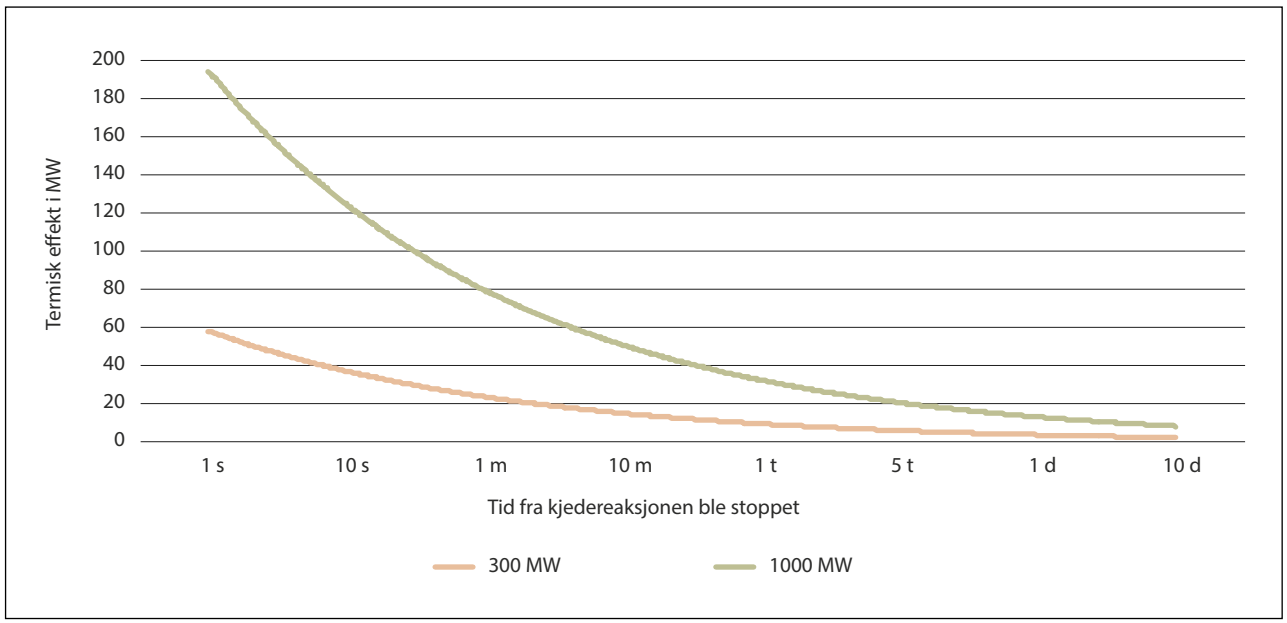
Actinider produseres fra nøytroninnfanging i uran-238 i brenselet. Under drift vil uran-235 i brenselet normalt fisjonere, mens uran-238 kan absorbere et nøytron og omdannes til neptunium-239, som etter kort tid omdannes til plutonium-239 (se figur 4.2). Plutonium-239 har en halveringstid på 24 110 år. Plutonium-239 som ikke fisjonerer, kan absorbere enda et nøytron og bli til tyngre actinider som kan gjenta prosessen og absorbere enda et nøytron (Bodansky, 2004).

Håndtering av restvarme

Restvarmen avtar betydelig i løpet av kort tid. Umiddelbart etter at kjedereaksjonen stanses, tilsvarer restvarmen omtrent 6,5 prosent av den termiske effekten til reaktoren. Fordi flere av fisjonsproduktene har relativ kort halveringstid, synker nivået på restvarmen tilsvarende. Etter en dag er nivået redusert til 0,4 prosent, og etter en uke er det redusert til 0,2 prosent. Nivået av restvarme som produseres for to ulike reaktorer er vist i figur 4.4. Y-aksen viser den termiske effekten, og X-aksen viser medgått tid.

Restvarmen som produseres i brenselet i større reaktorer, er betydelig. En storskala reaktor med elektrisk effekt på 1 000 MW har en termisk effekt på omtrent 3 000 MW. Nivået på restvarmen rett etter at kjedereaksjonen stanses, vil være omtrent 195 MW. Etter et døgn synker nivået på restvarmen til 11 MW som illustrert i figur 4.4. Selv om restvarmen avtar, er den så høy at reaktoren er avhengig av kjøling, også etter at kjedereaksjonen stanses, for å ikke ta skade.

Det produseres mindre restvarme i brenselet i mindre reaktorer, men den må fortsatt håndteres. En mindre reaktor, som en small modular reactor (SMR) på 300 MW, vil ha en termisk effekt på omtrent 900 MW. Nivået på restvarmen rett etter at kjedereaksjonen stanses, vil være 59 MW. Etter ett døgn synker nivået til 2 MW. Den reduserte størrelsen på restvarmen er en av grunnene til at flere SMR-design er utformet med andre typer, og i større grad passive, sikkerhetssystem for å håndtere restvarme.



Figur 4.4 Modellert restvarme

Restvarme for en reaktor på 1 000 MW og 300 MW. X-aksen er logaritmisk.
Kilde: Tilpasset fra Todreas & Kazimi (1993).

Brukt brensel som er tatt ut av reaktoren må kjøles i flere år. Etter at brenselet er fjernet fra reaktortanken, overføres det til et kjølebasseng på reaktorområdet (WNA, 2019). Etter noen år i kjølebasseng nær reaktortanken, flyttes det til egnede bygg eller fasiliteter i nærheten. I Sverige avkjøles brenselet ved reaktorene i et år før det transporteres til et sentralt mellomlager nær Oskarshamn kjernekraftverk (SKB, 2025). I Finland lagres brukt brensel noen år ved reaktorene, før det flyttes til et mellomlager innenfor tomten til kjernekraftverket (TEM, 2026). Etter at det brukte brenselet er tilstrekkelig avkjølt, kan det lagres tørt uten aktiv kjøling. For mer informasjon om håndtering av brukt brensel, se kapittel 6.

Konsekvensene av manglende håndtering av restvarme kan bli alvorlige. For å hindre at brenselet overopphetes, skades og slipper ut radioaktivitet, må restvarmen reduseres tilstrekkelig når reaktoren stanses. Kjøling er nødvendig både under normal drift, og unormale situasjoner og ved ulykker. Ulykkene ved kjernekraftverkene Fukushima og Three Mile Island oppstod ved at restvarmen ikke ble tilstrekkelig avkjølt. Dette gjelder også for kjølebasseng for brukt brensel. For mer informasjon om disse ulykkene, se kapittel 11.

4.3 Aktive og passive sikkerhetssystemer

Alle kjernekraftverk er utstyrt med flere sikkerhetssystemer for å hindre ulykker. Alvorlige ulykker ved kjernekraftverk er sjeldne, men kan inntreffe. Et mål for å beskrive sannsynligheten for mulige ulykker som leder til alvorlig skade på brenselet i kjernekraftverk, er kjerneskadefrekvens, core damage frequency (se boks 4.7).

For å forhindre ulykker brukes aktive sikkerhetssystemer for å stoppe kjedereaksjonen og håndtere restvarmen. Aktive sikkerhetssystemer er elektriske eller mekaniske systemer som aktiveres automatisk eller av operatørene i kjernekraftverket. Passive sikkerhetssystemer er laget slik at operatøren ikke trenger å utføre noen aktive handlinger. Et eksempel på et passivt system er automatisk innføring av kontrollstaver i reaktortanken ved hjelp av trykk eller gravitasjon, for å stoppe kjedereaksjonen. Et eksempel på et passivt system som håndterer restvarme, er kjølevann som sirkulerer ved hjelp av naturlig konveksjon eller gravitasjon og ikke er avhengig av pumper.

Både aktive og passive sikkerhetssystemer er redundante. Redundans betyr at hvis ett system svikter, er det andre sikkerhetssystemer som fortsatt fungerer. Reaktorene Olkiluoto 1 og 2 i Finland har f.eks. fire uavhengige sikkerhetssystemer hver. Systemene kan få strøm fra to ulike nettforbindelser på 110 kV eller 400 kV, eller fra fire dieselgeneratorer ved hver reaktor (TVO, 2008; STUK, 2010).

Flere nye reaktordesign med større andel av passive sikkerhetssystemer er under utvikling. Et eksempel er storskalareaktoren AP1000 fra Westinghouse, som er utformet slikt at den kan håndtere restvarmen i reaktoren i 72 timer uten at operatøren må gripe inn, og uten ekstern strømforsyning. Reaktoren er også utstyrt med diselgeneratorer (Westinghouse, 2021). Flere SMR-design planlegges med passive sikkerhetssystemer som kan håndtere restvarmen fra reaktoren i 3–7 dager, og noen design enda lengre, over 150 dager (Eriksson m.fl., 2025).

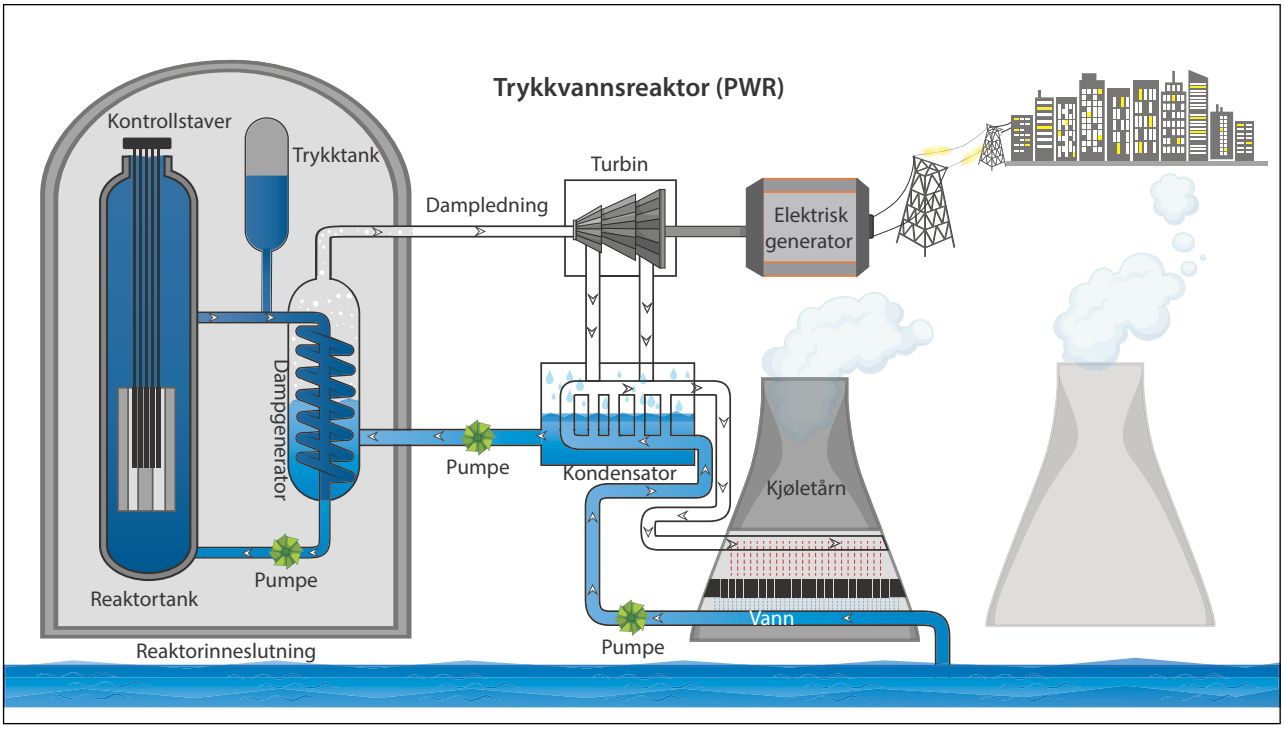
Passive sikkerhetssystemer kan være enklere og billigere enn aktive. Bruken av passive sikkerhetssystemer kan forenkle og øke tilgjengeligheten til viktige sikkerhetsfunksjoner. Bruk av passive system i lettvannsreaktorer kan fjerne kostnader knyttet til bygging, drift og vedlikehold av aktive sikkerhetssystemer som krever flere uavhengige pumper og strømkilder (IAEA, 2009a). En ulempe ved å ikke bruke pumper, naturlig sirkulasjon, er at energitettheten i reaktorkjernen blir lavere fordi vann-

Boks 4.7 Kjerneskadefrekvens

En kjerneskadefrekvens beregnes ved hjelp av en probabilistisk sikkerhetsanalyse, PSA, og beskriver sannsynligheten for en alvorlig skade på brenselet i en reaktor.

I USA er kravet fra myndighetene at reaktorer skal bygges slik at sannsynligheten for at en alvorlig skade inntreffer, er lavere enn 1×10^{-4} per reaktorår, eller én gang per 10 000 år. Hvis en slik kjerneskadefrekvens legges til grunn, kan 100 reaktorer driftes i 100 år før det statistisk sett vil inntreffe en alvorlig skade på brenselet. I praksis er den beregnede sannsynligheten for kjerneskadefrekvens lavere, mellom 1×10^{-6} og 1×10^{-7} per reaktorår for reaktorer i USA. I Europa er kravet til kjerneskadefrekvens til nye reaktorer 1×10^{-7} per reaktorår eller 1 per 10 000 000 år.

Kilde: (WNA, 2025c).



Figur 4.5 En trykkvannsreaktor

I en trykkvannsreaktor varmes vann opp i reaktorkjernen før det føres til en dampgenerator hvor energi overføres til en sekundær krets. I sekundærkretsen drives en dampturbin før dampen avkjøles i en kondensator og sendes tilbake til dampgeneratoren for å varmes opp på nytt.

Kilde: Tilpasset fra U.S. Department of Energy.

gjennomstrømningen i reaktoren er lavere (IAEA, 2005).

4.4 Ulike reaktorteknologier

Kjernekraftverk kan bygges med ulike typer reaktorteknologi og reaktordesign. Fra andre verdenskrig og frem til i dag, er det utviklet en rekke ulike reaktorteknologier og enda flere reaktordesign. Hovedforskjellen mellom de ulike teknologiene er hvilken moderator, kjølemedium og brensel de bruker. Den mest utbredte reaktorteknologien er lettvannsreaktoren som brukes i 351 av verdens 417 reaktorer i drift ved utgangen av 2024 (IAEA, 2025b).[6]

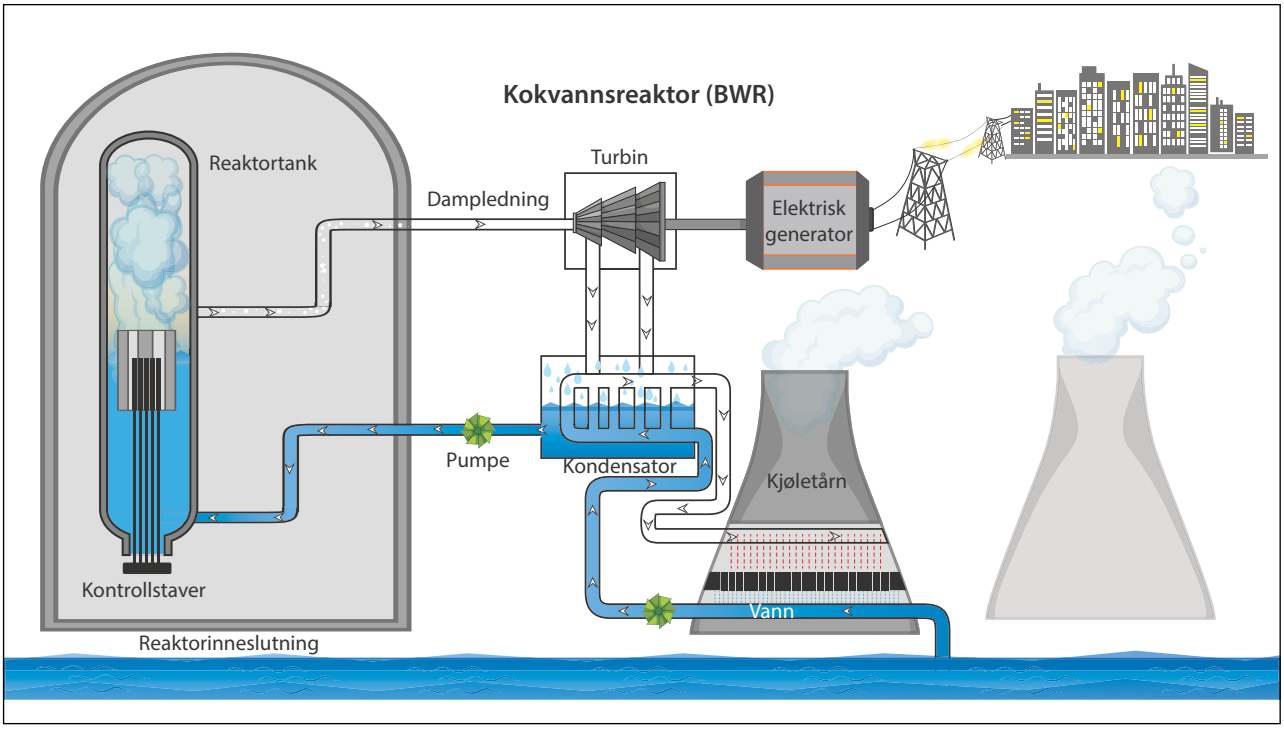
Lettvannsreaktorer

En lettvannsreaktor bruker vanlig vann til kjøling av reaktoren og moderering av nøytroner. Lettvann brukes for å skille teknologien fra reaktorer som benytter tungtvann som moderator. Lettvannsreaktorer deles inn i to typer: trykkvannsreaktorer (Pressurized Water Reactor, PWR) og kokvannsreaktorer (Boiling Water Reactor, BWR).

Trykkvannsreaktoren er den mest utbredte reaktorteknologien til kraftproduksjon og atomdrevne maritime fartøy. Begrepet trykkvannsreaktor kommer av at høyt trykk, over 150 bar. Dette gjøres for å hindre at vannet i reaktortanken koker. Trykket opprettholdes av en trykkholder. En trykkvannsreaktor har to kjølekretser, en primærkjølekrets og en sekundærkjølekrets. I sekundærkretsen blir vann omdannet til damp i en dampgenerator. Det finnes 312 trykkvannsreaktorer, hvorav 308 er i drift (IAEA, 2025b). Ulike reaktorleverandører har utviklet forskjellige reaktordesign som for eksempel AP1000 fra Westinghouse eller APR1400 fra Korea Electric Power Corporation (KEPCO). En illustrasjon av en trykkvannsreaktor er vist i figur 4.5.

Kokvannsreaktoren er den nest mest utbredte reaktorteknologien til kraftproduksjon. Trykket i en kokvannsreaktor er lavere enn i en trykkvannsreaktor, rundt 70 bar. Lavere trykk gjør at vannet i reaktortanken begynner å koke, og har gitt navn til reaktortypen. En kokvannsreaktor har bare primærkjølekrets fordi damp produseres direkte i reaktortanken, noe som fjerner behovet for trykk-

6 Fullstendige data for 2025 er ikke publisert av IAEA ennå, men i februar 2026, viste IAEAs oversikt 413 reaktorer i drift, en nedgang på fire reaktorer siden utgangen av 2024.



Figur 4.6 En kokvannsreaktor

I en kokvannsreaktor varmes vann opp i reaktorkjernen til det koker, før det føres direkte til en dampturbin. Deretter avkjøles dampen før vann føres tilbake til reaktoren for å varmes opp på nytt.
Kilde: Tilpasset fra U.S. Department of Energy.

holder og dampgenerator. Det finnes 60 kokvannsreaktorer, hvorav 43 er i drift (IAEA, 2026).[7] Ulike reaktorleverandører har utviklet forskjellige reaktordesign som for eksempel ABWR og ESBWR fra GE-Hitachi. En illustrasjon av en kokvannsreaktor er vist i figur 4.6.

Tungtvannsreaktor

En tungtvannsreaktor bruker tungtvann til kjøling av reaktoren og moderering av nøytroner. Ved å bruke tungtvann som moderator er det ikke nødvendig å bruke anriket uran, fordi færre nøytroner absorberes i tungtvann sammenlignet med lettvann. Tungtvannsreaktoren er den tredje mest utbredte reaktortypen med 47 reaktorer, hvorav 45 er i drift, i hovedsak i Canada og India. Ulike reaktorleverandører har utviklet forskjellige reaktordesign som IPHWR-700 fra Nuclear Power Corporation of India Ltd., (NPCIL) og CANDU-6 og 9 fra Atomic Energy of Canada Ltd., (AECL).

Gassreaktor

I en gassreaktor brukes gass til kjøling av brenselet og grafitt til å moderere nøytroner. Ved å bruke grafitt som moderator er det ikke nødvendig å bruke anriket uran, fordi færre nøytroner absorberes i grafitt sammenlignet med lettvann. Denne reaktortypen var tidligere utbredt i Storbritannia og i Frankrike. I dag er det åtte avanserte gasskjølte reaktorer i drift i Storbritannia (IAEA, 2026). En stor forskjell fra lettvannsreaktorer er at det i både gassreaktorer og tungtvannsreaktorer er mulig å bytte brensel mens reaktoren er i drift, på engelsk online refuelling. Spesielt for tungtvannsreaktorer har dette i perioder ført til høy kapasitetsfaktor (IAEA, 2026).

Andre reaktorteknologier

På 1950- og 1960-tallet ble det utviklet mange ulike reaktorteknologier og reaktordesign. I den første utviklingsfasen ble en rekke forskjellige typer brensel og moderatorer testet. I dag brukes ny og bedre materialteknologi og bedre modelleringskapasitet, til å videreutvikle teknologier fra denne perioden og utvikle nye reaktordesign.

7 Forskjellen på 17 skyldes blant annet at 15 kokvannsreaktorer i Japan er suspendert eller midlertidig stanset.

Nye typer brensel og materialer følger de samme grunnprinsippene for kjedereaksjon og restvarme som dagens lettvannsreaktorer. Andre typer brensel, materialer og kjølemedium gjør imidlertid at reaktorer planlegges å bygges og driftes annerledes enn dagens lettvannsreaktorer. For eksempel utvikles flere reaktordesign for drift med nær atmosfærisk trykk i primærkjølekretsen og/eller med høyere temperaturer. Denne typen reaktorer omtales gjerne som avanserte modulære reaktorer (AMR). For en ytterligere beskrivelse av AMR, se kapittel 7.

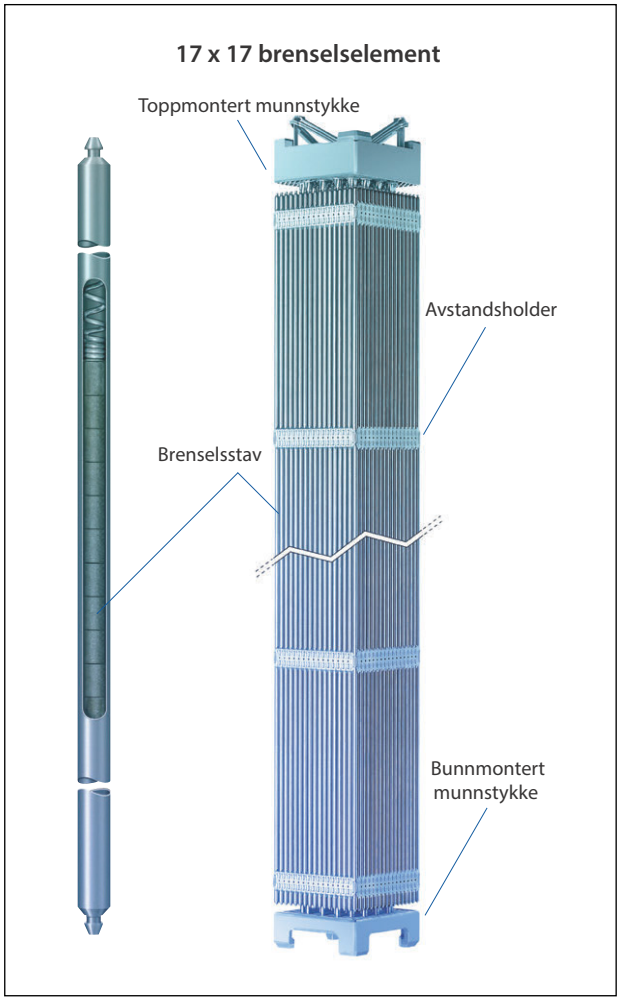
Flere SMR-er er nye reaktordesign basert på kjent lettvannsreaktorteknologi. SMR-er har redusert størrelse sammenlignet med dagens storskalareaktorer. Flere reaktordesign bygger på velkjent teknologi og vil fungere på nesten samme måte som teknologiene beskrevet i dette kapittlet. Samtidig åpner SMR for nye muligheter, som enklere transport av store komponenter, kortere byggetid og lavere investeringskostnader. For ytterligere beskrivelse av SMR se kapittel 7.

4.5 Komponenter i et kjernekraftverk

Flere av komponentene i et kjernekraftverk er identiske med andre termiske kraftverk. Et kjernekraftverk produserer varm damp som omdannes til strøm via en dampturbin og generator før den transformeres, på samme måte som i andre termiske kraftverk basert på andre energikilder som kull eller gass. Bruken av fissilt brensel og utformingen av reaktoren og tilhørende sikkerhetssystemer, er det som skiller kjernekraftverk fra andre termiske kraftverk.

4.5.1 Brensel

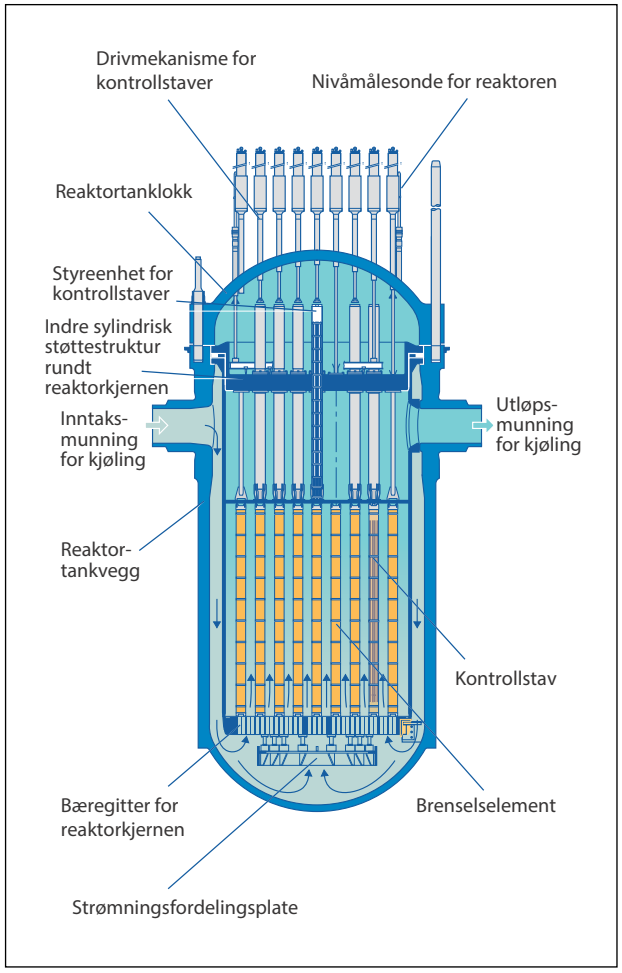
Brenselet til kjernekraftverk består av små uranpellets som plasseres i lange metallrør kalt brenselstaver. Brenselet til kjernekraftverk er laget av urandioksid, UO_2. Urandioksid er mer stabilt enn uran i ren metallisk form, og har et smeltepunkt på omtrent 2 800 °C (Lamarsh & Baratta, 2001). Maksimal temperatur i brenslet under drift er inntil 1700 °C (NEA, 2005). UO_2 presses til pellets på størrelse med en sukkerbit, og settes oppå hverandre inne i omtrent fire meter tynne metallrør, brenselstaver. Brenselstaven er laget av et materiale som tåler høy temperatur og trykk, og ikke absorberer så mange nøytroner. Det vanligste materialet til brenselstaver er zircaloy som er en legering av 98 prosent zirkonium.[8] Varmen som produseres i brenselet overføres til kjølevannet via zirkoniuminnkapslingen. Temperaturen i innkapslingen er mellom 340 og 400 °C, mens temperaturen i kjølevannet er mellom 270 og 340 °C (NEA, 2005). Avhengig av reaktorteknologi settes mellom noen titalls til flere hundre brenselstaver sammen til et brenselselement som vist i figur 4.7. Brenselselementene arrangeres normalt i kvadratiske mønster, for eksempel 17 x 17. I trykkvannsreaktorer vil noen av posisjonene i brenselselementet ha plass til kontrollstaver. En lettvannsreaktor inneholder mellom 200 og 800 brenselselement plassert i sirkel som vist i figur 4.9. Området hvor brenselselementene plasseres i reaktortanken, er det som omtales som reaktorkjernen, vist i gul farge i figur 4.8.



Figur 4.7 En brenselsstav til venstre og et 17 x 17 brenselselement til høyre

Kilde: Oversatt fra TVO (2010).

[8] Ved ulykkessituasjoner hvor kjølingen av reaktoren ikke opprettholdes, vil det oppstå en kjemisk reaksjon mellom zircaloy og vann ved 1230 grader som produserer hydrogen og oksygen. En slik reaksjon oppsto ved kjernekraftverkene ved Fukushima i Japan.



Figur 4.8 Tverrsnitt av reaktortanken til en trykkvannsreaktor

Innkommende kjølevann varmes opp i reaktorkjernen før det føres ut. For trykkvannsreaktorer føres kontrollstaver inn fra toppen gjennom forseglede åpninger i reaktorlokket.
Kilde: Oversatt fra TVO (2010).

4.5.2 Reaktortank

En reaktor utformes og bygges rundt en solid reaktortank. Reaktortanken inneholder brenselet og moderatoren og er ofte en av de største enkeltkomponentene til en reaktor. Den er også en av de viktigste sikkerhetsbarrierene i et kjernekraftverk og skal motstå trykk, varme og stråling fra brensel i hele reaktorens levetid, som kan være mellom 60 og 80 år.[9] En reaktortank er satt sammen av flere massive stålringer som er smidd sammen til en solid sylinder. Reaktortanken til en vanlig trykkvannsreaktor er 12 meter høy, har en diameter på 4,5 meter og 20 cm tykke vegger (Bodansky, 2004). Over tid vil nøytronstråling føre til at materialer i reaktortanken endrer struktur, blir sprøere og har mindre motstand mot brudd. Derfor er det omfattende inspeksjons- og overvåkingsprogram gjennom hele driftsperioden for å verifisere at reaktortankens egenskaper ivaretas. Reaktortanken til Olkiluoto 3 er vist i figur 4.8. Den har fire par med åpninger hvor avkjølt vann blir sendt inn i reaktortanken og oppvarmet vann tatt ut. I tillegg er det flere innsatser i reaktortanken for å holde brensel og kontrollstaver på plass (TVO, 2010).

Varmen fra brenselet overføres til vann i en lukket krets, som sirkulerer mellom reaktortanken og en varmeveksler eller en dampturbin. Brenselet er plassert i den nedre delen av reaktortanken. Her varmer brenselet opp vann som stiger opp og ledes videre til en varmeveksler eller en dampturbin, som illustrert i figur 4.5 og 4.6. Kaldere vann returneres til reaktortanken for å bli varmet opp på nytt. Vannet som føres inn og ut av reaktortanken, kalles for primærkjølekretsen.

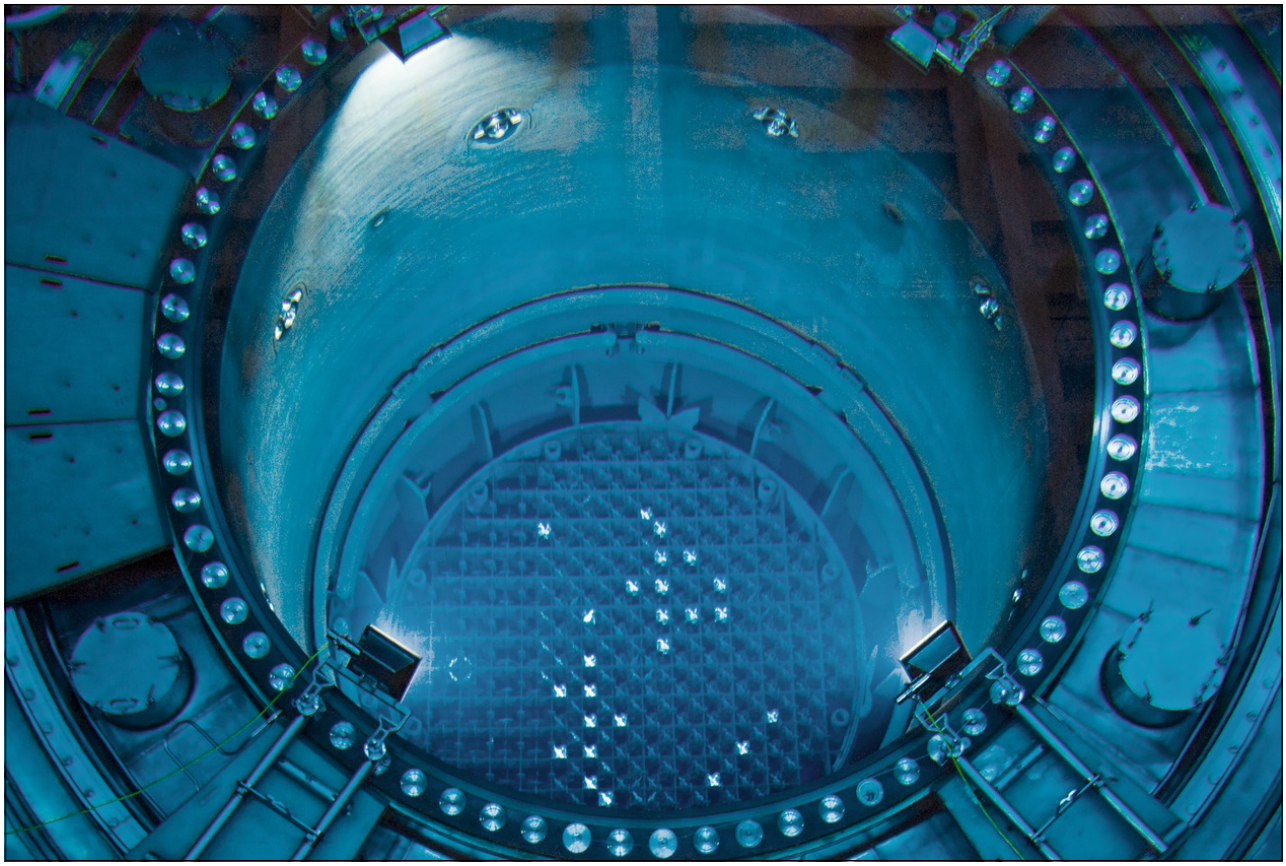
4.5.3 Reaktorinneslutning

Reaktortanken og andre sentrale komponenter plasseres innenfor en reaktorinneslutning for å beskytte mot ytre påkjenning og forhindre radioaktive utslipp. Reaktorinneslutningen, eller containment, skal ivareta flere sikkerhetsfunksjoner ved reaktoren. De viktigste er å holde tilbake radioaktive stoffer under normale driftsforhold og ved ulykkessituasjoner, og beskytte reaktortanken og andre sentrale komponenter mot ytre hendelser. Reaktorinneslutningen er vist i figur 4.5 og 4.6 og er normalt laget av armert betong. Reaktortanken og reaktorinneslutningen inngår i prinsippet forsvar i dybden, hvor flere barrierer ivaretar sikkerheten til kjernekraftverket (Bodansky, 2004). For mer informasjon om forsvar i dybden, se punkt 11.3.2.

Reaktorinneslutningen er utformet for å minimere utslipp av radioaktivitet. Hvis det oppstår uhell ved reaktoren med utslipp av radioaktive stoffer, er reaktorinneslutningen utformet slik at utslippene til ytre miljø skal være så lave som praktisk mulig eller som rimelig oppnåelig. Utslippene skal være under de autoriserte grensene for utslipp ved drift og under akseptable grenser ved ulykker. Reaktorinneslutningen er utformet for å forhindre eller forsinke en rekke hendelser. En reaktorinneslutning:

– er konstruert og bygget slik at inneslutningens strukturer ivaretas

[9] Amerikanske strålevernsmyndigheter har gitt godkjenning til å drifte kjernekraftverk i 80 år. World Nuclear Association (WNA) kjenner ikke til at en reaktortank har blitt byttet under drift, men toppen eller lokket, er blitt byttet ut ved flere reaktorer (Preston, H., personlig kommunikasjon, 22. november 2025).



Figur 4.9 En reaktortank uten lokk sett ovenfra

Nede i tanken er brenselselementene synlige innimellom firkantede oppstillingsplasser. Lokket festes via en rekke bolter som er synlige øverst.
Kilde: Fischer, personlig kommunikasjon, 8. januar 2026.

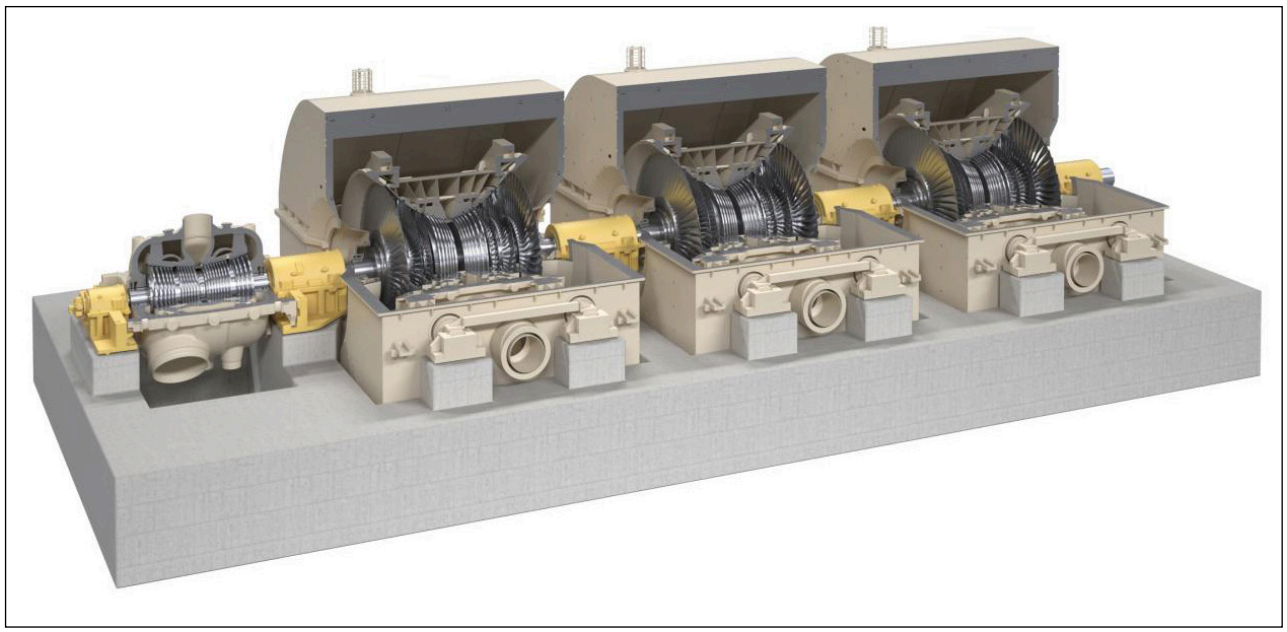
- har utstyr eller strukturer som er nødvendige for å beholde smeltet brensel innenfor reaktorinneslutningen ved svært alvorlige ulykker
- har systemer som er nødvendige for å fjerne varme fra smeltet brensel
- har systemer for å fjerne varme fra inneslutningen
- har systemer for å hindre at gassbranner (f.eks. hydrogen) truer inneslutningens integritet
- har systemer for å redusere mengden av radioaktivt materiale i inneslutningen
- har systemer for å isolere reaktorinneslutningen

4.5.4 Trykkholder og dampgenerator

I en trykkvannsreaktor benyttes en trykkholder for å hindre vannet fra å koke i primærkjølekretsen. Trykket opprettholdes via en trykkholder som er koblet til primærkjølekretsen. Trykkholderen består av et varmeelement i bunnen og en vanndyse i toppen, som brukes for å øke eller senke trykket. Trykkholderen kan i tillegg absorbere termisk ekspansjon av kjølevannet (Lamarsh & Baratta, 2001).

Varmt vann fra reaktortanken omdannes til damp i en dampgenerator. I en trykkvannsreaktor produseres damp ved å lede varmt vann gjennom en stor varmeveksler som kalles dampgenerator. Dampgeneratoren består av flere tusen rør hvor varme overføres fra primærkretsen til en sekundærkrets med lavere trykk som tillater at vannet koker. Som et resultat av varmeoverføringen, synker temperaturen i primærkretsen noen titalls grader før vannet returnerer til reaktortanken og varmes opp på nytt. Dampgeneratoren lager et skille mellom primærkretsen og sekundærkretsen som hindrer at radioaktive partikler i primærkretsen overføres til dampturbinen. Vannet i primær- og sekundærkretsen er lukkede systemer som ikke er i kontakt med kjølevann under normal drift.

I en kokvannsreaktor føres damp direkte fra reaktortanken til en dampturbin. I en kokvannsreaktor koker vannet i reaktortanken og primærkjølekretsen, og kokvannsreaktorer er dermed ikke utstyrt med trykkholder eller dampgenera-



Figur 4.10 En dampturbin

Illustrasjon av en dampturbin som består av en høytrykksturbin og tre lavtrykksturbiner på samme aksling.
Kilde: © Siemens Energy.

tor. Vannet som koker, blir separert og tørket i toppen av reaktortanken før det ledes til en dampturbin. På grunn av de ekstra komponentene, er reaktortanken i en kokvannsreaktor normalt lengre enn en trykkvannsreaktor.

4.5.5 Komponenter som er felles med andre termiske kraftverk

Dampen fra dampgeneratoren ledes til en dampturbin hvor varmeenergi konverteres til rotasjonsenergi. En dampturbin består av en rekke skovler som roterer om en sentral aksling når damp føres inn i dampturbinen. Det er normalt å bruke flere dampturbiner koblet til samme aksling. I slike oppsett vil den første dampturbinen utnytte damp med høyt trykk, før dampen ledes videre til neste turbin ved lavere trykk. Dampen føres inn i midten av hver turbin før den presses ut til begge sider (se figur 4.10).

Dampturbinen(e) er koblet til samme aksling som en elektrisk generator. Generatoren består av to hoveddeler: rotoren, som roterer, og statoren, som står stille. Når rotasjonsenergien fra dampturbinen får rotoren til å rotere inne i statoren, skapes et magnetfelt som induserer elektrisk strøm i statorens viklinger.

Strømmen som produseres i generatoren blir transformert opp for å kunne transporteres med mindre tap. Strømmen som produseres i generatoren har en spenning på noen titusen volt. For å overføre strøm over lengre avstander med lave tap, økes spenningen fra generatoren til flere hundretusen volt i en transformator.

Etter at dampen har passert gjennom dampturbinen, kjøles dampen ned i en kondensator hvor dampen går over til vann. Kondensatoren består av en rekke mindre rør hvor kaldt kjølevann strømmer på den ene siden og varmt vann fra dampturbinen strømmer på den andre siden. Nedkjølt vann returnerer til dampgeneratoren i en trykkvannsreaktor eller direkte til reaktortanken i en kokvannsreaktor for å varmes opp på nytt. Omtrent to tredjedeler av energien fra reaktoren overføres til kjølevannet. Deler av denne varmen kan brukes til andre formål i bytte mot en reduksjon i strømproduksjonen.

Termiske kraftverk kjøles ved hjelp av vann fra sjø, innsjøer eller elver, eller luft fra atmosfæren. Åpne eller lukkede systemer er de to vanligste måtene å kjøle termiske kraftverk på (IAEA, 2012). Termiske kraftverk som ligger nær større vannkilder, kan hente kjølevannet derfra og kalles åpne systemer. I åpne systemer pumpes kjølevannet til kondensatoren, der varme fra kraftverket overføres til kjølevannet, som returnerer tilbake til vannkilden noen grader varmere. Ved kjernekraftverkene i Ringhals i Sverige og Olkiluoto i Finland øker temperaturen i kjølevannet med mellom 10 og 13 grader (Vattenfall, 2012; TVO, 2008; TVO, 2010). Den største reaktoren i Olkiluoto, på 1 600 MW, bruker kontinuerlig 53 m^3 sjøvann per sekund til kjøling (TVO, 2010). Alle kjernekraftverkene i Sverige, Storbritannia,

Finland, Japan, Sør-Korea og Kina kjøles ved hjelp av kjølevann fra havet, mens Canada kjøler alle sine kjernekraftverk med kjølevann fra store innsjøer (WNA, 2020).

Lukkede kjølesystemer brukes i termiske kraftverk som ligger langt fra store vannkilder. Kjølingen skjer ved at vann fordamper i kjøletårn. Lukkede systemer brukes for å kjøle termiske kraftverk som ikke er plassert nær større vannkilder. Kjølevann pumpes fra en elv til et kjøletårn hvor vannet fordamper og kjøler ned oppvarmet vann i kondensatoren. Gösgen kjernekraftverk i Sveits, på 1 010 MW, bruker 2,2 m^3 elvevann per sekund til kjøling. Noe av vannet fordamper og 1,5 m^3 slippes tilbake 6,5 grader varmere (Gösgen-Däniken AG, 2025). Sammenlignet med kjernekraftverk med åpne systemer, har kraftverk med lukkede systemer 3,5 prosent lavere virkningsgrad. Den reduserte virkningsgraden skyldes større bruk av strøm til vifter og pumper, og at temperaturen i kondensatoren er høyere. I USA og Frankrike kjøles omtrent halvparten av kjernekraftverkene i lukkede system (WNA, 2020).

4.6 Levetiden til kjernekraftverk

Begrepet levetiden til et kjernekraftverk kan vise til enten teknisk, økonomisk eller regulatorisk levetid. I USA fikk de første kjernekraftverkene konsesjon for drift i inntil 40 år. Konsesjonsperioden på 40 år ble begrunnet ut fra et ønske om å begrense overføringen av nukleær teknologi fra staten til private aktører, i tilfelle de skulle oppnå privat monopol på kjernekraftteknologi. Konsesjonsperioden harmonerte også med en typisk tilbakebetalingstid på 40 år. Selv om det ikke var tekniske argumenter for å begrense konsesjonen til 40 år, førte det til at flere analyser og komponenter likevel ble utformet for 40 års drift (NRC, 2023a).

Konsesjonsperioden til kjernekraftverk kan etter søknad forlenges en eller flere ganger. I USA har flertallet av kjernekraftverkene i drift fått utvidet konsesjonsperiode til 60 år. Noen har også fått konsesjon til drift i 80 år (Hiser, 2021). I Sverige utreder Vattenfall muligheter for å forlenge driften ved Forsmark og Ringhals kjernekraftverk fra 60 til 80 år (Vattenfall, 2024a). Det nyeste reaktoren i Finland, Olkiluoto 3, er designet for en forventet økonomisk levetid på 60 år. De største komponentene, som reaktortanken, har en forventet levetid på 60 år, og mindre komponenter som er enklere å bytte, har en forventet levetid på 30 år (TVO, 2010).

Økonomiske og politiske forhold kan ha stor betydning for levetiden. Mellom 2012 og 2022 førte lave strømpriser, i kombinasjon med vedlikeholdskostnader for aldrende utstyr og miljøhensyn knyttet til kjølevannsinntak, til at tolv reaktorer i USA ble stengt (Finan m.fl., 2022). Siden 2017 er det innført ulike statlige og føderale ordninger for å støtte eksisterende kjernekraftverk i USA. I 2022 ble det innført en tidsbegrenset skattefordel på inntil 15,5 øre/kWh for reaktorer satt i drift før 2022 og noen stater har tilbudt ulike tidsbegrensede subsidier til reaktorer siden 2017 (Kozeracki, 2024; EIA, 2019; IRS, 2025). Tre reaktorer som tidligere er lagt ned i USA på grunn av svak lønnsomhet, er planlagt å settes i drift igjen i 2026, 2027 og 2029 som følge av statlig støtte og langsiktige avtaler om salg av elektrisitet (Bently, 2025; WNN, 2025a). I 2015 besluttet Vattenfall i Sverige å stenge Ringhals 1 og 2 etter 45 års drift grunnet lave strømpriser og økt skatt på installert effekt (Vattenfall, u.å.). I perioden 2011–2025, var 45 prosent av nedleggelser av kjernekraftverk globalt, relatert til politiske rammevilkår, som f.eks. nedlegging av alle kjernekraftverk i Tyskland (NEA, 2021a).

Gjennomsnittlige alder til reaktorer i drift er 32 år. Den gjennomsnittlige alderen på alle kjernekraftverk som var lagt ned til og med juli 2025 var 28,7 år, men tallet inkluderer flere prototypereaktorer (IAEA, 2026). Den gjennomsnittlige alderen på de 28 reaktorene som ble tatt ut av drift de siste fem årene er 43,2 år (WNISR, 2025).

Kapittel 5
Forsyningskjeder for kjernekraft

Kjernekraftverk er avhengig av leveranser av uran under drift, og flere spesialiserte komponenter ved bygging. Uran utvinnes i hovedsak i et annet land enn hvor det brukes, og flere av hovedkomponentene til kjernekraftverk produseres kun i et fåtall land. Dette betyr at trengs ulike forsyningskjeder for å levere nødvendige komponenter til bygging og drift av kjernekraftverk. En nyere utvikling er at flere reaktorleverandører jobber med å utforme større deler av et kjernekraftverk som moduler.

Kapittelet starter med en gjennomgang av de ulike stegene i brenselssyklusen fra utvinning av uran til produksjon av brensel, produksjon av større komponenter, modularisering, materialbruk, sertifisering og lokale leverandører. Tilgang til tilstrekkelig kvalifisert arbeidskraft er også avgjørende for bygging og drift av kjernekraftverk, dette er nærmere omtalt i kapittel 13.

5.1 Brenselssyklusen

De ulike stegene for å produsere nytt brensel og håndtere brukt brensel kalles for en brenselssyklus. Gjennom flere ulike steg utvinnes fissilt materiale, uran, fra bakken og leveres som ferdig brensel til et kjernekraftverk. Brukt brensel inneholder store mengder radioaktivt materiale som må avkjøles og skjermes i flere år før det håndteres videre. De ulike stegene kalles for en brenselssyklus fordi deler av brenselet kan brukes om igjen hvis det gjenvinnes, og dermed danner en «syklus» (Bodansky, 2004). Selv om bare noen land i dag gjenvinner brukt brensel, er brenselssyklus et veletablert begrep som brukes videre i teksten.

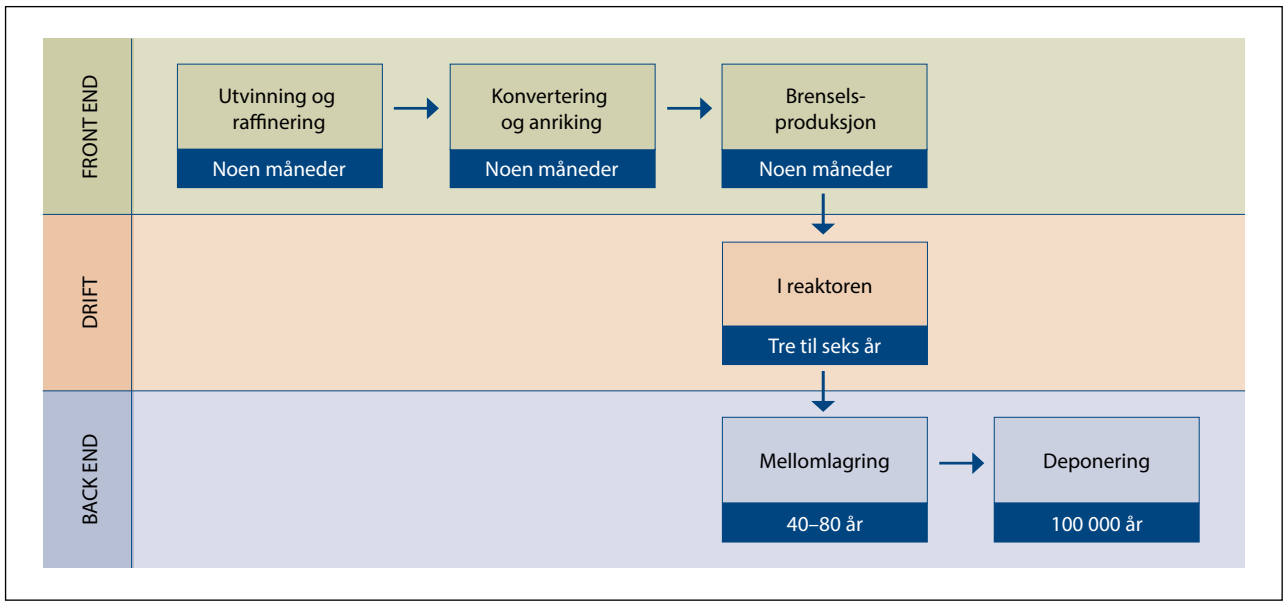
Den vanligste brenselssyklusen for kjernekraftverk tar i bruk lavanriket uran, men flere nye reaktordesign planlegger å bruke høyere anriking. Flertallet av verdens kjernekraftverk benytter brensel med lavanriket uran og bytter brensel mellom hvert år til annethvert år. Dette forventes også å være den vanligste brenselssyklusen i lang tid fremover. Samtidig er det flere nye reaktordesign under utvikling hvor det planlegges å benytte brensel med høyere nivå av anriket uran, noe som muliggjør lengre tid mellom hvert brenselsbytte.

Brenselssyklusen kan deles i tre deler, front end, drift og back end. Front end involverer alle steg fra uranutvinning til leveranse av ferdig brensel til et kjernekraftverk. Etter en driftsperiode på tre til seks år, flyttes brukt brensel til back end. Back end involverer alle steg fra mellomlagring av brukt brensel til endelig deponering (Lamarsh & Baratta, 2001). Back end beskrives og drøftes videre i kapittel 6.

Skillet mellom front end og back end i brenselssyklusen handler om ulike metoder for håndtering av nytt og brukt brensel. Håndteringen av nytt brensel og brukt brensel er veldig forskjellig og krever forskjellige sikkerhetstiltak. Nytt brensel består i hovedsak av to uranisotoper med relativ lang halveringstid som kan håndteres med enkle beskyttelsestiltak (IAEA, u.å.). Under drift endres sammensetning av brenselet og det dannes isotoper med både kort og lang halveringstid. Brukt brensel må håndteres fjernstyrt og skjermes på grunn av høye nivåer av ioniserende stråling, enten ved lagring under et beskyttende lag med vann, eller tørt i spesialbeholdere av betong og/eller stål (IAEA, 2024a).

I en åpen brenselssyklus deponeres brukt brensel direkte etter mellomlagring. En brenselssyklus deles også mellom en åpen og lukket syklus. I en åpen brenselssyklus deponeres brukt brensel uten videre bearbeiding etter 40 til 80 år med mellomlagring. Brenselet mellomlagres etter drift for at restvarmen og radioaktiviteten i brenselet skal avta og brenselet skal bli enklere å håndtere. Når restvarmen i brenselet er tilstrekkelig redusert, kan det deponeres i egnede beholdere. De ulike stegene i den åpne brenselssyklusen er vist i figur 5.1.

I en lukket brenselssyklus reprosesseres brukt brensel en eller flere ganger for å separere ut fissilt materiale for å lage nytt brensel. Ved reprosessering, eller resirkulering, av brukt brensel hentes



Figur 5.1 Åpen brenselssyklus

Figuren er basert på en brenselssyklus illustrert av OECD-NEA. Tidsangivelsene er hentet fra flere kilder og kan variere.
Kilder: NEA (2013), Fujinami (2025), Uhle, personlig kommunikasjon, 29. november 2025, Ottesen, personlig kommunikasjon, 15. oktober 2025 og IAEA (2020a).

fissilt materiale, i hovedsak plutonium og uran, hentes ut, og brukes til å lage nytt brensel, se figur 5.2. Ved reprosessering reduserer behovet for naturlig uran med 10–15 prosent sammenlignet med en åpen brenselssyklus. Med nåværende teknologi kan brenselet reprosesseres to til tre ganger og utgjør bare en delvis lukket brenselssyklus (NEA, 2013). Reprosessering isolerer også fisjonsprodukt og actinider fra det brukte brenselet og reduserer volumet av høyaktivt avfall som må deponeres, men produserer mer lavaktivt avfall og kjemisk avfall. En fullstendig lukket brenselssyklus, hvor brenselet resirkulere til alt fissilt materialet er hentet ut, må trolig ta i bruk andre typer reaktorer, som formeringsreaktorer (se boks 4.2).

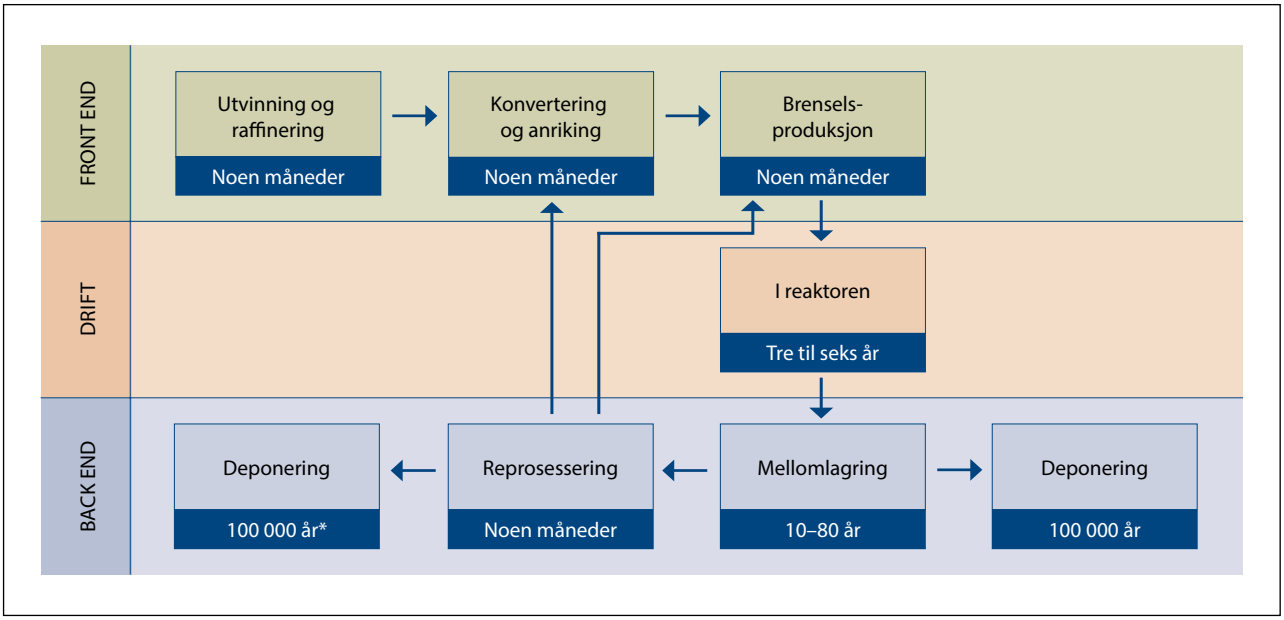
Den åpne brenselssyklusen er mer utbredt enn den lukkede. Det er trolig flere grunner til at den åpne brenselssyklusen er mest utbredt. Det er enklere å behandle brukt brensel i en åpen brenselssyklus fordi brenselet bare trenger å mellomlagres før det deponeres. Kostnaden for en lukket brenselssyklus er i ulike studier vist å være mellom 5 og 20 prosent høyere enn for en åpen brenselssyklus (Taylor m.fl., 2022). En åpen brenselssyklus gir mindre risiko for spredning av fissilt materiale som kan brukes til atomvåpen. Frem til brukt brensel deponeres, kan det i teorien reprosesseres. Selv om de fleste land ikke reprosesserer brukt brensel i dag, utelukker ikke en «vent og se»-strategi reprosessering på et senere tidspunkt.

Flere land har avviklet sine anlegg for sivil reprosessering av brukt brensel. Ti land har driftet sivile anlegg for reprosessering av brukt brensel fra sivile reaktorer.[1] I dag reprosesseres brukt brensel i fire land, Kina, Frankrike, India og Russland (IPFM, 2022). I tillegg planlegger Japan å gjenoppta reprosessering i 2026 (WNN, 2024).[2] USA besluttet i 1977 å stanse sivil reprosessering av brukt brensel, blant annet for å redusere potensialet for spredning av fissilt materiale (Carter, 1977). Avgjørelsen ble opphevet i 1981, men har ikke ført til etablering av sivile reprosesseringsanlegg i USA, selv om interessen for dette har økt de siste årene (CRS, 2008; Gardner, 2026). Utvikling av nye reaktordesign som forutsetter reprosessering, sammen med økende uranpriser eller reduserte kostnader for reprosessering, kan gjøre reprosessering mer aktuelt i fremtiden.

Frankrike er ledende innen reprosessering av brukt brensel. Frankrike har valgt en strategi som inkluderer reprosessering og har verdens største reprosesseringskapasitet. Reprosesseringsanlegget ved La Hague kan behandle opptil 2 000 tonn brukt brensel per år. Dette har resultert i at omtrent 10 prosent av kjernekraftproduksjonen i

[1] Det finnes i tillegg flere militære reprosesseringsanlegg som henter ut plutonium til atomvåpen fra egne reaktorer som er optimalisert for plutoniumproduksjon.

[2] Oppstarten i 2026 er usikker. Anlegget ved Rokkasho har vært under bygging i 30 år (WNN, 2024).



Figur 5.2 Lukket brenselssyklus

Figuren er basert på en brenselssyklus illustrert av OECD-NEA. Tidsangivelsene er hentet fra flere kilder og kan variere.
*Hvis alt brukt brensel reprosesseres flere ganger, vil tidshorisonten for deponering være betydlig kortere. Dette gjøres ikke per i dag.
Kilder: NEA (2013), Fujinami (2025), Uhle, personlig kommunikasjon, 29. november 2025, Ottesen, personlig kommunikasjon, 15. oktober 2025, Radioactivity.EU (u.å.a) og IAEA (2020a).

Frankrike stammer fra reprosessert brensel (Orano, 2025a).

5.1.1 Utvinning

Front end involverer alle stegene fra uranutvinning til ferdig brensel for bruk i kjernekraftverk. Utvinning av uran forutsetter tilgang til økonomisk og teknisk drivverdige forekomster på landjorden eller i havet. I dag foregår all uranutvinning fra forekomster på land. Det har ikke vært lønnsomt å utvinne uran fra havet, selv om potensialet er langt større enn på land (NEA, 2025b). Den videre beskrivelsen er basert på utvinning fra landbaserte forekomster. Uranet som utvinnes omtales også som naturlig uran, for å skille det fra anriket uran.

Uran er et vanlig grunnstoff som finnes i ulike bergarter i jordskorpen. Den totale mengden naturlig uran som kan utvinnes til en pris hvor utvinning er lønnsom, er estimert til åtte millioner tonn av IAEA og NEA.[3] Drivverdige konsentrasjoner av uran varierer mellom 0,02 prosent og 20 prosent uran i bergarten, eller uranmalmen.[4] Flertallet av urangruver utnytter forekomster der urankonsentrasjonen i malmen er over 0,1 prosent (WNA, 2025d).

Over halvparten av de kjente uranressursene ligger i Australia, Kazakhstan og Canada. Uran utvinnes i dag i 17 land. Hvis det legges til grunn en pris på utvinning av uran inntil 130 amerikanske dollar (USD) per/kgU, er uranforekomstene fordelt på de fem største landene følgende: Australia (28 prosent), Kazakhstan (14 prosent), Canada (10 prosent), Russland (8 prosent) og Namibia (8 prosent). Til sammenligning var den gjennomsnittlige spotprisen for uran i 2022 og 2023 på henholdsvis 124 USD/kgU og 236 USD/kgU (NEA, 2025).

Uran utvinnes fra åpne dagbrudd, underjordiske gruver, som biprodukt fra annen gruvedrift eller fra in-situ-utluting. I 2022 stod in-situ-utluting (engelsk in-situ-leaching) for nesten 60 prosent av uranutvinningen (NEA, 2025b). Ved in-situ-utluting blir en kjemisk løsning som frigjør uranet pumpet ned i en uranforekomst, som så pumpes opp til overflaten (WNA, 2026a).[5] In-situ-utluting er en kostnadseffektiv utvinningsmetode. Fordelingen mellom de ulike utvinningsmetodene de siste årene er vist i tabell 5.1. Miljø og helseeffek-

[3] I IAEA og NEA sin oversikt over uranressurser oppgis en ressurs som drivverdige med en utvinningspris på 260 USD/kgU. Ved lavere priser reduseres ressursanslaget.

[4] Malm er en bergart som inneholder mineraler med økonomisk verdi i så høy konsentrasjon at det er lønnsomt å utvinne dem, for eksempel uran i uranmalm.

[5] In-situ betyr i denne sammenheng «på stedet».

Tabell 5.1 Utvinningsmetoder for uran mellom 2010 – 2022

Produksjonsmetode	2010	2015	2020	2022
Åpne dagbrudd	20,6 %	12,6 %	18,5 %	15,9 %
Gruver	29,8 %	32,2 %	15,9 %	18,0 %
Utluting	42,1 %	48,7 %	58,2 %	59,8 %
Biprodukt	5,3 %	6,0 %	7,0 %	6,1 %
Andre	2,2 %	0,5 %	0,0 %	0,0 %

Kilder: NEA (2014, 2019 og 2025b).

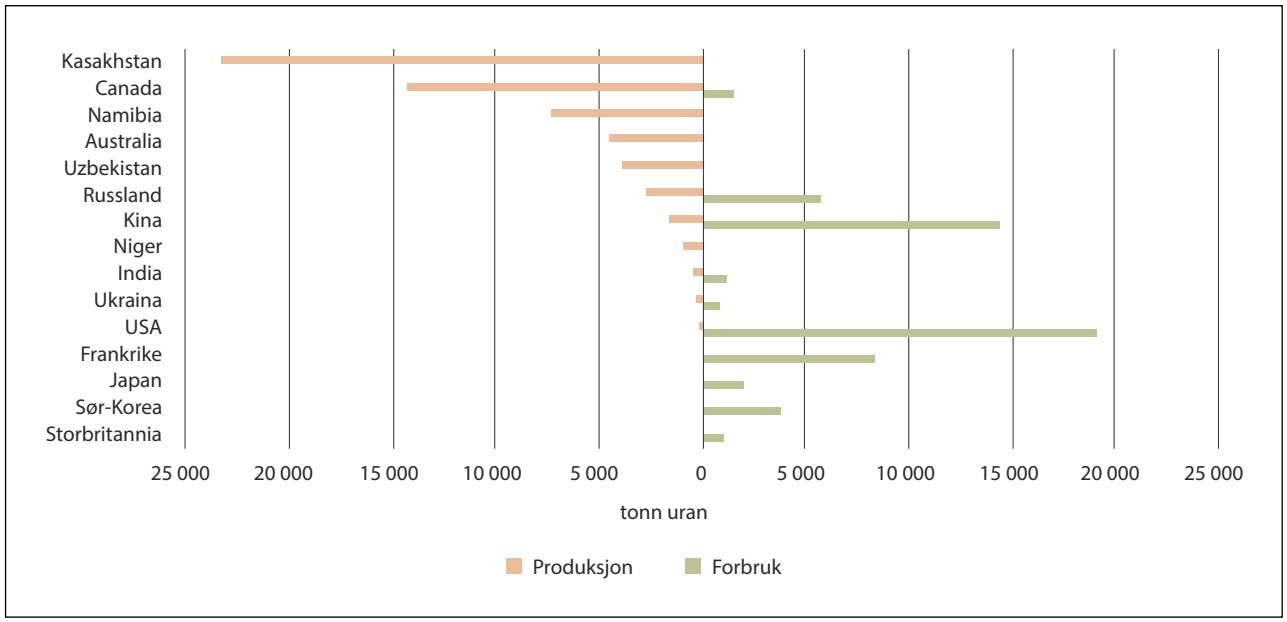
ter ved utvinning av uran er nærmere omtalt i kapittel 12.

Over tre fjerdedeler av uranutvinningen er konsentrert i fire land. I 2022 var utvinningen av uran fordelt på de fire største produsentlandene følgende: Kazakhstan (43 prosent), Canada (15 prosent), Namibia (12 prosent) og Australia (9 prosent). Figur 5.3 viser de største produsentlandene og forbrukslandene av uran. Størstedelen av utvinningen foregår i dag i land som ikke har selv har kjernekraftverk, noe som betyr at de flest kjernekraftland er avhengig av å importere uran fra andre land (WNA, 2025e).

Kjente og uoppdagede uranreserver kan dekke uranforbruket til dagens kjernekraftverk imellom 130 og 250 år. Basert på et anslag om kjente uranreserver på åtte millioner tonn, kan dagens uranforbruk opprettholdes i 130 år. Ved å inkludere antatte og mer usikre reserver, med høyere utvinningskostnader, øker uranreservene til 15 millioner tonn, tilstrekkelig til 250 års drift med dagens uranforbruk (NEA, 2023).

Forbruket av uran har vært større enn produksjonskapasiteten de siste årene. Den årlige produksjonskapasiteten for uran i 2025 er anslått til i underkant av 70 000 tonn uran, mens den faktiske produksjonen har variert mellom 63 000 og 47 000 tonn mellom 2016 og 2022 (Europakommisjonen, 2025a). Forskjellen mellom forbruk og produksjon er blant annet dekket fra uranlager eller konvertering av uran eller plutonium fra atomvåpen til brensel.[6]

6 Etter avtalen Megatons to Megawatt, inngått mellom Russland og USA, ble 500 tonn høyanriket uran fra tidligere russiske atomvåpen konvertert til 14 000 tonn lavanriket uran og brukt i amerikanske kjernekraftverk. Avtalen ble inngått i 1993 med 20 års varighet. I løpet av denne perioden ble i perioder inntil 10 prosent av kraftproduksjonen i USA dekket av uran fra russiske atomvåpen (Centrus, 2025).



Figur 5.3 Produksjon og forbruk av naturlig uran i 2024

Kilde: Oversatt fra WNA (2025e).

Forbruket av uran er antatt å øke betydelig ved en økt utbyggingstakt av kjernekraft. Som følge av vekst i kjernekraft i Asia og Nord-Amerika, estimerer World Nuclear Association (WNA) at det årlige forbruket av uran vil mer enn dobles, fra et nivå på 65 000 tonn i 2025 til 150 000 tonn per år i 2040 (WNA, 2025e). Dette bygger blant annet på en felles erklæring fra 33 land i forbindelse med COP 28 og COP 30, om å tredoble den globale kjernekraftkapasiteten innen 2050 (IAEA, 2025a).[7] En økning i uranetterspørselen vil føre til høyere uranpriser og sterkere incentiver til å bruke fra eksisterende lagre, øke produksjonen i eksisterende gruver, lete etter nye ressurser eller reprosessere brukt brensel. Kraftselskapet Vattenfall i Sverige er ikke urolig for tilgangen til uran, og viser til at det oppdages nye ressurser og at utvinning av uran fra havet er mulig (Darelius, personlig kommunikasjon, 7. januar 2026).

Norge har flere kjente uranressurser, men ingen av disse er per i dag vurdert som økonomisk drivverdige. Norge har imidlertid geologiske forutsetninger for drivverdige forekomster av uran. Kommersielle undersøkelser pågår (2026) med utgangspunkt i NGUs aktsomhetskart for uran og fly- og helikoptermålte radiometriske data. For å realisere uranutvinning bør de nasjonale radiometriske datasettene ferdigstilles for bedre målretting av kommersielle undersøkelser. Utvikling av leteprosjekter til faktisk gruvedrift krever omfattende undersøkelser, betydelige investeringer, samt politisk og samfunnsmessig aksept (Schiellerup, personlig kommunikasjon, 24. februar 2026). Sverige har nylig vedtatt å oppheve forbudet mot uranutvinning, noe som åpner for nye prosjekter (Riksdagen, 2025). Finland har gjenopptatt utvinning av uran som biprodukt fra nikkel- og sinkproduksjon (TEM, 2026).

5.1.2 Konvertering og raffinering

Uranmalm raffineres til yellowcake. Etter at uranmalmen er hentet opp fra bakken blir den bearbeidet gjennom knuse- og maleprosesser og kjemisk behandlet for å skille ut uran. Gjennom separering, filtrering og tørking produseres uran som triuranoktoksid, U_3O_8. Den mest brukte betegnelsen på konsentrert uranmalm er yellowcake, fordi den ofte har forekommet som et gult pulver.[8]

Yellowcake konverteres til uranheksaflorid, UF_6, for å kunne anrikes. Det brukes enten en våt eller tørr prosess for å omdanne yellowcake til uranheksafluorid, UF_6. Yellowcake konverteres fordi UF_6 allerede fra 56 °C blir til en gass som kan anrikes.[9] Den globale konverteringskapasiteten er på 70 000 tonn årlig, og er fordelt omtrent likt mellom fem anlegg i Frankrike, Kina, USA, Russland og Canada (Europakommisjonen, 2025a).

Europa kan bli avhengig av andre land for konvertering ved økt utbygging av kjernekraft. Russland og Kina står for om lag 40 prosent av den globale kapasiteten for konvertering. Dagens konverteringskapasitet i Europa er ikke tilstrekkelig til å dekke noe særlig mer enn EUs prognoser for eget behov fram mot 2050. Europakommisjonen har vurdert det samlede konverteringsbehovet i Vest-Europa, Ukraina, Nord-Amerika, Japan og Sør-Korea, og funnet at det samlet mangler betydelig kapasitet. Planlagte kapasitetsutvidelser kan redu-

Boks 5.1 Utbrenningsgrad

Utbrenningsgrad forteller hvor effektivt brenselet i en reaktor utnyttes. Den angir hvor mye energi som produseres per tonn uran og oppgis i gigawattdager per tonn uran (GWd/tU). Utbrenningsgraden beregnes ved å multiplisere reaktorens termiske effekt med antall driftsdager og deretter dele på massen av brenselet som brukes i perioden.

For eksempel: En reaktor med 1 000 MW (1 GW) elektrisk effekt har en termisk effekt på 3 000 MW (3 GW). Hvis den går på full effekt i ett år og bruker 24 tonn brensel, blir utbrenningsgraden (3 GW × 365 dager) / 24 tU = 45,6 GWd/tU.

Utbrenningsgraden har økt de siste tiårene på grunn av bedre drift og høyere anriking. Dette gir et lavere forbruk av naturlig uran – en økning fra 40 til 50 GWd/tU reduserer behovet for naturlig uran med 4 til 5 prosent. Høyere utbrenning reduserer volumet av brukt brensel, men radioaktiviteten i brenselet øker som følge av flere fisjonsprodukter og actinider.

Kilder: IAEA (1991), Radioactivity.EU (u.å.b) og WNA (2025e).

7 COP står for Conference of the Parties og er FN sitt årlige klimatoppmøte.

8 I moderne industriprosesser er U_3O_8 i hovedsak et brunt eller svart pulver (European Nuclear Society, 2026).

9 Yellowcake kan sendes direkte til en brenselsfabrikk hvis det skal brukes i et kjernekraftverk som benytter naturlig uran, som en tungtvannsreaktor.

Tabell 5.2 Klassifisering av anrikingsnivåer for uran

Navn	Anrikingsgrad	Forkortelse	Typiske bruksområder
Naturlig uran	0,7 %	NU	Tungtvann eller grafittreaktorer
Lavanriket uran	0,7 til 5 %	LEU	Lettvannsreaktorer
Mellomanriket uran	5 til 20 %	LEU+/MEU/HALEU[1]	Lettvannsreaktorer, forskningsreaktorer, raske reaktorer, sivile reaktordrevne fartøy, AMR og SMR
Høyanriket uran	over 20 %	HEU[2]	Forskningsreaktorer, raske reaktorer, AMR, militære reaktordrevne fartøy
Våpengrad uran	over 90 %	WGU	Atomvåpen og militære reaktordrevene fartøy

[1] LEU+ er brensel under utvikling som er anriket til mellom 5 og 10 %. Skal brukes i dagens lettvannsreaktorer for å oppnå høyere utbrenningsgrad. LEU+ er brensel under utvikling som er anriket til mellom 5 og 10 %. Skal brukes i dagens lettvannsreaktorer for å oppnå høyere utbrenningsgrad. MEU står for Medium Enriched Uranium og HALEU står for High-assay low-enriched uranium. MEU/HALEU er planlagt brukt i flere SMR og AMR-design.

[2] Skillet mellom MEU og HEU kommer av at en praktisk grense for å lage et atomvåpen ved hjelp av uran, ligger omtrent ved uran anriket til 20 prosent uran-235 (Glaser, 2005).

Kilder: DOE (2025) og Bodansky (2004)

sere gapet mellom tilbud og etterspørsel på kort sikt, men uten ytterlige investeringer frem mot 2050, vil det være mangel på kapasitet (Europakommisjonen, 2025a).

5.1.3 Anriking

De fleste kjernekraftverk benytter brensel med lavanriket uran. For å kunne brukes i lettvannsreaktorer anrikes uran ved å øke andelen av uran-235 i brenslet i forhold til uran-238. Gjennom anriking økes nivået fra 0,7 prosent i naturlig uran til mellom 3 og 5 prosent uran-235 i anriket uran. Jo høyere anrikingsgrad, jo lengre kan brenselet brukes i reaktoren og jo høyere utbrenningsgrad oppnås (se boks 5.1). Tabell 5.2 viser ulike klassifiseringer for anriket uran og typiske bruksområder.

Teknologien for anriking av uran har skiftet fra gassdiffusjon til sentrifugering. Den første anvendelige teknologien for å anrike uran etter andre verdenskrig var gassdiffusjon (Krass m.fl., 1983). Ved gassdiffusjon blir uran anriket ved å sende UF_6 gjennom en membran hvor en større andel uran-235 enn uran-238 trenger gjennom. Ved å gjenta prosessen flere ganger oppnås ønsket anrikningsnivå. Frem til 2009 utgjorde gassdiffusjon 40 prosent av den totale anrikningskapasiteten, men teknologien er faset ut og det siste anlegget ble stengt i 2013 (Laughter, 2009; Meade & Supko, 2013). I dag anrikes alt uran til sivil kjernekraft via sentrifugering (WNA, 2025e). En av årsakene til overgangen fra gassdiffusjon til sentrifugering, er at energibehovet ved sentrifugering er en femtiendedel av gassdiffusjon (Orano, 2025b). Ved sentrifugering blir uran anriket ved at litt tyngre UF_6-molekyler med uran-238 samles nær veggene i større grad enn uran-235. UF_6-molekyler i midten av sentrifugen føres videre til et nytt sett sentrifuger hvor prosessen gjentas til ønsket anrikingsnivå er oppnådd. Kapasiteten til et anrikingsanlegg blir uttrykt ved hjelp av SWU per år, hvor SWU står for separative work units (se boks 5.2).

Laserteknologi utvikles som en mer effektiv metode for å anrike uran. Ved laserseparasjon utnyttes ulike energinivå i atomer for å skille uran-235 og uran-238 fra hverandre og anrike uran. Det finnes to forskjellige separasjonsteknologier, AVLIS, atomic vapor laser isotope separation, og MLIS, molecular laser isotope separation. Det pågår forsøk for å oppskalere disse metodene, men foreløpig anrikes ikke store mengder uran. Teknologien kan føre til lavere energiforbruk, lavere kostnader og lavere uran-235 i restproduktet (WNA, 2025a).[10]

Anriking av uran er en sensitiv teknologi fordi den også kan brukes til produksjon av fissilt materiale til atomvåpen. Teknologien som brukes til å anrike uran til brensel, kan også brukes til å anrike uran videre opp til nivå som kan brukes i atomvåpen. Les mer om vurderinger omkring ikke-spredning i kapittel 11. Siden teknologien er

[10] Restproduktet kalles også for utarmet uran. Utarmet uran inneholder mellom 0,2 og 0,4 % uran-235. Utarmet uran brukes til sivile og militære formål pga høy tetthet (Høibråten, m.fl., 2001).

Boks 5.2 SWU

Hvor mye separasjonsarbeid (SWU) som trengs for å anrike uran, avhenger av tre faktorer: hvor høyt anrikningsnivå man ønsker, hva man starter med, og hvor mye uran-235 som er igjen i restproduktet. For å produsere 1 kg uran anriket til 4,95 prosent fra 10 kg naturlig uran, med 0,23 prosent uran-235 i restproduktet, trengs omtrent 8 SWU. For en stor reaktor på 1 000 MW som bruker lavanriket uran, trengs det rundt 140 000 SWU per år.

Skal man anrike brensel opp til 20 prosent, som er aktuelt for forskningsreaktorer og flere SMR-design, kreves mer arbeid – cirka 43 SWU for en kg, med 0,23 prosent uran-235 i restproduktet og naturlig uran som utgangspunkt. 34 SWU brukes til å anrike 41 kg naturlig uran til 4,5 kg lavanriket uran, så brukes ytterligere 9 SWU for å produsere i underkant av 1 kg med 20 prosent anriket uran. Årsaken til at det trengs mer SWU i starten, er at naturlig uran inneholder svært lite uran-235 (bare 1 av 140 atomer), mens 1 av 20 atomer er uran-235 ved 5 prosent, noe som gjør separasjonen enklere og krever mindre arbeid.

Kilder: Orano (u.å.) og WNA (2025a).

knyttet til atomvåpen, er den bare tilgjengelig i noen få land og for noen få aktører. I 2025 er over 99 prosent av anrikingskapasiteten kontrollert av fire selskaper, russiske Rosatom, europeiske Urenco, franske Orano og kinesiske CNNC (IEA, 2025a). CNNC, Rosatom og Orano har ett anlegg hver, Urenco har fire. Den totale anrikingskapasiteten var på 62,1 millioner SWU per år i 2025. Frem mot 2040 er det planlagt en kapasitetsøkning på 31,4 millioner SWU per år, hvor 21 millioner SWU per år er planlagt av CNNC i Kina (Europakommisjonen, 2025a).

EU kan dekke sitt eget anrikingsbehov fram mot 2050. Basert på framskrivinger fra Europakommisjonen, vil EU ha tilstrekkelig anrikingskapasitet til å dekke egne behov frem til 2050. Hvis analysen utvides til å inkludere Vest-Europa, Ukraina, Nord-Amerika, Japan og Sør-Koreas behov, mangler det ni millioner SWU per år, som i dag dekkes av Kina eller Russland. De skriver at underskuddet kan øke dersom levetidsforlengelse av eksisterende kjernekraftverk gjennomføres og nye kjernekraftverk bygges (Europakommisjonen, 2025a).

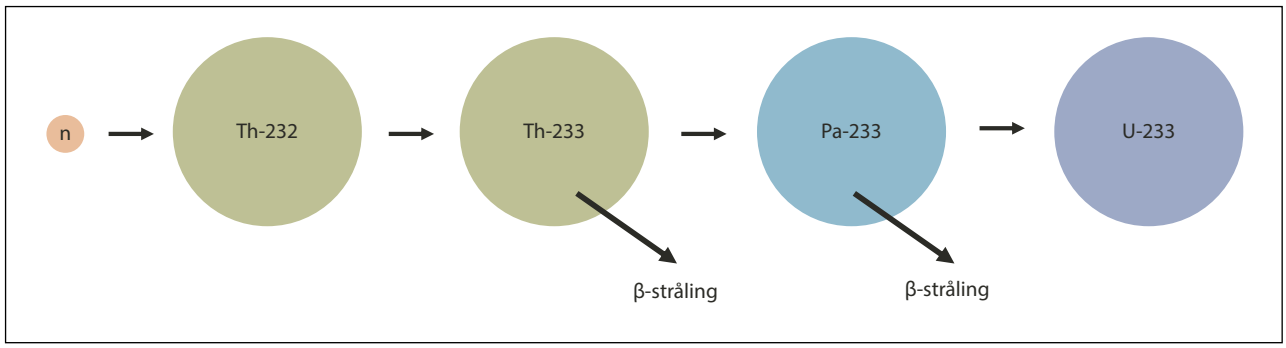
Anriket uran omdannes til brensel i et brenselsproduksjonsanlegg. Etter at uranet er anriket til ønsket nivå, blir det transportert til et brenselsproduksjonsanlegg. Her omdannes anriket UF_6 til fast urandioksid, UO_2, gjennom en våt eller tørr prosess (WNA, 2021b). UO_2-pulver presses deretter under høyt trykk til såkalte «grønne pellets», som har riktig form, men ennå ikke full styrke. For å oppnå høy tetthet og mekanisk styrke varmebehandles pelletsen i en sintringsprosess ved temperaturer rundt 1 600–1 700 °C. Denne prosessen gjør at brenselet opprettholder nødvendig integritet under drift. Under hele produksjonen må strenge rutiner følges for å redusere risikoen for kritikalitetsulykker, som kan oppstå dersom en utilsiktet kjedereaksjon inntreffer.

Produksjonen av brensel er fordelt på 13 land. Den årlige produksjonen av ferdig brensel var i 2021 omtrent 15 500 tonn. Dette tallet er lavere enn forbruk og produksjon av naturlig uran fordi uranet som brukes i brensel er anriket. De fem største produsentlandene av ferdig brensel er USA (28 prosent), Russland (18 prosent), Japan (10 prosent), Frankrike (9 prosent) og Kina (9 prosent). Sverige produserer også ferdig brensel. Selskapet som leverer reaktorteknologien til kjernekraftverket, vil ofte også være en tilbyder av brensel (WNA, 2021b).

5.1.4 Transport og lager

De ulike formene for uran i front end transporteres mellom forskjellige anlegg i ulike beholdere. Transporten av uran avhenger av hvilken form uranet er i. Yellowcake transporteres i ståltønner på 200 liter til konverteringsanlegg. Etter at uran er konvertert til UF_6, transporteres det til anrikingsanlegg i spesialkontainere med kapasitet på 12,5 tonn. Anriket UF_6 blir transportert til brenselsfabrikk i mindre kontainere med kapasitet på 2,3 tonn (WNA, 2025f).

Det finnes forskjellige lagre av naturlig uran, UF_6, anriket UF_6 og ferdig produsert brensel. Kommersielle uranlager finnes hos kraftverkseiere, brenselsprodusenter eller andre aktører. Ulike former for lager gir forskjellige aktører en sikkerhet mot svingninger i produksjon og etterspørsel av ulike uranprodukt. I Europa lagrer normalt kraftverksoperatører brensel for en ekstra driftssyklus, i Japan vanligvis for to (Darelius, personlig kommunikasjon, 7. januar 2026). Kina har lagret uran tilsvarende 10 års drift med dagens forbruk (WNA, 2025e).



Figur 5.4 Produksjon av uran-233 fra thorium-232

Uran-233 dannes ved et nøytron, n, absorberes i thorium-232 og blir til thorium-233. Thorium-233 henfaller til protactnium-233 som henfaller videre til uran-233.
Kilde: Tilpasset fra Lamarsh & Baratta (2001).

5.1.5 Drift

Brenselet i lettvannsreaktorer er i drift mellom tre og seks år. En lettvannsreaktor inneholder normalt mellom 80 og 140 tonn lavanriket uran (WNA, 2026b). Etter en driftsperiode på 12 til 24 måneder stanses kjedereaksjonen, og en andel av brenselet byttes ut. Avhengig av reaktortype, anriking og driftsmønster, byttes normalt mellom 16 og 46 prosent av brenselsselementene ved hvert brenselsbytte (IAEA, 2025f).[11]

Ved brenselbytte bytter brenselselementene posisjon i reaktoren. Første gang en reaktor fylles med brensel har brenselsselementene ulik grad av anriking avhengig av hvor de plasseres i reaktorkjernen. Dette gjøres for å oppnå høyere utbrenning, jevnere effekt og redusert belastning på reaktortanken. Ved brenselsskifte tas de eldste brenselselementene ut og erstattes med nye, mens gjenværende elementer flyttes til nye posisjoner (Lamarsh & Baratta, 2001). Ved Olkiluoto 3 i Finland fylles reaktoren med uran anriket til mellom 1,9 og 3,3 prosent, og brensel med lavest anriking er plassert ytterst. Ved senere brenselsbytter brukes brensel med anriking mellom 1,9 og 4,9 prosent (TVO, 2010). For å øke utbrenningen i brenselet kan brenselsselementene i tillegg roteres ved hvert brenselsbytte (Shirvan & Csontos, 2025).

5.1.6 Brenselssyklus med thorium

Thorium har tidligere blitt brukt som brensel i noen reaktorer, og planlegges brukt i noen nye reaktordesign. Siden thorium ikke er fissilt, kan ikke thorium alene opprettholde en kjedereaksjon. I dagens lettvannsreaktorer er det mulig å tilsette en andel thorium i uranbrenselet (IAEA, 2022). Bruk av thorium i større mengder vil være avhengig av reprosessering og/eller andre reaktordesign enn dagens lett- og tungtvannsreaktorer. Thorium har tidligere blitt benyttet som brensel i noen reaktorer i Tyskland og USA (WNA, 2024a).[12]

Thorium er fire ganger vanligere enn uran i jordskorpen. Dette er en av grunnene til at thorium er interessant som fremtidig brensel. Samtidig finnes det nesten ikke noe thorium i havet. Produksjonen av thorium i verden kommer i dag som biprodukt fra annen mineralutvinning som sjeldne jordartsmetaller. Thoriumreservene er anslått til omtrent 6 millioner tonn, hvorav 3,5 til 4,0 millioner tonn er utvinnbare (IAEA, 2019a).[13]

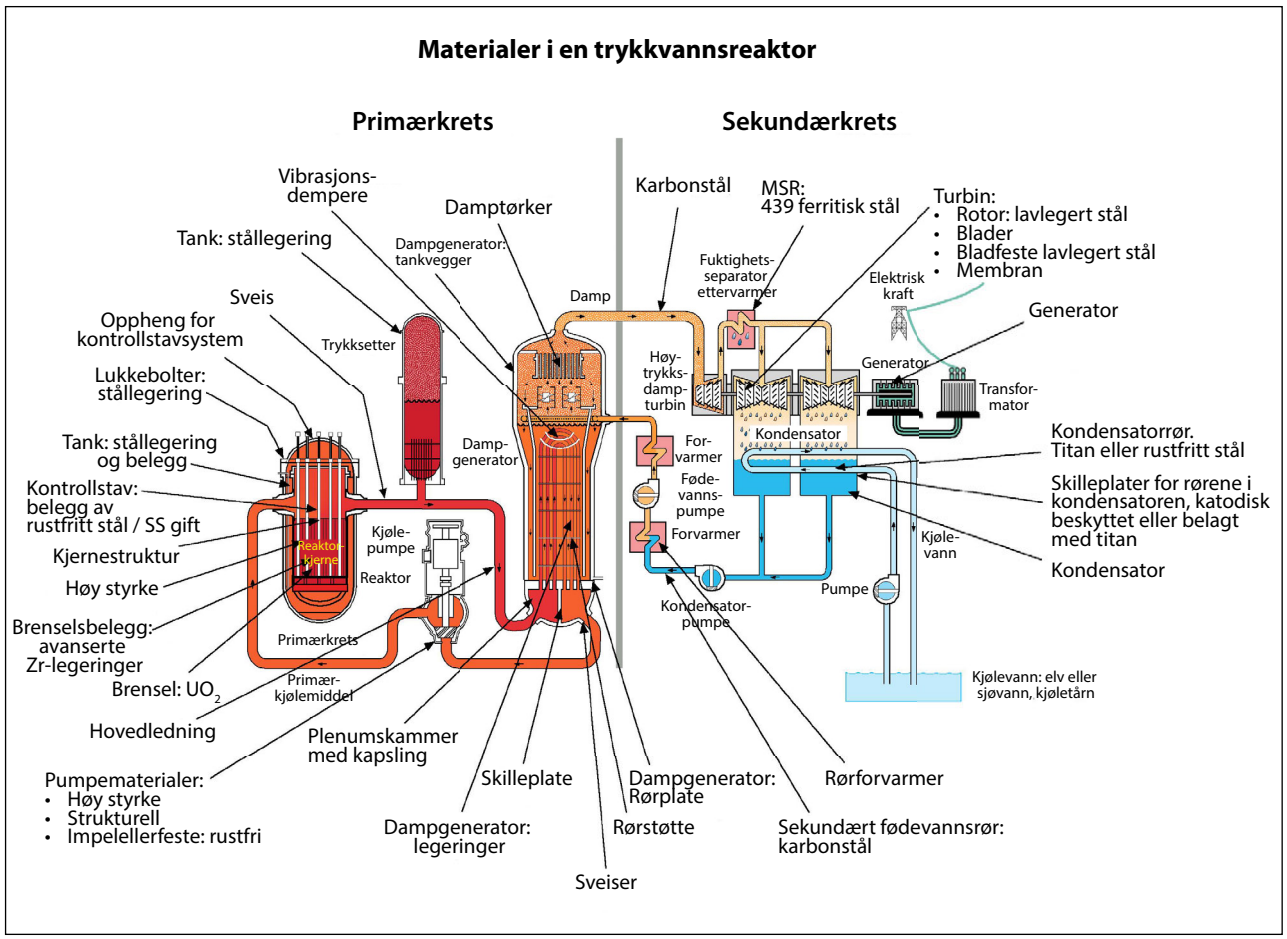
Fertilt thorium-232 kan omdannes til fissilt uran-233 i et kjernekraftverk. Fissilt uran-233 produseres ved å utsette thorium-232 for nøytroner i en reaktor, som vist i figur 5.4. Teoretisk kan nesten alt thorium konverteres til uran-233 ved omfattende reprosessering av brukt thoriumbrensel eller ved bruk av nye reaktorteknologier. Ved en slik utnyttelse vil også et lavt anslag for thoriumreserver teoretisk dekke behovet til 1 800 reaktorer på 1 000 MW i 50 år (IAEA, 2019).[14]

Det norske selskapet Thor Energy har utviklet ulike brensel med thorium. Tre eksempler på thoriumbrensel som kan brukes i dagens åpne

[11] Dette gjelder i hovedsak for lettvannsreaktorer, ikke for reaktorer som kan bytte brensel uten å stanse, som CANDU-reaktorer og gasskjølte reaktorer.

[12] Kina satt i 2024 i drift en forsøksreaktor, TMSR-LF1, på 2 MW termisk effekt som bruker thorium og 20 prosent uran-235 (WNN, 2025a)

[13] De identifiserte reservene av thorium er lavere enn for uran, men er ikke direkte sammenlignbare siden uranressursene er grundigere kartlagt.



Figur 5.5 Ulike komponenter og materialer som brukes i en trykkvannsreaktor

Kilde: Oversatt fra Busby (2012).

brenselssyklus, er kort omtalt. Ett eksempel er å tilsette inntil 5 prosent thorium i lavanriket uran som et alternativ til brennbare reaktorgifter. Et annet alternativ er å tilsette inntil 50 prosent thorium i uranbrensel hvor anrikingen i uran økes til 10 prosent uran-235. Et tredje alternativ er å blande plutonium med thorium (Asphjell, personlig kommunikasjon, 12. juni, 2025).

Thoriumbrensel vil ha samme behov for mellomlagring som uranbrensel. Brensel basert på forskjellige andeler thorium, vil produsere omtrent like mange fisjonsprodukter som tilsvarende brensel basert på uran. Brenselet vil dermed utvikle omtrent like mye restvarme og radioaktivitet på kort sikt som uranbrensel.

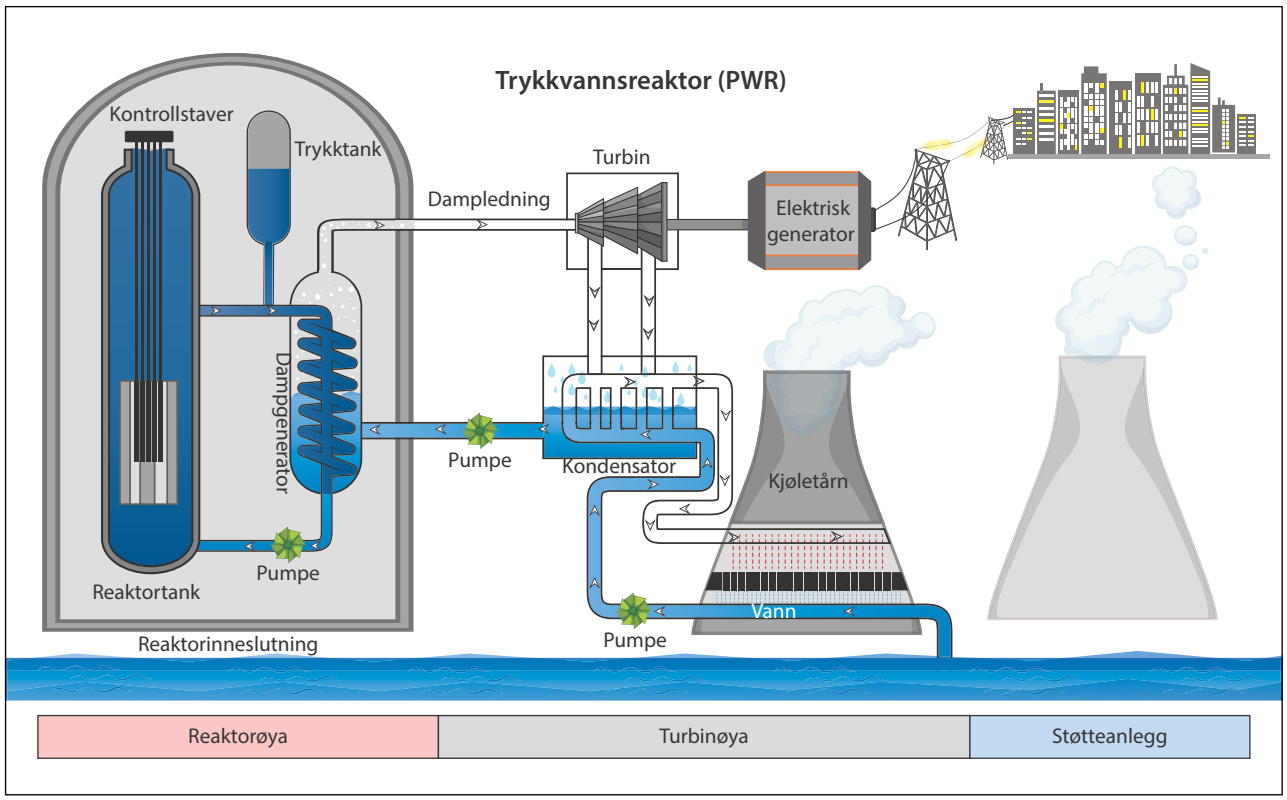
I fremtidige deponier vil thoriumbrensel utvikle mindre restvarme og radioaktivitet. Det dannes færre langlivede actinider i thoriumbrensel fordi det er en lavere andel uran-238 i brenselet. Avhengig av andelen thorium i brenselet, kan tidshorisonten for deponering av brukt brenselet reduseres (Kara, m.fl., 2008).

5.2 Hovedkomponenter i et kjernekraftverk

Et kjernekraftverk inneholder flere store komponenter laget av spesialiserte materialer og avanserte legeringer. En kjernekraftverk er bygget opp for å håndtere varmen og trykket som produseres i reaktortanken og tilhørende primær- og sekundærkretser. Figur 5.5 viser ulike komponenter og materialer som inngår i det som omtales som dampsyklusen. Materialene er valgt for driftssikkerhet og for å motstå korrosjon under ekstreme forhold. På engelsk forkortes de ulike komponentene til NSSS, nuclear steam supply system.

Forsyningskjeden til et kjernekraftverk deles gjerne opp i tre elementer, reaktorøya, turbinøya og støtteanlegg, og to brede kategorier. Reaktorøya,

[14] Et tilsvarende teoretisk regnestykke kan lages for uranbrensel ved å anta at uran-238, gjennom formeringsreaktorer og reprosessering av brukt brensel, kan omdannes til plutonium-239, og dermed forlenge uranreserver på samme måte som for thorium.



Figur 5.6 Ulike forsyningskjeder til et kjernekraftverk

Kilder: Tilpasset fra WNA (2023) og U.S. Department of Energy.

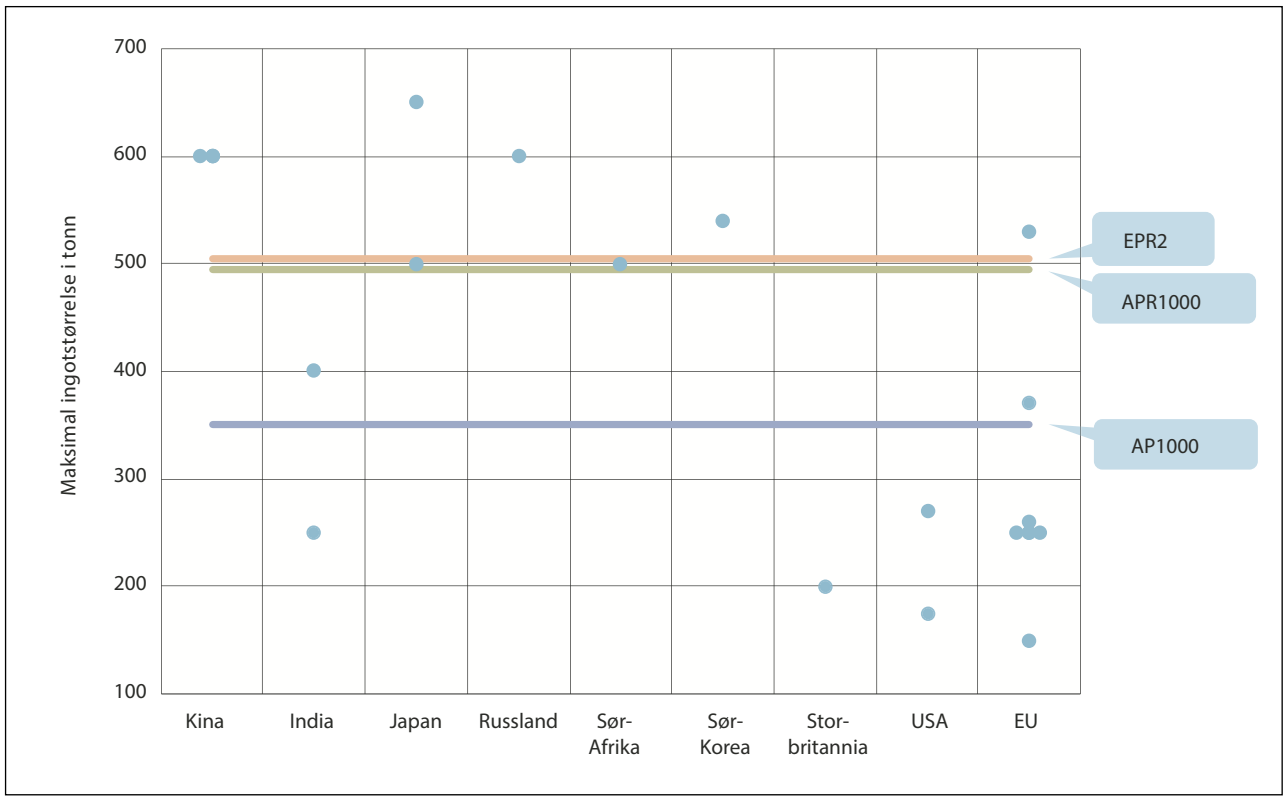
nuclear island, inneholder NSSS, reaktorinneslutningen, reaktortanken og primærkjølekretsen (se figur 5.6). Turbinøya, turbine eller conventional island, inneholder dampturbiner, generator, kondensator. Støtteanlegg, balance of plant, dekker nettilknytting, kjøling, transport og administrasjonsbygg. Disse tre elementene kan deles i to brede kategorier. Den første er konstruksjoner, system og komponenter som må være «nuclear grade», den andre er systemer som kan dekkes av vanlige kommersielle industristandarder.[15] Det er i 12 etablerte aktører som tilbyr storskala reaktorer. I tillegg er mange SMR-design som utvikles av 60–65 selskaper (WNA, 2023). Disse selskapene er involvert ved fabrikkering av sentrale komponenter til reaktorøya. Noen av de etablerte aktørene er omtalt i punkt 5.5. Det er flere aktører som kan levere til turbinøya og til støtteanlegg.

En av de største komponentene i et kjernekraftverk er reaktortanken. Reaktortanken til storskala kjernekraftverk kan ha en vekt på over 500 tonn (TVO, 2010). Tankene produseres i industrielle smier med kapasitet til å håndtere massive metallblokker. De industrielle smiene med størst kapasitet ligger i Japan (1), Kina (3), Frankrike (1) og Russland (1). Ytterligere kapasitet er under bygging og planlegging i Japan, Kina, Sør-Korea, Tsjekkia, Russland, Storbritannia og India (WNA, 2026c). Figur 5.7 viser plasseringen og kapasiteten til ulike industrielle smier. (Europakommisjonen, 2025a). Reaktortanken må bestilles tidlig fordi det er lange ledetider på ferdigstilling, og fordi den må være klare tidlig i byggeprosessen. I noen tilfeller blir reaktortanken bestilt før endelig investeringsbeslutning til kjernekraftverket er tatt (Multiconsult & Amentum, 2026).

Reaktortankene til SMR- og AMR-design er mindre enn de som brukes i storskala reaktorer. Den reduserte størrelse gjør at de kan produseres ved flere industrielle smier med lavere kapasitet (Kinsey & Jessup, 2018). Reaktortanken til den første SMR-en som bygges i Canada, en BWRX-300 fra GE-Vernova, skal produseres i Canada med komponenter fra Italia (WNN, 2025c; CBC News, 2025). Størrelsen på denne reaktortanken er 27,4 meter lang og 4 meter bred, med en transportvekt på 650 tonn (GE Vernova, 2025).

Europakommisjonen anslår at kapasiteten til forsyningskjeden for kjernekraft må styrkes betydelig

[15] Anleggsdeler, systemer og komponenter som er nuclear grade, må tilfredsstille sikkerhetskrav fra myndighetene. De er enten direkte relatert til sikkerheten til anlegget, som kontrollstaver eller reaktorinneslutning, eller de bidrar indirekte til sikkerheten.



Figur 5.7 Maksimal kapasitet til industrielle smier

Maksimal kapasitet i ulike land/regioner vist som blå prikker, her angitt som støpeblokk- eller ingotstørrelse. Horisontale linjer angir nødvendig kapasitet for å lage tre utvalgte større reaktortanker.
Kilde: Europakommisjonen (2025a).

for å møte en planlagt kapasitetsøkning i EU. For å nå målet om 60 GW ny kjernekraftkapasitet innen 2050, må medlemslandene starte bygging av rundt 20 GW samtidig. Dette innebærer at opptil 15 store reaktorer må bygges parallelt i løpet av de neste 25 årene (Europakommisjonen, 2025a).

5.3 Modulbasert kjernekraftverk

Flere reaktordesign under utvikling designes for å kunne settes sammen av flere moduler. Ved modulbasert bygging blir prefabrikkerte moduler produsert i fabrikker og transportert til byggeplassen for sammenstilling. Denne byggemetoden skal føre til bedre koordinering og høyere effektivitet i byggeprosessen, fordi flere arbeidsoperasjoner kan utføres parallelt og med standardiserte løsninger. For å produsere mange moduler til fremtidige SMR-er i fabrikker, må eksisterende kapasitet utvides eller nye fabrikker bygges.

Både storskala og mindre reaktorer kan bygges ved hjelp av et varierende antall moduler. Storskalareaktoren AP1000 fra Westinghouse bygges ved å sette sammen flere hundre moduler og tusen submoduler. Den tyngste modulen er på over 1 000 tonn (Spangler, m.fl., 2025). Et SMR-design fra Rolls-Royce er planlagt å bestå av over 1 500 moduler (Rolls-Royce, 2025).

Modularisering er forventet å gi en fordel når det gjelder finansiering. Modulbasert bygging skal gjør det mulig å ferdigstille en reaktor raskere, slik at den kan settes i drift tidligere. Dette kan redusere finansieringskostnadene og forbedre prosjektets lønnsomhet ved å generere inntekter tidligere (Spangler m.fl., 2025). Les mer om modularisering og kostnader i punkt 7.3 og kapittel 8, og om lønnsomhet i kapittel 26.

5.4 Materialbruk i kjernekraftverk

For å huse store komponenter og tilhørende kjølesystemer sikkert, brukes store mengder stål og betong. I tillegg er det en rekke andre materialer som trengs til bygging og drift av reaktorer. Tabell 5.3 viser en oversikt over materialbruken for en trykkvannsreaktor. Materialbehovet for en kokvannsreaktor er tilsvarende (Finan, m.fl., 2022).

Tabell 5.3 Materialbruk for en trykkvannsreaktor

Materiale	kg/kW	Materiale	kg/kW
Betong	180 – 560	Krom	0,15 – 0,55
Karbonstål	10 – 65	Nikkel	0,10 – 0,50
Trevirke	4,7 – 5,6	Inconel	0,10 – 0,12
Rustfritt stål	1,56 – 2,10	Messing	0,04
Galvanisert jern	1,26	Bly	0,03 – 0,05
PVC	0,80 – 1,27	Aluminium	0,02 – 0,24
Isolasjon	0.70 – 0.92	Sølv	0,01
Kobber	0,69 – 2,00	Kadmium	0,01
Uran	0,40 – 0,62	Bor	0,01
Magnesium	0,33 – 0,70	Indium	0,01
Zirconium	0,20 – 0,40	**TOTALT**	195 – 635

Kilde: Europakommisjonen (2025a).

En rekke spesialmaterialer brukes i små mengder for å ivareta kritiske funksjoner under drift. Eksempler på noen slike materialer er kadmium som brukes i kontrollstaver, og litium som brukes i trykkvannsreaktorer for å kontrollere pH i vannet. Produksjonen av flere av disse materialene er begrenset til få land. Foreløpig produseres litium som brukes til kjernekraftverk bare i Kina og Russland, noe som har skapt interesse for å utvikle alternative materialer som erstatning (Finan, m.fl., 2022). Europakommisjonen vurderer at det ikke vil være mangel på viktige materialer til kjernekraftverk på kort sikt, men at det kan endre seg ved at noen materialer blir dyrere eller vanskeligere å få tak i (Europakommisjonen, 2025a).

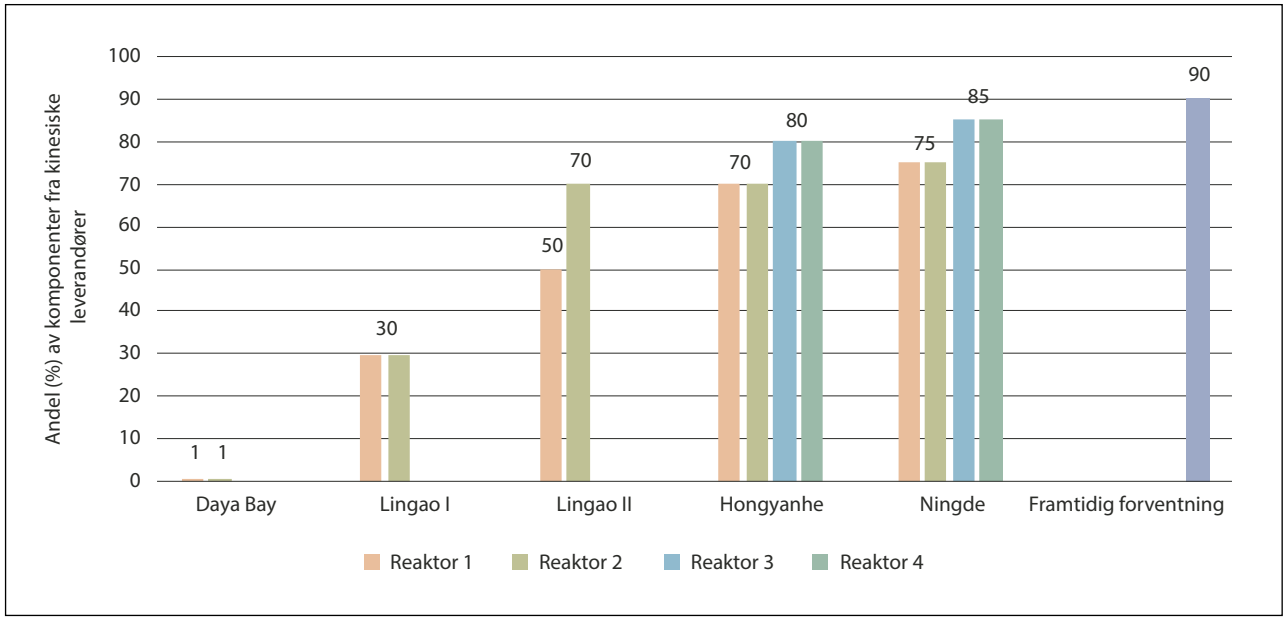
5.5 Sertifisering av leverandører

Produksjon av komponenter til kjernekraftverk og andre nukleære anlegg er avhengig av sertifisering. Komponenter må oppfylle regulatoriske og kvalitetsmessige krav. Leverandørene må kunne bevise at produksjonen skjer i henhold til kravene, og at tilfredsstillende sikkerhet kan ivaretas både under normal drift og ved hendelser. Sertifisering bidrar til å sikre samsvar med regulatoriske krav. Standardene sikrer sporbarhet, sikkerhet og regulatorisk aksept. For storskala reaktorer er forløpet med sertifisering og lisensiering kompleks, og krever tidlig tilpasning til internasjonale rammeverk. Eksempler på sentrale internasjonale standarder innen kjernekraft er:

- ASME Seksjon III (USA)
- RCC-M (Frankrike)
- ISO 19443 (global styring av kvalitet innenfor kjernekraft)

Det er et begrenset antall tilbydere av sertifiserte komponenter. Produksjon av reaktortanker og komponenter i damp- og kjølekretsen krever avanserte materialer, massiv smiekapasitet, presisjonsteknikk og samsvar med strenge sikkerhets- og kvalitetsstandarder. Globalt er det bare et begrenset antall selskaper som kan produsere disse komponentene, og dermed har kapasitet og kompetanse, og kan oppfylle de strenge internasjonale standardene (Multiconsult & Amentum, 2026). Den begrensede kapasiteten kan gi flaskehalser internasjonalt, særlig ved en storstilt utbygging av kjernekraft. USA vil f.eks. få kapasitetsutfordringer ved en årlig utbygging på 3 GW. Prosessen med å få sertifisering, omtalt som N-stamp, kan ta over et år og koste flere millioner kroner (Kozeracki, 2024).

Bygging av kjernekraftverk er dominert av noen få aktører. De største aktørene er China General Nuclear Power Group (CGN), China National Nuclear Corporation (CNNC) og State Power Investment Corporation (SPIC) i Kina; Rosatom – State Atomic Energy Corporation i Russland (med prosjekter i Egypt, Tyrkia og Bangladesh); Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd. (KHNP) i Sør-



Figur 5.8 Eksempel på hvordan nasjonal leverandørindustri bygges opp i takt med bygging av etterfølgende CPR-1000 reaktorer i Kina

Kilde: WNA (2026d).

Korea; og Electricité de France (EDF) i Frankrike (med prosjekter i Storbritannia).

5.6 Lokale leverandører

Gjennom historien har flere land bygd opp nasjonale leverandørkjeder for kjernekraft. Etter en innledende teknologioverføring, hovedsakelig fra USA, bygger et nytt kjernekraftland typisk gradvis opp sin egen industri (Finan, m.fl., 2022). Dette kan illustreres ved CPR-1000-reaktoren i Kina, som er basert på et fransk reaktordesign. Fra det første prosjektet til de påfølgende, økte andelen lokale leveranser betydelig (se figur 5.8).

Det planlegges en betydelig lokal deltakelse ved bygging av nye reaktorer i Tsjekkia. I forbindelse med utvidelse av Dukovany kjernekraftverk med to nye reaktorer fra KHNP fra Sør-Korea, er det planer om 60 prosent lokalt leverandørinnhold (MPO, 2025).

Norge har en petroleums- og verftsindustri med grensesnitt til leverandørkjeder innen kjernekraft. Norge har en godt utviklet leverandørindustri til flere markeder, blant annet petroleumsvirksomhet og skipsfart. Disse næringene har strenge sikkerhetskrav og standarder å forholde seg til. Det er derfor muligheter for norsk leverandørindustri og tjenesteytende virksomheter å tilegne seg nødvendig kunnskap og sertifiseringen som trengs for å gå inn i en leverandørkjede for kjernekraft. Dette vil kreve en strategisk satsing, og kan være uavhengig av om kjernekraft blir en del av energimiksen i Norge eller ikke.

Det er lite trolig at hele eller deler av front end i brenselssyklusen kan etableres i Norge. Hvis det finnes økonomiske drivverdige uranressurser i Norge, vil det ta flere år og kreve betydelige investeringer å utvinne uranet. Andre deler av brenselssyklusen, som konvertering, anrikning og brenselsproduksjon vil være kostbare å etablere og er teknologiske sensitive. Europakommisjonen har oppgitt et estimat for utvidelse av eksisterende anlegg for konvertering og anriking. For konverteringsanlegg koster en utvidelse 6,7 milliarder kroner per tusen tonn kapasitet og tilsvarende koster det 6,7 milliarder kroner for å utvide anrikingsanlegg med 1 million SWU/år (Europakommisjonen, 2025a).[16] Kostnaden for å bygge helt nye anlegg i Norge vil trolig være betydelig høyere. Multiconsults vurdering er at det er økonomisk utfordrende for Norge å delta i brenselssyklusen (Multiconsult & Amentum, 2026). Norge vil dermed trolig være avhengig av import av ferdig brensel fra andre land.

[16] Til sammenlikning er forbruket og konverteringsbehovet av uran i Finland 609 tonn/år. Behovet for anrikning er 488 tusen tonn SWU/år. Dette dekker forbruket til en kapasitet på 4 394 MW (WNA, 2025e).

Kapittel 6
Avfallshåndtering, dekommisjonering og deponering

Når brenselet er brukt og tas ut av reaktoren, er det svært radioaktivt. Det må derfor håndteres og oppbevares trygt i mange år før det deponeres sikkert i et 100 000 års perspektiv. Kjernekraftverk produserer også mye annet radioaktivt avfall som må behandles slik at det ikke skader mennesker og miljø. Når et kjernekraftverk skal avvikles, må man ta spesielle hensyn på grunn av radioaktiviteten. Avfallshåndtering, og særlig dekommisjonering og deponi, er utfordrende, og har betydning for kostnadene for kjernekraftverk.

Dette kapittelet beskriver denne back end-prosessen nærmere. Vi beskriver hva avfallshåndteringen innebærer, og hvordan ulike typer radioaktivt avfall skal håndteres. Avfallshåndteringen må følge strenge sikkerhetsregler både under drift og ved dekommisjonering av anlegget, og ved deponering. Vi beskriver den anbefalte løsningen for deponi for brukt brensel fra dagens reaktorteknologier, og utfordringene med å etablere deponier i mange land. Endelig beskriver vi prosessen knyttet til avvikling og dekommisjonering av kjernekraftverk etter endt levetid, hvem som har ansvaret og hvordan det kan finansieres.

6.1 Avfallshåndtering

Trygg håndtering av radioaktivt avfall er avgjørende for at kjernekraft kan inngå i en bærekraftig energimiks. Radioaktivt avfall oppstår ikke bare i kjernekraftverk. Det kommer også fra sykehus, forskning, industri og olje- og gassvirksomhet. Felles for alt radioaktivt avfall er at det må behandles på en måte som beskytter mennesker og miljø – både nå og i fremtiden. Dette forutsetter omfattende sikkerhetsanalyser, solide barrieresystemer og grundige overvåkingsprogrammer. Internasjonalt er det IAEA (Det internasjonale atomenergibyrået) og OECD-NEA (OECDs atomenergibyrå) som lager standarder, samler kunnskap og driver fram beste praksis. I Norge er Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) den sentrale myndigheten som følger opp lovverk, gir tillatelser og fører tilsyn.

Ti nøkkelprinsipper oppsummerer hva trygg håndtering av radioaktivt avfall innebærer:

- Livsløpstenkning fra start. Planlegging for håndtering av avfall og deponi må starte allerede i designfasen og inngå i konsesjonsforberedelsene. Slik unngår man flaskehalser og får riktige incentiver for avfallsoptimalisering.
- Avfallskjeden henger sammen. Sortering, behandling, forberedelse for lagring og deponering, såkalt kondisjonering, og lagring må planlegges som ett system – med sporbarhet, kvalitetsstyring og robuste sikkerhetsvurderinger i alle ledd.
- Flere barrierer – på alle nivå. Sikkerhet bygges i dybden (se punkt 11.3.2). For avfallsbehandling inkluderer det barrierene i emballasje ved transport, sammensetning av avfallet og beholdere ved avfallsbehandlingen, samt tekniske og geologiske barrierer i deponier.
- Standarder og etterprøvbarhet. IAEAs standarder og OECD-NEAs veiledere gir felles referanser for krav, beste praksis, og vurderinger og evalueringer – i Norge omsetter DSA dette til krav og tillatelser.
- Avfallsoptimalisering. Dekontaminering og prosesser som reduserer volum og aktivitet, sparer deponikapasitet, kostnader og miljøressurser.
- Trinnvis godkjenning og åpenhet. Store prosjekter godkjennes i etapper, med oppdaterte sikkerhetsanalyser og offentlig dokumentasjon. Erfaringene fra Finland og Sverige viser at dette bygger tillit.
- Robust finansiering. Kostnadene strekker seg over flere tiår. Kostnadsestimering bør følge den anbefalte ISDC-strukturen[1], slik at tallene blir sammenlignbare (NEA, 2012). Midler må sikres, og metoder for å håndtere usikkerhet må være på plass.

[1] ISDC står for International Structure for Decommissioning Costing

- Kompetanse og kapasitet. Myndigheter, industri og leverandører må ha nok folk, riktig kompetanse, tilgjengelig kapasitet og tilgjengelig infrastruktur. I Norge må kompetanse og kapasitet bygges opp parallelt med planleggingen, slik at nødvendige ressurser og infrastruktur er på plass når prosjektene skal realiseres.
- Internasjonal læring. Internasjonale fagfellevurderinger og erfaringsutveksling på tvers av land, er et stort «sikkerhetsnett» for kvalitet.
- Langt tidsperspektiv – men beslutninger i tide. Dype deponier planlegges for svært lang tid. For å sikre kontinuitet og hindre kapasitetskriser underveis, må beslutninger fattes i tide.

Framover peker flere trender seg ut. For det første går dyp geologisk deponering av brukt brensel fra plan til drift i Finland og Sverige. For det andre utvikles avfallsteknologier som forbedrer kondisjonering og reduserer volum. For det tredje blir styring, finansiering og samfunnsdialog mer profesjonalisert – noe OECD-NEA og IAEA legger vekt på i sine programmer. Den norske strategien for håndtering av radioaktivt avfall er omtalt i boks 6.1.

6.1.1 Hva er radioaktivt avfall?

Radioaktivt avfall er materialer som inneholder radioaktive partikler i konsentrasjoner over fastsatte grenseverdier. Grenseverdiene er gitt i forskrift om gjenvinning og behandling av avfall. Avfallet sender ut ioniserende stråling som kan skade levende vev. Helse- og miljøvern skal optimaliseres slik at eksponeringen av enkeltpersoner, antallet eksponerte individer og sannsynligheten for eksponering er så lav som rimelig oppnåelig (ALARA, se boks 6.2), og at det ikke fører til uakseptable utslipp til miljøet. Ved valg av håndteringsmetoder for avfall og lagringsalternativer, skal best mulig teknologi benyttes (BAT) for å beskytte mennesker og miljø ved avfallshåndteringen (se boks 6.3). Dette er internasjonalt forankret i IAEAs sikkerhetsprinsipper og standarder, som fastsetter mål, ansvarsområder og krav til sikker håndtering av avfall både før og under deponering.

Det er vanlig å skille mellom lavaktivt, mellomaktivt og høyaktivt radioaktivt avfall. Skillet handler om både aktivitetsnivå og varmeutvikling over tid. Lav- og mellomaktivt avfall (ofte forkortet L/ILW) kan være alt fra engangshansker og filtre fra drift og vedlikehold, til metall og betong fra dekommisjonering. Høyaktivt avfall (HLW) er som regel brukt brensel eller avfall som avgir mye varme og stråling over lang tid. IAEA deler avfall i seks ulike nivåer. De seks nivåene er klassifisert fra avfall med svært lav til høy aktivitet, som vist i tabell 6.1 og figur 6.1. I Norge deponeres lavt og mellomaktivt avfall i det «Kombinerte Lager og Deponi for Radioaktivt Avfall», KLDRA, i Aurskog Høland kommune.

I norsk regelverk klassifiseres radioaktivt avfall i tre kategorier. Dersom avfallet inneholder radioaktivitet under gitte grenser, regnes det ikke som radioaktivt avfall. Avfall med høyere nivåer klassifiseres som radioaktivt avfall og er igjen delt inn i to kategorier etter innhold av radioaktivitet, såkalt

Boks 6.1 Strategi for trygg, sikker og forsvarlig håndtering av radioaktivt avfall i Norge

Strategi for trygg, sikker og forsvarlig håndtering av radioaktivt avfall i Norge ble publisert i 2024. Den gir veiledning om håndtering av radioaktivt avfall i Norge, for å sikre at befolkning og miljø skal være beskyttet mot skadelige virkninger av avfallet og at avfallet skal være tilstrekkelig beskyttet mot uønskede handlinger. Strategien fremhever følgende prinsipper for håndtering av radioaktivt avfall:

- Radioaktivt avfall skal som hovedregel håndteres nasjonalt
- Radioaktivt avfall skal håndteres trygt, sikkert og forsvarlig
- Radioaktivt avfall skal håndteres slik at utilbørlige byrder ikke pålegges framtidige generasjoner
- Mengden avfall skal være så liten som praktisk mulig
- Helhetlige løsninger må velges for håndtering av radioaktivt avfall
- Alternative løsninger for håndteringer av brukt brensel må holdes åpne
- Interessenter og berørte parter må involveres
- Norges internasjonale forpliktelser om ikkespredning av atomvåpen skal ivaretas
- Norges internasjonale forpliktelser om fysisk beskyttelse, sikring og informasjonssikkerhet skal til enhver tid ivaretas
- DSAs rolle som uavhengig faglig myndighet skal ivaretas

Kilde: KLD (2024).

Boks 6.2 ALARA

ALARA (As Low As Reasonably Achievable) handler om å redusere stråledoser så mye som mulig, uten at tiltakene blir urimelig dyre eller krevende. Målet er å beskytte både arbeidere og befolkningen ved å sørge for at all håndtering av radioaktive kilder – fra design og bygging til drift og nedlegging – skjer på en måte som minimerer risiko.

For å vise at ALARA er fulgt, forventes det at virksomheten dokumenterer hvilke tiltak som er vurdert og valgt. Dette kan gjøres ved å sammenligne anleggets design med nasjonale og internasjonale standarder, og beskrive hvilke løsninger som gir best sikkerhet. Ofte må man gjøre studier, der ulike designvalg vurderes og begrunnes. Det er også vanlig å gjennomføre egne vurderinger som viser at strålerisikoen fra anlegget er akseptabel, og forklare hvorfor risikoen ikke kan reduseres ytterligere på en fornuftig måte.

ALARA krever ikke at risikoen blir null, men at alle rimelige tiltak er tatt i bruk. ALARA handler derfor om en tydelig beslutningsprosess der man viser at sikkerhetstiltak står i forhold til nytten de gir. Dersom et tiltak gir svært liten ekstra risikoreduksjon og krever uforholdsmessig store kostnader, kan det være riktig å la være å gjennomføre det.

Boks 6.3 BAT

Prinsippet om best tilgjengelig teknologi (BAT, Best Available Technology) er et sentralt styringsverktøy i moderne håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel fra kjernekraftverk. BAT innebærer å benytte teknologiske og organisatoriske løsninger som, ut fra en helhetsvurdering, gir høyest sikkerhet, lavest risiko og minimal miljøpåvirkning innenfor det som er teknisk og økonomisk gjennomførbart.

BAT integreres i hele livsløpet til et kjernekraftverk. I planleggings- og designfasen omfatter prinsippet tekniske løsninger som reduserer avfall ved kilden, samt valg av systemer for effektiv sortering, karakterisering og tidlig planlagt håndtering av ulike avfallskategorier.

I driftsfasen innebærer BAT bruk av robuste prosess- og overvåkingssystemer som sikrer kontrollert håndtering av avfall, samt teknologier for stabilisering, kondisjonering og trygg mellomlagring.

For brukt brensel omfatter BAT ofte løsninger basert på passiv sikkerhet, eksempelvis tørrlagringssystemer med flerbarriereprinsipper. Europeiske erfaringer fra land som Finland og Sverige, viser at utvikling av dypgeologiske deponeringsløsninger integrerer modne teknologiske barrierer med geologisk stabile formasjoner.

I dekommisjoneringsfasen beskriver internasjonale standarder bruken av avansert fjernhåndtering, robotikk og presisjonskutting for å redusere eksponering og optimalisere avfallsstrømmer. BAT omfatter også løsninger for effektiv emballering, transport og videre behandling av sekundæravfall, i tråd med krav til sikkerhetsstyring og regulatorisk etterlevelse.

Kilde: KLD (2024).

ikke-deponeringspliktig og deponeringspliktig radioaktivt avfall. Avfallet med høyest innhold av radioaktivitet må håndteres etter strengere krav enn avfallet med lavere innhold.

Egenskapene til avfallet styrer valget av type slutthåndtering. Innholdet av radioaktive stoffer, halveringstid og andre kjemiske og fysiske egenskapene til avfallet, er slike egenskaper. Figur 6.1 viser klassifisering av avfall sammenholdt med egnet type deponi. Radioaktivt avfall med relativt lavt innhold av radioaktive stoffer og kort halveringstid henfaller raskt, slik at avfallet etter en tid kan håndteres som ikke-radioaktivt avfall.

Kjernekraft er den klart største kilden til radioaktivt avfall og står for nesten all radioaktivitet, men en liten del av volumet. I Frankrike står kjernekraft for 61 prosent av det totale volumet av radioaktivt avfall, forskning 27 prosent, forsvar 9 prosent,

Tabell 6.1 IAEAs oversikt over typer avfall med radioaktivitet og egnede lager/deponi

Klassifisering	Beskrivelse	Anbefalt lager/deponi
Ikke-radioaktivt avfall (EW)	Avfall som oppfyller kriteriene for å klareres og unntas regulering etter strålevernsformål.	
Veldig kortlivet avfall (VSLW)	Avfall som kan lagres for en begrenset periode på noen år og deretter klareres og unntas videre regulering etter strålevernsformål. Inkluderer avfall som primært inneholder isotoper med svært korte halveringstider, ofte brukt til forsknings- og medisinske formål.	
Veldig lavnivå avfall (VLLW)	Avfall som ikke krever høy grad av innkapsling og isolasjon.	Egnet for deponering i anlegg nær overflaten.
Lavnivå avfall (LLW)	Avfall med begrenset mengde langlivede isotoper. Krever robust isolering og skjerming i noen hundre år.	Egnet for deponering i anlegg nær overflaten.
Middelsnivå avfall (ILW)	Avfall med langlivede isotoper som krever større grad av skjerming og isolasjon.	Krever deponering på større dyp, i størrelsesorden noen titalls meter til noen få hundre meter.
Høynivå avfall (HLW)	Avfall med høye nivåer av radioaktivitet som produserer betydelig med varme eller store mengder isotoper med lang halveringstid, inkludert brukt brensel.	Deponering i dype, stabile geologiske formasjoner, vanligvis flere hundre meter under overflaten, er det generelt anerkjente alternativet for deponering.

Kilde: IAEA (2009b).

industri 3 prosent og medisin under 1 prosent. Av dette avfallet er hele 99,8 prosent av radioaktiviteten, målt i Bq, i de 2,5 volumprosentene med mellomaktivt og høyaktivt avfall som vist i tabell 6.2 (ASN, 2024). Informasjon fra Storbritannia viser samme fordeling av avfallet, og at brukt brensel utgjør et lite volum, men har det største nivået av radioaktivitet (NDA, 2020).

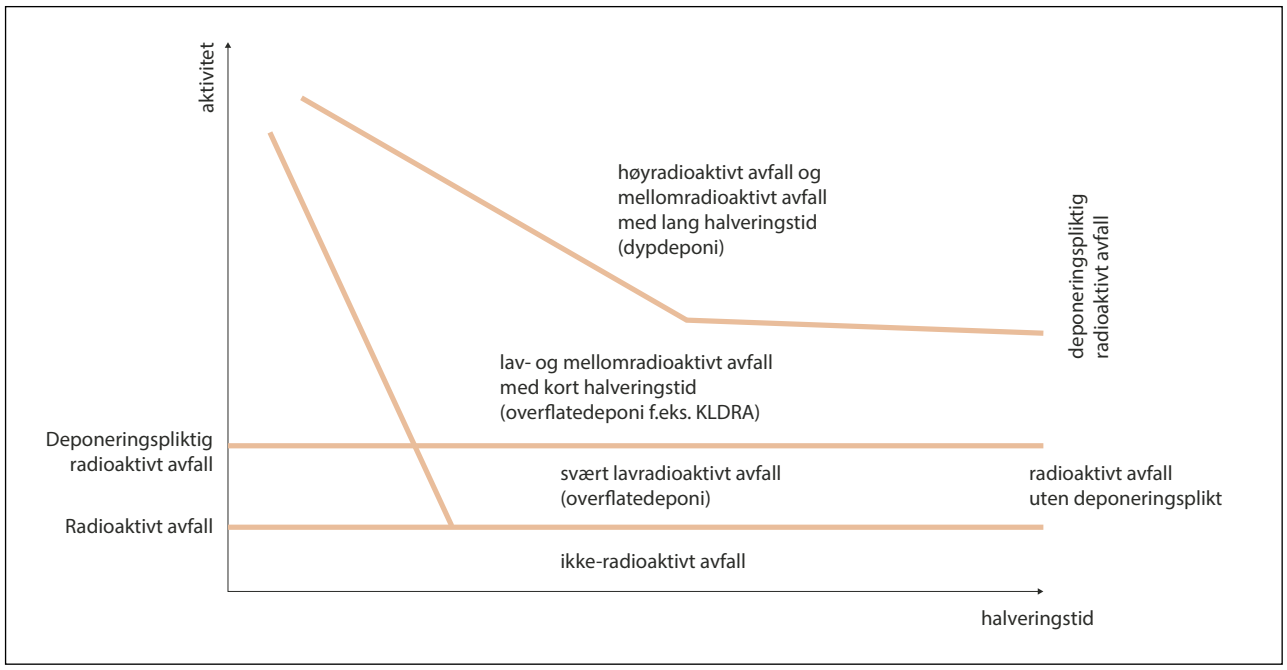
Tabell 6.2 Ulike nivåer for radioaktivt avfall i Frankrike

Klassifisering	Volum %	Aktivitet (Bq) %
VSLW	35,9	0,0004
VLLW	55,7	0,12
LLW	5,9	0,01
ILW	2,3	2,67
HLW	0,2	97,2

Kilde: ASN (2024).

6.1.2 Håndtering av radioaktivt avfall

Avfallshåndtering omfatter en rekke tiltak som starter med planleggingen av virksomheten som genererer avfallet, og som sikrer at avfallet forblir isolert gjennom hele virksomhetens livsløp. IAEAs sikkerhetsstandarder deler avfallshåndteringen inn i ulike stadier før sluttdeponering – inkludert planlegging, sortering, behandling, kondisjonering og midlertidig lagring – samt selve deponeringen. En helhetlig tilnærming er essensiell for å oppnå kontroll over risiko, sporbarhet og kostnader. «Behandling» innebærer endring av avfallets egenskaper, som volumreduksjon (for eksempel komprimering eller forbrenning av brennbare komponenter), separasjon av væske og faste stoffer, eller fjerning av forurensninger (dekontaminering). Kondisjonering omfatter tiltak for å stabilisere



Figur 6.1 Klassifisering av radioaktivt avfall i Norge

Klassifisering av radioaktivt avfall i Norge. Generelt er avfall med høy aktivitet deponeringspliktig, mens avfall med lav aktivitet ikke er det.
Kilde: KLD (2024).

avfallet for lagring og deponering, ofte ved innkapsling og emballering i godkjente beholdere.

Behandling og kondisjonering er sentrale virkemidler for optimalisering av avfallskjeden. Målet er å velge den beste løsningen for håndtering gjennom hele prosessen fra dannelse til sluttdeponering. Dekontaminering kan redusere strålingsnivået i metaller, slik at en større andel kan gjenvinnes og mindre må deponeres som radioaktivt avfall, noe som bidrar til redusert behov for deponikapasitet og gir lavere totale kostnader.

Midlertidig lagring betyr at avfallet oppbevares trygt på et kontrollert sted, som regel nær der det oppstår – for eksempel ved reaktoren – eller i et sentralt lager. Formålet er å sikre god logistikk, la kortlivede radioaktive stoffer henfalle og samle nødvendig dokumentasjon før avfallet kan behandles videre eller deponeres permanent. IAEAs retningslinjer stiller krav til beskyttende barrierer, overvåking og grundige sikkerhetsvurderinger ved avfallsanleggene og i transporten av avfallet.

Til slutt må avfallet isoleres på lang sikt. For lav- og mellomaktivt avfall brukes nærflateanlegg (near surface disposal) eller tilsvarende løsninger i grunne geologiske formasjoner. Teknologien for å håndtere lav- og mellomaktivt avfall er veletablert.

For høyaktivt avfall og brukt brensel, peker internasjonal faglig konsensus på dype geologiske deponier. Avfallet forsegles hundrevis av meter under bakken i stabile geologiske formasjoner, kombinert med flere barrierer (kapsling, buffer av bentonittleire, berggrunn), se punkt 6.4. IAEA beskriver kravene til sluttdeponering av radioaktivt avfall, og sikkerhetsargumentasjonen og -vurderingene som må til for å dokumentere at anlegget er sikkert i et 100 000 års perspektiv (IAEA, 2020a, se boks 6.4). OECD-NEA peker i sine nyeste analyser på at dyp geologisk deponi for brukt brensel og annet høyradioaktivt avfall, nå er en moden og vitenskapelig godt underbygget løsning, og at hovedfokuset internasjonalt har flyttet seg fra teknologisk utvikling til implementering og gjennomføring av konkrete deponeringsprosjekter (NEA, 2020a).

6.1.3 Mellomstatlig samarbeid

Det er et internasjonalt prinsipp at selv om den som besitter eller håndterer radioaktivt avfall er ansvarlig, har staten et endelig ansvar for å påse at radioaktivt avfall håndteres forsvarlig. Det følger av Felleskonvensjonen at sluttdeponering av radioaktivt avfall bør skje i det landet der avfallet oppstod. Radioaktivt avfall skal håndteres på en måte som sikrer at individ, samfunn og miljø er tilstrekkelig beskyttet mot negative effekter fra stråling og andre farer på alle stadier i håndteringen.

Felleskonvensjonen er likevel ikke til hinder for samarbeid mellom land om felles løsninger for en

Boks 6.4 Hva betyr sikkerhet «i et 100 000 års perspektiv»?

Langsiktig sikkerhet ved sluttbehandling av radioaktivt avfall oppnås ved å inneslutte og isolere materialet på en måte som er tilpasset avfallstypen, slik at stråling ikke utgjør noen fare for helse eller miljø gjennom den tiden som er nødvendig. For å sikre dette, må deponiet utformes slik at utslipp av radioaktive stoffer enten forhindres helt, eller reduseres til et absolutt minimum.

Deponiets sikkerhetsfunksjon bygger på egenskapene til avfallsformen og emballeringen, i kombinasjon med tekniske barrierer og de naturlige beskyttelsesegenskapene til den geologiske formasjonen. Dette samspillet gjør det mulig å oppnå effektiv isolering. For eksempel vil deponiløsningen sørge for at de kortlivede radioaktive stoffene henfaller på stedet. For lavradioaktivt avfall innebærer dette at sikkerheten må opprettholdes i flere hundre år, mens for høyradioaktivt avfall kreves det en beskyttelse som strekker seg over flere tusen år. Videre må systemet utformes slik at eventuell lekkasje av radioaktive stoffer ikke kan forekomme før varmeutviklingen fra brukt brensel har avtatt til et nivå som ikke påvirker de tekniske og geologiske barrierene negativt. For å dokumentere at deponiet oppfyller kravene til langsiktig sikkerhet, gjennomføres systematiske sikkerhetsvurderinger.

Svenske sikkerhetsmyndigheter påpeker at risikoanalysen for deponi av brukt brensel bør dekke omtrent hundre tusen år – eller én istidssyklus – for å illustrere forutsigbare ytre påvirkninger. Samtidig bør analysen forlenges så lenge den gir relevant informasjon om muligheter for å forbedre deponiets beskyttelse, dog ikke lengre enn én million år.

I denne NOU-en refereres det til dette omfattende tidsperspektivet som «100 000 års perspektiv» eller «100 000 år». Det er ikke ment som en presis tidsangivelse, men gir et bilde av den nødvendige tidshorisonten, og de premissene som gjelder, for grundige sikkerhetsanalyser over svært lange tidsperioder.

Kilder: SSMFS 2008:37 (2008) og IAEA (2011).

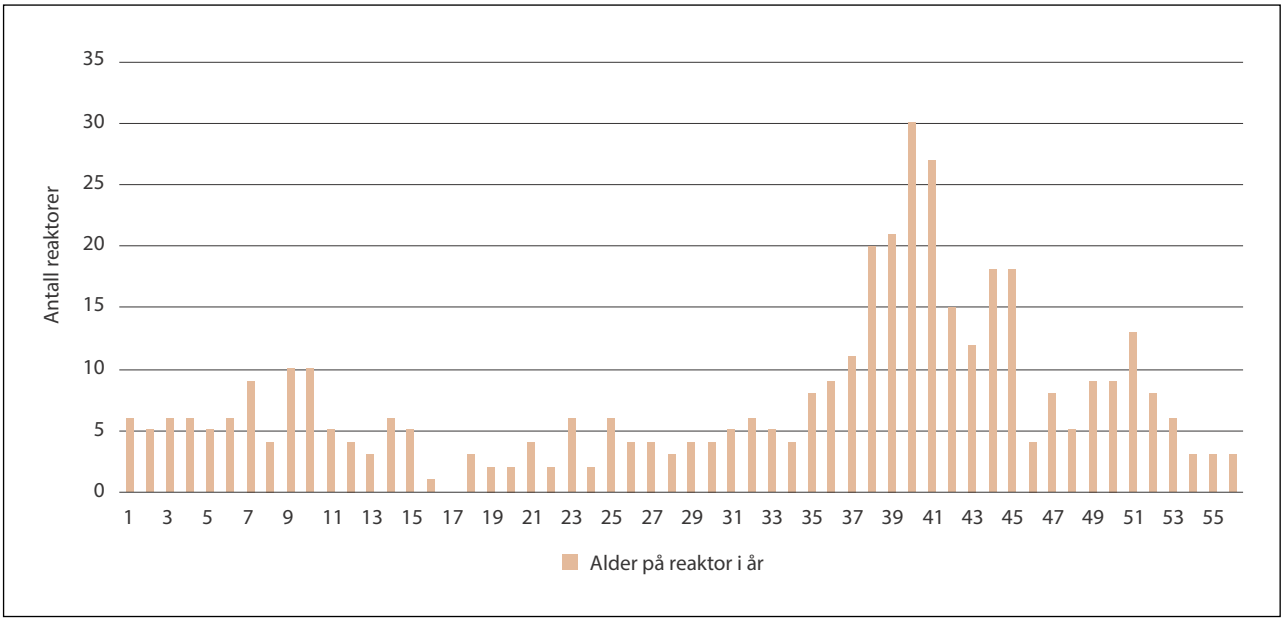
trygg, sikker og forsvarlig håndtering av radioaktivt avfall. Dette er særlig aktuelt der avfallet stammer fra felles prosjekter som f.eks. forskningssamarbeid mellom land. De fleste land har i dag regelverk som slår fast at de ikke kan motta radioaktivt avfall fra andre land til lagring eller deponering, og at import av radioaktivt avfall eventuelt kun kan skje med formål om behandling, og med krav om retur til opprinnelseslandet. I en del land kan det gis unntak fra krav om retur til opprinnelsesland.

6.2 Dekommisjonering

Dekommisjonering innebærer å stenge og bygge ned et kjernekraftverk slik at arealet kan frigjøres til annen bruk. Avvikling og dekommisjonering av et kjernekraftverk er en omfattende prosess som krever nøye planlegging (se boks 6.5). Operatøren må ha en godkjent detaljert plan for gjennomføringen av arbeidet før prosessen starter. Først kartlegges området for å identifisere alle relevante bygninger, installasjoner og forekomster av radioaktivt materiale. Arbeidet omfatter dekontaminering, fjerning av både radioaktiv og ikke-radioaktiv forurensning, demontering og riving av konstruksjoner, samt sikker håndtering av alt materiale og avfall. Brukt brensel fjernes, og alt potensielt risikomateriale håndteres på forsvarlig vis. Området skal til slutt bringes tilbake til en tilstand der det ikke utgjør fare for mennesker eller miljø. Prosessen overvåkes av myndighetene, som godkjenner planer, gir nødvendige tillatelser og vurderer når området kan frigjøres fra regulatorisk kontroll. Når dette er fastslått, avsluttes konsesjonen, og området kan benyttes til nye formål.

6.2.1 Status for dekommisjonering av kjernekraftverk internasjonalt

Per utgangen av 2024 har 217 reaktorer blitt stengt ned. Til sammen tilsvarer dette omtrent 110 GW som er tatt ut av drift. Av disse reaktorene befinner 61 prosent seg i Europa, 22 prosent i Nord-Amerika og 17 prosent i Asia. Gjennomsnittlig tid for å dekommisjonere et kjernekraftverk er 20 år. Av de 217 kraftreaktorene er 58 under dekommisjonering og 46 fullstendig dekommisjonert (WNISR, 2025).



Figur 6.2 Alder på reaktorer i drift på verdensbasis per 31.12.2024

Kilde: IAEA (2025b).

Dekommisjonering vil øke betydelig i omfang i mange år fremover. Gjennomsnittsalderen på verdens reaktorer øker, og figur 6.2 viser at den største andelen nå er 30 år eller eldre. Flere land har forlenget driftstiden fra opprinnelige 40 år til 60 år, i enkelte tilfeller helt opp til 80 år (se punkt 4.6). Likevel vil antallet kjernekraftverk som stenges permanent og skal dekommisjoneres, øke betydelig i årene som kommer. Hvert land må håndtere dette nasjonalt, men den globale veksten vil også øke behovet for kompetanse og kreve en robust internasjonal verdikjede for dekommisjonering. Ifølge IAEA tar dekommisjoneringen av en reaktor vanligvis 15 til 20 år og koster mellom 0,5 og 2,0 milliarder amerikanske dollar (O'Sullivan, 2023).

6.2.2 Hva er dekommisjonering?

Dekommisjonering innebærer en rekke aktiviteter og krav. Viktige elementer i dekommisjoneringsprosessen inkluderer: (i) krav til både foreløpige og endelige dekommisjoneringsplaner, samt sikret finansiering; (ii) etablering av en avfallsstrøm og mellomlagring av brukt brensel; (iii) trinnvis planlegging for eventuell geologisk deponering; (iv) kompetanseutvikling og oppbygging av industriell kapasitet innen dekontaminering, demontering og karakterisering; (v) at området skal kunne frigjøres til annen anvendelse; og (vi) strukturert dialog med interessenter for å sikre legitimitet og forutsigbarhet i prosessen.

Dekommisjonering av kjernekraftverk krever spesialisert kompetanse. Kunnskapen som trengs for dekommisjonering skiller seg fra den som trengs for drift av kjernekraftverk. Imidlertid er mye av den kompetansen som er nødvendig for drift av kjernekraftverk, også nødvendig ved dekommisjonering, fordi det er viktig å ha inngående kjennskap til anlegget og dets driftsforhold.

Dekommisjonering er en rekke påfølgende store og komplekse industrielle prosjekter. Dekommisjonering trenger god planlegging, kompetanse både teknisk og organisatorisk, god logistikk i alle deler av prosjektene, ny infrastruktur som senere skal dekommisjoneres, god kontraktstrategi og -håndtering, samt å sørge for at det foreligger tilstrekkelig finansiering for dekommisjoneringen. Videre er dekommisjonering av kjernekraftverk avhengig av velfungerende internasjonale verdikjeder. Eksempler på leverandører i verdikjeder er selskaper som leverer tjenester innen dekontaminering – enten kjemisk eller mekanisk. Fjernstyrt segmentering av store komponenter er sentrale aktiviteter, sammen med materialhåndtering for gjenvinning. Det er selskaper internasjonalt som har dekommisjonering som spesialfelt.

Når man skal dekommisjonere et anlegg, finnes det ulike metoder og strategier å velge mellom. I industrien har to hovedtilnærminger blitt vanlige: umiddelbar demontering og utsatt demontering. Skillet mellom disse kan være uklart, og «umiddelbar» betyr ofte en lengre periode enn man vanligvis legger i uttrykket.

Ved umiddelbar dekommisjonering begynner arbeidet med å klargjøre og fjerne alle radioaktive komponenter med én gang. Fordelene ved denne løsningen er at området raskere blir tilgjengelig for annen bruk, at ansvaret ikke skyves over på kommende generasjoner, og at ekspertisen om anlegget fortsatt er fersk.

Utsatt dekommisjonering innebærer derimot at anlegget først settes i en trygg oppbevaringsmodus i 30–60 år. Dette gir radioaktiviteten tid til å avta naturlig, slik at selve demonteringen senere blir enklere og sikrere. Anlegget må overvåkes strengt i denne perioden for å sikre stabilitet. Når strålingsnivået er lavt nok, utføres den endelige nedmonteringen. IAEA anbefaler kun utsatt dekommisjonering i spesielle tilfeller, for eksempel etter alvorlige ulykker.

6.2.3 Planlegging

IAEA anbefaler at dekommisjonering planlegges i tre trinn som dekker hele livsløpet. Først utarbeides en innledende plan før kjernekraftverket får konsesjon og nødvendige tillatelser. Deretter følger en plan som oppdateres jevnlig gjennom driftstiden. Til slutt utarbeides en endelig dekommisjoneringsplan som beskriver hvordan anlegget skal stenges ned, og hvordan området kan frigjøres for annen bruk (se også figur 6.3). Dekommisjonering integreres i kjernekraftverkets design- og lisensieringsløp ved at:

- det settes av finansiering til dekommisjonering,
- det benyttes internasjonale kostnadsmodeller for dekommisjonering,
- alle relevante avfalls- og materialruter er etablert, slik at dekommisjoneringen kan gjennomføres effektivt og sikkert,
- det bygges kompetanse om kjernekraftverket, dekommisjonering og avfallshåndtering generelt,
- det er etablert leverandørkjeder for dekommisjonering, og
- det er utviklet frigivelseskriterier og målemetodikk tilpasset nasjonale forhold.

Dekommisjonering må planlegges og integreres i kjernekraftverkets design- og konsesjonsløp for å sikre finansiering, kompetanse, leverandørkjeder og løsninger for avfallshåndtering og frigivelseskriterier. God planlegging på et tidlig stadium gjør det lettere å sikre tilstrekkelig finansiering, riktig kompetanse, pålitelige leverandører og trygge løsninger når radioaktivt avfall skal håndteres under avvikling av kjernekraftverk. Derfor anbefaler IAEA at kjernekraftverk bygges og utformes slik at fremtidig dekommisjonering blir enklere (IAEA, 2019b). Myndighetene mottar dekommisjoneringsplanen sammen med søknaden om å få bygge og drive kraftverket.

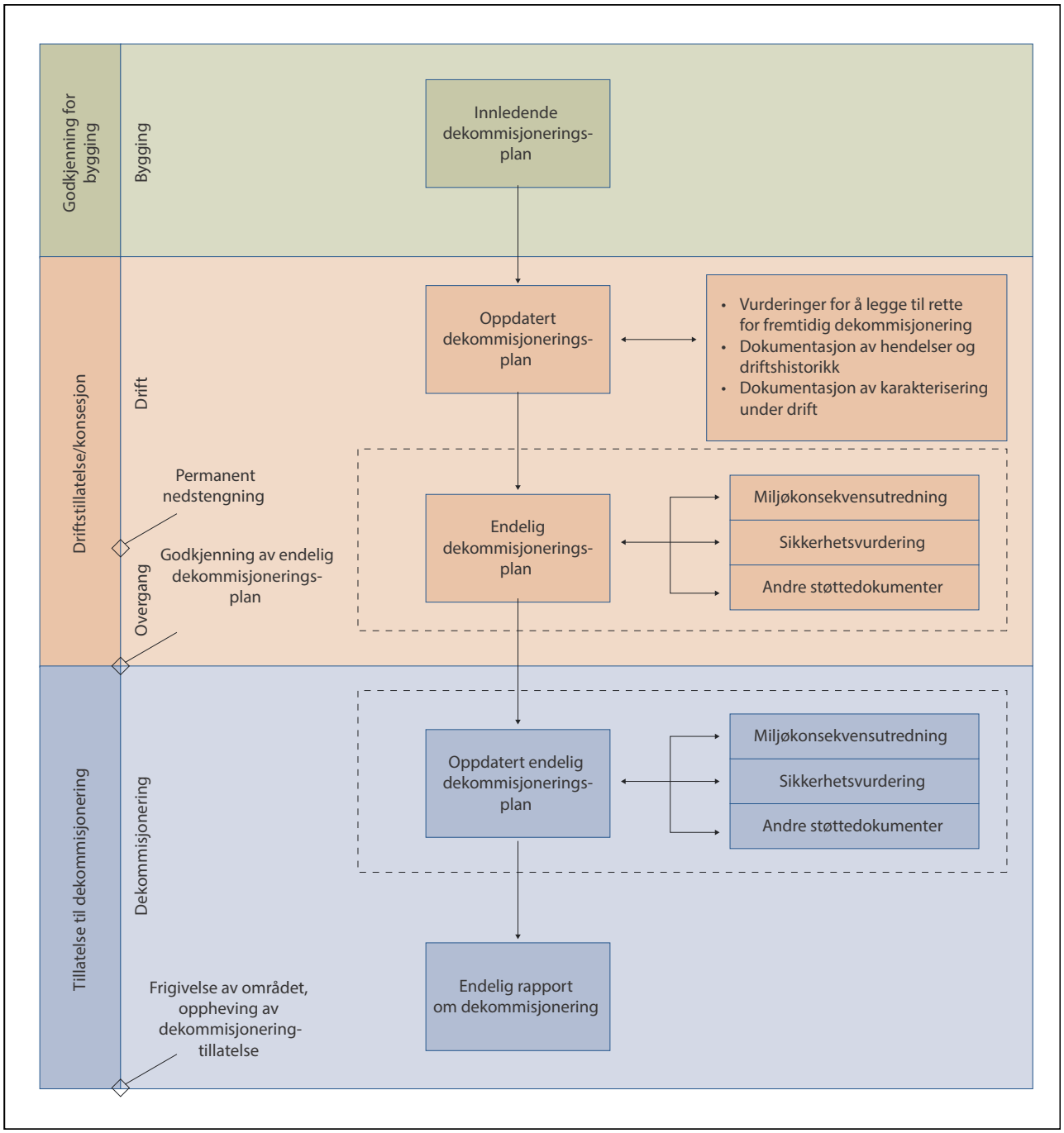
Miljødata må samles inn før oppstart og holdes løpende oppdatert. Allerede under byggingen – eller senest før oppstart – bør man samle inn og analysere materiale som er radiologisk rent (ikke-radioaktivt) og forekommer naturlig i området, for eksempel jord, stein eller byggematerialer. Prøvene lagres og brukes til å måle bakgrunnsnivået av naturlig stråling og til kjemiske analyser, og til å forstå hvordan materialer påvirkes over tid. Slike bakgrunnsdata er vesentlige for å skille mellom naturlig stråling og potensielle framtidige utslipp fra kraftverket. Målingene bør oppdateres hver gang nye bygg settes opp i området. Dette gir et tryggere og mer oversiktlig oppryddingsarbeid når kraftverket til slutt tas ut av drift.

Foreløpig dekommisjoneringsplan skal foreligge ved søknad om konsesjon. Planen skal dekke strategi, roller og ansvar, sikkerhetsvurderinger, strålevern, miljøforhold, avfallsruter, kostnadsestimat og finansiering (fond), dokumentstyring og interessentdialog. Den innledende dekommisjoneringsplanen sørger for at dekommisjonering blir vurdert ved utformingen av kjernekraftverket, og er et av grunnlagene for myndighetenes behandling av søknader fra eier og operatørselskap.

Operasjonell dekommisjoneringsplan skal holdes oppdatert under drift. Kjernekraftverk planlegges nå med en driftstid mellom 60 til 80 år, og i noen tilfeller diskuteres enda lengre driftstid. I hele driftsperioden, skal operatøren holde en operasjonell dekommisjoneringsplan oppdatert. Operasjonelle planer oppdateres normalt hvert femte år, eller ved endringer på kjernekraftverket.

Endelig dekommisjoneringsplan skal godkjennes av myndighetene før dekommisjoneringen kan påbegynnes. Dekommisjonering innebærer å fjerne brukt brensel, rengjøre og fjerne radioaktiv forurensning fra utstyr, rør, vegger og andre overflater (dekontaminering), og demontere selve anlegget. Rekkefølgen på oppgavene – fra karakterisering og tømming av systemer, via dekontaminering og demontering, til bygningsarbeid og opprydding – bør optimaliseres for å redusere stråledoser, tidsbruk og kostnader. I tillegg må miljøet overvåkes: luft, vann og grunn skal kontrolleres, og det må finnes tiltak mot støv, avrenning og eventuell historisk forurensning.

Ved dekommisjonering av kjernekraftverk oppstår det store mengder rivingsavfall – men bare en liten del av dette er radioaktivt. Det ikke-radioaktive avfallet kan gå inn i vanlige avfallsstrømmer og behandles som annet industriavfall. Derfor er



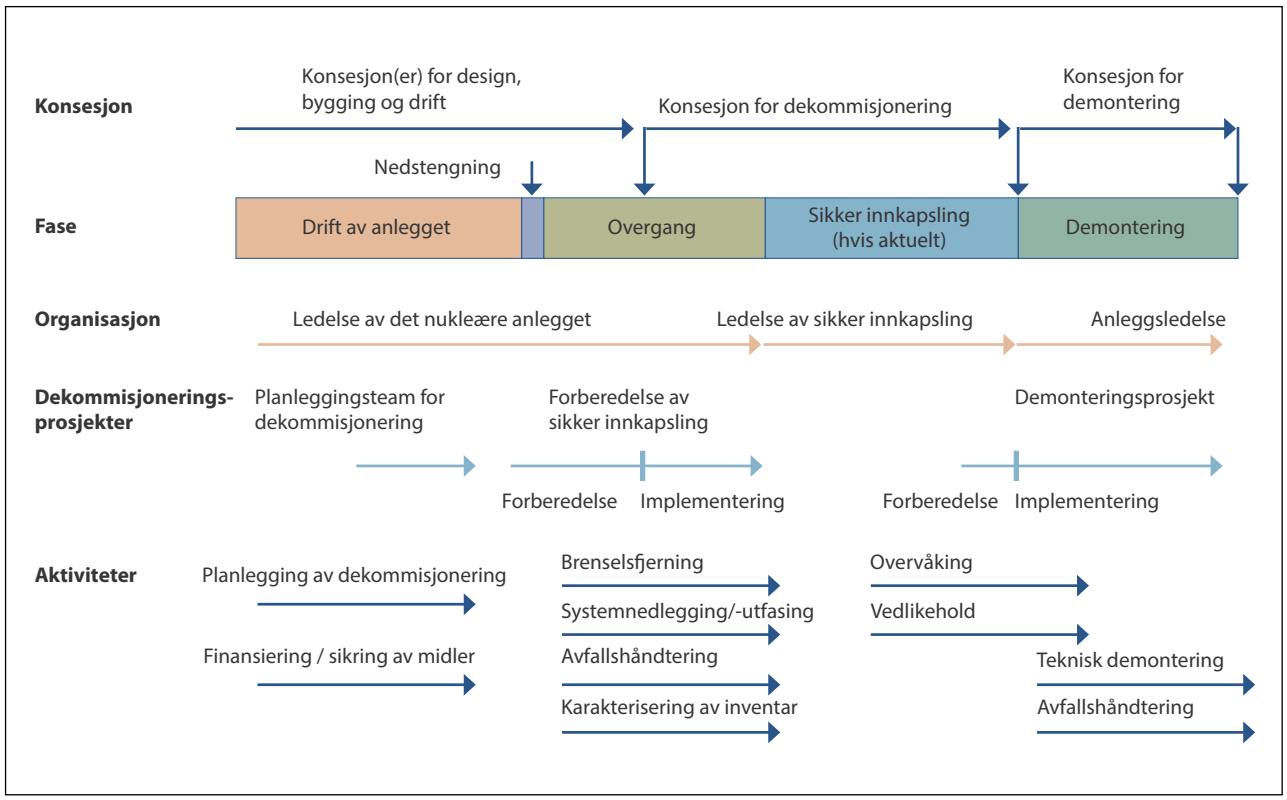
Figur 6.3 IAEAs anbefalte planleggingssteg for dekommisjonering

Kilde: IAEA (2019b).

det avgjørende å ha gode systemer for klassifisering, karakterisering og sporbarhet fra start til slutt, både for radioaktivt og ikke-radioaktivt materiale. Det bør legges vekt på å minimere avfallsmengdene, dekontaminere slik at mest mulig kan friklasses[2] eller gjenvinnes, og sikre tydelige rutiner for håndtering av lav- og mellomaktivt avfall – og eventuelt høyaktivt materiale.

Dose- og risikobaserte frigivelseskriterier er viktige. Det krever representativ prøvetaking, også under bakken, og dokumentasjon av at kravene er oppfylt. OECD-NEA og IAEA gir veiledning om hvordan slike kriterier kan utformes og implementeres, samt om måleteknikker og håndtering av grunnforurensning (IAEA, 2014; NEA, 2006).

[2] Avfall som er under grenseverdiene for radioaktivt materiale



Figur 6.4 Dekommisjoneringsaktiviteter i et kjernekraftverks livssyklus

Kilde: Oversatt fra IAEA (2004).

6.2.4 Dekommisjoneringens tre faser

Dekommisjonering gjennomføres i tre faser, fra planlegging og karakterisering av avfall, demontering av radioaktive komponenter, systemer og anlegg, til sluttsanering, måling og frigivelse av områder.

I fase 1, planleggings- og karakteriseringsfasen, gjennomføres planlegging og utarbeidelse av nødvendig dokumentasjon for de neste fasene. Hvis det ikke allerede er gjort, oppdateres anleggets dekommisjoneringsplan, og operatørselskapet søker myndighetene om nødvendige godkjenninger for den videre prosessen. Historisk dokumentasjon og selve anlegget gås nøye gjennom og karakteriseres.

I fase 2 demonteres radioaktive komponenter, systemer og fasiliteter. Når alt brukt brensel er fjernet, kan demonteringen av de ikke-radioaktive delene av anlegget begynne. Avfallet fra denne fasen håndteres vanligvis som ordinært industriavfall, og det er ofte mulig å resirkulere materialene. Dette arbeidet frigjør områder og gjør det enklere å fokusere på de delene av kjernekraftverket som inneholder radioaktivt stoff, eller er forurenset. Rivingen av de mest radioaktive komponentene, som reaktortanken, innebærer svært komplekse og krevende oppgaver, som forutsetter spesialkompetanse og spesielt utstyr. Gjennom hele prosessen må sikkerhetsrapportene for anlegget løpende oppdateres, slik at de til enhver tid reflekterer den faktiske tilstanden.

Fase 3 er sluttsanering, måling og frigivelse av området. I den avsluttende fasen fastslås det om saneringen av anleggsområdet er tilfredsstillende gjennomført. Dette innebærer grundig testing av gjenværende bygninger, jord og grunnvann, for å sikre at all radioaktiv forurensning og alle miljøgifter er fjernet, og at verdiene ligger under friklassingsgrensene. Dekommisjoneringen kan medføre to mulige sluttilstander: begrenset bruk eller ubegrenset bruk. Ubegrenset bruk betyr at området kan frigis, og at regulativ kontroll opphører. Området kan deretter benyttes til eksempelvis boligbygging, landbruk eller rekreasjonsformål. Ved dekommisjonering til begrenset bruk vil visse restriksjoner fortsatt være gjeldende for områdets anvendelse.

Overgangen fra drift til dekommisjonering bør være effektiv. De ulike fasene i kjernekraftverkets livssyklus er beskrevet av IAEA (se figur 6.4). Det er viktig å vurdere utfordringer knyttet til overgangen fra ordinær drift til implementering av en avviklingsstrategi, der planleggingen av perma-

nent nedstengning inngår. Denne overgangsprosessen innebærer betydelige krav til både organisasjonen og de ansatte, samtidig som det bør igangsettes nødvendige tiltak for å sikre en trygg og effektiv dekommisjonering. Målet er å legge til rette for at demonteringen av anlegget kan starte så tidlig som mulig.

Endringer i et kjernekraftverk krever grundig dokumentasjon som viser hvordan sikkerheten ivaretas, og må innarbeides i sikkerhetsrapporten og den operasjonelle dekommisjoneringsplanen. Sikkerhetsrapporten ved kraftverket beskriver og analyserer alle sikkerhetsforhold. Ved endringer i kjernekraftverket kreves dokumentasjon som viser hvordan sikkerheten ivaretas under og etter endringen. Endringene skal innarbeides i dekommisjoneringsplanen for å sikre og dokumentere deres betydning for nedleggelsen av anlegget.

6.3 Mellomlagring av brukt brensel

Ingen land har så langt satt i drift et deponi for permanent lagring av brukt brensel fra kjernekraftverk. Brukt brensel må derfor mellomlagres, og lagringskapasiteten utvides etter behov, i påvente av et permanent deponi. Lagring betyr en prosess der brenselet kan overvåkes og midlertidig oppbevares, mens deponering innebærer at brenselet er utenfor rekkevidde for menneskelig inngripen.

6.3.1 Hvorfor mellomlagring?

Brukt brensel inneholder radioaktive fisjonsprodukter og actinider som avgir varme og stråling, og må derfor skjermes og kjøles etter endt drift. Brenselet byttes ut når det ikke lengre bidrar til å opprettholde kjedereaksjonen. Avhengig av anrikingsnivået og utbrenningsgraden, vil omtrent 80 prosent av opprinnelig uran-235 i brenselet ha fisjonert og blitt til forskjellige fisjonsprodukt, når det byttes ut. Noe av uran-238 i brenselet vil omdannes til plutonium og andre actinider.[3]

Brukt brensel mellomlagres først i vannbasseng inne i kjernekraftverket. På grunn av varme og stråling, er det nødvendig med effektiv skjerming og kjøling etter endt drift. Det brukte brenselet plasseres derfor til dedikerte vannbasseng nær reaktortanken for nedkjøling, før eventuell videre overføring til andre lagre (NEA, 2013). Varigheten av kjøleperioden bestemmes av når restvarmen er tilstrekkelig redusert og kan håndteres i luftkjølte systemer. En forutsetning for tørrlagring er at restvarmen er så lav, at brenselet ikke tar skade under lagringsprosessen. Tidsperioden for mellomlagring ved kjernekraftverket varierer. I henhold til IAEA kreves det minimum 9 til 12 måneders vannkjøling. Fordi strålingsnivået forblir høyt og vann gir effektiv skjerming, lagres brukt brensel gjerne i vannkjølte systemer i betydelig lengre tid – ofte mellom fem og ti år (NEA, 2013).

Thoriumbrensel vil ha tilsvarende behov for mellomlagring som uranbrensel. Brensel med varierende andeler thorium produserer omtrent samme mengde fisjonsprodukter som tilsvarende uranbasert brensel. Følgelig genererer thorium en tilsvarende mengde restvarme og kortsiktig radioaktivitet som uranbrensel. Over tid vil imidlertid thoriumbasert brensel produsere mindre restvarme og radioaktivitet, ettersom færre langlivede actinider dannes på grunn av lavere innhold av uran-238 i brenselet. I det følgende omtales kun uranbasert brensel, men de samme prinsippene for beskyttelse av mennesker og miljø, gjelder også for thorium. Det må imidlertid påregnes ulike løsninger i praksis.

Kjernekraftverk må forvente flere tiår med mellomlagring. Det krever etablering av aldringshåndteringsprogram, investering i inspeksjonsteknologi, og tydelige akseptkriterier for transport etter mellomlagringen. Det bør også planlegges for redundans og diversifisering (flere lagringsteknologier/ lokasjoner) for robusthet ved hendelser eller uforutsette forsinkelser.

6.3.2 Mellomlagringsalternativer

To strategier har blitt utviklet for mellomlagring internasjonalt. I den første tilnærmingen bygges det ekstra lagringskapasitet ved kjernekraftverket, men adskilt fra og i stor grad eller helt uavhengig av reaktorbyggningen. Eksempler på slike anlegg er de felles bassengene ved Tihange kjernekraftverk i Belgia, og de tørre lagringsanleggene ved Darlington kjernekraftverk i Canada og Trillo kjernekraftverk i Spania. Brenselet mellomlagres til det fjernes for deponering. Den andre tilnærmingen er lagring utenfor kjernekraftverket (NND, 2025a). I dette tilfellet må brukt brensel transporteres fra kjernekraftverket til lagringsanlegget. Dette kan skje på offentlige veier, på jernbane eller med båt. Slik transport, også grensekryssende, er vanlig, og regnes som sikkert.

Europeiske land har valgt ulike løsninger for lagring av brukt brensel, fra våtlager ved kjernekraftverket til sentraliserte anlegg med tørrlagring. Både

[3] Et tonn med brukt brensel fra en lettvannsreaktor vil typisk inneholde mellom 11 og 14 kg plutonium og andre actinider og 36 og 61 kg fisjonsprodukt (Radioactivity.EU., u.å.b).



Figur 6.5 Mellomlagring av brukt brensel ved Zwilag Zwischenlager i Sveits

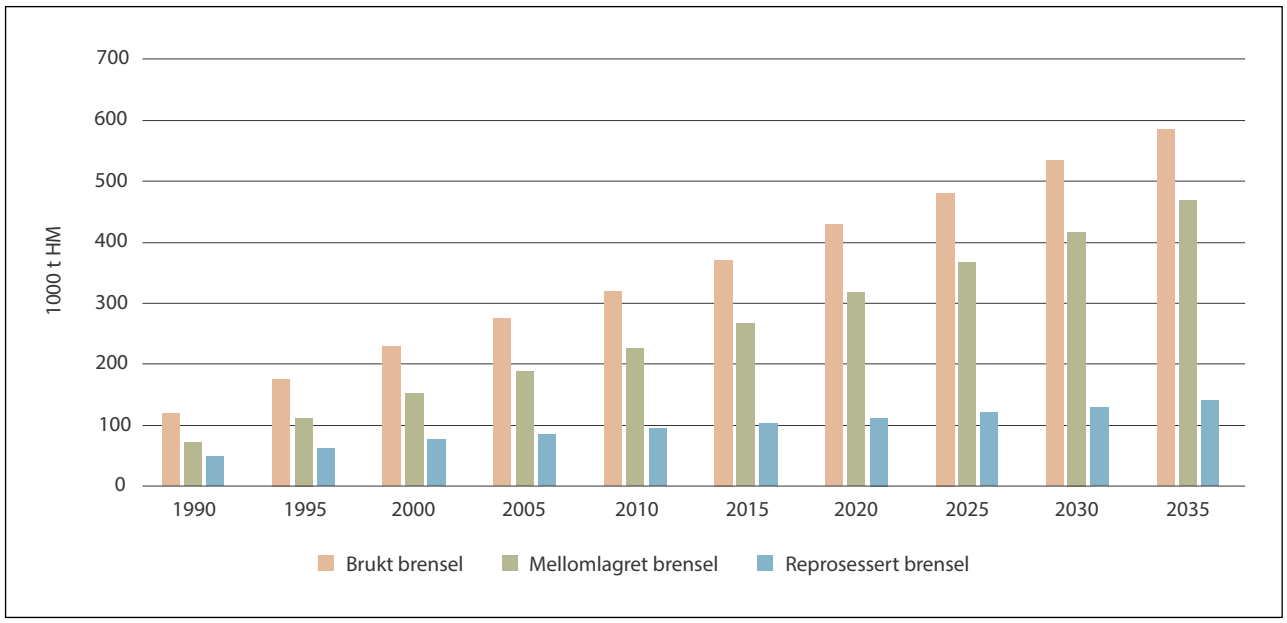
Kilde: Zwilag Zwischenlager Würenlingen AG.

Sverige og Finland benytter våtlager. Finland bruker lagring på stedet, mens Sverige har valgt et sentralisert anlegg. Nederland og Sveits bruker begge sentralisert tørrlagring, hvor Sveits benytter tørrlagring i lagringsbeholdere av metall (se figur 6.5).

IAEA har utarbeidet detaljerte sikkerhetsstandarder og veiledere som omfatter både våt- og tørrlagring av brukt brensel. Dokumentene vektlegger at anleggene skal gi høy grad av sikkerhet og minimal miljøpåvirkning, både under normal drift og ved uforutsette hendelser. De grunnleggende sikkerhetsfunksjonene som skal ivaretas er: (i) innestenging av radioaktive stoffer, (ii) kritikalitetssikring, (iii) fjerning av restvarme, (iv) strålebeskyttelse og (v) mulighet for å hente ut brenselet (retrievability). Mulighet for å hente ut brenselet er en sikkerhetsfunksjon fordi lagret brensel må kunne håndteres sikkert ved senere transport og videre behandling eller deponering, og for å kunne gjennomføre nødvendige tiltak ved uforutsette hendelser eller degradering av lagringssystemet. Dette skal sikres gjennom riktig lokalisering, utforming, drift og vedlikehold, samt et robust regelverk og tilsynsregime (IAEA, 2020a; 2024a).

Kapasiteten til lagerbassenger ved kjernekraftverk varierer fra land til land og ulike reaktortyper. De kan spenne fra en beskjeden lagringskapasitet for kortsiktig bufferlagring før transport til et lageranlegg utenfor kjernekraftverket, til en kapasitet som er tilstrekkelig til å lagre en betydelig del av brenslet frem til at reaktoren avvikles og skal dekommisjoneres. Den innledende kapasiteten er generelt tilpasset brenselssyklusen som var på plass da kjernekraftverket ble designet. I tillegg til den bestemte lagringskapasiteten, vil det være nødvendig å reservere plass for å laste ut alt brenselet fra reaktortanken.

Våtlagring innebærer lagring i basseng. Lagerbassengene har vanligvis en forsterket betongstruktur som er kledd med rustfritt stål. Rent vann, eller vann tilsatt nøytronabsorberende borsyre, brukes som kjøle- og skjermingsmedium. Ekstra vann er nødvendig for å erstatte det som går tapt ved fordampning, og vannet må kontinuerlig renses for å forhindre korrosjon av selve bassenget og det brukte brenselet. I franske kjølebasseng skal temperaturen være under 50 grader (Radioactivity.EU, u.å.a).



Figur 6.6 Globale andeler av brukt brensel som er mellomlagret og reprossesert

Y-aksen angir mengden i antall tusen tonn HM, hvor HM står for heavy metal. HM viser her til massen av uranet i brenselet.
Kilde: IAEA (2024a).

Videre mellomlagring gjøres i vannbasseng eller tørre kontainere. Etter en periode på rundt ti år i kjølebasseng i kjernekraftverket overføres brenselet til et tørt eller vått lager ved kjernekraftverket, eller til et sentralt lager som tar imot brensel fra flere kjernekraftverk. Brenselet kan lagres tørt med dagens beholderløsninger når varmeutviklingen i brenselet har sunket til 2 kW per brenselselement etter noen år (IRSN, 2018). I USA åpnes det for at brenselet etter et års nedkjøling kan overføres til tørr lagring (NRC, 2023b). Mellomlager ble opprinnelig utformet for drift i 50 år, men 100 års drift blir vurdert (NEA, 2013). Årsaken til at brenselet må lagres lengre, er at løsninger for dyp geologisk deponering ikke er i drift (Europakommisjonen, 2019).

Tørre lagringsteknologier er utviklet for å muliggjøre økt lagringstetthet, og for å forbedre sikkerheten og redusere kostnadene ved bruk av passive systemer. Det finnes en rekke tørrlagringsteknologier. Disse kan deles inn i lagringsstrukturer som ikke er transportable og transportable lagringsbeholdere (på engelsk «casks»). Faste lagringsstrukturer er vanligvis konstruert av betong med plass for å romme brukt brensel.

Reprosessering av brukt brensel gjør det mulig å gjenvinne uran og plutonium og samtidig redusere volumet av høyradioaktivt avfall som må lagres. Ved reprosessering skilles uran og plutonium fra brenselet, med formål å gjenbruke fissilt materiale og reduseres volumet av høyradioaktivt avfall som må lagres (se punkt 5.1) (WNA, 2024b). Reprosessering utføres etter at radioaktiviteten og temperaturen har avtatt i noen år. Ved La Hague i Frankrike går det åtte år fra brenselet tas ut av reaktoren til det reprosesseres (Radioactivity.EU, u.å.a). Ved utgangen av 2020 var om lag en tredjedel av alt brukt brensel globalt reprosessert. Denne andelen vil synke fremover fordi flere anlegg for reprosessering er lagt ned. IAEA har laget en framskriving av fordeling mellom totalt brukt brensel, mellomlagring og reprosessering som er vist i figur 6.6 (IAEA, 2024a).

Reprosessering skaper nye avfallsstrømmer som må håndteres sikkert. Etter noen år med mellomlagring og nedkjøling, deles brenselselementene opp mekanisk og brenselet oppløses i syre. Så separeres fissile materialer fra fisjonsprodukt og actinider. Ved reprosessering blir de separerte fisjonsproduktene innlemmet i en glassmatrise, gjennom en prosess kjent som vitrifisering, som deretter vil bli håndtert på lignende måte som brukt brensel med deponering i dype deponier. Denne prosessen isolerer det mest radioaktive avfallet, og lager nye avfallsstrømmer med lav og mellomaktivt avfall. Frankrike er det eneste europeiske landet som bruker den lukkede brenselssyklusen, hvor alt brukt brensel, etter innledende våtlagring ved reaktoren, transporteres til reprosesseringsanlegget ved La Hague. Frem til 2022 ble brukt brensel også reprosessert ved Sellafield i Storbritannia.

6.4 Deponi for brukt brensel

Deponiløsningene må tilpasses ulike typer brukt brensel og reaktorteknologi. Det forskes på ulike reaktortyper som benytter restenergien i det brukte brenselet, slik at det endelige avfallet inneholder lavere mengder radioaktivitet. Til tross for at fordelene med slike løsninger er åpenbare, har tekniske og økonomiske utfordringer gjort at de ikke er særlig utbredt (se boks 4.4).

6.4.1 Teknologiske løsninger

For at brukt kjernekraftbrensel skal være trygt i 100 000 år, må vi bruke flere lag med beskyttelse. Dette kalles et flerbarrieresystem (se boks 6.5). Først tørkes brenselet slik at det ikke er fukt igjen. Deretter sveises det inn i en kapsel som kontrolleres nøye. Så fraktes kapselen i en beskyttet beholder som tåler støt og fall. Til slutt settes kapselen på plass i dypt i fjellet, og tunnelen med kapslene fylles igjen med bentonittleire. I Finland har man testet hele denne prosessen i deponiet ONKALO, uten radioaktivt brensel. De har også testet at det er mulig å hente ut en kapsel igjen for å vise at det er mulig hvis noe går galt. Slike tester gir myndighetene trygghet og bygger tillit i befolkningen. Fjellet gir ekstra beskyttelse og gjør at eventuelle radioaktive stoffer beveger seg ekstremt sakte. Hver av disse barrierene har sin egen oppgave: redusere løselighet, beskytte mot korrosjon, hindre vanninntrenging, gi mekanisk styrke og skape gunstige kjemiske forhold. Sikkerhetsanalysen skal vise at kombinasjonen av barrierer, sammen med naturlige prosesser som nedbrytning og forsinkelse av at radioaktive stoffer i brenselet forserer barrierene, gir tilstrekkelig beskyttelse og motvirker negative effekter fra stråling på ytre miljø og befolkningen, etter at deponiet er lukket. Selve brenselet som deponeres i sin opprinnelige utforming, er også laget slik at det løser seg veldig sakte opp i vann.

6.4.2 Referanseløsningen – Dyp geologisk deponering

Langtidsisolering av brukt reaktorbrensel krever løsninger som kombinerer naturens stabilitet med menneskeskapte barrierer for å sikre trygghet i titusenvis av år. Etter at brenselet er tilstrekkelig nedkjølt i våtlagringsbasseng, flyttes det til tørrlager for videre mellomlagring, eller direkte til deponi. Fra samfunnets og sikkerhetens ståsted handler det om å finne løsninger som kan holde farlig materialer trygt isolert fra mennesker og natur i svært lang tid uten at det må passes på etter at deponeringen er avsluttet og deponiet forseglet. Den internasjonale enigheten, slik IAEA beskriver i sine retningslinjer, er at den beste måten å gjøre dette på, er å plassere avfallet dypt nede i stabile geologiske formasjoner. Derfor er dyp geologisk deponering med et flerbarrieresystem valgt som referanseløsning internasjonalt. Dette gjelder både brukt brensel som er klassifisert som avfall, og høyaktivt avfall som er vitrifisert etter reprosessering.

Å utvikle et dypt geologisk deponi, er en av de mest omfattende oppgavene i kjernekraftens livsløp. IAEAs veikart for implementering av et program for dype geologiske deponier (se boks 6.5), beskriver veien fram til trygg sluttlagring av brukt brensel, som gjør det mulig å bygge et deponi som er sikkert, transparent og akseptert av samfunnet. IAEAs sikkerhetsstandarder krever en trinnvis prosess med sikkerhetsargumentasjon og vurdering av flerbarrieresystemet, og med dokumentasjon av langtidssikkerhet, overvåkning, driftssikkerhet og institusjonell styring.

Større programmer for deponering av brukt brensel i geologiske lagre kan strekke seg over mer enn 100 år. På grunn av den lange tidshorisonten, er det nødvendig å dele opp programmet i flere faser (se figur 6.7). Et slikt deponeringsprogram varer gjerne i mange tiår. IAEA sitt veikart beskriver fasene nærmere, med vekt på erfaringer og lærdommer fra avfallsorganisasjoner. Etter hver gjennomførte fase evalueres erfaringene grundig, sammen med data og viktige resultater som har kommet frem. Basert på evalueringene må det ofte gjøres nye vurderinger av både tekniske, administrative og politiske forhold. Det er viktig at relevante interessenter deltar i både vurderingene og gjennomgangene.

IAEA setter internasjonale standarder for hvordan sikkerheten ved deponering skal ivaretas. For geologiske deponier gir IAEA konkrete råd om hvordan valg av lokalitet, design, bygging, drift og lukking skal gjennomføres (IAEA, 2011a). Rådene dekker både sikkerheten under drift og etter at deponiet er lukket, og krever at den ansvarlige organisasjonen lager og oppdaterer en sikkerhetsrapport som dokumenterer påstander og argumentasjon om deponiets funksjon og oppfylling av krav, gjennom analyser og sikkerhetsvurderinger. Sikkerhetsrapporten skal vise hvordan man håndterer normal utvikling og mulige avvik, beskytte mot ondsinnet og uaktsom inntrengning, og dokumentere hvordan barrierene fungerer, med blant annet data fra eksperimenter i laboratorier. IAEA understreker også at konsesjonsproses-

Boks 6.5 IAEAs veikart – program dypdeponi

Veikartet legger rammene for implementering av et program for dype geologiske deponier, både for brukt brensel, men også annet radioaktivt avfall, som det er nødvendig å beskytte mennesker og miljø mot stråling fra.

Veikartet gir en tydelig og strukturert plan for hvordan et land kan gå fra konsept til ferdig geologisk deponi. Det sikrer at prosessen følger internasjonale sikkerhetsstandarder og beste praksis. IAEA deler arbeidet inn i flere trinn:

1. Politikk og rammeverk – Etablering av lover, tilsyn og finansiering.
2. Programstyring – Opprettelse av en organisasjon som har ansvar for hele prosessen.
3. Teknisk utvikling – Design av kapsler, buffere og flerbarrieresystem, og forskning og testing.
4. Underground Research Laboratory (URL) – Et underjordisk laboratorium der man tester bergarter, materialer og metoder under realistiske forhold.
5. Sikkerhetsargumentasjon – Dokumentasjon som viser at løsningen er trygg både under drift og etter lukking.
6. Interessentdialog – Åpen kommunikasjon med lokalsamfunn og myndigheter for å bygge tillit.

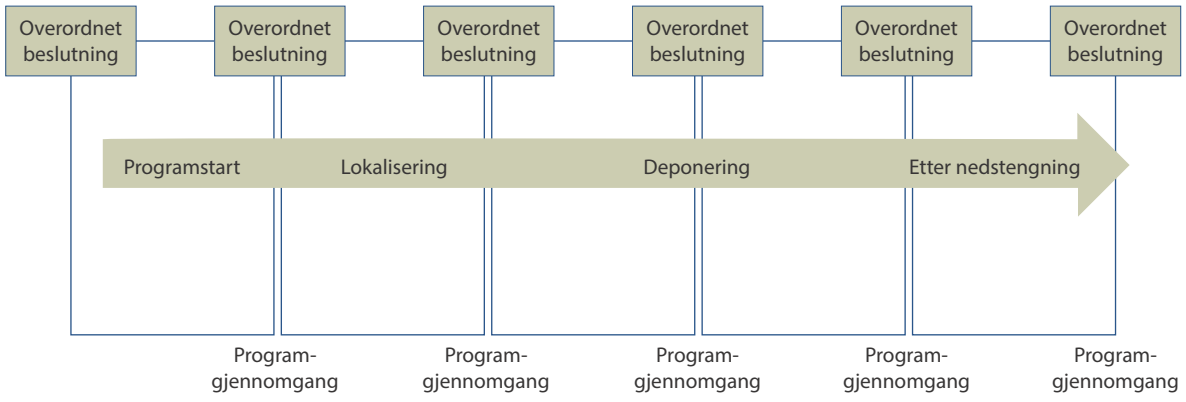
Veikartet beskriver en trinnvis prosess: først politiske beslutninger, deretter forskning og konseptvalg, lokalisering og avtaler med vertskommuner, detaljert design og søknad om tillatelser, bygging og prøvedrift, drift og gradvis forsegling, og til slutt lukking og dokumentbevaring. Hvert trinn har klare leveranser som må være på plass før man går videre.

Finland og Sverige følger tilsvarende framgangsmåte. De viser at nøkkelen til framdrift er en kombinasjonen av teknisk testing, trinnvis godkjenning og god dialog med samfunnet.

Kilde: IAEA (2024b).

sen bør skje trinnvis: hvert steg – fra valg av sted til lukking – må dokumenteres og godkjennes av myndighetene.

Felleskonvensjonen sikrer at hvert land har et robust rammeverk og legger til rette for internasjonal erfaringsutveksling og høy sikkerhet i håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall. Hvert enkelt land skal sørge for at nødvendige lover og tilsyn, sikker finansiering, og nødvendig kompetanse er på plass, og gjennom rapportering, delta i internasjonal erfaringsutveksling (se punkt 11.1.1 om hvordan dette er ivaretatt i Norge). Konvensjonen skal fremme høy sikkerhet og åpenhet, og gjør det mulig å dele gode løsninger og håndtere



Figur 6.7 Faseinndelt tilnærming for geologiske deponiprogrammer

Kilde: IAEA (2024b).

felles utfordringer. Samlet gir IAEAs standarder og Felleskonvensjonen et solid grunnlag for bygging og drift av deponier på en trygg måte. I den norske strategien for strålevern og atomsikkerhet fra juli 2025 (se punkt 11.2.1) framkommer det at det skal legges til grunn en livssyklustilnærming i forvaltningen av virksomhet som gir opphav til strålingsrisiko: «Det norske regelverket skal dekke hele livsløpet for virksomheter som gir opphav til strålingsrisiko fra planlegging til endelig avvikling, opprydding og avslutning av myndighetskontroll.» (DSA, 2025).

OECD-NEA bidrar med et viktig datateknisk og metodisk supplement til IAEA-rammeverket. OECD-NEAs metodikk for felles strukturert presentasjon av nasjonale radioaktive materialer og dens utvidelse, gjør det mulig å fremstille nasjonale data i en felles struktur, knyttet til planlagte avfallsruter (NEA, 2020b). I praksis styrker det styringen av kapasitetsbehov i lagre, kapslingsanlegg og deponier, og åpner for sammenliknbarhet som forenkler internasjonalt samarbeid.

6.4.3 Deponiløsninger internasjonalt

Den langsomme utviklingen av geologiske deponier stiller krav til sikre langtidslagre og dedikerte programmer for aldringshåndtering. IAEA påpeker at framdriften mot etableringen av dype geologiske deponier er langsom. Dagens mellomlagringssystemer må derfor opprettholde høy sikkerhet over en betydelig lengre periode enn tidligere antatt, muligens i over 100 år, før brukt brensel overføres til endelig deponi. Dette krever spesialiserte aldringsprogrammer (Ageing Management Programmes) for både våt- og tørrlagre, som skal omfatte regelmessig inspeksjon, overvåkning og kontroll av materialenes tilstand, samt grundig dokumentasjon som bekrefter at brenselet kan transporteres på en trygg måte når det flyttes til kapslingsanlegg og deponi. Den trege fremdriften gjør det nødvendig med todelte nasjonale strategier: trygge langtidslagre må vedlikeholdes parallelt med utvikling av løsninger for geologisk deponi.

Finland er lengst framme med etableringen av dyp geologisk deponering av brukt brensel. I Finland har de bygget ONKALO ved kjernekraftverket Olkiluoto. Anlegget ligger 400–430 meter under bakken i stabilt fjell. Prosjektet bruker KBS-3 metoden (se boks 6.6). Byggingen starten i 2004, og var til å begynne med et underjordisk forskningssenter for å bekrefte om fjellet var egnet for deponering. Myndighetene ga byggetillatelse til anlegget i 2015 (Posiva, u.å.). IAEAs generaldirektør har omtalt prosjektet som en «game changer» for kjernekraftens bærekraft (IAEA, 2020b). I 2024–2025 er det gjennomført pilotinnkapsling og prøveplasseringer med testelementer uten radioaktivt innhold – et viktig steg før driftstillatelse og oppstart med reelt brensel. Disse trinnene demonstrerer prosessen fra ende til ende: fra transport fra mellomlager, via innkapsling, kontroll og sveising, til senking, plassering og forsegling i deponeringstunnel. Deponiet har en planlagt kapasitet på 6 500 tonn brukt brensel i 3 250 kapsler. Etter om lag 100 års bruk skal det fylles igjen og forsegles.

Svenske myndigheter ga i januar 2022 klarsignal til bygging av deponi for brukt brensel i Forsmark og innkapslingsanlegg i Oskarshamn. I 2024 fikk SKB (Svensk Kärnbränslehantering) miljøtillatelse, og i januar 2025 startet de anleggsarbeid på bakken – første steg i en flerårig byggeperiode før bergarbeid og senere deponering. Planen er å deponere 12 000 tonn brukt brensel i ca. 6 000 kapsler, 500 meter under bakken i stabilt fjell og at anlegget skal være klart for deponering av brukt brensel i løpet av 2030-tallet. Gruve- og deponiløsningen består samlet av rundt 60 km tunneler. Ved ferdigstillelse blir dette verdens andre dype geologiske deponi for brukt brensel. Det er planlagt å være fullt utbygd i 2080 og bli forseglet i 2090 (SSM, 2025).

De dype geologisk deponiene i Sverige og Finland er utviklet for uranbrensel fra dagens kjernekraftverk – andre brenselstyper krever egne vurderinger før godkjenning. Både Sverige og Finland har valgt KBS-3-metoden. Det er viktig å merke seg at konseptene og teknologien som er forsket fram for geologisk dypdeponi i Sverige og Finland gjelder for brensel fra eksisterende kjernekraftverk, ikke for andre typer brensel. Konseptet er f.eks. ikke utviklet og testet for deponering av brensel basert på thorium. Deponiløsninger må forskes fram og godkjennes spesifikt for hver type brensel.

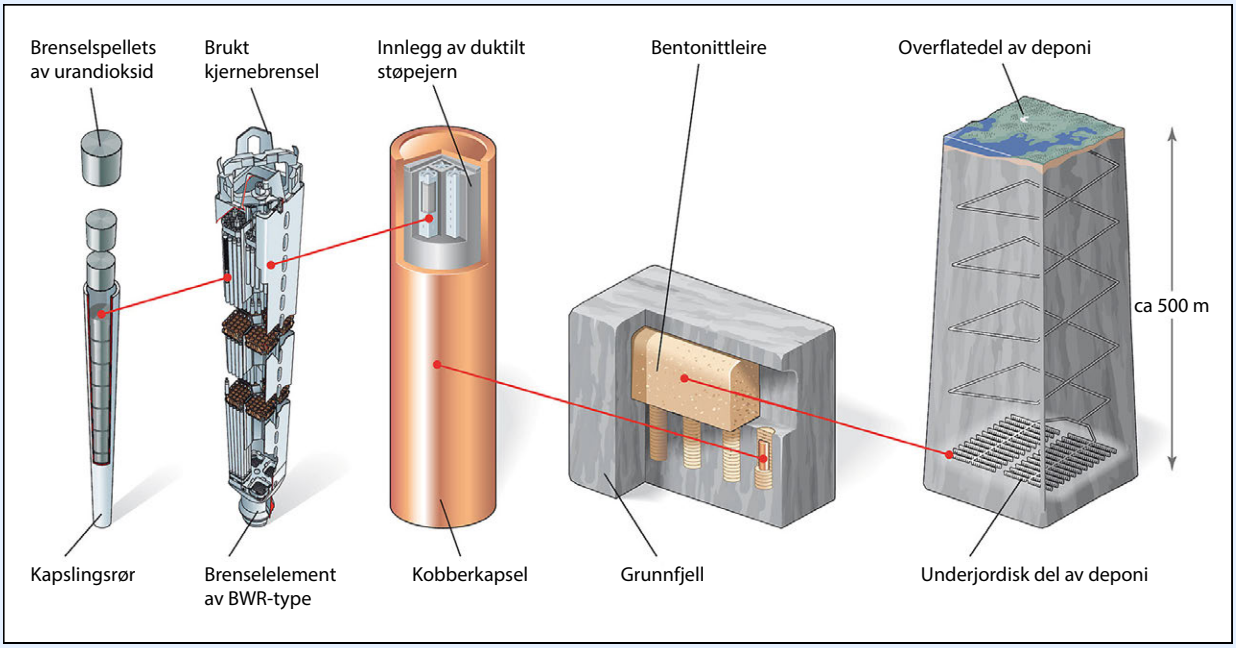
Frankrike utvikler Cigéo i Meuse/Haute-Marne, et dypdeponi i leireformasjoner på rundt 500 meters dyp. Prosjektet har i 2025 fått tilfredsstillende tekniske sikkerhetsvurderinger fra atomtilsynet (ASNR), og planlegger byggestart mot slutten av 2020-tallet (WNN, 2025d). Lagring av langlivet avfall og høyaktivt brensel planlegges i en trinnvis prosess med drift i rundt 100 år før endelig forsegling. Samfunnsaksept og diskusjoner om reversibilitet har vært sentrale temaer i prosessen.

Canada har etter en langvarig prosess valgt området Ignace – Wabigoon Lake Ojibway Nation som vertskap for landets planlagte dypdeponi for brukt brensel. Valget er basert på en kombinasjon av teknisk egnethet og dokumentert lokal vilje (WNMO, 2026). Prosjektet går nå inn i regulato-

Boks 6.6 KBS-3-metoden

Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB) har utviklet en metode for deponering av brukt brensel. Utvikling av metoden har pågått i en periode på 40 år. Metoden KBS-3 (Kärnbränslesäkerhet) bygger på tre sikkerhetsbarrierer: kobberkapsel, bentonittleire og grunnfjellet, som til sammen skal forhindre at radioaktive materialer i brenselet spres til miljøet. Kobberkapslene har innsatser av støpejern, er 5 meter lange og veier 25 tonn når de er fylt med brukt brensel.

KBS-3-metoden benyttes også ved det finske deponiet, ONKALO, som skal være klart for deponering av brensel i løpet av 2026.



Figur 6.8 Sikkerhetsbarrierer i KBS-3-metoden

Kilde: Oversatt fra SKB (2025b).

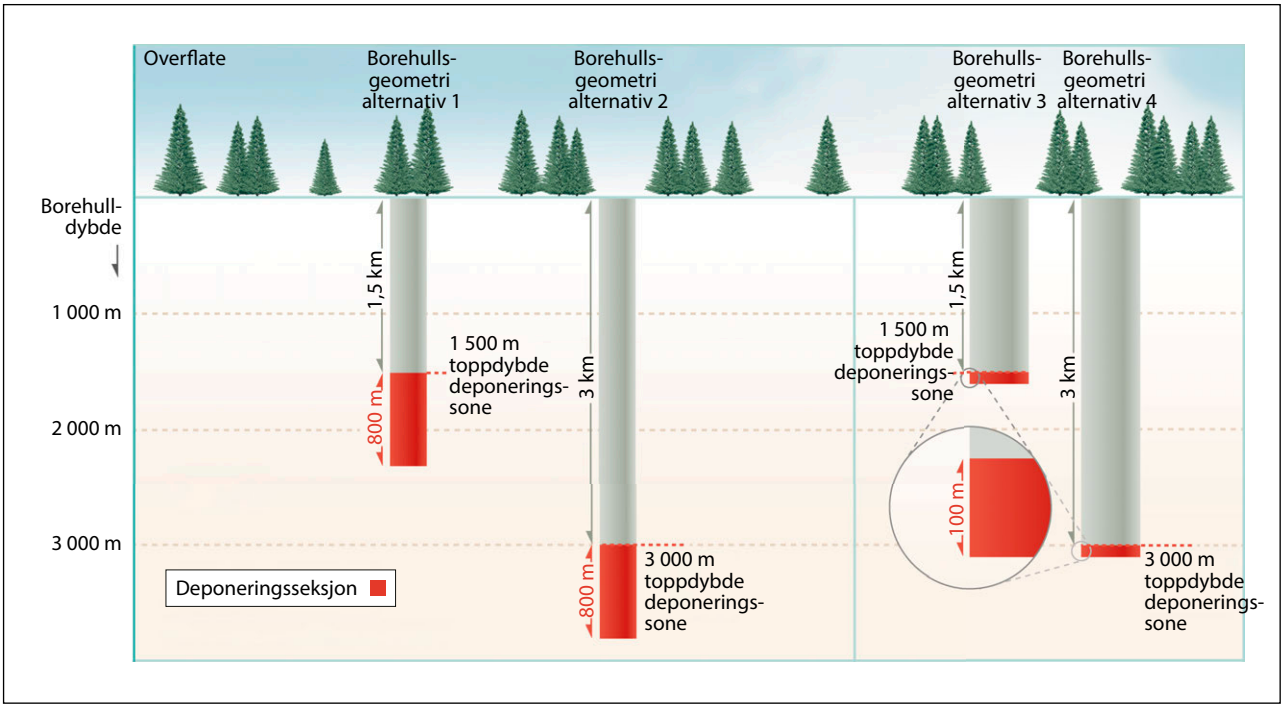
riske vurderinger før detaljplanlegging og utbygging. Canada planlegger også et separat program for et mulig andre dypdeponi for annet høyaktivt avfall (WNN, 2025e).

Storbritannia er i tidlig fase med sitt program for en Geological Disposal Facility (GDF). Arbeidet omfatter blant annet kartlegging av aktuelle områder, dypboringer og dialog med lokalsamfunn for å identifisere frivillige vertskommuner. Prosessen er planlagt som en flerfase-utvikling hvor detaljert geologisk kartlegging skal kunne føre fram til utbygging i flere tiår framover. Første mottak av avfall forventes tidligst på 2050-tallet (GOV.UK, 2024).

USA har ikke en godkjent løsning for endelig deponering. Yucca Mountain er formelt foreslått, men prosjektet mangler politisk støtte og finansiering, og prosessen har stått stille i over ti år. I mellomtiden lagres brukt brensel ved kjernekraftverket og i regionale mellomlagre. Rettstvister om lisensiering og myndighetsansvar pågår, og landet vurderer både nye styringsmodeller og mulige alternativer til Yucca Mountain.

Internasjonale erfaringer viser at vurderinger av geologisk egnethet, flerbarrieresystemer, uavhengig regulering og lokalsamfunnsprosesser er grunnleggende byggesteiner ved etablering av deponi. Land som har lykkes med å få framdrift i prosessen, har kombinert robuste tekniske sikkerhetsanalyser med åpenhet, langsiktige avtaler og et samarbeid med vertskommuner som bygger tillit over tid.

Dype borehull er en lovende, men fortsatt umoden teknologi for deponering av brukt brensel, og mulig alternativ til KBS-3-metoden. Det er flere land som ønsker å utvikle denne teknologien, blant annet Norge ved Norsk nukleær dekommi-



Figur 6.9 Illustrasjon av dype borehull

Kilde: Van Marcke m.fl. (2025)

sjonering (NND). NND har gjennomført en multikriterieanalyse om deponering i dype borehull av brukt brensel fra de norske forskningsreaktorene (se figur 6.9) (Van Marcke m.fl., 2025). IAEA har startet et koordinert forskningsprogram for å øke kunnskapen om dype borehull og få framdrift mot testing av dype borehull som et alternativ til KBS 3-metoden (IAEA, 2023a).

6.4.4 Deponering av brensel fra nye reaktorkonsepter

OECD-NEA og IAEA har de siste årene pekt på at nye reaktortyper, som små modulære reaktorer (SMR) og avanserte konsepter (AMR), gir nye utfordringer. SMR-er som bygger på kjent teknologi for lettvannsreaktorer, kan trolig benytte dagens utviklede og anerkjente deponikonsepter (Vattenfall, 2024b). De nye reaktorkonseptene som benytter brenselstyper som TRISO, HALEU og saltsmeltesystemer (se kapittel 7), kan gi helt andre avfallsformer og kjemiske egenskaper enn dagens reaktorer. Også SMR-er som benytter brensel med høyere anriking enn den dagens lettvannsreaktorer, kan kreve andre løsninger. Ved innføring av ny reaktorteknologi må man tidlig vurdere hvordan sluttbehandlingen skal skje, og tenke 'design for deponering' allerede i utviklingsfasen. Det betyr å sikre at brensel og avfall kan tilpasses sikkerhetskravene i et geologisk deponi.

6.4.5 Ansvar, finansiering og lokalisering

Klare ansvarsforhold for dekommisjonering og avfallshåndtering er avgjørende. For framtidige norske kjernekraftverk er det nødvendig å tydeliggjøre hvem som har det økonomiske, praktiske og juridiske ansvaret for dekommisjonering, avfallshåndtering og til slutt deponering av alt radioaktivt avfall, inkludert brukt brensel. Også når kjernekraftverket er i drift og når det dekommisjoneres, gjelder prinsippet om ansvar – den som produserer avfallet, har det fulle ansvaret for oppryddingen. NND vil, etter at atomanleggene på Kjeller er overført til NND, være det nasjonale organet for håndtering av lavt og mellomradioaktivt avfall i Norge. NND har ikke noen rolle for radioaktivt avfall eller brukt brensel fra eventuelt kjernekraft i Norge, se punkt 10.2.3.

Den som søker om konsesjon, må ha en forpliktende plan for forsvarlig håndtering av produsert radioaktivt avfall, inkludert brukt brensel. Planen skal gjelde hele perioden til avfallet er deponert for endelig forvaring og deponiene er forseglet. For brukt brensel og annet høyaktivt og langlivet avfall anbefales det at konsesjonssøker benytter IAEAs veikart for geologiske deponier som grunnlag for planen. Planen skal redegjøre for hvordan samtlige trinn i IAEAs veikart for dype geologiske deponier blir oppfylt, inkludert nødvendig organisering og finansiering (se boks 6.5). Ettersom det kan gå

Boks 6.7 Fond i Sverige

I Sverige bygges det opp et fond for finansiell dekning av kostnadene ved håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel fra kjernekraftverkene. Fondet finansieres gjennom en avgift per produsert kWh, som operatørselskapene må betale gjennom hele driftsperioden til kjernekraftverkene. I tillegg til avgiften må operatørselskapene stille to typer sikkerhet; finansieringsbeløp og kompenseringsbeløp. Finansieringsbeløpet tilsvarer forskjellen mellom de gjenværende kostnadene for de restproduktene som har oppstått når beregningen gjøres, og de midlene som er betalt inn til fondet. Kompenseringsbeløpet tilsvarer en rimelig vurdering av kostnader som kan oppstå som følge av uplanlagte hendelser.

Innbetalingen skal dekke kostnadene knyttet til deponi, dekommisjoneringen av kjernerkaftverket og forskning som kreves for å gjøre dette mulig. Riksgälden foreslår årlig avgiftsnivået, som besluttes av regjeringen.

Se også punkt 16.

Kilde: SKB (2025b).

flere tiår fra konsesjonssøknaden sendes til faktisk deponering blir aktuelt, bør planen vise hvordan slikt avfall og brukt brensel skal lagres, og når deponering kan starte. Lokalisering, konsesjoner og tillatelser knyttet til bygging og drift av deponier har egne prosesser, og det er innehavers ansvar å følge opp disse. Etter forsegling overtar staten ansvaret for deponiet.

Et deponiprogram strekker seg over generasjoner; derfor må finansieringsmodellen være robust og beskyttet, med klare ansvarsforhold og uavhengig fondsforvaltning. Eier av kjernekraftverk er ansvarlig for å sikre tilstrekkelig finansiering til dekommisjonering og håndtering av alt avfall, herunder etablering og drift av deponier. Det finnes ulike modeller for finansiering, men det grunnleggende kravet er at innehaver skal dekke alle kostnader. Den svenske finansieringsmodellen beskrives i boks 6.7.

Overføring av brukt brensel til deponiet må skje i tråd med internasjonale sikkerhetsregler. Det krever løsninger for å holde oversikt over materialet, samt sikre måling og kontroll fram til deponiet er forseglet. I tillegg må det føres tekniske samtaler mellom landet som skal deponere og IAEA om hvordan forseglingen dokumenteres, slik at kravene oppfylles uten at det går ut over sikkerhet eller drift (IAEA, 1972; 2011b).

Kapittel 7
Teknologistatus for kjernekraft

Et kjernekraftverk kan bygges med forskjellig reaktorteknologi, reaktordesign, størrelse og byggeteknikk. Kjernekraftverk som bygges i dag, benytter i hovedsak samme reaktorteknologi som på 1970- og 1980-tallet, men med nye reaktordesign og byggeteknikker. Hvilken type kjernekraftverk som er aktuelt å bygge i Norge, avhenger blant annet av hvilke reaktordesign som er kommersielt tilgjengelige.

Kapittelet beskriver teknologiutviklingen for kjernekraft frem til i dag og ser på hvilke teknologier og design som kan være aktuelle fremover. Vi presenterer hvilke reaktorer som bygges nå, og prognoser for fremtidig utbygging. Vi beskriver mindre modulære reaktorer (SMR), avanserte modulære reaktorer (AMR) og fusjon. Hvordan kjernekraftverk fungerer, er beskrevet i kapittel 4. Ulike kostnader relatert til bygging, drift og dekommisjonering av kjernekraft, er beskrevet i kapittel 8.

7.1 Ulike generasjoner med kjernekraftverk

Utviklingen av ulike reaktorteknologier og reaktordesign deles normalt opp i fire generasjoner. Siden 1954 er det bygget 653 reaktorer i verden. De er bygget med forskjellige reaktor*teknologi* og ulike reaktor*design*. I starten av 2026 var det 413 reaktorer i drift med en samlet effekt på 377 GW (IAEA, 2026). Utviklingen fra 1954 og fram til i dag kan deles inn i fire ulike generasjoner som vist i figur 7.1. For eksempel ble både kokvannsreaktoren og trykkvannsreaktoren utviklet under generasjon I ved hjelp av flere prototyper, og så videreutviklet en rekke ganger gjennom ulike reaktordesign til de reaktorene som bygges i dag.

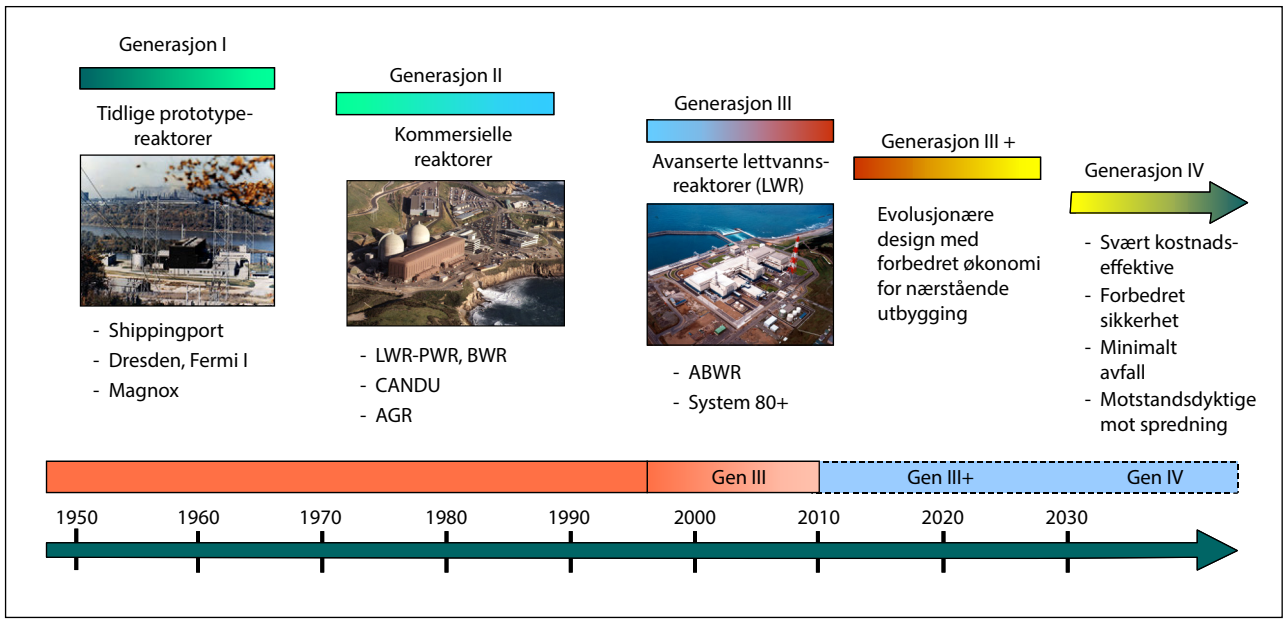
Kjernekraftverk kan i hovedsak deles i tre kategorier: storskala reaktorer, små modulære reaktorer (SMR) og avanserte modulære reaktorer (AMR). Storskala reaktorer utgjør flertallet av reaktorene som er i drift og under bygging i dag. De fleste bygger på eksisterende lettvannsteknologi. De SMR-ene som trolig vil bli realisert først, er basert på videreutvikling av kjent lettvannsteknologi. AMR-er er typisk ikke basert på lettvannsteknologi, og ligger lenger frem i tid. En oversikt over de tre typene er vist i tabell 7.1. I tillegg utvikles det såkalte mikroreaktorer under 10 MW, men de blir ikke vurdert nærmere her.

Reaktorer som bygges og planlegges i dag, er i hovedsak basert på reaktorteknologi klassifisert som generasjon III/III+. Generasjonen I omfatter de første kommersielle reaktorene som ble byg-

Tabell 7.1 Betegnelse på ulike typer kjernekraftverk

Betegnelse	Generasjon	Teknologi	Bygging	Elektrisk effekt
Storskala reaktorer	III/III+	Lettvannsreaktor	Tradisjonell og modulær	Over 1 000 MW
SMR	III/III+	Lettvannsreaktor	Modulær	Mellom 10 og 500 MW
AMR	IV	Lettvannsreaktor, høyttemperatursreaktor, blykjølt reaktor, saltsmeltereaktor og natriumreaktor	Modulær	Mellom 20 og 1 500 MW

Kategoriene er ikke absolutte, det bygges for eksempel storskala reaktorer under 1 000 MW.
Kilder: Tilpasset fra GIF (2026), Kozeracki m.fl. (2024) og Multiconsult & Amentum (2026).



Figur 7.1 Forskjellige generasjoner av reaktorteknologi

Kilde: Tilpasset fra NERAC & GIF (2002).

get, generasjon II utgjør størsteparten av reaktorene som er i drift, og generasjon III/III+ utgjør tilnærmet alle reaktorer som er under bygging nå. I tillegg planlegges og utvikles det flere SMR-er basert på både Generasjon III/III+ og generasjon IV-teknologi.

Generasjon I

Flertallet av dagens kjernekraftverk er basert på reaktorteknologi som ble utviklet på 1950- og 1960-tallet. De første reaktorene som ble bygget etter andre verdenskrig, er i ettertid omtalt som generasjon I reaktorer. Disse reaktorene var mindre prototyper av forskjellige reaktorteknologier som først ble testet ved forskningssentre, og senere tatt i bruk til kraftproduksjon. I denne perioden økte størrelsen på reaktorene fra under 80 MW til 620 MW (Lovering, m.fl., 2016).

USA var en sentral aktør i utviklingen av flere reaktorteknologier. Etter andre verdenskrig satset USA på utvikling av kjernekraft til kraftproduksjon. Flere ulike typer brensel, kjølemedium og moderatorer ble testet i ulike forsøksreaktorer. Erfaringene fra USA viste at trykkvanns- og kokvannsreaktorer hadde færrest tekniske utfordringer, noe som gjorde at videre satsing ble rettet mot disse to reaktortypene (Buck, 1983). Den siste reaktoren fra generasjonen I var Wylfa-1 i Wales som ble satt i drift i 1971 og lagt ned i 2015 (IAEA, 2026).

Generasjon II

Reaktorene fra generasjon II utgjør størstedelen av dagens kjernekraftkapasitet. Generasjon II reaktorer bygger på erfaringene som ble gjort med generasjon I. Den installerte effekten per reaktor økte opptil 1 400 MW for å utnytte stordriftsfordeler. Økningen i installert effekt førte ikke til tilsvarende økning i kostnader (Lovering m.fl. 2020). 83 prosent av reaktorene som er i drift ble bygget i denne perioden, og den mest utbredte reaktorteknologien er lettvannsreaktoren (Preston, personlig kommunikasjon, 28. november).

Flere ulike reaktordesign ble bygget i denne perioden. Selv om de fleste reaktorer som ble bygget var basert på samme reaktorteknologi, ble det bygget mange forskjellige reaktordesign, spesielt i USA. Dette fikk en amerikansk regulator til å uttale «The French have 100 different cheeses and one plant model. We have the opposite!» som et bilde på at Frankrike bygget ut kjernekraft med mer standardisert reaktordesign (Radioactivity.EU, u.å.c). Fordelen med standardisering er at når samme reaktordesign bygges flere ganger og man bygger opp en tilpasset forsyningskjede, kan man oppnå større læreeffekter. En ulempe ved standardiserte reaktordesign, er at en felles svakhet i designet vil ramme flere reaktorer bygget i samme periode (WNA, 2026e).

Generasjon III og generasjon III+

Kjernekraftverk som bygges i dag, er i hovedsak generasjon III eller III+. Forskjellen mellom III og III+ er ikke entydig, noen kilder viser til forbedret sikkerhet gjennom passive sikkerhetssystemer og andre viser til bedre økonomi (Goldberg & Rosner, 2011; NEA, 2021b). Generasjon III og III+ ble utviklet på 1990-tallet, og er basert på design og erfaringer fra generasjonen II. Den første reaktoren i generasjon III var Kashiwazaki-6 i Japan i 1996, og den første reaktoren i generasjon III+ var Novovoronezh-6 i Russland i 2016 (WNISR, 2016). Flere av reaktorteknologiene i generasjon III/III+ er vurdert å være moden teknologi på det høyeste nivået målt etter Technology Readiness Level (TRL) (Multiconsult & Amentum, 2026). Videre utvikling og utbygging må til for å gjøre teknologien kommersielt moden i henhold til Commercial Readiness Index (CRI) (se boks 7.1).

Standardisering og økt effekt per reaktor skulle redusere kostnadene og gi bedre brenselsutnyttelse. En erfaring fra generasjon II, er at selv om det ble bygget mange ulike lettvannsreaktorer, førte mangel på standardisering til sprikende kostnader og reduserte læring mellom utbygginger (Kozeracki m.fl., 2024). Utvikling av mer standardisert reaktordesign skal svare på disse utfordringene (WNA, 2010). I tillegg har flere av reaktordesignene en ytterligere økning i elektrisk effekt sammenliknet med generasjon II, over 1 600 MW. Generasjon III er også utviklet for å utnytte brenselet bedre og oppnå en høyere utbrenningsgrad og bedre evne til fleksibel drift (NEA, 2021a).

Generasjon III og III+ reaktorer har større sikkerhetsmarginer gjennom aktive og passive sikkerhetssystemer. Generasjon III og III+ kjernekraftverk skiller seg fra tidligere generasjoner ved at de i større grad benytter passive sikkerhetssystemer som reduserer sannsynligheten for alvorlig skade. De er også utformet med kraftigere reaktorinneslutning for å motstå ekstreme hendelser som flystyrt (NEA, 2021b).

Generasjon IV

Nye reaktorteknologier under utvikling benytter i hovedsak andre moderatorer og kjølemedier enn lettvann, og brensel med høyere anriking. Neste generasjons reaktorteknologier går under betegnelsen generasjon IV. De kan oppnå høyere driftstemperaturer ved å bruke andre kjølemedier enn lettvann, eller benytte superkritisk vann.[1] De kan oppnå bedre lønnsomhet gjennom høyere utbrenningsgrad, høyere termisk effektivitet, reduserte avfallsmengder ved å reprosessere brukt brensel, og økt sikkerhet ved å bruke kjølemedier som opererer på lavere trykk. Det planlegges å bruke brensel som er anriket til mellom 7 og 20 prosent uran-235 (Buongiorno m.fl., 2018). Generasjon IV-forumet har fokusert på utvikling av seks forskjellige reaktorteknologier.[2] Noen bygger videre på tidligere forsøksreaktorer, mens andre representerer helt nye design (GIF, 2026). De seks teknologiene er: høytemperaturreaktor (VHTR), natriumkjølt rask reaktor (SFR), superkritisk reaktor (SCWR), gasskjølt rask reaktor (GFR), blykjølt rask reaktor (LFR) og saltsmeltereaktor (MSR). Generasjon IV reaktorer utvikles både som storskala, små og mikroreaktorer. Avanserte modulære reaktorer omtales også som AMR-er, og er generasjon IV reaktorteknologi kombinert med en modulær byggeteknikk. Det er to større reaktorer som klassifiseres som generasjon IV i drift i Russland, og fire under bygging, to i Kina, en i Russland og en i India (IAEA, 2025b).

Boks 7.1 TRL og CRI-skalaen

TRL-skalaen, Technology Readiness Level, er en standardisert måte å vurdere modenheten til en teknologi fra idéstadiet til fullskalaproduksjon og markedsintroduksjon. Skalaen har ni trinn, fra TRL-1, hvor grunnleggende prinsipper er observert, til TRL-9 hvor en teknologi er i testet i full skala og klar for kommersialisering.

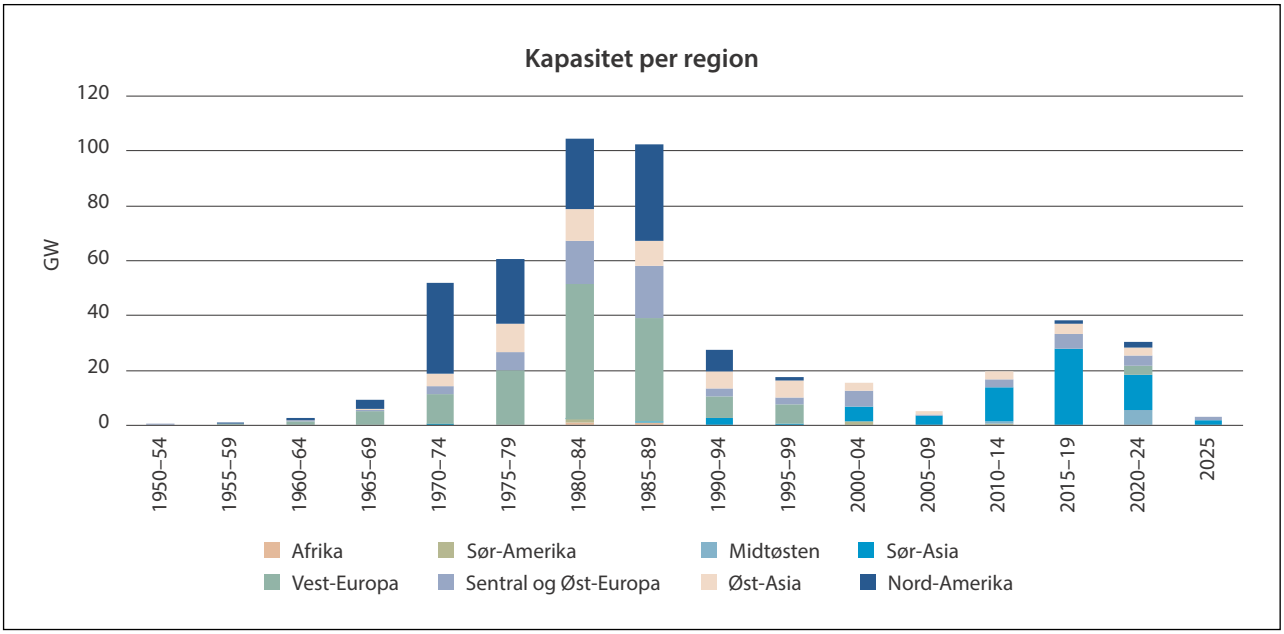
CRL-skalaen, Commercial Readiness Index, er utviklet av Australian Renewable Energy Agency, for å vurdere kommersiell modenhet for fornybar energi. Skalaen har seks nivå, fra CRI-1, hvor teknologien er teknisk tilgjengelig (TRL-9), men mangler verifiserbare kommersielle data, til CRI-6, der teknologien er kommersielt og regulatorisk moden, med etablerte standarder og minimale markeds- eller teknologirisikoer som påvirker investeringsbeslutninger.

Kilde: Arena (2014).

---

1 Superkritisk vann er vann hvor trykk og temperatur overstiger 221 bar og 374 °C.

2 Generasjon IV forumet (GIF) ble etablert i 2001 for å samarbeide internasjonalt om å utvikle fjerdegenerasjonsreaktorer. Per oktober 2025 har GIF sju medlemsland.



Figur 7.2 Utbygging av kjernekraftverk per region fra 1954 til 2025 i GW

Afrika omfatter Sør-Afrika. Vest-Europa omfatter Belgia, Finland, Frankrike, Tyskland, Italia, Nederland, Spania, Sverige, Sveits og Storbritannia. Sør-Amerika omfatter Argentina og Brasil. Sentral- og Øst-Europa omfatter Armenia, Belarus, Bulgaria, Tsjekkia, Ungarn, Kazakhstan, Litauen, Romania, Russland, Slovakia, Slovenia og Ukraina. Midtøsten omfatter De Forente Arabiske Emirater og Iran. Øst-Asia omfatter Japan, Sør-Korea og Taiwan. Sør-Asia omfatter Kina, India og Pakistan. Nord-Amerika omfatter USA, Canada og Mexico.
Kilde: IAEA (2025b).

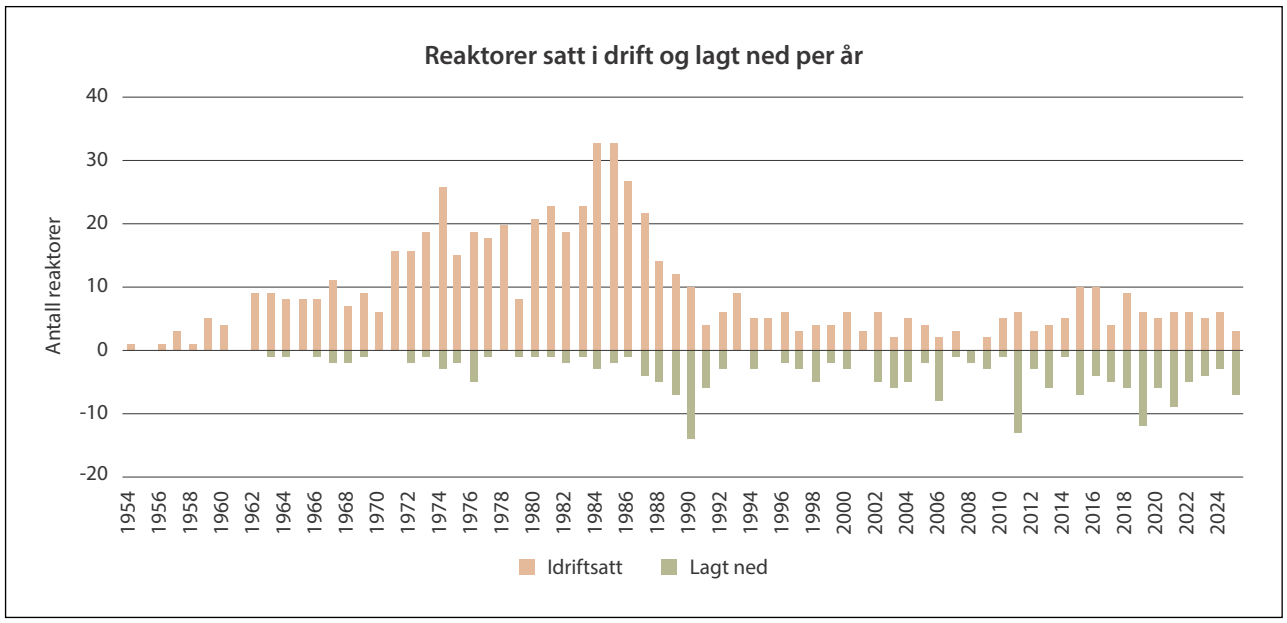
Generasjon IV er i hovedsak under utvikling, og vil trolig ikke bli tilgjengelige før tidligst på 2030-tallet. I en rapport fra 2018 var vurderingen at flere av generasjon-IV-teknologiene er på et lavt TRL-nivå og fremdeles under utvikling. Det antas at reaktorteknologier som bruker natrium som kjølemedium og høytemperatur gasskjølte reaktorer kan komme i drift først fra 2030. Kommersielle tilgjengelighet vil være aktuelt mellom 2030 og 2050. Øvrige reaktorteknologier er først antatt å komme etter 2050 (Buongiorno m.fl., 2018). Multiconsult & Amentum (2026) antar en TRL mellom 2 og 7 for de seks reaktorteknologiene i generasjon IV, hvor natriumreaktoren antas å være på nivå 7.

Det er utformingen av kjernekraftverkene, både for generasjon III og IV, som gir størst potensial for å redusere byggekostnadene. Byggekostnadene kan reduseres mer gjennom design-utvikling enn gjennom teknologiutvikling. (Buongiorno m.fl., 2018). OECD-NEA skriver at liberalisering av elektrisitetsmarkeder og økende andeler av fornybar energi i kraftsystemet både gir utfordringer og muligheter for AMR-er. De vurderer at avhengig av teknisk modenhet kan slike reaktorer settes i drift rundt 2050 (NEA, 2021a).

7.2 Utbygging av kjernekraftverk

Utbyggingstakten til kjernekraft har variert mellom regioner og over tid. De fleste kjernekraftverkene ble bygget i Vest-Europa og Nord-Amerika på 1970- og 1980-tallet. Disse kjernekraftverkene ble hovedsakelig bygget i regulerte energimarkeder, hvor avkastning på investeringen var sikrere enn i deregulerte markeder (WNA, 2026f). Over 200 GW med ny kapasitet ble ferdigstilt i løpet av 1980-tallet. Deretter falt utbyggingstakten på 1990-tallet før kjernekraft fikk et oppsving på slutten av 2010-tallet (se figur 7.2). Figuren viser hvor mange gigawatt (GW) ny kjernekraftkapasitet som er bygget i ulike regioner.

Motivasjonen for å bygge kjernekraftverk har bl.a. vært knyttet til energisikkerhet og reduserte klimagassutslipp. I flere land ble kjernekraft først utviklet både til militære og sivile formål, der den militære delen senere ble forlatt. Kapittel 16, som omhandler fremveksten av dagens kjernekraft i seks forskjellige land, gir eksempler på den tidlige tilnærmingen til kjernekraftteknologi. Investeringene i kjernekraft nådde en topp på 1980-tallet, da flere industrialiserte land ønsket å redusere importen av fossile brensler som følge av oljekrisene på 1970-tallet. Etter Tsjornobyl-ulykken i 1986 stoppet investeringene nesten helt opp, og flere land avvi-

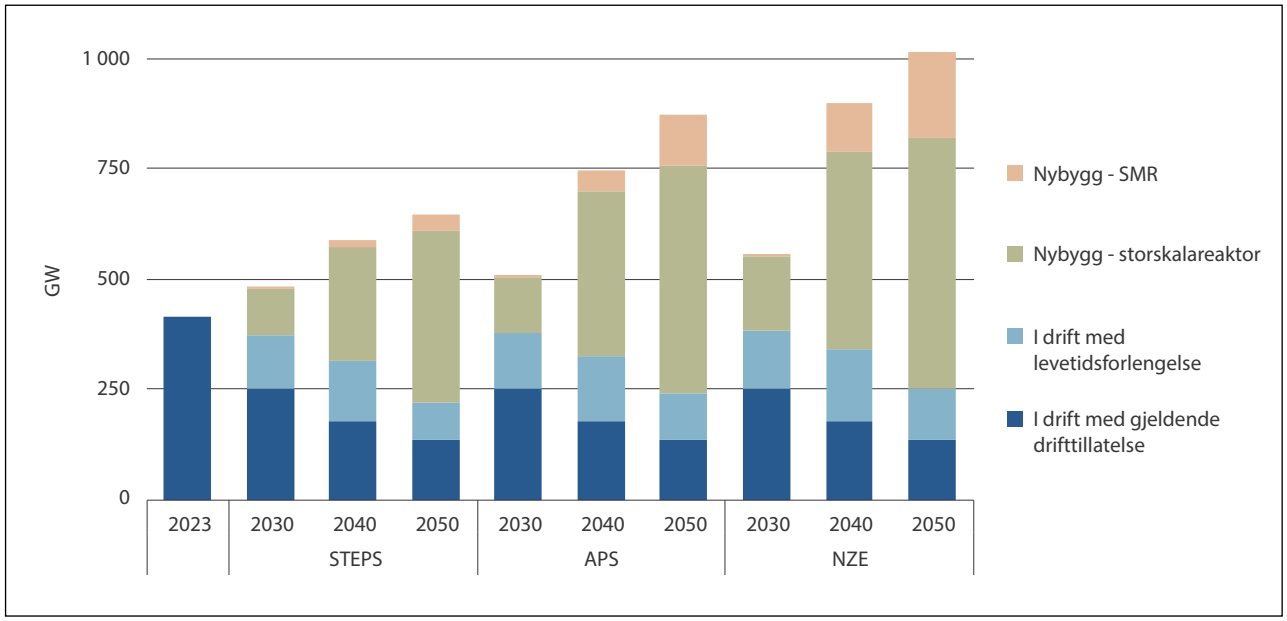


Figur 7.3 Reaktorer satt i drift og lagt ned per år fram til 2025

Kilde: IAEA (2025b).

klet kjernekraftprogrammene sine (IEA, 2025a). Flere land viser nå til at kjernekraft er nødvendig for å dekke en voksende etterspørsel etter energi, eller for å etablere kraftproduksjon med lave utslipp av klimagasser og/eller andre partikler (IAEA, 2025a).

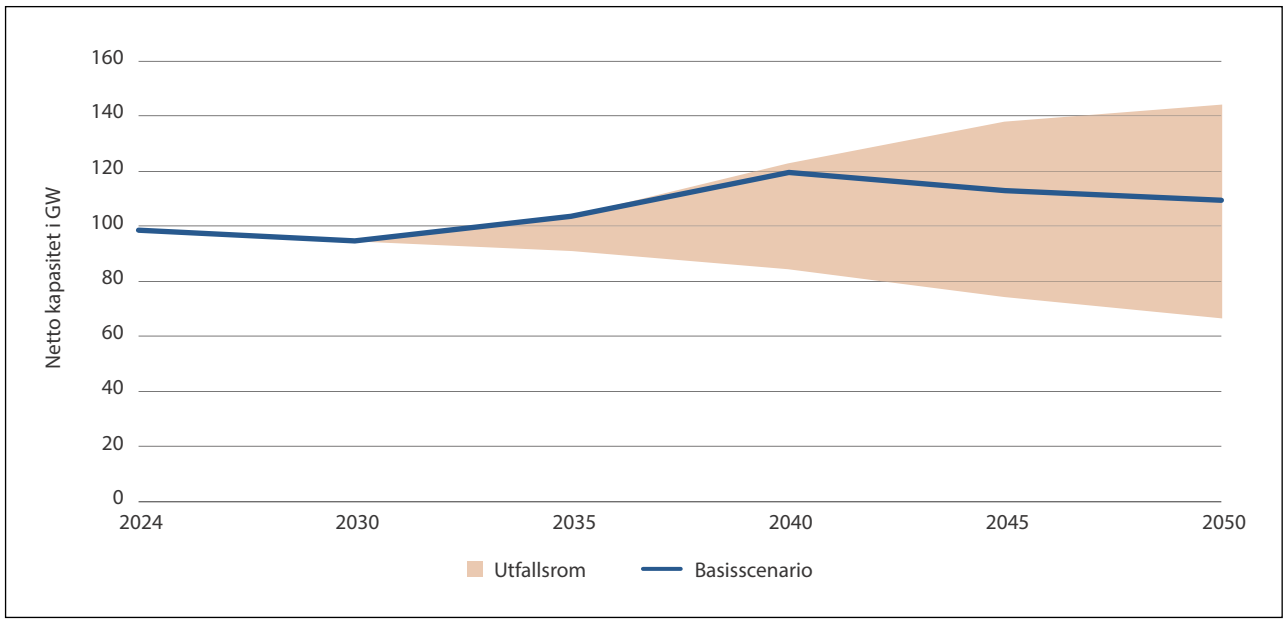
En betydelig andel reaktorer som er blitt påbegynt, spesielt i USA, ble aldri fullført. Som følge av redusert vekst i strømforbruk, økte byggekostnader, økende motstand mot kjernekraft og ulykken ved kjernekraftverket Three Mile Island i 1979, ble 67 planlagte reaktorer kansellert i USA på 1980-tallet (EIA, 2017). Totalt har 100 reaktorer blitt kansellert i USA, hvorav nær halvparten var under bygging (Patel, 2018). Totalt er det startet bygging av 803 reaktorer globalt, hvorav 653 er satt i drift.[3]



Figur 7.4 Global kjernekraftkapasitet i ulike scenario

STEPS: IEA sitt anslag for global kjernekraftkapasitet for tre ulike scenario frem til 2050. De ulike scenarioene er: STEPS: Stated Policies Scenario; APS: Announced Pledges Scenario; NZE: Net Zero Emissions by 2050 Scenario.

Kilde: IEA (2025a).



Figur 7.5 Kjernekraftkapasitet i EU i GW

Antatt utvikling av kjernekraftkapasitet i EU i basis-scenarioet og med et utfallsrom.
Kilde: Europakommisjonen (2025a).

Flere reaktorer er under bygging, men 95 reaktorer, i 20 land, er stanset eller avbrutt etter at bygging ble påbegynt (WNISR, 2025). Av de 653 reaktorene som er satt i drift, er 208 lagt ned. Figur 7.3 viser antall kjernekraftverk satt i drift og lagt ned per år ved utgangen av 2025 (IAEA, 2026).

Kina og Russland dominerer utbyggingen av nye kjernekraftverk i dag. Ved starten av 2026 var det 69 reaktorer med en total effekt på 75 GW under bygging i 13 land. Kina og Russland er de største aktørene. 37 reaktorer er under bygging i Kina og russisk reaktordesign benyttes i 27 reaktorer i Tyrkia, Egypt, India, Bangladesh, Slovakia, Ungarn, Kina og Russland. De fleste reaktorene under bygging er storskala lettvannsreaktorer basert på generasjon III og III+ teknologi (WNA, 2026g).

Flere land har ambisjoner om en kraftig økning i kjernekraftkapasitet. På FNs klimatoppmøte i 2023 og 2025 forpliktet 33 land seg til å tredoble kjernekraftkapasiteten innen 2050 (IAEA, 2025a). USA har økt ambisjon fra å tredoble kapasiteten fra omtrent 100 til 300 GW, til å firedoble den innen 2050 (DOE, 2024; WNA, 2026h). IEA har laget tre mulige scenarioer for utvikling i kjernekraftkapasitet frem mot 2050 som vist i figur 7.4. De tre scenarioene er basert på antatt politikk, annonserte forpliktelser og et scenario for å oppnå netto nullutslipp i 2050, henholdsvis STEPS, APS og NZE. Kjernekraftkapasiteten i disse scenarioene varierer mellom 650 og 1 000 GW i 2050 (IEA, 2025a).

Europakommisjonen antar en moderat økning i kjernekraftkapasitet i EU. I basisscenarioet, som tar hensyn til levetidsforlengelser av eksisterende kjernekraftverk og nye utbygginger, anslår Europakommisjonen en liten kapasitetsvekst frem mot 2050. Samtidig peker de på et stort utfallsrom, (se figur 7.5). Kapasiteten kan falle dersom levetidsforlengelser ikke gjennomføres og nye kjernekraftverk ikke realiseres. Kapasiteten øker hvis alle kjernekraftverk driftes i 70–80 år og det bygges nye (Europakommisjonen, 2025a).

Framskrivinger av kapasitet varierer og er usikre. Tidligere anslag for utvikling av kjernekraft har variert betydelig. På midten av 1970-tallet ble det anslått en kapasitet i OECD-landene på mellom 700 og 1 000 GW i 1990 og mellom 2 000 og 4 000 GW i 2005 (Bodansky, 2004). Årlige fram-

Tabell 7.2 Anslag for global kjernekraftkapasitet, i GW

Scenario	2010	2015	2020	2025
2050 – lav	590	371	363	561
2050 – høy	1 415	964	715	992

Tabellen viser antatt kjernekraftkapasitet i 2050 i rapporter som ble utgitt i 2010, 2015, 2020 og 2025.
Kilder: IAEA (2010; 2015; 2020c; 2025c).

[3] Definisjonen til IAEA på «satt i drift» er at verkene er koblet til strømnettet (IAEA, 2026)

skriver fra IAEA viser at lave og høye anslag for kjernekraft i 2050, rapportert for årene 2010, 2015, 2020 og 2025, har variert mellom 363 og 1 415 GW (se tabell 7.2) (IAEA, 2010; IAEA, 2015; IAEA, 2020c; IAEA, 2025c). Det høyeste anslaget i denne perioden kom året før ulykken ved Fukushima (IAEA, 2010).

7.3 Små modulære reaktorer (SMR)

Små modulære reaktorer er en samlebetegnelse på en type reaktor som er under utvikling i flere land. IAEA definerer en SMR som en avansert reaktor med en elektrisk effekt mellom 10 og 300 MW, betydelig mindre enn tradisjonelle storskala reaktorer, og bygget ved hjelp av moduler. Reaktorer under 10 MW er definert som mikroreaktorer (IAEA, 2023b). Noen SMR-design planlegges med en effekt over 300 MW, og definisjonen er derfor ikke absolutt. Det amerikanske energidepartementet legger til grunn at en SMR har en effekt mellom 50 og 350 MW (Kozeracki, m.fl, 2024). I vår omtale av SMR-er inkluderer vi reaktordesign inntil 500 MW for å dekke flertallet av aktuelle SMR-design. Vi definerer SMR-er som reaktorer basert på kjent reaktorteknologi med lettvann og lavanriket uran og som klassifiseres som generasjon III/III+ teknologi. Reaktorer basert på andre kjølemedier, mellomanriket uran og er klassifisert som generasjon IV, defineres som avanserte modulære reaktorer (AMR-er), (se punkt 7.4). Ved starten av 2026 var det tre SMR-er i drift, en i Japan, en i Kina og en i Russland (IAEA, 2026b).[4]

7.3.1 Et alternativ til storskala reaktorer

Utbygging av storskala reaktorer i vestlige land har støtt på store utfordringer. På begynnelsen av 2000-tallet var det planlagt flere storskala reaktorer i vestlige land, 32 bare i USA, i det som ble omtalt som kjernekraftrenessansen (Gaio, 2009). Planene omfattet både reaktorer av generasjon III og III+. I etterkant er omfanget sterkt redusert, med bare to fullførte reaktorer i USA og store forsinkelser og kostnadsoverskridelser for utbygginger i Europa. Medvirkende årsaker til utfordringene i denne perioden var konkurranse fra billig skifergass i USA, Fukushima-ulykken og problemer ved bygging som førte til konkurs hos flere store leverandører, som Westinghouse i USA, Areva i Frankrike og AECL i Canada (Duffey & Pioro, 2019).

SMR-er utvikles for å redusere utbyggingsrisikoen gjennom raskere og rimeligere utbygging enn for storskala reaktorer. Etter flere dårligere erfaringer fra utbygging av storskala reaktorer i USA og flere europeiske land på 2000-tallet, har fokus skiftet til mindre modulære reaktorer for å redusere forsinkelser og kostnader. Reaktorutviklere fremhever at en større del av reaktoren kan prefabrikkeres som moduler i egne fabrikker, for deretter å monteres og ferdigstilles på tomten til kjernekraftverket (NEA, 2016). Mindre reaktorer gjør det mulig å benytte flere standardiserte komponenter fra andre termiske kraftverk (GE Vernova, 2025).

En høy grad av modulisering er viktig for å oppnå kostnadsreduksjoner. Det amerikanske energidepartementet anslår at mer enn 50 prosent av byggingen må foregå under fabrikkforhold for å realisere potensialet for kostnadsbesparelser for SMR-er (Kozeracki, m.fl., 2024). Uten dette risikerer SMR-er å bli tradisjonelle anleggsprosjekt.

Modulbasert design kan redusere byggetiden for storskala reaktorer. Storskala reaktorer har tradisjonelt blitt bygget på anleggstedet. Flere nye storskala reaktordesign, som AP1000 fra Westinghouse, består av flere større moduler som produseres i egne fabrikker. Byggingen av de første AP1000-reaktorene i USA hadde kvalitetsutfordringer med de fabrikkproduserte modulene som førte til at arbeid måtte gjøres om igjen og førte til forsinkelser. Nyere erfaringer, fra bygging av den kinesiske versjonen av AP1000 reaktoren i Kina, tyder på at flere utfordringer er løst og at byggetiden kan reduseres betydelig sammenlignet med de første AP1000-reaktorene som ble bygget både i USA og Kina (Spangler, 2025).

For å realisere kostnadsreduksjoner må det bygges flere standardiserte reaktorer. En faktor for å realisere reduserte kostnader, er utvikling av noen standardiserte reaktordesign som kan godkjennes i flere land med færre egne nasjonale tilpasninger. I tillegg må det bygges flere reaktorer for høste læring fra hver utbygging (se punkt 8.1.5). IAEA har satt ned en arbeidsgruppe for å harmonisere og standardisere regulering omkring SMR-er internasjonalt (IAEA, 2025d).

7.3.2 Mange ulike design under utvikling

OECD-NEA har identifisert 127 SMR-design under utvikling, med ulik grad av modenhet. De fleste bygger på teknologi som kan plasseres i generasjon III/III+ eller generasjonen IV. I oversikten har de

[4] SMR-en i Russland består av to individuelle reaktorer på en lekter. I tillegg er det en mikroreaktor på 2,5 MW i drift i Kina, under grensen til SMR (IAEA, 2026b).

Tabell 7.3 Oversikt over SMR-er og AMR-er under bygging og i drift

Land	Reaktor under bygging	Reaktorutvikler	Effekt i MW[1, 2, 3]	Reaktor i drift	Reaktorutvikler	Effekt i MW
Kina	ACP100	CNNC	125	HTR-PM		200
Russland	BREST-OD-300	NIKIET	300	KLT-40 S	ROSATOM	2 x 32
Japan				HTTR	JAEA	–
Argentina	CAREM	CENA	25			
USA	Hermes	Kairos	-			
Canada	BWRX-300[3]	GE-Hitachi	300 x 4			

[1] Hermes og HTTR er forsøksreaktorer som ikke har som formål å produsere strøm. Hermes er en saltsmeltereaktor på 35 MW termisk effekt. HTTR er en høytemperatur gasskjølt reaktorer på 30 MW termisk effekt.

[2] HTR-PM, Hermes, HTTR og BREST-OD-300 er klassifisert som generasjon IV reaktor.

[3] Ved starten av 2026 har ikke den første sementen (first concrete) blitt støpt.

Kilder: NEA (2025a) og IAEA (2026).

vurdert de 82 teknologiene med mest tilgjengelig informasjon. De vurderer at enkelte SMR-design basert på lettvannteknologi nærmer seg TRL 8 til 9, men at den reelle flaskehalsen ligger utenfor selve reaktorteknologien i kategoriene: lisensiering, plassering, finansiering, leverandørkjede og brenselstilgang. I OECD-NEAs «SMR Dashboard» måles modenhet langs disse dimensjonene – altså en «system-TRL» for utrulling, ikke bare komponent-TRL (NEA, 2025a). Multiconsult og Amentum vurderer at SMR-er basert på lettvannsteknologi å ha en TRL på 7 til 8 (Multiconsult & Amentum, 2026).

Flere SMR-er er basert på videreutvikling av eksisterende lettvannsteknologi. Mange SMR-er er utformet for å bruke eksisterende eller lett modifisert lavanriket brensel og fungerer i praksis på samme måte som storskala reaktorer (Eriksson, m.fl. 2025). Lettvannsbaserte SMR-er planlegges blant annet ved Ringhals i Sverige, Wylfa i Storbritannia og Darlington i Canada. Ved Darlington pågår det forberedende grunnarbeid (se punkt. 12.1.2).

Fem SMR-er er under bygging og tre er i drift. I den siste oversikten til OECD-NEA, med data fra februar 2025, var sju SMR-er under bygging eller i drift, (se tabell 7.3). I tillegg er det siden 2022 utført grunnarbeid for bygging av den første av fire planlagte SMR-er ved Darlington i Canada (WNN, 2022). Konsesjonæren, Ontario Power Generation (OPG), fikk i april 2025 tillatelse til å bygge den første reaktoren. Driftstilatelse er avhengig av en ny vurdering av myndighetene etter ny søknad fra OPG (CNSC, 2025). Etter planen skal reaktoren settes i drift i løpet av 2030 (OPG, 2025).

Flertallet av SMR-design er under utvikling og ikke sertifisert for bygging ennå. Design som enten ikke benytter lettvannsteknologi eller bruker brensel med anrikning høyere enn 5 prosent uran-235, har lavere TRL-verdi og det vil derfor ta lengre tid før de kan realiseres. Mange av reaktordesignene er avhengige av brensel som per i dag ikke er lisensiert eller kvalifisert til bruk. Det betyr at de må utvikle andre typer brensel enn standard UO_2 eller TRISO-brensel[5] (NEA, 2025a). Brensel med anriking over 5 prosent og bruk av andre materialer, krever etablering av nye eller oppgradering av eksisterende forsyningskjeder for både brenselproduksjon og håndtering av brukt brensel.

Ett SMR-design er godkjent i USA og flere er under vurdering i andre land. Både storskala kjernekraftverk og SMR-er må gjennom godkjenningsprosesser som kan ta fem til ti år, avhengig av hvor ferdig designet er, graden av nyvinning og kompetansen til de regulatoriske myndighetene. Flere SMR-design har søkt om godkjenning i USA, Storbritannia, Sør-Korea og Russland (Multiconsult & Amentum, 2026). I OECD-NEA sin oversikt er det syv reaktordesign som har byggetillatelse og tre som har driftstillatelse (NEA, 2025a). I USA er NuScale sitt SMR-design, NuScale US600, ett av sju godkjente reaktordesign, hvor de øvrige er storskala reaktorer (NRC, 2025). Den første planlagte utbyggingen av Nu-

[5] TRISO eller TRi-structural ISOtropic, er en type brensel hvor uran pakkes inn i en kule av karbon og silisiumkarbid.

Scale sin SMR i Utah i USA ble kansellert etter at prosjektet ikke klarte å tiltrekke mange nok kunder (WNN, 2023).

SMR-er utformes for å redusere sannsynligheten for ulykker. Den reduserte størrelsen til SMR-er, i mange tilfeller under 300 MW, betyr at det er mindre brensel i reaktoren under drift sammenlignet med en storskala reaktor. Dette reduserer både mengden radioaktivitet som kan unnslippe ved en ulykke og restvarmen som utvikles i reaktoren. Reduserte nivå av restvarme gjør at flere design har tilstrekkelig tilgang på vann i kjølekretsen til å kjøle ned reaktoren ved hjelp av passive sikkerhetssystem. I tillegg planlegger flere design å ta i bruk ulykkesbestandig brensel som tåler høyere temperaturer (NEA, 2025a).[6]

SMR-er kan være enklere å plassere fordi de har mindre effekt. I kraftsystem vil en eller flere storskala reaktorer på over 1 000 MW utgjøre en stor produksjonsenhet som kan være utfordrende å integrere i kraftnettet. En eller flere SMR-er på noen hundre MW, kan integreres enklere (Multiconsult & Amentum, 2026).

En større utbygging av SMR-er kan bli aktuelt rundt 2040, forutsatt vellykket drift av de første anleggene. Dersom de første SMR-ene settes vellykket i drift i første halvdel av 2030-tallet, vil en større utbygging med flere SMR-er på flere plasseringer være realistisk fra 2040 (Multiconsult & Amentum, 2026).

7.4 Avanserte modulære reaktorer (AMR)

Avanserte modulære reaktorer (AMR) er en samlebetegnelse for en ny type reaktorer som er under utvikling. AMR-er er reaktorer basert på generasjon IV reaktorteknologi som skal bygges ved hjelp av modulær byggeteknikk. Det som skiller en AMR fra en SMR, er i hovedsak at en AMR bruker andre typer kjølemedium eller moderator enn lettvann, og har en høyere anrikingsgrad i brenselet. De to generasjon IV reaktorene som er i drift i Russland, er bygget med tradisjonell byggeteknikk.

Det gjenstår en del utviklingsarbeid før AMR-er er tilgjengelig på markedet. Det amerikanske energidepartementet skriver at man har begrenset driftserfaring med reaktorer basert på generasjon IV teknologi, og at de kanskje vil gjennomgå større designendringer etter bygging og drift av de første demonstrasjonreaktorene (Kozeracki, m.fl., 2024). De understreker at utvelgelse av noen design og standardisering, er avgjørende for å redusere byggekostnadene. (For mer informasjon om ulike AMR-design, se Multiconsult & Amentum, 2026).

Høyere driftstemperaturer åpner for nye bruksområder. Flere AMR-er utvikles for å produsere varme med høyere temperaturer enn dagens lettvannsreaktorer. Dette gjør det mulig å enten bruke gassturbiner for å oppnå en høyere elektrisk virkningsgrad, eller bruke varmen direkte til industrielle prosesser som krever temperaturer over 300 °C.

Høyere anrikning og nye brenselstyper vil kreve etablering av nye forsyningskjeder. Flere AMR-design benytter MEU eller HALEU-brensel, som krever utvidelse av eksisterende anrikingsanlegg eller bygging av nye som kan anrike til høyere nivå. Noen brenselstyper krever også ny utforming av brenselet. Høyere anriking og annen utforming av brensel gjør at det ikke finnes etablerte løsninger for sluttbehandling av det brukte brenselet. I tillegg planlegges mange AMR-er for å kunne reprosessere brenselet, noe bare et fåtall aktører gjør i dag.

Noen få reaktordesign utformes for å bruke thorium som brensel. I OECD-NEA sin oversikt over SMR-er, er to av 74 design basert på thoriumbrensel (NEA, 2025a). I Kina er det en 2 MW termisk saltsmeltereaktor prototype i drift som benytter brensel med 20 prosent anriket uran og thorium. Planen er å bruke erfaringen fra prototypen til å bygge en 100 MW termisk saltsmeltereaktor (WNN, 2025a).

7.5 Fleksibel drift av kjernekraftverk

Historisk driftes kjernekraftverk på jevn og høy effekt. Slik drift gir best utnyttelse av brenselet og minimerer mekanisk stress på komponenter i reaktoren. De fleste kostnadselementene til et kjernekraftverk er faste utgifter eller allerede påløpte kostnader, derfor vil en eventuell reduksjon av kraftproduksjon ikke gi signifikant reduserte driftskostnader, men reduserte inntekter (Multiconsult & Amentum, 2026).

Det finnes tre ulike metoder for fleksibel drift. Ofte blir de tre metodene brukt om hverandre. Ved frekvensrespons driftes den enkelte reaktoren på mindre enn full effekt og varierer effekten automatisk på signal fra kraftnettet. Under profildrift variere effekten periodisk ved å følge daglige variasjoner i strømforbruket, for eksempel redusert forbruk om natten og høyere forbruk om

[6] Passive sikkerhetssystem og ulykkesbestandig brensel kan også benyttes i storskala reaktorer.

dagen. Ved lastfølging justerer reaktoroperatøren effekten på kort varsel når nettselskapet gir beskjed om det (Multiconsult & Amentum, 2026).

Fleksibel drift kan gjennomføres på tre ulike måter. Den første måten er reaktivitetskontroll, hvor blant annet kontrollstaver føres inn og ut av reaktoren for å endre effekten. Reaktiviteten i en trykkvannsreaktor kan også endres ved å justere nivået av borsyre i primærkretsen, mens i en kokvannsreaktor kan effekten endres ved å justere vanngjennomstrømming i reaktoren. En annen metode er å omdirigere damp forbi dampturbinen for å endre den elektriske effekten. Den tredje måten er å bruke varme til fjernvarme eller bruke overskuddsenergi til å produsere hydrogen (Multiconsult & Amentum, 2026).

Det finnes flere eksempler på at storskala kjernekraftverk har blitt driftet fleksibelt. Erfaringer spesielt fra Frankrike, men også Tyskland, Belgia, Canada, Norden, Slovakia og USA, viser at kjernekraftverk har blitt driftet i lastfølgende modus. I Europa er det krav om at storskala reaktorer skal kunne variere mellom 50 og 100 prosent effekt daglig, med en endring på 3 til 5 prosent per minutt (Multiconsult & Amentum, 2026).

Fleksibel drift kan føre til økt belastning på flere komponenter. I Tyskland hadde reaktorene egne «utmattings»-budsjett for hvor mange ganger de kunne justere effekten opp og ned. Reaktorene kunne blant annet justere effekten 15 000 ganger mellom 100 – 60 – 100 prosent. Undersøkelser har vist at enkle lastfølgende regimer ikke har ført til utmatting på komponenter (Multiconsult & Amentum, 2026).

Fleksibel drift fører til en lavere samlet kraftproduksjon over året. Når en reaktor driftes med redusert effekt, reduseres også samlet energiproduksjon. I Frankrike er det estimert at lastfølging fører til en gjennomsnittlig reduksjon i samlet produksjon på 1,2 prosent (NEA, 2011). En reaktor som driftes på 50 prosent effekt sparer noen prosent i driftskostnader, mens inntektstapet er proporsjonalt med strømmen som ikke produseres (Multiconsult & Amentum, 2026).

Økende mengder variabel kraftproduksjon fra vind og solkraftverk øker verdien av fleksibilitet. Flere kraftsystem verden over får en større andel fornybar kraftproduksjon med varierende produksjonsprofil. Dette gjør at muligheten til å justere effekten i kjernekraftverk blir mer verdifull (Multiconsult & Amentum, 2026). I Europa og andre regioner har det vært et økende antall timer med negative strømpriser, spesielt på solrike og vindfylte dager (IEA, 2026).

Flere SMR-er og AMR-er designes for fleksibel drift. Siden nesten ingen slike reaktorer er bygget, er det vanskelig å bedømme hvor fleksible de er. De fleste SMR-designene har mindre termiske masse og kortere kjølekretser som kan gi i raskere respons. Mye av fleksibiliteten til mindre reaktorer kommer av at samme kapasitet kan bygges med flere enheter av sammenlignet med storskala reaktorer. Hver reaktor kan bidra med roterende reserve og bidra med mindre effektendringer (Multiconsult & Amentum, 2026).

7.6 Fusjon som mulig kraftkilde

Fusjonskraftverk frigjør energi ved å føre lette atomer sammen. I motsetning til tradisjonelle kjernekraftverk basert på fisjon, der energi frigjøres ved å dele tunge kjerner av uran og plutonium, frigjøres energi i fusjonskraftverk ved å smelte sammen lette atomkjerner, som hydrogenisotopene deuterium og tritium. Denne prosessen frigjør enorme mengder energi som på samme måte som i fisjonskraftverk, kan varme opp vann som produserer varm damp og elektrisitet.

Fusjonsprosessen produserer langt færre radioaktive isotoper enn tradisjonell kjernekraft. I motsetning til fisjon, danner fusjonsreaktorer ikke langlivede radioaktive isotoper. Nøytronstrålingen fra fusjon gjør materialene som omslutter reaktoren radioaktive, men disse vil ha halveringetid fra noen tiår til noen hundre år (UiT, 2025).

Ressurstilgangen er tilnærmet uendelig. De to isotopene som trengs til fusjon, deuterium og tritium, finnes i store mengder i naturen og gjør det teoretisk mulig drifte fusjonskraftverk i millioner av år.

For å oppnå en fusjonsreaksjon, kreves svært høy temperaturer og høyt trykk. Kombinasjonen av høy temperatur og høyt trykk gjør at atomkjernene kan overvinne den elektriske frastøtningen og smelte sammen. Det finnes to hovedmetoder for å oppnå dette: magnetisk innelukking og inertial innelukking.

- Magnetisk innelukking, er ansett å være den mest lovende metoden for langsiktig og stabil energiproduksjon. Her brukes sterke magnetfelt til å holde det ladede plasmaet på plass til temperaturen blir høy nok til at atomkjernene smelter sammen og frigjør energi. Oppvarmingen skjer ved hjelp av radiobølger eller innskyting av høyenergetiske partikler
- Intertial innelukking innebærer at laser- eller partikkelstråler brukes for å komprimere og varme opp mindre kapsler med fusjonsbrensel.

Strålene presser kapslene sammen så de får ekstrem tetthet og temperatur, slik at fusjon kan oppstå. Denne metoden, har nådd flere viktige milepæler de siste årene.

Forskning på fusjon har fått et oppsving de siste fem årene. Det er blitt forsket på fredelig anvendelse av fusjon siden 1950-tallet. De siste årene har interessen for fusjon økt, og antall ulike prototyper for fusjon har økt fra 119 i 2021 til 172 i 2025. Samtidig har investeringer i utvikling av fusjonsteknologi økt fra under en halv milliarder dollar per år i perioden mellom 2010 til 2020, til mellom en og fire milliarder dollar per år i årene etter 2020. Privat finansiering står for en tredjedel av dette (IAEA, 2025e).

Før fusjonsteknologi kan tas i bruk i storskala kraftverk, må flere teknologiske barrierer overvinnes. For magnetisk innelukking er en av de største utfordringene å holde plasmaet – med temperaturer på over 100 millioner grader – stabilt, og forhindre at det kommer i kontakt med reaktorveggen. Et stort internasjonalt samarbeidsprosjekt for å bygge en fusjonsreaktor startet i Frankrike i 2007, ITER, med planlagt ferdigstilling på midten av 2030-tallet (UiT, 2025). Etter planen skal ITER produsere 500 MW termisk effekt, men ikke konvertere varmen til strøm. Reaktoren skal demonstrere teknologien og danne grunnlag for fremtidige fusjonskraftverk (ITER, u.å.).

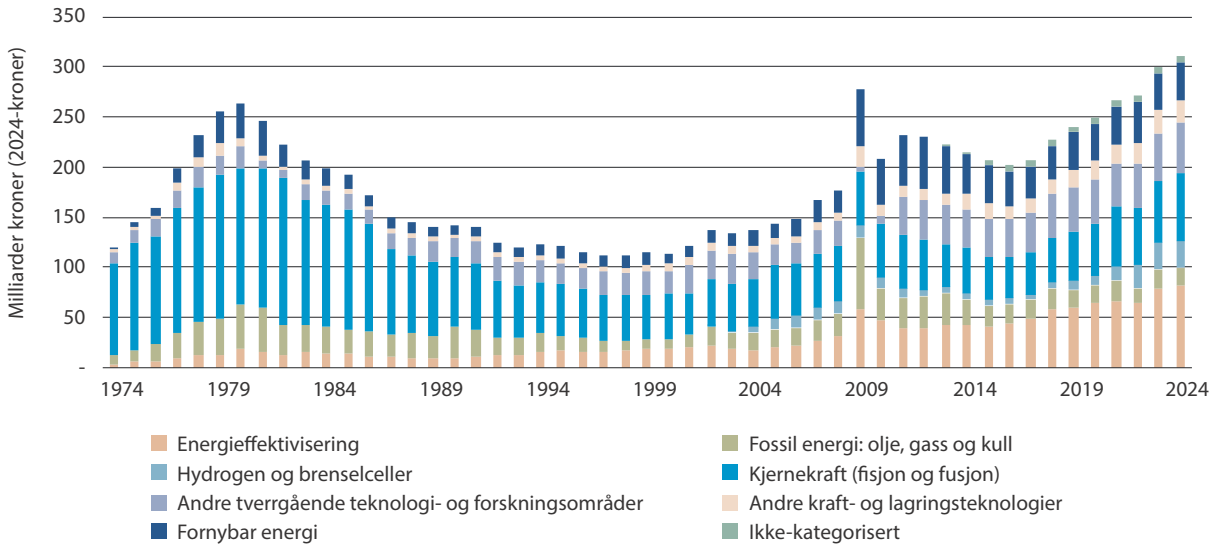
7.7 Internasjonal forskning

Kjernekraft har historisk dominert energiforskningen, men andelen har falt betydelig de siste tiåren. Internasjonalt har kjernekraft lenge vært en sentral del av energiforskningen. På 1970-tallet gikk over 70 prosent av energiforskningsbudsjettene i IEAs medlemsland til kjernekraftteknologi, både fisjon og fusjon. Denne andelen har gradvis sunket og utgjør i dag rundt 20 prosent (se figur 7.6).

Forskning på kjernekraft koordineres av internasjonale organisasjoner og nasjonale programmer, ofte i samarbeid mellom land. Forskning på kjernekraft ledes av toneangivende internasjonale organisasjoner som IAEA, OECD-NEA og Euratom. I tillegg gjennomføres det betydelig forskning i enkeltland. Noen land som har kjernekraftverk, har et lovpålagt krav om å gjennomføre forskning, som for eksempel i Sverige hvor alle kraftverkseiere skal bidra (Lag 1984:3, 1984).

IAEAs arbeid med forskning

IAEA spiller en nøkkelrolle for å fremme global forskning og utvikling innen kjernekraft og relaterte teknologier. Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) er en sentral aktør i å fremme forskning og utvikling innen nukleærteknologi på verdensbasis. Gjennom samarbeid med medlemsland og forskningsinstitusjoner støtter IAEA et bredt spekter av prosjekter som dekker både energiproduksjon og bredere samfunnsnyttige anvendelser



Figur 7.6 Årlige forskning, utvikling og demonstrasjonsbudsjetter for energiteknologi i IEAs medlemsland og samarbeidsland

Kilde: IEA (2025b).

av kjernekraft og strålingsteknologi. IAEA støtter også forskning på ikke-elektriske anvendelser av kjernekraft, som avsalting av sjøvann, hydrogenproduksjon og effektiv vannforvaltning i tilknytning til kjernekraftverk.

IAEA samarbeider med laboratorier og universiteter gjennom sitt Collaborating Centre-program, som fremmer kunnskapsdeling og kapasitetsbygging. I tillegg organiserer byrået internasjonale forskningsprosjekter og tekniske samarbeidsprogrammer som involverer hundrevis av institusjoner. Et fremvoksende forskningsfelt er kunstig intelligens (KI) i nukleærteknologi. KI brukes til å forbedre reaktorsikkerhet, optimalisere strålebehandling, analysere store datamengder og styrke verifikasjonssystemer.

OECD-NEAs arbeid med forskning

OECD-NEA driver omfattende internasjonal forskning og utvikling for å styrke sikkerhet, teknologi og regulering innen kjernekraft. Forskjellige komiteer utvikler og gjennomfører forskningsprogrammer og tekniske prosjekter, på sentrale områder, inkludert:

- Kjernekraftteknologi og regulering
- Sikkerhet ved kjernekraftverk
- Strålevern og radiologisk beskyttelse
- Kjernekraft – økonomi og politikk
- Menneskelige faktorer i kjernekraftsikkerhet
- Vitenskap og teknologi
- Lovgivning innen kjernekraft og annen nukleærteknologi
- Medisinske radioisotoper

I 2025 publiserte OECD-NEA et veikart for forskning på reaktorsikkerhet som fremhever de viktigste forskningsbehovene knyttet til den forventede økningen av installert kjernekraftkapasitet globalt (NEA, 2025c). Veikartet understreker at en internasjonal satsing på kjernekraft vil kreve både trygg og effektiv drift av eksisterende kjernekraftverk, samt utvikling av nye reaktorteknologier som SMR-er. Samtidig påpekes det at internasjonalt samarbeid er avgjørende, særlig fordi mye viktig forskningsinfrastruktur er lagt ned, noe som truer kompetanse og kapasitet. Veikartet skal bidra til å prioritere og styre sikkerhetsforskningen, med fokus på reaktorsikkerhet.

Forskning innen kjernekraft krever internasjonalt samarbeid og koordinert prioritering av ressurser. Felles forskningsprosjekter har vist seg effektive siden 1960-tallet. Ingen enkeltland kan dekke alle forskningsbehov alene. Derfor må prioriteringer baseres det enkelte lands nasjonale behov, tilgjengelig infrastruktur og teknologiens modenhet, samtidig som internasjonal koordinering sikres.

Forskning i regi av Euratom

Euratom Research and Training Programme (2021–2025) er et selvstendig program under Euratom-traktaten, som er tett knyttet til Horisont Europa og følger de samme reglene og virkemidlene for deltakelse. Programmet supplerer Horisont Europa ved å fokusere på kjernefysisk forskning og innovasjon, inkludert reaktorsikkerhet, strålevern, avfallshåndtering og fusjonsteknologi (Europakommisjonen, 2026). Det finansierer både direkte tiltak, utført av Europakommisjonens Joint Research Centre (JRC), og indirekte tiltak gjennom forskningskonsortier på tvers av medlemsland. Denne strukturen målretter EUs satsing på nukleærteknologi, samtidig som den fremmer internasjonalt samarbeid og kunnskapsdeling.

Euratoms hovedmål er å styrke kjernefysisk sikkerhet, kompetanse og bærekraftig håndtering av kjernekraft i EU. Organisasjonen skal også fremme trygg og sikker bruk av kjernekraft og ikke-energibruk av ioniserende stråling. Et viktig formål er å opprettholde og videreutvikle kompetanse og ekspertise innen det kjernefysiske feltet i EU, blant annet gjennom mobilitet for forskere og ved styrket utdanning, opplæring og tilgang til forskningsinfrastruktur.

Euratom-programmet støtter overgangen fra grunnforskning til teknologisk utvikling for fremtidige fusjonsanlegg. Innen fusjonsforskning fokuserer programmet på å støtte overgangen fra akademisk forskning til forskning på praktiske spørsmål knyttet til design, bygging og drift av fremtidige anlegg, som ITER. Dette krever omfattende eksperimentelle programmer og simuleringer, med gradvis overgang fra fysikk til teknologi. Programmet bidrar også til utvikling av avledede teknologier og applikasjoner. Forskningen gir blant annet nyttvirkninger gjennom forbedringer i medisinsk teknologi som diagnostikk og stråleterapi, og har viktige anvendelser i industri, landbruk, miljø og sikkerhet.

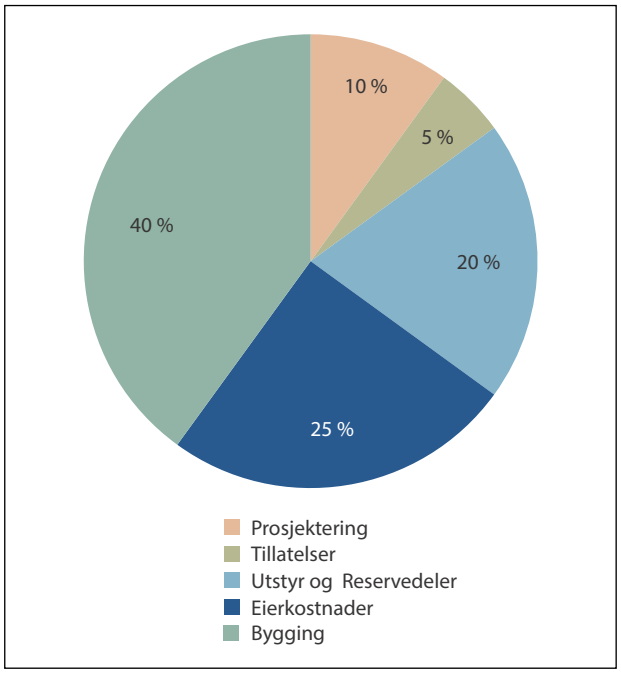
Kapittel 8
Kostnader for kjernekraft

Kjernekraft kjennetegnes ved betydelige investeringskostnader og lave brenselskostnader. For å kunne si noe om mulige kostnader for bygging og drift av kjernekraftverk i Norge, gjør vi rede for ulike kostnader basert på kjernekraftverk bygget i andre land. I tillegg har vi sett på ulike forventninger til kostnadsutviklingen fremover.

I dette kapittelet ser vi først på investeringskostnadene for kjernekraftverk og drøfter hvilke faktorer som påvirker ulike kostnader. Så beskrives driftskostnadene og til slutt kostnader for dekommisjonering og deponering av brukt brensel. Finansieringskostnader kan utgjøre en betydelig andel av kostnadene til et kjernekraftverk over tid, og er drøftet nærmere i kapittel 22.

8.1 Investeringskostnader ved etablering av kjernekraftverk

Etablering av kjernekraftverk krever betydelige investeringer over flere år. Investeringskostnaden kan fordeles mellom prosjektering, tillatelser, komponenter, eierkostnader og byggekostnader. På oppdrag fra utvalget har Multiconsult & Amentum (2026) vurdert ulike kostnadselementer for etablering, drift og dekommisjonering av storskala reaktorer og SMR-er. Utfallsrommet for dagens kostnader er basert på et beste og verste utfall for kjernekraftverk som storskala kraftverk og SMR-er som bestilles i dag. Det er antatt at kraftverkene er basert på lettvannteknologi og består av henholdsvis to storskala reaktorer på 1000 MW og seks SMR-er på 350 MW.[1] Disse teknologiene er mest aktuelle for Norge gitt en realiseringen mellom 2040 og 2050. AMR-er er ikke vurdert, fordi de fremdeles er under utvikling og fordi det er utfordrende å finne konkrete kostnadstall. En typisk fordeling av investeringskostnader til ett storskala kjernekraftverk med to reaktorer er vist i figur 8.1.



Figur 8.1 Prosentvis fordeling av investeringskostnader for et kjernekraftverk med to storskala reaktorer

Kilde: Multiconsult & Amentum (2026)

Kostnadene til kjernekraft kan fordeles på ulike faser, som prosjektering, bygging, drift til dekommisjonering. Den totale prosjektkostnaden ved etablering av et nytt kjernekraftverk deles normalt inn i investeringskostnader og finansieringskostnader, hvor investeringskostnader deles ytterligere inn i prosjektutviklings- og byggekostnader. I litteraturen omtales investeringskostnader også som «overnight construction cost», OCC. OCC uttrykker kostnadene som påløper uten finansieringskostnader, som om hele kraftverket bygges «over natten», og skiller dermed investeringskostnaden fra finansieringskostnaden (NEA, 2020). Finansieringskostnader kan utgjøre en betydelig andel av kostnadene til kjernekraftverket over tid (se kapittel 22). Etter at kjernekraftverket er bygget, vil det

[1] Et kjernekraftverk som består av en eller flere reaktorer, vil ofte være billigere per reaktor enn å bygge et kjernekraftverk med en enkelt reaktor fordi arbeid knyttet til konsesjon, grunnarbeid og prosjektering kan fordeles på flere reaktorer.

påløpe ulike faste og variable driftskostnader. Etter endt driftstid vil det også være kostnader knyttet til dekommisjonering av kjernekraftverket og deponering av brukt brensel.

8.1.1 Prosjektering, tillatelser og eierkostnader

Prosjektering utgjør en liten, men kritisk del av investeringskostnadene og omfatter tilpasning av standarddesign til lokale forhold. Prosjektering er anslått til 5–10 prosent av investeringskostnaden. Dette inkluderer mulighetsstudier, detaljert design og prosjektgjennomføring. Alle reaktorleverandører har et generisk standarddesign som må tilpasses lokale forhold, for eksempel fare for jordskjelv og tilgang til kjølevann. Tilpasningsfasen kan typisk ta to til fire år, avhengig av den teknologiske modenheten og omfanget av lokale tilpasninger (Multiconsult & Amentum, 2026). Som eksempel har Vattenfall i forbindelse med etablering av nye reaktorer ved Ringhals kjernekraftverk i Sverige, mellom 2022 og 2025 brukt 100 000 persontimer til områdeundersøkelser, leverandørvalg og forberedelse av konsesjonssøknad. I tillegg har de brukt 100 millioner svenske kroner på konsulenttjenester i samme periode. Ytterligere arbeid gjenstår med valg av leverandør og konsesjonssøknad (Jaison, 2026; Darelius, personlig kommunikasjon, 3. mars 2026).

Bygging og drift av kjernekraftverk krever flere tillatelser. Kostnadene knyttet til tillatelser varierer med teknologi, land, lokalisering og prosjektspesifikke forhold. Utarbeidelse av en konsesjonssøknad er anslått til 5 prosent av investeringskostnaden (Multiconsult & Amentum, 2026).

Konsesjonsprosessen for kjernekraftverk er langvarig og påvirkes av regulatoriske, teknologiske og organisatoriske faktorer. Tidsbruken avhenger av det rettslige og regulatoriske rammeverket og myndighetenes erfaring med slike prosesser, tiltakshavers kommunikasjon med myndigheter og samfunnet, samt den teknologiske modenheten til kjernekraftverket. Tidsbruken kan variere mellom tre og ti år. Per i dag er det ikke realistisk å forvente vesentlig kortere konsesjonsprosesser (Multiconsult & Amentum, 2026) (se også punkt 17.1 om dagens regulering av kjernekraft i Norge).

Eierkostnader utgjør en betydelig del av investeringskostnaden og omfatter både organisatoriske og grunnleggende prosjektforberedelser. Eierkostnadene inkluderer utgifter til arealtilgang, forsikring, juridisk bistand og etablering av en prosjektutviklingsorganisasjon. En slik organisasjon kan være mellom 600 til 1 000 personer. I tillegg må det utvikles en operatørorganisasjon på 400 til 500 personer per reaktor. Eierkostnaden kan også inkludere en større mengde grunnarbeid (Multiconsult & Amentum, 2026).

Planleggings- og grunnarbeidskostnader utgjør en betydelig del av investeringskostnaden til kjernekraftverk. Utviklingskostnader og kostnader til forarbeider som utføres før byggingen av et kjernekraftverk starter, vurderes å være like store for et kjernekraftverk med to store reaktorer på totalt 2 000 MW og seks SMR-er på totalt 2 100 MW. Kostnaden er anslått til mellom 83 og 166 milliarder kroner.[2] For kraftverket med storskala reaktorer gir det en kostnaden per kW mellom 41 500 og 83 000 kr/kW. Tilsvarende tall for et kjernekraftverk med seks SMR-er er mellom 39 500 og 79 000 kr/kW.

8.1.2 Komponenter, reservedeler og byggekostnader

Store komponenter i dampkretsen utgjør en betydelig del av investeringskostnadene for et kjernekraftverk. Dette omfatter sentrale elementer i kjernekraftverket, som reaktortanken, dampturbiner, dampgenerator, rør og elektrisk anlegg, og er anslått å utgjøre 20 prosent av investeringskostnadene.

Byggingen av kjernekraftverket står for den største andelen av investeringskostnadene. Bygge- og installasjonskostnader utgjør 40 prosent av investeringskostnaden, og varierer betydelig mellom land, regioner og prosjekt. Typisk inkluderes også kostnaden til den første ladingen med brenselet i byggekostnaden. Multiconsult & Amentum (2026) anslår at byggekostnaden for to storskala reaktorer vil være mellom 135 og 177 milliarder kroner eller 67 500 og 88 500 kr/kW. Tilsvarende anslag for et kraftverk med for seks SMR-er, er mellom 151 og 205 milliarder eller 71 500 og 97 500 kr/kW.

Investeringskostnadene for et kjernekraftverk med to storskala reaktorer og seks SMR-er på omtrent samme nivå per kW, med et stort utfallsrom. Investeringskostnaden (OCC), som inkluderer eierkostnader, utviklingskostnader og byggekostnader, for et storskala kjernekraftverk med to reaktorer og samlet kapasitet på 2 000 MW er anslått til mellom 218 og 346 milliarder kroner, tilsvarende 109 000 og 171 500 kr/kW. For et kjernekraftverk med seks SMR-er og en samlet kapasitet på 2 100 MW er kostnaden beregnet til

[2] Tallene i Multiconsult & Amentum (2026) oppgis i 2025–verdi i amerikanske dollar. Det er brukt en valutakurs på 10,3912 for å regne om til kroner.

mellom 234 og 371 milliarder kroner, eller 111 000 og 177 000 kr/kW (Multiconsult & Amentum, 2026). Dette viser samlet sett at investeringsnivået for et kjernekraftverk med storskala reaktorer og SMR er omtrent på samme nivå, men med betydelig utfallsrom. Dette er vurderinger av investeringskostnader før fremtidige læreeffekter og kostnadsfall for SMR.

8.1.3 Investeringskostnader

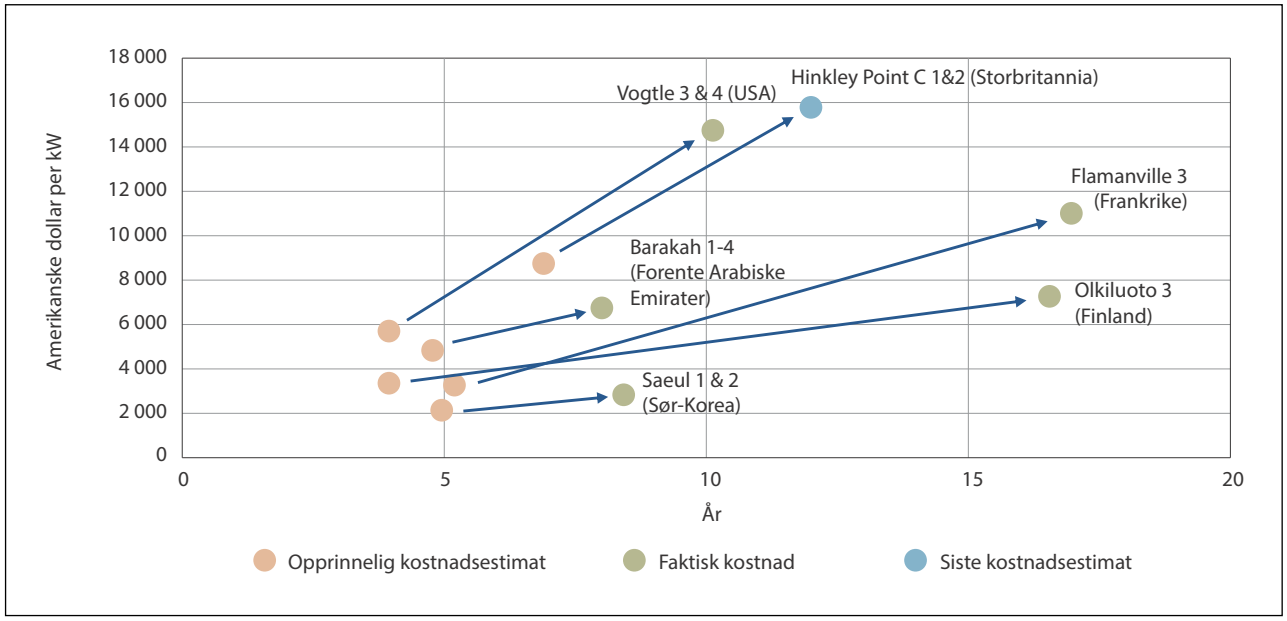
Flere kjernekraftverk som nylig er bygget, har hatt betydelige overskridelser. De seneste utbyggingene av storskala reaktorer i Vest-Europa og USA har hatt langt høyere investeringskostnader enn opprinnelig estimert. Også utbygginger i andre land, som Sør-Korea og De Forente Arabiske Emirater, har opplevd økte kostnader, men betydelig lavere enn i Vest-Europa og USA (IEA, 2025a). Byggekostnad, og byggetid, for noen nylig bygde kjernekraftverk er vist i figur 8.2. Den planlagte investeringskostnaden for utbygginger av kjernekraftverk med storskala reaktorer i Polen og Tsjekkia er på henholdsvis 154 000 kr/kW og 99 000 kr/kW.[3] Investeringskostnadene for nylig fullførte og planlagte prosjekt i Vest-Europa og USA ligger i eller nær utfallsrommet som oppgis i Multiconsult & Amentum (2026).

Det finnes ikke data for investeringskostnader for SMR-er i Nord-Amerika eller Vest-Europa, kun anslag på den totale prosjektkostnaden. Investeringskostnaden for å bygge seks SMR-er antas å være på nivå med kostnaden for storskala reaktorer, mellom 111 000 og 177 000 kr/kW. Den totale prosjektkostnaden er anslått til mellom 119 000 og 210 500 kr/kW.[4] Multiconsult & Amentum understreker at kostnaden er usikker og kan være høyere i avanserte økonomier og lavere i Kina og India. For to SMR-prosjekt i USA og Canada er den totale prosjektkostnaden oppgitt til 208 000 kr/kW (NuScale i USA) og mellom 129 500 og 190 500 kr/kW (Darlington New Nuclear Project i Canada) (Multiconsult & Amentum, 2026; WNN, 2025). Det høye anslaget for prosjektet i Canada er prisen for én reaktor, mens den lave prisen er for fire reaktorer, hvor det oppnås kostnadsreduksjoner underveis og kostnader til grunnarbeid fordeles på fire enheter.

Investeringskostnader for kjernekraft varierer betydelig, og fremtidige anslag for Norge er svært usikre. Mange faktorer påvirker kostnadsnivået, noe som gjør det utfordrende å anslå fremtidige investeringskostnader for kjernekraft i Norge. Estimater basert på internasjonale erfaringer kan fungere som et utgangspunkt, men tar ikke høyde

[3] Multiconsult & Amentum antar at kostnaden i Tsjekkia ikke inkluderer eierkostnader og dermed trolig er høyere.

[4] Total prosjektkostnad fås ved å legge sammen investeringskostnad og finansieringskostnad under bygging.



Figur 8.2 Planlagte og faktiske investeringskostnader for nylige kjernekraftprosjekter

Investeringskostnader for utvalgte kjernekraftverk og planlagt og faktisk byggetid. Verdiene er oppgitt i amerikanske dollar (2023). Kilde: IEA (2025a).

for norsk kontekst og at Norge eventuelt vil være et nytt kjernekraftland.

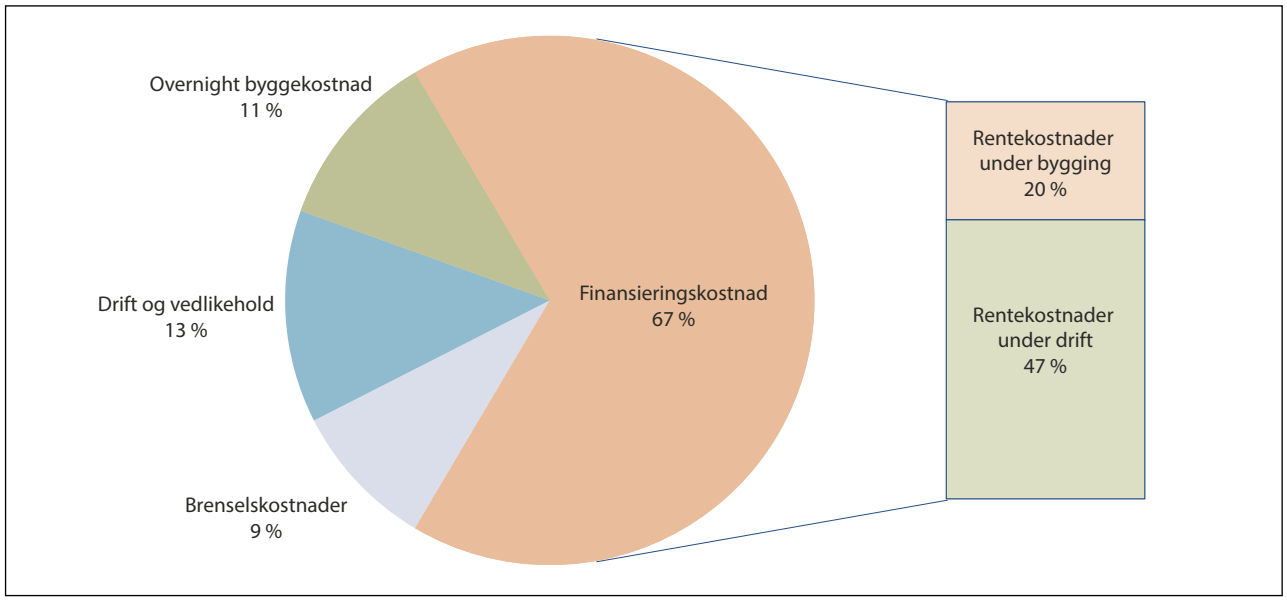
Kostnadsanslagene bygger på vurderinger av dagens teknologimodenhet, der SMR-er fortsatt er på et tidlig kommersialiseringsstadium. De første investeringene i ny teknologi eller nye løsninger (design) omtales gjerne som first-of-a-kind (FOAK). Etter hvert som teknologien modnes og nødvendige industrielle forsyningskjeder etableres, forventes reelle kostnadsreduksjoner for SMR. Dette gjelder også for storskala reaktorer. Disse reduksjonene vil gjenspeiles i *nth-of-a-kind* (NOAK)-prosjekter, hvor teknologien og designet er modent og standardisering, læreeffekter og stordriftsfordeler er utnyttet og gir lavere enhetskostnader (se også punkt 8.1.5). Siden det fortsatt er mange år til en fullt utbygget verdikjede for SMR-er kan realisere disse effektene, er usikkerheten om framtidig kostnadsnivå stor.

8.1.4 Finansieringskostnader

Finansieringskostnadene vil ofte utgjøre den største kostnadskomponenten i de totale prosjektkostnadene for ett kjernekraft gjennom levetiden. Det kommer av at investeringskostnadene utgjør en stor andel av de totale kostnadene, og at byggetiden for kjernekraftverk er lang. Finansieringskostnadene er avhengige av hvilke finansielle vilkår eier oppnår. Med utgangspunkt i erfaringstall kan man anta en finansieringsrente på mellom 5 og 10 prosent. Finansieringskostnader kan utgjøre i størrelsesorden to tredeler av de totale kostnadene for kjernekraftverk, se figur 8.3 (Finansdepartementet, 2024). Summen av investeringskostnaden (overnight byggekostnad) og utgifter til drift og vedlikehold gjennom hele levetiden til anlegget, er lavere enn finansieringskostnaden. (Vi analyserer betydningen av finansieringskostnader nærmere i kapittel 26.)

Byggetiden for et kjernekraftverk har stor betydning for finansieringskostnaden, ettersom forsinkelser øker renteutgiftene og utsetter inntektene. Jo lengre tid det tar å ferdigstille kjernekraftverket, jo senere kommer inntektene fra kraftsalg, samtidig som renteutgiftene løper i en lengre periode. For kjernekraftverk måles normalt byggetiden fra fundamentet til kjernekraftverket støpes (første betong) til kjernekraftverket starter kommersiell drift. Byggetiden estimeres til mellom fem og ti år for storskala reaktorer. Dette er i tråd med den gjennomsnittlige byggetiden for kjernekraftverk som er bygget mellom 1991 og 2024 (IAEA, 2025b). Som vist i figur 8.2 har flere av de siste reaktorene bygget i vestlige land hatt en byggetid på over ti år, mens Kina de siste årene har oppnådd byggetider på mellom fem og sju år (Wang & Lloyd, 2025).

SMR-er forventes å ha kortere byggetid enn storskala reaktorer, men samlet byggetid for tilsvarende kapasitet kan være høyere. På sikt kan en SMR trolig bygges raskere enn en storskala reaktor ved å utnytte en høy grad av modularisering og læreef-



Figur 8.3 Livsløpskostnader for kjernekraftverk

Figuren viser størrelsen på ulike kostnader for kjernekraft med en driftsperiode på 60 år. Beregningen er basert på en investeringskostnad på 4500 $/kW, 85 prosent kapasitetsfaktor, 60 års levetid, diskonteringsrate på ni prosent og syv års byggetid.
Kilde: NEA (2020c).

fekter fra serieutbygging. Standardisering gir større mulighet for læreeffekter, med raskere ferdigstilling og lavere kostnader. Produksjon i fabrikk gir også mer stabile rammer for kvalitetssikring, og som en tilleggseffekt reduseres påvirkningen fra værforhold. For en utbygning av seks SMR-er på samme sted anslår Multiconsult & Amentum likevel en total byggetid på mellom fem og ti år. Det finnes lite erfaringsdata på hvor lang tid bygging av en SMR vil ta. Modellering av antatt byggetid for en SMR og et storskala kjernekraftverk viser at en SMR trolig er raskere å bygge (Stewart & Shirvan, 2023). Selv om én SMR kan bygges raskere enn en storskala reaktor, vil det trolig ta lengre tid å etablere et kjernekraftverk basert på flere SMR-er med samme kapasitet som et kjernekraftverk med storskala reaktorer.

Byggetiden for kjernekraftverk varierer betydelig, og estimater for Norge bør baseres på et bredt erfaringsgrunnlag. Erfaringene fra de siste årene viser en betydelig variasjon i hvor lang tid det tar å bygge kjernekraftverk, og at byggetiden varierer både mellom land og mellom prosjekt i samme land. I tillegg kan særnorske forhold påvirke byggetiden.

8.1.5 Læreeffekter og framtidige investeringskostnader

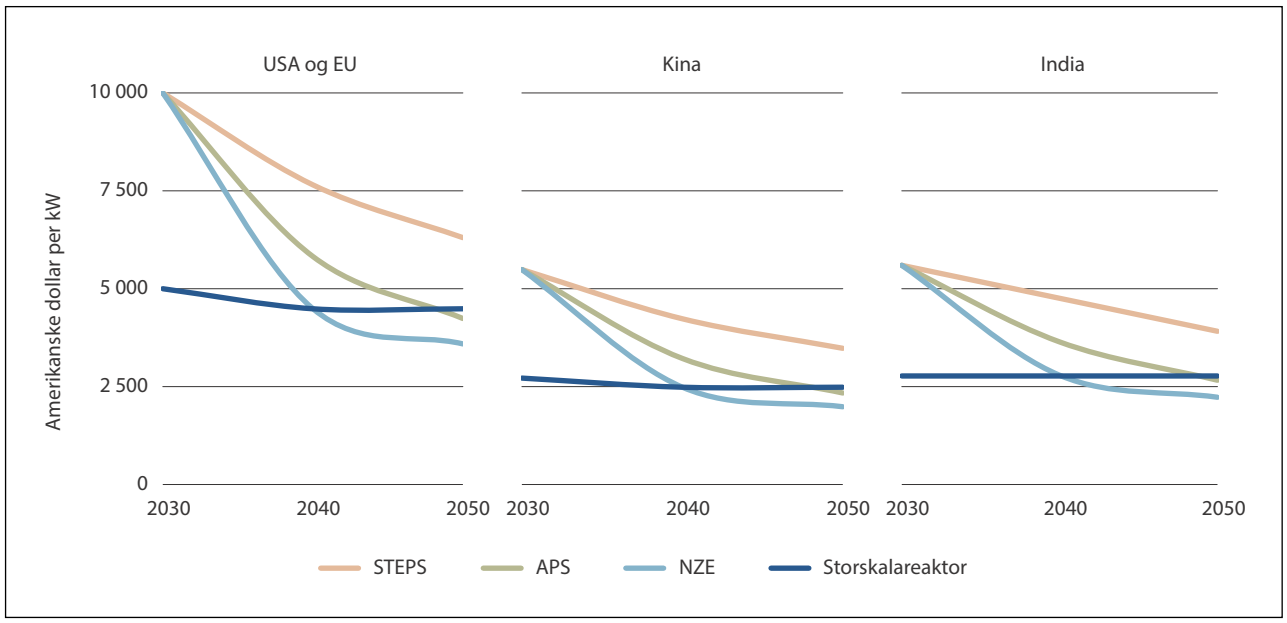
Investeringskostnader for kjernekraft varierer med teknologi, reguleringer, forsyningskjeder og arbeidsstyrke. Utbygginger med lavere kostnader kjennetegnes ofte av at flere identiske reaktorer bygges på samme tomt og etter hverandre i rask rekkefølge (Abou-Jaoude m.fl., 2024). Det gjør det mulig å utnytte at arbeidsstyrken bygger erfaring fra prosjekt til prosjekt, og reduserer risikoen for forsinkelser. Det er også avgjørende at reaktordesignet er ferdigutviklet for å unngå usikkerhet og kostbare endringssøknader underveis, samt at det finnes veletablerte forsyningskjeder og en kvalifisert arbeidsstyrke. Dette er en utfordring i industrier der det har vært lange opphold i nybygging – i Europa og USA har det gått 25–40 år siden de siste store utbyggingene av kjernekraftverk (NEA, 2020c). Mangelen på erfaring kan delvis kompenseres ved å hente inn ekspertise fra land med nylig erfaring, som ved Barakah kjernekraftverk i De forente arabiske emirater der mange sørkoreanske ingeniører deltok (se boks 9.2). De seneste utbyggingene av kjernekraftverk har, som mange andre prosjekter, blitt påvirket av inflasjon og andre negative effekter i forbindelse med Covid-19-pandemien (Spangler, m.fl., 2025). I tillegg varierer kostnader mellom regioner som følge av forskjeller i lønnsnivå.

FOAK og NOAK illustrerer hvordan erfaring og standardisering kan redusere investeringskostnader over tid. De to begrepene beskriver kostnaden for en type kraftverk som bygges for første gang, first-of-a-kind, og etter N antall ganger, nth-of-a-kind. FOAK-prosjekter har normalt høyere kostnader fordi designet er nytt og uforutsette utfordringer oppstår, noe som kan kreve kostbare endringer og føre til forsinkelser. Etter hvert som flere kraftverk bygges, opparbeider personell og organisasjoner erfaring som gjør det mulig å bygge raskere og mer kostnadseffektivt. Samtidig etableres stabile forsyningskjeder og mer effektiv regulering som kan redusere kostnadene ytterligere. Summen av dette kalles læreeffekter og fører til at investeringskostnader for nye teknologier typisk synker over tid. Et tydelig eksempel på dette er solkraftverk, der kostnadene har falt dramatisk fra FOAK til NOAK, særlig som følge av billigere solcellepanel og høyere effektivitet i distribusjon og monteringsleddet.

Historisk har kostnadsutviklingen for storskala reaktorer vært negativ i flere land. En analyse av ti kjernekraftprogram fordelt på åtte land viser at kun Sør-Korea har oppnådd synkende kostnader over tid, de andre hadde ingen eller en negativ læreeffekt (Lovering & McBride, 2020). En analyse av kostnader i USA viste at redusert arbeidsproduktivitet var den viktigste driveren for kostnadsøkning, mens strengere reguleringer hadde mindre betydning (Eash-Gates, m.fl., 2020). En annen forklaring på kostnadsøkninger i USA er at de bygde 50 ulike reaktordesign, noe som forhindret læreffekter sammenlignet med å bygge færre standardiserte reaktordesign (Kozeracki, m.fl., 2024). Nyere data fra utbygging i Kina indikerer at de har klart å stabilisere kostnadene og oppnådd en fallende kostnadskurve (Liu, m.fl., 2025).

IEA forventer fallende investeringskostnader for SMR-er ved en stor utbygging av kjernekraft og realisering av positive læreeffekter. Basert på tre ulike utbyggingsscenarioer frem mot 2050, forventer IEA at investeringskostnaden for SMR-er vil falle betydelig (se figur 8.4). Scenarioet med høyest vekst i kjernekraftkapasitet, NZE, legger til grunn at det bygges inntil 1 500 SMR-er globalt, noe som fører til betydelige læreeffekter og kostnadsreduksjoner.[5] IEA antar at de relativt største reduksjonene vil skje i USA og EU, med mer moderate effekter i Kina og India (IEA, 2025a). I en analyse av fremtidige investeringskostnader

[5] Utbyggingsscenarioene til IEA varierer mellom en global installert effekt på 650 og 1 000 GW i 2050, opp fra 376 GW kjernekraftkapasitet i drift i dag (IEA, 2025a).



Figur 8.4 Investeringskostnad for SMR og storskala reaktor i ulike markeder

Scenarioer: STEPS: Stated Policies Scenario; APS: Announced Pledges Scenario; NZE: Net Zero Emissions by 2050. Verdiene er oppgitt i amerikanske dollar (2023).
Kilde: IEA (2025a).

for storskala reaktorer og SMR-er i USA, vurderes utviklingen for tre ulike scenarioer med små, moderat og større læreeffekter (Abou-Jaoude m.fl., 2025). De anslår en lignende kostnadsutvikling for SMR frem mot 2050 som IEA, avhengig av hvilke scenario som legges til grunn. For storskala reaktorer estimerer de en høyere kostnad enn IEA i 2030, med potensiale for lavere kostnader mot 2050. Kostnadsutviklingen IEA estimerer, spesielt i scenarioene med størst utbygging, forutsetter en massiv investering og utbygging de neste 25 år. En slik utbygging vil kreve betydelig ny kapasitet hos leverandører og bestillere. IEA anslår at en samlet kapasitet på mellom 650 og 1 000 GW vil kreve investeringer på mellom 1 700 og 2 900 milliarder USD (IEA, 2025a). Hvis utbyggingstakten blir lavere, reduseres også kostnadsreduksjonen. For storskala reaktorer antar IEA ikke noen større kostnadsreduksjon frem mot 2050 i noen av regionene.

Andre kilder peker også på at volum og læreeffekter vil være avgjørende for å redusere SMR-kostnadene. En rapport utarbeidet for den danske Energistyrelsen (Ikonen m.fl., 2026) viser til at kostnadskurven til IEA innebærer en læreeffekt på mellom 10 og 20 prosent i USA og EU, og at dette er et høyt tall med tanke på at betydelige deler av investeringskostnaden er knyttet til byggearbeid. De skriver at det kan skyldes lavere investeringskostnader ved overgang til generasjon IV reaktorer. Basert på forskjellige kilder antar de en investeringskostnad for SMR på mellom 78 500 og 119 500 kr/kW i 2040 og mellom 47 000 og 108 000 kr/kW i 2050. De lave estimatene antar en høyere læreeffekt og større utbygging i avanserte økonomier, mens de høye estimatene antar lavere læreeffekt og mindre utbygging i avanserte økonomier (Ikonen, m.fl., 2026). En leverandør av et SMR-design har uttalt at målet er å tilby en reaktor på 300 MW til en kostnad på omtrent 10 milliarder kroner (Patel, 2021).[6] En annen leverandør antar at deres reaktor på 470 MW kan komme ned i omtrent 23 milliarder kroner (WNN, 2021).

Det forventes lavere investeringskostnader for neste storskala reaktor i USA. I en analyse av kostnader for storskala reaktorer og SMR-er i USA antas det at det neste storskala kjernekraftverket i USA, bestående av to reaktorer av typen AP1000, vil ha en investeringskostnad på mellom 99 500 og 124 500 kr/kW, mens NOAK er anslått til 49 500 kr/kW (Shirvan, 2024). Dette er på omtrent samme nivå som det IEA forventer at storskala reaktorer vil ligge på i USA og EU frem mot 2050.

En vellykket utbygging av både storskala kjernekraftverk og SMR-er krever forutsigbare rammevilkår, kostnadsreduksjon og teknologisk modning. Kostnadsreduksjoner for storskala reaktorer er

6 "Our target is to be under $3,000/kW and a capital cost of around $1 billion dollars..."



Figur 8.5 Bygging av Hinkley Point C i Storbritannia

Bygging av kjernekraftverk er store infrastrukturprosjekt. På det meste har det vært 12 000 personer på byggeplassen til Hinkley Point C. Hinkley Point C består av to reaktorer på 1 630 MW hver, med forventet årsproduksjon på 25–26 TWh.
Kilde: EDF (2024).

mulig, men krever systematisk innsats (Spangler m.fl., 2025). Modularisering kan gjøre det billigere og raskere å bygge både storskala reaktorer og SMR-er.

Flere faktorer som vil påvirke investeringskostnadene for kjernekraft i Norge. Kjernekraftverk som etableres i Norge vil i første omgang trolig være basert på kjent reaktorteknologi som allerede er bygget i andre land. Når samme reaktorteknologi overføres til Norge, som har et annerledes regulatorisk regime og må etablere nye forsyningskjeder, vil prosjektet kunne klassifiseres som en first-of-its-class, som betyr at kostnadene nærmer seg FOAK (Multiconsult & Amentum, 2026).

8.1.6 Bygging av kjernekraftverk er store komplekse infrastrukturprosjekter

Bygging av et kjernekraftverk involverer tusenvis av personer over flere år. Under bygging av Olkiluoto 3 i Finland var det på det meste 4 500 personer fra mer enn 80 forskjellige land til stede på byggeplassen, i tillegg til flere hundre på kontorer i Tyskland, Frankrike og Finland (Larson, 2023). Figur 8.5 viser byggingen av Hinkley Point C i Storbritannia.

Bygging av kjernekraftverk krever personell med ekspertise innen en rekke fagfelt. Design og bygging av et kjernekraftverk omfatter i praksis alle typer ingeniørfag (fra bygg og anlegg til mekanikk) samt ledelsesfag (finans, prosjektledelse, helse og sikkerhet). Blandingen av fagdisipliner, kulturer og språk utgjør en betydelig organisatorisk utfordring (NEA, 2015). Å organisere og gjennomføre et infrastrukturprosjekt som et kjernekraftverk, krever derfor ikke bare god planlegging, men også kompetent ledelse av svært komplekse *megaprosjekter* med store tekniske, organisatoriske og regulatoriske grensesnitt.

Mangelfull styring og koordinering kan gi store kostnadsoverskridelser. Erfaringene fra tidligere prosjekter illustrerer hvordan mangelfull styring av slike megaprosjekter – inkludert svak integrasjon mellom ingeniørarbeid, leverandørkjeder, kvalitetskontroll og byggeledelse – kan forplante seg gjennom hele prosjektet og gi betydelige for-

sinkelser og kostnadsøkninger (NEA, 2015). I en artikkel som beskriver behov for arbeidskraft for å bygge kjernekraftverk i USA (Stewart m.fl., 2025), anslås det at det trengs mellom 5,4 og 12,2 millioner arbeidstimer for å bygge en SMR avhengig av design, og mellom 11,1 og 13,1 millioner arbeidstimer for å bygge en storskala reaktor. Anslaget er gjort for den 10-ende reaktoren som bygges, en 10th-OAK, hvor en del læreeffekter er hensyntatt.

Kombinasjonen av mange fagmiljøer, internasjonale leverandørkjeder og strengt regulerte nukleære krav utgjør en svært krevende organisatorisk utfordring. En typisk lettvannsreaktor av generasjon III/III+ består av flere titusen tonn med betong og stål, i tillegg til 5 000 ventiler, 200 pumper, 210 kilometer med rør, 2 000 kilometer med kabling og 50 000 sveisesømmer (NEA, 2015). I tillegg til de organisatoriske utfordringene det fører til, kommer de omfattende kravene til nukleære standarder (se punkt 5.2), sertifisering og lisensiering, som stiller helt ekstraordinære krav til dokumentasjon, kvalitetskontroll og sporbarhet.

Nesten alle megaprosjekt rammes av kostnadsoverskridelser. Prosjekter med budsjett over en milliard dollar blir ofte omtalt som megaprosjekter. En stor andel megaprosjekter, som kan være alt fra infrastruktur, store fabrikk- eller prosessindustrietableringer, satellitt- og forsvarsprogrammer, til IT, rammes av store overskridelser og forsinkelser. I en oversikt over 16 000 megaprosjekter gikk 91,5 prosent av prosjektene over tid og budsjett. Hovedgrunnen til økte kostnader og tidsbruk var overoptimistisk planlegging eller strategisk villedning, hvor de opprinnelige kostnadene og tidsbruken ble undervurdert (Flyvbjerg & Gardner, 2023). OECD-NEA beskriver overoptimisme ved planlegging av de to utbyggingene i Frankrike og Finland «The forecasts for both Flamanville 3 and Olkiluoto 3 clearly demonstrated optimism bias» (NEA, 2015). Flyvbjerg og Gardner peker på at nøye planlegging, bruk av erfaringsdata, å gjøre ting enkelt, å lytte til eksperter og å holde seg til kjente metoder, er faktorer som fører til at prosjekter går bra. Energidepartementet i USA anbefaler å investere tidlig i prosjektplanlegging og prosjektstyring for å unngå vanlige fallgruver ved megaprosjekter som bygging av kjernekraftverk. De viser til at flere kostnadsoverskridelser for kjernekraft er generelle megaprosjektutfordringer, og ikke nødvendigvis spesifikke for kjernekraft (Kozeracki m.fl., 2024).

Norge har betydelig erfaring med å planlegge, gjennomføre og drifte store og teknisk krevende industri- og infrastrukturprosjekter. Erfaringene er særlig utviklet innen vannkraft, petroleumsvirksomhet, store samferdselsprosjekter og avanserte offentlige byggeprosjekter. Disse prosjektene kjennetegnes av kompleksitet, høye sikkerhetskrav, lange gjennomføringsløp og behov for tverrfaglig kompetanse. Deler av denne erfaringen kan være relevant for bygging av kjernekraftverk i Norge. Samtidig har Norge begrenset erfaring med den spesialiserte verdikjeden for kjernekraft, og etablering av kjernekraft forutsetter derfor tett samarbeid med internasjonale leverandører og utvikling av nye nasjonale kompetansemiljøer. Erfaringer fra oppfølging av globale leverandører i andre sektorer kan imidlertid være et viktig utgangspunkt for å håndtere de organisatoriske og styringsmessige kravene som følger av en kjernekraftsatsing.

8.2 Driftskostnader for kjernekraftverk

Bemanning er den største kostnadsdriveren ved drift av kjernekraftverk, sammen med vedlikehold, brensel og regulatoriske krav. Antall ansatte er den største kostnadsdriveren i driften av kjernekraftverk. Erfaringsmessig varierer antall årsverk mellom 700 og 1 000 for en storskala reaktor, mens antall årsverk for å drifte en SMR er anslått til 500 (Multiconsult & Amentum, 2026). Andre viktige kostnader omfatter planlagt og uplanlagt driftsstans som fører til inntektstap, oppgraderinger, brenselskostnader, håndtering av radioaktivt avfall og dekommisjonering.

8.2.1 Brensel

Brenselskostnaden utgjør mellom 8,3 og 13,5 øre/kWh for en storskala reaktor. Dette inkluderer kostnaden for anskaffelse av naturlig uran, konvertering, anriking og produksjon av brenselet (Multiconsult & Amentum, 2026). Utvinning av naturlig uran står for om lag halvparten av brenselskostnaden, og konvertering, anriking og produksjon av brenselet utgjør den andre halvparten. Med andre ord fører ikke en dobling i utvinningsprisen på naturlig uran til en dobling av brenselskostnaden til et kjernekraftverk.[7] Over anleggets levetid er brenselskostnadene på nivå med investeringskostnaden, så små endringer i brenselskostnaden kan ha

[7] Ved å bruke typiske dollar-verdier for konvertering, anrikning og produksjon av brensel fra Multiconsult & Amentum (2026), så vil en dobling av uranprisen, for eksempel fra 50,63 til 100,25 $/kg, som var spotprisen for januar 2023 og januar 2024, førte til en økning i brenselskostnad på 54 prosent, fra 5,0 cent/kWh til 7,7 cent/kWh.

stor betydning for langsiktige operasjonelle utgifter (se figur 8.3). Brenselskostnaden kan utgjøre ni prosent av anleggets totale kostnader.

SMR-er er antatt å ha høyere brenselskostnader en storskala reaktorer, hovedsakelig på grunn av høyere anriking. Brenselskostnaden for en SMR er anslått mellom 9,4 og 23,9 øre/kWh. Det skyldes behov for høyere anriking av uran.[8] Kostnaden vil variere med valg av reaktorteknologi – SMR-design som krever anriking over nivå for lavanriket uran, vil ha høyere brenselskostnad enn de som benytter lavere anrikningsgrader (NEA, 2016). En studie av brenselskostnad for fem ulike trykkvannsreaktorer, viste at brenselskostnaden for de fire SMR designene var høyere enn en storskala reaktor (Halimi & Shirvan, 2024). En annen studie la til grunn at SMR-er med lettvanndesign kan ha om omtrent samme brenselskostnad per/kWh som en storskala reaktor (Kim & Macfarlane, 2026).

8.2.2 Drift og vedlikehold

Faste og variable kostnader er høyere ved kjernekraftverk i USA og Europa enn i Kina. Kostnader til drift og vedlikehold er knyttet til antall årsverk, vedlikehold og regulatoriske krav. For en storskala reaktor varierer de faste kostnadene mellom 620 kr/kW per år i Kina og 1 878 kr/kW per år i Storbritannia (i 2018-kroner). De variable kostnadene for en storskala reaktor varierer mellom 4,5 øre/kWh i Kina og 13,6 øre/kWh i Storbritannia i 2018-kroner. Mulige årsaker til forskjellen kan være forskjellige lønnskostnader, at reaktorene i Kina er nyere og krever mindre vedlikehold, eller at reaktorene i Storbritannia med unntak av en, er avanserte gasskjølte reaktorer. Multiconsult & Amentum (2026) anslår faste driftskostnader fra 1 611 kr/kW til 2 515 kr/kW. De anslår de variable driftskostnadene fra 11,4 til 18,7 øre/kWh.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene for SMR-er er trolig høyere enn for storskala reaktorer. Lønnskostnadene for SMR-er vil være sammenlignbare med storskala reaktorer, men fordi effekten per reaktor er lavere, blir kostnaden per MW høyere (Multiconsult & Amentum, 2026).

Nivået for faste og variable kostnader varierer. En oversikt over ulike faste og variable kostnader for storskala reaktorer og SMR-er fra TNO i Nederland (TNO, 2025) viser et betydelig utfallsrom mellom ulike studier. Oversikten viser også at noen studier slår sammen faste og variable kostnader, noe som gjør det mer utfordrende å sammenligne driftsutgifter på tvers. Det lave anslaget for faste kostnader fra Multiconsult & Amentum er på nivå med nylige anslag fra TNO i Nederland, FPB i Belgia og INL i USA, men noe høyere enn det som er lagt til grunn av Finansdepartementet i Sverige (TNO, 2025; Beghein m.fl., 2025; Abou-Jaoude m.fl., 2025.; Finansdepartementet, 2024). For variable kostnader er det lave anslaget fra Multiconsult & Amentum (2026) på nivå med anslag fra FPB i Belgia, men høyere enn anslag fra INL i USA. I den nederlandske rapporten fra TNO er variable driftskostnader slått sammen med utgifter til brensel og avfallshåndtering, og er vanskelig å sammenlikne direkte. Noen studier har også vurdert utviklingen av faste og variable kostnader i framtiden. FPB i Belgia antar at faste kostnader vil falle mot 2050, mens at de variable kostnadene vil være stabile. IEA antar at summen av alle driftskostnader vil være stabil fram mot 2050 i EU (TNO, 2025; Beghein m.fl. 2025; Abou-Jaoude m.fl., 2025; IEA, 2025c).

Utfallsrommet for faste og variable driftskostnader varierer betydelig mellom land og studier. For Norge vil kostnadene sannsynligvis ligge nærmere nivåene i Storbritannia og Frankrike enn i Kina, på grunn av høyere lønnsnivå i Norge. Multiconsult & Amentum anslår faste driftskostnader for kjernekraft i Norge fra 1 610 til 2 515 kr/kW per år og variable kostnader mellom 11,5 og 18,7 øre/kWh. I tillegg må Norge i stor grad kjøpe tjenester og spesialisert kompetanse fra utlandet, ettersom kjernekraftindustrien ikke er etablert her. Dette kan medføre høyere kostnader til konsulenttjenester, opplæring, sertifisering og teknisk support, samt økte utgifter til logistikk og prosjektkoordinering.

8.2.3 Avfallshåndtering og dekommisjonering

Operatører av kjernekraftverk betaler avgifter som finansierer fremtidig dekommisjonering. Ifølge World Nuclear Association (WNA) er de fleste operatører eller eiere av kjernekraftverk ansvarlig for kostnaden til dekommisjonering av kjernekraftverk (WNA, 2022). I forbindelse med dette ansvaret, har de fleste eiere krav om å betale en årlig avgift for å håndtere brukt brensel. I USA er avgiften på 1,0–2,0 øre/kWh og i Frankrike 1,5 øre/kWh (WNA, 2022; 2026e). I Sverige var avgiften i 2025 på 8,5 øre/kWh (SKB, 2025c).[9]

---

[8] Sammenlignet med en storskala reaktor har flere SMR-design brensel med høyere anrikning for å kompensere for at mindre reaktorkjerner har en større lekkasje av nøytroner (Halimi & Shirvan, 2024).

Tabell 8.1 Beregnede kjernekraftavgifter for ulike utbygginger av ny kjernekraft kapasitet i Sverige

Kapasitet [MW]	Kjernekraftavgift i øre/kWh – ved 50 års drift	Kjernekraftavgift i øre/kWh – ved 60 års drift
1 250	21,7	18,7
2 500	13,2	11,5
3 750	10,5	9,2
5 000	9,2	8,0
6 250	8,5	7,4
7 500	7,9	7,1

Kilde: Riksgälden (2025).

Avgiftsnivået for dekommisjonering og sluttlager avhenger av antall reaktorer og deres levetid. Riksgälden i Sverige har beregnet nødvendige avgiftsnivåer for ulike utbyggingsscenarioer for nye reaktorer i Sverige. For en driftsperiode på 50 år må avgiften ligge mellom 7,9 øre/kWh ved en samlet ny kapasitet på 7 500 MW, og 21,7 øre/kWh ved en mindre utbygging på 1 250 MW (se tabell 8.1). Ved en driftsperiode på 60 år synker avgiften til mellom 7,1 og 18,7 øre/kWh for henholdsvis 7 500 og 1 250 MW (Riksgälden, 2025). Forskjellen skyldes at en utbygging av flere reaktorer kan dele på kostnaden for et felles deponi, som gir lavere kostnad per enhet, og dermed lavere kjernekraftavgift.

Kostnader til dekommisjonering og håndtering av brukt brensel varierer betydelig, men svenske tall gir et relevant referansepunkt for Norge. Avgiftsnivået varierer mellom ulike land og størrelse på fremtidige kjernekraftprogram. Legger vi til grunn svenske tall, kan et mulig avgiftsnivå for å dekke alle deler av dekommisjonering i Norge, antas å ligge mellom 7,1 og 21,7 øre/kWh.

Dekommisjonering av kjernekraftverk er kostbart, og kostnaden per MW kan være høyere for SMR-er enn for storskala reaktorer. Kostnaden for å dekommisjonere et kjernekraftverk med to storskala reaktor er estimert til mellom 12,5 og 20,8 milliarder kroner. Kostnaden for SMR-er antas være lavere per reaktor fordi utformingen av anleggene i større grad vil kunne ta hensyn til framtidig dekommisjonering. Likevel vil dekommisjoneringskostnaden per MW trolig være høyere for en SMR enn for storskala reaktorer fordi avfallsvolumet per MW blir større (Multiconsult & Amentum, 2026).

Totalkostnaden for dekommisjonering og avfallshåndtering avhenger av antall reaktorer og infrastrukturen for lagring. Hvor mange reaktorer som bygges, påvirker størrelsen på mellomlager, sluttlager og hvor mange som kan dele på de totale kostnadene. I Sverige estimerer Svensk Kärnbränslehantering (SKB), som har ansvar for back-end fra eksisterende svenske kjernekraftverk, at de til og med 2026 vil ha brukt 73,6 milliarder svenske kroner på forskjellige back-end-aktiviteter. Kostnadene er fordelt på utvikling av en løsning for deponering av brukt brensel, avvikling av reaktorer, transport av brukt brensel, forskning, innkapsling og mellomlagring. De forventer å bruke ytterligere 151 milliarder svenske kroner til alt brukt brenselet er lagret (SKB, 2025d). Til sammenlikning er det estimert at kostnaden for dekommisjonering av forskningsreaktorene ved Kjeller og Halden i Norge inkludert deponering av brukt brensel, vil være mellom 33 og 57 milliarder kroner (NND, 2025b).

I Sverige er eier av kjernekraftverk ansvarlig for dekommisjonering. Tidligere innbetalte avgifter skal dekke kostnaden. Eventuelle merkostnader ved dekommisjonering må dekkes av eieren (Porelius, personlig kommunikasjon, 26. januar 2026).

8.2.4 Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktor og oppetid er avgjørende for lønnsomheten til kjernekraftverk. Kapasitetsfaktor beskriver forholdet mellom antall fullasttimer – definert som årsproduksjon (MWh) delt på installert kapasitet (MW) og antall timer i året (se boks 21.8). En høy kapasitetsfaktor betyr at kraftverket produserer nær sin maksimale kapasitet så godt som hele året, noe som gir flere kilowattimer å fordele faste kostnader på. Dermed er kapasitetsfak-

[9] Det er brukt en valutakurs på 1,0588 for å regne om fra svenske til norske kroner.

tor en viktig indikator for lønnsomhet, selv om den ikke er en direkte kostnadskomponent.

Kapasitetsfaktoren for kjernekraftverk er generelt høy, men det er forskjeller mellom land og regioner. I perioden 2022–2024 var den globale gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren for alle reaktortyper 81,7 prosent. For trykkvannsreaktorer var den på 81 prosent og for kokvannsreaktorer var den 91,4 prosent (IAEA, 2025b). Kapasitetsfaktoren har variert over tid. Til å begynne med var kapasitetsfaktoren i USA lav, men bedre drift har løftet den fra 60 prosent på begynnelsen av 1980-tallet til over 90 prosent fra starten av 2000-tallet (Gallier, 2025). I 2024 hadde kjernekraftverk i henholdsvis Sverige, Finland, Storbritannia og Frankrike en kapasitetsfaktor på 80,3, 81,3, 72,4 og 65,5 prosent (IAEA, 2026).[10] I sine vurderinger legger Multiconsult & Amentum til grunn en kapasitetsfaktor på 85,6 prosent for både storskala reaktorer og SMR-er.

Kapasitetsfaktoren påvirkes av periodisk brenselsbytte, vedlikehold og reparasjoner som krever midlertidig nedstenging. De fleste reaktorer må stanses for bytte av brensel, noe som i USA tar i gjennomsnitt 38 dager (Multiconsult & Amentum, 2026). Brenselsbytte gjennomføres vanligvis hver 12., 18. eller 24. måned, avhengig av brenselssyklus (IAEA, 2026). Under skifte av brensel benyttes anledningen til å utføre vedlikehold og inspeksjoner siden kraftverket uansett må stoppe produksjonen. Dersom større reparasjoner er nødvendige, kan nedstengingen bli betydelig lengre. Tidspunktet for brenselsbytte planlegges normalt til perioder med lave kraftpriser for å minimere inntektstap. Kapasitetsfaktoren kan også påvirkes av endringer i sammensetning av kraftsystemet. Noen studier viser at framtidige kraftsystem med en høyere andel av vind og solkraftproduksjon kan gi en lavere kapasitetsfaktor for kjernekraft (IEA, 2025c; Cany, 2018; Scheepers m.fl., 2025).

Kapasitetsfaktoren for eventuelle kjernekraftverk i Norge vil påvirkes av sammensetningen av produksjon og forbruk i det norske kraftsystemet. Norge har et kraftsystem som er dominert av fleksibel vannkraft (se kapittel 21), noe som vil påvirke kapasitetsfaktoren til kjernekraft i Norge. Fleksibiliteten i vannkraften gjør at kjernekraftverkverk i Norge kan driftes med høy regularitet og høy kapasitetsfaktor. I våtår med høy vannkraftproduksjon og lave priser, kan det lønne seg å redusere kjernekraftproduksjonen, noe som vil gi lavere kapasitetsfaktor. Dersom vi antar at norske kjernekraftverk vil ha kapasitetsfaktorer på nivå med Sverige og Finland, kan vi forvente et intervall mellom 82 og 90 prosent, med potensial for å ligge i øvre del av skalaen (se også modellberegninger i kapittel 24).

8.2.5 Levetid

Levetiden til kjernekraftverk varierer og kan forlenges gjennom betydelige investeringer. Generelt drives kjernekraftverk, som annen kraftproduksjon, så lenge det er økonomisk forsvarlig, sikkert og har tillatelse til å drive. Lengre levetid fører generelt til stigende drifts- og vedlikeholdskostnader fordi utstyret eldes (se punkt 4.6 om forskjellen mellom teknisk og økonomisk levetid, og konsesjonslengde). Kjernekraftverk som har vært i drift i noen tiår kan forlenge levetiden ved å gjennomføre større investeringer i vedlikehold og levetidsforlengelser. Levetidsforlengelse av eksisterende reaktorer er antatt å være langt billigere enn å bygge nye (Europakommisjonen, 2025a) men kostnaden er likevel betydelig. I Sverige antar Vattenfall at en levetidsforlengelse på 20 år for fem reaktorer koster 40-50 milliarder svenske kroner, mens Uniper anslår at en levetidsforlengelse på inntil 40 år for én reaktor kan koste mellom 20 og 80 milliarder svenske kroner for (Vattenfall, 2024; Tigerstedt, 2026). I Belgia har Europakommisjonen godkjent statsstøtte i form en differansekontrakt for å sikre 10 års levetidsforlengelse for Doel 4 og Tihange 3. Den endelige prisen i differansekontrakten skal fastsettes senere, men den foreløpige prisen er 93,7–105,5 øre/kWh (Europakommisjonen, 2025b).[11]

Levetiden for reaktorer varierer betydelig, men med godt vedlikehold og levetidsforlengelse kan de trolig driftes i 60 til 80 år. Den gjennomsnittlige alderen til dagens reaktorer er 32 år, mens de eldste reaktorene som fortsatt i drift, Benzau-1 i Sveits og Nine Mile Point 1 i USA, er 56 år (WNA, u.å.). Det gjenstår å se hvor stor andel av dagens reaktorer som vil bli driftet ut hele konsesjonsperioden på inntil 80 år. Basert på dagens erfaringer fra storskala lettvannsreaktorer vurderes teknisk levetid på 60 til 80 år for SMR-er basert på samme teknologi, som realistisk. På nåværende tidspunkt er det ikke mulig å vurdere om tilsvarende levetid er mulig å oppnå for SMR-er eller AMR-er som bruker andre typer brensel enn lavanriket UO_2 og andre moderatorer/kjølemedium enn vann.

[10] Den lavere kapasitetsfaktor i Storbritannia er knyttet til at de har flere avanserte gasskjølte reaktorer, som i gjennomsnitt har lavere kapasitetsfaktor enn lettvannsreaktorer.

[11] Prisen for differansekontrakt kan bli lavere hvis kostnaden for levetidsforlengelse blir lavere eller levetiden økes med 20 år.



Figur 8.6

Del IV
Utgangspunktet for og implikasjoner av introduksjon av kjernekraft i Norge

Kapittel 9
Anbefalt framgangsmåte for introduksjon av kjernekraft i et nytt land

Det er en rekke hensyn og forpliktelser som må ivaretas når et nytt land bestemmer seg for å innføre kjernekraft. Forpliktelsene er både knyttet til internasjonale konvensjoner og regelverk (obligations) og til det langsiktige ansvaret et land påtar seg (commitment) ved å etablere kjernekraft. I tillegg til å ha kunnskap om teknologien og kunne vurdere og håndtere risikoen knyttet til kjernekraftanlegg, må et nytt kjernekraftland bygge opp kompetanse og kapasitet på en rekke områder, utvikle regelverk, avklare ansvars- og rollefordeling i myndighetsapparatet, og bygge opp nødvendig beredskap.

Dersom Norge skal introdusere kjernekraft, bør vi bygge på erfaringer fra andre land og internasjonale anbefalinger. I dette kapittelet beskriver vi IAEAs milepælstilnærming, som anbefaler en systematisk prosess for etablering av kjernekraft i et nytt land. Vi starter med å beskrive fasene og milepælene i prosessen og hvordan den kan organiseres, og gir dernest en oversikt over de områdene som bør dekkes. Prosessen er omfattende og tar tid. Det drøfter vi nærmere avslutningsvis i kapittelet. I de påfølgende kapitlene drøfter vi noen av temaene i utvalgets mandat i norsk kontekst med utgangspunkt i anbefalingene i IAEAs milepælstilnærming.

9.1 Milepælstilnærming for nye kjernekraftland

IAEAs milepælstilnærming beskriver en systematisk prosess og de elementene som må vurderes ved introduksjon av kjernekraft i et nytt land. Medlemslandene i Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) har samarbeidet om utviklingen av milepælstilnærmingen («Milestones approach») (IAEA, 2024a). Milepælstilnærmingen angir en metode for behandling av de aspektene det erfaringsmessig er nødvendig å gjennomgå og ta stilling til, i en systematisk og hensiktsmessig rekkefølge. Metoden omfatter retningslinjer og en rekke anbefalinger for hvordan en slik stegvis prosess kan gjennomføres. Den anbefalte prosessen er basert på erfaringer og evalueringer fra en rekke land og utviklet over en årrekke.

Ved å ta utgangspunkt i anbefalingene i milepælstilnærmingen sikrer man en grundig prosess og et solid grunnlag for å ta en beslutning om introduksjon av kjernekraft. Formålet med milepælstilnæringen er å styrke nye kjernekraftlands evne til å gjennomføre et nasjonalt kjernekraftprogram. En grundig og bredt forankret prosess er viktig når det dreier seg om en beslutning med stor betydning for framtidige generasjoner og som vil beslaglegge nasjonale ressurser i lang tid framover. En grundig prosess er også viktig for aktørene som potensielt skal investere i kjernekraft. Internasjonal erfaring tilsier at man må tenke helhetlig fra start og at prosessen må være styrt av myndighetene. Det gir forutsigbarhet og struktur, og større trygghet for at man unngår forsinkelser og unødvendige kostnader. Erfaringene viser at om man går i gang for tidlig og utvikler en prosess etter hvert, øker risikoen for uklarhet og usikkerhet.

Milepælstilnærmingen må tilpasses den nasjonale konteksten. Milepælstilnærmingen er en veileder for land som har tatt en politisk beslutning om å vurdere etablering av et nasjonalt kjernekraftprogram. Milepælstilnærmingen er ikke en oppskrift som skal følges slavisk, men inkluderer alle elementer som bør vurderes for å få en effektiv, godt forankret og helhetlig prosess.

Formålet med et kjernekraftprogram er å sikre helhetlig planlegging og utvikle både den fysiske og institusjonelle infrastrukturen som kreves. Med «infrastruktur» siktes det både til «harde» elementer som for eksempel anlegg og transportsystemer, og «myke» elementer som for eksempel regelverk og myndighetsstruktur. Et program dekker alle de tiltakene som i vid forstand er nødvendige for å bygge, drive og avvikle nukleære

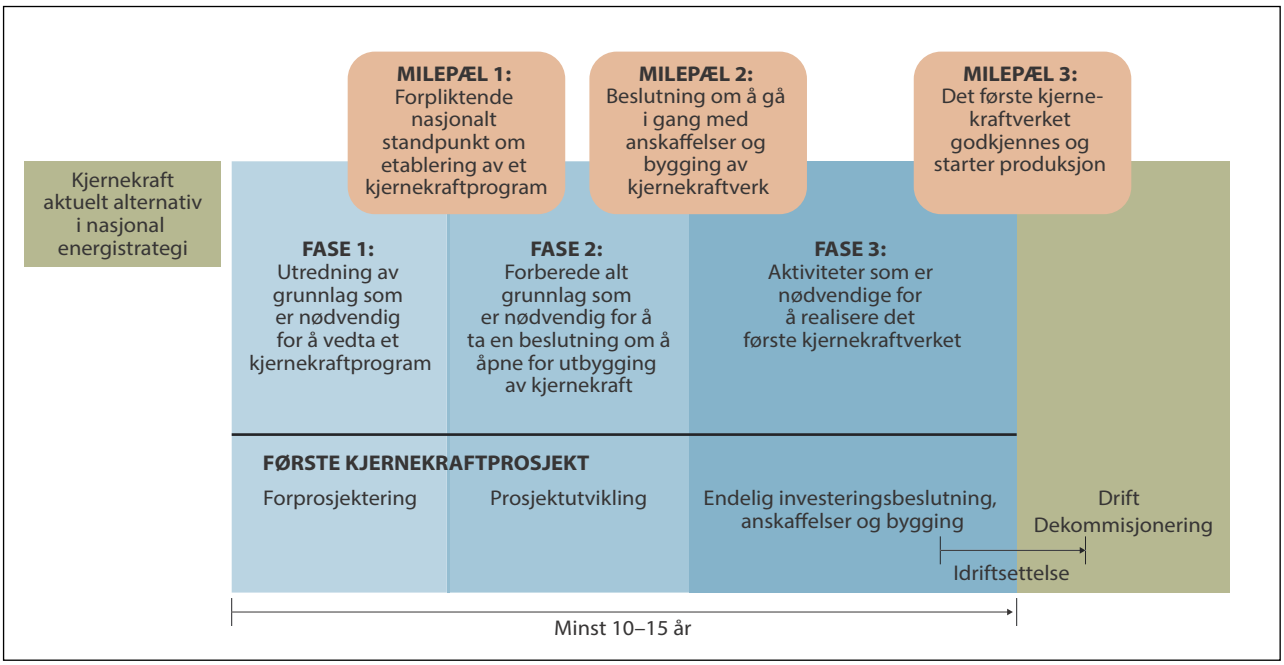
anlegg på en sikker måte. Det betyr at programmet også omfatter tiltak for dekommisjonering og håndtering av avfall, inkludert sluttbehandling og deponering av brukt brensel, og ivaretakelse av den langsiktige sikkerheten ved deponier. For deponi av høyaktivt og langlivet avfall kreves det passive sikkerhetsfunksjoner som kan fungere i 100 000 år (se kapittel 6). At sikkerhetssystemene er passive, betyr at de skal fungere selv om deponiet overlates til seg selv og står uten tilsyn.

En vesentlig begrunnelse for mange av de nødvendige tiltakene og infrastrukturen som kreves, er helse- og miljørisikoen forbundet med eksponering for ioniserende stråling. Stråling og helseeffekter er nærmere beskrevet i kapittel 3. Etablering av kjernekraft krever at det foreligger et rammeverk som kan håndtere all strålingsrisiko gjennom hele livssyklusen til anleggene, også ved uventede hendelser eller ulykker, og i forbindelse med avfallets endelige håndtering. Sikkerhetsaspektene og hva de innebærer, beskrives nærmere i kapittel 11.

Internasjonale organisasjoner samarbeider med sine medlemsland for å støtte introduksjon av et kjernekraftprogram. Utgangspunktet for samarbeidet er medlemslandets egne ønsker, uttrykt gjennom de politiske beslutningene som tas. Det internasjonale samarbeidet gir også mulighet til å få bistand fra internasjonale organisasjoner med kunnskap og bred erfaring om hvordan et kjernekraftprogram kan etableres og gjennomføres.

Milepælstilnærmingen anbefaler at et nasjonalt kjernekraftprogram etableres i tre faser med tilhørende milepæler. Framgangsmåten gir mulighet for fleksibel tilpasning til de nasjonale forutsetningene og den nasjonale konteksten. For hver fase som er gjennomført, når man en milepæl, se figur 9.1. De tre stegene og tilhørende milepæler omfatter i korthet:

- Fase 1 er basert på en politisk beslutning om at landet skal *utrede* utvikling av et kjernekraftprogram. Utredningene i første steg innebærer at alle faktorer analyseres i en dybde og et omfang som er tilstrekkelig til at regjeringen og Stortinget kan ta en velinformert beslutning om 1) å introdusere kjernekraft, 2) ikke introdusere kjernekraft, eller 3) utsette beslutningen.
- Første milepæl innebærer at det tas et forpliktende nasjonalt standpunkt om etablering av et kjernekraftprogram.
- Fase 2 bygger på et positivt nasjonalt standpunkt og innebærer at landet starter prosessen med å *planlegge* introduksjon av kjernekraft. Arbeidet i fase 2 fokuserer på å etablere eller utvide teknisk og institusjonell kompetanse, og å utvikle det rettslige og regulatoriske rammeverket og den myndighetsorganiseringen som er nødvendig, for å introdusere kjernekraft. Det omfatter dokumentasjon av all informasjon som potensielle utviklere og investorer trenger



Figur 9.1 Oversikt over fasene og milepælene i etableringen av et kjernekraftprogram.

Kilde: IAEA (2024a).

for å utforme tilbud, inkludert spesifikke krav til prosjektet og aktørene som er involvert.
- Andre milepæl innebærer at landet har fått på plass hele det grunnlaget som er nødvendig for å ta en beslutning om å gå i gang med anskaffelser og bygging av kjernekraftverk.
- Fase 3 innebærer at landet *starter anbudsprosessen* for kjernekraft, inkludert prosjektering, bygging og drift, finansiering og utforming av kontrakter. Myndighetenes rolle er å overvåke at kriterier for sikker og bærekraftig drift oppfylles.
- Tredje milepæl innebærer at det første kjernekraftverket godkjennes for å gå over fra prøvedrift til ordinær energiproduksjon.

Milepælstilnærmingen anbefaler at staten etablerer et nasjonalt organ som koordinerer aktiviteter i de tre fasene. I IAEAs terminologi kalles koordineringsorganet Nuclear Energy Program Implementing Organization (NEPIO) eller «organisasjon for introduksjon av kjernekraft» på norsk. I utredningen bruker vi den internasjonale forkortelsen NEPIO. IAEA anbefaler at NEPIO leder arbeidet i fase 1, og starter med å utarbeide underlaget for et nasjonalt standpunkt om å introdusere eller ikke introdusere kjernekraft i den nasjonale energimiksen (milepæl 1). En NEPIO bør derfor ha ekspertise på en rekke ulike fagområder. Rollen og sammensetningen til en NEPIO er avhengig av de nasjonale forholdene og vil endre seg etter hvert som arbeidet med implementeringen skrider fram. Av de seks landene utvalget har studert nærmere (se kapittel 16), har Polen, som er et nytt kjernekraftland, etablert en NEPIO. Frankrike, Sverige og Storbritannia – som alle allerede har kjernekraft – har etablert koordineringsfunksjoner som delvis tilsvarer en NEPIO.

9.2 Nitten infrastrukturområder som bør utredes

Milepælstilnærmingen beskriver hvilke tema et kjernekraftprogram bør inneholde, og hvordan et land som vurderer kjernekraft, bør gå fram for å etablere et slikt program. IAEA peker på i alt 19 infrastrukturområder som må utredes og utvikles i tilknytning til et kjernekraftprogram. Boks 9.1 gir en oversikt over infrastrukturområdene slik de omtales i IAEAs veileder (IAEA, 2024a). Framstillingen i boksen fokuserer på aktiviteter som anbefales gjennomført i fase 1 og 2. Dersom landet setter i gang en prosess for introduksjon av et kjernekraftprogram, bør samtlige områder evalueres løpende og i sammenheng gjennom fase 1–3. IAEAs veiledere beskriver nærmere 200 aktuelle tiltak som bør vurderes i utviklingen av et kjernekraftprogram (IAEA, 2020a). Veilederne og tiltakene dekker samtlige infrastrukturområder og alle de tre fasene i utviklingen av et kjernekraftprogram.

Milepælstilnærmingen må tilpasses det enkelte lands utgangspunkt og nasjonale kontekst. Blant annet må det avklares hvordan et kjernekraftprogram kan tilpasses det norske systemet, der investeringer i ny produksjonskapasitet er markedsbasert. Det må også avklares hvordan statens plan- og koordineringsrolle skal utformes, og hvordan ansvar og roller skal fordeles og koordineres med utgangspunkt i dagens myndighetsapparat og regulatoriske praksis.

NEPIO har en sentral rolle i vurderingen av sentrale forutsetninger for etablering av et kjernekraftprogram. Med utgangspunkt i at det er vurdert som hensiktsmessig å inkludere kjernekraft i den nasjonale energistrategien, utarbeider NEPIO i første fase en omfattende og helhetlig gap-analyse basert på utredninger av alle infrastrukturområdene, og avgir en rapport med en velbegrunnet anbefaling om innføring av et kjernekraftprogram. I henhold til IAEA, bør rapporten bl.a. inneholde analyser av energibehov og -alternativer; samfunnsøkonomiske virkninger (f.eks. for BNP og sysselsetting); overordnet teknologi-screening; foreløpige vurderinger av mulig lokalisering og behov for nettkapasitet; og finansiering, eierskap og inntektskilder (marked, kraftkjøpsavtaler osv.). I tillegg bør rapporten inneholde planer for tilslutning til internasjonale rettslige virkemidler og utvikling av rettslig rammeverk, etablering av en uavhengig strålingssikkerhetsmyndighet og hovedelementene i det regulatoriske rammeverket for sikkerhet, sikring og ikke-spredning, tilsyn og beredskap, kompetanse og kapasitetsutvikling.

IAEA kan bistå med evaluering av hvorvidt et medlemslands reguleringer og infrastruktur er i tråd med anbefalingene i milepælstilnærmingen. Medlemslandene kan be IAEA gjennomføre en internasjonal ekspertevaluering basert på veilederne for de 19 infrastrukturområdene, en såkalt Integrated Nuclear Infrastructure Review (INIR), eller «integrert infrastrukturvurdering». Dette er en av evalueringstjenestene IAEA tilbyr sine medlemsland (IAEA, 2016; IAEA, 2026). Norsk Kjernekraft AS har gjort en innledende mulighetsstudie basert på de 19 infrastrukturområdene (Sæle & Kristiansen, 2023). Stortinget har anmodet regjeringen om å vurdere å be IAEA om å gjennomføre en INIR etter at utvalget har levert sin

Boks 9.1 Infrastrukturområdene i IAEAs milepælstilnærming

Punktene under gir en kort oppsummering av infrastrukturområdene i IAEAs milepælstilnærming slik de er beskrevet i den overordnede veilederen, med vekt på fase 1 og fase 2.

1. Nasjonalt standpunkt (National position)

Det første infrastrukturområdet beskriver framgangsmåten for etablering av et nasjonalt standpunkt og en strategi som danner grunnlaget for utvikling og implementering av et kjernekraftprogram. De tre hovedelementene i et nasjonalt standpunkt er

- Nasjonal energipolitikk og hvilken rolle kjernekraft kan spille i energimiksen
- Behovet for involvering av alle berørte interesser, lokalt, regionalt, nasjonalt og internasjonalt
- En faktabasert vurdering av hvilken infrastruktur og hvilke institusjoner som er nødvendige for å støtte et kjernekraftprogram, inkludert relevant internasjonalt regelverk og konvensjoner

I fase 2 konkretiseres strategien med handlingsplaner for hvert infrastrukturområde. Staten oppretter en uavhengig tilsynsmyndighet, og peker ut en eier av en eier av det første anlegget. NEPIO koordinerer arbeidet, sikrer en klar rollefordeling og at kontrakter og teknologivalg er i tråd med den nasjonale strategien. Etter gjennomføring av fase 2, skal både myndighetene og eieren av det første kjernekraftanlegget være klare til å realisere kjernekraftprogrammet og bringe det første prosjektet fram til idriftsettelse.

2. Nukleær sikkerhet (Nuclear safety)

Nukleær sikkerhet handler om å beskytte mennesker og miljø mot skadelig stråling. Operatørselskapet har hovedansvaret, men myndigheter, leverandører og andre aktører må sammen bygge en helhetlig sikkerhetsinfrastruktur og -kultur. I fase 1 beskrives mål og elementer i en nasjonal sikkerhetsstrategi, og i fase 2 etableres eller oppbemannes alle de institusjonene som er nødvendige for gjennomføring av programmet. Elementene inkluderer prinsipper for atomsikkerhet og kraftverksdesign, deltakelse i det internasjonale sikkerhetsregimet, utvikling av nasjonal kompetanse og kapasitet, rammer for regelverk og tilsyn, tilsynsmyndighetens uavhengighet, sikkerhetsledelse og utvikling av en sikkerhetskultur, rolle- og ansvarsfordeling, og dekommisjonering, avfallsbehandling og deponi.

3. Ledelse og styring (management)

Ledelse og styring av et kjernekraftprogram er en viktig og krevende oppgave. God ledelse og styring omfatter lederskap, organisering, integrering av ledelsessystemer, prosjektstyring og kompetanseutvikling. IAEAs anbefaling understreker nødvendigheten av at det ansettes høyt kvalifiserte ledere gjennom hele prosessen, og at de relevante institusjonene etablerer planer for innføring av ledelsesmodeller og lederutvikling, og for deling og overføring av den kunnskapen og erfaringen som høstes. Tidlig i fase 2 bør eier for det første anlegget pekes ut, slik at eieren kan bygge organisasjon, ledelsessystemer og prosjektkapasitet (inkludert innkjøpskapasitet), og samarbeide med NEPIO om å definere strategier for finansering, kontrakter, brensel og avfall. Krav til opplæring, dialog med berørte interesser, forholdet til regulator og kvalitetssikring av prosjektgjennomføringen må etableres før fase 3 starter.

4. Finansiering (funding and financing)

Myndighetsaktiviteter, fysisk infrastruktur, kjernekraftverkene og tilliggende anlegg, m.m. må finansieres. NEPIOs forstudie i fase 1 bør kartlegge finansieringsalternativer og gi anbefalinger om hvordan programmet og kjernekraftverket skal finansieres, inkludert hvilken rolle staten skal ta for å avlaste finansiell risiko. I tillegg må det klargjøres hvordan aktivitetene som myndighetene har ansvar for, skal finansieres, som f.eks. opprettelse av NEPIO, utvikling av andre myndighetsorganer, utvikling av juridisk rammeverk, kompetanseutvikling, beredskap, nettiltak, avfallsbehandling og dekommisjonering m.m. Konkret finansieringsplan og risikostyringsstrategi utvikles i fase 2, inkludert statens ansvar og rolle for å styrke kredittverdigheten, f.eks. stabile politiske rammer, komplett regelverk, uavhengig tilsynsmyndighet, sikkerhetsstrategier og -rammer, og ordninger for avfallshåndtering, dekommisjonering og deponi.

Boks 9.1 forts.

5. Rettslig rammeverk (legal framework)
Et helhetlig nasjonalt rettslig rammeverk for kjernekraft må dekke alle sikkerhetsaspekter og forpliktelser i henhold til det internasjonale regelverket. I tillegg må tilsynsmyndighetens uavhengighet sikres gjennom nødvendige fullmakter, kompetanse og ressurser. I fase 1 må NEPIO beskrive behovene og vurdere hvilke nasjonale lover som må vedtas eller endres hvis landet skal introdusere kjernekraft. I fase 2 må det rettslige rammeverket med tilhørende regelverk vedtas, inkludert en tydelig rolledeling og fullmakter for tilsynsmyndigheten og andre myndigheter, konsesjons-, tilsyns- og sanksjonsmekanismer, og bestemmelser om ansvar og forsikringer, også med hensyn til det som følger av internasjonalt regelverk og konvensjoner.

6. Sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi (safeguards)
Ikke-spredningskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi har til hensikt å gi internasjonal trygghet for at nukleært materiale og teknologi kun blir brukt til fredelige formål. Det innebærer at staten må ha på plass et system for regnskap med og kontroll av nukleært materiale (se punkt 11.2.3) og oppfylle forpliktelser i henhold til internasjonale traktater. Forstudien i fase 1 må beskrive disse forpliktelsene og hva de innebærer av ansvar og samarbeid mellom staten, eier/operatørselskap, leverandører og IAEA, og forberede prosesser for informasjon og rapportering. Systemet bygges ut med klare krav og prosedyrer i fase 2, inkludert kontaktpunkt mot IAEA og tilhørende lovverk for import- og eksportkontroll.

7. Regulatorisk rammeverk (regulatory framework)
En kompetent, effektivt og uavhengig strålingssikkerhetsmyndighet er kritisk for å sikre tillit til og for sikker gjennomføring av programmet. Forstudien bør derfor presentere en plan for sikring av strålingssikkerhetsmyndighetens uavhengighet: mandat, kjernefunksjoner (regelverk, utredninger og vurderinger, tillatelser, inspeksjoner, håndheving, og kommunikasjon og konsultasjoner), forholdet til andre myndigheter, tilgang til teknisk støtte og internasjonalt samarbeid. På basis av dette bemannes og organiseres myndigheten i fase 2, ledelsessystem og kultur for sikkerhet og sikring utvikles, og konsesjons- og tilsynsregime utformes. Prioriterte områder for regelverksutvikling er styring, lokalisering og dekommisjonering, bygging og produksjon av kjernekraftverket, og dialogmekanismer mellom strålingssikkerhetsmyndigheten, operatørselskap og leverandører i konsesjonsprosessen. Konsesjonsprosessene gjennomføres i fase 3.

8. Strålevern (radiation protection)
Strålevern handler om å beskytte arbeidstakere, almennheten og miljøet mot ioniserende stråling. Ved introduksjon av kjernekraft i et land, må eksisterende ordninger styrkes. I fase 1 må NEPIO vurdere hvilke tilleggshensyn introduksjon av kjernekraft innebærer, herunder behov for utdanning, målingstjenester, miljøovervåkning og registre, og gi en overordnet omtale av planer for avfallshåndtering og dekommisjonering. I fase 2 utvikles og/eller oppdateres relevante forskrifter, inkludert dosegrenser, miljøovervåkning og krav til strålevern.

9. Kraftnettet (electrical grid)
Kjernekraftverk drives best med jevn og kontinuerlig produksjon (grunnlast) og trenger ekstern strømforsyning bl.a. for pålitelig drift av sikkerhetssystemer. Nettilknytningen må være tilstrekkelig dimensjonert, robust og stabil til å håndtere bortfall av en reaktor. Forstudien bør derfor vurdere nettkapasiteten og -stabiliteten, og krav til tilknytning for aktuelle lokasjoner. I fase 2 må nettselskap og eier/operatørselskap gjennomføre detaljerte studier og planlegge nødvendige forsterkninger, inkludert linjekapasitet for ekstern nødstrømstilførsel og innmating av produsert strøm til nettet ved avbrudd og hendelser. Finansiering og framdrift av nettforsterkninger må tilpasses kjernekraftprosjektets tidslinje.

Boks 9.1 forts.

10. Kompetanseutvikling (human resource development)

Introduksjon av kjernekraft krever et bredt spekter av vitenskapelig, teknisk, ledelses- og administrativ fagkompetanse og en langsiktig plan for oppbygging av kompetanse. I forstudien må NEPIO identifisere kompetansebehov, kartlegge nasjonal kompetanse og identifisere gap, vurdere utdannings- og opplæringskapasiteten både hjemme og i utlandet, og foreslå en nasjonal kompetanseutviklingsstrategi. Strategien bør omfatte rekruttering, opplæring, utenlandshospitering og incentiver for å beholde nøkkelpersonell. Tidlig i fase 2, når tilsynsmyndigheten og eier/operatørselskap etableres, må egne HR-strategier og stillingsspesifikke krav utvikles.

11. Involvering av berørte interesser (stakeholder engagement)

Tillit og aksept bygges gjennom åpen, systematisk og langsiktig dialog. I arbeidet med å bygge tillit og aksept har både politikere, myndigheter, tilsynsmyndighet og eier/operatørselskap viktige roller. I forstudien bør NEPIO kartlegge kunnskap og holdninger i befolkningen, legge en plan for dialog med alle berørte parter (eventuelt inkludert nabolandene) og gi ledere kommunikasjonsopplæring. En slik plan bør legges ved NEPIOs utredning. I fase 2 må politikerne (regjeringen) forklare begrunnelsene for en positiv beslutning om å introdusere kjernekraft og beskrive prosessene for lokalisering. Operatørselskapet må engasjere lokalsamfunnene og beskrive teknologi og design, byggeplaner, sikkerhetsansvar og lokale ringvirkninger. Tilsynsmyndigheten må forklare sin uavhengige rolle og legge til rette for offentlig medvirkning i konsesjonsprosessen. Regelmessige kunnskaps- og opinionsmålinger bør gjennomføres. Informasjons- og kommunikasjonsarbeidet må videreføres gjennom fase 3.

12. Lokasjon og støtteinfrastruktur (site and supporting facilities)

Valg av lokasjon inkluderer omfattende studier av områdene som kjernekraftverket og tilhørende nødvendige anlegg krever, med detaljerte beskrivelser og kriterier, og behov for veier, havn, boliger og andre støtteanlegg. I fase 1 leder NEPIO områdestudiene basert på minstekriterier og fortrinnskriterier knyttet til sikkerhet, miljø, og tekniske og sosioøkonomiske forhold, i tidlig og løpende dialog med berørte parter. Forstudien bør anbefale ett eller flere kandidatområder. I fase 2 beskrives kandidatområdene i større detalj og rangeres. Planer for lokal infrastruktur utvikles.

13. Beskyttelse av ytre miljø (environmental protection)

Kjernekraft gir ikke utslipp av klimagasser, men mulige andre miljøvirkninger, både radiologiske og ikke-radiologiske, må dokumenteres og håndteres. I fase 1 må NEPIO vurdere behovet for strategisk konsekvensutredning for programmet, gjøre en innledende innhenting av data og vurdere om det er behov for presiseringer av miljølovverk og ulike myndigheters ansvar. I fase 2 gjennomføres eventuelle endringer i lover og forskrifter, og rolle- og ansvarsfordelingen mellom strålingssikkerhetsmyndigheten og miljømyndigheten avklares. Videre spesifiseres miljøparametre, utslippsforutsetninger og grunnlagsdata til anbudsunderlaget for den videre prosessen i fase 3.

14. Beredskap og respons (emergency preparedness and response, ERP)

Selv om sannsynligheten for uønskede hendelser ved kjernekraftanlegg er lav, må det bygges opp beredskap for å beskytte ansatte, innsatspersonell og befolkningen mot eventuelle hendelser. I fase 1 bør NEPIO beskrive krav og vurdere nasjonal beredskapsstatus, ressursbehov, internasjonale traktater og samarbeid med naboland. Tomtekriterier som påvirker beredskap, bør inngå i områdestudien (se område 12). I fase 2 må staten avklare beredskapsorganisering og koordineringsmekanismer, og tilsynsmyndigheten må utvikle krav basert på et bredt utvalg av mulige scenarioer som gir grunnlag for å identifisere gap og nødvendige tiltak for å lukke dem. Beredskapsorganisering og -planer må være etablert og godkjent, og nødvendige øvelser gjennomført, før fase 3.

Boks 9.1 forts.

15. Nukleær sikring (nuclear security)
Nukleær sikring dreier seg om å forebygge, oppdage og håndtere tilsiktede uautoriserte handlinger som tyveri, sabotasje, m.m. I fase 1 anbefaler NEPIO nasjonal politikk og strategi, kartlegger internasjonale forpliktelser og vurderer behov for lover og forskrifter, inkludert cyber-sikkerhet, organisering og kompetanse. I fase 2 utvikles og etableres regelverket, inkludert krav til kraftverksdesign, fysisk beskyttelse, håndtering av sensitiv informasjon, sikkerhetsklarering av personell og sikkerhetskultur. Roller og ansvar for å oppdage og respondere avklares, og det bygges opp kompetanse for sikkerhetsklarering og inspeksjoner.

16. Nukleær brenselssyklus (nuclear fuel cycle)
NEPIO bør i fase 1 utvikle en brenselssyklus-policy som inkluderer mulige anskaffelsesstrategier, energisikkerhet, ikke-spredningshensyn, kompetansebehov og håndtering av brukt brensel (minst 10 års kjøling på tomt, og videre mellomlagring). I fase 2 konkretiseres strategien i anbudsgrunnlaget, inkludert innkjøp av brensel og antall omlastinger, og hvilke tjenester knyttet til brenselssyklusen som skal utvikles nasjonalt. Det utformes krav for lagring på tomt, plan for mellomlagring, transport og sluttdeponi eller reprosessering.

17. Håndtering av radioaktivt avfall (radioactive waste management)
Ulike typer radioaktivt avfall må behandles eller deponeres (se kapittel 6). I fase 1 kartlegger NEPIO eksisterende kapasitet og regelverk, vurderer volumer for ulike typer avfall og kartlegger mulige sluttløsninger og finansieringsmodeller. I fase 2 vedtas nasjonal politikk og strategi for behandling av avfall og brukt brensel, og dekommisjonering, inkludert tidspunkt for undersøkelser og avklaring av deponiløsninger. I fase 2 utvikles regelverket og tilsynsmyndigheten etablerer kravene som skal settes til avfallsminimering, -håndtering og -lagring/deponi og dekommisjoneringsplan i anbudsunderlaget.

18. Nasjonale leverandørers rolle (industrial involvement)
Leveranser fra nasjonale leverandører kan gi arbeidsplasser og teknologioverføring, men krever også evne til å oppfylle nukleære standarder og kvalitetskrav, kostnadskrav og tidsplaner. I fase 1 bør NEPIO vurdere realistiske muligheter for nasjonalt næringsliv knyttet til introduksjon av kjernekraft, hvilke standarder som må oppfylles, og muligheter for partnerskap og joint ventures. På dette grunnlaget foreslås mål på kort og lang sikt, og rammeverk og virkemidler for oppbygging av kapasitet. I fase 2 konkretiseres ambisjonsnivået i dialog mellom myndigheter, aktuelle bransjer og potensielle leverandører. Eier/operatørselskap må også vurdere hvilke leveranser og tjenester som kan leveres av nasjonale aktører, og hvilken oppbygging av nasjonal kapasitet og kompetanse som er mulig (i tide). Eventuelle krav og incentiver for lokalt og nasjonal deltakelse innarbeides i anbudsunderlaget. Slike krav må ikke gå på bekostning av kvalitet og framdrift.

19. Anskaffelser (procurement)
Anskaffelsesregelverk og -prosedyrer dekker hele spekteret og kjeden av tjenester og utstyr som er nødvendig, og krever at operatørselskapet har god kunnskap om nødvendige anskaffelser i hele prosessen. I fase 1 bør NEPIO definere en overordnet kontraktsstrategi basert på en vurdering av ulike modeller, og behovet for anskaffelsesprosesser og -kompetanse hos både operatørselskap og regulator. I fase 2 utvikler eier/operatørselskapet anbuds- og evalueringskriterier, og/eller kontraktsspesifikasjoner som skal brukes i forhandlinger med valgt leverandør. Evne og kapasitet til å spesifisere krav, kvalifisere leverandører og innarbeide kvalitetskrav, må etableres, og innkjøpskapasiteten profesjonaliseres.

Kilde: IAEA (2024a).

utredning (Innst. 185 S (2024–2025)). En INIR er en omfattende prosess som krever grundige forberedelser og oppfølging fra kandidatlandets side. I punkt 18.1.2 drøfter vi nærmere når det eventuelt vil være hensiktsmessig for Norge å be om en INIR-gjennomgang.

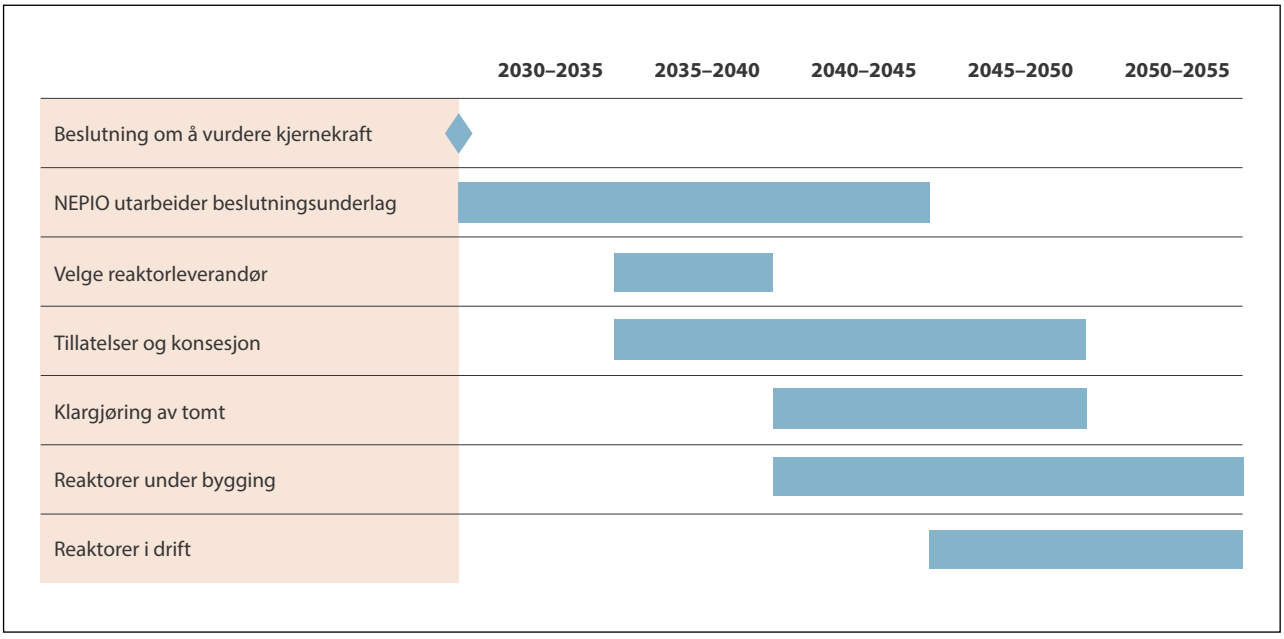
Denne rapporten er ikke å betrakte som et tilstrekkelig grunnlag for å ta et nasjonalt standpunkt. Selv om vår utredning berører de fleste av infrastrukturområdene og vi har gjennomført grundige analyser og vurderinger innen flere av områdene, er det behov for å gå mer i dybden på flere av infrastrukturområdene før det tas et nasjonalt standpunkt til kjernekraft. Dersom konklusjonen av en slik studie er at kjernekraft kan ha en rolle i det norske energisystemet, må det utformes mandat og rammer for en norsk NEPIO som vurderer hva som er relevant i norsk kontekst, og deretter gjør en systematisk og helhetlig gjennomgang av samtlige infrastrukturområder. Analysen bør gå vesentlig lenger enn den foreliggende NOU-en, og presentere en bredere og mer dyptgående analyse av de sentrale forutsetningene for utvikling av kjernekraft i Norge.

9.3 Tidsbruk for å gjennomføre et kjernekraftprogram

IAEA anslår at det tar minst 10–15 år fra oppstart av fase 1 til det første kjernekraftverket kan settes i drift, men det kan ta betydelig lenger tid. Minimumsestimatet forutsetter en sterk nasjonal prioritering og avklart finansiering av kjernekraft, for eksempel på den måten det skjedde i De Forente Arabiske Emirater (se boks 9.2). I andre tilfeller har gjennomføringen av et kjernekraftprogram krevd lenger tid. I Polen har planene om kjernekraft blitt revidert flere ganger etter at regjeringen i 2009 besluttet å bygge flere verk, opprinnelig med planlagt byggestart for den første reaktoren i 2016–2020. I dag pågår undersøkelser av grunnen og annet forberedende arbeid, men uten at byggearbeidet har startet (se punkt 16.3).

Ny teknologi og design, demokratiske prosesser og strategiendringer er blant faktorene som kan forlenge og forsinke utbyggingen. IAEA anslår forstudie- og planleggingsfasen til 5–6 år frem til «første betong»[1], etterfulgt av 5–6 år fra byggestart til tilkobling til nettet (IAEA, 2012). Tilfeller som omfatter innføring av nytt reaktordesign, selv om det teknologiske konseptet er velprøvd, kan kreve betydelig lenger tid fra «første betong» til tilkoblingen til nettet. Byggingen av Olkiluoto 3 er et slikt eksempel (se punkt 16.4). Ved milepæl 1 og 2 må det gjennomføres grundige demokratiske prosesser, inkludert kommunikasjons- og involveringsprosesser både nasjonalt og lokalt. Gitt de

[1] «Første betong» eller *first concrete* er en viktig milepæl i byggingen av et kjernekraftverk. Støpingen av reaktorfundamentet med betong av en spesifikk kvalitet regnes som startpunktet for byggingen av reaktoren (skal ikke forveksles med milepælene i IAEAs milepælstilnærming).



Figur 9.2 Tidslinje for etablering av kjernekraft i et nytt land – fra etablering av NEPIO til idriftsettelse av det første kraftverket.

Kilde: Multiconsult & Amentum (2026).

Boks 9.2 De forente arabiske emirater – eksempel på utvikling av et kjernekraftprogram

Kjernekraftprogrammet til De forente arabiske emirater (UAE), som ble besluttet og publisert i 2008 (IAEA, 2023), er basert på det internasjonale rammeverket som innfører internasjonale standarder, konvensjoner og andre rettslige virkemidler knyttet til sikkerhetstiltak, sikkerhet og ikke-spredning. Byggingen av den første av i alt fire planlagte reaktorer i Barakah (Abu Dhabi), startet i 2012, med en ambisjon om idriftsettelse i 2017. Enheten ble satt i prøvedrift i 2018 og kom i normal drift i 2020. Årsaken til forsinkelsen var behov for ytterligere sikkerhetstiltak. Enhet 2 kom i drift i 2021, enhet 3 i 2022 og enhet 4 i 2024. Kjernekraftverket var basert på koreansk reaktorteknologi (basert på lettvann og lavanriket uran), og med Korea Electric Power Corporation (KEPCO) som medeier og hovedentreprenør.

Det emiratiske operatørselskapet Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC) peker på at følgende nøkkelfaktorer bidro til en rask implementering av kjernekraft i landet (IAEA, 2021; WNN, 2020; Kim & Keppler, 2013):

- Støtte fra myndighetene til en langsiktig kjernekraftpolitikk og et tydelig langsiktig og forpliktende rammeverk
- Tidlig innføring av IAEAs milepælstilnærming
- Sterkt tverrsektorielt samarbeid og bredt internasjonalt samarbeid
- Valg av kjent teknologi
- Solid støtte i befolkningen
- Rask etablering av et uavhengig tilsyn (FANR, opprettet i 2009)
- Utstrakt bruk av IAEA-gjennomganger (INIR)

Anleggene drives i dag av Nawah Energy Company med ENEC som hovedeiere (82 prosent) og KEPCO som minoritetseiere (18 prosent). Det gjenstår fortsatt arbeid for å løse spørsmålet om sluttbehandling og deponering av det brukte brenselet.

Av det opprinnelige budsjettet på 19,6 mrd. amerikanske dollar (USD) ble inntil 16,2 mrd. sikret gjennom direkte lån fra myndighetene. ENEC og KEPCO bidro med i underkant av 5 mrd. USD i egenkapital (WNA, 2025). Inntekten er sikret gjennom en kraftkjøpsavtale med UAEs vann- og elektrisitetsselskap (EWEC) gjennom hele den planlagte driftsperioden på 60 år (IAEA, 2025). Kontraktsprisen er ikke kjent. I 2024 ble deler av lånet refinansiert og fikk da status som et grønt lån.

Kilder: IAEA (2021a; 2023; 2025; u.å.h), Kim & Keppler (2013), UAE government (2008), WNA (2025a) og WNN (2020).

lange tidsperspektivene, er det ingen garanti mot at det vil oppstå situasjoner eller hendelser som endrer det nasjonale standpunktet. Oppdatering og tilpasning av kjernekraftprogrammet kan også gjøres i driftsfasen og frem til dekommisjonering og sluttdeponering av avfallet. Hvor lang byggetid man må regne med, kommer an på flere faktorer som f.eks. lokalisering, teknologi og design (se kapittel 8).

En milepælstilnærming krever forberedelser før fase 1 settes i gang. Før arbeidet i fase 1 starter, anbefaler IAEA at et nytt kjernekraftland utreder hvilken rolle kjernekraft kan spille i den nasjonale energistrategien (se figur 9.1), og at det opprettes en NEPIO som kan starte arbeidet med å utforme grunnlaget for et nasjonalt standpunkt. Figur 9.2 viser et anslag for tidsbruken i ulike faser (Multiconsult & Amentum, 2026), fra et nasjonalt standpunkt er tatt og NEPIO opprettet, fordelt på ulike faser som til dels foregår parallelt. Etter deres vurdering må man regne med at det går 15–25 år fra starten av fase 1 til det første kjernekraftverket settes i drift. De peker på at en slik tidslinje gir mulighet til å dra nytte av utviklingen av nye reaktordesign. Det er mulig å korte ned tidslinjen ved å starte innkjøpsprosessen tidligere og korte den ned, og ved å starte forberedende arbeider på tomten tidligere.

Kapittel 10
Norsk erfaring med kjernekraftteknologi

I 1978 besluttet Stortinget at det ikke var behov for kjernekraft i Norge. Vi har dermed ikke erfaring med industriell kjernekraftproduksjon. Vi starter likevel ikke på bare bakke. Norge var tidlig ute med forskning på nukleær teknologi og har bygget og drevet fire forskningsreaktorer i regi av Institutt for atomenergi og senere Institutt for energiteknikk. Forskningsreaktorene ga grunnlag for et omfattende internasjonalt forskningssamarbeid. De fire forskningsreaktorene er nå stengt og dekommisjonering er under planlegging. De norske forskningsreaktorene innebærer at Norge også har erfaring med reguleringer og tilsyn med atomreaktorer og nukleær teknologi, inkludert avfallshåndtering og deponi.

I dette kapittelet oppsummerer vi den norske kjernekrafthistorien med utgangspunkt i forskningsreaktorene og aktiviteten knyttet til dem. Vi redegjør også for kostnader og sikkerhetsutfordringer ved reaktorene og avfallsdeponi, og for arbeidet med dekommisjoneringen. Endelig oppsummerer vi tidligere politisk diskusjonen om kjernekraft i Norge, inkludert sentrale utredninger, norsk forskning innen nukleær teknologi og utviklingen av regelverk og myndigheter.

10.1 Fra Institutt for atomenergi til Institutt for energiteknikk

De første tiårene etter annen verdenskrig var det stor optimisme når det gjaldt mulighetene kunnskapen og teknologien om kjernefysikk og atomenergi kunne bety for anvendelser for det norske samfunnet. Satsingen ble til dels gjennomført på tvers av interessene til etablerte atomnasjoner (Njølstad, 1999). På den tiden var den statlige kontrollen med atomvirksomheten mer begrenset enn i dag. Utgangspunktet for planlegging og etableringen av en norsk atomreaktor var at Norge ønsket å delta aktivt i forskningen på kjernefysikkens og atomenergiens område, for å kunne utnytte atomenergi til fredelige formål. Dette understrekes i St.prp. nr. 118 (1947) om disponering av den ekstraordinære bevilgning til anskaffelser og forsyninger til forsvaret: «I likhet med alle andre land må vårt land gjøre hva det kan for å holde seg på høyde i den vitenskapelig forskningsarbeid på kjernefysikkens område og atomenergiens område for øvrig for å kunne nyttiggjøre atomenergien til fredelige formål.. Vi har ikke råd til å la være», og: «Atomforskningen og utnytting av atomenergien er en sivil samfunnsoppgave av første orden, og må finansieres i det vesentlige fra andre kilder enn forsvarsbudsjettene». I samme proposisjon ble det påpekt at en atomreaktor ville være av uvurderlig betydning for norsk forskning.

Målet med Norges satsing på sivil forskning på kjernekraft etter krigen var å bidra til modernisering, konkurranseevne og velstandsutvikling. Dette skulle oppnås gjennom bruk av den nye kunnskapen til energiforsyning, fremdrift av skip, utvikling av helsevesenet, biologi-, fysikk- og materialforskning og annet. I perioden mellom 1947 og 1951 fikk forsking på kjernekraft mer finansiell støtte enn all annen naturvitenskaplig forskning til sammen, noe som viser at dette var høyt prioritert (Meld. St. 8 (2020–2021)).

Institutt for atomenergi, IFA, ble opprettet i 1948 for å forske på kjernekraft. Satsingen på atomteknikk hadde startet i Forsvarets forskningsinstitutt (FFI) etter krigen, og var delvis initiert av militære hensyn, men utviklet seg raskt til å bli en viktig del av etterkrigstidens industrireisning. IFA ble skilt ut fra FFI som et sivilt forskningsinstitutt for å «drive forskning angående anvendelser av kjedereaksjoner som oppstår ved spalting av enkelte tyngre atomkjerner». IFA fikk ansvaret for å bygge en forskningsreaktor i Osloområdet (Njølstad, 1999). I 1953 ble IFA organisert som en selvstendig stiftelse, som på et ideelt og samfunnsnyttig grunnlag skulle drive forskning og utvikling på energiområdet, og andre områder der stiftelsenes kompetanse var særlig egnet.

IFA revurderte strategien framover da det på 1970-tallet ble klart at det ikke var politisk støtte for å inkludere kjernekraft i den norske energimiksen. I St.meld. nr. 54 (1979–80) om Norges fremtidige

energibruk og produksjon ble det vurdert at det ikke var behov for innslag av kjernekraft i den norske energimiksen før etter år 2000. Stiftelsen byttet i denne forbindelse navn til Institutt for energiteknikk (IFE). IFE skulle fortsatt være et bredt energiforskningsinstitutt, inkludert den pågående nukleære forskningen hvor IFEs forskningsreaktorer var sentrale.

Grunnlaget for all forskning ved IFE både før og nå, er nukleærteknologi som ble etablert da IFA ble stiftet. Kompetansen fra forskningsreaktorene har hatt betydning for utvikling av det norske samfunnet og verdiskapningen i Norge. Det er ulike temaer som materialteknologi, nukleærteknologi, radiofarmasi, energisystemer, flerfaseteknologi, atomsikkerhet og fornybar energi. IFE er i dag et tekniskindustrielt forskningsinstitutt, som har to samfunnsoppdrag; bidra til verdiskapning i Norge gjennom forskning og innovasjon, samt trygg håndtering og opprydding etter 70 år med nukleær virksomhet i Norge frem til alle IFEs atomanlegg er overført NND, se punkt 10.2.3.

10.2 De norske forskningsreaktorene på Kjeller og i Halden

Forskningsreaktorene på Kjeller og i Halden har vært sentrale for forskningen på nukleærteknologi i Norge i nærmere 80 år. Arbeidet inkluderer en rekke internasjonale forskningsprosjekter som også har lagt grunnlag for samarbeid mellom norske og utenlandske forskere og forskningsmiljøer (IFE, 2026).

10.2.1 Forskningsreaktorene og avfallsanlegget

Ved oppstart av JEEP 1 i 1951 var Norge det sjette landet i verden som bygde en reaktor. Utgangspunktet for etablering av en norsk atomreaktor, eller forskningsreaktor, var at Norge etter andre verdenskrig ønsket å delta aktivt i forskning innen kjernefysikk og nukleær energi (IFE, u.å.b). Hovedformålet med JEEP-I var som en nøytronkilde til eksperimenter, grunnforskning og produksjon av isotoper. IFE har bygget og drevet fire forskningsreaktorer (se tabell 10.1).

NORA ble bygget for å teste brensel under ulike forhold. NORA (Norwegian 0-energy Reactor Assembly) var et prosjektsamarbeid med Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA). Formålet var å teste ulike reaktorkjerner for en fremtidig JEEP-II reaktor. Den termiske effekten var på 0 (null) W. En 0-effektsreaktor er konstruert for å kunne nå kritikalitet – det punktet hvor antall nøytroner i reaktoren holder seg konstant, men uten å produsere merkbar varme (se boks 4.5). Det betyr at den kan brukes til å undersøke kjernereaksjoner og reaktorens oppførsel på en trygg og kontrollert måte, uten behov for omfattende kjølesystemer. Reaktoren brukte både tungtvann og lettvann som moderator for å teste brenselet under ulike forhold. I 1962 ble NORA den første reaktoren IAEA inspiserte for å verifisere at et land benyttet nukleærteknologi kun til fredelig formål. IAEA brukte erfaringene fra inspeksjonen til å bygge opp et eget kontrollsystem under ikkespredningsavtalen (se punkt 11.2.3).

JEEP-II videreførte forskningsaktivitetene fra JEEP I. JEEP-II ble brukt til eksperimenter, grunnforskning og produksjon av isotoper, særlig innenfor materialvitenskap, produksjon av isotoper og bestråling av silisium for halvlederindustrien. Forskningen resultert i innovasjoner som for eksempel hydrogen- og CO_2-lagring, flerfaseteknologi for olje- og gassutvinning, batterier med større ladekapasitet, en mulig løsning på problemet med resistente bakterier, bedre kreftbehand-

Tabell 10.1 De norske forskningsreaktorene[1]

	Driftsperiode	Moderator	Termisk effekt i MW	Brensel
JEEP-1	1951-1967	Tungtvann	0,4	Uran i metallisk form
NORA	1961-1968	Tungtvann og lettvann	0	Uran i metallisk form
JEEP-II	1967-2019	Tungtvann	2	Lavanriket uran
Halden-reaktoren	1959-2018	Tungtvann	25	Først uran i metallisk form, fra 1961 lavanriket uran

[1] Her introduseres begrepene tungtvann, moderator, atomreaktor/reaktor og naturlig eller anriket uran. Dette blir nærmere forklart i kapittel 4 og faktaboks om tungtvann.

ling med færre behandlingsskader, materialforbedringer med mer (Oxford Research, 2019).

Haldenreaktoren, som sto ferdig og ble startet i 1959, la grunnlaget for et viktig og langvarig internasjonalt forskningssamarbeid gjennom Haldenprosjektet. Haldenreaktoren har blitt brukt til å undersøke reaktorbrensel, ulike materialer til bruk i kjernekraftverk og utvikle nye målemetoder. Forskningen i Haldenprosjektet, som har gitt kunnskap om hvordan sikkerhet og pålitelighet ved kjernekraftverk kan forbedres internasjonalt, ble etablert i 1958 i regi av Organisasjonen for europeisk økonomisk samarbeid (OEEC, senere OECD). Prosjektet har vært avgjørende for å bygge opp IFEs fagmiljø i Halden. Prosjektet pågår fremdeles i regi av OECD Nuclear Energy Agency (OECD-NEA) og er mest sannsynlig det lengst pågående internasjonale forskningsprosjektet i verden (se punkt 10.2.4).

Alle reaktorene er stengt ned. Norsk nukleær dekommisjonering (NND) fikk konsesjon til å drifte atomanlegget i Halden 1. april 2025 (se punkt 10.2.3). Forskningsreaktorene på Kjeller, med tilhørende støtteanlegg, er planlagt overført til NND i løpet av tredje kvartal 2028. NND er den nasjonale etaten for oppryddingen og for håndtering av radioaktivt avfall og har som samfunnsoppdrag å rydde opp etter IFEs drift av atomanlegg.

I Norges nasjonale deponi for lav- og mellomaktivt radioaktivt avfall (KLDRA) deponeres radioaktivt avfall. KLDRA ble bygget på 1990-tallet, overlevert i 1998 og satt i drift i 1999. I KLDRA deponeres avfall fra industri, helsevesen og forskning, inkludert IFEs og NNDs forskningsreaktorer. IFE har hatt driftsansvaret siden starten, men staten (Statsbygg) har bygget og eier anlegget. NND har levert konsesjonssøknad for både driften og eierskapet til anlegget, noe som ventes gjennomført i løpet av 2026.

10.2.2 Hendelser og avvik

Haldenreaktoren og JEEP II ble stengt på grunn av økonomi, nye regulatoriske krav, utstyrsfeil og større oppgraderinger for å opprettholde driftssikkerheten. Haldenreaktoren ble besluttet stengt i juni 2018 etter at en rutinemessig vedlikeholdsinspeksjon avdekket feil i en sikkerhetsventil. IFE hadde identifisert behov for omfattende investeringer for å oppgradere sikkerhetssystemene ved reaktoren. Samtidig hadde virksomheten ved Haldenreaktoren gått med underskudd over flere år på grunn av sviktende inntekter. Staten måtte bidra med ekstraordinære midler for at IFE skulle kunne ivareta sikkerheten og opprettholde kompetansen. Omfattende utredninger viste også et sviktende langsiktig markedsgrunnlag. Etter ulykken ved kjernekraftverket ved Fukushima i Japan i 2011 ønsket flere av kundene forskningsdata for helt nye typer ulykkesbestandig brensel (ATF-Accident tolerante fuel). Manglende tillatelse til å lagre denne brenselstypen i Norge gjorde det umulig å inngå avtaler om forskning på slikt brensel. *I april 2019 besluttet IFE å stenge JEEP-II etter et omfattende og langsiktig kontrollprogram.* I januar 2019 ble det funnet korrosjon på komponenter som er viktige for sikkerheten ved reaktoren. IFE og eksterne eksperter konkluderte da med at nødvendig reparasjon vil føre til langvarig stans av reaktoren og medføre større kostnader enn IFE kunne bære (IFE, u.å.b).

Aldring av materialer og systemer utgjør en betydelig utfordring for atomanlegg. Institutt for energiteknikk (IFE) har etablert egne programmer for aldringskontroll, men hendelser har avdekket forbedringsbehov. Etter nedstengingen av Haldenreaktoren og JEEP II er IFE ansvarlig for å ivareta anleggene inntil de overføres til NND. Robust aldringskontroll er avgjørende for å opprettholde sikkerheten ved anlegg som skal være trygge i lang tid etter driftsstans. Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) fører tilsyn med IFE og har de senere år hatt særlig fokus på aldringskontroll. I januar 2025 rapporterte IFE materialslitasje i et brenselslager ved Haldenreaktoren til DSA. Etter kontroll påpekte DSA blant annet mangler ved IFEs aldringsprogram. Et oppdatert program, basert på vurderinger av sikkerhetskritiske systemer og komponenter, skal sikre effektiv overvåking, vedlikehold og eventuell utskifting. Aldringskontroll omfatter også sikring av dokumentasjon og kompetanse, slik at kunnskapen ikke går tapt over tid. IFE har derfor prioritert opplæring og digitalisering av dokumentasjonsgrunnlaget.

De siste 10 årene har det vært flere hendelser ved KLDRA-deponiet. I 2015 ble det oppdaget at noen beholdere med flytende avfall var støpt inn i betongen, noe som ikke var i tråd med regelverket. Senere ble det funnet beholdere med for høyt innhold av langlivede radioaktive stoffer. IFE varslet myndighetene og stanset deponeringen midlertidig i 2018. Etter at nye rutiner var etablert, ble deponeringen gjenopptatt i 2019. I 2021 ble den igjen stoppet på grunn av usikkerhet om anleggets langsiktige sikkerhet. En grundig tilstandsvurdering, gjennomført av IFE og NND i 2021, konkluderte med at anlegget er trygt i dag, men at det må gjøres mer for at det skal være sikkert i hundrevis av år fremover.

DSA har under sine tilsyn identifisert flere avvik fra gjeldende sikkerhetsstandarder ved KLDRA. Blant de registrerte forholdene er utilstrekkelig vedlikehold samt innsig av vann i anlegget. Det er imidlertid ikke funnet lekkasjer av radioaktive stoffer eller forurensning utenfor anlegget. DSA har pålagt IFE å utarbeide nye sikkerhetsanalyser før deponeringen kan gjenopptas. Dette er et omfattende arbeid, og det forventes derfor at KLDRA tidligst vil kunne åpne for deponering i 2032. Videre har DSA understreket behovet for forbedret aldringskontroll av konstruksjoner, systemer og komponenter, med krav om periodiske sikkerhetsgjennomganger og en handlingsplan for videre drift og planlagt avslutning, i samsvar med internasjonale anbefalinger (DSA, 2026). I påvente av gjenåpning må avfall midlertidig lagres ved Kjeller, der IFE fungerer som nasjonalt mottak for radioaktivt avfall frem til anleggene overføres til NND i tredje kvartal 2028. Manglende mottakskapasitet ved IFE på Kjeller representerer en utfordring for håndteringen av radioaktivt avfall i Norge. Planen er at KLDRA skal overføres til NND i løpet av 2026.

Sikkerhetsrapporter dokumenterer hvordan et atomanlegg skal være trygt. Rapportene inneholder analyser av risiko, tekniske løsninger og beredskap. Internasjonale krav til slike rapporter har blitt strengere, og DSA har pålagt IFE å oppdatere alle rapportene for atomanleggene etter nye anbefalinger fra IAEA. IFE har etablert et eget program for sikkerhetsvurderinger og sikkerhetsrapporter. Arbeidet skjer i samarbeid med NND. Rapportene skal dekke både dagens drift og hva som skjer når anleggene stenges for godt.

DSA har gjennom tilsyn påpekt svakheter i IFEs sikkerhetskultur. Tilsynene har funnet mangler i internkontroll og grensesnitt mellom sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll med nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleært materiale (DSA 2026). Påleggene har ført til at IFE har laget handlingsplaner for å styrke kulturen, med tiltak som opplæring, kampanjer og forbedring av styringssystemer. IFE har også fått krav om å etablere en enhet med ansvar for anleggets design (design authority) og å dokumentere kompetanse og kapasitet. DSA har fulgt opp med tilsyn og anmerkninger om behov for bedre dokumentkontroll og ressursstyring. Arbeidet med sikkerhetskultur er nå en del av IFEs strategiske satsing.

Erfaringene fra driften ved IFEs atomanlegg understreker betydningen av forutsigbare rammebetingelser og et solid finansielt grunnlag for sikker drift. De utfordringene IFE har stått overfor de siste ti årene, er komplekse, men har ofte hatt endrede regulatoriske rammebetingelser og behovet for finansiell robusthet over tid som fellesnevner. Selv om endringene IFE har erfart, i hovedsak skyldes utviklingen i det internasjonale forskningsmarkedet, må det påpekes at etterspørsel alene ikke er tilstrekkelig; kundene må også være villige til å betale både for løpende drift og nødvendige investeringer. Endringer i regulatoriske rammer er påkrevd gjennom internasjonale anbefalinger, konvensjoner Norge har ratifisert, samt beste praksis internasjonalt.

10.2.3 Norsk nukleær dekommisjonering

NND er en etat under Nærings- og fiskeridepartementet (NFD), med samfunnsoppdrag om trygg nedbygging av norske atomanlegg og håndtering av atomavfall. Etaten ble opprettet i 2018, og vil etter at atomanleggene på Kjeller er overført til NND, være den nasjonale organisasjonen for håndtering av lavt og mellomradioaktivt avfall (NND, 2025a).

Stortinget har vedtatt at staten tar det fulle og hele ansvaret, og kostnadene, for oppryddingen etter det norske atomprogrammet. Samtidig slo Stortinget fast at vedtaket ikke skal danne presedens for eventuelle andre oppryddinger hvor staten har hatt en initierende rolle (Meld. St. 8(2021–2020)). NFD og IFE inngikk i juli 2024 avtale om overføring av atomanleggene til NND som en oppfølging av Stortingets vedtak. IFE og NND har inngått et sett med underavtaler som gir rammene for arbeidet i transisjons- og overføringsfasene. Hovedavtalen innebærer at IFE har omfattende informasjonsplikt helt frem til atomoppryddingen er ferdig. IFEs nukleære virksomhet skal overføres vederlagsfritt fra IFE til staten, mot at staten overtar IFEs ansvar for dekommisjonering, håndtering og lagring, og ansvaret for kostnadene til dette.

Hvis Staten på et tidspunkt velger å endre NNDs samfunnsoppdrag, til også å forberede løsninger for kommersiell kjernekraft, vil dette medføre behov for økt kapasitet og kompetanse hos NND. NND har ikke i sitt oppdrag å vurdere planer eller tiltak for å kunne ivareta en betydelig økning i mengden brukt brensel. NND vurderer at det eksisterende samfunnsoppdraget allerede er svært komplekst og tidkrevende (NND, 2025c). Å legge til ytterligere oppgaver kan gjøre opprydningsarbeidet av IFEs atomanlegg betydelig mer krevende. NND finner at dagens avgrensning av samfunnsoppdraget fremstår derfor som hensiktsmessig, inntil Stortinget eventuelt beslutter noe annet.

Dekommisjonering av anleggene vil pågå over flere tiår og ikke avsluttes før avfallet og det brukte brenselet er deponert. Nedbyggingen av anleggene på Kjeller og i Halden forventes å ta 20 til 30 år. Nedbyggingen medfører at store mengder radioaktivt avfall må håndteres. Norge har ca. 16 tonn brukt kjernebrensel (DSA, 2024). Ulike deponeringsløsninger vurderes, som geologisk dypdeponi og dyp borehullsdeponering. NND estimerer i august 2025 at den totale kostnadsanslagene for hele oppryddingen har økt fra 15 til mellom 32 og 56 milliarder kroner (NND, 2025b). Siden 2020 har IFE mottatt betydelige statlige tilskudd til drift, sikkerhet og sikring av atomanleggene, samt håndtering av atomavfall.

10.2.4 Haldenprosjektet

Haldenprosjektet har vært et av de aller viktigste internasjonale forskningsprosjekter innenfor atomsikkerhet. Videreføring av Haldenprosjektet godkjennes for tre år av gangen. Medlemmene i Haldenprosjektet er signatarer til en felles avtale mellom de deltagende organisasjonene i hvert medlemsland. Norge er vertskap, og som vertskapsland har og har hatt det største økonomiske bidraget til Haldenprosjektet som er i tråd med OECD-NEAs retningslinjer. IFE er operatør av Haldenprosjektet. Siden tidlig på 1970 tallet har prosjektet bestått av to programområder, forskning på menneske teknologi og organisasjon (MTO), og brensel- og materialforskningen. Forskningen innenfor MTO ble betydelig styrket som en konsekvens at Three Mile Island ulykken i 1979, der årsakene til ulykken var utfordringer i samspillet mellom menneske og teknologi. Brensel- og materialforskningen under det opprinnelige Haldenprosjektet avsluttes i løpet av 2026. Den betydelige mengden brensel- og materialdata som er samlet inn fra forskningen ved Haldenreaktoren, er samlet i en database. Databasen er overført til OECD/NEA for utvikling og forvaltning av databasen og dataene (IFE, u.å.b)

Siden 1970-tallet er det også gjennomført en rekke bilaterale forskningsprosjekter ved Haldenreaktoren. Prosjektene ble gjort for enkeltkunder som ønsket å gjennomføre eksperimenter for teknologi som var i utviklingsfasen og hvor de ønsket å beskytte teknologien av forretningsmessige hensyn. Resultatene ble etter hvert presenterte for medlemmene i Haldenprosjektet, for å sikre en god kunnskapsdeling innen det internasjonale nukleære miljøet.

Videreføringen av Haldenprosjektet har vært omstridt pga. driften av Haldenreaktoren. Regjeringen utarbeidet derfor en stortingsmelding i 1999 om videreføring av Haldenprosjektet, for å få en prinsipiell avklaring om IFE kunne starte forhandlinger med medlemslandene om videreføring av Haldenprosjektet for en ny treårsperiode (Meld.St. 22 (1998–1999)). Regjeringens grunnleggende mål for Norges engasjement i Haldenprosjektet var å opprettholde en nasjonal kompetanse i reaktorteknologi, bidra til å opprettholde en tilfredsstillende beredskap mot ulykker, overvåke reaktoranlegg i Norges nærområder, sikre norsk innflytelse i det internasjonale sikkerhetsarbeidet og styrke sikkerheten ved reaktoranlegg i Øst-Europa. Stortinget behandlet stortingsmeldingen med bakgrunn i innstillingen fra energi- og miljøkomiteen (Energi- og miljøkomiteen, 1999). Stortinget vedtok enstemmig å videreføre Haldenprosjektet.

Fra 2021 er forskningen på menneske, teknologi og organisasjon skilt ut til et eget OECD NEA-prosjekt. Prosjektet Human technology organization (HTO) tar for seg de menneskelige og digitale dimensjonene ved sikker drift av kjernekraftverk og har bidratt til økt fokus på atomsikkerhet ved reaktorer, generell industri og opprydning etter atomulykker (IFE, u.å.b). Prosjektet har medlemmer fra sikkerhetsmyndigheter, forskningsinstitusjoner, leverandørindustri og operatører av kjernekraftverk i 12 land, og formålet er å samarbeide om sikker drift av kjernekraftverk. Forskningen på kontrollromdrift har blant annet gitt IFE mulighet til å bistå selskaper i petroleumsindustrien med å utvikle sine kontrollromsfunksjoner. Cybersikkerhet står også sentralt i forskningen, og tiår med forskning og forsøk brukes aktivt til å gjøre befolkning, bedrifter og myndigheter tryggere. HTO prosjektet følger den samme styringsmodell som for Haldenprosjektet, med Norge som vertskap.

Fra 1990-tallet og utover 2000-tallet forekom det misligheter i bilaterale, kontraktsbaserte forskningsprosjekter gjennomført av IFE ved Haldenreaktoren. I forbindelse med omstilling og stenging av reaktoren mottok IFEs ledelse i 2019 et internt varsel om mulige misligheter i tidligere gjennomførte prosjekter. På bakgrunn av dette igangsatte IFE en uavhengig ekstern gransking. Granskingen avdekket at forskningsdata i fem prosjekter for fire kunder innen kjernekraftindustrien i USA, Canada, Frankrike og Japan var manipulert. Mislighetene omfattet både bevisst endring av måledata og endringer i eksperimentoppsett uten at kundene ble informert. Granskingen fant ingen indikasjoner på at prosjekter under det internasjonale OECD-Halden-prosjektet var

berørt. IFE anmeldte selv forholdene til Økokrim i 2020. DSA førte tilsyn med IFEs oppfølging og påpekte alvorlige brudd på konsesjonsvilkår, internkontroll, varslingsplikt og sikkerhetskultur, og anmeldte etter avsluttet tilsyn i oktober 2024 forholdene til Økokrim. I januar 2025 ga Økokrim beskjed om at begge anmeldelsene var henlagt fordi de ikke fant rimelig grunn til å åpne etterforskning og anså forholdene som foreldet. I etterkant av at IFEs ledelse fikk varselet, ble det utført omfattende kartlegging av om og i så fall hvilken grad mislighetene kan ha bidratt til sikkerhetsrisiko ved kjernekraftverk i landene hadde avtaler med IFE. Det er ikke avdekket noen slike forhold.

10.3 Omstilling av IFE etter 2011

Dette punktet beskriver de erfaringer IFE har hatt som operatør av atomanlegg i forhold til markedsmessige utfordringer og endringer av regulatorisk regime. Erfaringer både fra operatør og myndighet er nyttig å ved eventuell etablering av kjernekraft i Norge. Omstilling av IFE er omtalt i IFEs årsrapporter og i IFEs halv- og årlige rapporteringer til NFD som IFE (u.å.a) og MRS (2024).

IFE har de siste 15 årene vært gjennom flere omstillinger, som har ulik bakgrunnen og endringene var sammensatte. Atomulykken ved Fukushima 11. mars 2011 rammet særlig IFEs virksomhet i Halden, spesielt forskningen ved Haldenreaktoren. Ulykken førte til at flere bilaterale forskningsprosjekter ble endret eller avsluttet. Flere land valgte å fase ut kjernekraft og enkelte meldte seg ut av Haldenprosjektet. Resultatet var en svært krevende økonomisk situasjon for IFEs nukleære virksomhet, særlig knyttet til Haldenreaktoren. I 2013–2014 ble det derfor gjennomført en nedbemanning på 20 årsverk gjennom naturlig avgang. Samtidig ble det startet en prosess for å omorganisere den nukleære virksomheten, slik at IFE kunne møte de økonomiske utfordringene bedre. Den nye organisasjonen ble etablert i 2015.

Underskuddene ved virksomheten knyttet til Haldenreaktoren ble finansiert av IFEs øvrige virksomheter. Dette medførte at det ikke var tilstrekkelig handlingsrom for å utvikle disse delene av virksomheten. I 2016 var situasjonen blitt så krevende at IFEs styre besluttet å permittere store deler av IFEs ansatte. Så mange som 20 prosent av IFEs ansatte var permittert i kortere eller lengre tid fra høsten 2016 til sommeren 2017.

Det var behov for en større omstilling og konsolidering av IFEs virksomhet i 2019. IFE er underlagt atomenergiloven og sikkerhetsloven. Samtidig med stengingen av Haldenreaktoren og JEEP-II reaktoren innførte Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) et nytt konsesjonsregime, da atomanleggene på Kjeller fikk ny konsesjon fra 1. januar 2019. Det nye konsesjonsregimet forsterket kravene til organisering og dokumentasjon av rutinene for drift og sikkerhet ved samtlige av IFEs atomanlegg, og gjelder selv om reaktorene er stengt.

IFE har siden 2019 økt ressursinnsatsen til sikring av den nukleære virksomheten ved å styrke sikkerhetsorganisasjonen og styrket fysisk og logisk sikring i henhold til nye krav. Kravene følger av hvordan nasjonale sikkerhetsmyndigheter vurderer den generelle sikkerhetssituasjonen i Norge.

I 2019 fikk IFE midler i revidert nasjonalbudsjett for å gjennomføre en kontrollert omstillings- og nedbemanningsprosess. Bevilgningen ble gitt på bakgrunn av kostnadene til å opprettholde nødvendig drift og sikkerhet (NFD 2019-2025), samt planlagt aktivitetsnivå for å håndtere atomavfallet og forberede nedbygging av atomanleggene samtidig som sikkerheten ble ivaretatt. I perioden fra mai og til 2019 gjennomførte IFE en omstilling og nedbemanning der om lag 90 årsverk ble avviklet, mens rundt 70 stillinger ble bemannet opp, hovedsakelig innen vakt/sikring og forskning.

IFE endret organiseringen for å legge til rette for overføring av IFEs atomanlegg og personell til NND. I desember 2020 godkjente DSA IFEs nye organisering av den nukleære virksomheten og det linjeuavhengige sikkerhetsarbeidet (MRS, 2021). Samtidig ble IFEs forskningsvirksomhet og forvalting av IFEs eiendom omorganisert, for å gjøre den robust ved overføringen av atomanleggene til NND. Disse organisasjonsendringene var en del av omstillingen av IFE, til en virksomhet uten atomanleggene.

IFEs nukleære virksomhet er i dag finansiert IFEs nukleære virksomhet over statsbudsjettet. Staten finansierer virksomheten for å ivareta kompetanse, sikkerhet, sikring av atomanleggene og forberede dekommisjonering av anleggene (Prop. 1 S for NFD for hvert år 2019–2025). Nærings- og fiskeridepartementet utnevner IFEs fem eksterne styremedlemmer. IFEs nukleære virksomhet er underlagt mål- og resultatstyringssystem (MRS) som er utarbeidet av NFD. I styringsdialogen med staten ved NFD er det to årlige styringsdialogmøter der styreleder deltar sammen med administrerende direktør og andre relevante ledere ved IFE (NFD, 2025).

IFE har de senere årene gjennomført en betydelig oppgradering av grunnsikringen av atomanleggene og beskyttet informasjonsverdiene, både teknisk

og organisatorisk. Endringer i det nasjonale trusselbildet de siste årene har medført ytterligere skjerpede krav til sikring av IFEs virksomhet, fordi den sikkerhetspolitiske situasjonen tilspisses og trusselaktører øker sin kapabilitet, særlig i form av teknologisk utvikling. Hendelser internasjonalt det siste året viser tydelig at overraskelse og hurtighet er faktorer som må vektlegges mer nå enn tidligere.

10.4 Satsing på atomkraft, motstand og kjernekraftutvalg

Det var en betydelig satsing på utvikling av kjernekraft i Norge etter andre verdenskrig hvor staten spilte en betydelig rolle frem til 1970-tallet. Kjernekraft til bruk i kraftproduksjon og fremdrift på skip ble undersøkt, men lagt bort.

Satsing frem til 1960-tallet

I 1955 ble Statens atomenergiråd opprettet. Det bestod av representanter fra ulike departement, industrien, skipsfarten, helsevesenet og forskningssektoren. Rådet skulle gi anbefalinger til regjeringen om hvordan Norge kunne nyttiggjøre seg av sivil atomkraft. I 1957 ble Noratom AS[1] opprettet for å planlegge og bygge atomreaktorer (Olav Njølstad, 1999).

På 1960-tallet satset IFA på å utvikle og eksportere norsk kjernekraftteknologi. IFAs femårsplan mellom 1964–1968 beskrev konstruksjon og bygging av skips- og kraftreaktorer basert på norsk utviklingsarbeid. I denne perioden prøvde IFA og Noratom å eksportere norsk reaktorteknologi til utlandet, men Norge nådde ikke opp i konkurranse med andre land. En del av forklaringen er at reaktorer basert på lettvann viste seg å være best egnet for kommersiell kraftproduksjon i motsetning til tungtvannsreaktorer som Norge satset på. Utenfor IFA ble det stilt spørsmål ved den industrielle nytten av atomsatsingen, og vist til at muligheten for olje- og gassforekomster i Nordsjøen kunne endre på IFAs satsingsområder. I 1965 inngikk IFA samarbeid med Norsk Hydro om bygging av kjernekraftverk i Skien.

Utredning og motstand på 1970- og 1980-tallet

Tidlig på 1970-tallet fikk NVE ansvar for planlegging av Norges første kjernekraftverk av Stortinget. NVE publiserte i 1973 rapporten «Lokalisering av kjernekraftverk i Oslofjordområdet». I kjølvannet av NVEs grunnundersøkelser for å identifisere mulige plasseringer av kjernekraftverk, oppstod det lokale protester. Dette førte til at organisasjonen Aksjonen mot atomkraft ble dannet i 1974.

Regjeringen opprettet i 1976 et utvalg for å etablere et kunnskapsgrunnlag for om kjernekraft skulle inkluderes i den norske energimiksen. I NOU 1978: 35A «Kjernekraft og sikkerhet konkluderte utvalget med at det var forsvarlig å bruke kjernekraft til kraftproduksjon i Norge. Rapporten ble sendt på høring i november 1978 med høringsfrist april 1979. I mars 1979 inntraff ulykken ved Three Mile Island kjernekraftverk i USA, hvor deler av reaktorkjernen smeltet noe som påvirket opinionen mot kjernekraft i flere land. I St.meld. nr. 54 (1979–80) om Norges fremtidige energibruk og produksjon, ble det vurdert at ikke var behov for kjernekraft i den norske energimiksen før etter år 2000.

St.meld. nr. 71 (1984–85) Norges fremtidige energibruk og -produksjon, ble behandlet av Stortinget i 1985. Grunnlaget var St.meld. nr 71 (1984–85) Norges fremtidige energibruk og -produksjon for hvor det blant annet står at «Kjernekraft er ikke aktuell i norsk energiforsyning innen århundreskiftet». Energi- og miljøkomiteen innstilte på at Stortinget la St. meld. nr. 71 (1984–85) ble lagt til protokollen. Stortinget bifalt enstemmig komiteens innstilling.

Det ble fremsatt et dokument 8 forslag 8:18 (1985–1986) om forbud mot atomkraftverk i Norge. Komiteen pekte på at Norge fortsatt har et kraftsystem dominert av vannkraft, og at det ikke foreligger behov som tilsier at kjernekraft bør inngå som energikilde. Energi- og miljøkomiteens flertall tilrådde ikke å vedta et lovfestet forbud, men å opprettholde gjeldende politikk, hvor kjernekraft ikke er aktuelt som energikilde. Stortinget bifalt ikke dokument nr. 8:18 (1985–86) om forbud mot atomkraftverk i Norge. Stortinget slo fast at kjernekraft ikke skal inngå i norsk energipolitikk, i tråd med Stortingets beslutning om St.meld. nr 71 (1984–85).

[1] Selskapet ble etablert i 1957 som et privat aksjeselskap. Formålet var å utnytte den atomfysiske kompetansen fra Institutt for Atomenergi (IFA, nå IFE) til industrielle og kommersielle formål, spesielt innen eksport av atomteknologi og utstyr. Selskapet ble stiftet av en gruppe bestående av store norske industribedrifter, banker og rederier (blant annet Norsk Hydro). I 1967 ble Noratom AS fusjonert med Kongsberg Våpenfabrikk (KV) for å styrke den norske satsingen på høyteknologisk eksport. Virksomheten fortsatte en periode som en avdeling innenfor Kongsberg-systemet før den gradvis ble faset ut eller solgt videre som følge av endringer i det globale atommarkedet og Norges energipolitikk

Thoriumutvalget

I 2007 ble Thoriumutvalget nedsatt av Norges forskningsråd på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Utvalgets mandat var å utrede muligheter og risiko ved bruk av thorium til energiproduksjon. Utvalget leverte sin rapport til Olje- og energiministeren ble overlevert 15. februar 2008. Thorium kan, sammen med uran eller plutonium, brukes som brensel i kjernekraftverk. Thoriumutvalgets sluttkommentar var: «Thoriumutvalget finner at den nåværende kunnskapen om thoriumbasert energiproduksjon og geologien ikke er solide nok til å gi en endelig vurdering av verdien for Norge av et thoriumbasert system for energiproduksjon på lang sikt. Utvalget anbefaler at muligheten for thorium holdes åpen siden den representerer et interessant komplement til uranmuligheter for å styrke kjernekraftens bærekraft.» Utvalget viste til at Norge har store reserver av thorium, men at etterspørselen er begrenset. Bruksområdet til thorium er i hovedsak til glass og legeringer (Kara m.fl., 2008).

Olje- og energidepartementet sendte Thoriumutvalgets rapport ut på høring i 2008 rett etter overleveringen. Dette var den eneste formelle politiske behandlingen rapporten fikk. Samme år behandlet Stortinget også energi- og miljøkomiteens innstilling om et representantforslag for en stortingsmelding om kjernekraft med særlig vekt på bruk av thorium, S. nr. 61 (2008-2009). Til innstillingen fulgte et brev fra statsråden datert 6. november 2008, hvor det ble gjort klart at Thoriumutvalgets rapport ikke gir grunnlag for å endre dagens kjernekraftpolitikk. Statsråden viste til flere høringsuttalelser, deriblant Statens strålevern (nå DSA) sin rapport 2008:10 «Miljøkonsekvenser og regulering av potensiell thoriumrelatert industri i Norge», som tok opp negative miljøkonsekvenser.

På 1960- og 1970-tallet ble det vist at thorium kunne benyttes i nesten alle typer reaktorer. Men på 1980-tallet ble de fleste store thoriumbaserte kjernekraftprosjekter, unntatt i India, stanset. Årsakene var at (i) thorium ikke kunne konkurrere økonomisk med uransyklusen, (ii) politisk støtte til kjernekraft falt etter Tsjornobyl-ulykken, og (iii) bekymringer om spredning av materiale egnet til atomvåpen i forbindelse med reprosessering økte.

Det pågår fortsatt forskning på thoriumbrensel både internasjonalt og i Norge. Flere miljøer arbeider med utvikling av thoriumbaserte teknologier (se punkt 12.3). Denne utviklingen bygger på såkalte generasjon IV-konsepter, men teknologien har ennå ikke nådd samme modenhetsnivå som dagens tradisjonelle generasjon III+-teknologi.

10.5 Forskning og utvikling innen nukleærteknologi

Forskning på fysikk og radioaktivitet ved norske universiteter og høyskoler har røtter tilbake til tidlig 1900-tall. De sterke faglige tradisjonene kan knyttes til pionerer som Ellen Gleditsch[2] og Alexis C. Pappas[3] ved Universitetet i Oslo (UiO). Til sammen la Gleditsch og Pappas et viktig vitenskapelig grunnlag for Norges forståelse av radioaktivitet, strålevern og kjernekjemi, temaer som også er viktige når samfunnet vurderer fremtidens bruk av kjernekraft.

Ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU, tidligere Norges Landbrukshøyskole) ble isotoplaboratoriet etablert i 1952, tett koblet til IFEs reaktor JEEP-I. Her ble ioniserende stråling brukt til å utvikle nye plantearter, en tidlig form for bioteknologi. NMBU utviklet også et sterkt fagmiljø innen radiokjemi[4] og radioøkologi med fokus på konsekvensvurderinger av nukleære utslipp og beredskap.

Etter andre verdenskrig og frem mot 2000-tallet har forskningen ved UiO og NMBU utviklet seg i takt med nasjonale og internasjonale behov. UiO har hatt en sterk satsing på kjernefysikk og kjernekjemi, med forskning på fisjon, reaktorkonsepter, nukleære analysemetoder og medisinsk bruk av radionuklider. NMBU har vært ledende innen radioøkologi og konsekvensforskning, blant annet gjennom for fremragende forskning (2013–2020), som samlet nasjonal kompetanse på stråling og miljø.

I dag er det en fornyet satsing på nukleære fag i Norge, blant annet gjennom etableringen av Norsk

---

2 Ellen Gleditsch (1879–1968) var Norges første spesialist på radioaktivitet. Hennes viktigste forskningsbidrag var å bestemme forholdet mellom radium og uran i mineraler og å arbeide med måling av halveringstider, som er helt sentralt for å forstå hvordan radioaktive stoffer oppfører seg. Da hun kom tilbake til Norge, bygde hun opp et forskningsmiljø i radiokjemi ved Universitetet i Oslo. (snl.no)

3 Alexis Pappas (1915–2010) var elev av Gleditsch og videreutviklet det norske fagmiljøet innen kjernekjemi. Han tok doktorgrad på fisjonsprodukter, altså hvilke stoffer som dannes når atomkjerner spaltes. Som professor ved Universitetet i Oslo bygde han opp sterke forskningsgrupper. Arbeidet hans bidro til økt trygghet og forståelse for strålevern og kjernereaksjoner, som er grunnleggende i all håndtering av nukleært materiale. (snl.no)

4 Radiokjemien til kjemien radioaktive stoffer. Fokuset ligger på kjemiske prosesser der radioaktivitet inngår, men ikke nødvendigvis på atomkjernen som fysisk system.

Nukleært Forskningssenter (NNRC) og nye studieprogrammer fra 2022. Finansieringen har økt de siste 20 årene, særlig gjennom konkurranseutsatte midler fra EU og Forskningsrådet. Ved UiO har dette ført til en styrking av forskningsgruppene innen kjernefysikk og kjernekjemi, mens kompetansen ved NMBU videreføres gjennom et nytt kunnskapssenter etter avslutningen av senter for fremragende forskning (CERAD) mellom 2013 og 2020.

For mer informasjon om utdannings- og opplæringsinstitusjoner, se punkt 13.3.2.

10.6 Utvikling av regelverk og myndigheter

Avsnittet gir en oversikt over utviklingen av regelverket og utviklingen på myndighetssiden frem til DSA ble etablert i 2019. Regelverket som forvaltes av DSA er beskrevet i kapittel 17.

Strålevern for medisinsk bruk ble tidlig en oppgave for norsk forvaltning. Strålevern ble første gang regulert i 1938 i røntgenloven. På bakgrunn av et tydelig behov for kontroll, utstyr og vernetiltak, var lovens formål primært rettet mot medisinsk bruk av stråling. Samme år hadde Stortinget samtykket til at et statlig fysisk laboratorium for kontroll av blant annet røntgenapparater ble plassert på Rikshospitalet. Laboratoriet flyttet til Radiumhospitalet i 1961 og i 1975 videre til egne lokaler på Østerås i Bærum (fra 1964 under navnet Statens institutt for strålehygiene, SIS). I 2000 kom dagens strålevernlov.

ICRP, som står for International Commission on Radiological Protection, er en internasjonal og uavhengig organisasjon som gir råd om hvordan mennesker og miljø kan beskyttes mot skadelig stråling. Organisasjonen ble etablert i 1928. ICRP utvikler anbefalinger som brukes av myndigheter over hele verden når de lager lover og regler for strålevern, også i utviklingen av det norske regelverket. Den fastsetter trygge grenser for stråling og gir råd om sikker bruk av røntgen, radioaktive stoffer og andre former for ioniserende stråling i medisin, industri og forskning. Anbefalingene deres bidrar til at både pasienter, arbeidstakere og miljøet blir beskyttet på en trygg og ansvarlig måte.

Oppgavene til SIS og strålevernlovgivningen ble utvidet i takt med økt utbredelse, og behov. Blant annet fikk SIS atomreaktorsikkerhet som del av sine oppgaver etter at det på 1950-tallet ble gjennomført en rekke prøver med atomvåpen med globalt nedfall av radioaktive stoffer. På 1970-tallet undersøkte også SIS forekomsten av radon i norske gruver.[5] SIS utarbeidet bestemmelser knyttet til ulike industrielle bruksområder, samt kompetansekrav til operatører og brukere av slike kilder. Disse ble senere oppdatert, videreført og nedfelt i ny strålevernforskrift som kom i 2004.

Utviklingen av internasjonale institusjoner og avtaler på 1950-tallet var en del av bakgrunnen for Atomenergiloven. Fra 1950-tallet tallet ble en rekke internasjonale organisasjoner om forskning og bruk av kjernekraft og nukleærteknologi opprettet, først med FNs opprettelse av den stående komitéen United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR). I Norge oppnevnte Industridepartementet Atomlovkomitéen i 1957. Komiteen leverte sin innstilling 9 år senere i 1966. Atomenergiloven ble vedtatt i 1972 og trådte i kraft fra 1973. I del V omtaler vi hvilke krav som følger av atomenergiloven.

Atomenergiloven har frem til i dag omfattet noen få anlegg, inkludert forskningsreaktorene og deponiet KLDRA, og ingen av anleggene har hatt kjernekraft som formål. Forskningsreaktorene på Kjeller og i Halden har vært omfattet av lovens konsesjonsregime og forvaltet etter lovens bestemmelser. Også det kombinerte lager og deponi for radioaktivt avfall i Aurskog-Høland kommune har vært omfattet av atomenergiloven. Det samme gjelder reaktordrevne fartøy som anløper norske farvann og havner. Statens atomtilsyn fulgte opp og førte tilsyn med sikkerheten fram til Statens strålevern ble opprettet.

Tsjornobylulykken i 1986 førte til økt fokus på beredskap og atomsikkerhet. Ulykken demonstrerte at norsk beredskap mot atomulykker i utenlandet var utilstrekkelig, og i etterkant av ulykken kom det flere utredninger, blant annet NOU 1986:19 Informasjonskriser, NOU 1986:24 Tiltak mot kjernekraftulykker Del I og NOU 1987:13 Tiltak mot kjernekraftulykker Del II, Forslag til nasjonale og internasjonale tiltak. Arbeidet i SIS ble påvirket av erfaringer med Tsjornobylulykken i flere år. Det ble også etablert samarbeid med Miljødepartementet og Utenriksdepartementet knyttet til mulig forurensning etter ubåthavarier og /ulykker i nordlige havområder som kunne medføre radioaktiv forurensing. Etter Berlin-murens fall 1989 og oppløsning av Sovjetunionen, kom ny kunnskap om mulige forurensnings-

[5] Undersøkelsen ble gjort i samarbeid med Institutt for gruvedrift, NTH. Konklusjonen var at radonkonsentrasjonen i norske gruver ikke er særlig høy, men det ble likevel anbefalt noen tiltak i industrien som kunne redusere eksponeringen fra radon bl.a. øke friskluftilførselen, stenge av deler av gruver med ventilasjonsporter, plugge diamantborehull og lede bort inntrengende vann i rør.

kilder og ulykkesrisiko ved eldre sovjetiske kjernekraftverk. NOU 1992: 5 Tiltak mot atomulykker inneholdt anbefalinger om videre styrking av norsk beredskap mot atomulykker.

I 1993 ble Statens strålevern opprettet gjennom sammenslåing av Statens institutt for strålehygiene (SIS) og Statens atomtilsyn og nye roller kom til. De fikk rollen som landets fag- og tilsynsmyndighet på området strålevern og atomsikkerhet, og ble tillagt nye ansvarsområder og fikk revidert målstruktur.[6] Atomberedskapen ble hjemlet i strålevernloven. På bakgrunn av erfaringer fra Fukushima-ulykken ble det i 2013 også gjennomført endringer i atomberedskapsorganisasjonen, ved at UD og Kystverket ble tatt inn utvalget.

Fra 2010 ble forurensingsloven gjort gjeldende for radioaktiv forurensing og avfall gjennom forskrift og et eget kapittel om radioaktivt avfall i avfallsforskriften. Loven sikret at radioaktivt avfall og radioaktiv forurensning blir forvaltet etter samme rammeverk som annet avfall og utslipp. Det ble stilt krav om tillatelse til håndtering og deponering av radioaktivt avfall og til radioaktiv forurensning. Det omfatter også dekommisjonering av nukleære anlegg.

1. januar 2019 ble Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) etablert. Endringen reflekterte rollen som direktorat både for strålevern og atomsikkerhet. Direktoratets rolle omfatter blant annet tilsyn med dekommisjoneringen av IFEs forskningreaktorer i Halden og på Kjeller samt etableringen av behandlingsanlegg, lagre og deponi for radioaktivt avfall inkludert brukt brensel fra dekommisjonering, i tillegg til en rekke områder utenfor det nukleære feltet. Direktoratet har også ansvar for oppfølging av strategier som «Nasjonal strategi for strålevern og atomtryggleik» og «Strategi for trygg, sikker og forsvarlig håndtering av radioaktivt avfall i Norge».

---

6 Detaljert omtale av den nye fagmyndighet Strålevernet er gitt i StrålevernRapport 1995:2 Årsrapport 1994.

Kapittel 11
Sikkerhet og beredskap

For å vurdere introduksjon av kjernekraft i Norge, er forutsetninger for trygg kjernekraft et sentralt tema. Gjennom hele livsløpet til kjernekraftanlegg må befolkningens helse og miljøet beskyttes mot strålingen fra radioaktive stoffer. Formålet med dette kapitlet er å redegjøre for behovet for sikkerhet og beredskap ved etablering, drift og dekommisjonering av kjernekraftverk, samt ved transport, lagring og deponering av radioaktivt avfall.

I kapitlet drøfter vi bakgrunnen for det omfattende internasjonale regimet innen sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi. Vi beskriver risikoer for atomulykker, ondsinnede handlinger og for at radioaktivt materiale kan komme på avveier. Videre forklarer vi viktige prinsipper og anbefalinger av IAEA. Kapitlet utreder konsekvenser av kjernekraft for sikkerhets- og beredskapsarbeidet til en kjernekraftoperatør, samt for lokal, regional og nasjonal beredskap.

11.1 Hvorfor krever kjernekraft spesielt strenge sikkerhetstiltak?

Kjernekraftverk skiller seg fra andre energiformer ved at energikilden er en nukleær kjedereaksjon som må kontrolleres. Tre viktige prinsipielle forhold må være på plass for å ivareta sikkerheten:

- Kontroll med varmeeffekten.
- Tilstrekkelig kjøling ved drift og ved uhell.
- Tilstrekkelig inneslutning av reaktortrykktanken slik at minst mulig radioaktivt materiale slipper ut til omgivelsene ved et uhell.

Kjernekraft vil innebære høyere behov innenfor atomsikkerhet, atomsikring, sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi[1] *enn det som er etablert og gjelder i Norge i dag.* Også for beredskap vil det bli økte behov, både innen atomberedskap og kraftberedskap. Dersom kjernereaksjonen løper løpsk, vil det kunne gi store skader på helse, miljø, næringer og samfunnsinteresser. Atomsikkerhet og atomsikring er derfor helt avgjørende for en trygg utnyttelse av kjernekraft. Kjernekraftverk inneholder også spaltbart materiale som kan benyttes til å lage atomvåpen, og krever derfor særlige tiltak innen atomsikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale. Gjennom hele livsløpet til kjernekraft, fra gruvedrift, via driftsfasen, til håndtering av avfall og deponering av brukt brensel, må de ansattes og befolkningens helse og miljøet beskyttes mot strålingen fra radioaktive stoffer. På grunn av muligheten for eventuelle uhell eller en tilsiktet ondsinnet handling, må det være en etablert atomberedskap og kraftberedskap som kan forebygge hendelser og håndtere konsekvensene dersom noe likevel skjer. Boks 11.1 viser hvordan kjerenkraft ble utviklet fra atomvåpen etter 2. verdenskrig.

11.1.1 Internasjonale sikkerhetsstandarder

Det er et nasjonalt ansvar å sørge for trygg og sikker forvaltning av kjernekraft i eget land i overenstemmelse med internasjonale forpliktelser. Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) gir veiledning om atomsikkerhet og atomsikring, og utfører verifikasjoner i forbindelse med sikkerhetskontroll av nukleært materiale, for å bistå alle medlemsland med å møte dette ansvaret.

IAEA har utviklet internasjonale sikkerhetsstandarder for alle typer nukleære anlegg i hele anleggets levetid, fra lokalisering og design til dekommisjonering. Innenfor strålevern skiller man mellom tre typer sikkerhet. På engelsk brukes ordene Safety, Security og Safeguards som er definert i IAEAs ordlister, se figur 11.1. På norsk kan vi bruke atomsikkerhet, atomsikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale. Formålet med sikkerhetsarbeidet er å beskytte helse og miljø fra skadelige effekter fra stråling. De tre delene,

[1] Vi benytter heretter kortformen «sikkerhetskontroll av nukleært materiale» for «sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi»

Boks 11.1 Fra atomvåpen til kjernekraft for energiproduksjon

Den kjernefysiske prosessen fisjon ble oppdaget i 1939 og deretter brukt i atomvåpen. Fisjonsprosessen frigir energi som er ekstremt mye større enn fra andre energikilder. Under andre verdenskrig førte oppdagelsen av fisjon til et kappløp om å utnytte denne energien i atomvåpen, et kappløp som amerikanerne vant. I et atomvåpen er formålet at mest mulig av våpenmaterialet (uran-235 eller plutonium-239) skal fisjonere så raskt som mulig og gi en kjernefysisk eksplosjon, gjerne omtalt som superkritikalitet. Amerikanerne slapp det første atomvåpenet over Hiroshima i Japan 6. august 1945, et atomvåpenvåpen basert på uran-235 kalt Little Boy. Tre dager senere detonerte USA et atomvåpen basert på plutonium-239 over Nagasaki, kalt Fat Man. Begge detonasjonene ga enorme ødeleggelser, dødstall og lidelser, umiddelbart og i årene som fulgte.

Etter andre verdenskrig startet utviklingen for å utnytte kjerneenergien for fredelige formål. Den 8. desember 1953 holdt USAs president Eisenhower tale til FNs generalforsamling der han advarte mot atomtrusselen, men fremhevet potensialet for å bruke kjernekraft til samfunnets beste. En kjernekraftreaktor utnytter energien fra de samme fissile atomkjernene som i de første atomvåpnene, det vil si isotopene uran-235 og plutonium-239. Forskjellen er at i kjernekraftverk *kontrolleres* fisjonsprosessen, slik at vi oppnår en stabil kjedereaksjon som gir varme som utnyttes til kraftproduksjon.

Eisenhower lanserte også idéen om en global organisasjon for atomkontroll, med mål om å fremme atomkraftens fredelige bruk og hindre militær spredning. Dette førte til opprettelsen av Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) i 1956–57. IAEAs todelte oppgave er å fremme atomenergi til «fred, helse og velferd», samt sikre at atomteknologi ikke blir brukt til militære formål.

Sprengkraften til atomvåpen angis i TNT-ekvivalenter som angir hvor mye energi et atomvåpen frigjør sammenlignet med en tilsvarende mengde sprengstoff av typen trinitrotoluen (TNT). Hiroshima-bomben inneholdt 64 kg uran-235, hvorav om lag 0,7 kg fisjonerte. Dette ga en sprengkraft tilsvarende 15 000 tonn TNT.

Kilde: Holtebekk, m.fl. (2026).

atomsikkerhet, atomsikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale er tre ulike system som samvirker for å oppnå formålet. De tre må implementeres i fellesskap.

Atomsikkerhet omfatter både beskyttelse av mennesker og miljø fra strålingsrisiko, sikkerhet under transport av radioaktivt materiale, og sikkerheten til anlegg (kjernekraftverk, anlegg og deponier for radioaktivt avfall, anlegg for radioaktive kilder). Det omhandler sikkerhet både under normal drift og ved hendelser. Sikkerhetstiltak omfatter både forebyggende tiltak for å hindre ulykker og konsekvensreduserende tiltak dersom hendelser likevel skjer.

Atomsikring er forebygging, deteksjon og håndtering av ondsinnete, tilsiktede handlinger med eller mot nukleært materiale og radioaktivt materiale og deres tilhørende anlegg og aktiviteter. Disse handlingene kan skade eller true personer, eiendeler, samfunn eller miljø. Eksempler på handlinger det skal sikres mot, er tyveri, sabotasje, terror, uautorisert adgang, ulovlig overdragelse eller tilsiktet ulovlig bruk.



Figur 11.1 Sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale.

Sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi er et sett rettslige, tekniske og administrative prosedyrer iverksatt av IAEA ihht. avtaler inngått mellom IAEA og medlemsland for å verifisere at nukleært materiale, nukleære installasjoner og eventuelt andre varer/objekter som inngår i avtalen ikke anskaffes eller benyttes for forbudte formål. Ordningen omfatter uran, plutonium og thorium samt teknologi som kan benyttes til produksjon av atomvåpen. Gjennom inspeksjoner og overvåking skal IAEA avdekke om deklarert nukleært materiale har forsvunnet, eller om anlegg driver ulovlig prosessering eller produksjon i strid med det som er oppgitt. I boks 11.2 beskrives noen viktige internasjonale organisasjoner som jobber med stråling og nukleær teknologi.

Det er omfattende kontroll av hvordan Norge følger opp konvensjoner og avtaler som er relevante for eventuell kjernekraft. Sentrale konvensjoner om sikkerhet, som kjernesikkerhetskonvensjonen (Convention of Nuclear Safety, CNS) og felleskonvensjonen (Joint Convention of the safety of spent fuel management and on the safety of radioactive waste management) følges opp med jevnlig rapportering av hvordan Norge oppfyller sine forpliktelser. Andre medlemsland går så igjennom rapporten og stiller spørsmål der de ser eventuelle utfordringer. Norge gir så en besvarelse på disse spørsmålene. Prosessen og dokumentene er offentlige. Dette regimet sikrer at alle land som har tilsluttet seg disse konvensjonene hvert 3–4 år får en gjennomgang av hvor godt de oppfyller vilkårene i konvensjonene. Andre konvensjoner har andre forpliktelser, som årlig rapportering og publisering av data. Traktaten om ikke-spredning av kjernefysisk våpen, ikkespredningsavtalen, er den viktigste internasjonale avtalen om atomvåpen, på engelsk Non-Proliferation Treaty (NPT). Innen sikkerhetskontroll med nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi får Norge jevnlig anmeldte og uanmeldte inspeksjoner fra IAEA i tråd med avtale mellom IAEA og Norge[2]

Atomsikkerhet, atomsikring, sikkerhetskontroll av nukleært materiale og atomberedskap er sentrale deler av IAEAs milepælstilnærming. Milepælstilnærmingen (se kap. 9) legger opp til at de utvikles gradvis gjennom tre faser, med tydelige milepæler som sikrer en helhetlig og trinnvis oppbygging av nødvendig kapasitet og rammeverk. Denne strukturerte tilnærmingen sikrer at alle kritiske områder er etablert før viktige beslutninger tas, og før kjernekraftverk settes i drift. Tabell 11.1 gir en oversikt over disse områdene i metodikken.

Boks 11.2 Internasjonale organisasjoner

The United Nations Scientific Committee on Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR) ble etablert av FN i 1955 for å sammenstille, vurdere og gi uavhengig vitenskapelig grunnlag om strålenivåer, effekter og risikoer fra ioniserende stråling.

The International Commission on Radiological Protection (ICRP) er en uavhengig organisasjon av eksperter innen strålevern. De videreutvikler vitenskapelige og praktiske prinsipper innen strålevern ved å utvikle anbefalinger og veiledninger. De baserer sitt arbeid på UNSCEARs grunnlag.

The International Atomic Energy Agency (IAEA) er en uavhengig organisasjon i FN-systemet som arbeider for verdensomspennende sikker og fredelig bruk og håndtering av stråling og nukleære teknologier. De benytter UNSCEARs og ICRPs arbeid som grunnlag for å utvikle rammeverk for strålevern og atomsikkerhet.

Selv om Norge allerede har implementert de relevante konvensjonene, vil omfanget av oppgaver for å oppfylle disse øke i omfang ved innføring av kjernekraft. Ved kjernekraft må staten ta ansvar for at vi oppfyller alle de internasjonale forpliktelser til atomsikkerhet, atomsikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale. Den regulerende myndighet må etterse at eier, byggherre og operatørselskap oppfyller kravene i hele livsløpet, helt fra den tidlige designfasen (der tekniske løsninger, sikkerhetsbarrierer og beredskapsfunksjoner planlegges og integreres), til dekommisjonering og endelig deponering av brukt brensel og radioaktivt avfall.

Alle kjernekraftverk har omfattende sikkerhets- og beredskapssystemer etter konseptet om forsvar i dybden, for å unngå alvorlige hendelser og katastrofer, og begrense konsekvensene dersom det likevel skjer. Lag på lag med barrierer, avanserte kontroll- og styringssystemer, operasjonelle prosedyrer og overvåkningssystemer skal sørge for at avvik og hendelser håndteres og at radioaktivitet ikke slipper ut til omgivelsene uansett hva som skjer. Til tross for omfattende sikkerhets- og beredskapstil-

[2] INFCIRC 177 The text agreeement between Norway and the Agency for the application of safeguards in connection with the treaty on the non-proliferation of nuclear weapons.

Tabell 11.1 Områdene relatert til sikkerhet og beredskap i IAEAs milepælstilnærming

Milepælsområde	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Atomsikkerhet	Planlegge rammeverk for sikkerhet.	Etablere eller videreutvikle relevante organisasjoner. Vedta strategi for sikkerhet. Utvikle forvaltning for sikkerhet.	Begynnende regulering av første reaktor frem mot drift. Videreutvikling av kompetanse og ressurser hos myndigheter og operatørselskap. Videreutvikling av sikkerhetskultur.
Atomsikring	Utarbeide strategi for atomsikring med roller og ansvar basert på en gapanalyse.	Etablere eller videreutvikle regelverk og forvaltning, rammer for atomsikring, en oppdatert design-basis-trusselvurdering, og avklare roller og ansvar for beredskap for villede uønskede handlinger. Sørge for at operatørselskap, myndigheter og andre relevante organisasjoner har tilstrekkelig kompetanse og ressurser.	Myndighetene ferdigstiller rammeverk og forvaltning. Atomsikringen må være på plass til byggingen av reaktoren og transport av kilder og brensel. Operatørselskap/eier implementerer tiltak i tråd med regelverket og tilsynsmyndighetene fører tilsyn med gjennomføringen.
Sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi	Planlegge hvordan kravene i internasjonale forpliktelser skal overholdes gitt etablering av kjernekraft.	Etablere eller videreutvikle systemene for sikkerhetskontroll med blant annet system for oversikt over nukleært materiale, og planlegge for sikkerhetskontroll ved design av reaktorene. Sørge for at operatørselskap, myndigheter og andre relevante organisasjoner har tilstrekkelig kompetanse og ressurser.	Implementere systemet for sikkerhetskontroll som er videreutviklet i fase 1 og 2. Systemet bør være implementert før det første brenselet ankommer reaktoren. Sørge for godt grensesnitt mellom sikkerhetskontroll, sikkerhet og atomsikring.
Strålevern	Kartlegge hvilke utfordringer etablering av kjernekraft medfører, inkludert behov for kompetanse og ressurser og tilgjengelig teknisk support.	Etablere eller videreutvikle av forvaltning, etablere stråledoser for ansatte og befolkningen, både for normal drift og ved eventuelle uhell, etablere overvåkningsprogram for ytre miljø, utforme strålevernskriterier og Sørge for at operatørselskap, myndigheter og andre relevante organisasjoner har tilstrekkelig kompetanse og ressurser.	Implementere strålevernregimet som er planlagt før brensel leveres til reaktor. Myndigheter skal ha vurdert og godkjent operatørens strålevernsprogram, inkludert for beskyttelse av ytre miljø og håndtering av eventuelle hendelser.

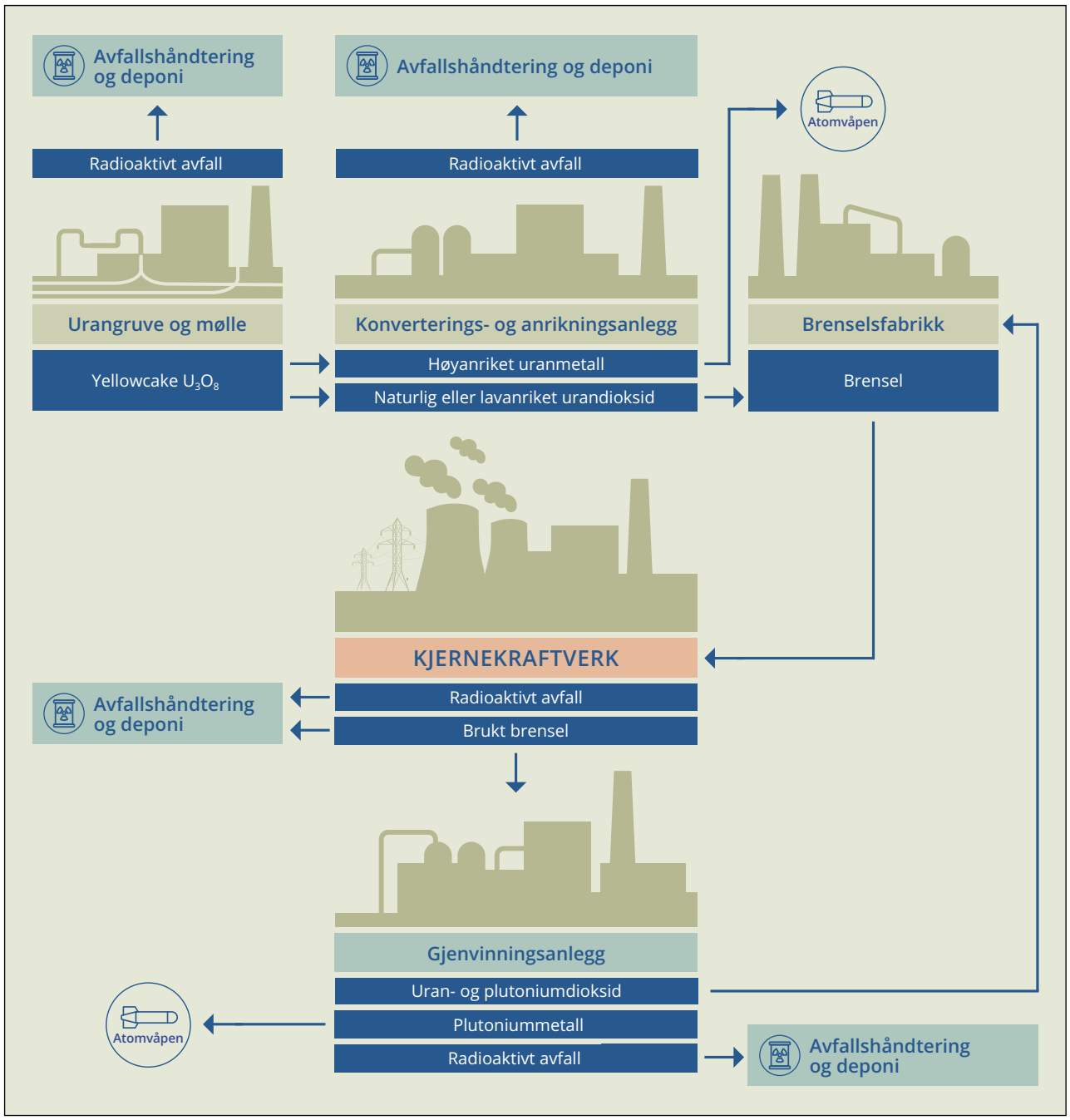
Tabell 11.1 forts.

Milepælsområde	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Beskyttelse av ytre miljø	Gjennomføre en såkalt strategisk miljøvurdering for å kartlegge eventuelle negative effekter av å etablere kjernekraft. Vurderingen identifiserer forskjellige utviklingsmuligheter og tiltak for å begrense negative miljøkonsekvenser. Kartlegge hvilke behov det er for videreutvikling av landets rammeverk for beskyttelse av ytre miljø og vurdere om de oppfyller internasjonale krav.	Etablere eller videreutvikle rammeverk, forvaltning og regelverk for beskyttelse av miljøet i tråd med funnene i fase 1. Sørge for at operatørselskap, myndigheter og andre relevante organisasjoner har tilstrekkelig kompetanse og ressurser. Mulige plassering av reaktorer må vurderes i tråd med forvaltning og regelverk. Vurderingen gjennomføres i flere steg med blant annet involvering av interessenter. Myndighetene vurderer kartleggingen av miljøkonsekvenser ved plassering av reaktorene.	Operatørselskap/eier ferdigstiller alle søknadsprosesser overfor myndighetene. Selskapene igangsetter miljøovervåkingsprogram i tråd med regelverket. Programmet løper fra starten av byggefasen. Operatørselskapet planlegger drift i tråd med kravene fra myndighetene, miljøovervåkingsprogram og utslipp av radioaktive stoffer.
Atomberedskap	Kartlegge behovene for videreutvikling av landets beredskap ved etablering av kjernekraft, med tilhørende behov for kompetanse og ressurser. I denne prosessen må også ansvar avklares. Kartleggingen identifiserer også eventuelle behov for nye rammeverk nasjonalt og internasjonalt, som bilaterale avtaler.	Etablere eller videreutvikle atomberedskapen i tråd med funnene i fase 1. Myndighetene sørger for beredskap på nasjonalt nivå. Tilsynsmyndigheten utformer rammeverk for beredskapen ut fra scenarier og tilhørende tiltak. Roller og ansvar må være tydelig klarlagt. Sørge for at operatørselskap, myndigheter og andre relevante organisasjoner har tilstrekkelig kompetanse og ressurser.	Beredskap med tiltak bør testes før brensel ankommer reaktoren. Operatørselskapet må implementere kravene til beredskap på sine anlegg. Myndighetene fører tilsyn med beredskapen. Myndigheter, tilsynsmyndigheter, nødetater og selskap må planlegge og øve i tråd med sine roller i beredskapen.

tak kan det likevel skje hendelser som kan få konsekvenser for kjernekraftverket, de ansatte, befolkningen og miljøet omkring. Sikkerhetstiltak omfatter også konsekvensreduserende tiltak for å begrense eksponering for befolkning og miljø. De mulige alvorlige konsekvensene som i verste fall kan inntreffe, selv om sannsynligheten er lav, er årsaken til et omfattende og strengt sikkerhets- og beredskapsregime for kjernekraft

11.1.2 Risiko for helse- og miljøeffekter i brenselets livsløp

Krav til atomsikkerhet, atomsikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale kan forklares ut fra det kjernefysiske brenselets livsløp. Kapittel 5 beskriver forsyningskjeder for kjernekraft, inkludert brenselets livsløp. I dette punktet underbygger vi behovet for sikkerhet og beredskap under hele brenselets livsløp samt peker på helse- og miljøutfordringer, som vist i figur 11.2. Koblingen mot



Figur 11.2 Illustrasjon av sammenhengen mellom brenselets livsløp, behov for avfallshåndtering, helse- og miljøutfordringer samt koblingen til produksjon av nukleært materiale for atomvåpen.

uautorisert bruk av nukleært materiale til atomvåpenproduksjon er omtalt i punkt 11.1.3.

Uranutvinning gir avfall og kan gi negative helseeffekter. Uran utvinnes fra mineraler og omdannes ved kjemiske prosesser til såkalt yellowcake (se punkt 5.1.2). Dette kan utsette arbeidere og lokalbefolkning for radongass og radioaktive partikler. Langvarig eksponering øker risikoen for lungekreft og andre kreftformer. Urangruver kan frigjøre arsen, bly og andre giftige stoffer som påvirker nyrer, lever og nervesystem. Avrenning fra gruver kan føre til forurensning av grunnvann og elver, med radioaktive stoffer og tungmetaller som kan påvirke økosystemer og drikkevannskilder. Gruvedrift etterlater store mengder lavradioaktivt gruveavfall som må lagres sikkert i lang tid (FNs miljøprogram, 2016). Dårlig sikrede deponier kan lekke og forurense miljøet. Mineralutvinning kan føre til ødeleggelse av natur, tap av biologisk mangfold og endringer i vannbalansen. I følge UNSCEAR har produksjon av to millioner

tonn uran (per 2003) gitt to milliarder tonn lavradioaktivt gruveavfall (FNs miljøprogram 2016).

Konverterings- og anrikingsanlegg har flere helse- og miljøutfordringer, både i selve prosessen og i håndteringen av avfall og biprodukter. Som beskrevet i punkt 5.1.2 omdannes yellowcake først til gassen uranheksafluorid i et konverteringsanlegg, og deretter økes andelen uran-235 til ønsket nivå i et anrikingsanlegg. Arbeidere kan bli utsatt for stråling under håndtering av uranforbindelser, spesielt ved lekkasjer eller feil i prosessutstyr. Konvertering innebærer bruk av flussyre, som er giftig og etsende. Innånding eller hudkontakt med fluorforbindelser kan gi alvorlige helseskader. Uranheksafluorid er reaktivt og kan danne giftige forbindelser ved kontakt med vann eller luftfuktighet. Derfor er det en risiko for brann og eksplosjon ved feil lagring eller transport. Fluorforbindelser og uranrester kan slippe ut ved uhell eller dårlig vedlikehold, og gi langsiktige konsekvenser for nærliggende økosystemer og grunnvann. Prosessen genererer både lavaktivt og mulig langlivet radioaktivt avfall som må håndteres og lagres. Konverteringsanlegg krever betydelig energi og kan ha et stort karbonavtrykk.

Brenselsfabrikker er underlagt strenge sikkerhetstiltak. Naturlig eller lavanriket uranheksafluorid omdannes til urandioksid til bruk i brenselspellets i brenselselementer (se punkt 5.1.3). De ansatte kan bli utsatt for stråling og annen helserisiko som i konverterings- og anrikingsanlegg. Feil geometri eller andre forhold innebærer en risiko for en utilsiktet kjedereaksjon. Spaltbart materiale (uran-235) må kontrolleres og beskyttes fordi det kan brukes til å lage atomvåpen (se punkt 11.1.3).

Ved drift av en kjernekraftreaktor må de kjernefysiske prosessene kontrolleres. Kjedereaksjonen reguleres blant annet ved hjelp av kontrollstaver som justerer nøytronstrømmen. Videre må varmen reguleres ved hjelp av et velfungerende kjølesystem. Dersom kjølesystemet svikter, kan brenselselementene i verste fall smelte og reaktorkjernen ødelegges, noe som skjedde både i Tsjornobyl og Fukushima (se boks 11.4 og 11.5). Det radioaktive materialet må holdes innenfor lukkede systemer med skjerming. Nøytronstråling er skadelig for mennesker. Nøytronskjerming er derfor et viktig sikkerhetstiltak. I en reaktor dannes en rekke radioaktive nuklider som alle kan utgjøre en fare dersom inneslutningen brytes, og disse kan bidra til eksponering av mennesker og miljø. Fisjonsproduktene kan ha høye strålingsnivåer og derfor være farlige på kort og lang sikt. Det dannes også tyngre atomkjerner enn uran som kan ha veldig lange halveringstider, og derfor må deponeres. I tillegg blir materialene og utstyret i reaktoren radioaktive og må håndteres med forsiktighet ved eventuelle ulykker, og ved dekommisjonering.

Noen land velger å sende brukt brensel til reprosessering for å gjenvinne fissilt materiale. Brukt brensel kan reprosesseres som beskrevet i punkt 5.1. I et reprosesseringsanlegg løses brenselet i sterke syrer og brenselets bestanddeler skilles fra hverandre. Uranet kan gjenvinnes og brukes i nytt brensel. Plutonium som gjenvinnes fra brukt brensel, kan brukes i brensel i form av en blanding av urandioksid og plutoniumdioksid, såkalt Mixed Oxide Fuel (MOX). Andre fisjonsprodukter og radioaktive stoffer i brukt brensel vil imidlertid være høyaktivt avfall som må håndteres og lagres.

Reprosessering av brukt brensel har flere helse- og miljøutfordringer. Arbeidere og områdene rundt kan bli utsatt for ioniserende stråling. Kjemiske prosesser kan gi utslipp av radioaktivt materiale og giftige stoffer. Selv om noe materiale gjenvinnes, produseres avfall som krever deponering med et tusenårsperspektiv. Det har vært en rekke uønskede hendelser ved reprosesseringsanlegg, for eksempel ved Sellafield i Storbritannia og ved Mayak i Russland. De fleste land velger å ikke reprosessere brukt brensel av flere årsaker (se punkt 5.1). Prosessen er teknisk krevende, krever høy grad av sikkerhet og er dyrere enn ren deponering så lenge uranprisen er lav. I tillegg gir reprosessering utslipp til miljøet, avfall som må deponeres og fare for spredning av plutonium for våpenformål (se punkt 11.1.3).

Drift av kjernekraftverk gir brukt brensel og radioaktivt avfall som må håndteres og lagres på en forsvarlig måte for å unngå helseskade og miljøforurensning. Ettersom brukt brensel inneholder en rekke radioaktive fisjonsprodukter med ulike halveringstider, utgjør disse isotopene en del av det radioaktive avfallet som må håndteres nøye. Noen har kort halveringstid og brytes raskt ned, mens andre kan være farlige i tiår eller århundrer. Brukt brensel gir mye radioaktivitet og såkalt restvarme i lang tid etter at reaktoren er stengt og brenselet tatt ut. Brukt brensel må derfor kjøles ned i flere år før det kan håndteres videre. Dette skjer vanligvis i store vannbassenger som er plassert i eller ved kjernekraftverket. Vannet har to viktige funksjoner: Kjøling ved at det hindrer at det radioaktive avfallet blir så varmt at det kan smelte, og som strålingsvern ved at vannet fungerer som en effektiv barriere mot stråling. Etter denne første kjøleperioden kan brenselet flyttes til tørrlager eller andre former for mellomlager, før

eventuell sluttlagring i deponi eller gjenvinning (se kapittel 6 for detaljer).

All transport av radioaktivt materiale mellom anlegg er underlagt streng regulering for å beskytte mennesker og miljøet samt hindre at materialet kommer på avveie. Reguleringen skal forhindre uhell underveis som kan gi forurensning eller helseskader, men også sikre at materialet ikke blir utsatt for tyveri eller sabotasje. Etablering, bygging, drift og nedbygging av kjernekraftverk innebærer transport av brensel og radioaktivt avfall til dels over lange avstander. Som vist i kapittel 5 og 6, kan forsyningskjedene for brensel være lange og transnasjonale. Transport av nytt og brukt brensel kan bli utsatt for tyveri, og dermed utgjøre en spredningsfare for nukleært materiale. IAEA stiller spesifikke sikkerhetskrav til transport av radioaktivt materiale som er implementert i internasjonalt regelverk for transport av farlig gods. Dette er også implementert i norsk regelverk for transport både på land og jernbane (forskrift om landtransport av farlig gods, 2009), til havs (forskrift om farlig last på norske skip, 2014) og i luften (forskrift om transport av gods i luftfartøy, 2003). Regelverket omfatter både fysiske sikringstiltak, godkjente transportmidler og spesialkonstruerte beholdere, lokale beredskapstiltak der transportene foregår, nøye sporing av lasten med mer.

Dekommisjonering innebærer en rekke helse- og miljøutfordringer som må håndteres nøye for å beskytte mennesker og natur. Dekommisjonering medfører økt aktivitet på anlegget med flere ansatte og nye arbeidsprosesser (se kapittel 6 for detaljer). Dette kan medføre risiko for hendelser, både ulykker og villede hendelser. Dekommisjonering medfører også økt transport av radioaktivt materiale. Ansatte og nærmiljøet kan utsettes for ioniserende stråling under demontering av reaktorer og håndtering av radioaktivt avfall. Dette krever strenge sikkerhetstiltak og overvåking. Ved uhell eller lekkasjer kan radioaktive partikler spre seg via luft eller vann.

Brukt brensel og annet radioaktivt avfall inneholder en blanding av radioaktive isotoper som kan være farlige for mennesker og miljø hvis det ikke håndteres, lagres og deponeres riktig. Radioaktivt avfall kan gi høye stråledoser i lang tid. Feil ved lagring og deponering kan føre til eksponering for fremtidige generasjoner. Ved lekkasjer fra lagre eller under transport, kan radioaktive stoffer forurense omkringliggende områder. Til tross for at kjernekraft har vært en viktig del av flere lands energiforsyning i flere tiår, har kun noen få land funnet en permanent løsning for å deponere sitt brukte brensel. Våre naboland Finland og Sverige er de landene som har kommet aller lengst (se kapittel 16). I Norge er prosessen med oppryddingen etter de norske atomanleggene i gang (se punkt 10.2.3).

11.1.3 Risiko for misbruk av nukleært materiale til atomvåpenformål

Det er bred internasjonal enighet om at det er behov for å kontrollere og beskytte fissilt materiale slik at det ikke kommer på avveier og havner i hendene på grupper eller stater som ønsker å utvikle atomvåpen. Alle land, unntatt fem, har ratifisert Traktaten om ikke-spredning av kjernefysiske våpen (IAEA 1970). IAEA, følger opp traktaten med et utstrakt kontrollregime for alt fissilt materiale som alle signatarstater er forpliktet til å overholde. I brenselssyklusen i figur 11.2. er anrikingsanlegg og reprosesseringsanlegg særskilt kontrollert.

I reprosesseringsanlegg kan plutonium gjenvinnes fra brukt brensel og deretter brukes i atomvåpen. Reprosesseringsanlegg, i likhet med mye annen kjernekraftteknologi, er derfor sensitiv teknologi i atomvåpensammenheng og underlagt internasjonal kontroll. For å skaffe seg våpenplutonium bruker atomvåpenstater gjerne egne reaktorer som optimaliserer produksjonen av plutonium-239. I og med at plutonium-239 har en halveringstid på 24 000 år, må brukt brensel sikres. I sivile reaktorer dannes plutonium med en lavere andel plutonium-239 enn det som brukes i atomvåpen. Selv om såkalt reaktorplutonium har dårlige egenskaper som materiale til atomvåpen, kan det potensielt brukes som våpenmateriale (Mark, 1993).

Anrikingsanlegg kan brukes til å produsere høyanriket uran-235 til atomvåpenformål. Anrikningsgrader på opptil 5 prosent uran-235 kalles lavanriket, og egner seg til brensel, mens alt over 20 prosent er høyanriket uran. For at uran-235 skal kunne brukes i atomvåpen, bør anrikingen være på over 90 prosent og uran bearbeides til metallisk form. Anrikningsanlegg er derfor sensitiv flerbruksteknologi som er underlagt internasjonal kontroll.

Det har i mange år vært internasjonal bekymring omkring Irans atomprogram. Iran hevder programmet kun er sivilt, mens det internasjonale samfunnet er bekymret for at Irans ambisjoner er militære. IAEA følger situasjonen tett, og internasjonale sanksjoner er innført. USA og Israel har også angrepet Irans kjernefysiske infrastruktur ved flere anledninger. Det første kjente eksempelet på et digitalt angrep som ødela fysisk industrielt utstyr, var skadevaren Stuxnet som rammet

sentrifugene i Irans anrikningsanlegg i Natanz. Skadevaren var et meget sofistikert cybervåpen, trolig utviklet av Israel og USA i den hensikt å forsinke Irans atomprogram (Kelley, 2012). I 2025 rapporterte IAEA at Iran anriker uran-235 til 60 prosent (IAEA, 2025b). Israel (13. juni 2025) og USA (22. juni 2025) gjennomførte omfattende bombeangrep mot kjernefysisk infrastruktur, herunder Natanz, Fordow og Isfahan, for å sette Irans atomprogram ut av spill. Den 28. februar 2026 innledet USA og Israel massive, samordnede angrep på Iran.

11.1.4 Risiko for atomulykker

Selv om nyere reaktordesign er sikrere enn eldre løsninger, er det ikke mulig å bygge kjernekraftverk som er fullstendig risikofrie. Det vil alltid være en restrisiko for at noe kan gå galt, og at kjedereaksjonen ikke lengre lar seg kontrollere. Den utløsende årsaken kan f.eks. være en designfeil, uoppdaget slitasje eller skade, menneskelig svikt, ytre påvirkninger som oversvømmelse eller strømbrudd, feil på nødsystemer, cyberangrep, innsidetrussel eller fysisk angrep (i fred, krise eller krig). Mulighetene er mange, selv om sannsynligheten er lav.

Dersom det blir en alvorlig ulykke der flere av barrierene i sikkerhetssystemet svikter, kan det bli et stort utslipp av radioaktive stoffer til luft. Stoffene vil fraktes med vær og vind og gi et radioaktivt nedfall både i nærområdet og i større avstander fra et kjernekraftverk avhengig av vindstyrke, vindhastighet og nedbørsmengder. Utslippspotensialet vil avhenge av reaktorens design og størrelse, og av antall reaktorer på samme sted. Jo lengre brenselet har blitt kjørt i reaktoren, desto større kan utslippet av radioaktive stoffer bli.

Helse-, miljø- og samfunnskonsekvenser ved en atomulykke vil være større i nærområdet til et kjernekraftverk enn i områder lenger unna, f.eks. i naboland. Ettersom flere av våre naboland har kjernekraft, er det allerede i dag en risiko for at Norge kan bli rammet av radioaktivt nedfall fra kjernekraftverk i utlandet som forulykker. Det kan også skje uhell med påfølgende utslipp fra reaktordrevne fartøy i norske havområder, og ved besøk til norske havner. Norsk atomberedskap (se punkt 11.2.5) tar høyde for dagens risikoer. Konsekvensene av en ulykke ved et kjernekraftverk på norsk jord kan bli vesentlig større enn ved uhell på kjernekraftverk i våre naboland. Pariskonvensjonen om erstatningsansvar på atomenergiens område (Pariskonvensjonen) etablerer et internasjonalt regime for erstatning ved atomulykker, preget av ansvar hos den som har konsesjon til å drive anlegget (innehaver av atomanlegg).

Radioaktivt nedfall kan utløse behov for evakuering av befolkningen i nærområdet til kjernekraftverket. Avhengig av plassering, kan dette også gjelde for nabokommuner. Evakuering kan bli kortvarig eller langvarig avhengig av nedfallets størrelse. Ved forurensning av bebygde områder kan det bli behov for dekontaminering og fjerning av materialer for å sikre et forsvarlig bomiljø.

Stoffer som radioaktivt jod, cesium og strontium tas hurtig opp i næringskjedene og forurenser matvarer og drikkevann. Forurensningen kan vedvare i mange tiår ettersom noen av de radioaktive stoffene har middels lange halveringstider. Mattilsynet har forberedt en forskrift om grenseverdier for radioaktive stoffer i mat, harmonisert med grenseverdiene i EU, som kan iverksettes ved en atomulykke i utlandet som rammer Norge.

Radioaktiv forurensning kan gi negative konsekvenser for naturmiljø, næringer og turisme. Forurensningen kan vedvare i naturmiljø, og påvirke fritidssysler og turisme i forurensede områder. Næringer kan bli direkte påvirket av kontaminering med behov for opprydning, og/eller indirekte ved at deres produkter opplever et omdømmetap.

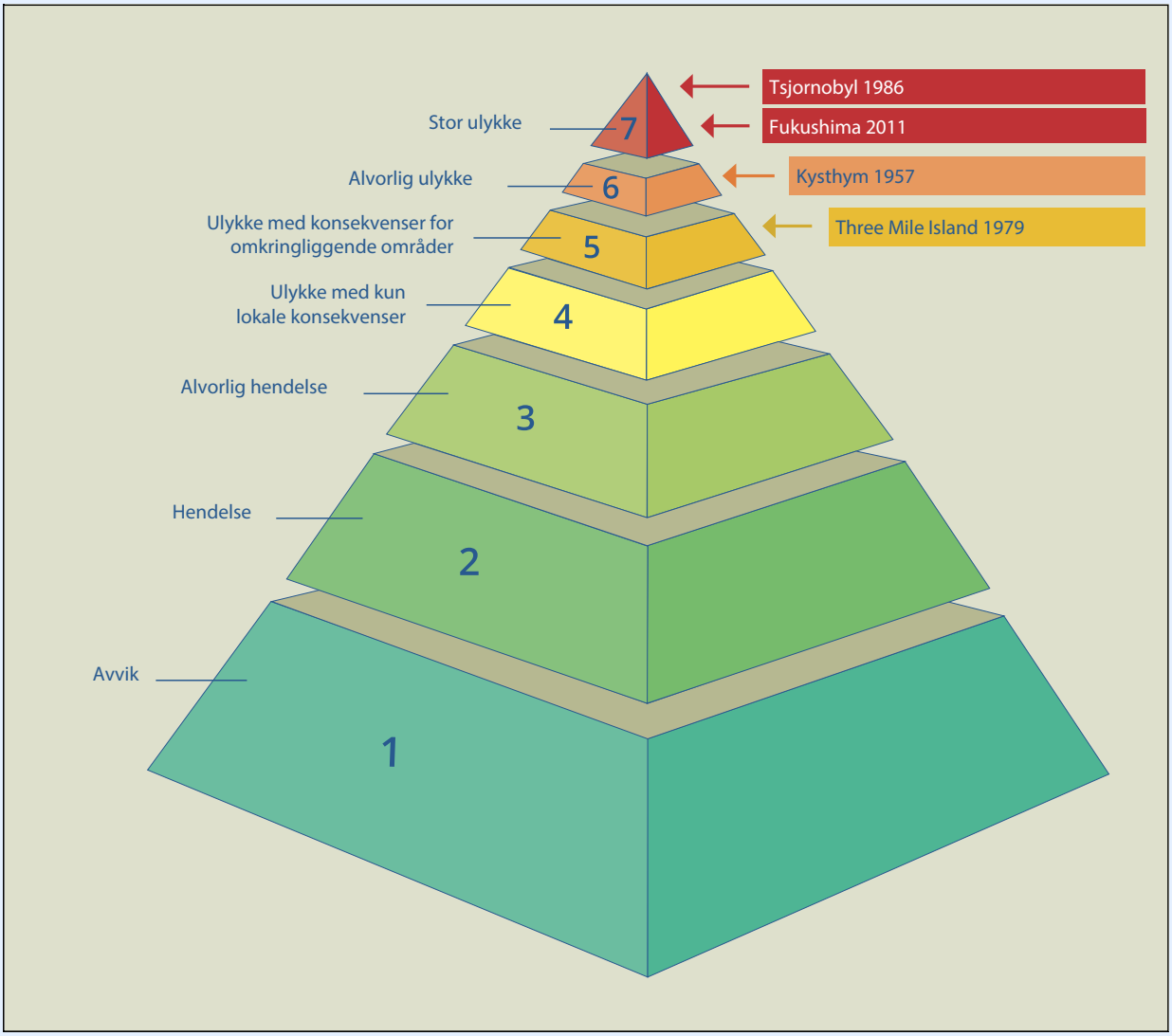
Rask og god informasjon er viktig når ulykker eller uønskede hendelser inntreffer. For å kommunisere alvorligheten av en sivil nukleær eller radiologisk hendelse til allmenheten og media, har IAEA og OECD-NEA utviklet INES-skalaen som klassifiserer hendelser ut fra konsekvensene for mennesker og miljø, for radiologiske barrierer og kontrollsystemer, og for forsvar i dybden (se boks 11.3).

Av sikkerhetshensyn er det viktig å vurdere design og lokalisering av et kjernekraftverk opp mot lokale forhold. Kjernekraftverk (storskala og SMR) kan ikke bygges hvor som helst (se punkt 12.2). Naturgitte forhold og/eller manglende eller begrenset infrastruktur kan utgjøre risiko, som utløsende årsak til en ulykke, til tap av sikkerhetsbarrierer/styringssystemer og/eller til at nødetater eller nødmateriell hindres fra å nå lokasjonen. Dette kan f.eks. gjelde et rasutsatt område der et ras kan treffe anlegget eller isolere stedet slik at nødetater eller nødmateriell ikke er garantert å kunne nå fram til enhver tid. Det kan også gjelde et område der strømmen ofte faller bort. Kjernekraftverk er helt avhengig av jevn ekstern strømtilførsel, i motsetning til andre typer kraftverk. Ett av de verste scenariene er såkalt station black-out der all ekstern strøm bortfaller, og anlegget kun går på nødstrøm f.eks. fra dieselaggregater. Nød-

Boks 11.3 INES-skalaen

IAEA og OECD-NEA (Organisation for Economic Co-operation and Development's Nuclear Energy Agency) utviklet i 1990 et verktøy for å kommunisere alvorligheten av en sivil nukleær eller radiologisk hendelse til allmenheten og media, kalt INES-skalaen (International Nuclear and Radiological Event Scale (IAEA, 2025c)), se figur 11.3. Skalaen angir alvorlighetsgrader av en hendelse eller et uhell fra 1 til 7, og er logaritmisk. Dvs. at alvorligheten øker med ti ganger for hvert nivå. Hendelsene vurderes ut fra konsekvensene for mennesker og miljø, for radiologiske barrierer og kontrollsystemer, og for forsvar i dybden. De tre første nivåene beskriver hendelser på et anlegg som er avvik fra normal drift, men som ikke gir konsekvenser utenfor anleggets grenser. De fire neste beskriver hendelser som får konsekvenser utenfor anlegget: jo større utslipp, desto høyere klassifisering på skalaen. Hendelser fra 4 og oppover skjer veldig sjelden.

INES dekker et bredt spekter av aktiviteter som industriell radiografi, medisinsk bruk av strålekilder, kjernekraftanlegg, forsøksreaktorer, håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall, og transport av radioaktivt materiale. Også tap eller tyveri av radioaktive kilder er inkludert, så vel som kilder på avveie (f.eks. radioaktive kilder som dukker opp i returmetall).



Figur 11.3 INES-skalaen for nukleære og radiologiske hendelser og ulykker, med eksempler på alvorlige ulykker

Boks 11.3 forts.

IAEAs medlemsland velger selv om de ønsker å bruke INES. Det er landet der hendelsen skjer som skal sette klassifiseringen. Korrekt klassifisering krever meget god teknisk innsikt i sikkerhetssystemer og barrierer. Som regel gis det først en midlertidig klassifisering basert på den kunnskapen man har der og da, som kommuniseres til allmenheten og media. Den endelige klassifiseringen settes etter en grundig gjennomgang av hendelsen i etterkant. Det er da mulig å få teknisk støtte fra andre medlemsland eller IAEA i vurderingen.

Selv om INES-skalaen først ble publisert i 1990, er hendelser som skjedde før 1990 også klassifisert på skalaen. Figur 11.3 gir eksempler på klassifiseringen av tidligere ulykker.

Ulykkene i Tsjornobyl og Fukushima er klassifisert som INES-7, den høyeste på skalaen. Reaktoren i Tsjornobyl manglet inneslutning, mens i Fukushima ble inneslutningene ødelagt. Dermed ble det store utslipp av radioaktive stoffer til omgivelsene som ble fraktet over store avstander før det falt ned som radioaktiv forurensning.

Three Mile Island ulykken i USA i 1979 er klassifisert som INES-5. Tap av kjølevann førte til delvis smelting av kjernen i reaktor 2 og utslipp av radioaktive stoffer til omgivelsene. Utslippet ble likevel begrenset fordi inneslutningen forble intakt.

Ulykken i Kysthym i Sovjetunionen i 1957 (Statens strålevern, 2007) skjedde på et reprosesseringsanlegg for brukt brensel der vannet i kjølebassenget fordampet, og en kjemisk eksplosjon førte til at store mengder radioaktive stoffer ble spredt over et større område. Denne er klassifisert som INES-6. Dette var den første store ulykken på et nukleært anlegg som ga omfattende forurensning i store områder rundt anlegget.

strøm vil kun være virksomt i et begrenset tidsrom med mindre det er god tilgang på drivstoff eller en alternativ stabil strømforsyning som er installert for nødstrøm. Noen nyere reaktordesign, både storskala reaktorer, som AP1000 fra Westinghouse og SMR-er, planlegges med økt bruk av såkalte passive sikkerhetssystemer som reduserer behov for nødstrøm for å opprettholde kjøling ved uhell (se punkt 4.3). Det er likevel slik at kjernekraftverk må være tilknyttet strømnettet for å kunne starte opp og driftes.

Ulykken på kjernekraftverket Fukushima Daiichi i Japan i 2011 er et eksempel på at design og lokalisering ikke var kompatible. Reaktorene hadde nødsystemene plassert i kjelleren. For et land som Japan, var dette uheldig ettersom faren for jordskjelv med påfølgende tsunami er stor. Tsunamien som traff kjernekraftanlegget i Fukushima, var mye høyere enn den beskyttende muren som var satt opp og alle nødaggregatene ble oversvømmet. Dersom nødaggregatene hadde vært plassert i øverste etasje, kunne utfallet blitt et annet (se boks 11.4).

Ulykker ved kjernekraftverk som medfører utslipp av skadelige nivåer av radioaktivitet, er svært sjeldne, men når de skjer, kan kostnadene bli enorme. For Fukushima-ulykken oppsummerer Percebois & Thiollière (2023) følgende kostnader i amerikanske dollar:

- Kompensasjonen til berørte naboer er estimert til 77 milliarder (i 2018 verdi).
- 71 milliarder (i 2016 verdi) må settes av til opprydning og dekommisjonering av kjernekraftverket.
- 53 milliarder (i 2016 verdi) brukes til sanering av forurenset masse og midlertidig lagring.
- 27 milliarder (i 2014 verdi) er beregnet tapt som følge av skade på turismen i Fukushima fylke.
- Økning i strømprisen på 100 milliarder (i 2014 verdi) kom som følge av stenging av flere kjernekraftverk i Japan på grunn av ulykken.

Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) i Frankrike har estimert at kostnaden ved en alvorlig ulykke fra ett kjernekraftverk kan koste 120 milliarder euro, mens en stor ulykke kan koste 450 milliarder euro (IRSN, 2014).

OCED-NEA har sammenlignet ulike forsøk på å tallfeste eksterne kostnader ved kjernekraftulykker. Anslagene varierer enormt, fra i underkant av 0,001 øre/kWh til over 100 øre/kWh (NEA, 2000b).

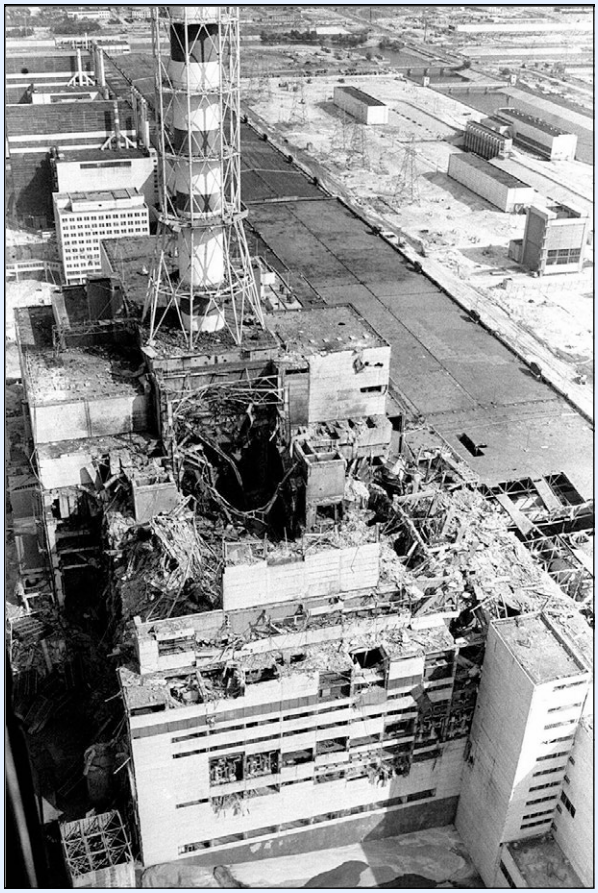
Boks 11.4 Tsjornobyl-ulykken

Reaktorulykken i Tsjornobyl i Ukraina, i daværende Sovjetunionen, skjedde natt til 26. april 1986. Reaktorene var av typen RBMK som manglet reaktorinneslutning fordi man ønsket å hente ut våpenplutonium fra brenselet. RBMK-reaktorer har også en innebygget designfeil, såkalt positiv void-koeffisient (se boks 4.6) som betyr at reaktoren lett blir ustabil. Natt til 26. april skulle det gjennomføres eksperimenter på lav effekt på reaktor 4, for å teste om dampturbinens rotasjonsenergi kunne opprettholde kjøling av reaktorkjernen i ett minutt i tilfelle strømbrudd. Flere sikkerhetssystemer ble deaktivert for å få utført testen. Mange kontrollstaver ble trukket ut av reaktorkjernen, noe som førte til en altfor rask stigning av effekt og temperatur. Operatørene mistet kontrollen over kjedereaksjonen, og det ble en dampeksplosjon som løftet lokket av reaktoren. Deretter fulgte en eksplosjonsartet brann som varte i 10 dager, mye grunnet at kontrollstavene og moderatoren inneholdt grafitt (dvs. rent karbon) som gjorde det svært vanskelig å stanse brannen. Enorme mengder radioaktive materialer ble slynget ut av reaktoren, og brannen bidro til et enormt løft slik at de radioaktive stoffene nådde en høyde på rundt 1–1,5 km opp i atmosfæren. Derfra ble de fraktet med vinden over store deler av Europa i flere bølger.

Tsjornobyl-ulykken ble klassifisert som en INES-7 på grunn av de enorme skadene, og er det største utslippet fra en kjernekraftulykke så langt i historien. Totalt er det estimert at 5200 PBq (eller 5 200 trillioner Bq) med aktivitet slapp ut (se punkt 3.6 for strålingsenheter). Årsaken til ulykken var både designfeil og operatørfeil, samt en fryktbasert ledelseskultur i tidligere Sovjetunionen som satte sikkerhetskulturen til side.

Etter først å ha dysset ned konsekvensene av ulykken, ble det iverksatt storstilt evakuering i en sone på 30 km rundt kraftverket. Først ble 115 000 personer evakuert i nærområdene og senere 220 000 personer fra områder som i dag tilhører Ukraina, Belarus og Russland. Denne sonen er fortsatt forlatt og overvåkes av forskere og skogvoktere.

134 arbeidere på kjernekraftanlegget fikk akutt strålesykdom på grunn av høye stråledoser, og 28 av dem døde innen tre måneder. 530 000 arbeidere deltok i opprydningsarbeidet, såkalte likvidatorer, og fikk middels høye stråledoser. De følges fortsatt opp for å fange opp eventuelle seneffekter av strålingen med lang latenstid. Det er anslått at ca. 5 000 barn og unge fikk kreft i skjoldbruskkjertelen grunnet eksponering for radioaktivt jod fra ulykken gjennom luft og melk fra kyr som beitet på forurensede jorder. Tiltak for å redusere opptak av radioaktivt jod i mennesker (dvs. inntak av jodtabletter) ble ikke iverksatt. Tiltak for å redusere forurensningen i melk ble iverksatt for sent. Skjoldbruskkjertelkreft er en sykdom som krever oppfølging og medisinering livet ut.



Figur 11.4 Tsjornobyl kjernekraftverk etter ulykken i 1986. Hullet viser hvor reaktor 4 en gang var plassert.

Kilde: USFCRFC (1986).

Boks 11.4 forts.

Folk fra de forurensede områdene måtte flytte for godt og fikk sine liv snudd opp ned. Forurensning av matvarer og miljø endret hva de kunne spise og hva de fikk lov å bruke områder til. Den psykologiske belastningen fra dette og den vedvarende frykten for strålingseksponeringen, bidro til negative helseeffekter.

Av de radioaktive stoffene som slapp ut i ulykken, var det spesielt jod-131, strontium-90, cesium-134 og cesium-137 som ga langvarige problemer. Disse er lettflyktige og spres over store avstander før de faller ned som radioaktiv forurensning. Stoffene tas lett opp i næringskjeder og bidrar til eksponering av dyr og mennesker.

Mennesker kan eksponeres for jod-131 ved å puste inn forurenset luft rett etter en ulykke, og ved inntak av forurenset melk og kjøtt grunnet radioaktivt nedfall på beitemarker. Skjoldbruskkjertelen tar opp mye jod, spesielt hos barn og unge, og radioaktivt jod kan føre til kreft i kjertelen. Jod-131 har en fysisk halveringstid på 8 dager og vil derfor forsvinne i løpet av ca. 80 dager. Den eksponeringen folk har vært utsatt for, vil likevel kunne påvirke helsen i befolkningen i lang tid da latenstiden for utvikling av kreft i skjoldbruskkjertelen er minst 5–10 år.

Strontium-90 ligner kalsium og følger kalsium i næringskjeder, og oppkonsentreres f.eks. melk og melkeprodukter, og lagres i beinvev og tenner hos husdyr og mennesker. Cesium-134 og cesium-137 ligner kalium, som finnes i alle levende celler. Cesium tas lett opp i planter, dyr og mennesker og fordeler seg tilnærmet jevnt i alle menneskekroppens muskler og organer. Både beta- og gammastråling fra disse stoffene bidrar til økt risiko for kreft senere i livet dersom inntaket er stort nok.

Strontium-90 og cesium-137 har halveringstider på henholdsvis 28,8 og 30,1 år, og er derfor et problem i lang tid etter en eventuell ulykke. I Norge fikk vi mye nedfall av cesium-134 og cesium-137 til tross for en avstand på over 1500 km fra Tsjornobyl. Det ble nødvendig med tiltak i næringsmiddelproduksjon, og de første årene ble tonnevis med mat kassert fordi innholdet av radioaktivt cesium var skyhøyt over tillatte verdier i mat. For småfe- og reindriftsnæringen ble det nødvendig med tiltak for å redusere forurensningen i melk og kjøtt i over 30 år etter Tsjornobyl-ulykken. Tiltakene de 10 første årene etter ulykken kostet den norske stat 70 millioner amerikanske dollar (USD) (i 1995 verdi).

Kilder: Salbu & Reitan (2025), Mattilsynet (2025), NIRS (2026), UNSCEAR (2000), UNSCEAR (2018), Skuterud & Harbitz (1999), Tveten m.fl. (1998).

11.1.5 Risiko for tilsiktede uønskede handlinger

Trussel om terror, sabotasje, tyveri, uautorisert adgang eller andre ulovlige handlinger mot atomanlegg eller transport av nukleært og radioaktivt materiale, kan ikke neglisjeres. Tilsiktede uønskede handlinger kan i verste fall føre til alvorlige konsekvenser med spredning av radioaktivt materiale. Denne type anlegg og materiale kan være attraktive mål. Derfor må det generelt være et høyt nivå av forebyggende tiltak fysisk og digital sikkerhet knyttet til anlegg, lagre og transporter. Risiko for at fissilt materiale skal brukes til atomvåpenformål er beskrevet i punkt 11.1.3. En bekymring er også at radioaktivt materiale på avveie skal kunne benyttes i såkalte «skitne bomber» for å spre forurensning og frykt. Skitne bomber er konvensjonelt sprengstoff kombinert med radioaktivt materiale, og må ikke forveksles med atomvåpen der sprengkraften kommer fra fisjon.

Sikkerheten må ivaretas selv under endrede geopolitiske forhold, et nytt og muligens forverret trusselbilde og i verste fall krig. Eventuell kjernekraft i Norge må planlegges med sikkerhet også under endrede sikkerhetspolitiske situasjoner. Etter at den russiske angrepskrigen mot Ukraina startet i februar 2022, har russiske styrker okkupert det ukrainske kjernekraftverket i Zaporizjzja, det største i Europa. Dette er første gang noensinne at et operativt kjernekraftverk har blitt okkupert i krig, til stor internasjonal bekymring. Russiske styrker har brukt Zaporizjzja, som militærbase. Det har vært mange alvorlige hendelser som har påvirket sikkerheten og sikringen ved anlegget, herunder brann etter beskytning, luftangrep og utplassering av raketter, og store vanskeligheter med bemanningen og arbeidsforholdene. Granatangrep

Boks 11.5 Fukushima-ulykken

Den 11. mars 2011 ble Japan rammet av et jordskjelv med styrke 9. Kjernekraftverket Fukushima Dai-ichi på østkysten av Japan har 6 kokvannsreaktorer, hvorav reaktor 1–3 kjørte på maks elektrisk effekt da jordskjelvet skjedde. Reaktor 4 var uten brensel i reaktortanken. Reaktor 5 og 6 hadde vedlikeholdsstans, men hadde brensel i reaktortankene. Alle de seks enhetene hadde også brukt brensel i kjølebassenger inne i reaktorbygningene, som trengte strøm for å kjøles.

Jordskjelvet førte til umiddelbar nødstopp på de tre reaktorene som var i drift. Samtidig mistet hele kraftverket ytre strømforsyning. Restvarmen i reaktorene krevde imidlertid kjøling i flere uker for å unngå en overoppheting av brenselet. Dieselgeneratorer ble aktivert som nødstrøm ihht. til krisehåndteringsplanen, og fungerte som planlagt.

Ca. 40 min etter jordskjelvet, kom det en tsunami på rundt 11,5–15 m som oversvømte hele kjernekraftanlegget. Flomvernet som var satt opp, kunne bare stå imot en bølge på 5 m. Det var tidligere blitt vurdert som for lavt, men ingenting var blitt gjort for å bedre situasjonen. Ettersom dieselgeneratorene var plassert i kjelleretasjene under reaktorbygningene, ble de oversvømt og sluttet å fungere. Reaktor 1, 2 og 4 mistet all strøm. Reaktorenhet 3 og 5 gikk på batterikapasitet, som snart tok slutt. Kun reaktorenhet 6 hadde strøm via dieselgenerator.

Perioden fullstendig uten strømtilførsel varte mellom 9 og 14 dager for reaktorenhetene 1–4. Reaktorene 1, 2 og 3 ble overopphetet slik at brenselet i reaktorkjernen smeltet. Det førte også til en oppbygging av hydrogen, som i kontakt med oksygen skapte eksplosjoner som ødela den ytre inneslutningen for reaktor 1, 3 og 4. En rørkobling mellom 3 og 4 førte til hydrogeneksplosjon i reaktor 4 selv om denne ikke hadde brensel i reaktortanken.

Ulykken førte til utslipp av radioaktive stoffer i flere bølger fra 12. mars til begynnelsen av april. Utslippet var ca. 20–25 prosent av det som slapp ut i Tsjornobyl-ulykken. Om lag 80 prosent av utslippet falt ned over Stillehavet, likevel var det svært høye forurensningsnivåer på land i noen nærområder til kjernekraftanlegget. Fukushima-ulykken ble klassifisert til INES-7 på grunn av de store skadene og de store mengdene utslipp.

Japan iverksatte forhåndsplanlagte tiltak for å beskytte befolkningen fra det radioaktive utslippet. Flere runder med evakuering ble iverksatt gjennom mars og april. Selv om ingen døde av stråling i ulykken, var det en betydelig overdødelighet blant de som ble evakuert. Mange eldre og syke fikk ikke den nødvendige oppfølgingen og medisineringen de trengte, under evakueringen og tiden som fulgte. Evakueringen førte til at familier ble splittet, barn ble holdt innendørs, utendørsaktiviteter opphørte, og bønder og fiskere fikk problemer med å få solgt varene sine selv om målinger viste at de var under Japans grenseverdier for radioaktive stoffer i mat. Det førte igjen til økt alkoholisme, vold i hjemmet, overvekt og psykiske problemer. Fortsatt er 23 701 personer evakuerte (per 15. november 2025) (Fukushima Revitalization Information Portal Site, 2026, 13 januar). Omdømmet til mat fra Fukushima-distriktet er fortsatt ikke gjenreist.

Det ble innført screening av skjoldbruskkjertelen hos barn og unge fra Fukushima-distriktet, men så langt har man ikke funnet en økning i skjoldbruskkjertelkreft hos de som ble eksponert under ulykken. Det er heller ikke funnet økning i andre direkte strålingsrelaterte sykdommer.

Dekommisjonering av anlegget er ventet å ta 30–40 år. Den totale kostnaden for dekommisjonering, avfallshåndtering, dekontaminering og erstatning til befolkningen er estimert til over 200 milliarder amerikanske dollar (USD) ifølge japanske myndigheter.

Boks 11.5 forts.



Figur 11.5 En representant fra IAEA besøker det ødelagte kraftverket Fukushima Dai-ichi

Foto: Gregg Webb / IAEA (2011)

Kilder: IAEA (2015a), Hatamura, m.fl. (2014), UNSCEAR (2013), UNSCEAR (2021), Webb (2011) og Fukushima Prefecture (2026).

har skadet infrastruktur, og strømforsyningen har sviktet ved flere anledninger. Alle de seks reaktorene ved Zaporizjzja er nå stengt, men trenger fortsatt ekstern strømforsyning til kjøling av reaktorer og brukt brensel. IAEA har i hele perioden arbeidet intenst for å hindre en alvorlig kjernekraftulykke og ivareta sikkerheten med inspeksjoner og kontinuerlig måling av strålingsnivåer.

Krigens folkerett må hensyntas ved lokalisering av kjernekraftverk, lagre og deponier for radioaktivt avfall, inkludert brukt brensel. Dersom et kjernekraftverk og/eller lagre og deponier for radioaktivt materiale blir utsatt for krigshandlinger, kan det få alvorlige konsekvenser. I henhold til krigens folkerett er militære objekter og stridende, personer lovlige mål, mens sivile personer og sivile objekter skal beskyttes. Norge er forpliktet til å følge distinksjonsprinsippet og etablere et skille mellom militære objekter og stridende, som er lovlige angrepsmål, og sivile personer og objekter, som har beskyttelse mot angrep. Imidlertid innebærer proporsjonalitetsprinsippet at sivile kan bli utsatt for lovlig følgeskade dersom de oppholder seg i eller nær lovlige militære mål. I utgangspunktet er det kun tillatt å angripe militære objekter. Hvilke objekter som er lovlige mål, bestemmes av objektets funksjon, det vil si om objektet «[…] ut fra sin art, plassering, formål eller bruk gir et effektivt bidrag til militære aksjoner, og som det etter de rådende omstendigheter vil by på en avgjort militær fordel å gjennomføre en total eller delvis ødeleggelse, erobring eller nøytralisering av». En slik funksjonsbasert definisjon betyr at en del forsyninger, transportinfrastruktur, kraftforsyning og annen kritisk infrastruktur som både Forsvaret og sivile er avhengig av, kan bli lovlige mål. Kjernekraftanlegg skal, i henhold til folkeretten, ikke angripes i væpnede konflikter. Den særskilte

beskyttelsen opphører dersom et kjernekraftanlegg «[…] leverer elektrisk kraft på regelmessig og avgjørende måte til direkte støtte for militære operasjoner, og dersom et slikt angrep er den eneste praktisk mulige måte å bringe slik støtte til opphør på.» (Genevekonvensjonen av 1949 med tilleggsprotokoller, 1977). Ved lokaliseringsvalg for kjernekraftverk og andre atomanlegg bør risikoen for skadefølge av krigshandlinger vurderes. Det betyr at kjernekraftverk, lagre og deponier ikke bør plasseres i nærheten av lovlige militære mål. Øvrige hensyn som må tas ved plassering av kjernekraftverk er behandlet i kapittel 12.

11.2 Dagens sikkerhet, beredskap og krisehåndtering i Norge

Dette punktet beskriver hvordan dagens sikkerhet, beredskap og krisehåndtering i Norge er innrettet. Vi beskriver først atomsikkerhet for å beskytte ansatte, befolkningen og det ytre miljøet. Deretter tar vi for oss fysisk og digital atomsikring mens neste del omhandler sikkerhetskontroll av nukleært materiale for å hindre at dette kommer på avveie. Deretter presenteres innretningen av det brede samfunnssikkerhetsarbeidet og beredskapsaktørene som også atomberedskapen bygger på. Den neste delen tar for seg atomberedskapen. Til slutt i denne delen beskrives sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.

11.2.1 Atomsikkerhet – beskyttelse av ansatte, befolkning og ytre miljø

IAEAs definisjon av atomsikkerhet er svært bred. Den omfatter blant annet et lands internasjonale forpliktelser, nasjonalt regelverk og regulering, transparens i regulering og selskapenes drift, finansiering, ledelse og sikkerhetskultur, utvikling av kompetanse og tilstrekkelige ressurser, strålevern, sikkerhetsvurderinger, håndtering av radioaktivt avfall inkludert brukt brensel og dekommisjonering og beredskap. Sikkerhet omfatter både ordinær drift og forebygging av uhell og andre hendelser. De internasjonale konvensjonene på disse områdene følger disse definisjonene og er dermed omfattende.

Målet med atomsikkerheten er at ansatte, befolkning og ytre miljø skal være beskyttet mot negative effekter av stråling. Norge har omfattende system for sikkerhet med fordeling av roller og ansvar for den strålebruken som eksisterer nå med tilhørende forvaltning og regelverk. Dersom man etablerer kjernekraft i Norge, vil strålebruken bli større og sikkerhetsregimet må dermed utvides for å ta høyde for utvidelsen.

Det nasjonale rammeverket for sikkerhet omfatter mange aktører. Rammeverket gjelder departementer, direktorater, regionale og lokale myndigheter i tillegg til operatører av kjernekraftverk, behandlingsanlegg, lager og deponi for radioaktivt avfall inkludert brukt brensel.

IAEA har utformet følgende grunnprinsipper for atomsikkerhet:

- Hovedansvaret for sikkerheten for et anlegg er hos selskapet. Myndighetene har ansvar for at nasjonal sikkerhet er i tråd med internasjonale forpliktelser.
- Lederskap og sikkerhetskultur er en forutsetning.
- All strålebruk skal være berettiget, og det må gjøres vurderinger av antall personer som kan bli eksponert, sannsynligheten for eksponeringen, stråledosen som de kan motta, økonomiske, sosiale og praktiske hensyn tatt i betraktning.
- Strålebruk skal være optimalisert, slik at eksponering av stråling skal holdes så lav som mulig, økonomiske, sosiale og praktiske hensyn tatt i betraktning.
- Doser til befolkning og ansatte skal holdes under gitte dosegrenser.
- Nåværende og kommende generasjoner skal beskyttes mot negative effekter av stråling.
- Uhell skal forebygges så godt som mulig.
- Det skal utformes beredskap og hendelseshåndtering.
- Det skal lages systemer for å fange opp aktiviteter som har vært utenfor forvaltning eller kontroll.

Norge vedtok i 2025 sin første strategi for strålevern og atomsikkerhet i tråd med IAEAs grunnprinsipper. Den stadfester Norges intensjon om å følge internasjonale forpliktelser innen strålevern og atomsikkerhet, i tillegg til å vise en retning innen videreutvikling av det nasjonale arbeidet. Strategien omfatter per nå ikke eksplisitt kjernekraft, og innebærer at:

- strålevernsmyndigheten skal være en effektiv, uavhengig myndighet i norsk forvaltning,
- norsk forvaltning skal være harmonisert med internasjonalt rammeverk,
- hovedansvaret for sikkerheten ligger hos virksomheten,
- norsk forvaltning skal ha et livssyklusperspektiv,
- Norge skal ha en god atomberedskap mot uønskede hendelser og ulykker,

- Norge skal ha forsvarlig medisinsk strålebruk,
- Norge vil videreutvikle og innføre ordninger for håndtering av strålerisiko fra kilder utenfor myndighetskontroll,
- Norge skal ha tilstrekkelig kompetanse og god ledelse og sikkerhetskultur i alle virksomheter,
- stråleverns- og atomsikkerhetsrelaterte spørsmål skal håndteres på en åpen og transparent måte, og
- tiltak innen atomsikkerhet, atomsikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale skal utformes og utføres på en koordinert måte for å sikre best mulig beskyttelse av menneskers helse og miljø.

IAEA peker på utarbeidelsen av en slik strategi som første steg i utviklingen av nasjonalt sikkerhetsrammeverk dersom man ønsker å etablere kjernekraft. Dersom det besluttes å etablere kraftproduksjon basert på kjernekraft, må strategien utvides og omfatte ytterligere sikkerhetsaspekter.

En god sikkerhetskultur er sentralt i utøvelsen av atomsikkerhet. I tråd med nasjonal strategi for strålevern og atomsikkerhet, stilles det krav om god ledelse for sikkerhet og sikkerhetskultur i alle virksomheter, inkludert operatørselskap, myndigheter m.m. Kravene omfatter elementer som styringssystemet, tydelig tildeling av ansvar for sikkerhet og en god sikkerhetskultur med verdier, holdninger og atferd for et høyt sikkerhetsnivå.

Atomsikkerheten i Norge er i stor grad basert på IAEAs anbefalinger og internasjonale konvensjoner. Likevel er det rom for og behov for nasjonale tilpasninger. Eventuelle uhell kan ha store konsekvenser for flere land. Det er derfor bred internasjonal konsensus om et omfattende sikkerhetsregime rundt kjernekraft og annen bruk eller håndtering av radioaktivt materiale.

Operatørselskap må organisere driften av anlegget slik at sikkerheten er forsvarlig, og befolkning og ytre miljø er beskyttet. Målet for atomsikkerhet er beskyttelse av befolkning og ytre miljø. Drift av en reaktor, enten det er for energiproduksjon eller forskning, må ha konsesjon til drift, i tillegg til tillatelse til utslipp av radioaktive stoffer og håndtering av radioaktivt avfall, inkludert brukt brensel. Vilkårene i konsesjon og tillatelser inneholder alt fra sikkerhetskultur hos operatørselskapet, til å holde stråledosene til befolkningen så lav som praktisk mulig (se Del V).

Kjernekraft medfører utslipp av radioaktive stoffer. Kontrollerte utslipp fra kjernekraftverk kan stamme fra kjølevannssystemer, ventilasjon og håndtering av prosessvann som inneholder små mengder radioaktive stoffer. Ved forsvarlig drift av en reaktor vil det være lave utslipp med minimal påvirkning på befolkning og ytre miljø. Nivåene er strengt regulert for å beskytte mennesker og miljø.

Eksponering av ansatte ved forsvarlig og ordinær drift av atomreaktorer er vanligvis lav. Eksponering fra drift av atomreaktorer er generelt lave. Eksponering av ansatte overstiger sjelden de dosegrenser som er fastsatt. Sammenhengen mellom eksponering for stråling og risiko for skadevirkninger, beskrives i punkt 3.6.

Beskyttelse av miljøet mot skadelige effekter av ioniserende stråling er et av IAEAs grunnleggende sikkerhetsmål. IAEA beskriver videre at beskyttelse av miljøet omfatter beskyttelse og bevaring av dyr og planter, deres biologiske mangfold, som produksjon av mat og ressurser for jordbruk, fiske, for rekreasjon og turisme, og naturlige prosesser som vannets kretsløp.

Norge er forpliktet til å redusere utslipp av radioaktive stoffer til sjø. Norge har ratifisert konvensjonen for beskyttelse av det marine miljøet i Nordøst-Atlanteren (OSPAR-konvensjonen). Konvensjonen forplikter Norge til å kontinuerlig redusere sine utslipp av radioaktive stoffer til sjø. Gjennom OSPAR-konvensjonen rapporterer Norge mengde utslipp av radioaktive stoffer til marint miljø.

11.2.2 Atomsikring

Staten har et ansvar for at den fysiske og digitale sikringen ved alle nukleære anlegg er tilstrekkelig. Selv om et operatørselskap har ansvaret for sikring ved sitt anlegg, har staten ansvar for å etablere, iverksette og vedlikeholde et regime for atomsikring. Dette er viktig for blant annet å beskytte nukleært materiale mot tyveri og annen ulovlig håndtering. Oppgavene innenfor fysisk sikring for nukleære anlegg tilligger operatørselskapet, sentrale myndigheter som departement og direktorat, lokale myndigheter som kommune og statsforvalter, nødetater og, i enkelte tilfeller, Forsvaret. Denne organiseringen er i tråd med IAEAs konvensjon for fysisk sikring av nukleært materiale (IAEA convention on the Physical Protection of Nuclear Material) som Norge har ratifisert.

Forskriften om fysisk beskyttelse skal forebygge tyveri og sabotasje, og legge til rette for sporing av stjålet materiale. Forskriften fastslår at nukleært materiale og anlegg er skjermingsverdige objekter under sikkerhetsloven (Forskrift om nukleære materialer og anlegg, 1984). Forskriften presiserer at nukleært materiale og nukleære anlegg som faller inn under forskriften, er å anse som skjermings-

verdige objekter i henhold til sikkerhetsloven. Kjernekraftverk i Norge vil komme inn under dette regelverket og derfor bli underlagt sikkerhetsloven (se kapittel 17 for krav til eier og operatørselskap).

Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) regulerer atomsikring i tråd med atomenergi- og strålevernregelverket. Nasjonal sikkerhetsmyndighet (NSM) regulerer sikring i tråd med sikkerhetsloven. Operatørselskap/eier av kjernekraftanlegget har ansvar for den grunnleggende fysiske sikringen av anleggene. I tillegg har nødetater, som politiet, ansvar for å ha tilstrekkelig kapasitet, tilstrekkelig kort responstid og kompetanse for å kunne stoppe forsøk på tyveri eller ulovlig håndtering ihht. IAEAs konvensjon om fysisk sikring av nukleært materiale. Det utarbeides en trusselvurdering som danner basis for utarbeidelsen av sikringen, en såkalt Design Basis Threat (DBT) i tråd med IAEAs veiledning.

Norges vedtatte sikringsmål er at det ikke skal være noen usikkerhet vedrørende integriteten til vårt nukleære materiale. Det betyr at ikke noe nukleært materiale kommer ut av nasjonal kontroll, at forsøk på terror eller sabotasje blir stanset før det får konsekvenser for mennesker eller miljø, og at forsøk på etterretning blir oppdaget og stanset.

Et operatørselskap/eier har ansvaret for sikringen av sitt anlegg. Dette er i tråd med regelverk og konvensjon om fysisk sikring av kjernefysisk materiale (Convention on the Physical Protection of Nuclear Material, CPPNM). Dette gjelder kjernekraftverk, anlegg for behandling, lagring eller deponering av radioaktivt avfall og brukt brensel. Tilsynsmyndigheter som NSM og DSA regulerer sikringen og fører tilsyn. Nødetatene, som politiet, må vedlikeholde planer for håndtering av eventuelle hendelser ved nukleære anlegg, ha jevnlige øvelser sammen med operatørselskapet og eventuelt andre relevante etater, som nødetater eller Forsvaret.

Fysisk sikring av nukleære anlegg fordrer også at lokalt politi har tilgjengelig kapasitet til å håndtere tilsiktede hendelser, inkludert situasjoner der angrepet kombineres med avledningsmanøvre. I mange land har man derfor valgt å ha bevæpnede vakter ved nukleære anlegg, enten som vaktstyrker eller ved at politi med bevæpning har fast tilstedeværelse rundt anlegget. I Sverige er operatørene av kjernekraftverk forpliktet til å avsette midler som blant annet finansierer lokale myndigheters arbeid med sikring og beredskap. I Norge har man foreløpig ikke noen ordning der operatørselskapet av anlegg som krever oppfølging grunnet sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale, er forpliktet til å bidra økonomisk til lokale nødetaters eller lokale myndigheters arbeid.

11.2.3 Sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og teknologi

Norge har forpliktet seg til å ha kontroll med nukleært materiale, nukleære anlegg og teknologi for at det ikke skal komme på avveie, brukes til sabotasje, terrorisme eller til å lage atomvåpen. Nukleært materiale omfatter her uran, plutonium og thorium. Norge har signert avtale med IAEA om sikkerhetskontroll av nukleært materiale (med tilleggsprotokoll).

Operatørselskap må til enhver tid være klar til å motta en inspeksjon fra IAEA. DSA deltar alltid på inspeksjoner sammen med IAEA hos norske virksomheter. IAEA utfører både forhåndsvarslede og uanmeldte inspeksjoner med kontroll av nukleært materiale flere ganger årlig. DSA fører oversikt over alle anlegg som har nukleært materiale i Norge og rapporterer dette årlig til IAEA. Operatørselskap/eier må søke DSA om importgodkjenning av nukleært materiale og avgi særskilt årlig rapportering om besittelse og bruk. EU-land får også inspeksjoner av sikkerhetskontroll om nukleært materiale fra EU/EURATOM.

IAEA kontrollerer at det ikke foregår udeklarerte aktiviteter som fører til at nukleært materiale kommer på avveie, slik at man sikrer at nukleært materiale kun brukes til fredelige formål. Dette er en del av det internasjonale ikke-spredningsregimet som omfatter de fleste land i verden. Traktaten om ikke-spredning av kjernefysisk våpen (ikkespredningsavtalen, Treaty on the non-proliferation of nuclear weapons) er den viktigste internasjonale avtalen om atomvåpen. Den har tre hovedmål: ikke-spredning, avvæpning og fredlig bruk av atomteknologi. Avtalen ble inngått i 1968 og per 14. mars 2025 har 191 land ratifisert avtalen, medberegnet Nord-Korea som senere har trukket seg. Avtalen krever at ikke-atomvåpenland skal ha egne avtaler med IAEA om sikkerhetskontroll. IAEAs system for sikkerhetskontroll er derfor en sentral del av det internasjonale systemet for å følge avtalen om ikke-spredning av atomvåpen.

Både staten og operatørselskap/eier må ha god kontroll på sitt nukleære materiale. Dette gjøres gjennom statlig systemet for nukleært materiale (State system of Accounting for and Control of nuclear material (SSAC)). Tilsynsmyndigheten fører kontroll med oversiktene. Eventuelle brudd på Norges forpliktelser kan gi internasjonalt sikker-

hetspolitiske konsekvenser og svekke Norges omdømme internasjonalt. Eventuelle brudd på forpliktelsene følges opp i FN-systemet.

Ved etablering av nye anlegg må man planlegge for gjennomføring av sikkerhetskontroll av nukleært materiale fra designfasen. Dette kalles ofte sikkerhetskontroll av nukleært materiale ved design (safeguards by design). Planleggingen optimaliserer gjennomføringen av inspeksjoner for IAEA, myndigheter og operatørene, optimaliserer bruken av avanserte teknologier for overvåkning og overføring til myndighetene. Å ta inn kravene for sikkerhetskontroll alt ved design, gjør kontrollene mer effektive, mindre inngripende og kostnadseffektive gjennom livssyklusen.

Direktoratet for eksportkontroll og sanksjoner (DEKSA) skal bidra til å hindre at nukleært materiale og teknologi kommer på avveier eller eksporteres til atomvåpenformål. DEKSA krever eksportlisens for produkter og teknologi som kan ha flerbrukspotensiale, inkludert nukleære formål. Dette omfatter både fysisk materiale og immaterielle overføringer som kunnskap og tjenester. DEKSA samarbeider tett med Politiets sikkerhetstjeneste, Tolletaten, Etterretningstjenesten, DSA, Forsvarets forskningsinstitutt og andre (Meld. St.29 (2024–2025)). DEKSA gir veiledning til næringsliv, forskningsinstitusjoner og akademia om hvordan identifisere og håndtere nukleært sensitiv teknologi, og om regelverket for kunnskapsoverføring til utenlandske aktører.

11.2.4 Generell sikkerhet, beredskap og krisehåndtering

Det brede sikkerhets-, beredskaps- og krisehåndteringsarbeidet i samfunnet er grunnlaget for å forebygge og håndtere alle uønskede hendelser, inkludert atomhendelser. Det må tilpasses dersom vi etablerer kjernekraft i Norge. Formålet med samfunnssikkerheten er å beskytte befolkningen og miljøet mot alle alvorlige situasjoner i hele spektret av utfordringer, fra ulykker i fredstid til situasjoner som truer rikets sikkerhet og selvstendighet. Arbeidet med sikkerhet og beredskap er et kontinuerlig forbedringsarbeid der følgende deler inngår:

- Forebygging handler om å iverksette tiltak for å redusere muligheten for at en uønsket hendelse skal inntreffe, og på forhånd innrette design, operasjon og sikring, slik at man reduserer konsekvensene dersom en hendelse inntreffer.
- Beredskap handler om å planlegge og forberede tiltak som styrker evnen til å håndtere uønskede hendelser, slik at skadeomfanget blir minst mulig.
- Håndtering handler om å omsette beredskapen til innsats og samvirke.
- Gjenoppretting handler om evnen til å gjøre tapte funksjoner virksomme igjen etter en hendelse.
- Evaluering og læring etter øvelser og hendelser er viktig for å bedre evnen til å håndtere fremtidige hendelser.

Fire grunnleggende prinsipper ligger til grunn for samfunnssikkerhetsarbeidet (Meld. St. 9 (2024–2025)):

- «Ansvarsprinsippet innebærer at den organisasjon som har ansvar for et fagområde i en normalsituasjon, også har ansvaret for nødvendige beredskapsforberedelser og for å håndtere ekstraordinære hendelser på området. Ansvarlig instans må ta stilling til hva som er akseptabel risiko.
- Likhetsprinsippet betyr at den organisasjon man opererer med under kriser i utgangspunktet skal være mest mulig lik den organisasjon man har til daglig.
- Nærhetsprinsippet betyr at kriser organisatorisk skal håndteres på lavest mulige nivå.
- Samvirkeprinsippet betyr at myndigheter, virksomheter eller etater har et selvstendig ansvar for å sikre et best mulig samvirke med relevante aktører og virksomheter i arbeidet med forebygging, beredskap og krisehåndtering.»

Næringslivsaktører og eiere av virksomheter som innebærer et farepotensiale, har et særskilt beredskapsansvar for å hindre og redusere konsekvensene av uønskede hendelser knyttet til virksomheten. Dette gjelder uansett virksomhet og er regulert av ulike lover. For innehavere av atomanlegg er dette regulert blant annet av atomenergiloven (Atomenergiloven, 1972). Ansvaret innebærer en plikt til å holde anlegget og utstyret i forsvarlig stand og iverksette alle nødvendige tiltak for å hindre skader. Videre skal tiltakshaver iverksette tiltak for å ivareta tilstrekkelig sikkerhet, sikring og beskyttelse for å hindre spredning av materiale til atomvåpen. Helse-, miljø- og sikkerhetstiltak skal beskytte personellet, befolkningen og miljøet mot utilsiktede uhell og ulykker. Sikring av anleggene og radioaktive og fissile materialer mot tilsiktede uønskede handlinger som tyveri, sabotasje og terror omfatter fysiske sikringstiltak mot anslag og inntrengning, personellsikkerhetstiltak for å håndtere innsidetrusselen samt cybersikkerhetstiltak for å beskytte IKT- og styringssystemene. Sikker drift omfatter

også tiltak for å ivareta kritiske innsatsfaktorer, som energi- og vannforsyning til anlegget, ved eventuelt bortfall, både som følge av naturhendelser, svikt og uønskede handlinger.

Nød- og beredskapsetatene utgjør grunnstammen i norsk akuttberedskap. Etatene omfatter politiet, brann- og redningsvesenet og helse- og omsorgstjenesten. Disse etatene er sentrale beredskapsaktører ved tilsiktede eller utilsiktede hendelser ved nukleære anlegg i sitt geografiske ansvarsområde.

Politiets oppdrag er å forebygge og bekjempe kriminalitet og skape trygghet for befolkningen (Politidirektoratet, 2020). Politiet er en statlig landsdekkende etat, organisert i 12 politidistrikter underlagt Justis- og beredskapsdepartementet (JD) og Politidirektoratet. Politiet er en sentral aktør i samfunnets beredskap mot alvorlig kriminalitet, inkludert terrorisme og sabotasje, og mot ulykker og naturkatastrofer. Politiet skal være forberedt på hendelser som kan kreve en større, koordinert politiinnsats. Ved en hendelse der liv og helse er truet, vil politiet være en viktig aktør som leder og koordinerer innsatsen til de ulike beredskapsaktørene, samt ivaretar befolkningens sikkerhet, iverksetter befolkningsvarsling og/eller evakuering. Fra 1.1.2025 ble det innført generell bevæpning av politiet ved en lovendring som gir Politidirektoratet hjemmel for generell bevæpning.

Brann- og redningsvesenet skal gjennomføre brannforebyggende oppgaver og være innsatsstyrke ved brann og andre akutte ulykker (Meld. St. 16 (2023-2024). Kommunene har ansvaret for å organisere, bemanne og utruste brann- og redningsvesenet (Brann- og eksplosjonsvernloven, 2002, §9). Justis- og beredskapsdepartementet (JD) har det overordnede ansvaret for brannvernet i Norge. Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) er nasjonal brannmyndighet og ivaretar rollen som sentral fag- og tilsynsmyndighet på brannområdet. Per februar 2024 var det 197 brann- og redningsvesen i Norge, med totalt ca. 12 000 ansatte fordelt på 4 200 heltidsansatte og 7 800 deltidsansatte. Lokalt brann- og redningsvesen er en sentral beredskapsaktør ved brannhendelser og akutt forurensning.

Helse- og omsorgstjenester til innbyggerne er et kommunalt ansvar. Slik primærhelsetjeneste inkluderer hjelp ved ulykker og andre akutte situasjoner som skjer i kommunen, samt legevakt, medisinsk akuttberedskap og nødmeldetjeneste (Helse- og omsorgstjenesteloven, 2011).

Ved behov for behandling i sykehus har den statlig eide spesialisthelsetjenesten ansvaret (Spesialisthelsetjenesteloven, 1997). Den er organisert i fire regionale helseforetak og helseforetak under disse (Helseforetaksloven, 2001). De regionale helseforetakene har ansvar for akuttmedisinsk kommunikasjonssentral (AMK) og ambulansetjenesten. Nasjonal behandlingstjeneste for CBRNE[3]-medisin (CBRNE-senteret), lokalisert ved Oslo Universitetssykehus, har akuttberedskap for behandling av personskader forårsaket av særlig farlige kjemiske stoffer, giftig røyk, ioniserende stråling og biologiske smittestoffer som kan gi opphav til bl.a. høyrisiko smittesykdom.

Den offentlig organiserte redningstjenesten er etablert for å sørge for øyeblikkelig hjelp når liv og helse er i fare. Den er ledet og koordinert av to hovedredningssentraler, henholdsvis i Bodø og på Sola, og lokale redningssentraler i politidistriktene. Redningstjenesten bygger på et samvirke mellom offentlige organer, frivillige organisasjoner og private virksomheter og personer, der disse plikter å bidra med tilgjengelige kapasiteter, kompetanse og fullmakter (organisasjonsplan for redningstjenesten, 2019). De frivillige organisasjonene har en viktig rolle i den norske redningstjenesten og bidrar med et bredt spekter av ressurser, noe de kompenseres for (Meld. St. 5 (2020–2021)).

Interkommunale utvalg mot akutt forurensning (IUA) er etablert for å håndtere større tilfeller av akutt forurensning. Alle kommuner plikter å delta i disse (forskrift om kommunal beredskap mot akutt forurensning, 2022). Kystverket har ansvaret for statens beredskap mot akutt forurensning for å verne om liv, helse, naturmiljø og næringsinteresser til sjøs og på land (forurensningsloven, 1981). Kystverket koordinerer statlig, kommunal og privat beredskap mot akutt forurensning.

Sivilforsvaret er en uniformert statlig forsterkningsressurs som bistår nødetatene og andre etater ved kriser. Sivilforsvaret har en styrke på 8 000 tjenestepliktige menn og kvinner, og er underlagt DSB og beredskap (DSB). Sivilforsvaret kan gi støtte ved kjemisk og radioaktiv forurensning. Sivilforsvaret har særskilt folkerettslig beskyttelse for å ivareta befolkningens behov for beskyttelse i krig, herunder tilfluktsrom og varsling.

Den enkelte kommune har beredskapsplikt (Sivilbeskyttelsesloven, 2010). Kommunene har en lovpålagt plikt til å kartlegge hvilke uønskede hendelser som kan inntreffe, til å vurdere sannsynligheten for at disse hendelsene inntreffer, og til å vurdere hvordan de kan påvirke dem. Kommunene skal framstille resultatet i en helhetlig risiko- og sårbarhetsanalyse (ROS) som skal ligge

[3] CBRNE – Chemical, Biological, Radioactive, Nuclear and Explosive materials

til grunn for etablering av den kommunale beredskapen, blant annet for dimensjonering, utrustning og opplæring av lokalt brann- og redningsvesen.

På regionalt nivå har Statsforvalteren en samordningsrolle overfor kommunene (Fylkesmannens samfunnssikkerhetsinstruks, 2015). Rollen inkluderer kunnskap og oversikt over risiko og sårbarhet, å sørge for effektiv og målrettet forebygging, og å etablere tilstrekkelig beredskap og krisehåndteringsevne. I tillegg skal statsforvalteren se til at aktørene lærer fra øvelser og hendelser. Statsforvalteren leder fylkesberedskapsrådet hvor alle relevante aktører og kommunene deltar. Både fylkes-ROS og kommune-ROS skal alle inkludere atomscenarioer og kraftberedskap.

På nasjonalt nivå ligger sikkerhets-, beredskaps- og krisehåndteringsansvaret hos hvert enkelt fagdepartement. Ansvaret er formalisert gjennom instruks for departementenes arbeid med samfunnssikkerhet (Samfunnssikkerhetsinstruksen 2017) og JDs formaliserte rolle for samordning innen samfunnssikkerhet (Ansvaret for samfunnssikkerhet i sivil sektor på nasjonalt nivå og Justis- og beredskapsdepartementets samordningsrolle innen samfunnssikkerhet og IKT-sikkerhet, 2017). Instruksene presiserer at Statsforvalteren og departementene skal basere sine beredskapsforberedelser på vurdering av risiko og sårbarheter. Instruksen gjelder i hele krisespekteret, det vil si i fred, krise og væpnet konflikt (se mer om statlige myndigheters roller og ansvar i kapittel 17).

Totalforsvarskonseptet innebærer gjensidig støtte og samarbeid mellom forsvarssektoren og det sivile samfunnet knyttet til hendelser i fred, krise og krig (Meld. St. 9 (2024–2025)). Landets samlede ressurser skal benyttes innenfor forebygging, beredskapsplanlegging, krisehåndtering og konsekvenshåndtering. Nasjonalt beredskapssystem (NBS) er den nasjonale rammen og verktøyet for krisehåndtering ved «sikkerhetspolitisk krise, væpnet konflikt og andre sektorovergripende kriser» (Prop. 87S (2023-2024)). NBS legger derfor rammene for den nasjonale krisehåndteringen ved terrorangrep, cyberangrep, og sikkerhetspolitisk krise og væpnet konflikt. NBS består av Beredskapssystem for forsvarssektoren (BFF) og Sivilt beredskapssystem (SBS). JD har ansvar for å samordne på sivil side og gi retningslinjer for oppdateringer av SBS, mens Forsvarsdepartementet forvalter BFF.

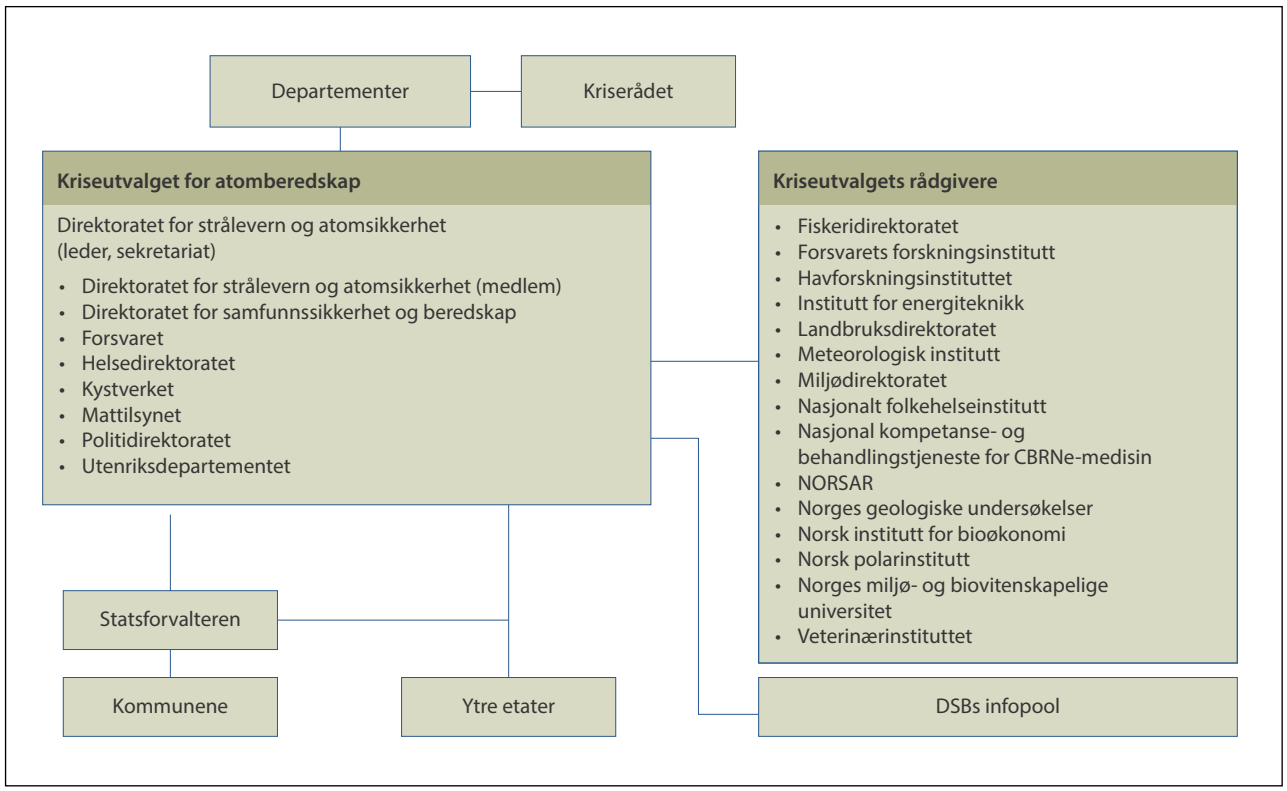
Forsvaret er en sentral aktør for å ivareta nasjonens sikkerhet, beredskap og krisehåndtering. I tillegg til sine militære kjerneoppgaver ivaretar Forsvaret sentrale samfunnsoppgaver, og kan på anmodning bistå sivile myndigheter når deres ressurser ikke strekker til. Blant annet kan Forsvaret støtte politiet med forsterket vakt og sikring (med bevæpning) av kritisk sivil og militær infrastruktur og objekter etter anmodning (bistandsinstruksen 2017). Et eksempel er Heimevernets vakthold og patruljering ved petroleumsanlegg høsten 2022 for å forebygge og avverge straffbare handlinger. Tiltaket ble iverksatt etter sabotasjen mot Northstream gassrørledninger i Østersjøen, og utløst basert på en vurdering fra etterretnings- og sikkerhetstjenestene om en forhøyet trussel mot norske petroleumsanlegg (Forsvaret, 2022).

Digital sikkerhet, beredskap og håndtering er den enkelte virksomhets ansvar, det være seg private eller offentlige etater. Den enkelte statsråd har ansvar i sin sektor, og JD har et samordningsansvar. Nasjonalt cybersikkerhetssenter (NCSC) i Nasjonal sikkerhetsmyndighet (NSM) støtter virksomhetene og er en arena for nasjonalt og internasjonalt samarbeid innen deteksjon, håndtering, analyse og rådgivning knyttet til digital sikkerhet. Senteret omfatter partnere fra næringsliv, akademia, forsvar og offentlig sektor. NCSC tilbyr en rekke tekniske tjenester, herunder varslingssystem for digital infrastruktur (VDI), en sårbarhetskartlegger og inntrengningstesting. Innen en rekke samfunnsviktige sektorer er det etablerte sektorvise responsmiljøer. KraftCERT er sektor-cyberresponsmiljø for sektorene kraft og petroleum. Ellers består målgruppen av prosessindustri, vann- og avløpssektoren samt energigjenvinning. Internasjonalt inngår cybersikkerhet i regelverket for sikring av kjernekraftverk. Konvensjoner som konvensjonen for fysisk sikring av nukleært materiale, beskriver målene for sikringen av nukleært materiale, inkludert cybersikkerhet, i land som har tilsluttet seg konvensjonen, herunder Norge.

11.2.5 Atomberedskap

Den norske atomberedskapen er organisert gjennom Kriseutvalget for atomberedskap med delegert myndighet fra regjeringen og mandat gitt i kongelig resolusjon (Mandat for Kriseutvalget for atomberedskap m.m. 2013). Det norske Kriseutvalg for atomberedskap ble opprettet i 1993 som en direkte konsekvens av myndighetenes dårlige håndtering av Tsjornobylulykken. Figur 11.6 angir oppbygningen av atomberedskapen i Norge.

> Strålevernloven §16 definerer at: «Kongen organiserer en beredskap mot atomulykker og andre hendelser som kan innebære ionise-



Figur 11.6 Atomberedskapen i Norge.

Kilde: DSA (2026).

rende stråling eller spredning av radioaktivitet, for å beskytte liv, helse, miljø eller andre viktige samfunnsinteresser» (Strålevernloven, 2000).

Regjeringen har delegert myndigheten til Kriseutvalget for atomberedskap. Kriseutvalget består av representanter fra sentrale (beredskaps)myndigheter som har et spesielt ansvar i håndteringen av en atomhendelse, og er ledet av Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA). Organiseringen av Kriseutvalget for atomberedskap har fått nasjonal og internasjonal anerkjennelse for deres tverrsektorielle koordinering både i planlegging og håndtering av hendelser (se boks 11.6).

DSA er leder og sekretariat for Kriseutvalget for atomberedskap. DSA skal i det daglige overvåke trusselbildet, opprettholde varslingsnettverk for radioaktivitet i luft, jobbe systematisk for å styrke forebygging og håndteringsevne for alle aktører i atomberedskapen, og gjennomføre kurs og øvelser for disse. DSA er også nasjonalt og internasjonalt varslingspunkt for atomhendelser og forestår umiddelbar viderevarsling nasjonalt.

Kriseutvalget for atomberedskap er et tverrsektorielt sivilt-militært utvalg med myndighet til å beslutte implementering av tiltak i akuttfasen av en atomhendelse. I en krisesituasjon skal DSA innhente og bearbeide informasjon og måledata, utarbeide prognoser og oversikt over situasjonen, og fremme forslag til tiltak som skal behandles og besluttes i møter i Kriseutvalget. Utvalgets etater har oppmøteplikt innen to timer 24/7, og utvalget har mandat til å ta beslutning om iverksettelse av gitte konsekvensreduserende tiltak[4]. Tiltakene adresseres gjennom den sektoren som har den lovlige hjemmelen for tiltaket. Statsforvalteren er Kriseutvalgets regionale ledd, og alle regionale og lokale tiltak iverksettes gjennom Statsforvalterenes fylkesberedskapsråd. Det er derfor de lokale og regionale beredskapsaktørene som håndterer den fysiske responsen der det trengs, ved uhell i Norge eller når utslipp fra et annet land, er av en slik størrelse at det krever tiltak i Norge.

Departementene har ansvaret for at beredskapen innen egen sektor er tilfredsstillende og koordinert med øvrige sektorer. Dette er i samsvar med sektorprinsippet. Ved eventuelle atomhendelser har de enkelte departementer/fagmyndigheter

[4] Avsperring; akutt evakuering av lokalsamfunn; tiltak i næringsmiddelproduksjon; gi råd om innendørsopphold; gi råd om inntak av jodtabletter; kostholdsråd; rensing av forurensede personer og råd om selvrensing.

Boks 11.6 Norsk atomberedskap

Måten Norge organiserer atomberedskap på, har blitt positivt omtalt i flere utredninger, blant annet i rapporten fra Totalberedskapskommisjonen (NOU 2023:17). Kriseutvalget for atomberedskap (KU-atom) og det pekes på at:

> «Atomberedskapen er i tillegg bygget på dimensjonerende scenarier som er felles på tvers av sektorene, noe som bidrar til å understøtte koordineringen på tvers av sektorene ved en atomhendelse. Det tverrsektorielle og faglige arbeidet i KU-atom fungerer etter det kommisjonen erfarer godt. KU-atom er internasjonalt anerkjent som et eksempel på god praksis.»
>
> «Når det gjelder KU-atom, mener kommisjonen at det er en styrke at det er et forberedt tverrsektorielt samvirke. Sett i lys av den sikkerhetspolitiske situasjonen, med krig i og rundt atomanlegg i Ukraina, og trusler om mulig bruk av atomvåpen fra Russland, er det viktig at dette gode arbeidet opprettholdes. Hendelser med radioaktive stoffer kan utvikle seg svært raskt, og få svært vidtrekkende konsekvenser. Utvalgets fullmakter i akuttfasen vurderes å være godt begrunnet, og må videreføres.»

IAEA har også pekt på Norges organisering av atomberedskap som et eksempel på god praksis under to av sine revisjoner i Norge relatert til blant annet sikring, sikkerhet, strålevern, avfallshåndtering og beredskap. Det pekes spesielt på at Kriseutvalget for atomberedskap er en såkalt «god internasjonal standard». De framhever fordelen med koordinering, på tvers av sektorer for beredskap og krisehåndtering og at Kriseutvalget består av beslutningstakere som tar tidsriktige beslutninger ved konsensus[1].

[1] IAEA «… considers the fact that the Crisis Committee consists of decision makers that take the decisions by consensus and in a timely manner as good performance of Norway…».

ansvaret for tiltak der fullmaktene ikke er lagt til Kriseutvalget. De aktuelle departementenes samarbeid i det løpende beredskapsarbeidet organiseres gjennom Embetsgruppen for koordinering av atomberedskapen, som ledes av Helse- og omsorgsdepartementet.

Ved innføring av kjernekraft blir det behov for å styrke atomberedskapen ut over dagens ordning. Spesielt vil en vertskommune og et vertsfylke måtte arbeide aktivt opp mot regionale og nasjonale atomberedskapsaktører. Dagens tverrsektorielle koordinering, forhåndsberedte scenarier og fullmakter til akutte tiltak, vil bli enda viktigere ved kjernekraft i Norge. IAEAs milepælstilnærming (se kapittel 9) peker på atomberedskap og krisehåndtering som et av infrastrukturområdene som må være på plass. Det vil derfor være behov for en gjennomgang av norsk atomberedskap dersom vi velger kjernekraft, slik at dagens ordning kan tilpasses og styrkes i nødvendig grad.

En styrking av atomberedskap på lokalt, regionalt og nasjonalt nivå, vil medføre ekstra kostnader. Det bør derfor vurderes hvem som skal sørge for de nødvendige ressursene for en slik styrking. I Sverige bidrar f.eks. operatørselskap/eier med midler til lokalt og regionalt atomberedskapsarbeid gjennom Länsstyrelsen i det fylket der kjernekraftverket ligger.

11.2.6 Sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen

Arbeidet med sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen reflekterer at kraftforsyningen er samfunnskritisk infrastruktur. En sikker kraftforsyning er avgjørende for et moderne samfunn. Det gjelder også om vi får kjernekraft inn i energimiksen. Sikker og pålitelig kraftforsyning er grunnleggende for nesten alle samfunnsfunksjoner. Siden konsekvensene ved avbrudd i kraftforsyningen i stor grad kan ramme alle deler av samfunnet, er sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen også viktig for å ivareta samfunnssikkerheten. Nasjonal kraftforsyning er etter sikkerhetsloven identifisert som en grunnleggende nasjonal funksjon for å ivareta nasjonal sikkerhet.

Kraftforsyningen er en viktig del av totalforsvaret av Norge. I 2025 la regjeringen frem Meld. St. 9 (2024–2025) Totalberedskapsmeldingen – forberedt på kriser og krig. I meldingen settes retnin-

gen for en utvikling av den sivile delen av totalforsvaret, og for økt sivil motstandskraft. Behovet for å beskytte kritisk infrastruktur er videre understreket i nasjonal sikkerhetsstrategi, i forbindelse med begrunnelsen for en av hovedprioriteringene om å gjøre samfunnet mer motstandsdyktig (nasjonal sikkerhetsstrategi, 2025).

Sikkerhet i kraftforsyningen omfatter både sikkerhet mot vær og vind, ulykker og andre utilsiktede hendelser, og sikring mot tilsiktede handlinger som for eksempel sabotasje, cyberangrep og terror. I kraftforsyningen brukes ofte begrepet sikkerhet både der man på engelsk bruker «safety» og «security». Sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen har likhetspunkter med atomsikkerhet og -beredskap ved at det overordnet sett handler om forebygging, beredskap og håndtering. De elementene som er beskrevet i punkt 11.2 om dagens generelle sikkerhet og beredskapsarbeid ligger til grunn også i kraftforsyningen. Det er likevel en forskjell ved at sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen skal bidra til tilgang på strøm, mens atomsikkerhet- og beredskap skal bidra til fravær av skader fra ioniserende stråling.

Sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen skal sørge for god forsyningssikkerhet og minimere konsekvenser ved avbrudd. Forsyningssikkerhet for strøm er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere strøm av en gitt kvalitet til forbrukerne. Forsyningssikkerhet omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet:

- Energisikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke energibruken. Energiknapphet eller svikt i energisikkerhet er karakterisert ved redusert produksjon av elektrisk energi på grunn av mangel på primærenergi som for eksempel vann, gass eller kull. Denne type knapphet handler om situasjoner som kan vare i flere uker.
- Effektsikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke momentan balanse. Effektsikkerhet er karakterisert ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet. Effektknapphet handler om kapasiteten i enkelttimer med høyt forbruk.
- Driftssikkerhet er kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at det blir avbrudd, frekvens- eller spenningsavvik. Leveringspåliteligheten for strøm er knyttet til hyppigheten og varigheten av avbrudd i forsyningen.

Det er en rekke utviklingstrekk som påvirker sikkerheten og påliteligheten i kraftforsyningen. En mer sammensatt og variabel kraftproduksjon med større innslag fra fornybare energikilder som sol og vind kan øke kompleksiteten i kraftsystemet (se kap. 21). Klimaendringer fører til større sannsynlighet for utilsiktede hendelser. I tillegg har den sikkerhetspolitiske situasjonen og medfølgende trusselbildet endret seg dramatisk på få år. Sikkerhetsmyndighetene har vurdert at sannsynligheten for sabotasje mot kritisk infrastruktur i Norge har økt. Digitalisering fører til økt sårbarhet.

Energidepartementet (ED) har det overordnede ansvaret for kraftforsyningen, og Norges vassdrags- og energidirektoratet (NVE) har det operative ansvaret for kraftforsyningsberedskapen. EDs ansvar inkluderer ansvaret for forsyningssikkerheten. Det operative ansvaret er delegert fra ED til NVE. NVE er utpekt som beredskapsmyndighet etter energiloven. Dette innebærer ansvar for å sikre at kraftforsyningen opprettholdes, og at normal kraftforsyning gjenopprettes etter ekstraordinære situasjoner.

ED kan i krisesituasjoner beslutte å iverksette Kraftforsyningens sentrale ledelse (KSL). Dette kan de gjøre dersom ordinære virkemidler for å håndtere ekstraordinære situasjoner ikke er tilstrekkelige. KSL består av NVE som beredskapsmyndighet, og Statnett som systemansvarlig. KSL kan iverksette koordinering av driften av kraftnettet og pålegge alle KBO-enheter oppgaver.

Kraftforsyningssikkerhet handler om å forebygge hendelser som fører til utfall. I arbeidet med forebyggingen må det være en helhetlig tilnærming og balanserte tiltak. Som del av forebygging er det behov for at de enkelte anleggene bygges og driftes slik at de kan motstå hendelser. Det er også behov for at anlegg sikres med fysiske sikringstiltak. I tillegg er det nødvendig å sørge for tilstrekkelig informasjons- og IT-sikkerhet (informasjonsteknologi) ved beskyttelse av data og informasjonssystemer. Det er også behov for personellsikkerhet. Tilsvarende er det nødvendig å sørge for tilstrekkelig OT-sikkerhet (operasjonell teknologi) ved å sikre systemene som styrer den fysiske infrastrukturen.

Kraftsystemet må være robust, og bygges, drives og utvikles slik at det er forberedt på utfall. Et sentralt aspekt i utviklingen av kraftnettet er å bidra til redundans og reserver (se punkt 21.2). For eksempel ved at det er bygget flere kraftlinjer, at det finnes backup-løsninger, at funksjoner kan erstattes med alternativer ved utfall eller dersom en komponent svikter, og at kraftproduksjonsanlegg er bygget på ulike steder.

Som ledd i forebygging, bidrar NVE til styrket sikkerhet og beredskap. Som beredskapsmyndighet formidler NVE risikoforståelse til aktørene i kraftsektoren og utarbeider trusselvurderinger for sektoren. NVE har ansvar for å forvalte regelverket som skal sørge for at kraftforsyningen opprettholdes, og at normal forsyning raskt kan gjenopprettes på en effektiv og sikker måte i og etter ekstraordinære situasjoner, for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene. Dette inkluderer beredskapsplanlegging, overvåking, øvelser og evaluering, varsling og rapportering, fysisk sikring, informasjonssikkerhet, personellsikkerhet, driftskontrollsikkerhet, reparasjonsberedskap, samt systematisk internkontroll. NVE har også ansvar for å veilede om de kravene som er stilt i kraftberedskapsforskriften. NVE fører tilsyn og har ansvar for at kravene til sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen etterleves, både som beredskapsmyndighet etter energiloven, og som tilsynsmyndighet etter sikkerhetsloven og digitalsikkerhetsforskriften.[5] NVE fører også tilsyn etter kravene til sikkerhet og beredskap til dammer som brukes som magasin for vannkraftverk.

Kraftforsyningsberedskap har som mål at tiden uten kraftforsyning blir kortest mulig og med minst mulig konsekvenser, og at de planlagte tiltakene følges opp slik at kraftforsyningen gjenopprettes raskt. Det er i den forbindelse behov for at det på forhånd er utarbeidet beredskapsplaner som er bygget på risikovurderinger, og at det er gjennomført øvelser som har sikret trening i håndtering av både utilsiktede hendelser og tilsiktede handlinger. Det er også behov for at personell med egnet kompetanse er raskt tilgjengelig, og at det finnes reparasjonsmateriell. Det er dessuten behov for at ansvar for ulike funksjoner i beredskapsarbeidet er klart plassert i virksomhetene. I tillegg er samordning av beredskapsinnsatsen og informasjonsdeling viktig.

Den operative kraftforsyningsberedskapen organiseres av NVE gjennom Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO). Alle enheter som er omfattet av kraftberedskapsforskriften, er såkalte KBO-enheter og har et stort ansvar for forebyggende sikkerhet. KBO har ansvaret for å samordne arbeidet med sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen, også under ekstraordinære hendelser. Formålet med beredskapsorganisasjonen er å sikre god forsyningssikkerhet for elektrisk kraft ved å forebygge og håndtere hendelser i kraftforsyningen. For å bedre tilrettelegge for samarbeid om forebygging og håndtering av hendelser, utpeker NVE Kraftforsyningens distriktssjefer (KDS). NVE har utpekt tretten KDS-er i tretten KDS-distrikter. Hvert fylke har en representant som skal sikre koordinering innenfor sitt fylke.

Som ledd i håndtering av hendelser, har NVE en sentral rolle i krisesituasjoner. NVE har en ordning med døgnkontinuerlig beredskapsvakt, og bidrar til informasjonsdeling innenfor KBO. NVE sørger også for samordning og ledelse av KBO i krisesituasjoner.

NVE samarbeider om kraftforsyningsberedskap med andre norske offentlige etater og med nordiske og europeiske aktører. Det er inngått samarbeidsavtaler med DSB og NSM. NVE samarbeider om felles beredskapsøvelser med Nasjonal kommunikasjonsmyndighet (Nkom). På nordisk nivå er NordBER et samarbeid mellom beredskapsmyndigheter og systemansvarlige selskaper i Norden om beredskap og krisehåndtering innen kraftforsyningen. Kraftnettene i de nordiske landene er sammenkoblet. På cybersikkerhetsområdet danner NordBER rammen for samarbeid og dialog mellom de nordiske energimyndighetene.

Egenberedskap supplerer kraftforsyningsberedskapen. En avbruddsfri kraftforsyning kan ikke garanteres, og dette må tas høyde for i avbruddsamfunnsplanleggingen. Aktører som er helt avhengig av en avbruddsfri kraftforsyning, må selv sørge for egenberedskap gjennom nødstrømsaggregat eller andre reserveløsninger.

11.3 Forutsetninger for trygg kjernekraft i Norge

Kjernekraft i Norge vil innebære større behov innen sikkerhet, sikring, sikkerhetskontroll av nukleært materiale og beredskap enn det som er etablert og gjelder i dag. Restrisikoen for atomulykker og tilsiktede handlinger må håndteres av en velfungerende beredskap. Ved introduksjon av kjernekraft må Norge utvide og revidere det eksisterende systemet for oppfølging av internasjonale forpliktelser innen beredskap, sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale. Dette er i tråd med IAEAs milepælstilnærming (se kapittel 9).

11.3.1 Vurderinger av risiko og sikkerhet

Mennesker og miljø må beskyttes fra negative effekter av ioniserende stråling. Ett av IAEAs grunnprinsipper for strålevern er ALARA (As Low As

[5] Vedtak fra Energidepartementet 30. oktober 2025.

Reasonably Achievable). Det innebærer at all eksponering for ioniserende stråling skal holdes så lav som mulig, tekniske, økonomiske og samfunnsmessige forhold tatt i betrakting.

Sikkerhet og beredskap må ivaretas i alle faser av livsløpet til kjernekraftverkene. Det inkluderer lokaliseringsvalg, designvalg, bygging, drift, forsyningskjeder for brensel og komponenter, avfallshåndtering, dekommisjonering og deponi. Beslutninger forutsettes underbygget av omfattende og helhetlige vurderinger av risiko som grunnlag for valg og implementering av sikkerhetstiltak. De lange tidslinjene skaper betydelige utfordringer og bidrar til usikkerhet i forutsetningene for vurderinger av trusler, sårbarheter, risiko og sikkerhet.

IAEA anbefaler at det etableres en nasjonal trusselvurdering for trusler mot atomanlegg og transporter av radioaktivt og nukleært materiale. Denne trusselvurderingen kalles en Design Basis Threatvurdering (DBT). Dagens DBT-vurdering må oppdateres dersom Norge innfører kjernekraft, basert både på nasjonale trusselvurderinger og internasjonale standarder. DBT er trusler som er realistiske og sannsynlige nok til at anleggene skal være fysisk og digitalt beskyttet mot dem. En slik DBT-vurdering skal beskrive mulige aktører, og deres intensjon og kapasitet til angrep mot atomanlegg og transporter, sabotasje og tyveri av nukleært og radioaktivt materiale. Potensielle eksterne trusselaktører inkluderer terrorister og andre kriminelle med ondsinnede hensikter eller økonomiske formål. Innsideaktører er personer med autorisert tilgang til anlegg, aktiviteter og/eller sensitiv informasjon, som selv kan begå uønskede handlinger eller hjelpe eksterne aktører med å gjøre det, bevisst eller ubevisst. DBT-vurderingen gir grunnlag for spesifikke trusselvurderinger for hvert enkelt kjernekraftverk. Den påfølgende risiko- og sårbarhetsanalysen danner grunnlag for at tilstrekkelige sikringstiltak iverksettes.

Lite sannsynlige, men potensielt katastrofale hendelser, skal også vurderes som del av det kontinuerlige risiko- og sikkerhetsarbeidet. Slike hendelser kalles Beyond Design Basis Events (BDBE) og er utilsiktede eller tilsiktede hendelser som går ut over det et kjernekraftverk er konstruert for å tåle. De er dermed ikke inkludert i det opprinnelige designet eller sikkerhetsanalysen. Formålet med å vurdere slike hendelser, er å identifisere uforholdsmessige konsekvenser ved overskridelser av designgrenser eller ytre påkjenninger. Det danner basis for å vurdere hvordan anlegget oppfører seg under ekstreme forhold og om ytterligere tiltak er nødvendige og skal bidra til å dimensjonere og styrke beredskap og robusthet. Ved hendelser som går utover grunnsikringen og det anlegget er konstruert for, skal også myndigheter sørge for å ha en beredskap utover det operatørselskap/eier har, med tiltak for å håndtere slike situasjoner.

Operatørselskapet/eier har ansvaret for å utføre risiko- og sikkerhetsanalyser og etablere beredskap og nødprosedyrer. Risikovurderingene må ta utgangspunkt i konkrete verdivurderinger, samt trussel- og sårbarhetsvurderinger i tråd med blant annet sikkerhetslovens bestemmelser. For et kjernekraftverk er den overordnede verdien å ivareta sin funksjon som kraftleverandør. Operatørselskap/eier må videre ha oversikt over og kontroll på andre sentrale verdier som beskyttelse av liv, helse og det ytre miljø, og sikring av nukleært og radioaktivt materiale slik at det ikke kommer på avveie. Se nærmere om IAEAs anbefalinger for risikovurderinger i boks 11.7.

Det bør vurderes om krigstrusler skal inkluderes i trusselvurderinger for sikring av kjernekraftverk. Dette er aktualisert av krigen i Ukraina der Zaporizjzja kjernekraftverk og tilhørende lagre av brukt brensel er okkupert av russiske styrker og utsatt for krigshandlinger. I det minste bør et slik scenario tas med i analysen av BDBE.

I Norge har regjeringen etablert seks generelle scenarioer som atomberedskapen i Norge skal kunne håndtere. Alvorlige atomhendelser kan inntreffe og ramme Norge eller norske interesser. Hvis en slik hendelse inntreffer, kan konsekvensene bli svært alvorlige. De seks dimensjonerende scenariene er (Statens strålevern, 2014):

1. Stort luftbårent utslipp fra anlegg i utlandet som kan komme inn over Norge og berøre store eller mindre deler av landet (for eksempel Tsjornobyl-ulykken).
2. Luftbårent utslipp fra anlegg eller annen virksomhet i Norge (for eksempel fra dagens atomanlegg på Kjeller, i Halden og Aurskog-Høland, eller ved anløp av atomdrevne ubåter til Bergen eller Tromsø av atomdrevne ubåter).
3. Lokal hendelse i Norge eller norske nærområder uten stedlig tilknytning (for eksempel utslipp fra en atomisbryter som seiler langs kysten, reaktorhavari på atomdrevne ubåter, eller uhell under transport av radioaktivt materiale).
4. Lokal hendelse som utvikler seg over tid (for eksempel forgiftningen av Litvinenko med polonium i 2006[6]).

Boks 11.7 Tilnærminger til risikovurderinger

Risiko kan generelt defineres som konsekvenser av en aktivitet og tilhørende usikkerheter. Innen kjernekraftsikkerhet og atomberedskap handler risiko om muligheten for og konsekvensene av uønskede hendelser, både utilsiktede og tilsiktede. For kjernekraft anbefaler IAEA en kombinasjon av probabilistiske og deterministiske risiko- og sikkerhetsvurderinger, samt sikringsrisikovurderinger. IAEA anbefaler at risikovurderingene bør benyttes som beslutningsstøtte for å etablere og opprettholde sikker design, og trygg og sikker drift av nukleære anlegg i hele livsløpet inkludert dekommisjonering og deponering av radioaktivt avfall og brukt brensel. Risikovurderingene gjennom livsløpet, for kjernekraft bør legges til grunn for dimensjonering av beredskap for alle relevante aktører, slik som eiere av kjernekraftverk og relevante nødetater og myndigheter. Risikovurderingene er grunnlaget for kjernekraftverkets sikkerhetsrapporter, som inneholder analyser av risiko, tekniske løsninger og beredskap, se punkt 11.3.2. Risikovurderingene omfatter både sannsynlighet og konsekvens av teknisk svikt, samt risiko ved organisatoriske forhold. Organisatorisk risiko dekker blant annet ansvarsforhold, kompetanse og kapasitet, opplæring og sikkerhetskultur.

IAEA anbefaler tre nivåer av probabilistiske risikovurderinger (probabilistic safety assessment, PSA) for ulike deler av ulykkesforløp: hva kan føre til skade på reaktorkjernen (nivå 1), hvor store utslipp som kan skje (nivå 2), og hvilke konsekvenser de kan få for mennesker, miljø og samfunn (nivå 3). PSA nivå 1 identifiserer uønskede hendelser i reaktorkjernen basert på reaktorens design, dens svakheter, og sannsynlighet og frekvens for at reaktorkjernen skades ved disse hendelsene, og identifiserer tiltak for å redusere risiko og forebygge reaktorskade. PSA nivå 2 vurderer hva som kan skje ved skade på reaktoren, og analyserer frekvens og forløp som kan føre til inneslutningssvikt (se punkt 4.5.3), og hvor mye radioaktivt materiale som kan slippe ut (såkalte utslippskategorier, ofte kalt kildeterm). En nivå 3 PSA vurderer de mulige helsemessige, miljømessige og økonomiske konsekvensene for befolkning, miljø og samfunn som grunnlag for beredskapsplanlegging. PSA er i stor grad basert på kvantitative analyser.

En deterministisk sikkerhetsanalyse modellerer konsekvensene av et sett av forhåndsdefinerte uønskede hendelser som kjernekraftverket skal kunne tåle uten alvorlige konsekvenser. Dette inkluderer Design Basis Accidents (DBA) herunder tap av strøm og kjøling, turbinstopp og feil på kontrollsystemer, eksterne hendelser som jordskjelv og flom, og en kombinasjon av hendelser. Dersom akseptkriterier ikke oppfylles, må design og/eller prosedyrer forbedres.

Som beslutningsstøtte for sikring av kjernekraftverk mot tilsiktede handlinger anbefaler IAEA en trusselbasert sikringsrisikovurdering. Kjernekraftverkets organisatoriske, fysiske og digitale beskyttelse og tiltak mot sabotasje, terror og andre kriminelle handlinger, baseres på vurderinger av trusselaktører, intensjon og kapasitet, og hvilke verdier som skal ha beskyttelse. Dette omtales som kjernekraftverkets grunnsikring. Sikringsrisikovurderingen skal kartlegge kjernekraftverkets sårbarheter og alvorlighet av mulige konsekvenser. Grunnsikringen gir sammen med endringer i trusselbildet, grunnlaget for påbygningstiltak for å beskytte kjernekraftverket. Påbygningstiltak omfatter tiltak både hos eier av kjernekraftverket og hos myndighetene. IAEA anbefaler at staten identifiserer mulige trusselaktører og setter krav til hvilke trusler kjernekraftverket skal dimensjonere sine sikringstiltak mot, såkalt DBT.

IAEA framhever at usikkerhet må identifiseres, kategoriseres og håndteres eksplisitt i alle risikovurderinger, både usikkerheter som følge av tilfeldige variasjoner (aleatorisk) og usikkerhet på grunn av manglende kunnskap (epistemisk). Probabilistiske analyser skal kvantifisere usikkerhet. Deterministiske analyser skal bruke konservative data eller metoder basert på beste estimat med marginer. Sikringsrisikovurderinger skal håndtere usikkerhet gjennom robust design heller enn sannsynlighetsberegninger. IAEA advarer mot å tallfeste sannsynligheter i en sikringskontekst fordi trusselaktører endrer og tilpasser seg, historiske data sier lite om fremtidige angrep, og hendelser kan være sjeldne, men meget alvorlige se mer om risiko knyttet til kjernekraft i kapittel 28.

Kilder: Aven m.fl. (2018), IAEA (2019a), IAEA (2024c) og IAEA (2025d).

5. Stort utslipp til marint miljø i Norge eller i norske nærområder, eller rykte om betydelig marin eller terrestrisk forurensning.
6. Alvorlige hendelser i utlandet uten direkte konsekvenser for norsk territorium (for eksempel Fukushima-ulykken i 2011).

I tillegg til de seks scenarioene pågår et utredningsarbeid for å inkludere et scenario for bruk av atomvåpen nær eller på norsk territorium, som et ikke utenkelig scenario. Årsaken er den sikkerhetspolitiske utviklingen i verden (DSA, 2024, 9. januar).

Risikobildet og de dimensjonerende scenarier for atomberedskapen må utvides dersom kjernekraft blir en del av energimiksen i Norge. Dagens scenarioer er tilpasset nåværende atomanlegg i Norge, i aktuelle naboland og de anløp av reaktordrevne fartøyer som jevnlig skjer. Scenariene og konsekvensvurderinger av disse må oppdateres for å inkludere de kjernekraftverk som etableres fordi konsekvensene ved en alvorlig hendelse er mye større i nærområdet til en reaktor enn, lengre unna, f.eks. i naboland.

11.3.2 Sikkerhet gjennom forsvar i dybden

En forutsetning for sikker drift er at eier og operatørselskap av kjernekraftverk etablerer sikkerhet i tråd med et helhetlig beskyttelseskonsept. Det internasjonalt anerkjente sikkerhetskonseptet «forsvar i dybden» innebærer lag på lag med utstyr og prosedyrer for å unngå eskalering av hendelser og ivareta de fysiske barrierene mellom det radioaktive materialet og ansatte, befolkning og miljø (IAEA, 2024b). De tre sentrale funksjonene som skal ivaretas, er kontroll med varmeproduksjonen, sikre at brenselet kjøles, og sørge for at det radioaktive materialet holdes innenfor barrierene.

IAEA gir råd og anbefalinger knyttet til denne beste praksisen for kjernekraftsikkerhet for å bistå ansvarlige operatører og nasjonale myndigheter. Sikkerhetsprinsippene omfatter alle sikkerhetstiltak, både organisatoriske, tekniske og designmessige tiltak, i alle faser av et kjernekraftverks levetid. Det omfatter styringssystem, operative driftsprosedyrer og krisehåndteringsplaner, fysiske barrierer, utstyr og overvåkningssystemer. De organisatoriske barrierene omfatter blant annet kontroll, inspeksjoner, kompetanse, integrert ledelsessystem, planer, herunder beredskapsplaner, og sikkerhetskultur.

En sikkerhetsrapport er et omfattende dokument som beskriver hvordan et kjernekraftverk skal bygges, drives og vedlikeholdes på en trygg måte. Internasjonale krav til slike rapporter har blitt strengere. Rapportene brukes både av myndigheter og operatører for å sikre at anlegget oppfyller alle krav til atom- og strålesikkerhet. Den inneholder analyser av risiko, tekniske løsninger og beredskapssystem. IAEA beskriver sikkerhetsrapport som et dokument som skal gi en helhetlig og systematisk framstilling av sikkerheten ved et kjernekraftverk som grunnlag for godkjenning i alle faser: fra bygging til drift og senere nedstenging (IAEA, 2021b).

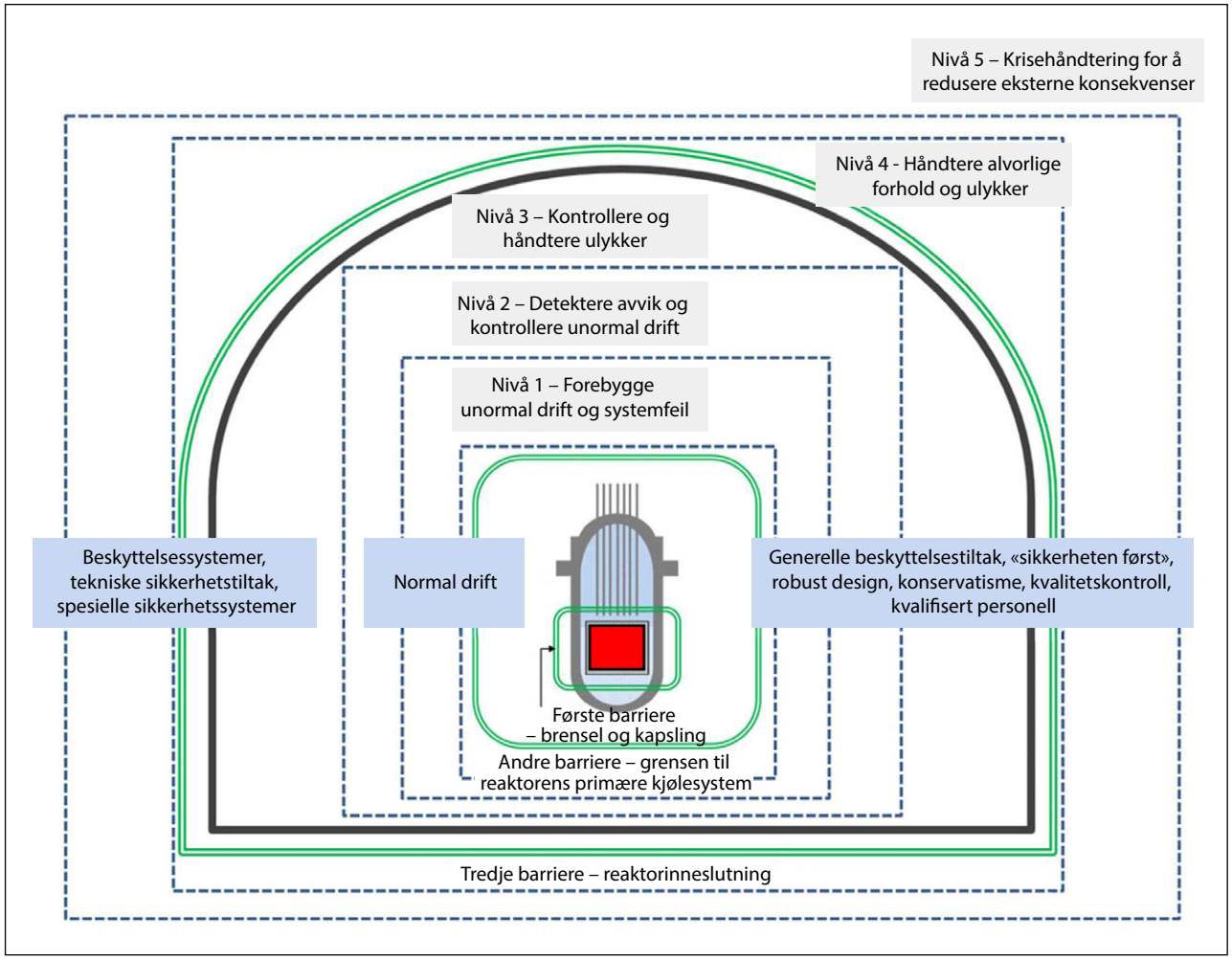
Det er krav om omfattende dokumentasjon i forbindelse med konsesjonssøknader for atomanlegg, inkludert analyser av atomsikkerhet, strålevern, beredskap, radioaktiv forurensning og avfallshåndtering. Dette gjelder både ved etablering av nye anlegg og under dekommisjonering av eksisterende anlegg. Også norske prosjekter må følge internasjonal beste praksis, inkludert IAEA sine sikkerhetsstandarder. Dette betyr at en norsk sikkerhetsrapport i stor grad må følge den samme strukturen og krav til innhold som IAEA gir i sine anbefalinger.

Forsvar i dybden betyr flere lag med uavhengige beskyttelsestiltak. Formålet er at alle tiltak må svikte før det medfører skadelige konsekvenser for mennesker og miljø. Forsvar i dybden bygger på redundans, diversitet, fysisk separasjon, uavhengighet, beskyttelse mot enkeltpunktfeil og, så langt det er praktisk mulig, uavhengighet mellom nivåene. Tiltakene bør gjennomføres slik at hvert nivå effektivt møter sitt spesifikke mål. Generelt er kompetanse, kapasitet, trening og øvelser viktige ingredienser i dybdeforsvaret. Organisering og administrative systemer er også viktig. Et eksempel på at dybdeforsvaret fungerte, er Three Mile Island-ulykken (se boks 11.8).

Forsvar i dybden deles inn i fem nivåer. Hvis ett nivå svikter, iverksettes neste nivå. Nivåene og de fysiske barrierene er illustrert i figur 11.7. De fysiske designmessige barrierene skal bidra til å motstå både indre og ytre påkjenninger. De viktigste barrierene er brenselet og kapslingen, reaktortrykktanken (grensen til reaktorens primære kjølesystem) og reaktorinneslutningen, som beskrevet i punkt 4.5. Nivåene er:

– Nivå 1. Formålet er å unngå unormal drift og systemfeil gjennom robust design, konstruksjonskvalitet for drifts- og kontrollsystemene,

[6] Litvinenko, som var bosatt i Storbritannia, ble høsten 2006 forgiftet med det radioaktive stoffet polonium-210 på et hotell i London. Han døde av stråleskadene tre uker senere, 24. november 2006. Han hevdet selv at det var Russland som stod bak. Kilde: Berg (2017).



Figur 11.7 Sammenhengen mellom fysiske barrierer og beskyttelsesnivåene i konseptet «forsvar i dybden».

Kilde: Tilpasset fra Nuclear Power (2026).

samt overvåknings- og kontrollsystemer som varsler når forhold aviker fra normal drift.

- Nivå 2. Formålet er å detektere avvik og feil utover normale forhold og kontrollere driften. Dette skjer ved begrensende og beskyttende systemer og overvåking kombinert med prosedyrer for hvordan feil eller svikt skal håndteres.
- Nivå 3. Formålet er å kontrollere ulykker gjennom ulike sikkerhetssystemer og nødprosedyrer, og designmessige tiltak som skal hindre at brenselet smelter.
- Nivå 4. Formålet er å begrense skadene ved alvorlige ulykker ved å ivareta inneslutningen og hindre utslipp av radioaktivitet til omgivelsene. Det skjer både ved designmessige tiltak og prosedyrer for å håndtere alvorlige ulykker.
- Nivå 5. I tilfelle alle disse barrierene svikter, vil radioaktivitet kunne spre seg til omgivelsene. Formålet er da å begrense de strålingskonsekvensene ved utslipp av radioaktive stoffer til omgivelsene. Det forutsetter både krisehåndteringsutstyr, fasiliteter og kvalifisert personell, samt krisehåndteringsplaner og -prosedyrer ved anlegget og i samarbeid med lokale nødetater og myndigheter, og atomberedskapsorganisasjonen for øvrig. På dette nivået kan for eksempel evakuering av befolkningen i nærområdet bli aktuelt for å beskytte dem mot høye stråledoser fra utslippet.

Forsvar i dybden med sine fysiske barrierer og fem nivåer består av en rekke generelle beskyttelsestiltak, robust design, kvalitetskontroll og kvalifisert personell samt tekniske sikkerhetstiltak og sikkerhetssystemer (se figur 11.7).

Boks 11.8 Forsvar i dybden ved Three Mile Island

Ved Three Mile Island kjernekraftverk i USA oppsto det i 1979 en feil ved én av kjernekraftreaktorene som førte til at deler av brenselet i reaktoren smeltet og radioaktivt materialet ble frigjort. Dette var en ulykke gradert til 5 på INES-skalaen. Den frigitte radioaktiviteten førte til at det ble målt dødelige nivåer, over åtte Sivert per time, av radioaktivitet på innsiden av reaktorinneslutningen. På utsiden av kjernekraftverket var imidlertid eksponering fra utslippene i samme størrelsesorden som naturlig bakgrunnsstråling. Dette viser viktigheten av å bevare inneslutningens integritet. Årsaken til ulykken var en feil i den sekundære kjølekretsen i reaktor to. Deretter skjedde en automatisk nedstengning av reaktoren. En ventil lukket seg ikke som den skulle, og dermed rant mye av kjølevannet i den primære kjølekretsen ut. Dermed ble restvarmen ikke ledet bort, og reaktorkjernen ble overopphetet. Operatørene reagerte feil, dermed steg trykk og temperatur i reaktoren med fare for at reaktortanken kunne eksplodere. Etter hvert fikk man etablert kjøling. Det tok 10 år å rydde opp til en kostnad av en milliard amerikanske dollar (USD). Omtrent en tredjedel av brenselstavene smeltet og reaktor to ble aldri satt i drift igjen.

Kilder: Kemeny m.fl. (1979), NRC (2025a) og Hofstad (2026)

11.3.3 Behov for sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale

Kjernekraftverk er skjermingsverdige objekter i henhold til sikkerhetsloven. Dermed vil sikkerhetslovens (Sikkerhetsloven, 2019) krav til eier og operatørselskapet for anlegget være å etablere et risikobasert forsvarlig sikkerhetsnivå (se kapittel 17). Regelverket gjelder også dagens eiere av nukleære anlegg i Norge, det vil si NND og IFE. IFE har for eksempel de seneste årene brukt hundretalls millioner kroner på sikringstiltak, herunder fysiske tiltak som gjerder og økt overvåkning (Meld. St. 8 (2021–2022)). IFE har en døgnkontinuerlig vaktstyrke. Personellsikkerhet er et prioritert område. Forbedringer innen cybersikkerhet vektlegges, inkludert å gjennomføre penetrasjonstester for å se om det kan være mulig for en ondsinnet aktør å trenge inn i IFEs digitale systemer. Resultatene fra slike tester benyttes til å bedre sikkerhetstiltakene. Ikke-varslede øvelser gjennomføres jevnlig.

Eierskapskontroll skal hindre at oppkjøp eller investeringer i virksomheter som er viktige for nasjonal sikkerhet, kan utgjøre en risiko for norske sikkerhetsinteresser. I henhold til sikkerhetsloven kan staten sette krav til hvem som kan eie kjernekraftverk og gripe inn mot eierskapsendringer som kan true nasjonale sikkerhetsinteresser (Sikkerhetsloven, 2019, § 10). Dette betyr at ikke hvem som helst kan bygge, eie og drifte kjernekraftverk i Norge.

Å etablere kjernekraftverk i Norge kan bli definert som en sikkerhetsgradert anskaffelse. En anskaffelse er sikkerhetsgradert når leverandøren får tilgang til sikkerhetsgradert informasjon, tilvirker sikkerhetsgradert informasjon og får tilgang til skjermingsverdige objekter eller infrastruktur. Da gjelder et omfattende regelverk som skal sikre at leverandører og deres personell oppfyller krav til sikkerhet når de får tilgang til skjermingsverdige verdier. Det kan for eksempel være informasjon om design, teknisk informasjon, og da spesielt det som angår sikkerhets- og sikringstiltak, samt informasjon om kjølesystemer, lagre og de digitale kontroll- og styringssystemene. Dette vil være svært sensitiv informasjon som kan ha stor verdi for ondsinnede aktører og derfor må skjermes av sikkerhetshensyn. I praksis betyr dette at operatørselskap/eier må vurdere verdier, sårbarheter, trusler og det helhetlige risikobildet, og at leverandører må klareres før de får tilgang til skjermingsverdige verdier. Det skal inngås en sikkerhetsavtale mellom operatørselskap/eier og leverandør, og tilsynsmyndigheter skal sikre at leverandøren etterlever sikkerhetskrav under hele kontraktsperioden. Kravet om sikkerhetsklarering av personell må ivaretas som en integrert del av rekrutteringsstrategien gjennom hele kjernekraftverkets levetid. Det kan være utfordrende å rekruttere personell som både har kompetanse og kan sikkerhetsklareres (se også kapittel 13). Se kapittel 17 for en gjennomgang av regelverket.

Eier og operatørselskap må etablere sikringstiltak og beredskap for å forebygge, avverge og håndtere kriminell aktivitet som innbrudd, tyveri, sabotasje og terror mot atomanlegg og atomtransporter. Dette må skje i samarbeid med politiet og øvrige myndigheter. Valg av tiltak avhenger av konkrete risikovurderinger knyttet til anlegget eller transporten gitt lokalisering og anleggets egenskaper.

Trusselaktørene kan være eksterne enkeltpersoner, grupper eller stater, innsideaktører eller en kombinasjon av disse. Noen eksempler er gitt i rapporten Sikkerhetsaspekter ved kjernekraft i Norge (Kippe, 2025). Selv om dette er svært sjeldne hendelser, så viser eksemplene at slike trusler må vurderes og forsvarlige sikringstiltak etableres. De lange tidslinjene for etablering og drift av kjernekraftverk tilsier at mulige framtidige trusler om statlige sabotasje- og krigshandlinger, også må vurderes tatt med blant truslene.

Økende grad av digitalisering gjelder også for moderne kjernekraftverk, og derfor må det stilles høye krav til digital sikkerhet. Sabotasje mot kontroll- og styringssystemer i norsk kraftforsyning, via det digitale domenet, er en reell risiko og må vurderes som en del av trusselbildet, særlig i lys av internasjonale eksempler og mulige sammensatte virkemidler fra statlige aktører. Kjernekraftverk vil bli en betydelig bidragsyter til norsk elektrisitetsforsyning, og dermed et attraktivt mål for mulige trusselaktører.

Sikringstiltakene omfatter blant annet kontinuerlig vakthold, flere fysiske barrierer som gjerder og adgangskontroll, overvåkningssystemer og digitale sikkerhetstiltak. Det er behov for at sikringsplanene, prosedyrene og tiltakene testes og at det øves jevnlig. Kjernekraftverk i en rekke land, herunder Canada, USA og Finland, har bevæpnede vakter. Anleggets sikringsstyrker samarbeider med lokalt politi om planverk og respons på trusselsituasjoner. USA har i snitt 100 vakter per reaktor, mens Storbritannia har en egen politistyrke på totalt 1600 betjenter til vakthold og sikring ved nukleære anlegg (NEI, u.å.; CNPA 2024).[7] I Sverige bærer sikringsvaktene ved kjernekraftverk skytevåpen, kun til bruk i selvforsvar, og de har hunder. De er innleid fra vekterfirma og har spesialutdanning for formålet. Utstyret deres reguleres av Rikspolisstyrelsens forskrifter.

Det må avklares om kjernekraftverk skal ha bevæpnet vakthold, og i så fall hvem som skal utføre slikt vakthold. I Norge er det etter dagens regelverk kun politiet som er bevæpnet, ikke andre sivile aktører. I tillegg kan Forsvaret bistå politiet med bevæpnede vakter ved sivile skjermingsverdige objekter, eller som respons på anslag mot sivile mål, men da etter anmodning fra, og under overordnet ledelse av, politiet (Bistandsinstruksen, 2017).[8] Det er også nærliggende å anta et samarbeid med nasjonale sikkerhets- og etterretningstjenester knyttet til trusselvurderinger og sikringsbehovene for det spesifikke anlegget.

Økt satsing på kjernekraft, nukleær teknologi og nukleær kunnskap vil kreve nøye oppfølging og etterlevelse av regimet for sikkerhetskontroll av nukleært materiale og ikke-spredning av atomvåpen. Eier og operatørselskapet av kjernekraftverk må ha kontroll på og sikre nukleært materiale og brukt brensel på anlegget og under transport. Videre må eier/operatørselskapet samt myndighetene være klare til å ta imot inspeksjoner fra IAEA på kort varsel. Både næringslivsaktører, forskningsinstitusjoner og akademia må søke eksportlisens fra DEKSA ved utveksling av sensitiv nukleær teknologi og/eller kunnskap med utenlandske aktører, i tråd med eksportkontrollregelverket.

11.3.4 Behov for lokal beredskap

Kjernekraftverk i Norge betyr at både vertskommuner og nabokommuner må utvikle spesifikke planer for hurtig og riktig håndtering av alvorlige atomulykker og tilsiktede uønskede handlinger mot kjernekraftverket. Nærhet til et kjernekraftverk legger større føringer for atomberedskapsarbeidet i kommunen enn tilfellet er i dag for de generelle, stedsuavhengige scenariene vi bygger på i dag. Kommunene må ha detaljerte planer for å håndtere konsekvensene for både helse, næringsvirksomhet og miljø. Planene må øves jevnlig.

Nødetatene må være dimensjonert for å håndtere hendelser ved kjernekraftverk. Det gjelder både responstid, menneskelige ressurser og nødvendig utstyr og kompetanse. Riktig adferd i strålefelt, riktig bruk av måleutstyr for radioaktivitet og tilgang på jodtabletter for innsatspersonell, skiller seg fra respons på andre typer oppdrag som nødetatene håndterer.

Et utslipp fra et kjernekraftanlegg krever umiddelbare tiltak overfor befolkningen slik som evakuering og råd om å ta jodtabletter og oppholde seg innendørs. Kommunen må iverksette disse tiltakene etter instruks fra Statsforvalteren, som har ansvaret for at Kriseutvalgets beslutning blir implementert.

Kommunen må sørge for god kommunikasjon med befolkningen i en utslippssituasjon. Kommunen må ha kompetanse, nok ressurser og være forberedt på å svare ut spørsmål om ulykken og konsekvenser i sitt område. Kommunen og arbeidsgivere innen kritiske samfunnsfunksjoner må også sørge for at viktige tjenester opprettholdt

[7] Ifølge Nuclear Energy Institute (NEI) har USA totalt 9 000 bevæpnede og godt trente vakter som sikrer kjernekraftverkene. Det blir i snitt 100 per kjernekraftverk.

[8] Forsvaret har militær politimyndighet på militært område eller i umiddelbar nærhet.

des i slike situasjoner. En egen veileder for dette er utarbeidet av Kriseutvalget for atomberedskap (DSA, 2022).

Et radioaktivt nedfall forurenser naturen, og noen av de radioaktive stoffene tas opp i næringskjedene. Dette kan derfor gi konsekvenser for landbruk, reindrift, jakt, fiskeri- og sjømatnæring. Mattilsynet har egne temasider om tiltak for dette og har sammen med DSA utgitt en rapport som detaljerer over 60 tiltak som kan iverksettes for å forebygge og redusere konsekvensene ved et radioaktivt nedfall. F.eks. vil kommunenes landbruksavdelinger måtte bidra i håndteringen for kommunens egne produsenter (Mattilsynet, 2022).

Et radioaktivt nedfall kan også svekke turistenes villighet til å besøke området og redusere befolkningens ønske om å bruke naturområder for rekreasjon. Kommunene bør derfor kartlegge hva som er viktig arealbruk og inntektsgrunnlag hos dem, og lage planer for å redusere konsekvenser av et radioaktivt utslipp ved en kjernekraftulykke i deres (nabo)kommune.

11.3.5 Behov for regional og nasjonal beredskap

Statsforvalterne har planer for nåværende atomscenarioer, jf. regjeringens dimensjonerende scenarioer. De mottar også midler til regionale aktiviteter innen atomberedskap fra Helse- og omsorgsdepartementet (HOD) via DSA, gjennom årlige søknader. Statsforvalterne har pekt på at slike øremerkede midler har vært helt avgjørende for at atomberedskap skal bli prioritert i fylkenes beredskapsarbeid.

Et fylke som blir vertskap for et kjernekraftverk, må se til at atomscenarioer for uhell og tilsiktede uønskete handlinger i eget fylke vurderes godt nok og tas med i deres fylkes-ROS. De må også etterse at vertskommunene og nabokommunene har tatt slike scenarier inn i sine risikovurderinger. Utøvelsen av en slik rolle, krever ressurser i det daglige, for risikovurderinger, utarbeidelse av samordnet planverk, jevnlige aktiviteter med utøvende aktører regionalt, og jevnlige øvelser med både lokalt og nasjonalt nivå. Det er også naturlig at Statsforvalteren etablerer et samarbeid med operatørselskap/eier om utveksling av informasjon i det daglige og ved hendelser, og planer for å gjennomføre felles øvelser.

Statsforvalteren er det regionale bindeleddet til Kriseutvalget for atomberedskap, og skal sørge for at besluttede tiltak implementeres i krisehåndteringen i sitt fylke, gjennom en samordnet innsats via fylkesberedskapsrådet. Statsforvalteren skal både agere oppover og nedover i styringsstrukturen og vil få en spesielt viktig rolle i en pågående krisehåndtering.

Ressursene til Statsforvalteren må økes betraktelig dersom et fylke blir vertskap for et kjernekraftverk. En lang rekke aktører må læres opp og trenes i håndtering på skadested. Det må skaffes til veie nødvendig måleutstyr og verneutstyr for nødetater og andre som skal respondere. Det må kartlegges om fylket har de nødvendige fasiliteter for å behandle stråleeksponerte personer. Øvelser må gjennomføres oftere, antakelig hvert år. Konsekvenser for befolkning, næringer, miljø og samfunnsinteresser ved utslipp av radioaktivitet fra kraftverket, må undersøkes nøyere. God informasjon må utarbeides på forhånd, gjerne på flere språk tilpasset befolkningen i fylket. Nødvendige kommunikasjonskanaler må gås opp og øves jevnlig i fredstid.

På nasjonalt nivå må det settes av betydelig mer ressurser i DSA og hos etatene i Kriseutvalget for atomberedskap. Det må etableres et godt samarbeid mellom myndighet og operatørselskap. Det er f.eks. vanlig at den nasjonale myndigheten får online tilgang til overvåkingsdata på kjernekraftverket, slik at både operatørselskapet og myndigheter har samme informasjon om status på anlegget til enhver tid. Jevnlige øvelser må gjennomføres, det vanlige er minst årlig. Slike øvelser kan være mellom kun noen få aktører (f.eks. operatørselskapet, DSA og Statsforvalter) eller involvere flere aktører lokalt, regionalt og nasjonalt. Fullskala nasjonale øvelser bør også arrangeres jevnlig, men da med flere års mellomrom, siden dette er svært ressurskrevende. Norge har så langt kun arrangert én fullskala atomberedskapsøvelse, øvelsen Arctic REIHN i 2023. Den var delfinansiert av EU-kommisjonen gjennom deres beredskapsmekanisme, noe som var nødvendig for å kunne arrangere en så stor øvelse i Norge.[9] Det er naturlig at naboland også deltar i visse deler av slike øvelser, hvilket også var tilfellet i Arctic REIHN. Ressurser til planlegging, gjennomføring og evaluering av øvelser på nasjonalt nivå må økes dersom det besluttes å etablere kjernekraftproduksjon i Norge.

11.4 Konsekvenser for sikkerhet og beredskap ved kjernekraft i Norge

Etablering av kjernekraft i Norge vil endre det samlede risikobildet og dermed stille økte krav til kapa-

[9] EU-kommisjonen bidro med nesten 1 mill euro. Det var i tillegg betydelige ressurser fra nasjonale deltakere.

siteter innen sikkerhet, sikring, sikkerhetskontroll av nukleært materiale og beredskap. Det omfatter blant annet krav til departementer, direktorater og etater, lokale og regionale myndigheter som kommune og statsforvalter, nødetater som politi, brann og redning, helsesektoren, og utdanningssektoren. Dette kommer i tillegg til den sikkerheten og beredskapen operatører av kjernekraftverk og andre nukleære anlegg må sørge for. Selv om Norge har et godt utviklet sikkerhets-, beredskaps- og krisehåndteringsapparat, så er det tilpasset dagens risikobilde og ikke for kjernekraft i energimiksen.

Operatørselskap/eier er ansvarlig for sikkerhet og sikring ved sitt anlegg, mens staten har ansvar for det helhetlige nasjonale systemet. Dersom kjernekraft skal inkluderes i energimiksen må dagens systemer videreutvikles og styrkes. Det må avklares hvordan de økte økonomiske forpliktelsene ved en slik styrking skal løses. Dette må også inkludere en harmonisering mellom kraftberedskap/sikkerhet/sikring og atomberedskap/sikkerhet/sikring.

Risikoer knyttet til aktuelle kjernekraftverk og transport og lagring av radioaktivt materiale må tas inn i planverk. Vurdering av sannsynlighet og konsekvenser av uønskede hendelser må inngå i de nasjonale dimensjonerende scenariene for atomberedskapen, samt i regionale og kommunale risiko- og sårbarhetsanalyser. Sikringsrisikoanalyser for tilsiktede, uønskede handlinger må også inkluderes.

Nye planscenarioer vil kreve ekstra ressurser til lokalt, regionalt og nasjonalt sikkerhets- og beredskapsarbeid. Kommunenes, nødetatenes og operatørens planverk, trening og øving må utvikles for å håndtere både tilsiktede og utilsiktede hendelser ved kjernekraftverk. Kjernekraft vil kreve spesialisert kompetanse og utstyr samt mer ressurser til planlegging, trening og øving. Det må avklares hva som kreves, hvem som skal utføre oppgavene og hvordan dette skal finansieres.

Norge må avklare om sikring av kjernekraftverk skal skje av bevæpnet personell, og i så fall hvilken type personell som skal utføre det. Sikringsstyrker skal forebygge, avverge og håndtere fysiske angrep. I våre naboland er det krav om bevæpnede vakter på anlegget.

Etablering av kjernekraft krever ressurser til en gjennomgang av internasjonale forpliktelser innen atomsikkerhet, atomsikring, sikkerhetskontroll av nukleært materiale og atomberedskap. En systematisk og stegvis oppgradering av nasjonale rammeverk, regelverk, kompetanse og kapasiteter er nødvendig for å sikre at eventuell norsk kjernekraft driftes og reguleres i tråd med beste internasjonale praksis. Det må avklares hvordan dette skal finansieres.

Kapittel 12
Miljøvirkninger, arealbruk og krav til plassering

Kjernekraft påvirker natur og miljø i alle deler av livsløpet. Flere av miljø- og naturvirkningene av kjernekraft er knyttet til brensels- og forsyningskjedene. Vurderinger av miljøpåvirkning er sentralt ved lokalisering, og det må stilles krav til plasseringen av kjernekraftverk for å oppnå sikker drift. IAEA anbefaler at miljøkonsekvenser utredes tidlig og grundig og behandles som en integrert del av planleggings- og beslutningsprosessene.

I dette kapittelet omtaler vi ulike miljøvirkninger i brenselskjeden, fra uranutvinning via konvertering, anriking og produksjon av brensel, til bruk i kjernekraftverk, til avfallsbehandling, dekommisjonering og deponi. Vi omtaler også arealbehov og krav til lokalisering av kjernekraftverk og tilhørende anlegg. Kapittelet bygger på kapitlene 5, 6 og 11 som omhandler forsyningskjeder, avfallshåndtering, dekommisjonering, deponering og sikkerhet og beredskap. Effekter av ulykker og radioaktiv forurensning er nærmere omtalt i kapittel 11.

12.1 Miljøvirkninger av kjernekraft – fra utvinning til deponi

Kjernekraft påvirker miljøet både gjennom radiologiske og ikke-radiologiske effekter, som arealbruk, påvirkning på naturmangfold og potensiell forurensning. Virkningene omfatter påvirkning på luft, vann, jord, økosystemer og landskap, samt sosiale og økonomiske konsekvenser for lokalsamfunn (IAEA, 2014a). Beskrivelsene av miljøvirkningene i dette kapittelet bygger i stor grad på dokumentasjon fra United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), IAEA og OECD-NEA.

Vurderinger av arealbruk, naturinngrep og miljøkonsekvenser er sentrale ved etablering av nye, store energianlegg som kjernekraftverk i Norge. I Meld. St. 35 (2023–2024) understreker regjeringen at arealendringer og nedbygging av natur er den viktigste årsaken til tap av naturmangfold i Norge. Meldingen slår fast at det er nødvendig med en mer bærekraftig arealforvaltning, og at samfunnets bruk av natur må skje innenfor naturens tålegrenser for å sikre både økosystemenes funksjon og fremtidige generasjoners muligheter. Det er et tydelig mål å stanse tapet av naturmangfold og å restaurere ødelagt natur, i tråd med internasjonale forpliktelser og FNs naturavtale. Dette innebærer at vurderinger av arealbruk, plassering, nettilknytning og tilhørende infrastruktur for nye energianlegg må ta utgangspunkt i oppdatert kunnskap om naturverdier, økosystemtjenester og samlet belastning på naturen.

For å ivareta miljø- og klimahensyn skal utbygging i den viktigste naturen og på karbonrike arealer unngås, og skade på naturmangfold og økosystemer begrenses. Arealtyper som bør unngås til utbyggingsformål, er særlig karbonrike områder som myr og produktiv skog, arealer med viktig naturmangfold, verneområder, villreinområder, store sammenhengende naturområder og områder med særlig betydning for friluftsliv. Regjeringen har foreslått å innføre et forbud mot nedbygging av myr gjennom en ny bestemmelse i plan- og bygningsloven.

12.1.1 Utvinning og produksjon av brensel

In-situ utluting (ISL) er mer arealeffektiv enn tradisjonell gruvedrift, men har andre miljøkonsekvenser. In-situ utluting er blitt den vanligste metoden for utvinning av uran (se punkt 5.1.1).[1] Metoden innebærer at en syre- eller alkalibasert løsning pumpes ned i malmforekomsten for å frigjøre uran, som deretter pumpes opp til overflaten. ISL har lavere energiforbruk og mindre overflatepåvirkning enn tradisjonell gruvedrift, og genererer ikke store avgangsmasser. Dette reduserer risikoen for støv og radioaktive utslipp til luft. Metoden er arealeffektiv og har begrenset visuell påvirkning på landskapet, men krever omfattende infrastruktur som brønner og rørledninger. Miljøutfordringene knyt-

[1] På engelsk in-situ-leaching (ISL), det norske begrepet er ikke særlig utbredt.

ter seg særlig til kjemikaliebruk og vannforvaltning. Svovelsyre er ofte brukt, og det er risiko for at løsningen kan lekke ut og forurense omkringliggende grunnvann, spesielt hvis geologien er kompleks eller malmforekomsten ikke er tilstrekkelig isolert. Vannforbruket er høyt, og restaurering av grunnvann etter avsluttet drift kan være krevende. Væskestrømmer under bakken kan endre grunnvannsforhold og påvirke nærliggende økosystemer. For å redusere risikoen kreves grundig kartlegging av grunnvannet, kontinuerlig overvåking, streng kontroll av kjemikaliebruk og beskyttelse av vannressurser (UNECE, 2022).

Tradisjonell utvinning av uran fra åpne dagbrudd gir betydelige arealbeslag og landskapsinngrep. UNECE (2022) viser til at arealbruken knyttet til åpne dagbrudd er betydelig, gir direkte tap av naturlig vegetasjon og kan føre til fragmentering av leveområder for arter, med påfølgende tap av naturmangfold. Oppredningsprosessen[2] genererer store mengder avgangsmasse («tailings»), som også inneholder radioaktive stoffer og tungmetaller. Avgangsmasser er den største kilden til radioaktive utslipp i kjernekraftens livsløp, særlig radon, som kan lekke ut over svært lange tidsperioder. Det er derfor vanlig å benytte deponiområder med overdekking av avgangsmasse kombinert med overvåkning (NEA, 2002).

Underjordisk gruvedrift benyttes der uranmalmen ligger dypere under bakken. Denne metoden gir mindre direkte arealbeslag og inngrep på overflaten enn dagbrudd, men kan likevel føre til betydelige inngrep i grunnen og fare for forurensning av grunnvann. Ved oppredning dannes det også her store mengder avgangsmasser. Som ved dagbrudd er avgangsmassene den viktigste kilden til radioaktive utslipp, spesielt radon (UNECE, 2022).

I den videre raffineringen av uranmalm brukes betydelige mengder kjemikalier. Kjemikalier som svovelsyre kan forurense jord og vann dersom det ikke håndteres forsvarlig. Vannforbruket er høyt, og det er risiko for forurensning av overflate- og grunnvann. Energiforbruket i denne fasen (diesel, elektrisitet) bidrar til klimagassutslipp, men dette utgjør en liten andel sammenlignet med fossile energialternativer

Både konvertering og anrikning genererer lavradioaktivt avfall, hvor det meste lagres midlertidig, mens mindre andeler forbrennes eller deponeres. Anriking av uran produserer utarmet uran som restprodukt, som må håndteres og lagres på en sikker måte. Vannforbruket i disse prosessene er betydelig, særlig til kjøling og kjemiske reaksjoner. Samlet sett utgjør miljøpåvirkningen fra brenseltilvirkning en mindre andel av kjernekraftens totale livsløpspåvirkning enn uranutvinningen, men prosessene krever likevel nøye håndtering av kjemikalier, avfall og energibruk for å minimere negative miljøeffekter.

Miljøvirkningene ved brenselsproduksjon er hovedsakelig knyttet til energibruk, kjemikalieforbruk og generering av lavradioaktivt avfall. Konverterings- og anrikningsprosessen som omdanner uranoksid, yellowcake, til uranheksafluorid (UF_6) benytter ulike sterke syrer og baser. Dette medfører risiko for utslipp av farlige stoffer til luft, vann og jord dersom prosessene ikke er tilstrekkelig kontrollert. Anrikning skjer i dag nesten utelukkende ved sentrifugeteknologi, som har redusert energiforbruket betydelig sammenlignet med gassdiffusjon som ble brukt tidligere (WNA, 2025b).

12.1.2 Anleggsfase og oppføring

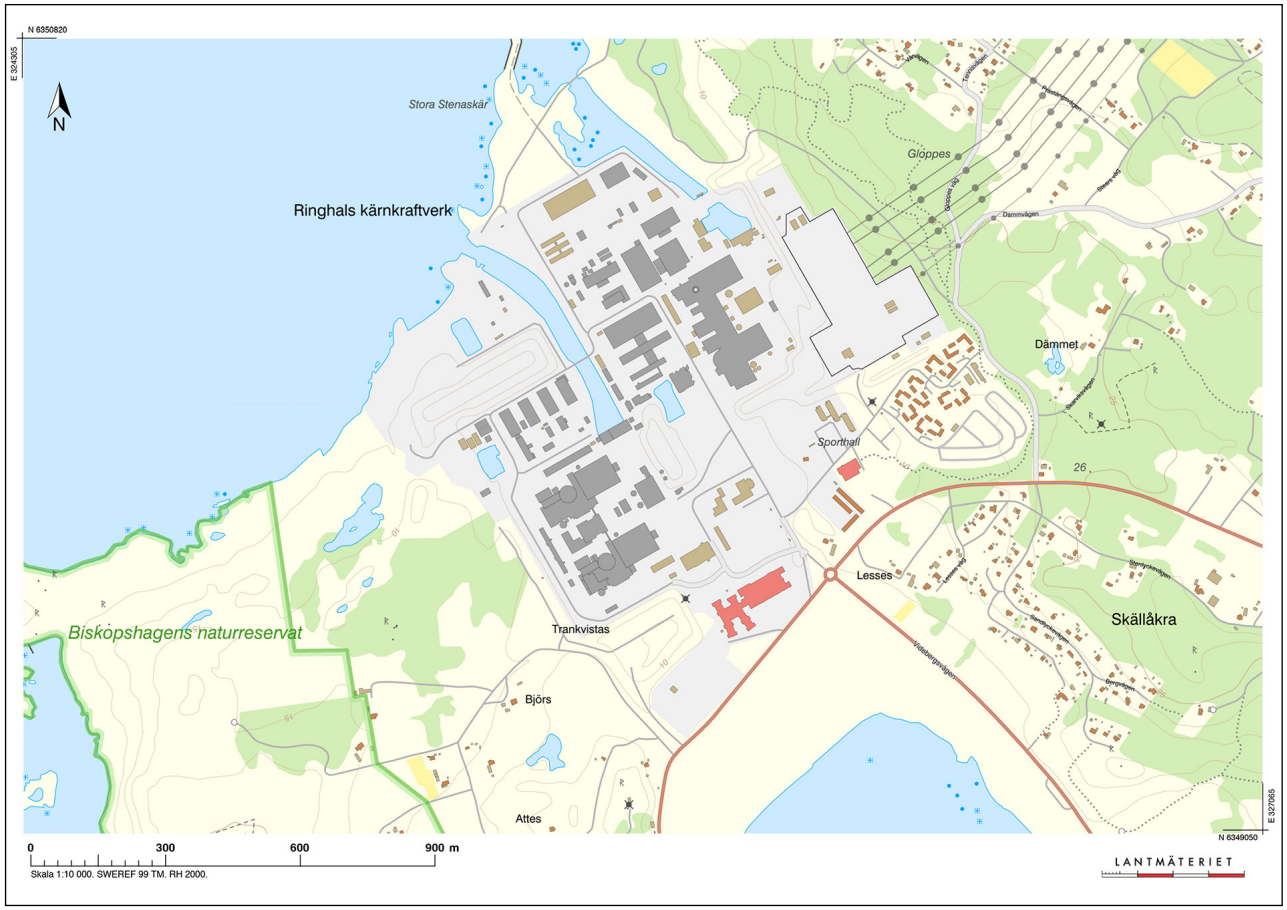
Anleggsfasen for kjernekraftverk er en ressursintensiv og langvarig prosess som medfører betydelig, men midlertidig, arealbruk. Denne fasen inkluderer grunnarbeid, transportinfrastruktur, riggområder, midlertidige lagerplasser og installasjon av store komponenter som reaktortank, dampturbiner og kjølesystemer. I tillegg kommer behovet for anleggsveier, kranplattformer og boliger for arbeidskraft.

Miljøpåvirkningen i anleggsfasen inkluderer støy, støv, utslipp fra anleggsmaskiner og visuell påvirkning. Store mengder betong og stål må transporteres og håndteres, noe som medfører tungtransport og utslipp. Utslippene i denne fasen utgjør en vesentlig andel av kjernekraftens totale klimagassutslipp (UNECE, 2022).

Kjernekraftverk utmerker seg ved et lavt og konsentrert arealbeslag sammenlignet med mange andre kraftproduksjonsteknologier. Det direkte arealet omfatter reaktorbygninger, infrastruktur for kjøling, mellomlager, sikkerhetssoner og tilhørende infrastruktur, og er i hovedsak samlet på én utbygget sone. Dette er illustrert ved Ringhals kjernekraftverk i figur 12.1. Her er fire reaktorer på til sammen 3 956 MW plassert på et område på 150 hektar eller 1,5 km^2 (Vattenfall, 2014; Hofstad, 2026).[3] I tillegg har Vattenfall planlagt en ny utbygging sørvest for eksisterende anlegg på inntil 1 500 MW hvor de trenger omtrent 80 hektar.

---

[2] *Oppredning* betegner behandlingen av malm eller mineralholdig materiale for å skille ut verdifulle mineraler fra gangart (uønsket materiale). Dette skjer vanligvis gjennom mekaniske, fysiske eller kjemiske metoder som knusing, sikting, flotasjon, magnetisk separasjon eller tyngdekraftsbasert sortering.



Figur 12.1 Ringhals kjernekraftverk Varberg kommune, Sverige

Det lysegrå området utgjør tomten til kjernekraftverket og den mørkegrå er reaktorene og andre bygg. Den planlagte utvidelsen vil være vest for eksisterende anlegg mot naturreservatet. Skala 1:10 000.

Kilde: Lantmäteriet (2026).

Arealbeslaget ved utbygging av SMR-er er et tema som har vært gjenstand for diskusjon i både fagmiljøer og offentligheten. Utviklere og leverandører av SMR-er fremhever ofte at modulbasert bygging og mer kompakt design kan redusere behovet for fysisk plass og sikkerhetssoner per reaktor, sammenlignet med storskala reaktorer (IAEA, u.å.f). Ved Ringhals er arealbruken til de fire eksisterende reaktorene 0,38 km^2/1 000 MW. Bygging av 1 500 MW ved tre eller fem SMR-er på det nye arealet på 80 hektar gir noe høyere arealbehov med 0,53 km^2/1 000 MW (Darelius, personlig kommunikasjon, 7. januar 2026).[4] Samlokalisering av flere SMR-er eller storskala reaktorer på én tomt fører i mange tilfeller til bedre utnyttelse av arealet fordi flere felles anlegg kan deles. Ved Darlington i Canada er det satt av 180 hektar, ved siden av fire eksisterende tungtvannsreaktorer, for å bygge inntil fire SMR-er på 300 MW hver. Grunnarbeid på tomten er vist i figur 12.2. Arealet som trengs under bygging er større enn det endelige fotavtrykket, som er anslått til 18 til 20 hektar per SMR, totalt 72 til 80 hektar. Evakueringssonen til de nye reaktorene er mindre enn de eksisterende reaktorene (Olynyk, G. personlig kommunikasjon, 10. mars 2026)

Arealbruken til kjernekraftverk avhenger av størrelse og design. Selv om én enkelt SMR kan ha et mindre fotavtrykk enn en storskala reaktor, kan arealbehovet per MW bli større, fordi SMR-er har lavere installert effekt enn storskala reaktorer. Dette skyldes blant annet at hver reaktor har krav til en sikkerhetssone, støtteanlegg og infrastruktur, og at kravene til fysisk adskillelse og redundans øker med antall reaktorer. Vurderinger av arealbruk og infrastruktur for SMR-anlegg må derfor alltid gjøres i et helhetlig og realistisk perspektiv, og ikke bare baseres på teoretiske minimumstall for enkeltreaktorer. Erfaringene fra de første inter-

3 To av reaktorene er nå under dekommisjonering, men frem til 2020 var det fire reaktorer i drift.

4 Areal per 1 000 MW beregnes ved å ta totalt areal og dele på effekten.



Figur 12.2 Darlington kjernekraftverk, Ontario, Canada, Satelittbilde fra 3. september 2025

Darlington kjernekraftverk med fire tungtvannsreaktorer ligger nederst til venstre i bilde. Tilhørende administrasjonsbygg og koblingsanlegg ligger ved siden av reaktorbygget eller på andre siden av jernbanen som krysser figuren i midten. Grunnarbeid i forbindelse med bygging av en SMR er synlig til høyre i figuren. Dette området skal etter planen bestå av fire SMR-er på til sammen 1 200 MW.

Kilde: Google & Airbus (2025).

nasjonale SMR-prosjektene vil være avgjørende for å dokumentere faktiske arealbehov og optimaliseringsmuligheter ved samlokalisering.

Det lave arealbehovet skyldes kjernekraftens høye energitetthet, som gjør det mulig å produsere store mengder elektrisitet på et begrenset areal. UNECEs livsløpsanalyse viser at kjernekraftverk beslaglegger mellom 0,25 og 0,75 kvadratmeter per produserte MWh i løpet av ett år (m^2/MWh). Dette er betydelig mindre enn for bakkemonterte solkraftverk (12,0–37,0 m^2/MWh) og på nivå med direkte berørt areal for landbasert vindkraftverk (0,3–0,7 m^2/MWh). En oversikt over arealbruk for kjernekraftverk i USA, inkludert arealbruk til brenseslsyklusen, viser et gjennomsnittlige arealbeslag på 0,15 m^2/MWh. For vindkraftverk er arealbruken beregnet til 1,5 eller 150 (m^2/MWh) for henholdsvis bare direkte berørt areal og areal som inkluderer nødvendige avstand mellom vindturbinene (planområdet) (se også boks 23.4). For bakkemonterte solkraftverk er arealbruken 21 (m^2/MWh).

Kjernekraftens høye arealeffektivitet gjør teknologien særlig aktuell der areal er en begrenset ressurs. Nesten alle nye reaktorer som bygges og planlegges i Europa, enten det gjelder storskala reaktorer eller SMR-er, plasseres sammen med eksisterende eller tidligere kjernekraftverk (WNA, 2026). Det gjelder blant annet nye SMR-er som etablertes ved eksisterende kjernekraftområder som Ringhals i Sverige, Darlington i Canada eller Wylfa i Wales. Dette gjør at de kan ta i bruk eksisterende infrastruktur og kompetanse. For Norges del finnes det imidlertid ikke slike større arealer etter kjernekraft-, kull- eller gasskraftverk som kan gjenbrukes, og nye anlegg må derfor vurderes på eksisterende gråarealer eller helt nye områder. Dette stiller ekstra krav til grundige vurderinger i planprosessen, både når det gjelder arealtyper, naturverdier og miljøvirkninger – særlig knyttet til bruk og utslipp av kjølevann.

12.1.3 Drift

Kjernekraftverk med lukkede kjølesystem har et betydelig vannforbruk i forbindelse med kjøling, og anlegg med åpen kjølesyklus returnerer store mengder oppvarmet vann til miljøet. Et åpent kjølesystem fører til termisk forurensning i form av temperaturøkning som påvirker det akvatiske økosystemet hvor det oppvarmede vannet slippes ut. Effekten avhenger i stor grad av resipientens størrelse og gjennomstrømning. I små eller sårbare vannforekom-

Boks 12.1 Miljøvirkninger ved kjernekraftverk – krav til utredning

Et utredningsprogramm for et kjernekraftverk i Taføy næringspark i Aure og Heim kommuner, ble utarbeidet av DSA, DSB og NVE, og fastsatt av Energidepartementet 11. februar 2026 (Energidepartementet, 2026).

Etablering av kjernekraftverk i Norge utløser krav om omfattende utredning av miljøvirkninger, i tråd med atomenergiloven, energiloven, forurensningsloven og plan- og bygningsloven. DSA, DSB og NVE har utarbeidet et forslag til utredningsprogram for kjernekraftverket i Taftøy næringspark, som blant annet omfatter vurdering av arealbruk, utslipp, termisk påvirkning og andre miljøaspekter.

Arealbruk: Tiltakshaver skal beskrive både midlertidig og permanent arealbehov, vise plassering av alle anlegg og arealinngrep på kart, og tallfeste beslag av ulike arealtyper. Det skal vurderes hvordan utbyggingen påvirker eksisterende arealbruk, naturmangfold, friluftsliv og kulturmiljø.

Utslipp: Det skal utredes og vurderes utslipp av radioaktive stoffer til luft og vann under normal drift, inkludert spredningsveier og konsekvenser for mennesker, miljø og samfunn. Utslipp av kjølevann, inkludert mengde, temperatur og mulig forurensning, samt risiko for påvirkning av vannmiljø og naturmangfold i kyst- og ferskvann, skal vurderes.

Termisk påvirkning: Utslipp av kjølevann kan gi temperaturendringer i resipienten, med potensielle virkninger for marint liv og økosystemer. Det kreves modellering av spredning og fortynning, og vurdering av konsekvenser for naturmangfold og næringer som akvakultur og fiskeri.

Radioaktivt avfall: Det skal gis en oversikt over type og mengde radioaktivt avfall, inkludert brukt atombrensel, og beskrives hvordan dette skal håndteres og lagres i tråd med nasjonalt og internasjonalt regelverk.

Støy, visuelle virkninger og annen forurensning: Disse temaene skal også utredes etter anerkjent metodikk og i dialog med relevante myndigheter og berørte parter.

Kilder: DSA m.fl. (2025a; 2025b).

ster kan konsekvensene for lokale arter og økosystemer være betydelige, mens utslipp til åpent hav eller store vannmasser normalt har mindre miljømessig betydning. Et lukket kjølesystem tilpasses så vannforbruket ikke overstiger fastsatte tålegrensene. Relevante myndigheter skal, basert på tiltakshavers beskrivelser, fastsette krav og vilkår for utslipp i henhold til blant annet vannforskriften (2006), slik at miljøpåvirkningen holdes innen akseptable rammer. Ved tørke kan restriksjoner på utslipp av oppvarmet vann til elver og innsjøer føre reduksjon i produksjon fra kjernekraftverk. Til sammen har tørke, flom, varmebølger og storm ført til produksjonstap i overkant av 0,5 prosent på det meste (IAEA, 2023).

Under normal drift er utslippene til luft fra kjernekraftverk svært lave, både når det gjelder klimagasser og radioaktive stoffer. Radioaktive utslipp til luft og vann under ordinær drift ligger godt under internasjonale grenseverdier, og risikoen for helseskade, også i nærområdet, anses som minimal (NRC, 2021a). Det produseres lav- og mellomradioaktivt avfall fra drift og vedlikehold, men dette håndteres gjennom etablerte rutiner for innsamling, behandling og lagring (se punkt 12.1.5). Utslipp av klimagasser er knyttet til transport av materiell, utstyr og personell i forbindelse med driften. Selve kjernekraftverket har ingen direkte utslipp av klimagasser under drift.

Driftsfasen utgjør den klart lengste perioden i kjernekraftverkets livssyklus og innebærer en vedvarende binding av areal til energiproduksjon, sikkerhet, overvåking og vedlikehold. Selv om den totale energibruken er relativt lavt sammenlignet med andre energiformer, forblir bruken stabil over svært lang tid. Dagens kjernekraftverk har normalt tillatelse til å driftes i 40 til 60 år, og i USA har flere kjernekraftverk fått tillatelse til å driftes i 80 år. I hele denne perioden, og også i bygge- og dekommisjoneringsperioden, kreves sikkerhetssoner, infrastruktur og beredskapstiltak, noe som gjør at arealet er bundet til formålet gjennom mange tiår.

12.1.4 Beredskapssoner

Kjernekraftverk krever etablering av beredskapssoner rundt anlegget for å sikre befolkning og miljø ved en ulykke. I henhold til IAEA deles slike soner inn basert på anleggets risikokategori og formålet med tiltakene (IAEA, 2015b; DSA m.fl., 2025; DSA,

2025a). IAEA skiller mellom kategori I-anlegg, som er store reaktorer (over 1 000 MW), og kategori II-anlegg, som er mindre reaktorer, for eksempel forskningsreaktorer og enkeltstående reaktorer med effekt under 300 MW. IAEA skiller ikke kun på enkeltreaktorers effekt, men vurderer anleggets samlede risikoprofil og potensial for utslipp. Konsekvensene ved et omfattende utslipp er vesentlig større for kategori I-anlegg, noe som gjenspeiles i størrelsen og omfanget av beredskapssonene.

Det skal etableres fire typer soner rundt kjernekraftanlegg:

- PAZ (Precautionary Action Zone): tiltak før utslipp for å forhindre alvorlige helseeffekter.
- UPZ (Urgent Protective Action Planning Zone): tiltak før eller etter utslipp for å redusere risiko for stokastiske effekter.
- EPD (Extended Planning Distance): tiltak innen én dag til én måned etter utslipp.
- ICPD (Ingestion and Commodities Planning Distance): tiltak for å beskytte mat, vann og handelsvarer mot forurensning.

For kategori I-anlegg kan disse sonene strekke seg fra 3–5 km (PAZ) til opptil 300 km (ICPD). For kategori II-anlegg er sonene mindre, og PAZ er ikke nødvendigvis påkrevet. UPZ kan være 5–15 km, mens ICPD fortsatt kan nå 100–300 km, avhengig av lokale forhold og risikovurderinger.

IAEA anbefaler at størrelsen på beredskapssonene tilpasses den aktuelle reaktortypen og sikkerhetsprofilen. For enkeltstående SMR-er, som ofte har mindre brensel og flere passive sikkerhetssystemer, pågår det internasjonalt arbeid med å utvikle metodikk for tilpassede soner. I USA har myndigheten som regulerer sivil kjernekraft, Nuclear Regulatory Commission (NRC), etablert et regelverk som åpner for at beredskapssoner kan begrenses til anleggets grenser, dersom dette kan begrunnes gjennom detaljerte sikkerhetsanalyser. NRCs beskriver et ytelsesbasert rammeverk for beredskap for enkeltstående SMR-er og AMR-er (NRC, 2023) og miljøforvaltning, og må inngå som en integrert del av vurderingen ved plassering av kjernekraftanlegg.

12.1.5 Mellomlagring av brukt brensel og lav- og mellomaktivt avfall

Mellomlager skal utformes slik at miljøutfordringene minimeres gjennom hele lagringsperioden. Mellomlagring av brukt brensel og radioaktivt avfall skjer ofte i tilknytning til kjernekraftverk eller i nasjonale lagre. Brenslet lagres enten i store vannfylte basseng eller tette containere av stål og betong (se kapittel 6). Lagring av brukt brensel har svært lav miljøpåvirkning under normal drift, forutsatt at anleggene er riktig utformet og vedlikeholdt. De viktigste miljøutfordringene er knyttet til risiko for lekkasje av radioaktive stoffer til vann, grunn eller luft, særlig ved uhell, langvarig degradering av materialer eller svikt i overvåkingssystemene. For å redusere risikoen krever IAEA omfattende rutiner for overvåking av både anlegg og omgivelser, inkludert måling av radioaktivitet i vann, luft og grunn, samt at det gjennomføres regelmessig IAEA inspeksjon av lagringssystemene (IAEA, 2020b).

IAEA vektlegger betydningen av overvåkning, vedlikehold og beredskap. Kontinuerlig overvåking gjør det mulig å oppdage og håndtere avvik tidlig, før de får miljømessige konsekvenser. Vedlikehold av bassenger, kapsler og øvrig infrastruktur er avgjørende for å sikre at lagringsanlegget holder nødvendig sikkerhetsnivå gjennom hele lagringsperioden. I tillegg kreves det beredskapsplaner for å håndtere uforutsette hendelser, som lekkasjer, brann eller ytre påvirkninger. Samlet sett skal tiltakene sikre at mellomlagring av brukt brensel kan gjennomføres med svært lav risiko for miljøet, i tråd med internasjonale standarder og beste praksis (IAEA, 2020b; IAEA, 2024d).

12.1.6 Dekommisjonering og etterbruk

Dekommisjonering innebærer håndtering av radioaktivt materiale og restaurering av området, men området kan være underlagt restriksjoner etter nedbygging. Dekommisjonering omfatter bl.a. kartlegging av radioaktivt inventar og fjerning av radioaktivt materiale, til demontering av strukturer og systemer, samt langsiktig overvåking og eventuell arealfrigjøring (se kapittel 6). Hvor lenge området må være underlagt restriksjoner etter nedbygging, avhenger av nivået på eventuell restaktivitet og type avfall som har vært håndtert. Selv om anlegget fjernes, kan området være underlagt restriksjoner i lang tid (IAEA, 2014b). IAEA anbefaler at etterbruk vurderes tidlig, og at det legges til rette for rehabilitering og eventuell ny arealdisponering. Se også Unipers informasjonsside (Uniper, u.å.) om demonteringen av kjernekraftverk i Sverige.

12.1.7 Permanent deponi

Permanent deponi av brukt brensel i dype geologiske formasjoner regnes som sikreste og mest miljømessig forsvarlige løsningen. I anleggsfasen er miljøpåvirkningen størst, særlig knyttet til arealbruk,

energiforbruk og transport. Når deponiet er i drift, er den løpende påvirkningen på omgivelsene liten, men det stilles krav til overvåking og vedlikehold. Etter forsegling forventes miljøpåvirkningen å være minimal, forutsatt at et flerbarrieresystem, med både tekniske og geologiske barrierer, fungerer som planlagt i tusenvis av år (NEA, 2000a). (Se nærmere omtale av deponiløsningen i kapittel 6).

Miljørisikoen knyttet til lekkasje av radioaktive stoffer til grunnvann og biosfære er sentral. Eventuelle utslipp kan medføre helseskade for mennesker og uakseptabel påvirkning på økosystemer, og internasjonale retningslinjer krever at risikoen for slike utslipp skal være ekstremt lav. Miljøkonsekvensutredningen for det finske dypgeologiske deponiet, ONKALO, omfatter vurdering av påvirkning på grunnvann, økosystemer og mennesker, og konkluderer med at anlegget ikke vil ha målbare negative effekter på miljøet, selv ved uforutsette hendelser (Humalajoki m.fl., 2024).

12.2 Krav til plassering

Plasseringen av kjernekraftverk krever grundige vurderinger av en rekke faktorer. I dette punktet gjennomgår vi sentrale hensyn som må tas ved valg av plassering for kjernekraftverk i Norge. Vurderingene som presenteres er relevante uansett om det planlegges et storskala kjernekraftverk, flere små eller store reaktorer samlet på samme sted, eller enkeltstående reaktorer.

Plassering av kjernekraftanlegg er underlagt et omfattende rettslig rammeverk, der konsesjonsplikt og krav om konsekvensutredning står sentralt. Før et kjernekraftverk kan etableres, må det innhentes tillatelser fra flere myndigheter. Forholdet mellom ulike lover og tillatelser er behandlet i kapittel 17. Det er krav til medvirkning fra berørte parter og lokalsamfunn, og det er krav om at miljø- og samfunnshensyn vurderes grundig gjennom konsekvensutredninger. Dette sikrer at både sikkerhet, miljøpåvirkning og samfunnsinteresser blir ivaretatt før konsesjon gis. Vurdering av åpning av arealer er behandlet i punkt 18.2.2. Vurdering av søknadsprosess for tillatelser er behandlet i punkt 18.2.3. Vurdering av regulering av beslutninger om valg av lokalisering og vurdering av tomt for et kjernekraftverk er behandlet i punkt 18.3.2.

IAEA beskriver en prosess som går fra vurdering av flere potensielle områder til grundig evaluering av et spesifikt område. En prosess med å finne en plassering som egner seg for et kjernekraftverk, begynner med å identifisere flere potensielle områder. Områdene blir evaluert og rangert før en går videre med grundigere kartlegging av det beste området (IAEA, 2015c). Norsk regelverk krever også at relevante og realistiske alternativer skal vurderes i konsekvensutredningen. Erfaring viser at tidlig vurdering av flere alternativer gir bedre beslutningsgrunnlag og kan forebygge konflikter.

12.2.1 Overordnede hensyn

Plasseringen av et kjernekraftverk må vurderes nøye for å sikre at anlegget kan bygges og drives uten unødig risiko for allmennhetens helse og sikkerhet. IAEA, OECD-NEA og NRC gir anbefalinger og veiledning for hvordan man identifiserer og vurderer egnede steder for kjernekraftanlegg. Organisasjonene legger særlig vekt på at valg av plassering har stor betydning for anleggets sikkerhet, kostnader og samfunnsaksept gjennom hele levetiden, og angir konkrete kriterier for å sikre at alle relevante risikofaktorer og miljøhensyn blir vurdert før endelig beslutning tas (IAEA, 2015c; 2019b; NEA, 2014; NRC, 2021b). Blant faktorene som må vurderes er naturgitte forhold som geografi, geologi, vær og klima. Plasseringen må også ta hensyn til økonomiske og samfunnsmessige faktorer, som kraftbehov, nettkapasitet og annen transportinfrastruktur. Tilgang på arbeidskraft for å bygge, drifte og vedlikeholde kraftverket er også relevant. Politiske hensyn kan også spille inn, for eksempel om kraftverket plasseres nær en landegrense.

IAEA anbefaler at nasjonale myndigheter utarbeider klare kriterier og retningslinjer for plassering av kjernekraftverk. Myndighetene har ansvar for å etablere et helhetlig rammeverk og en transparent prosedyre for identifisering, vurdering og godkjenning av aktuelle plasseringer. Prosessen skal sikre at beslutningen om plassering bygger på bred involvering av fagmiljøer, berørte parter og offentligheten. IAEA anbefaler også at prosessen dokumenteres grundig for å sikre legitimitet og tillit til kjernekraftprosjekter (IAEA, u.å.g). Boks 12.2 viser hvilke overordnede kriterier Vattenfall la til grunn i vurderingen av aktuelle lokasjoner for ny kjernekraft i Sverige.

12.2.2 Geologiske, naturgitte forhold og klimaendringer

Et kjernekraftverk bør plasseres i et område med stabile geologiske forhold og lav seismisk risiko, og det

Boks 12.2 Kriterier ved planlegging av ny kjernekraft i Sverige

I forbindelse med bygging av et nytt kjernekraftverk i Sverige hadde Vattenfall fem overordnede kriterier for plassering som måtte oppfylles:

- *Plassering i prisområdet SE3 eller SE4 i Sør-Sverige.* Behovet for kraft er størst i Sør-Sverige. I tillegg er det vurdert at kjernekraftverk i Nord-Sverige vil ha kapasitetsbegrensninger til å frakte strøm fra nord til sør.
- *Kystnært.* En kystnær plassering er vurdert å være nødvendig for å sikre effektiv tilgang til kjølevann uten risiko for begrensninger eller avbrudd.
- *Tilkobling til kraftnettet innen rimelig tid.* Et viktig krav er at området må ha gode muligheter for nettilknytning uten at det trengs store nettoppgraderinger.
- *Tilgjengelig plass.* Den planlagte utbyggingen trenger mellom 70 og 100 hektar. Det aktuelle arealet kan ikke omfatte tettbygde strøk eller større veier.
- *Tilgjengelig transportinfrastruktur.* For både bygging og drift kreves det tilgang til havn og veier som tåler de tunge transportene kraftverket vil medføre.

Av åtte undersøkte områder ble tre vurdert nærmere med hensyn til tema som kulturmiljø, friluftsliv, risiko og sikkerhetsaspekt, avstand til tettsteder og sårbar bebyggelse, og beredskap. Alternativet som ble vurdert som det beste, Ringhals-Väröhalvön ble ytterligere vurdert for konkret plassering av reaktorer.

Kilde: Hallqvist m.fl., (2025).

må tas hensyn til mulige framtidige klimaendringer. Jordskjelv, skred, bakkebevegelser og andre geotekniske fenomener kan utgjøre en direkte trussel mot et anleggs strukturelle integritet og sikkerhetssystemer. IAEA anbefaler at slike farer vurderes både ut fra historiske data og fremtidige scenarier, og inkluderer vurderinger av muligheten for framtidige klimaendringer som kan øke risiko knyttet til ekstremvær, flom, havstigning, jordskred, skogbranner, dambrudd osv. Det er nødvendig å innhente historiske data og vurdere framtidige klimascenarier for å sikre at anlegget er robust mot både dagens og morgendagens værforhold. Vurderingene bør gjennomføres i tråd med en trinnvis prosess som inkluderer områdescreening, detaljert evaluering og endelig valg, slik det anbefales av både IAEA, OECD-NEA og nasjonale myndigheter som Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA, 2025b).

Kjernekraftverk krever stabil tilgang til store mengder kjølevann. Hvis tilgang til tilstrekkelig kjølevann fra hav eller innsjøer er begrenset, må kjøletårn benyttes. Uavhengig av kjøleløsning må miljøpåvirkning knyttet til både vanninntak og utslipp vurderes nøye. Mulige påvirkninger er for eksempel redusert oksygeninnhold eller biologisk mangfold. Det må også vurderes hvordan påvirkningene endres over tid, for eksempel som følge av havnivåstigning. Flere franske kjernekraftverk har de siste årene måttet stenge under hetebølger fordi kjølevann nådde den regulatoriske grensen på 26–28 °C nedstrøms kjernekraftverkene (IRSN, 2020).

12.2.3 Sikkerhetsrelaterte hensyn

Sikkerhetsrelaterte hensyn er helt sentrale ved valg av plassering for et kjernekraftverk. Anlegget må kunne bygges og driftes med lavest mulig risiko for mennesker og miljø både under normal drift og ved uforutsette hendelser. Sikkerhets- og risikovurderinger må i tillegg til geologiske forhold inkludere hendelser som menneskeskapte trusler, samt befolkningstetthet og evnen til å gjennomføre effektive beredskapstiltak. Sikkerhet og beredskap er beskrevet utfyllende i kapittel 11.

Et kjernekraftverk må ha tilstrekkelig avstand til tettbefolkede områder for å redusere konsekvensene ved en eventuell ulykke. Samtidig må det være mulig å etablere hensiktsmessige beredskapssoner, som inkluderer evakueringsplaner, informasjonsrutiner og tilgang til nødtjenester (se punkt 11.1.2). Kjernekraftverk bør ikke plasseres i nærheten av militære installasjoner, forsvarsanlegg eller annen kritisk infrastruktur som kan utgjøre en risiko ved ulykker, sabotasje eller væpnede konflikter. Det er også viktig å sikre at det finnes tilgjengelig beredskap og nødtjenester i rimelig nærhet, slik at man raskt kan håndtere eventuelle hendelser.

Sikkerhetsvurderinger må også inkludere mulige påvirkninger fra nærliggende industrielle eller militære anlegg, som kan utgjøre en risiko ved ulykker eller sabotasje. I tillegg må man vurdere hvordan fremtidige endringer i befolkning, infrastruktur og klima kan påvirke sikkerheten over anleggets levetid.

12.2.4 Tilgang til infrastruktur

Tilgang til nødvendig infrastruktur er en avgjørende faktor ved valg av lokasjon for et kjernekraftverk. Området der et kjernekraftverk legges, må kunne støtte både bygging, drift og vedlikehold av anlegget gjennom hele dets levetid. Infrastrukturhensyn må vurderes parallelt med sikkerhetskrav, og inkludere transport, strømnett, vannforsyning og kommunikasjonslinjer (IAEA, 2022c).

Et kjernekraftverk må kobles til kraftnettet, både for å levere elektrisitet og for å sikre strømforsyning til kritiske sikkerhetssystemer. Strøm til sikkerhetssystemene er nødvendig for å fjerne restvarme fra brenselet i reaktoren og fra brukt brensel i brenselsbasseng. Multiconsult & Amentum (2026) viser til at flere nye reaktordesign, særlig SMR-er, markedsføres med passive sikkerhets- og kjølesystemer som kan redusere eller i noen tilfeller eliminere behovet for ekstern strømtilførsel i nødsituasjoner i opptil 72 timer. Likevel vil myndighetene i de fleste land fortsatt stille krav om flere uavhengige strømlinjer og ekstern strømforsyning for redundans og beredskap, også for reaktorer med passive sikkerhetssystemer. Dette reflekterer et internasjonalt sikkerhetsprinsipp om at flere barrierer og uavhengige forsyningslinjer skal være på plass for å håndtere både normale og ekstraordinære situasjoner (se kapittel 11).

Statnett fremhever at plasseringen av kjernekraftverk bør skje i tett koordinering med nettplanleggingen. Statnett anbefaler at staten styrer plasseringen av kjernekraftverk, for at anleggene skal plasseres slik at de styrker kraftsystemet og utnytter eksisterende og planlagt infrastruktur best mulig (Statnett, 2025). De mener koordinert planlegging og statlig styring av plassering er avgjørende for å sikre forsyningssikkerhet, systemstabilitet og effektiv ressursbruk i kraftsystemet.

Offgrid-løsninger krever også en omfattende infrastruktur. SMR-er framheves som en egnet energikilde for isolerte anlegg, med kapasitet til å operere uavhengig av det etablerte kraftnettet. Ifølge OECD-NEA kan slike reaktorer plasseres nær digitale infrastrukturer, som datasentre, og levere strøm lokalt (NEA, 2025a). Denne tilnærmingen gir inntrykk av selvstendige anlegg, men i praksis må samfunnet likevel bygge opp betydelig infrastruktur knyttet til transport (se boks 12.3), beredskap, digital kommunikasjon og regulatorisk oppfølging.

Annen kritisk transportinfrastruktur omfatter veier, jernbane og havner. Plassering av kjernekraftverk krever tilgang til infrastruktur med tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere transport av tungt utstyr, brensel og avfall, både under bygging og drift, og i beredskapssituasjoner. I tillegg må anlegget ligge i nærhet til nødtjenester som sykehus og brannvesen, og adkomsten må være tilrettelagt for både personell og nødetater ved behov (se kapittel 11).

*Avstand til flyplasser og vanlige flyruter er et tema som bør utredes ved plassering av kjernekraftverk***.** Kjernekraftverk i Nord-Amerika og Vest-Europa er underlagt krav som skal sikre at reaktor og brenselsbasseng ikke tar skade ved en flystyrt, noe som stiller særskilte krav til konstruksjonen (NRC, 2009). Det er derfor hensiktsmessig å vurdere risikoen knyttet til lufttrafikk i området, og å dokumentere hvordan anlegget ivaretar sikkerheten mot slike hendelser. I USA er det nylig publisert nye regulatoriske retningslinjer som sier at kostnaden for slike tiltak ikke veier opp for økt sikkerhet. Dette kan ha betydning for vurderinger av sikkerhet og regelverk knyttet til kjernekraftanlegg og lufttrafikk i USA (NRC, 2025b).

12.2.5 Tilgang til kvalifisert personell

Sosioøkonomiske forhold er en viktig dimensjon ved plassering av kjernekraftverk, særlig i land som vurderer kjernekraft for første gang. IAEA fremhever i sin veileder at kjernekraftprosjekter har betydelig innvirkning på lokalsamfunn, og at disse må vurderes systematisk og tidlig i prosessen. Dette inkluderer effekter på arbeidsmarked, kompetansebehov, lokal verdiskaping og langsiktig regional utvikling (IAEA, 2021c). (Se også kapittel 14 om ringvirkninger.)

*Tilgang på kvalifisert personell er en sentral faktor ved etablering og drift av et kjernekraftverk***.** I byggefasen er det behov for et stort antall arbeidere, hvor mange ikke er bosatt lokalt og ofte innkvarteres i brakkehotell eller lignende løsninger. I driftsfasen kreves det et bredt spekter av kompetanse, fra fagarbeidere til spesialister med høyere utdanning innen tekniske og sikkerhetsrelaterte fag. I tillegg innebærer driftsfasen periodiske revisjonsstanser for vedlikehold og brenselskifte. Dette er arbeidsintensive perioder med behov for betydelig ekstra bemanning og koordinering av mange involverte aktører.

For å sikre stabil drift over mange tiår må kjernekraftverket være en attraktiv arbeidsplass for både lokale arbeidstakere og nasjonale og internasjonale spesialister. Det innebærer at demografiske forhold, tilgang til utdanning, boliger, tjenester og et godt lokalmiljø må vurderes nøye. Langsiktig tilgang på menneskelige ressurser forutsetter at plasseringen av anlegget bidrar til å bygge

Boks 12.3 Transport og logistikk for kjernekraftverk

Kjernekraftverk består av flere store og tunge komponenter som krever grundig planlegging for transport og infrastruktur. Tilgang via vannveier eller jernbane er ofte nødvendig, men veitransport med tilstrekkelig kapasitet kan også brukes. Eksempler fra nye kjernekraftverk viser at enkeltkomponenter kan veie flere hundre tonn og ha betydelig volum. Også SMR-er vil bestå av store enheter som reaktortank, trykkholdere og dampgeneratorer som krever spesialtransport og omfattende logistikk.



Figur 12.3 Transport av en dampgenerator langs veien til Hinkley Point C i Somerset i Storbritannia.

Kilde: EDF (2024).

opp et attraktivt og bærekraftig samfunn, hvor både nåværende og fremtidige generasjoner ser verdien av å arbeide ved kjernekraftverket. (Se også kapittel 13 om kompetanse og kapasitet).

12.2.6 Hensyn til lagring og håndtering av brukt brensel

Et kjernekraftverk må ha tilgang til egnede fasiliteter for mellomlagring av flere hundre til tusen tonn høyaktivt avfall før det overføres til permanent deponi. Transport, sikkerhet og beredskap må planlegges tidlig. Bl.a. må adkomstveier, mulighet for fysisk sikring og fremtidig tilknytning til lagrings- og deponiløsninger vurderes (IAEA, 2020b). Et lokalt mellomlager gir kortere transportavstander og kan forenkle håndteringen på anlegget, men krever at det etableres robuste lagringsløsninger ved hvert enkelt kraftverk. Et sentralt mellomlager kan gi stordriftsfordeler, mer effektiv overvåking og bedre ressursutnyttelse, men forutsetter sikker transport av brukt brensel

over lengre avstander. Ved planlegging av kjernekraftverk bør det foretas grundige vurderinger av både behovet for og plasseringen av mellomlager før permanent deponering, for å sikre at avfallshåndteringen oppfyller krav til sikkerhet, beredskap og langsiktig forsyningssikkerhet.

Kapittel 13
Kompetanse og kapasitet: Hva kreves?

Innføring av kjernekraft er et omfattende nasjonalt løft som krever nøye planlegging, langsiktighet og systematisk utvikling av kompetanse på tvers av sektorer. IAEA understreker at et vellykket kjernekraftprogram forutsetter en spesialisert, høyt kvalifisert og motivert arbeidsstyrke, ikke bare hos operatørselskaper, men også hos myndigheter, forskningsmiljøer, utdanningsinstitusjoner og andre relevante aktører. Kompetansebygging er derfor blant infrastrukturområdene som omfattes av milepælstilnærmingen (se kapittel 9).

Dersom kjernekraft skal inngå i den norske energimiksen, må vi bygge opp nødvendig kompetanse og kapasitet. Norge starter ikke helt fra bar bakke (se kapittel 10), men vi har ikke erfaring med industriell kjernekraftproduksjon. Det eksisterer fagmiljøer, men disse dekker bare deler av kompetansebehovet som følger et fullverdig kjernekraftprogram. For å identifisere nødvendige tiltak og endringer, må statusen i norske forskningsmiljøer, myndigheter og utdanningsinstitusjoner vurderes opp mot kravene til planlegging, bygging, drift, tilsyn, dekommisjonering og avfallshåndtering. Dette avdekker et kompetansegap som må lukkes gjennom målrettet oppbygging og vedlikehold av kompetanse gjennom hele kjernekraftverkets livssyklus.

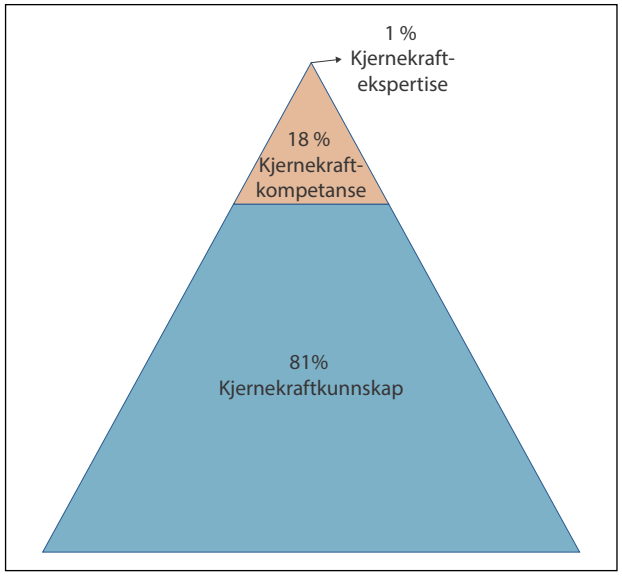
Det har ikke vært mulig å gjennomføre en fullstendig kartlegging av kompetansegapet. En slik kartlegging krever omfattende analyser av behovet for regulatorisk, teknisk og operativ kompetanse i alle faser av et kjernekraftprogram

13.1 Kompetansekrav til aktørene i kjernekraftsektoren

En robust og helhetlig bygge-, drifts- og beredskapsevne knyttet til kjernekraft krever både kompetanse og kapasitet. Grunnlaget for en robust kjernekraftindustri er solide eiere og operatørselskap med motiverte og kompetente ansatte, fokus på sikkerhet og strålevern, kvalitetsstyring og etterlevelse av regelverk, og langsiktige leverandører. Regulatoriske myndigheter må ha tilstrekkelig kompetanse og bemanning til å behandle konsesjoner, føre tilsyn og håndtere hendelser, og beredskapsaktører må være godt trent og samkjørt gjennom felles øvelser. Vertskommunene må ha kapasitet og legitimitet til å ivareta rollen som vertskap for kjernekraftverk, mellomlagring og endelig deponi, teknisk forvaltning, kompetent samfunnsdialog og tilpassede beredskapsplaner. Forskningskompetanse og utdanningskapasitet er et nødvendig grunnlag en trygg og effektiv kjernekraftsatsing.

13.1.1 Operatørselskaper

Kjernekraftverk er komplekse og bemanningsintensive virksomheter. Driften av kjernekraftverk omfatter et bredt spekter av roller og kompetanseområder, fra spesialistfunksjoner til støttefunksjoner. IAEA skiller mellom sikkerhetskritisk organisasjon og basisorganisasjon. Basisorganisasjon er grunnstrukturen i en virksomhet som kjennetegnes av stabile, relativt uforanderlige arbeidsprosesser, oppgaver og relasjoner. Den representerer det organisatoriske fundamentet som daglige aktiviteter bygger på, og består ofte av linjestrukturer, faste roller og etablerte prosedyrer. Formålet er å skape forutsigbarhet, kontinuitet og effektiv drift. Sikkerhetsorganisasjonen setter interne krav og fører kontroll slik at virksomheten drives i henhold til interne- og myndighetskrav. Denne organisasjonen skal sørge for ledelsesforankring av sikkerhet, og systematisk håndtering av risiko. Basisorganisasjonen utgjør den største delen av bemanningen, mens den spesialiserte sikkerhetskompetansen er konsentrert i den sikkerhetskritiske organisasjonen. Dette innebærer at kompetansekravene og ressursbehovet vil variere mellom de to, og at opplæring og utvikling må tilpasses de ulike funksjonene for å sikre både sikker og effektiv drift. *Kompetansepyramiden* (figur 13.1) illustrerer hvordan ulike nivåer av spesialisering og kompetanse må være til stede i organisasjonen (Eriksson & Eriksen, 2023). Andelene av



Figur 13.1 Kompetansepyramiden for kjernekraftsektoren

Figur av Scott Heath, Henry Royce Insitute, vist på konferansen Annual Nuclear Conference 2026: Nuclear Power in Society and System, Stockholm, organized by Energiforsk. Tillatelse til gjengivelse er innhentet på mail.

arbeidsstyrken fordelt på de ulike nivåene er basert på data fra Storbritannia (Heath, 2026):

- Kjernekraftekspertise: Ansatte med spesialisert formell utdannelse i kjernekraftrelaterte fag som kjernekraftingeniører, radiokjemi, strålevern osv.
- Kjernekraftkompetanse: Ansatte med formell utdannelse og erfaring fra relevante (ikke kjernekraftrelaterte) fag, typisk ulike ingeniørfag, som må ha videreutdannelse for å benytte fagkompetansen i kjernekraftsammenheng.
- Kjernekraftkunnskap: Ansatte som må læres opp til å utøve faget sitt i kjernekraftsammenheng, som elektrikere, mekanikere, og andre fagfolk og støttepersonell.

Byggefasen er særlig arbeidsintensiv med stort behov for fagarbeidere innen flere fag. I denne fasen er det blant annet behov for forskalingsarbeidere, betongarbeidere, elektrikere, HVAC-teknikere og andre fagarbeidergrupper. Slike kompetanser utgjør en vesentlig del av ressursbehovet i tidligfase og anleggsfase, og mangler eller forsinkelser i disse funksjonene kan få direkte konsekvenser for kostnader, fremdrift og kvalitet. Et kjernekraftprogram krever derfor at operatørselskap setter krav til både kvalitet og sikkerhet i byggefasen. Operatørselskap bør etablere helhetlig kapasitet både i de tekniske kjernekraftfagene og i de mer allmenne, men like kritiske, bygge- og prosjektfaglige disiplinene.

Arbeidsstokken må gjennomgå kontinuerlig opplæring og resertifisering. Drifts- og nøkkelpersonell må regelmessig få oppfriskningskurs, simulatortrening og resertifisering for å opprettholde og videreutvikle kompetansen. Dette er avgjørende for å sikre at kunnskap og ferdigheter er oppdatert i forhold til teknologiske endringer og nye krav. En slik oppbygging forutsetter rekruttering og utdanning av personell med spesialisert kompetanse, samt etablering av organisatoriske strukturer som kan ivareta kravene til sikkerhet, kvalitet og regulatorisk etterlevelse. Dette krever langsiktig planlegging og samarbeid med internasjonale leverandører for å bygge opp nødvendig kapasitet fra grunnen av.

Ledelseskompetanse er en kritisk faktor. Ledelsesfunksjoner inkluderer ansvar for teknisk drift, vedlikehold, overvåking, beredskap, opplæring og kontinuerlig forbedring. Etablering av slike strukturer krever både faglig kompetanse og organisatorisk modenhet, og vil være avgjørende for å oppnå tillit fra myndigheter og samfunnet. Dette omfatter også bruk av IAEAs systematiske tilnærming til opplæring, som sikrer at opplæringen bygger på behovsanalyse og resulterer i målrettede, effektive og anleggsrelevante trenings- og kvalifiseringsprogrammer (IAEA, 2021d).

Operatørselskapet må etablere og vedlikeholde et ledelsessystem som integrerer sikkerhet som en kjerneverdi i alle beslutninger og prosesser. Ledelsessystemet skal sørge for alle prosesser som har betydning for sikkerhet (sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll med nukleært materiale og teknologi) har tydelig plassert ansvar, beslutningsmyndighet, samt ivaretar verdier og bygger opp under en god sikkerhetskultur. Ledere på alle nivåer i organisasjonen må ha tilstrekkelig kompetanse for å gjennomføre sitt arbeid på en trygg måte. Samtidig må alle ledere gis kompetanse til samlet å bidra til en god sikkerhetskultur for alle ansatte, innleide og eksterne kontraktører ved kjernekraftverket. Kompetansekrav og behov for sertifiseringer skal være beskrevet i ledelsessystemet.

Det er særskilte krav ved beredskap og nødsituasjoner i kjernekraftorganisasjoner. Alle ansatte må ha opplæring og trening i beredskapsprosedyrer og delta i øvelser for å håndtere uforutsette hendelser. Det stilles særskilte krav til kompetanse og reaksjonsevne for personell og til at det gjennomføres jevnlige trening og øvelser for å sikre at organisasjonen er forberedt på å håndtere alvorlige hendelser.

13.1.2 Myndigheter

Regulatoriske myndigheter har ansvar for å føre tilsyn og kontroll med virksomheter innenfor sitt ansvarsområde. Tilsyn og kontroll skal sikre at virksomhetene opererer trygt, sikkert og i tråd med gjeldende lover og forskrifter. For å kunne ivareta dette ansvaret på en effektiv og tillitvekkende måte, kreves det at myndighetene besitter tilstrekkelig og relevant kompetanse.

IAEA beskriver regulatorisk kompetanse som en kombinasjon av fire gjensidig avhengige områder. De fire områdene er (1) juridiske, regulatoriske og organisatoriske rammer, som omfatter inngående forståelse av lover, forskrifter, internasjonale forpliktelser og eget mandat; (2) bred og spesialisert teknisk kompetanse innen blant annet ingeniørfag, risikoanalyse, materialteknologi, strålevern, beredskap og dekommisjonering; (3) regulatoriske praksiser, inkludert analyse, autorisasjon, inspeksjon, håndheving og utvikling av regelverk og veiledere; og (4) personlige og atferdsmessige kompetanser som analytisk tenkning, kommunikasjon, samarbeidsevne, ledelse og en sterk sikkerhetskultur. Samlet danner disse fire områdene grunnlaget for et effektivt, uavhengig og troverdig tilsyn (IAEA, 2013).

Nye land som etablerer et kjernekraftprogram, må ta særskilte hensyn. For land som er i ferd med å etablere kjernekraftprogram må kompetanse bygges i takt med utviklingen av det regulatoriske rammeverket og fremdriften av kjernekraftprogrammet. IAEAs sikkerhetsstandarder er vesentlig i dagens norske regulatoriske system, se kapittel 15. IAEA anbefaler å benytte internasjonale standarder, samarbeide med myndigheter i land som har etablert kjernekraftproduksjon og å bruke denne eksterne støtte i tidlige faser.

13.1.3 Utdannings- og opplæringsinstitusjoner, forskning og utviklingsmiljøer

Utdannings- og opplæringsinstitusjoner samt forsknings- og utviklingsmiljøer utgjør grunnpilarer i kompetanseforvaltningen. Utdanningsinstitusjoner som universiteter, høyskoler og fagskoler har ansvar for å tilby grunnutdanning, videreutdanning og spesialisert opplæring innen relevante fagområder. Forskning innen kjernekraftrelaterte fagdisipliner og deltakelse i internasjonalt forskningssamarbeid er avgjørende for at institusjonene skal kunne tilpasse og utvikle relevante utdanningstilbud og delta i internasjonal erfaringsoverføring. Boks 13.1 gir en oversikt over sentrale organisasjoners initiativer for kompetanseutvikling innen kjernekraft.

Forsknings- og utviklingsmiljøer spiller komplementære roller. FoU-miljøene bidrar med ny kunnskap, teknologiutvikling og uavhengige sikkerhetsvurderinger, og gir faglig støtte til myndigheter, operatørselskap og leverandører. Forskning og utvikling er avgjørende for å møte nye utfordringer, tilpasse seg teknologiske endringer og sikre kontinuerlig forbedring av sikkerhet, effektivitet og miljøhensyn.

13.1.4 Kompetanse på andre relaterte områder

Bygging av kjernekraftverk er megaprosjekter som involverer komplekse multidisiplinære leveranser, krevende logistikk og koordinering mellom mange aktører. For å lykkes kreves betydelig kompetansen innen prosjektstyring, risikohåndtering og endringskontroll i brede deler av organisasjonen. Kjernekraft stiller særskilte krav til sikkerhet og kvalitet, og leverandører må derfor oppfylle strenge standarder og gjennomgå sertifiseringsprosesser for å kunne levere til kjernekraftprosjekter. Systematisk oppfølging, uavhengig kvalitetssikring og tydelig ansvarliggjøring gjennom hele leverandørkjeden er avgjørende for å sikre fremdrift, sikkerhet og kostnadskontroll (Multiconsult & Amentum, 2026).

Transport av radioaktivt materiale, inkludert brensel og avfall, krever spesialisert kompetanse og strenge sikkerhetsrutiner. Personell involvert i transportprosessen må ha inngående kunnskap om klassifisering av materialer, krav til emballasje, strålevern, regulatoriske rammer og beredskap ved uhell. Kompetansen må dekke tekniske aspekter som sikring og operasjonelle prosedyrer for lasting, lossing og håndtering. I tillegg kreves det opplæring i risikovurdering og sikkerhetskultur for å sikre at transporten gjennomføres i tråd med kravene til sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale og teknologi (IAEA, 2025e).

13.1.5 Endret kompetansebehov ved utbygging av SMR-er

SMR-er gir nye muligheter, men krever fortsatt en koordinert og helhetlig tilnærming. Selv med økt modularisering og utbygging av SMR-er vil det fortsatt være behov for et bredt spekter av kompetente nasjonale og lokale leverandører innen en rekke fagfelt. Utbygging av SMR-er stiller samme krav til infrastruktur og kompetansenivå som kon-

Boks 13.1 Internasjonale initiativer for kompetanseutvikling i kjernekraft

IAEA tilbyr et bredt spekter av opplæringskurs, workshops og e-læringsressurser for fagfolk, myndigheter og industri, og støtter medlemslandenes forskning og utvikling gjennom et omfattende nettverk av koordinerte forskningsprosjekter (Coordinated Research Projects, CRP), tekniske samarbeidsprogrammer og tilgang til felles forskningsinfrastruktur. IAEA har egne initiativer for å støtte forskning på avanserte reaktorteknologier, materialer, sikkerhet, avfallshåndtering og strålevern. Organisasjonen legger til rette for utvikling av felles masterprogrammer i kjernefysisk teknologi og ledelse, og støtter etablering av internasjonale nettverk for utdanning og kunnskapsforvaltning.

OECD-NEA Global Forum on Nuclear Education, Science, Technology and Policy er et globalt samarbeid mellom universiteter, forskningsinstitusjoner, industri og myndigheter. Forumet styrker utdanning og forskning, fremmer tverrsektorielt samarbeid og legger til rette for mobilitet og kunnskapsutveksling. NEA driver flere internasjonale forskningsprosjekter og felles eksperimenter, særlig innen reaktorsikkerhet, materialteknologi, avfallshåndtering og nye reaktorkonsepter. Gjennom NEA Data Bank og ulike tekniske arbeidsgrupper får medlemsland tilgang til felles forskningsdata, programvare og avanserte analyseverktøy.

Euratoms forsknings- og opplæringsprogram (2021–2025) støtter utdanning, mobilitet og felles master- og doktorgradsprogrammer innen kjernekraftsikkerhet, avfallshåndtering og strålevern. EU bidrar også gjennom European Nuclear Education Network (ENEN), som styrker samarbeid og tilgang til forskningsinfrastruktur. Euratom finansierer FoU-prosjekter innen kjernekraftsikkerhet, avfallshåndtering, fusjonsenergi, strålevern og nye reaktorteknologier.

Kilder: IAEA (u.å.a; u.å.b; u.å.c; u.å.d; u.å.e), NEA (u.å.a; u.å.b) og Europakommisjonen (u.å.)

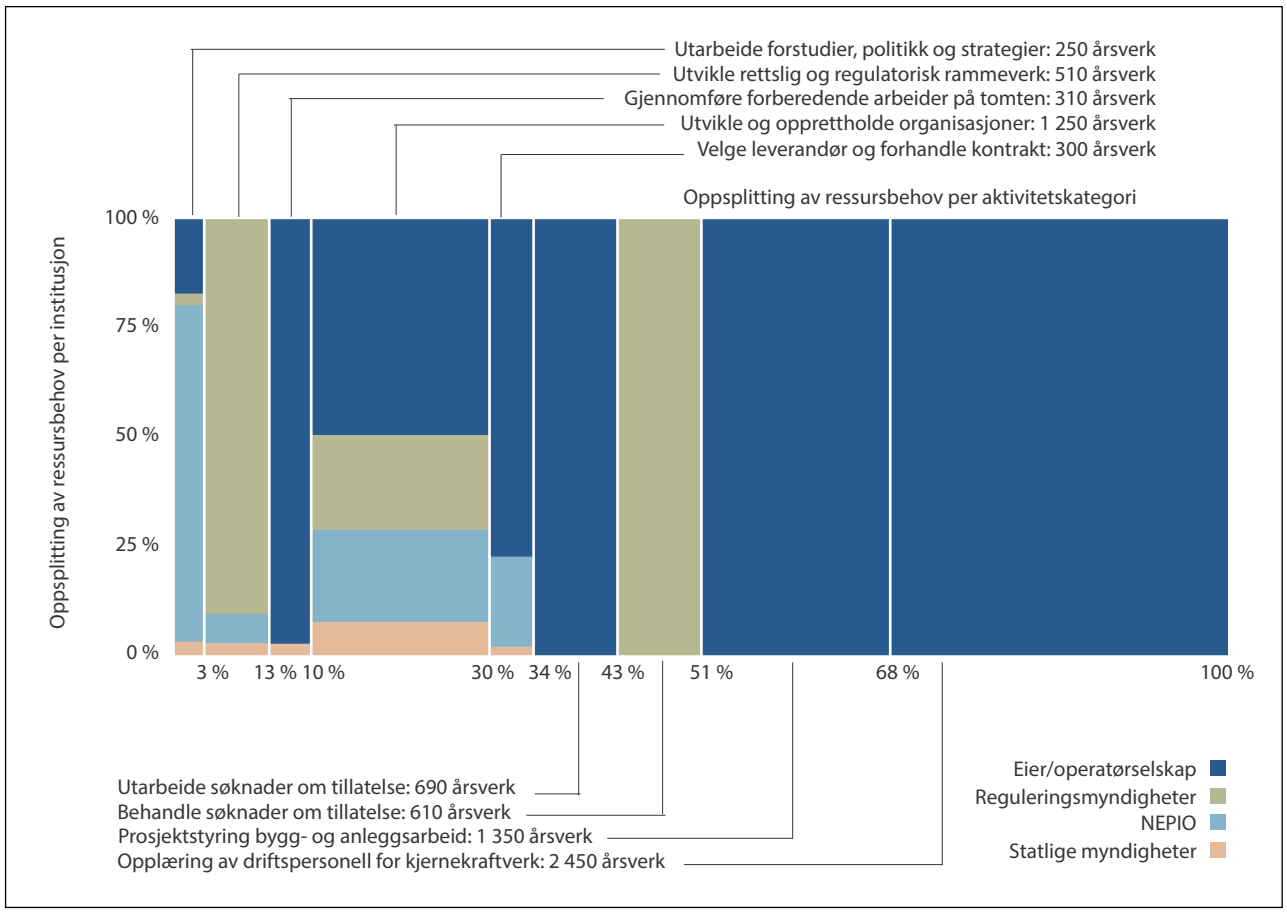
vensjonelle anlegg, om enn i mindre skala. Nasjonale krav til sikkerhet, beredskap og ansvarsfordeling vil fortsatt kreve en betydelig kompetanseoppbygging hos eier og operatørselskap. Høy automatiseringsgrad og passive sikkerhetssystemer, kan redusere bemanningsbehovet, men stiller samtidig krav til kompetanse og kunnskap om alle drifts- og sikkerhetssystemer, samt forståelse om sikkerhetsmarginenes betydning både under normal drift og ved hendelser. Dette omfatter også kompetanse og kunnskap om digitale systemer og de digitale systemenes betydning for å ivareta de sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll med nukleært materiale og teknologi. Standardiserte SMR-moduler gir mulighet for effektiv opplæring, men treningsoppleggene må tilpasses den valgte driftsmodellen og myndighetenes krav til kompetanse.

Et viktig særtrekk ved SMR-er er modulær produksjon og fabrikkleveranse, som endrer kravene til prosjektledelse og teknisk støtte. Dette kan redusere behovet for nasjonal industriell kapasitet, men krever kompetanse innen prosjektledelse, logistikk, integrasjon og kvalitetssikring av prefabrikkerte enheter. IAEAs milepælstilnærming favner bredt og krever at en rekke funksjoner og aktører er på plass, uavhengig av reaktorstørrelse.

En desentralisert modell med SMR-er som produserer kraft på flere lokasjoner øker betydningen av lokal kompetanse og beredskap. Når SMR vurderes som en mer desentralisert løsning enn store kjernekraftverk, kan det innebære at flere geografiske lokasjoner får kjernekraftrelatert aktivitet. Dette stiller krav til at beredskap og sikkerhetsfunksjoner er på plass både nasjonalt og lokalt, uavhengig av reaktortype. Kommuner, nødetater og regionale myndigheter må derfor involveres tidlig, slik at lokale aktører bygger opp nødvendig kompetanse, kapasitet og samhandlingsevne. Opplæring og kompetansebygging må tilpasses hvert enkelt sted der anlegg kan etableres, for å sikre at kravene til sikkerhet og beredskap ivaretas på en konsistent og robust måte.

13.1.6 Kompetansebygging for et nytt kjernekraftland.

Introduksjon av kjernekraft i et nytt land, krever langsiktig, koordinert og målrettet kompetansebygging. Kompetansebygging er ett av infrastrukturområdene som omfattes av milepælstilnærmingen (se boks 9.1). IAEA anbefaler at NEPIO gjennomfører forstudier for å identifisere kompetansebehov og -gap, og kommer med forslag til en



Figur 13.2 Oversikt over ressursbehov i ulike faser og for ulike aktører ved etablering av et kjernekraftprogram

Ressursbehovet er basert på utvikling av et kjernekraftprogram med to reaktorer i et land som har noe erfaring og kapasitet til å håndterer store infrastrukturprosjekt.

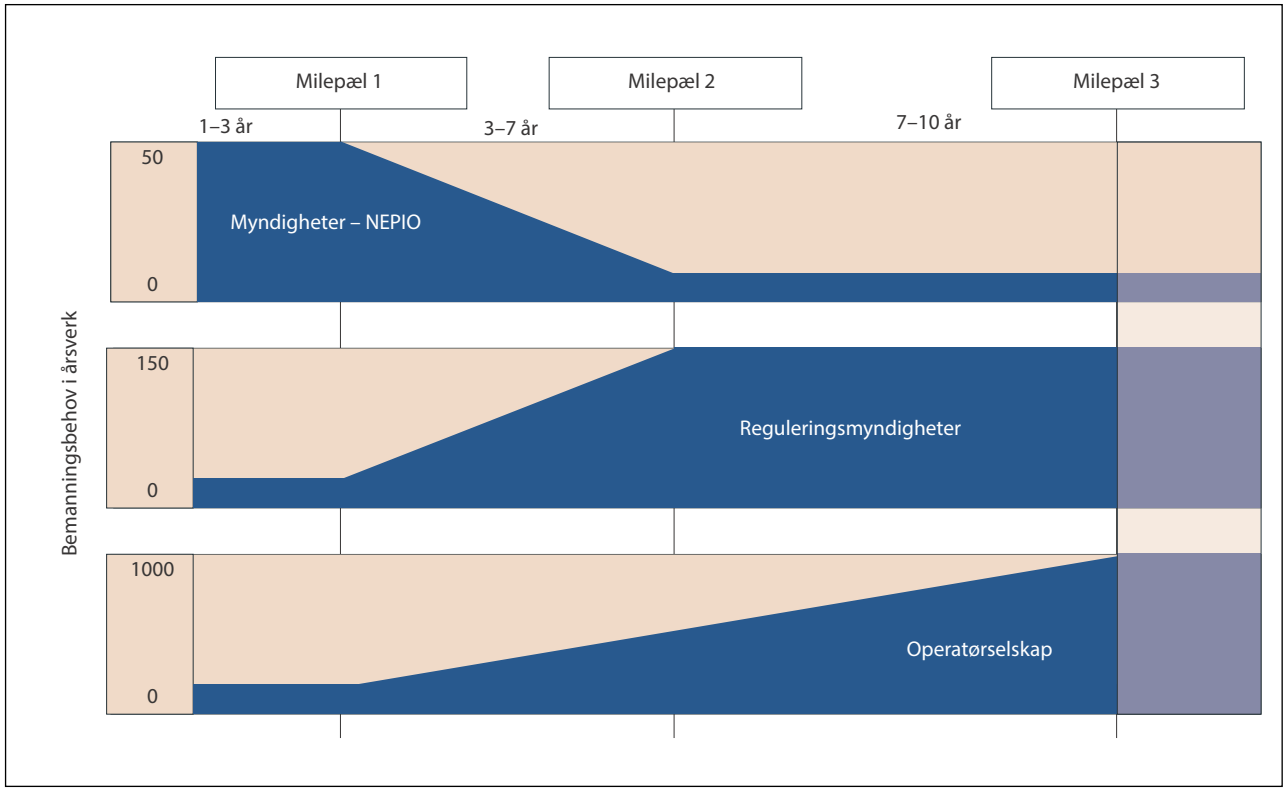
Kilde: Oversatt fra IAEA (2022b).

nasjonal kompetanseutviklingsstrategi. En slik strategi bør omfatte rekruttering, opplæring, utenlandshospitering og insentiver for å beholde nøkkelpersonell.

Når en politisk beslutning foreligger, skal detaljerte bemanningsplaner og opplæringsløp på plass. Gjennom milepælsprosessen må operatørselskaper, myndigheter, beredskapsorganisasjoner, forsknings- og utdanningsinstitusjoner og leverandørindustri bygge opp kompetanse og rekruttere nøkkelpersonell. Allerede i steg 1 av milepælstilnærmingen må et nytt kjernekraftland ha tverrfaglig kapasitet til å vurdere teknologi, energisystem, økonomi, regelverk, miljø og samfunnseffekter. I planleggings- og byggefasene før første anlegg tas i drift, må operatørselskapet ha dokumentert kompetanse i reaktorteknologi, drift/vedlikehold, strålevern og beredskap, mens tilsynet må være fullt operativt for tillatelser og tilsyn med bygging, idriftsetting og tidlig drift. Utdannings- og forskningsmiljøene må levere kandidater og etter-/videreutdanning, og vertskommunene må være forberedt med planverk, kompetanse og legitimitet.

13.2 Kapasitetsbehov

*Etablering av et kjernekraftprogram er en ressurskrevende prosess***.** Erfaringer fra gjennomføring av kjernekraftprogrammer bygger i hovedsak på store reaktorer. IAEAs erfaringsdata viser omfanget av ressursbehovet gjennom de ulike fasene i milepælstilnærmingen (se kapittel 9). Totalt anslås det at det trengs om lag 7 700 årsverk for å bygge opp nødvendig infrastruktur for å etablere et nasjonalt kjernekraftprogram. Bemanningsbehovet for bygging av en eller flere reaktorer er ikke inkludert i dette anslaget. Figur 13.2 viser fordelingen av årsverkene mellom de ulike fasene. Rundt 75 prosent av ressursbehovet ligger hos eier og operatørselskap, mens om lag 20 prosent ligger hos reguleringsmyndighetene. Det understrekes samtidig at hvert land må tilpasse sine



Figur 13.3 Erfaringsbasert ressursbehov ved første gangs innfasing av kjernekraft fordelt på fase 1-3 i IAEAs stegvise tilnærming.

Den øverste grafen viser bemanningsbehov i NEPIO, den midterste viser økt bemanningsbehov hos reguleringsmyndighetene og den nederste viser bemanningsbehovet for eier fram til idriftsettelse.
Kilde: Tilpasset fra IAEA (2011).

organisatoriske strukturer og vurdere sitt eget ressurspotensial for å fastsette mer presise behov (IAEA, 2022b).

Bemanningsbehovet varierer for de ulike aktørene gjennom fasene i milepælstilnærmingen. Figur 13.3 viser hvordan bemanningsbehovet utvikler seg for henholdsvis NEPIO, reguleringsmyndigheten og for operatørselskap gjennom fase 1-3 i henhold til IAEAs milepælstilnærming. Beskrivelsene tar utgangspunkt i erfaringer fra land som har deltatt i IAEAs arbeid, der det foreløpig ikke finnes erfaring med kommersielle SMR-er.

Erfaringer fra Finland og Sverige viser at regulatoriske myndigheter i land med kjernekraft må tilpasse seg raskt ved ny utbygging. I Finland har STUK (Strålsäkerhetscentralen) utvidet sitt tilsynsarbeid i takt med levetidforlengelser og planer for dekommisjonering, og har rapportert om behov for videre utvikling av regelverk og intern kapasitet (STUK, 2025). Oppbemanningen og ressursbehovet hos reguleringsmyndighetene i Sverige, i forbindelse med utbygging av ny kjernekraft, sier noe om arbeidsinnsatsen som kreves i myndighetsapparatet. Det økte ressursbehovet er også knyttet til behovet for å tilpasse reguleringer og myndighetsapparatet til utviklingen av nye reaktordesign og -teknologier (se boks 13.2.).

Tillatelser og tilsyn med kjernekraftverk krever betydelige ressurser i alle land. SOU 2025:7 viser til at i forbindelse med byggingen av Olkiluoto 3 i Finland brukte Strålsäkerhetscentralen (STUK) omtrent 43 000 arbeidstimer på vurdering av byggesøknaden (tillatelse til bygging), og totalt 761 000 timer i byggefasen, med 60–70 ansatte involvert i en periode på 17 år. I Storbritannia brukte Office for Nuclear Regulation (ONR) cirka 41 600 timer over fire år på godkjenning av tomt for Sizewell C, en tillatelse som omfatter både anleggsområdet og sentrale deler av kontruksjons- og driftsfasen. Under byggingen av Hinkley Point C har ONR brukt mellom 37 600 og 58 400 timer per år, med rundt 30 inspektører. I Frankrike brukte sikkerhetsmyndigheten Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) cirka 150 000 timer over fire år på byggesøknaden for EPR2-reaktoren, og 100 000 timer på driftstillatelse. For mindre reaktorer (AMR/SMR) er det anslått 65 000 timer over tre år. For små modulære reaktorer (SMR) anslås

Boks 13.2 Økt ressursbehov for behandling av kjernekraft i Sverige

Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) har startet en planlagt kapasitetsøkning fra rundt 290 til 370 ansatte, og etablert egne seksjoner for reaktorgodkjenning og utvidet internasjonalt samarbeid.[1] En kompetansekartlegging fra 2025 viser at SSM, i likhet med øvrige deler av strålingsområdet, står overfor utfordringer når det gjelder tilgang på spesialisert fagpersonell (Strålsäkerhetsmyndigheten, 2025). Dette gjelder særlig strålevern, kjernekjemi og tekniske regulatoriske funksjoner. Kartleggingen peker også på en strukturell underdekning av undervisningskapasitet ved lærestedene, begrenset tilgang på fakultetspersonell og økende konkurranse om kompetanse fra både kraftsektoren og helsesektoren.

For å legge bedre til rette for kjernekraft, økte den svenske regjeringen bevilgningene til myndighetene som har ansvar for strålingssikkerhet, natur og miljø, så vel som for lensstyrelsene, Riksgäldskontoret og domstolene, med 161 millioner svenske kroner i 2026. I tillegg har regjeringen satt av midler til opprettelse av en ny myndighet for å forenkle og effektivisere miljøvurderingene. Tilpasning av konsesjonsprosessene til både store og små aktører og for både etablert og ny teknologi skal være på plass i løpet av 2026.

Kilder: KN (u.å.) og Regeringskansliet (2025).

det at prosessen Generic Design Assessment (GDA) kan kreve mellom 21 300 og 213 300 timer over fire år. I Canada brukte Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) omtrent 90 000 timer over fem år på godkjenning av tomt og tillatelse til bygging for BWRX-300 i Darlington, med et toppår på 32 000 timer (SoU 2025:7).

Flere parallelle aktiviteter øker behovet for arbeidskraft og kan føre til betydelig konkurranse om kompetanse. I Sverige er seks reaktorer i drift, fire i ulike faser av dekommisjonering, og tre til fem nye reaktorer planlegges ved Ringhals kjernekraftverk. Samtidig vurderes ytterligere levetidsforlengelser av eksisterende reaktorer, og i Sverige skal det bygges et nasjonalt deponi for brukt brensel. En rekke andre kjernekraftland står overfor tilsvarende aktivitetsøkninger. Dette innebærer at den samlede etterspørselen etter kjernekraftrelatert kompetanse vil øke, og at konkurransen om den samme arbeidsstyrken kan tilspisses både nasjonalt og internasjonalt. I Storbritannia er behovet for kvalifisert personell anslått å øke med nær 50 prosent, fra 83 000 i 2023 til 123 000 i 2030 (NSDG, u.å.). En del av denne veksten er knyttet til forsvarssektoren, blant annet grunnet bygging av nye atomubåter.

Kjernekraftverk med storskala reaktorer har typisk over 500 ansatte per reaktor. En oversikt viser at det i gjennomsnitt jobber 598 personer per reaktor ved amerikanske kjernekraftverk, og at antallet varierer mellom 400 og 700. Gjennomsnittet per reaktor er lavere hvis kjernekraftverket består av flere reaktorer (NEA, 2018). For Frankrike er det tilsvarende tallet 810 per reaktor. Selv med fremtidig fremvekst av SMR-er, vil slike installasjoner fortsatt være å regne som store virksomheter.

Byggefasen for kjernekraftverk krever et betydelig antall årsverk, selv om internasjonale erfaringer viser stor variasjon. I gjennomsnitt anslår NEA at forberedelser og bygging av en storskala reaktor på 1 000 MW krever 12 000 årsverk eller 1 200 årsverk per år i 10 år. De første årene vil de fleste være knyttet til anleggsarbeid, før mekanisk og elektrisk arbeid utføres (NEA, 2018). Antallet kan variere betydelig avhengig av prosjektets størrelse, organisering og nasjonale rammebetingelser. For eksempel har Hinkley Point C (med to reaktorer à 1 630 MW) i Storbritannia på det meste hatt rundt 12 000 personer på byggeplassen daglig. Det totale antallet årsverk knyttet til prosjektet, inkludert leverandørkjeden og indirekte sysselsetting, har vært anslått til opp mot 26 000 (EDF, 2025a). Ved bygging av Olkiluoto 3 i Finland (en reaktor på 1 600 MW) var det på det meste 4 500 personer på byggeplassen samtidig (Larson, 2023). Slike forskjeller skyldes blant annet ulike kontraktsmodeller, lokale ringvirkninger og hvor mye arbeid som utføres parallelt. Alle erfaringene understreker god planlegging og koordinering som avgjørende for å håndtere en så stor og sammensatt arbeidsstyrke.

For SMR-er er anslagene for bemanningsbehov usikre. Anslagene er usikre fordi det er bygget få SMR-er. Studier peker på at det per anlegg typisk vil være behov for 1 000–2 000 årsverk per år i byggefasen, avhengig av prosjektets størrelse og grad av industrialisering. Studiene peker på at forskjellen mellom storskala reaktorer og SMR-er i stor grad handler om fordeling av arbeidskraft mellom onsite og offsite (Stewart m.fl., 2022; Stewart m.fl., 2025). Det finnes ingen fasit, men erfaringene viser at bemanningsbehovet også vil avhenge av teknologi, organisering og nasjonale forhold.

13.3 Norsk kompetanse og kapasitet

*Norske myndigheter og forskningsmiljøer besitter kompetanse som er relevant ved etablering av kjernekraft i Norge***.** Selv om Norge ikke har erfaring med kommersiell kjernekraft, har flere myndigheter ansvarsområder som innebærer at de må ha kompetanse på rekke fagområder som er relevante dersom Norge skal innføre kjernekraft. I tillegg har Norge forskningskompetanse fra nasjonale og internasjonale prosjekter, og erfaring med drift av forskningsreaktorene på Kjeller og i Halden. Dekommisjoneringen av anleggene og behandling av radioaktivt avfall, også fra andre anvendelser innebærer at vi både har og må bygge opp ytterligere kompetanse på disse områdene framover.

13.3.1 Kompetanse hos regulatoriske myndigheter

Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) er Norges nasjonale myndighet for strålevern, atomsikkerhet og håndtering av radioaktivt avfall. DSA har ansvar for å utvikle og håndheve regelverk, behandle søknader og føre tilsyn med nukleære anlegg, bruk av radioaktive stoffer, håndtering av radioaktivt avfall og forurensning. DSA samarbeider tett med IAEA, OECD-NEA og nordiske myndigheter for å sikre at norsk praksis følger globale standarder og internasjonale forpliktelser, og bidrar i utformingen av internasjonalt regelverk. Som strålevernsmyndighet må DSA ha Kompetanse på regelverk, forvaltning, sikkerhetsledelse, strålevern (beskyttelse av befolkning, ansatte, pasienter og ytre miljø fra stråling), atomsikkerhet, -sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale. I tillegg til å bruke IAEAs systematiske verktøy (IAEA SARCoN) har DSA utviklet en kunnskapsstrategi for å styrke kunnskapsgrunnlaget for forvaltning, rådgivning og kommunikasjon på strålevernsområdet (se boks 18.1 for IAEAs vurdering av den norske strålevernsforvaltningens kompetanse).

Flere direktorater har kompetanse på fagområder som er relevante ved en etablering av kjernekraft i Norge. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har ansvar for kraftsystemet, nettilknytning og kraftberedskap, og stiller krav til utredning av nettilknytning, systemintegrasjon og naturfare. Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) har, sammen med DSA og NVE, ansvar for samfunnssikkerhet, beredskap og forebygging, og kan pålegge tiltakshaver å etablere eller styrke brann- og ulykkesberedskap. DSB forvalter også regelverk for farlig stoff og deltar i Kriseutvalget for atomberedskap. Miljødirektoratet har forvaltningsansvar knyttet til miljømessige konsekvenser ved eventuell bygging av kjernekraftverk i Norge, men har ikke ansvar for strålevern og atomsikkerhet. Miljødirektoratet fungerer som nasjonalt kontaktpunkt for Espoo-konvensjonen, som gjelder tiltak med grenseoverskridende miljøvirkninger, og mottar derfor varsler om kjernekraftprosjekter i naboland. (Myndighetsorganiseringen på statlig nivå er nærmere beskrevet i punkt 17.1.3 og 17.1.4.) DSA, DSB og NVE har samarbeidet om forslag til utredningsprogram i forbindelse med melding om kjernekraftverk i Taftøy næringspark i Heim og Aure kommuner (DSA m.fl., 2025).

Norsk Nukleær Dekommisjonering (NND) har ansvar for å håndtere avfall fra den nukleære virksomheten vi har hatt i Norge til nå. For å løse deponiutfordringen med brukt brensel fra forskningsreaktorene i Norge bygger NND opp betydelig kompetanse innen sikkerhet, prosjektstyring, logistikk, materialhåndtering og regulatoriske prosesser, og samarbeider tett med nasjonale og internasjonale aktører. NND har også ansvar for å håndtere radioaktivt avfall fra industrien der det ikke finnes eksisterende løsninger. Se punkt 10.4 for en utfyllende beskrivelse av NND, inkludert organisering ansvar og overføringsprosesser fra IFE.

Det norske myndighetsapparatet er ikke dimensjonert for etablering av kjernekraft i Norge. En kartlegging gjennomført av Energi21, viser til at sammenlignet med reguleringsmyndigheter i land med etablert kjernekraft, har DSA færre ansatte, mindre faglig bredde og begrenset erfaring med tillatelser, tilsyn og sikkerhetsvurderinger knyttet til kraftreaktorer (Energi21, 2024).[1]

Norge må planlegge for en betydelig styrking av regulatorisk kapasitet og fagkompetanse dersom kjernekraft skal inngå i energimiksen. Erfaringer fra

Boks 13.3 Polens kompetanseplan for kjernekraft

I 2020 la Polen frem en nasjonal plan for å bygge opp nødvendig kompetanse til landets første kjernekraftprogram. Planen tok utgangspunkt i at landet måtte utvikle kapasitet fra grunnen av, og inneholdt følgende hovedgrep:

- *Kartlegging* av nasjonal kapasitet i universiteter, fagskoler og forskningsmiljøer for å vurdere hvor forberedt utdanningssystemet var på kjernekraft.
- *Styrking* av utdanning og opplæring, inkludert etablering av nye studietilbud, oppdatering av læreplaner og bruk av MARIA-forskningsreaktoren til praktisk trening.
- *Analyse* av kompetansebehov i ulike prosjektfaser, i samarbeid med teknologileverandører og internasjonale partnere.
- *Tiltak* for å lukke kompetansegap, som utvikling av nye studieretninger og støtte til forsknings- og opplæringsmiljøer.
- *Etablering* av samarbeidsmekanismer og rammeverk, inkludert lovendringer for nye kjernekraftyrker.

Polen tok i 2020 også i bruk IAEA-verktøyet Stella Architect, med modulen *Nuclear Power Human Resource Model*, for å modellere framtidige kompetansebehov tilpasset nasjonale forhold og valgt teknologi.

Polen oppdaterte sitt kjernekraftprogram i 2025.

Kilde: Ministry of Climate (2020).

andre land viser at oppbygging av kompetanse og ressurser hos reguleringsmyndigheter er en krevende oppgave. Dette gjelder særlig oppbygging av spesialisert kompetanse for å kunne håndtere et utvidet tilsynsansvar og mer komplekse tillatelsesprosesser. OECD-NEA understreket i sin gjennomgang for utvalget, at det er behov for å styrke myndighetenes forvaltningskapasitet, men også myndighetenes tekniske og faglige kunnskap om teknologi slik at myndigheten kan gjennomføre en forsvarlig og balansert regulering og forvaltning ved eventuell innføring av kjernekraft i Norge.[2]

Skal Norge regulere kjernekraft på en forsvarlig måte, må det legges til rette for en gradvis og målrettet oppbygging av teknisk og faglig kompetanse. Selv om DSA har et etablert grunnlag gjennom regulering av avfall og brensel, beredskap og tilsyn med atomanlegg ved IFE og NND, vil innføring av kjernekraft og teknologiutviklingen påvirke behovet for både kompetanse og kapasitet knyttet til både forvaltning og regelverksutforming. De må også kunne følge utviklingen av nye teknologier og løsninger tett. Boks 13.3 beskriver et eksempel på en kompetanseplan for kjernekraft fra Polen. Polen er et nytt kjernekraftland (se punkt 16.3), som har som Norge også hatt flere forskningsreaktorer som myndighetene fører tilsyn med.

Avfallsbehandling og deponi krever betydelig kompetanse- og kapasitetsoppbygging. Det er operatørselskapet som har ansvar for håndteringen av eget avfall ved et kjernekraftverk, men staten må likevel etablere et tydelig rammeverk og ansvarsfordeling. NNDs mandat er avgrenset til å håndtere oppryddingen etter Norges tidligere atomvirksomhet. Avfallsbehandling og etablering av deponi knyttet til kjernekraftproduksjon vil, uansett rollefordeling, kreve betydelig styrking av kompetanse, ressurser og kapasitet, inkludert rekruttering av spesialisert personell, utvikling av nye tekniske løsninger og tilgang til relevant FoU-kompetanse for å håndtere større volum og eventuell endret kompleksitet.

Etablering av en teknisk vitenskapelig støtteorganisasjon (TSO) kan sikre uavhengig faglig støtte til reguleringsmyndighetene i et nytt kjernekraftland. IAEAs rammeverk (IAEA, 2018) beskriver hvordan en TSO kan bidra med analyser, forskning og tekniske vurderinger innen sikkerhet, sikring og beredskap, og hvordan slike funksjoner kan støtte myndighetenes beslutningsgrunnlag gjennom høy faglig kompetanse og kontinuerlig metodeutvikling. Samtidig finnes det ulike internasjonale modeller for hvordan denne typen fagstøtte kan organiseres. Frankrike valgte i 2024 å slå sammen sin tidligere TSO (IRSN) med reguleringsmyndigheten til dagens ASNR, mens Sverige ikke har en egen TSO, og et forslag om å etablere

1 Energi21 har kartlagt kunnskaps- og kompetansebehov knyttet til en mulig innføring av kjernekraft i Norge. Arbeidet har involvert aktører fra næringsliv, akademia og relevante myndigheter, samt innhenting av erfaringer fra land med etablert kjernekraft.

2 OECD-NEA presentasjon for utvalget 12.juni 2025.

en ble avvist av Strålsäkerhetsmyndigheten. Finland har en TSO-modell og understreker verdien av en langsiktig og uavhengig kompetanseressurs. I Norge har DSAs *Advisory Body for Nuclear and Radiation Safety* diskutert ulike måter å organisere faglig støtte til myndighetene på, inkludert en mulig TSO-modell. Samlet viser erfaringene at en TSO kan være én løsning blant flere, og at valg av modell bør tilpasses nasjonale forutsetninger, institusjonell struktur og det langsiktige behovet for regulatorisk kompetanse.

13.3.2 Forsknings- og utdanningsinstitusjoner

Norge har allerede forskningsmiljøer innen stråling, radioaktivitet, nukleære fag og tilgrensende ingeniørfag. Norge har lang erfaring med forskning knyttet til nukleær teknologi, fordelt på flere forsknings- og utdanningsinstitusjoner. Norge har gitt viktige bidrag til den internasjonale forskningen på atomberedskap, ulykkesscenarioer, konsekvenser av atomulykker, tiltak i landbruket, mv. og har deltatt i Euratoms forskningsprosjekter siden tredje rammeprogram. Utvalget har ikke gjennomført en fullstendig kartlegging av kompetansegapet i denne utredningen. En slik kartlegging må bygge på detaljerte analyser av regulatoriske, tekniske og operative behov i alle faser av et kjernekraftprogram. Boks 13.4 gir derfor en oversikt over noen sentrale institusjoner med pågående relevant aktivitet, basert på innspill fra aktørene, og er ikke ment å være uttømmende. Samlet utgjør fagmiljøene ved norske universiteter, høyskoler og forskningsinstitutter en bred kompetansebase innen grunnleggende nukleærvitenskap, og støtteområder som beredskap, avfallshåndtering og miljøpåvirkning. I tillegg finnes det omfattende ingeniørfaglig og samfunnsvitenskapelig kompetanse innen bl.a. energi-, prosess- og elkraftteknikk, materialteknologi, kybernetikk, maskinteknikk, økonomi og juss, som er relevant for utvikling, regulering og drift av et fremtidig kjernekraftprogram.

I instituttsektoren finnes det også forskningsmiljøer og -aktivitet som har relevans for kjernekraft. Forsvarets forskningsinstitutt (FFI) har f.eks. et forskningsmiljø innen ikke-spredning, nedrustning, atomberedskap og eksportkontroll av kjernefysisk flerbruksteknologi, basert på kunnskap om reaktorfysikk, brenselssyklusteknologi og teknisk kompetanse om atomvåpen. Forskningen skal gi kunnskap til Forsvaret og sivile myndigheter som må forstå, forebygge, håndtere og begrense skadevirkninger av atomvåpen. Et annet eksempel er Meteorologisk institutt (MET) som har omfattende forskning på spredning av radioaktive stoffer i luft fra ulykker på kjernekraftverk og atomdrevne skip. MET har en modell for spredning av radioaktiv forurensning i norske havområder, og kan gi raske prognoser for spredning av radioaktivitet i luft. Både FFI og MET er rådgivere til Kriseutvalget for atomberedskap. Andre institutter har relevant kompetanse om radioaktiv forurensning i miljø og mat, som Havforskningsinstituttet, Norges geologiske undersøkelse, Norsk institutt for vannforskning og Veterinærinstituttet.

Finansiering av nukleær forskning har økt de siste 20 årene. Det gjelder både tilgangen til konkurransebaserte midler fra EU og finansiering fra Norges Forskningsråd. Ett uttrykk for dette er opprettelsen av Norsk nukleært forskningssenter (NNRC) i 2023. Senteret er finansiert som en nasjonal satsing via Forskningsrådet etter politisk beslutning og tildeling av forskningsmidler fra regjeringen (Regjeringen, 2023).

En satsing på kjernekraft krever studiekapasitet innen en rekke fagområder, og tilgang til økt veiledningskapasitet, laboratorier og treningsinfrastruktur. Energi21 (2024) viser f.eks. til behov for å utvikle studier og videreutdanningstilbud innen reaktorfysikk, kjernekjemi, brenselsteknologi, materialteknologi, sikkerhetsanalyse, strålevern, beredskap og tilsynsmetodikk, samt mer tverrfaglig kompetanse som kombinerer kjernefag med systemforståelse, digital sikkerhet og prosjektgjennomføring. De peker også på at oppbygging av slike studieløp forutsetter tilgang til veiledere, laboratorier og reaktorrelevant treningsinfrastruktur, og at dette kan sikres gjennom sterkere koblinger til nordiske og europeiske forsknings- og utdanningsmiljøer.

Norge mangler et eget utdanningsløp i kjernekraftteknologi. Dagens tilbud ved de norske utdanningsinstitusjonene er ikke tilstrekkelig for å bygge opp den kompetansen som trengs ved en norsk kjernekraftsatsing (se boks 13.5). Norge har i dag ingen dedikerte utdanningsløp i kjernekraftteknologi (nukleær ingeniørvitenskap) på bachelor-, master- eller doktorgradsnivå. Adams (2026) vurderer at et kjernefaglig ingeniørprogram kan etableres med utgangspunkt i eksisterende sivilingeniørutdanninger, men forutsetter at det rekrutteres 5–7 professorer med spisskompetanse fra utlandet og gis tilhørende forskningsfinansiering. Gjennom en slik satsing er det mulig å uteksaminere de første kandidatene til rene kjernekrafttekniske ingeniørroller i løpet av omtrent fem år.

Boks 13.4 Om forskningsmiljøer med relevans for kjernekraft

Norsk Nukleært Forskningssenter (NNRC): NNRC er et tverrfaglig samarbeid mellom UiO, NMBU og IFE for å styrke norsk kompetanse innen kjernefysikk, kjernekjemi og nukleærteknologi. Arbeidet omfatter både grunnleggende og anvendt forskning på atomkjernens egenskaper, reaktorfysikk, kjernekjemi, materialteknologi, radioøkologi og strålevern. Forskningen har relevans for utvikling av kjernekraft, men også betydning for anvendelser innen medisin, miljø, beredskap og sikkerhet.

Universitetet i Oslo (UiO): Forskningen ved UiO omfatter atomkjernens struktur og reaksjoner, fisjonsprosesser, utvikling av nye detektorsystemer og reaktorsimuleringer for ulike brenselstyper. UiO har også aktivitet innen utvikling, produksjon og anvendelse av radioaktive kilder for medisinske formål, samt forskning på radiokjemiske separasjonsteknikker og radioaktive sporstoffer. Forskningen kombinerer eksperimentell og teoretisk kjernefysikk, kjernekjemi og medisinsk isotopteknologi.

Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU): NMBU har lang erfaring med forskning om hele brenselssyklusen, inkludert håndtering av brukt brensel. De er ledende innen forskning på miljø- og helseeffekter av radioaktivitet og konsekvensene av kjernekraftulykker, og har bl.a. gjort omfattende studier av hendelser som Tsjornobyl og Fukushima. De har videre deltatt i internasjonale forskningsprosjekter bl.a. om miljøkonsekvenser, avfallshåndtering, dekommisjonering og nye reaktordesign som SMR.

Institutt for energiteknikk (IFE): IFE har en lang historie knyttet til forskning innen nukleærteknologi (se kapittel 10). Dagens forskning har særlig fokus på atomsikkerhet, digitalisering av kontrollrom, menneske-teknologi-organisasjon (HTO), og utvikling av simulatorer for reaktorkonsepter. IFE besitter kompetanse innen miljøsikkerhet og strålevern, med radiokjemilaboratorier som analyserer naturlige og menneskeskapte radionuklider i vann, jord, luft og biologiske prøver. IFE bistår industri, helsevesen og myndigheter med kartlegging av avfall, utslipp og produkter, og har bidratt til marint overvåkningsprogram, utvikling av metoder for solidifisering av lavradioaktive løsninger samt rådgivning om strålevern og beredskap.

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU): Ved NTNU er forskning knyttet til kjerneenergi organisert i flere forskningsgrupper som også samarbeider tverrfaglig. Forskningen inkluderer ingeniørteknologi, naturvitenskap, sikkerhet, helse og miljømessige aspekter, og spenner fra fundamental kjerne- og strålingsfysikk, via materialteknologi, varmeoverføring, fluidmekanikk, utstyrsdesign og energikonvertering, til betraktninger på systemnivå. Eksempler på forskningstema er kjernereaktorens fysikk, termisk hydraulikk for kjernereaktorer, korrosjon og korrosjonsbeskyttelse, sikkerhetskultur og situasjonsbestemt bevissthet.

Norges arktiske universitet (UiT): UiT driver bl.a. forskning på ioniserte gasser i atmosfæren, noe som også har dannet grunnlaget for at universitetet i dag er et tyngdepunkt for fusjonsenergiforskning i Norge.

Alle institusjonene opplyser også at de har omfattende samarbeid med internasjonale forskningsnettverk og med aktører innen nukleærindustrien.

Kilder: Notat fra UiT (2025); Adams (2026); Notat fra NNRC (2025)

Selv uten framtidig utbygging av kjernekraft må Norge opprettholde og utvikle nukleær kompetanse. Norge har flere tusen radioaktive kilder i bruk innen helse, forskning og industri som krever kompetanse i strålevern og håndtering av radioaktivitet. Dekommisjoneringen av IFEs anlegg og etableringen av nye lagre for radioaktivt avfall vil pågå i flere tiår, og NND vil ha behov for spesialisert kompetanse innen avfallshåndtering, sikkerhet og regulering. Nye mineralnæringer kan støte på forekomster der sjeldne jordarter opptrer sammen med thorium- og uranholdige mineraler. Det vil kreve kompetanse på trygg håndtering, miljømessig forsvarlig prosessering og grunnleggende nukleær sikkerhet for å potensielt håndtere thorium- og uranholdige mineraler. Norge har også et raskt voksende forsknings- og industrimiljø innen radiofarmasi og isotopbasert kreftbehandling, som øker behovet for kjernekjemisk kompetanse. Videre fører endringer i det sikker-

Boks 13.5 Om dagens utdanningskapasitet

NNRC utvikler og tilbyr utdanningsløp innen nukleærteknologi på bachelor-, master- og doktorgradsnivå, samt etter- og videreutdanning.

I 2024 har NMBU 20 bachelor- og masterstudenter i relevante programmer, og tilbyr kurs i blant annet radioaktivitet, strålevern og nukleær dekommisjonering.

UiO uteksaminerer årlig seks masterstudenter i kjernefysikk og én til to i kjernekjemi, og har nylig startet nye studieprogrammer i nukleærteknologi med 20 plasser på både bachelor- og masternivå. UiO tilbyr også en bred portefølje av kurs i nukleære fag.

UiT har siden 2020 tilbudt utdanning innen fusjonsenergi.

NTNU tilbyr kurs i relevante enkeltemner, inkludert et tverrfaglig oversiktsemne i kjernekraftteknologi, som gir innføring i hele verdikjeden for kjernekraft.

Kilder: Notat fra UiT (2025); Adams (2026); Notat fra NNRC (2025).

hetspolitiske landskapet til økt behov for nukleær kompetanse hos myndigheter, kommuner, helsevesen og beredskapsorganer.

Utvidet Nordisk samarbeid kan utnytte at de nordiske landene har komplementær nukleær kompetanse. De nordiske landene har komplementære fagmiljøer innen reaktorteknologi, strålevern, beredskap, materialteknologi og regulering, og det finnes allerede etablerte samarbeidsflater som kan danne grunnlag for en mer systematisk satsing. En felles rapport fra de nordiske strålevernmyndighetene (Nordic Strategy Group, 2025) viser til at felles utfordringer innen teknologiutvikling, «optimisation by design» i strålevern, tilsynsmetodikk og utdanningsløp, kan løses mer effektivt gjennom koordinert innsats. Et styrket nordisk samarbeid kan gi verdifulle synergier for forskning og utdanning og gi norske fagmiljøer tilgang til infrastruktur og reaktorrelatert trening.

13.3.3 Kompetanse i andre sektorer

Erfaring og kompetanse fra petroleumsindustrien har overføringsverdi til kjernekraftsektoren. Relevant kompetanse omfatter for eksempel industrielle kontrollsystemer, materialteknologi og prosjektledelse. For å realisere dette potensialet må det etableres tverrsektorielle opplærings- og sertifiseringsprogrammer, og det må legges til rette for samarbeid mellom industri, myndigheter og utdanningsinstitusjoner.

En mer modulbasert og desentralisert produksjonsmodell for kjernekraft kan gi norske leverandører muligheter innen fabrikasjon og installasjon. Norske aktører har erfaring med å levere moduler, systemer og prosjektering av komplekse prosessystemer, som for eksempel innen olje- og gassindustrien. Hvis norsk leverandørindustri skal levere til kjernekraftmarkedet, krever det at industrien investerer i sertifisering og kvalifisering etter internasjonale kjernekraftstandarder, og utvikler dokumentasjon, kvalitetssystemer og opplæringsprogrammer som tilfredsstiller regulatoriske krav (Multiconsult & Amentum, 2026).

Transport av brensel og radioaktivt avfall krever spesialisert kompetanse og strenge sikkerhetsrutiner. I Norge finnes det erfaring fra transport av brensel mellom atomanleggene i Halden og på Kjeller, samt internasjonalt med forskningsmateriale som brukt brensel. Ved en kjernekraftsatsing må logistikk- og transportløsninger for store moduler og komponenter, samt for radioaktivt materiale inkludert brensel, utvikles. Organisasjoner som skal håndtere dette må kunne ivareta krav til godkjente transportbeholdere, sikkerhetsprosedyrer, beredskap og internasjonal regelverksetterlevelse. Etablering av sikre og effektive transportløsninger vil være avgjørende for å støtte hele livssyklusen til kjernekraftanlegg.

13.4 Hvordan utvikle kompetanse og kapasitet ved en kjernekraftsatsing

Kjernekraftfeltet er komplekst og stiller helt andre krav til institusjoner, regelverk og kompetanse enn andre energiteknologier. Siden Norge mangler erfaring med kommersiell kjernekraft, er dagens regulatoriske myndigheter ikke dimensjonert for å håndtere de omfattende oppgavene som følger med etablering, drift og tilsyn av kjernekraftverk.

En norsk satsing på kjernekraft vil kreve et bredt og langsiktig kunnskapsløft som omfatter industri,

myndigheter og forskningsmiljøer med særlig vekt på de regulatoriske myndighetene. Norge har allerede betydelig kompetanse ved universiteter og forskningsinstitutter innen blant annet fysikk, kjemi, materialteknologi, ingeniørfag og teknologiutvikling. Denne kompetansen må videreutvikles og suppleres gjennom en helhetlig og tverrfaglig tilnærming, der både teknologiske, naturvitenskapelige, samfunnsvitenskapelige, juridiske og etiske perspektiver inngår. Energi21 (2024) beskriver et tydelig kapasitets- og kompetansegap, uten å tallfeste behovet.

En kjernekraftutbygging i Norge vil kreve en betydelig videreutvikling av eksisterende kompetanse på tvers av sektorer. Dette innebærer at myndigheter, operatørselskaper, leverandører og støttefunksjoner må styrke sin kunnskap om reaktorsikkerhet, strålevern, avfallshåndtering og beredskap. Dette krever aktiv deltagelse fra selskaper som tar mål av seg til å bli operatørselskaper av kjernekraftanlegg. Innføring av kjernekraft vil kreve en markant styrking av regulatorisk kapasitet gjennom hele livssyklusen, fra planlegging og konsesjonsbehandling til tilsyn, beredskap og oppfølging.

Et slikt kunnskapsløft bør ikke begrenses til enkeltfag, men omfatte grupper av fagområder relevante for utvikling, regulering og sikker drift av kjernekraft. Aktuelle fagområder kan være alt fra reaktorteknologi, system- og sikkerhetsforståelse og strålings- og miljøvurderinger til samfunnsvitenskapelige analyser, beredskap, forvaltning og juridiske rammer. Det innebærer behov for å styrke utdanningstilbudene, videreutvikle forskningsmiljøer, sikre rekruttering av eksperter, og tilgang til nødvendig forskningsinfrastruktur som laboratorier, simulatorer og testfasiliteter. Kompetanseutviklingen må være koordinert og basert på internasjonale anbefalinger (IAEA, OECD-NEA) og erfaringer fra land som nylig har bygget ut kjernekraft. Samtidig bør Norge bygge videre på styrkene vi allerede har i eksisterende universiteter og forskningsmiljøer. Dette er investeringer som krever langsiktighet, forutsigbarhet og vilje til å ta samfunnsmessige kostnader.

Det vil være nødvendig med målrettet opplæring, etterutdanning og omskolering for å tilpasse fagpersoner fra andre industrier til kjernekraftens strenge sikkerhetskrav. Kompetanseutviklingen må også omfatte ledelse, prosjektstyring og regulatorisk forståelse, slik at Norge kan oppfylle internasjonale standarder for sikkerhet og kvalitet. Erfaringer fra Frankrike viser at kompetanse fra andre industrier kan dekke deler av de to nederste nivåene i kompetansepyramiden (se figur 13.1), men det er et betydelig behov for målrettet opplæring på trinn 2. Øverste nivå, trinn 1, krever spesialkompetanse som kun kan bygges opp gjennom dedikert nukleær utdanning.

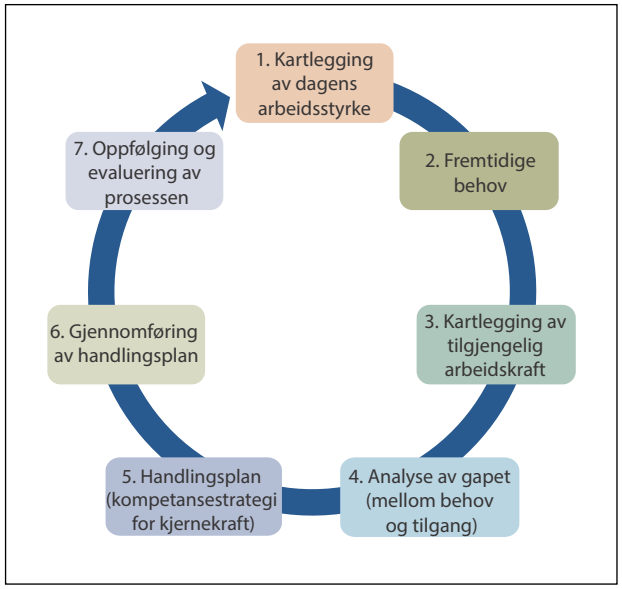
Universiteter og forskningsinstitusjoner må samarbeide tett med industriaktører og myndigheter for å sikre at utdanningen er praksisnær. Det vil også være viktig å delta i internasjonale utdanningsnettverk og forskningsprosjekter, og etablere samarbeid for utdanning og praksis med land som Sverige, Frankrike og Canada, slik at norske fagmiljøer får tilgang til den nyeste kunnskapen og teknologiutviklingen.

Kjernekraftutbygging i Norge vil i tillegg kreve kompetanse på områder som ikke er teknologiske i snever forstand, men som er avgjørende for helheten. Dette omfatter digitalisering av drifts- og sikkerhetssystemer, livssyklusvurderinger, avansert avfallshåndtering og samfunnsfaglig innsikt i beredskap, kommunikasjon og risikooppfatning. Et solid rammeverk for nukleærrett er også nødvendig, og Norge kan her dra nytte av OECDs Nuclear Energy Agency sitt arbeid innen nukleærrett.[3] For å støtte denne bredere kompetanseutviklingen må norske forskningsmiljøer videreutvikle samarbeidet med internasjonale eksperter og vurdere å styrke eller supplere eksisterende sentre med kompetanse på kjernekraftens teknologiske og samfunnsmessige dimensjoner.

For å holde tritt med den internasjonale utviklingen innen forskningsutfordringer og teknologiløsninger for kjernekraft, må Norge styrke sin deltakelse i globale nettverk, standardiseringsarbeid og forskningsprosjekter. Dette innebærer samarbeid med IAEA, OECD-NEA, EU og ledende kjernekraftnasjoner, samt deltakelse i internasjonale møteplasser og arbeidsgrupper. Norge bør også styrke sin deltakelse i EU-partnerskap som Euratom, for å sikre tilgang til felles forskningsinfrastruktur og kompetanseutvikling.

Systematisk planlegging, kapasitetsbygging og vedlikehold av kompetanse er viktig for å ivareta nødvendig faglig beredskap og operativ kapasitet i kjernekraftsektoren. EUs Joint Research Centre (Eriksson & Eriksen, 2023) beskriver en modell for strategisk kompetanseplanlegging kalt *Workforce Capability and Planning Cycle* (se figur 13.4) Denne syklusen viser hvordan kjernekraftorganisasjoner, både i modne kjernekraftnasjoner og i land som vurderer kjernekraft, kan arbeide systematisk med å identifisere, utvikle og vedlikeholde nødvendig kompetanse over tid. Modellen består av flere trinn: kartlegging av

[3] Nuclear Energy Agency (NEA) – Programme of work



Figur 13.4 Syklus for kompetanseutvikling og strategisk planlegging

Kilde: Oversatt fra Eriksson & Eriksen (2023).

fremtidige behov basert på teknologiutvikling, demografi og politiske mål, analyse av eksisterende kompetanse og gap, og utvikling av målrettede tiltak for rekruttering, opplæring og kunnskapsforvaltning.

Når Norge skal vurdere kompetansebehovet ved kjernekraft, er det naturlig å bygge på erfaringer fra IAEAs milepælstilnærming. Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA), OECD Nuclear Energy Agency (NEA) og EUs medlemsland via Euratom tilbyr et bredt spekter av veiledning, standarder, opplæringsprogrammer og modeller for kompetanseutvikling, jf. infrastrukturområde 10 i milepælstilnærmingen (kapittel 9). Anbefalingene og veilederne som internasjonale organisasjoner har utviklet gir et solid utgangspunkt for å identifisere hvilke kompetanseområder som må bygges opp, hvilke roller og funksjoner som må dekkes, og hvilke institusjonelle kapasiteter som kreves i de ulike fasene av et nasjonalt kjernekraftprogram. Gjennom metodikk som *Workforce Planning for New Nuclear Power Programmes* (IAEA, 2011) overfører IAEA erfaringer fra etablerte kjernekraftland til land uten tidligere kjernekrafterfaring og gir et praktisk rammeverk for å utvikle strategier for kompetansebygging og menneskelige ressurser som en integrert del av planleggingen og gjennomføringen av nye kjernekraftprogrammer.

Rekruttering fra utlandet begrenses også av at personell som skal jobbe i kjernekraftverk må kunne sikkerhetsklareres. Kjernekraftverk omfattes av sikkerhetsloven, og Nasjonal sikkerhetsmyndighet (NSM) stiller strenge krav til sikring av skjermingsverdige verdier som teknisk design, sikkerhetssystemer og digitale kontrollfunksjoner. Operatørselskaper må derfor planlegge langsiktig og integrere klareringskrav i rekrutteringsstrategien. Hvis ikke, kan mangel på kvalifisert og klarert personell bli en kritisk flaskehals for kjernekraftutbygging i Norge.

Det er også bekymring for tilgangen til kjernekraftkompetanse i Europa framover. Kjernekraftsektoren i Europa har et betydelig behov for nyrekruttering de neste tiårene (se neste punkt). Det er en ytterligere begrunnelse for at Norge må prioritere å bygge opp kompetanse gjennom utdanning, opplæring og målrettet rekruttering, samtidig som internasjonalt samarbeid og erfaringsutveksling bør styrkes for å sikre tilgang til beste praksis og nødvendig ekspertise.

13.5 Internasjonale erfaringer og utsikter

Kjernekraftland står overfor vedvarende kompetansebehov for å sikre sikker, effektiv og bærekraftig drift av kjernekraftsektoren. Sverige trenger f.eks. flere ressurser for å sikre en trygg, effektiv og bærekraftig kjernekraftsektor i årene framover. En aldrende arbeidsstyrke, teknologisk utvikling og økt krav til sikkerhet og beredskap forsterker behovet for målrettet rekruttering, opplæring og videreutvikling av fagpersonell (SOU 2025:7). Det er særlig behov for å styrke utdanning og forskning innen kjernekraftrelaterte fag, samt å sikre tilstrekkelig kapasitet hos regulatoriske myndigheter, operatørselskap og støttefunksjoner. Utredningen understreker betydningen av langsiktig kompetanseplanlegging, samarbeid mellom myndigheter, utdanningsinstitusjoner og industri, samt internasjonal erfaringsutveksling. For å møte fremtidens krav må Sverige investere i både grunnutdanning, etter- og videreutdanning, og legge til rette for kunnskapsoverføring mellom generasjoner og fagmiljøer.

Kompetansebehovet gjelder ikke bare kjernekraft, men hele strålingsområdet, hvor både eksisterende og nye anvendelser stiller økte krav til fagmiljøene. Ifølge Strålsäkerhetsmyndigheten (2025) vil Sverige møte et økende behov for spesialisert kompetanse innen strålevern, kjernekraft og tilhørende teknologier både for kjernekraftsektoren og innen helse, miljø, sikkerhet og beredskap. Disse behovene kommer i tillegg til tilsvarende utvikling internasjonalt, der flere land trapper opp sine satsinger på både kjernekraft og avansert stråletek-

Boks 13.6 Kompetanseutfordringer i kjernekraftsektoren

Den internasjonale kjernekraftsektoren står, i likhet med mange andre teknologisektorer, overfor kompetanse- og kapasitetsutfordringer knyttet til teknologiutvikling, økt mobilitet, demografiske endringer og endrede karriereforventninger. Europakommisjonen viser til at såkalte STEM-fag[1] i mange land er mindre attraktive karrierevalg enn for eksempel IT-, media- eller økonomifag, samtidig som mange ansatte med grunnleggende domenekompetanse innen kjernekraft nærmer seg pensjonsalder.

En rapport bestilt av Europakommisjonen anslår at kjernekraftindustrien i EU vil ha behov for mellom 180 000 og 250 000 nye ansatte fram mot 2050. Rapporten fordeler behovet på 100 000–150 000 til byggefase av nye anlegg, 40 000–65 000 til drift og vedlikehold, og 40 000 til dekommisjonering. Det advares om at Europa vil oppleve mangel på kompetent arbeidskraft i kjernekraftsektoren fordi mange i bransjen nærmer seg pensjonsalder, sektoren er lite attraktiv blant unge og utdanningstilbudet ikke er tilstrekkelig.

[1] STEM er en internasjonal betegnelse for fagområdene Science (naturvitenskap), Technology (teknologi), Engineering (ingeniørfag) og Mathematics (matematikk)

Kilde: Europakommisjonen (2025).

nologi. Dette skaper en reell risiko for betydelig konkurranse om den samme kompetansen, både nasjonalt, nordisk og globalt i årene som kommer.

Uten en målrettet satsing på kompetanse vil de globale ambisjonene om økt kjernekraftkapasitet være vanskelig å realisere. Om verdens kjernekraftkapasitet skal tredobles eller mer innen 2050, vil etterspørselen etter kvalifisert personell øke i alle deler av verdikjeden – fra forskning og utdanning til drift, vedlikehold og regulering. Dette krever langsiktig planlegging og investering i utdanningssystemer, opplæringsprogrammer og kunnskapsoverføring, både nasjonalt og internasjonalt. Initiativer som OECD-NEAs *Plan 2035* skal bidra til å styrke rekrutteringen og sikre at kjernekraftsektoren har tilgang på nødvendig kompetanse i årene fremover (NEA, 2025b). I boks 13.6 kan man lese om Europakommisjonens anslag av kjernekraftindustrien i EUs behov for nye ansatte frem mot 2050..

Kapittel 14
Ringvirkninger av kjernekraft

Et kjernekraftverk er et stort industriprosjekt som vil utløse betydelig etterspørsel etter arbeidskraft, kapital og innsatsvarer over mange tiår. Eventuell etablering av kjernekraft i Norge vil følgelig ha merkbare virkninger på norsk økonomi som det er viktig å vurdere. Slike virkninger omtales gjerne som økonomiske ringvirkninger og kan innbefatte potensialet for sysselsetting, næringsutvikling og nye verdikjeder.

I dette kapittelet problematiserer utvalget nærmere begrepet ringvirkninger, det drøftes mulige ringvirkninger av kjernekraft i Norge, og utvalget ser nærmere på hva tidligere ringvirkningsanalyser har kommet frem til.

14.1 Hva menes med ringvirkninger?

Ringvirkninger defineres gjerne som endringer i ressursbruken i såkalte sekundærmarkeder. Ofte kan det være uklart hva som skiller ringvirkninger fra andre typer virkninger. I Hagen-utvalgets utredning om samfunnsøkonomiske analyser (NOU 2012: 16) skiller utvalget mellom virkninger for såkalte primær- og sekundærmarkeder. Markeder som blir direkte påvirket av prosjektet, blir omtalt som primærmarkeder, mens markeder som indirekte blir påvirket, blir omtalt som sekundærmarkeder. Ringvirkninger defineres av Hagen-utvalget som endringer i ressursbruken i sekundærmarkedene. Ved et transportinfrastrukturtiltak blir f.eks. transportmarkedene ansett som primærmarkeder, mens arbeidsmarked, eiendomsmarked og markeder for de varer og tjenester som bruker transporttjenester, blir ansett som sekundærmarkeder.

I praksis vil det ofte være glidende overganger mellom disse markedene og dermed også mellom direkte virkninger og ringvirkninger. I dagligtale blir gjerne ringvirkninger forstått som noe bredere og kan iblant brukes for å beskrive enhver endring i ressursbruken i økonomien som følge av prosjektet eller tiltaket. Hvis det f.eks. bygges et kjernekraftverk i en norsk kommune, øker etterspørselen etter innsatsvarer, kapital og arbeidskraft. Utbyggingen av kjernekraft vil derfor legge beslag på ressurser av ulik art for å få realisert kjernekraftverket. Dette er direkte virkninger av at kjernekraftverket bygges, men blir likevel gjerne omtalt som ringvirkninger.

Ringvirkninger er i mange sammenhenger ikke verdiskaping, men omfordeling av ressurser. Med verdiskaping sikter en til at ressursene kaster mer av seg i den aktuelle bruken enn hva de alternativt kunne ha gjort. Ettersom det i en normal konjunktursituasjon ikke er omfattende ledige ressurser i en økonomi, vil ikke ressursene som beslaglegges av å realisere et kjernekraftverk i seg selv øke verdiskapingen i økonomien, men omfordele ressursene fra annen aktivitet. Dersom kjernekraftverket har høyt ressursbehov i utbyggings- og driftsfasen, betyr det at mye ressurser må omfordeles fra annen aktivitet i økonomien. Fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel har det ikke egenverdi at et prosjekt er ressurskrevende. Det er for så vidt det motsatte som er tilfelle, ettersom et lite ressurskrevende prosjekt gjør at ressurser kan frigjøres til annen verdiskapende virksomhet. Dette er det verdt å ha i mente i den videre drøftingen av ringvirkninger.

Ringvirkninger kan utgjøre verdiskaping dersom det foreligger markedssvikt. I NOU 2012: 16 benyttes begrepet «netto ringvirkninger» av et prosjekt om ringvirkninger som i sum utgjør en netto samfunnsøkonomisk verdi for landet som helhet. Dette er altså virkninger utover at ressurser omfordeles i økonomien for å realisere prosjektet. For at slike virkninger skal finne sted, må det foreligge en form for markedssvikt i sekundærmarkedene, slik at ressursbruken blir mer effektiv når disse omdisponeres. Én form for slik markedssvikt kan være eksterne virkninger av en bestemt ressursbruk, det vil si virkninger som en aktørs handlinger har på utenforstående som aktøren selv ikke tar inn over seg. Hvis bygging av en vei for eksempel utløser samfunnsøkonomisk lønnsom forskningsaktivitet på stedet veien byg-

ges, som ellers ikke ville vært utført, kan dette anses som en netto ringvirkning.

Det er lite trolig at det er en utbredt markedssvikt i sekundærmarkedene som berøres av kjernekraft. Utvalget har ikke noe grunnlag for å hevde at det er en utbredt markedssvikt i de markedene som blir berørt av eventuell utbygging og drift av kjernekraftverk i Norge. Et mulig unntak kan være forskningsområdet ettersom verdien av forskning gjerne overstiger den verdien som tilfaller forskningsinstitusjonen. I et fritt marked vil det derfor typisk være en underinvestering i forskning, og dette kan også gjelde forskning på kjernekraftområdet.

Utvalget bruker en bred definisjon av ringvirkninger i resten av kapittelet. I den videre omtalen vil «ringvirkninger» forstås bredere enn i NOU 2012: 16, det vil si som alle de økonomiske virkningene en eventuell utbygging av kjernekraft vil ha på andre markeder, både primær- og sekundærmarkedene. Det samsvarer med slik begrepet gjerne har blitt brukt i ulike rapporter og utredninger.

14.2 Mulige ringvirkninger av kjernekraft

Realisering av kjernekraft er en tid- og ressurskrevende prosess, og de ulike fasene av prosessen kan ha ulike virkninger. Et kjernekraftprogram består av ulike faser, og de ulike fasene innebærer etterspørsel etter ulike former for innsatsfaktorer, både kapital, arbeidskraft og innsatsvarer. Kompetansebehovet i de ulike fasene er beskrevet i kapittel 13.

I de innledende fasene vil det være noe tilgjengelig kompetanse i Norge som kan benyttes. Den tilgjengelige kompetansen i Norge er først og fremst innen forvaltning hvor det finnes sterke miljøer innenfor områdene konsesjonsbehandling, strålevern og atomsikkerhet samt innen energirett, internasjonal rett og sikkerhetspolitikk.

Også i utbyggingsfasen vil noen innenlandske ressurser kunne benyttes. Noen innsatsfaktorer innenlands vil kunne benyttes til det generelle byggearbeidet, som å klargjøre lokasjonen for anlegget, transportere varer mv. Det finnes også relevant kompetanse fra industrien innen prosjektledelse, ingeniørfag og sikkerhetssystemer, som kan være relevant i denne fasen.

Utbyggingsfasen vil utløse etterspørsel etter en del innsatsfaktorer som i liten grad er tilgjengelige i Norge. Utbyggingsfasen vil medføre en kraftig økning i etterspørsel etter spesialisert arbeidskraft, som kvalifisert driftspersonell, inkludert reaktoroperatører, vedlikeholdsteknikere og kontrollromspersonell med spesialisert opplæring og sertifisering. Slikt personell er ikke lett tilgjengelig i Norge, men kan bli tilgjengelig på lengre sikt etter hvert som kompetanse bygges opp (se kapittel 13).

Også i driftsfasen vil det være mangel på kvalifiserte innenlandske ressurser, men dette kan endre seg over tid ettersom Norge får erfaring med kjernekraft. Driftsfasen av et kjernekraftverk vil innebære å produsere kraft gjennom vedvarende kjernefysisk fisjon, og vil strekke seg over flere tiår (opptil 80 år). Her vil det også være mangel på kvalifisert personell i Norge, som spesialiserte kjernekraftingeniører og teknikere, vedlikeholdsarbeidere og spesialisert sikkerhetspersonell. Dette kan samtidig endre seg over tid ettersom Norge får erfaring med kjernekraft og utdanner personell. En del annet personell vil det i utgangspunktet allerede være tilgang på, som beredskapsressurser innen helse, politi og forsvar, eller arbeidskraft knyttet til transporttjenester mv. Det må imidlertid forventes betydelig konkurranse om arbeidskraft innenfor beredskap mv. i årene fremover. Knapphet på arbeidskraft innen disse sektorene er grundig omtalt i f.eks. Meld. St. 31 (2023–2024) *Perspektivmeldingen 2024*. Etterspørsel etter innsatsvarer gjennom driftsfasen vil i første rekke bestå av uranbrenselet, men kan også bestå av reservedeler og kjemikalier. Mesteparten av dette kan trolig ikke produseres eller leveres i Norge.

Den siste fasen med dekommisjonering og avfallshåndtering vil være svært ressurskrevende. OECD-NEA anslår at det årlige arbeidskraftbehovet i dekommisjoneringsfasen vil være bortimot like stort som i driftsfasen (se punkt 14.3). Dekommisjoneringen forventes å ta minst 15 år dersom en inkluderer arbeidet med å tilbakeføre området, mens avfallshåndteringen har en svært lang tidshorisont. Dekommisjoneringsfasen vil utløse en betydelig etterspørsel etter arbeidskraft, kapital og innsatsvarer i lang tid. Den foreløpige erfaringen med dekommisjoneringen av forskningsreaktorene i Norge indikerer at dette arbeidet er meget ressurskrevende.

Tilgangen på relevant kompetanse og innsatsfaktorer i dekommisjoneringsfasen vil i stor grad avhenge av Norges framtidige næringsstruktur og evne til å dekke et betydelig og langvarig ressursbehov. Til arbeidet med dekommisjonering av eventuelle framtidige kjernekraftverk kan Norge muligens trekke på kompetanse som i dag benyttes i

dekommisjoneringen av forskningsreaktorene på Kjeller og i Halden. Dette arbeidet ligger imidlertid langt fram i tid, og arbeidskraftbehovet vil måtte øke kraftig sammenlignet med dagens nivå. Det framstår videre som mindre sannsynlig at Norge i stor grad vil kunne produsere de kapital- og innsatsvarene som kreves i denne fasen, herunder maskiner, robotikk og kjemikalier til dekontaminering, slik at disse i hovedsak må importeres. Samtidig innebærer den lange tidshorisonten at det knytter seg betydelig usikkerhet til hvordan norsk næringsstruktur vil utvikle seg, og dermed også til økonomiens tilpasningsevne i møte med kjernekraft i denne fasen.

En mindre petroleumsnæring vil frigjøre ressurser. Dette vil bidra til at økt arbeidstilbud er tilgjengelig for andre sektorer, også kjernekraft. I det offentlige ordskiftet om kjernekraft fremheves det av og til at det kan være en overføringsverdi mellom dagens petroleumsnæring og en eventuell kjernekraftnæring. Eksempelvis kan det være en viss direkte overføringsverdi innenfor områder som sikkerhet og risikohåndtering, prosjektledelse og logistikk, avansert bore- og brønnteknologi, prosessutstyr og helse, miljø og sikkerhet (HMS). I boks 14.1 er dette nærmere beskrevet. At en slik overføringsverdi eksisterer, betyr ikke nødvendigvis at det er den mest lønnsomme bruken av disse ressursene i økonomien. Effektiv omstilling mellom sektorene fordrer at sektorenes produktivitet og lønnsevne får spille seg ut i markedet, slik at ressursene kommer til anvendelse der de skaper størst verdi. Ved en nedtrapping av petroleumsvirksomheten vil derfor reallokeringen til andre næringer reflektere hvor ressursene kaster mest av seg.

14.3 Oppsummering og drøfting av tidligere analyser

I denne delen oppsummerer og drøfter utvalget noen tidligere analyser av ringvirkninger av kjernekraft, både i Norge og utlandet. Dette er eksempler på tidligere analyser og utgjør ikke en uttømmende oversikt.

Menons analyse av ringvirkninger i Halden kommune

Menon Economics analyserte i 2024 mulige ringvirkninger av et tenkt kjernekraftverk i Halden kommune. På oppdrag for Halden Kjernekraft[1] beregnet Menon Economics i 2024 ringvirkningene av å etablere et kjernekraftverk på 300 MW i Halden kommune (Menon Economics, 2024). Menon tok utgangspunkt i en analyse av avhengighetsforholdet mellom produksjonssektorene i Norge, en såkalt kryssløpsanalyse[2]. I rapporten er det modellert hvordan et mulig kraftverk i Halden kommune kan utløse etterspørsel etter arbeidskraft og varer og tjenester fra ulike leverandører, samt disse leverandørenes etterspørsel etter arbeidskraft og innsatsvarer. De beregner dernest hvordan de forventer at denne etterspørselen vil bli møtt i form av arbeidskraft og leveranser fra hhv. Norge (lokalt/regionalt/nasjonalt) og utlandet. Forutsetningene for analysen er basert dels på en rapport som Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB har utarbeidet for Halden Kjernekraft (Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB, 2024), dels på NVEs anslag for levetidskostnader for ulike kraftkilder, og dels på informasjon direkte fra oppdragsgiveren Halden Kjernekraft.

I analysen kommer Menon til at utbyggingsfasen vil utløse en etterspørsel etter 3 100 årsverk. Disse årsverkene vil fordeles mellom arbeidskraft som er sysselsatt direkte hos hovedentreprenøren og dens leverandører i første ledd og arbeidskraft som er sysselsatt lengre ned i leverandørkjeden. Menon legger til grunn at alle disse årsverkene skal tilbys av arbeidskraft i Norge, mesteparten fra utenfor Halden og Østfold. Det er imidlertid vanskelig å få dette til å henge sammen med at de samtidig antar at 56 prosent av leveransene i utbyggingsfasen vil stamme fra utlandet.

I driftsfasen beregnes det at kjernekraftverket vil kunne utløse en årlig etterspørsel etter arbeidskraft på 535 årsverk. Dette anslaget inkluderer både de som er sysselsatt hos kraftverket og de som er sysselsatt hos leverandørene som kjernekraftverket benytter. Menon anslår at om lag 80 prosent av årsverkene vil komme i Halden kommune.

I tillegg til dette anslår Menon at kjernekraftverket vil utløse såkalte «verdiskapingseffekter» på 4,9 mrd. kroner i utbyggingsfasen og 875 mill. kroner årlig i driftsfasen. Det er uklart om lønnskostnader forbundet med den ovennevnte sysselsettingen er inkludert i disse beregningene.

Et ubesvart spørsmål i rapporten er hvorvidt arbeidskraften som vil etterspørres, er tilgjengelig lokalt og regionalt i Norge. I Menons rapport er det

[1] Halden Kjernekraft er et aksjeselskap som eies delvis av Norsk Kjernekraft AS, Østfold Energi AS og Halden kommune. Selskapet utreder mulighetene for å produsere strøm ved hjelp av kjernekraft i Halden.

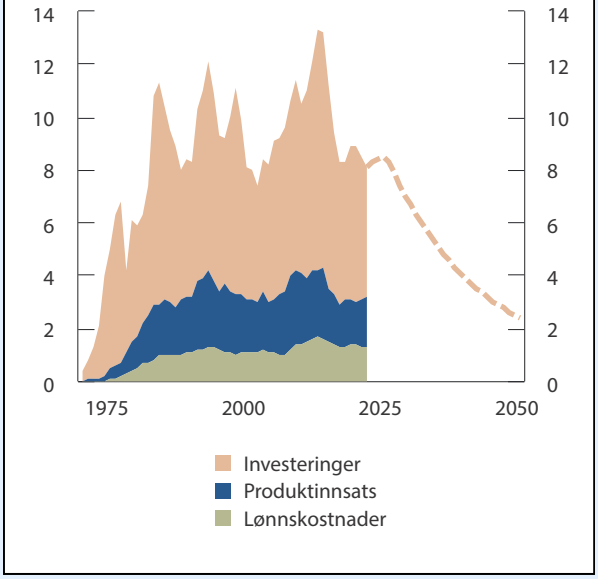
[2] En kryssløpsanalyse er en systematisk analyse av det gjensidige avhengighetsforholdet mellom produksjonssektorene i et land, som gir tall for leveranser av varer og tjenester mellom sektorene.

Boks 14.1 Overføringsverdi mellom petroleumsnæringen og en eventuell kjernekraftnæring

Petroleumsnæringen har siden 1970-tallet vært en av Norges viktigste næringer. Næringens bruttoprodukt utgjør en betydelig andel av BNP, og næringen etterspør varer og tjenester i stort omfang der en betydelig andel leveres av næringer på fastlandet.

Ifølge Hungnes m.fl. (2022), som analyserte ringvirkningene av petroleumsnæringen, stammer om lag 60 prosent av næringens samlede produktinnsats og investeringer fra norske leveranser. De fleste næringer i Norge har leveranser til petroleumsnæringen, enten direkte eller som underleverandører. I 2020 var det snaut 160 000 personer i Norge som var sysselsatt i aktiviteter som kunne knyttes opp mot aktiviteten i petroleumsnæringen. Bare rundt 25 000 av disse var direkte sysselsatt i petroleumsnæringen, mens resten var sysselsatt i leverandørnæringene.

En rekke analyser peker mot en utvikling der petroleumsnæringen vil utgjøre en mindre del av norsk økonomi de neste tiårene enn det den har gjort de foregående tiårene. Det vil også gjøre at petroleumsnæringens etterspørsel rettet mot norske leverandørbedrifter vil avta markert (se figur 14.1).



Figur 14.1 Etterspørselen fra petroleumsvirksomheten. Prosentvis andel av BNP for Fastlands-Norge

Kilde: NOU 2023: 30.

Om det blir en gradvis nedgang i etterspørselen fra petroleumsnæringen, vil det frigjøres betydelige ressurser i fastlandsøkonomien som kan benyttes i andre næringer, inklusiv en eventuell kjernekraftnæring. På enkelte områder kan det være kompetanse som er direkte overførbar mellom petroleumsnæringen, herunder leverandørnæringen, og en eventuell framtidig kjernekraftnæring i Norge. Noen eksempler på dette kan være:

- *Sikkerhetsprosedyrer og risikohåndtering:* Olje- og gassindustrien har omfattende erfaring med å håndtere farlige materialer og et mangfold av risikofylte operasjoner. Denne erfaringen kan være relevant for sikker drift av kjernekraftverk og håndtering av radioaktive materialer.
- *Prosjektledelse og logistikk:* Store industriprosjekter i olje- og gassindustrien krever kompleks koordinering og prosjektledelse, herunder håndtering av innkvartering av tilreisende arbeidskraft. Denne kompetansen kan overføres til bygging og drift av kjernekraftverk, som også krever nøye planlegging og styring.
- *Avansert boring og brønnteknologi:* Teknologier og metoder utviklet for boring etter olje og gass kan potensielt brukes til å lage dype lagringsbrønner for radioaktivt avfall.
- *Prosessutstyr og teknologi:* Mange av de teknologiene som brukes i olje- og gassindustrien, som pumper, ventiler, kontrollsystemer og sensorer, er også nødvendige i kjernekraftverk. Leverandørbedrifter som Aker Solutions og Kongsberg Gruppen har allerede vist at de kan levere avanserte løsninger til energisektoren.
- *Teknologisk innovasjon og FoU:* Olje- og gassindustrien har drevet frem betydelig forskning og utvikling (FoU) innenfor områder som materialteknologi, automatisering og digitalisering. Disse innovasjonene kan anvendes i kjernekraftindustrien for å forbedre effektiviteten og sikkerheten.
- *HMS-standarder:* Helse, miljø og sikkerhet (HMS) er sentrale i olje- og gassindustrien. Erfaring med å opprettholde høye HMS-standarder kan bidra til å sikre at kjernekraftverk opererer trygt og reduserer risikoen for ulykker med miljøkonsekvenser.

i liten grad diskutert om det er realistisk at arbeidskraftbehovet som beregnes, vil kunne dekkes av tilgjengelig arbeidskraft lokalt og regionalt.

Utbygging av kjernekraft og ressursbruken dette medfører, utgjør ikke nødvendigvis verdiskaping. I Menons analyse pekes det på «verdiskapingseffekter». Det er trolig lagt til grunn at leverandører til prosjektet får betalt for å dekke sine kostnader, herunder krav til avkastning på kapital. Med verdiskaping sikter man imidlertid oftest til at aktiviteten gir merverdi for samfunnet utover kostnadsdekningen. Hvis «verdiskapingseffektene» her kun innbefatter kostnadsdekningen, oppnår de ingen verdiskaping i forbindelse med prosjektet sammenlignet med om kapitalen heller ble allokert til andre aktiviteter. Dersom kjernekraft i seg selv ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt, vil ikke realiseringen av kjernekraftverket i seg selv, verken i Halden eller andre steder, utgjøre verdiskaping.

Menons analyse kan likevel gi et anslag på ressursbehovet som et kjernekraftverk i Norge kan utløse. Ressursbehovet som angis i rapporten, i den grad det er basert på rimelige forutsetninger, kan gi et bilde på hvor mye ressurser som vil måtte omfordeles til Halden kommune fra andre kommuner (eller utenfor Norges grenser) for å realisere kjernekraftverket. Mer av Norges verdiskaping vil i så måte tilfalle Halden kommune, mens effekten på verdiskapingen i Norge som helhet er usikker.

OECD-NEAs analyse fra 2018

OECD-NEA utarbeidet i 2018 en rapport om de direkte og indirekte effektene av utbygging og drift av et tenkt kjernekraftverk. På tilsvarende vis som Menons analyse benytter de en kryssløpsanalyse for å beregne effektene (NEA, 2018). Analysen tar utgangspunkt i et tenkt 1 000 MW kjernekraftverk med 10 års byggetid, 50 års driftstid, 10 års dekommisjonering og 40 års avfallshåndtering. Analysen baserer seg på data fra flere land, bl.a. Frankrike, USA, Canada og Japan.

Deres hovedresultat er at kjernekraftverket utløser følgende direkte arbeidskraftbehov:

- Bygging (10 år): om lag 1 200 ansatte per år, totalt om lag 12 000 årsverk
- Drift (50 år): om lag 600 ansatte per år, totalt om lag 30 000 årsverk
- Dekommisjonering (10 år): om lag 500 ansatte per år, totalt om lag 5 000 årsverk
- Avfallshåndtering (40 år): om lag 80 ansatte per år, totalt om lag 3 000 årsverk

I tillegg anslår OECD-NEA en betydelig såkalt indirekte og indusert sysselsetting som følge av kjernekraftverket. Indirekte sysselsetting anslås til om lag 50 000 årsverk per GW gjennom kjernekraftverkets levetid, mens indusert sysselsetting anslås til om lag 100 000 årsverk per GW gjennom kjernekraftverkets levetid. Med indirekte sysselsetting sikter de til jobber i selve verdikjeden gjennom leveranser av varer og tjenester til kjernekraftsektoren. Med indusert sysselsetting sikter de til jobber i økonomien som følge av forbruket til de direkte og indirekte ansatte i kjernekraftvirksomheten. Eksempler på dette kan være ansatte i varehandelen eller i offentlig tjenesteproduksjon som skole og helse. Indusert sysselsetting kan betraktes som sysselsetting som oppstår i sekundærmarkeder (se utvalgets begrepsbruk i punkt 14.1).

Øvrige analyser

I forbindelse med utbyggingen av kjernekraftverk i andre land har det vært vanlig at utbygger vurderer de samfunnsmessige effektene av prosjektet, herunder de økonomiske ringvirkningene. Myndighetene i de ulike landene har også i visse tilfeller foretatt selvstendige vurderinger. Nedenfor er noen eksempler på slike vurderinger fra andre land. Utvalget har ikke hatt mulighet til å vurdere rimeligheten i anslagene.

Det amerikanske energidepartementet har anslått årsverk knyttet til kjernekraft i USA. Det amerikanske energidepartementet (US Department of Energy) utga i 2022 rapporten «Nuclear Energy: Supply Chain Deep Dive Assessment» (Finan m.fl., 2022), der de økonomiske ringvirkningene av kjernekraft også er omtalt. Noen hovedfunn fra rapporten er:

- Rundt 70 000 personer er direkte ansatt ved amerikanske kjernekraftverk, med en gjennomsnittslønn på 39 amerikanske dollar per time, som er omtrent dobbelt så høy som nasjonal medianlønn.
- Når man inkluderer leverandører, underleverandører og støttetjenester, er det totalt 475 000 arbeidsplasser som er knyttet til kjernekraftindustrien.
- Kjernekraft gir flere lokale, permanente jobber enn andre energikilder, og jobbene krever ofte høye kvalifikasjoner og er godt betalt.
- Den årlige omsetningen fra kjernekraftindustrien, målt i verdien av kraftproduksjonen, utgjør om lag 40 milliarder amerikanske dollar.

– Over 700 selskaper inngår i den amerikanske kjernekraftens leverandørkjede, fordelt på alle delstater.

EDF rapporterer regelmessig om lokale ringvirkninger av Hinkley Point C. Utbygger EDF utgir regelmessige rapporter om kjernekraftverkets økonomiske virkninger, med særlig vekt på virkningene lokalt. I deres siste rapport fra 2025 er dette noen av påstandene som fremmes om ringvirkningene av kjernekraftverket Hinkley Point C (EDF, 2025b):

– Over 26 000 ansatte jobber, direkte og indirekte, med kjernekraftverket over hele Storbritannia.
– Rundt 4 500 personer fra Somerset jobber ved kjernekraftverket, hvorav 30 prosent kommer fra økonomisk utsatte områder.
– Prosjektet har utdannet 14 300 personer ved lokale kunnskapssentre, og 1 520 lærlinger har fullført opplæring – 70 prosent av dem fra Sørvest-England.
– Det er etablert flere «Centres of Excellence» for sveising, mekanikk, elektrisitet og konstruksjon, som gir opplæring i både grunnleggende og avanserte ferdigheter.
– 64 prosent av prosjektets verdi går til britiske bedrifter – tilsvarende 13,3 mrd. britiske pund i brutto verdiskaping.
– 5,3 mrd. britiske pund går til bedrifter i Sørvest-England.
– Leverandørkjeden inkluderer alt fra høyteknologiske komponenter til catering, vaskeritjenester og kontorrekvisita.

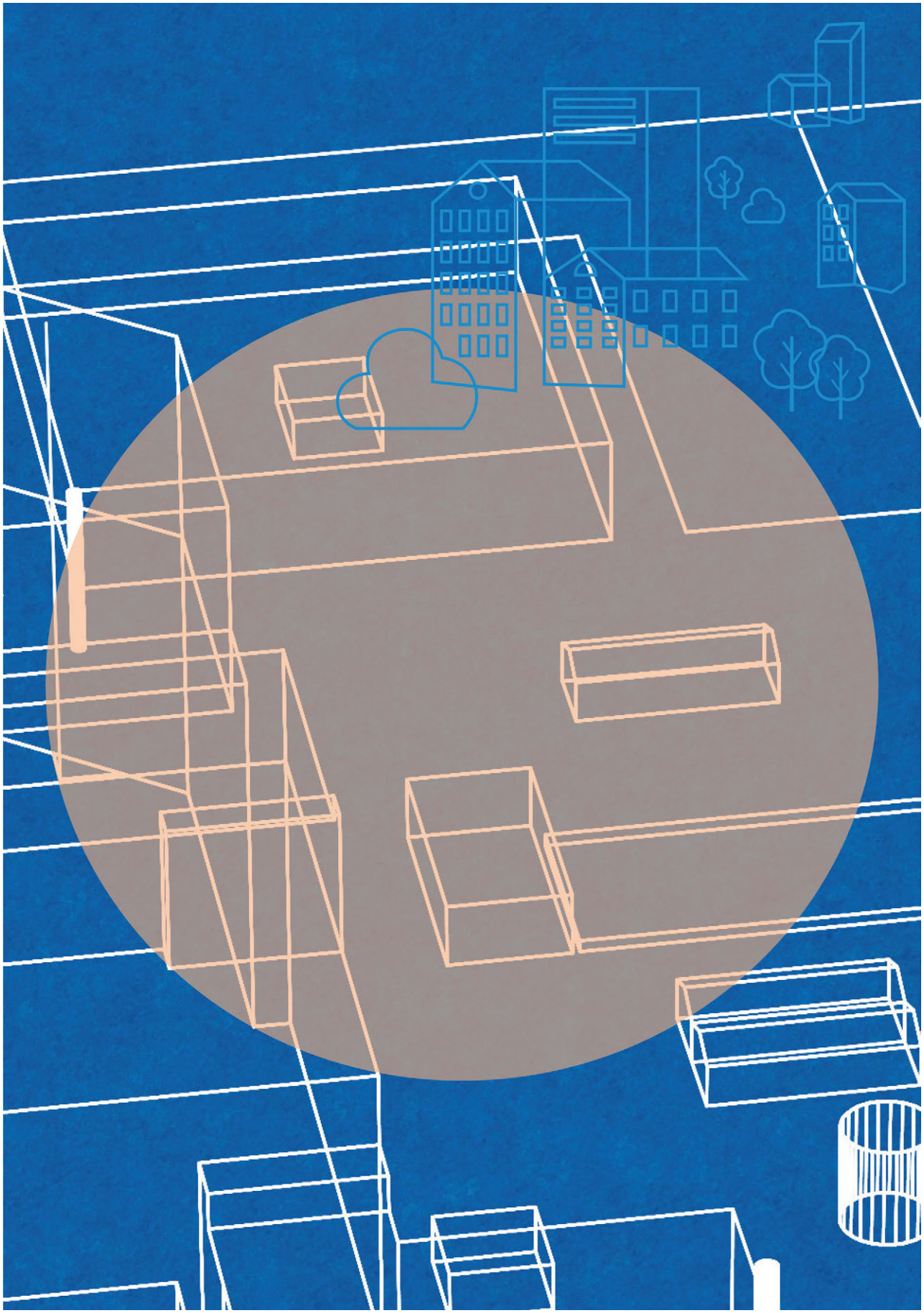
14.4 Oppsummering

Utbygging av kjernekraftverk i Norge kan ha betydelige ringvirkninger. Planlegging, utbygging, drift og dekommisjonering av kjernekraftverk er ressurskrevende aktiviteter som vil utløse en betydelig etterspørsel etter arbeidskraft, kapital og innsatsvarer. Eksempelvis anslår OECD-NEA, som er en uavhengig aktør, en direkte sysselsetting på om lag 50 000 årsverk akkumulert over levetiden for et kjernekraftverk på 1 GW. Etterspørsel etter arbeidskraft i øvrige deler av verdikjeden vil komme i tillegg. I kapittel 8 viser utvalget til ulike anslag på de totale investeringskostnadene for et kjernekraftverk. Ut fra disse anslagene kan det legges til grunn at et kjernekraftverk med kapasitet på 1 GW vil ha totale investeringskostnader på minst 100 mrd. kroner.

Fra en nasjonal synsvinkel er ringvirkninger først og fremst omfordeling av ressurser. Mange av de økonomiske ringvirkningene av at kjernekraftverket bygges, vil betraktes som positive sett fra en lokal synsvinkel. Etableringen og driften av kjernekraftverket kan øke sysselsettingen i kommunen der kraftverket bygges og bidra til tilflytting / hindre fraflytting. Utvalget vil samtidig fremheve at fra en nasjonal, samfunnsøkonomisk synsvinkel vil ikke høy ressursbruk i seg selv representere et gode. Økt ressursbruk i én kommune gjør at ressurser må omdisponeres fra andre kommuner. Det sentrale spørsmålet vil være om ressursene gjør mer nytte for seg i en kjernekraftnæring enn i andre næringer. Dersom dette ikke er tilfelle, vil en omfordeling av ressurser til en kjernekraftnæring ikke øke verdiskapingen i økonomien som helhet.

Tidligere analyser indikerer at en del av etterspørselen etter innsatsfaktorer vil kunne møtes av innenlandsk arbeidskraft og produksjon. I tidligere analyser fremgår det at en betydelig andel av etterspørselen etter arbeidskraft, kapital og innsatsvarer vil møtes av innenlandsk arbeidskraft og produksjon. Overføringsverdien av utenlandske analyser til Norge er samtidig usikker ettersom Norge ikke har erfaring med kjernekraft fra tidligere.

En mindre petroleumsnæring de neste tiårene vil frigjøre ressurser som kan anvendes i andre næringer, også en eventuell ny kjernekraftnæring. Det er ventet at petroleumsnæringen vil utgjøre en mindre del av norsk økonomi de neste tiårene. De frigjorte ressursene kan tas i bruk i andre næringer, også en eventuell kjernekraftnæring. Det kan på visse områder være en viss overføringsverdi mellom petroleumsnæringen og en eventuell kjernekraftnæring, eksempelvis innenfor områder som sikkerhet og risikohåndtering, prosjektledelse og logistikk, avansert bore- og brønnteknologi, prosessutstyr og helse, miljø og sikkerhet (HMS). At en slik overføringsverdi eksisterer, betyr imidlertid ikke nødvendigvis at det er den mest lønnsomme bruken av disse ressursene i økonomien.



Figur 14.2

Del V
Regulering og myndighetsorganisering

Kapittel 15
Internasjonal regulering og internasjonale organisasjoner

Det finnes en rekke internasjonale konvensjoner av betydning for norsk regulering av kjernekraft. Konvensjonene setter sentrale rammer som nasjonal rett må følge for å sikre at kjernekraftverk og andre nukleære anlegg etableres, drives og dekommisjoneres på en sikker og miljøvennlig måte.

I dette kapittelet redegjør vi for internasjonale og regionale konvensjoner med betydning for kjernekraft, og internasjonale organisasjoner som forvalter disse konvensjonene. Vi ser nærmere på Euratom-traktaten og dens målsetting om å fremme utviklingen av europeisk kjernekraft. Vi ser også på hvilket forhold Norge kan få til Euratom dersom vi introduserer kjernekraft. I tillegg ser vi på EØS-avtalens krav til konsekvensutredninger.

15.1 Den internasjonale reguleringen av kjernekraft er omfattende

Sammenlignet med reguleringen av annen kraftproduksjon, er den internasjonale reguleringen av kjernekraft omfattende. Den omfattende reguleringen er resultat av flere forhold:

- Det internasjonale regelverket er utviklet på bakgrunn av internasjonale erfaringer under og etter andre verdenskrig av bruken av fissilt materiale til våpenproduksjon. Derfor stilles det strenge krav til kontroll av materiale som kan benyttes for våpenproduksjon.
- Selv fredelig bruk av kjernekraft medfører en liten risiko for ulykker som kan ha grenseoverskridende konsekvenser og som samfunnet må opprettholde beredskap for å håndtere.
- Etter andre verdenskrig er det etablert en rekke internasjonale organisasjoner som har vedtatt reguleringer for kjernekraft. Blant disse finner vi både organisasjoner som er opprettet for å fremme sikker bruk av stråling og kjernekraft som IAEA, OECD-NEA, Euratom og NSG[1], og organisasjoner som ikke har dette som sitt eneste formål som FN og EU. De tre første organisasjonene er nærmere omtalt i punkt 15.2.1, 15.2.2 og 15.3.
- De internasjonale organisasjonene har noe ulike formål, og reguleringene er derfor til en viss grad overlappende. I tillegg bygger regelverkene til dels på hverandre og supplerer hverandre. F.eks. kan IAEAs tekniske standarder og sikkerhetsprotokoller støtte opp under FNs bredere politiske avtaler og OECDs økonomiske retningslinjer.
- Den internasjonale reguleringen omfatter både bindende og ikke-bindende regelverk. Det bindende regelverket omfatter for det første konvensjoner, avtaler og traktater.[2] For det andre omfattes forordninger og direktiver.[3] Det ikke-bindende regelverket har form av anbefalinger og veiledere.
- Deler av det internasjonale regelverket er resultat av at den generelle folkeretten ikke regulerer aktuelle problemstillinger for kjernekraft.

Boks 15.1 gir en oversikt over de mest sentrale internasjonale konvensjonene, som har direkte og indirekte betydning for kjernekraft. Vedlegg 1 inneholder en oversikt over hvilke avtaler Norge har inngått med andre land om kjernekraft.

Også andre internasjonale konvensjoner kan være relevante. Det må vurderes konkret hvilke konvensjoner som kan bli aktuelt å gjennomføre i norsk rett, og det kan være konvensjoner som

---

1 Nuclear Suppliers Group består av stater som leverer nukleært materiale og teknologi, som arbeider for å hindre spredning av atomvåpen. Arbeidet gjøres gjennom to sett med retningslinjer for kjernefysiske eksportvarer og eksport av kjernefysiske relaterte produkter. NSG har 48 medlemsstater, og Norge har vært med siden 1989.

2 Innenfor folkeretten brukes både begrepene traktat og konvensjon om en folkerettslig bindende avtale inngått mellom stater eller internasjonale organisasjoner som har myndighet til å inngå slike. Ofte er det mer omfattende avtaler som kalles konvensjoner. (Ruud & Ulfstein, 2023, s.75).

3 I EU og Euratom brukes begrepene forordninger og direktiver om rettsakter som inneholder rettslige bindende bestemmelser.

Boks 15.1 Oversikt over de mest sentrale internasjonale konvensjoner med betydning for kjernekraft

Konvensjoner som gjelder internasjonalt samarbeid om forbedring av sikkerhet, forebygging, informasjon og håndtering av nukleære ulykker
- Konvensjonen om tidlig varsling om atomulykker
- Konvensjonen om bistand i forbindelse med atomulykker
- Konvensjonen om kjernefysisk sikkerhet
- Felleskonvensjonen om håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall

Konvensjoner som gjelder sikring
- Konvensjonen om fysisk beskyttelse av nukleært materiale

Konvensjoner som gjelder sikkerhetskontroll av nuklært materiale
- Konvensjonen om opprettelse av sikkerhetskontroll på atomenergiens område

Konvensjoner som gjelder ansvar og erstatning i forbindelse med nukleære ulykker
- Wien-konvensjonen om sivilrettslig ansvar for atomskade med tilleggsprotokoll
- Paris-konvensjonen om ansvar overfor tredjepart på atomenergiens område
- Fellesprotokollen om anvendelsen av Wien-konvensjonen og Paris-konvensjonen
- Konvensjon om erstatningsansvar ved sjøtransport av atomsubstans

Konvensjoner som gjelder atomvåpen og terrorisme
- Ikke-spredningsavtalen
- Konvensjonen mot kjernefysisk terrorisme

Konvensjoner som generelt gjelder sikkerhet, helse og miljø
- Konvensjonen om bekjempelse av havforurensninger ved dumping av avfall og annet materiale
- De forente nasjoners havrettskonvensjon
- Konvensjonen om konsekvensutredninger for tiltak som kan ha grenseoverskridende miljøvirkninger
- Konvensjon om beskyttelse av det marine miljø i Østersjøområdet
- Konvensjonen om bevaring av det marine miljø i Nordøst-Atlanteren
- Konvensjonen om biologisk mangfold
- Konvensjonen om tilgang til miljøinformasjon, allmenn deltakelse i beslutningsprosesser og tilgang til rettsmidler i saker vedrørende miljø

regulerer f.eks. forvaltning av land og areal. Slike konvensjoner kan omfatte bl.a. urfolksrettigheter regulert i FNs konvensjon om sivile og politiske rettigheter (1966) og vern av eiendom regulert i tilleggsprotokoll 1-1 til Den europeiske menneskerettighetskonvensjonen (1952).

Uavhengig av hvilke temaer internasjonale konvensjoner dekker, er det behov for nasjonal regulering. Krav i internasjonale konvensjoner må tas inn i nasjonal rett for å bli rettslig bindende for personer og foretak. Ved gjennomføring av internasjonale konvensjoner i nasjonal rett kan det være behov for å utarbeide mer detaljert regelverk enn det som følger av det internasjonale regelverket. Det kan også være behov for å ha nasjonale regler på områder som av ulike grunner ikke dekkes av internasjonalt regelverk.

Utenriksdepartementet har et generelt ansvar for å lede forhandlinger med andre land om å utarbeide internasjonale konvensjoner (traktater). I den forbindelse har de ansvar for å samarbeide med andre departementer om å sørge for at slike traktater er i samsvar med nasjonale interesser. De har også ansvar for å sørge for nødvendige juridiske og politiske prosesser for ratifisering av inngåtte traktater og holde oversikt over Norges traktater. Videre har Utenriksdepartementet ansvar for å sikre at gjennomføringen i norsk rett av internasjonale konvensjoner skjer i samsvar med det som følger av konvensjonen.

15.2 Organisasjoner med roller i kjernekraftregelverket

I dette punktet omtaler vi internasjonale organisasjoner som har særskilte roller i utvikling og forvaltning av det internasjonale regelverket med betydning for kjernekraft.

15.2.1 Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA)

Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA[4]) er sentral i utviklingen og forvaltningen av internasjonalt regelverk med betydning for kjernekraft. IAEA er et globalt samarbeidsorgan for å fremme fredelig bruk av kjernekraft. IAEA ble opprettet i 1957, og er en selvstendig organisasjon under FN med 181 medlemsstater (IAEA, 2025a). Norge har vært medlem siden starten.[5] Organisasjonens rolle og funksjon er fastsatt i IAEAs vedtekter (IAEA, u.å.a). Organisasjonen ledes av en generaldirektør som styret utpeker og generalkonferansen godkjenner. Generalkonferansen i IAEA utgjøres av samtlige medlemsstater. IAEA rapporterer til FNs generalforsamling og FNs sikkerhetsråd. I dette punktet beskriver vi noen av de deler av IAEAs virksomhet som har direkte betydning for regulering av kjernekraftteknologi. IAEAs virksomhet omfatter også bruk av nukleær teknologi og stråling innen andre områder som helsetjenester, landbruk og forskning.

Gjennom sikkerhetsstandarder følger IAEA opp de risikoene som bruk av kjernekraftteknologi og stråling medfører. Oppfølgingen skjer innenfor et system av standarder og veiledere som har som mål å beskytte helse, miljø, samfunn og eiendeler fra skadelig virkning av stråling, men samtidig uten å begrense berettiget og proporsjonalt regulert[6] bruk av stråling fra aktiviteter som kommer samfunnet til nytte[7] (se punkt 11.2.1). Figur 15.1 illustrerer systemet av standarder og veiledere fra IAEA.

IAEAs sikkerhetsstandarder har en hierarkisk oppbygging. Sikkerhetsstandardene omfatter:

- Grunnleggende prinsipper for sikkerhet (safety fundamentals)
- Krav til sikkerhet (safety requirements)
- Veiledere for sikkerhet (safety guides)

Kravene til sikkerhet må følges i alle sammenhenger der IAEA gir bistand til en medlemsstat. Bistanden må være basert på og i samsvar med de grunnleggende prinsippene for sikkerhet. Veilederne forklarer hvordan kravene til sikkerhet kan oppfylles. Innenfor visse områder utvikler også IAEA mer teknisk veiledning. Sikkerhetsstandardene utarbeides av IAEA i samarbeid med medlemsstatene. Arbeidet koordineres av Kommisjonen for sikkerhetsstandarder (Commission on Safety Standards, CSS). Alle sikkerhetsstandarder må godkjennes av CSS, mens de grunnleggende prinsippene for sikkerhet og kravene til sikkerhet også må godkjennes av IAEAs styre (Board of Governors).

IAEAs veiledere for sikring (Nuclear Security Guidance) har også en hierarkisk oppbygging. Veilederne for sikring omfatter:

- Grunnleggende prinsipper for sikring[8]
- Anbefalinger om nasjonale tiltak for sikring
- Veiledere for gjennomføring av anbefalingene for sikring

De grunnleggende prinsipper for sikring etablerer det fundamentale formålet og de nødvendige komponentene i en stats nasjonale ordninger for sikring. Anbefalingene beskriver tiltakene en stat bør iverksette for å bygge opp og opprettholde effektive ordninger. Veilederne beskriver hvordan anbefalingene kan gjennomføres. Mer spesifikk og teknisk informasjon publiseres også i form av teknisk veiledning. På samme måte som sikkerhetsstandardene, koordineres arbeidet med IAEAs veiledere for sikring av en rådgivende komité med representasjon av medlemsstater, Advisory Group on Nuclear Security (AdSec).

Sikkerhet og sikring har mange berøringspunkter og kan påvirke hverandre. Det er risiko for at tiltak som hovedsakelig er rettet mot sikring, påvirker sikkerheten negativt, og vice versa. Grensesnittet mellom sikkerhet og sikring (safety/security interface) er en viktig og anerkjent komponent i arbeidet med å beskytte mennesker, eiendeler og miljøet mot skadelige effekter av stråling, og er gitt en framtredende plass i IAEAs veiledning (se punkt 11.1.1).

IAEA har en sentral rolle i å forhindre bruk og spredning av materialer og teknologi som kan brukes til å produsere atomvåpen. Etter ikke-spredningsavtalen har IAEA en oppgave med å verifisere at avtalepartene oppfyller avtalens forpliktelser. Sikkerhetskontroll av nukleært materiale,

---

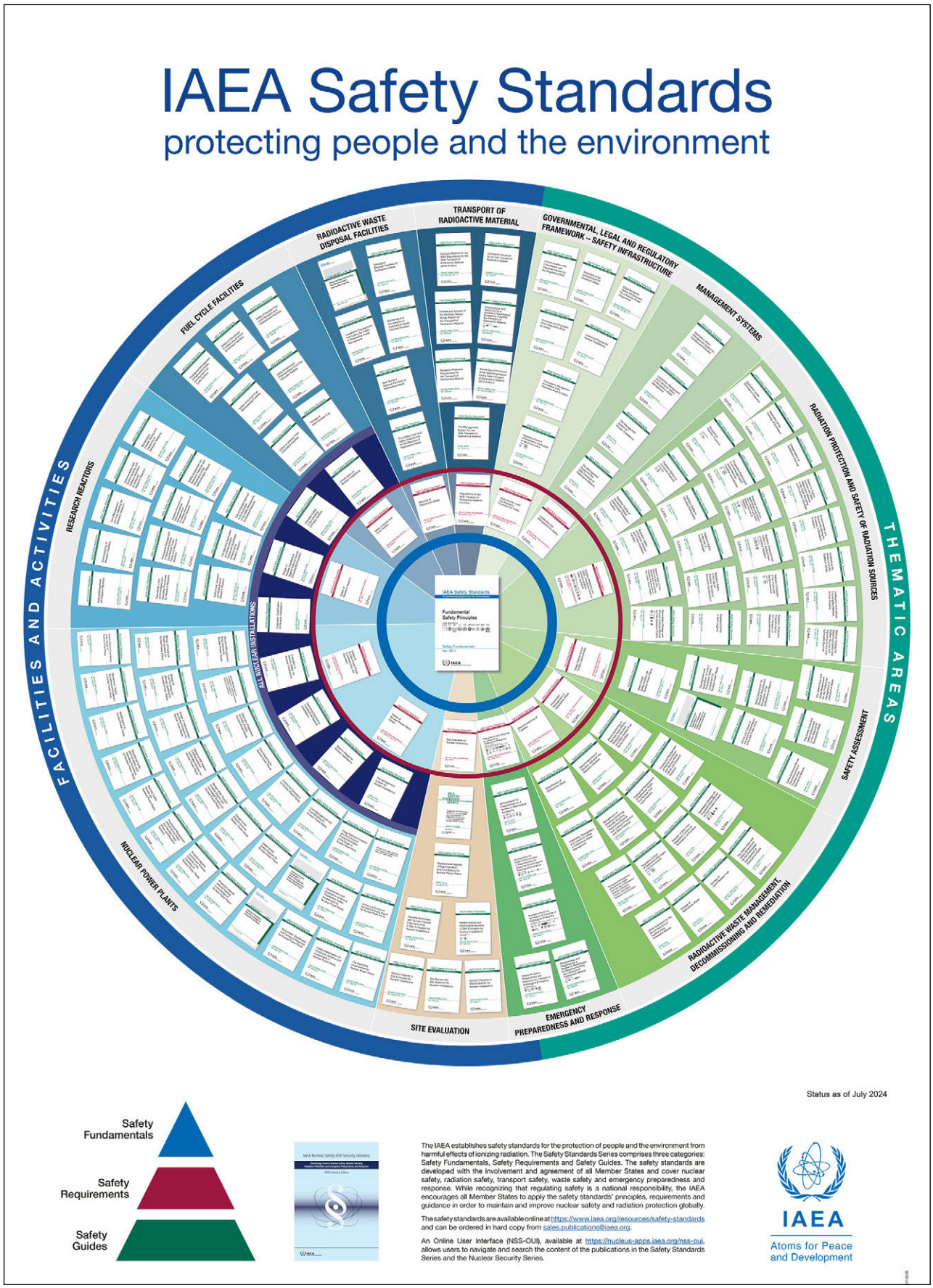
4 International Atomic Energy Agency.

5 Norge gir et årlig bidrag til IAEA for å støtte organisasjonens virksomhet. Ifølge Finansdepartementet utgjorde bidraget om lag 41 mill. kroner i 2025.

6 Begrepet «proporsjonal regulering» brukes her synonymt med begrepet «graded approach», som forklares i IAEA Nuclear Safety and Security Glossary (IAEA, 2022): «For a system of control, such as a regulatory system or a safety system, a process or method in which the stringency of the control measures and conditions to be applied is commensurate, to the extent practicable, with the likelihood and possible consequences of, and the level of risk associated with, a loss of control».

7 F.eks. uttrykkes formålet i IAEAs Fundamental Safety Principles, Safety Fundamentals No. SF-1 (IAEA, 2006) som følger: «The fundamental safety objective is to protect people and the environment from harmful effects of ionizing radiation. This fundamental safety objective of protecting people — individually and collectively — and the environment has to be achieved without unduly limiting the operation of facilities or the conduct of activities that give rise to radiation risks.»

8 Sikring blir også omtalt som fysisk beskyttelse.



Figur 15.1 IAEAs standarder og veiledere

nukleære anlegg og nukleær teknologi[9] (safeguards) er omtalt i punkt 11.2.3.

IAEA har deltatt i utviklingen av en rekke internasjonale konvensjoner om sikkerhet, forebygging og håndtering av kjernekraftulykker. Etter kjernekraftulykken i Tsjornobyl i 1986, tok IAEA og organisasjonens medlemsstater initiativ til internasjonalt samarbeid for å forbedre sikkerheten, forebygge ulykker og for å informere om og håndtere ulykker. IAEA er ikke part i konvensjonene som kom ut av dette arbeidet, men arbeidet ble koordinert av IAEA. Gjennom organisasjonens generaldirektør er imidlertid IAEA forvalter (depositary) for dokumentene som bekrefter partenes tilslutning til de enkelte konvensjonene. Som forvalter av konvensjonene, skal IAEA ha et sekretariat og organisere møter innenfor konvensjonenes rammer eller støtte arbeidet under konvensjonene på andre måter. IAEA forvalter og støtter også implementering av rettslige virkemidler som ikke er formelt juridisk bindende, men har karakter av retningslinjer.[10]

IAEA koordinerer internasjonale evalueringer av nasjonale rammeverk for sikkerhet og beskyttelse, basert på IAEAs veiledere. Slike evalueringer (peer reviews) gjennomføres på invitasjon av medlemsstatene og utføres av et team av eksperter fra IAEAs medlemsstater. Ekspertteamet gjennomgår dokumentasjonen som er levert av staten som har bedt om evalueringen. Teamet besøker deretter landet, møter ansvarlige innen departementer, myndigheter og operatørselskaper, og verifiserer informasjonen som landet har gitt. Observasjonene oppsummeres i en sluttrapport. Sluttrapporten dokumenterer eventuelle avvik fra IAEAs veiledere og identifiserer beste praksis som kan tjene som gode eksempler. Slike evalueringer styrker åpenhet og bidrar til bedre nasjonalt regelverk og tryggere praktiske løsninger. Over tid øker de også den globale beskyttelsen mot hendelser som kan få både lokale og grenseoverskridende konsekvenser. Gjennomføring av internasjonale evalueringer er også en måte for EUs medlemsstater å oppfylle krav i direktivet fra Euratom om nukleære anleggs sikkerhet[11] og direktivet om brukt brensel og radioaktivt avfall.[12] Direktivene krever at medlemsstatene skal invitere til internasjonale fagfellevurderinger av relevante deler av sitt nasjonale rammeverk. Evalueringstjenestene IAEA tilbyr omfatter bl.a.:

- Helhetlig gjennomgang av infrastruktur for kjernekraft (Integrated Nuclear Infrastructure Review, INIR). Denne evalueringstjenesten er et tilbud til land som planlegger etablering av kjernekraft og er knyttet til IAEAs anbefaling om milepælstilnærming (Milestones Approach). En slik helhetlig gjennomgang evaluerer modenheten i en medlemsstats kjernekraftprogram basert på de 19 infrastrukturområdene som inngår i milepælstilnærmingen for innføring av et nasjonalt kjernekraftprogram, (se kapittel 9). Evalueringen tilpasses landets behov og utviklingsgraden av landets kjernefysiske struktur og kompetanse.
- Helhetlig gjennomgang av regulering (Integrated Regulatory Review Service, IRRS). Denne evalueringstjenesten er et tilbud om gjennomgang av regulering for nukleær, stråle-, avfall- og transportsikkerhet. Tjenesten er ikke bare knyttet til kjernekraft. På begjæring fra den norske regjeringen, gjennomførte IAEA en slik helhetlig gjennomgang i 2019 (IAEA, 2019). En oppfølgende runde ble gjennomført fra 24. november til 1. desember 2025 (IAEA, 2025b). Bakgrunnen var et ønske om å styrke det norske rammeverket for strålevern, atomsikkerhet og atomberedskap basert på IAEAs konvensjoner, sikkerhetsstandarder og internasjonal beste praksis. Boks 18.1 beskriver observasjonene fra 2025. Det ble gjennomført en egen samtale vedrørende mulig kjernekraft i Norge med IRRS-teamet og medlemmer fra Helse- og omsorgsdepartementet, Klima- og miljødepartementet, Utenriksdepartementet, Energidepartementet og DSA. Viktigheten av nasjonal strategi, gjennomgang av regelverk og forvaltning, internasjonalt samarbeid og god planlegging ble fremhevet i dialogen. Videre ble tidlig vurdering av håndtering av radioaktivt avfall fra kjernekraft presisert som viktig.
- Internasjonal rådgivningstjeneste for fysisk beskyttelse (International Physical Protection Advisory Service, IPPAS) evaluerer en stats regelverk for fysisk beskyttelse basert på internasjonale rettslige virkemidler, inkludert IAEAs veiledere. Hvis medlemsstaten ber om

[9] På samme måte som i kapittel 11, benytter vi heretter kortformen «sikkerhetskontroll av nukleært materiale» for «sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi».

[10] Eksempel på slike er retningslinjer for sikkerhet og sikring av radioaktive kilder (Code of Conduct on the Safety and Security of Radioactive Sources) og retningslinjer for sikkerhet ved forskningsreaktorer (Code of Conduct on the Safety of Research Reactors).

[11] Council Directive 2014/87/Euratom of 8 July 2014 amending Directive 2009/71/Euratom establishing a Community framework for the nuclear safety of nuclear installations.

[12] Council Directive 2011/70/Euratom of 19 July 2011 establishing a Community framework for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste.

det, inkluderer evalueringen også systemene for beskyttelse av anlegg og beskyttelse under transport. I tillegg kan evalueringene inkludere en evaluering av datasikkerhet. Resultatet av evalueringen håndteres konfidensielt av IAEA. Det ble gjennomført en slik rådgivningsrunde i Norge i 2015 (IAEA, 2015a).
- Internasjonal vurderingstjeneste for radioaktivt avfall og dekommisjonering (Assessment of the Maturity and Effectiveness of Radioactive Waste Management and Decommissioning Strategies, ARTEMIS) evaluerer det nasjonale systemet for håndtering av radioaktivt avfall og brukt kjernebrensel, samt tiltak for nedleggelse og riving av anlegg og for istandsetting av området etter at anlegget er revet. En medlemsstat, dets myndigheter eller individuelle operatørselskaper kan be om en slik vurdering.

  Evalueringene fra INIR, IRRS og ARTEMIS publiseres av IAEA, med mindre medlemsstaten har innvendinger til offentliggjøring, f.eks. av sikkerhetsmessige grunner.

IAEA tilbyr flere tjenester til medlemsstatene:
- Internasjonal sikkerhetsvurdering av forskningsreaktorer (Integrated Safety Assessment of Research Reactors, INSARR) er en grundig gjennomgang av sikkerheten ved forskningsreaktorer. Eksperter fra ulike land sjekker om reaktorene følger IAEAs sikkerhetsregler. Etter vurderingen gir IAEA råd om hvordan land og organisasjoner kan bedre sikkerheten. Det er gjennomført to INSARR i Norge. I 2007 inviterte Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) IAEA til å vurdere sikkerheten ved Haldenreaktoren. Denne vurderingen var en del av behandlingen av søknaden fra Institutt for energiteknikk (IFE) om å drive reaktoren videre fra 2009 til 2018. I 2010 kom IAEA tilbake for å sjekke om de anbefalte tiltakene fra 2007 var fulgt opp. IFE gjorde endringer etter krav fra DSA. I 2017 bestilte IFE en vurdering for JEEP II-reaktoren. Bakgrunnen var å støtte søknaden om drift fra 2019 til 2028.
- Uavhengig vurderingstjeneste for sikkerhetskultur (Independent Safety Culture Assessment, ISCA) handler om å vurdere hvordan en organisasjon jobber med sikkerhet i hverdagen. Målet er å finne områder for forbedringer. IAEA gir råd om hvordan organisasjonen kan styrke sikkerhetskulturen. IFE bestilte en vurdering i 2018. Bakgrunnen var at IFE vurderte store endringer i virksomheten. Arbeidet med sikkerhetskultur i IFE fortsetter som en viktig og løpende prosess.

15.2.2 OECDs byrå for kjernekrafteknologi (OECD-NEA)

Organisasjonen for økonomisk samarbeid og utvikling (OECD[13]*) er sentral i det internasjonale arbeidet med kjernekraft, via sitt byrå for kjernekrafteknologi (NEA*[14]*).* OECD var opprinnelig del av gjenoppbyggingsarbeidet i Europa etter andre verdenskrig gjennom Marshallhjelpen. Økt behov for elektrisk energi og økt interesse for kjernekraft førte i 1958 til opprettelsen av European Nuclear Energy Agency (ENEA) som 1961 ble omdannet til det vi i dag kjenner som OECD-NEA. Organisasjonen har som oppgave å støtte og koordinere samarbeid mellom land med nukleær virksomhet, inkludert kjernekraft, og tilhørende spørsmål om helse, sikkerhet og regulering (NEA, 1995). OECD-NEA har 34 medlemsstater med Norge som medlem siden starten i 1958.[15] Organisasjonen ledes av en generaldirektør i samråd med OECD-NEAs styringskomité der alle medlemsstater er representert, og arbeidet drives innenfor rammen av en omfattende struktur av komitéer og arbeidsgrupper. I boks 15.2 omtaler vi eksempler på arbeid innenfor OECD-NEAs komitéer.

OECD-NEA forvalter internasjonale konvensjoner om atomansvar. Reguleringen av atomansvar i internasjonale konvensjoner har sin bakgrunn i behovet for å sikre erstatningsordninger for skader fra atomulykker (se punkt 17.1.6). Også ikkemedlemmer kan omfattes av konvensjonene som gjelder atomansvar etter samtykke fra de andre medlemmene.

Atomulykker kan gi alvorlige helseskader, grenseoverskridende konsekvenser og svært høye erstatningsbeløp. Ansvaret er derfor regulert, og konvensjonene om erstatningsansvar for atomskader gir de som påføres skader, rett til å fremme krav om erstatning. Operatørselskapet har et objektivt erstatningsansvar uten hensyn til skyld. Reguleringen setter grenser for erstatningsbeløpet og retten til erstatning er tidsbegrenset. Operatørselskapet må ha en solid økonomisk stilling for å kunne stille erstatningsbeløpet til rådighet når det trengs (f.eks. via en forsikringspool). Atomansvaret innebærer også at investorer og leverandører beskyttes mot svært høye erstatningskrav.

---

13 Organization for Economic Co-operation and Development.

14 Nuclear Energy Agency.

15 Organisasjonen hadde opprinnelig et vesteuropeisk fokus, men har siden gradvis utvidet til andre regioner, inkludert Øst-Europa etter oppløsningen av Sovjetunionen. Russland (medlem siden 2013) har blitt suspendert som en konsekvens av landets invasjon av Ukraina.

Boks 15.2 Eksempler på arbeid innenfor OECD-NEAs komitéstruktur

Nuclear Law Committee ble etablert 1957 (NEA, u.å.a). Formålet var å fokusere på spørsmål om atomansvar og erstatning. Komitéen fikk i 2000 et utvidet mandat som omfatter alle lov- og rettsspørsmål innen kjernekraft. I arbeidet deltar juridiske, tekniske og vitenskapelige eksperter, sammen med andre fagspesialister. Komitéen er åpen for medlemsstater og enkelte organisasjoner (Europakommisjonen og IAEA) og et antall ikke-medlemsstater.

I sin gjeldende strategiske plan fokuserer komitéen på:

- å videreutvikle et hensiktsmessig nasjonalt og internasjonalt juridisk system for kjernekraft med fokus på sikkerhet, handel, konsultasjon og ansvarsforhold
- informasjon og utdanning i lov- og rettsspørsmål innen kjernekraft
- tiltak for å etablere en fungerende og rettferdig mekanisme for kompensasjon ved atomulykker i samsvar med internasjonale rettslige virkemidler
- å minimere juridiske hindringer for implementering av sikker kjernekraftteknologi.

Radioactive Waste Management Committee, RWCM (NEA, u.å.b) ble etablert 1975, og *Committee on Decommissioning of Nuclear Installations and Legacy Management, CDLM (NEA, u.å.c*) ble etablert i 2018. Komitéene fokuserer på avfallshåndtering og gjenopprettingsarbeid i forbindelse med drift og etterfølgende dekommisjonering av anlegg.

RWMC støtter medlemsstater i utviklingen av sikker, økonomisk gjennomførbar og vitenskapelig basert håndtering av avfall, inkludert brukt brensel. Ekspertise fra myndigheter, industri og andre i medlemsstatene deltar i arbeidet, samt representanter fra Europakommisjonen og IAEA.

CDLMs arbeid fokuserer på dekommisjonering av nukleære anlegg og på å utvikle praktisk veiledning for å håndtere kontaminerte områder og etterlatt avfall. De arbeider også for å redusere eller helt fjerne adgangs- og bruksrestriksjoner når det er mulig.

Begge komitéene støttes av Regulators' Forum som ble etablert 2001, og som utgjør en plattform for å diskutere reguleringsarbeid innen avfallsområdet. Med tanke på at langsiktig håndtering og sikkerhet av radioaktivt avfall kan være samfunnsmessig kontroversielt, støttes begge komitéene også av Forum for Stakeholder Confidence (etablert 2000) med kompetanse i samfunnsmessige vurderinger og etablering av konstruktiv samfunnsdialog.

15.3 Særlig om Euratom, Norge og EØS-avtalen

I dette punktet redegjør vi nærmere for hva Euratom-samarbeidet omfatter, og hvilket forhold Norge i dag har til Euratom. Vi ser også på EØS-avtalen og alternativer for Norges tilknytning til Euratom dersom Norge blir et kjernekraftland.

15.3.1 Samarbeidet innenfor Euratom

Alle EUs medlemsstater er med i Euratom-samarbeidet. Samarbeidet har utviklet seg fra starten i 1957 basert på Roma-traktaten og Euratom-traktaten (1957). Fra 2009 ble Euratom en del av EU, men slik at den opprinnelige Euratom-traktaten fortsatt er i kraft med Euratom som en selvstendig juridisk enhet. Euratom og EU har mange felles institusjoner. Medlemsstatene kan selv bestemme om de vil tillate kjernekraft til elektrisitetsproduksjon eller ikke, og det er sprikende syn på kjernekraft blant EUs medlemsstater. Dersom en medlemsstat åpner for kjernekraft, innebærer det både fordeler i form av rettigheter og plikter i form av at krav må etterleves.

Euratom-trakten etablerer et særskilt fellesskap i EU for å fremme utviklingen av en europeisk kjernekraftindustri.[16] Euratom har åtte spesifikke oppgaver til fordel for medlemsstatene. Oppgavene spenner fra felles sikkerhetsnormer, investeringsstøtte, jevn og rettferdig forsyning av uran og brensel, system for kontroll av at kjernekraft skjer til fredelig bruk, eiendomsrett til spesielle fissile materialer[17], etablering av et felles marked for bl.a. særlig materiell, utstyr og kjernekraftteknologi, og internasjonalt samarbeid for å fremme

[16] Euratom-traktaten artikkel 1.

[17] Med spesielle fissile materialer menes uran-235, uran-233 og plutonium-239.

utvikling av kjernekraft for fredelig bruk.[18] Euratom har også forskning og spredning av teknisk kunnskap som oppgave. Europakommisjonens felles forskningssenter (JRC[19]) skal bidra til uavhengig, etterprøvbar og kunnskapsbasert forskning som støtter EUs politikk bl.a. innen kjernekraft.

Euratoms forsyningsbyrå (ESA[20]) skal sikre stabil tilgang av bl.a. uran og spesielle fissile materialer med lik adgang til forsyning og gjennom en felles forsyningspolitikk.[21] På grunnlag av forsyningsbyråets eiendomsrett til spesielle fissile materialer[22], har byrået enerett på å inngå kontrakter om levering av f.eks. uranmalm, og spesielle fissile materialer som kommer fra områder innenfor eller utenfor Euratom-felleskapet.[23] Forsyningsbyrået skal også overvåke markedet for nukleære materialer som f.eks uran, og tjenester som anrikning, reprosessering, avfallshåndtering og transport. Forsyningsbyrået skal også identifisere trusler mot forsyningssikkerheten (ESA, 2008). I tillegg skal forsyningsbyrået samarbeide med internasjonale organisasjoner som IAEA og OECD-NEA. Forsyningsbyrået utarbeider en årlig rapport som bl.a. beskriver aktiviteter, markedsutsikter og oppnådde resultater (ESA, 2025).

Observatører i Euratom har ikke de samme rettigheter og plikter som medlemmer. Som medlem i Euratom, er de sentrale rettighetene at medlemsstatene kan delta i beslutningsprosesser med full stemmerett, delta i alle Euratoms programmer og få tilgang til forskningsmidler. De sentrale pliktene er at medlemsstater må følge Euratom-regelverket og bidra økonomisk til finansiering av Euratoms virksomhet. Som observatør i Euratom, kan et land delta på møter uten å ha stemmerett. Landet kan i tillegg gi råd og innspill underveis fram mot en beslutning. Derimot har landet ingen plikt til å bidra økonomisk, og landet kan heller ikke få forskningsmidler fra Euratom.

Euratom-regelverket som medlemsstatene må følge, omfatter både Euratom-traktaten og en rekke Euratom-direktiver. Euratom-traktaten inneholder de fundamentale reglene på kjernekraftområdet. Euratom-regelverket omfatter også fem direktiver som medlemsstatene må gjøre til nasjonalt rett. Boks 15.3 gir en oversikt over bestemmelser i Euratom-traktaten og Euratom-direktiver. I tillegg omtaler vedlegg 2 innholdet i Euratom-direktivene nærmere. Euratom-traktaten er basert på at det er en arbeidsdeling mellom Euratom, Europakommisjonen og medlemsstatene. Mens Euratom har egne ansvarsområder som f.eks. sikkerhet, har Europakommisjonen bl.a. ansvar for å føre tilsyn med Euratoms organer. Medlemsstatene skal iverksette, rapportere på og etterleve Euratom-regelverket.

Etter Euratom-regelverket må nasjonale tilsynsmyndigheter for atomsikkerhet og for sikker håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall være uavhengige.[24] Med uavhengig menes at myndigheten skal være funksjonelt adskilt fra andre myndigheter som arbeider med å fremme eller anvende kjernekraft eller radioaktivt materiale, inkludert energiproduksjon og håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall. Uavhengigheten skal sikre faktisk uavhengighet mot urettmessig påvirkning av tilsynsmyndighetens beslutninger. Medlemsstatene må sikre at tilsynsmyndighetene tildeles nødvendige juridiske virkemidler og nødvendige menneskelige og økonomiske ressurser for å ivareta sine oppgaver.

EUs medlemsstater må følge Euratom-traktatens regler for sikkerhetskontroll og verifisering av nukleært materiale. Euratom har myndighet til å inngå avtaler med både land som ikke er EU-medlemmer og med internasjonale organisasjoner. To multilaterale avtaler er inngått, dels mellom Euratom, EUs ikke-atomvåpenstater og IAEA, og dels mellom Euratom, Frankrike (som eneste atomvåpenstat i EU) og IAEA. I implementeringen samarbeider Europakommisjonen og IAEA f.eks om felles verifikasjoner, men forbeholder seg retten til å trekke uavhengige konklusjoner.

EU har ingen erstatningsansvarsordning for atomskader. EUs medlemsstater baserer seg på de internasjonale konvensjonene om atomansvar som de har sluttet seg til, og som gir felles regulering. Medlemsstatene kan likevel vedta nasjonal lovgivning som er strengere enn internasjonale konvensjoner om atomansvar. I Norge er atomansvaret regulert i atomenergiloven[25] (se punkt 17.1.6).

Euratom har bilaterale avtaler med tredjeland.[26] Etter at Storbritannia gikk ut av EU, inngikk de en egen avtale med Euratom om trygg og fredelig bruk av kjernekraft. Avtalen trådte i kraft 1. januar 2021, og etablerer et rammeverk for samarbeid basert på felles forpliktelser til ikke-spredning, høy sikkerhetsstandard og fredelig bruk av

[18] Euratom-traktaten artikkel 2.
[19] Joint Research Centre.
[20] European Supply Agency.
[21] Euratom-traktaten artikkel 52 nr. 1.
[22] Euratom-traktaten artikkel 86.
[23] Euratom-traktaten artikkel 52 nr. 2.
[24] Direktiv 2011/70/Euratom artikkel 6 og direktiv 2009/71/Euratom artikkel 5.
[25] Atomenergiloven (1972) kapittel III.
[26] Euratom-traktaten kapittel 10.

Boks 15.3 Oversikt over bestemmelser i Euratom-traktaten og Euratom-direktiver

Sentrale regler i Euratom-traktaten knyttet til sikkerhet er:

- Euratom skal innføre grunnleggende normer til beskyttelse av befolkningens og arbeidstakernes helse mot de farer som er forbundet med ioniserende stråling.[1, 2]
- Det er fastsatt saksbehandlingsregler som skal følges ved fastsettelse av grunnleggende normer.[3]
- Hver medlemsstat skal vedta lover og administrative bestemmelser for å sikre at de grunnleggende normer overholdes.[4]
- Europakommisjonen skal på ulike måter overvåke nasjonale helse- og sikkerhetstiltak, inkludert planer for deponering av radioaktivt avfall som har grenseoverskridende virkninger.[5]

De fem Euratom-direktivene er:

- *Direktivet om grunnleggende sikkerhetsnormer*[6] fastsetter normer for beskyttelse av arbeidstakeres og allmennhetens helse mot ioniserende stråling.
- *Direktivet om atomsikkerhet*[7] gjelder for kjernekraftverk, anlegg for anriking, anlegg for brenselsproduksjon, anlegg for reprosessering, forskningsreaktorer, anlegg for lagring av brukt brensel og anlegg for lagring av radioaktivt avfall i tilknytning til de omtalte anleggene.
- *Direktivet om ansvarlig og sikker håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall*[8] gjelder for alle stadier av håndteringen av brukt brensel og radioaktivt avfall fra sivil virksomhet.
- *Direktivet om overvåkning av og kontroll med overførsel av radioaktivt avfall og nukleært brensel*[9] fastsetter et fellesskapssystem for overvåkning og kontroll av grensekryssende transporter av brukt brensel og radioaktivt avfall i, gjennom og utenfor EU.
- *Direktivet om beskyttelse av befolkningens helse med hensyn til radioaktive stoffer i drikkevann*[10] handler om å sikre at drikkevann i EU ikke inneholder skadelige nivåer av radioaktivitet, og dermed beskytte folkehelsen.

1 Euratom-traktaten artikkel 30.
2 Euratom-traktaten artikkel 2 b.
3 Euratom-traktaten artikkel 31 og 32.
4 Euratom-traktaten artikkel 33.
5 Euratom-traktaten artikkel 34.
6 Council Directive 2013/59/Euratom.
7 Council Directive 2009/71/Euratom.
8 Council Directive 2011/70/Euratom.
9 Council Directive 2006/117/Euratom.
10 Council Directive 2013/51/Euratom.

kjernekraftteknologi. Den omfatter handel med og overføring av nukleært materiale, utstyr og teknologi, samt samarbeid om nukleær sikkerhet, strålevern og beredskap ved ulykker. Avtalen legger også til rette for trygg håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall, og for bruk av radioisotoper i medisin, industri og forskning. Storbritannia kan delta i forskningsprogrammer og ekspertgrupper knyttet til kjernekraft, og avtalen sikrer gjensidig godkjenning ved anriking av uran til 20 prosent U-235 eller høyere. All aktivitet under avtalen skal gjelde fredelige formål og være i tråd med internasjonale forpliktelser, inkludert IAEA-konvensjonene og Wien-erklæringen om nukleær sikkerhet (IAEA, 2015b).[27]

15.3.2 Norges forhold til Euratom i dag

Norge regnes som et tredjeland overfor Euratom. Ettersom Euratom-regelverket ikke er en del av EØS-avtalen[28], er Norge ikke forpliktet etter EØS-avtalen til å ta Euratom-regelverket inn i norsk rett. Den norske reguleringen er imidlertid på flere områder harmonisert med innholdet i flere av Euratom-direktivene.

Norge har inngått en avtale med Euratom om vitenskapelig og teknologisk samarbeid (DSA, 2024). Samarbeidsavtalen innebærer at Norge skal

27 Wien-erklæringen om nukleær sikkerhet ble vedtatt 9. februar 2015 av partene til Konvensjonen om kjernefysisk sikkerhet. Erklæringen angir at partene er enige om at nye kjernekraftverk skal utformes, lokaliseres og konstrueres på en måte som forhindrer utslipp, som kan kreve langvarige beskyttelsestiltak. Partene er også enige om at periodiske sikkerhetsvurderinger skal gjennomføres for eksisterende anlegg for å identifisere og gjennomføre sikkerhetsforbedrende tiltak, og at det nasjonale rammeverket for kjernefysisk sikkerhet skal ta hensyn til bl.a. IAEAs sikkerhetsstandarder.

28 EØS-avtalen har til formål å utvide EUs indre marked, med fri bevegelighet for varer, tjenester, kapital og personer til Norge, Island og Liechtenstein.

sikre de samme høye sikkerhetsstandardene som EU-landene ved bruk av kjernekraft og ved håndtering av radioaktivt materiale og avfall. Avtalen gir også Norge tilgang til Euratoms forskningsprogrammer og muligheten til å delta i felles prosjekter. Ettersom Norge er et tredjeland, kan Norge imidlertid ikke få prosjektfinansiering fra EU, men må selv dekke deltakelse i prosjektene.

Norge samarbeider også med Euratom på andre områder. Norge har vært fullverdig medlem i ECURIE (European Community Urgent Radiological Information Exchange) siden 2015, og er koblet til ECURIEs varslingssystem for atomulykker. Norge er også observatør i Article 31 Group of Experts som utvikler det juridiske rammeverket for beskyttelse av arbeidstakere, allmennheten og miljøet mot skadelig virkning av stråling. Norge deltar i tillegg i EUs forsknings- og kompetanseprogram innenfor atomsikkerhet og strålevern.

15.3.3 Hvilket forhold Norge kan få til Euratom

Norges tilknytning til EU gjennom EØS-avtalen (1992) gir grunn til å vurdere hvilket forhold Norge kan få til Euratom hvis vi etablerer kjernekraft. Det er flere land som har introdusert kjernekraft uten å være med i Euratom. Dette gjelder f.eks. Sveits og Ukraina. Heller ikke for Norge er medlemskap i Euratom en forutsetning for å introdusere kjernekraft. Norges medlemskap i IAEA påvirker verken behovet for eller muligheten for samarbeid med Euratom.

Forholdet til Euratom ble ikke særskilt vurdert i forbindelse med inngåelse av EØS-avtalen i 1992 (St.prp. nr. 100 (1991–92)).[29] Heller ikke i forbindelse med mulig EU-medlemskap i 1994 ble det gjort nærmere vurderinger av Euratom. I stortingsproposisjonen om EU-medlemskap (St.prp. nr. 40 (1993–1994), punkt 5.1.3.3) ble det understreket at medlemskap i EU også vil innebære medlemskap i Euratom, og at Euratom-direktivene ikke er del av EØS-avtalen. Videre ble det påpekt at Euratom omfatter energipolitiske forhold som har vært av sentral betydning for de opprinnelige EF-landene, men som er av mindre betydning for Norge. Ytterligere er det påpekt at Euratom-traktaten ikke forplikter Norge til bruk av kjernekraft, og at hvert land selv avgjør hvilke energiformer som skal tillates.

En vurdering av hvilket forhold Norge kan få til Euratom, må avklares i dialog med Euratom. En slik vurdering er omfattende. Når ulike alternativer for tettere tilknytning skal vurderes, vil to spørsmål være sentrale: hvilke nye rettigheter og forpliktelser de ulike alternativene innebærer for Norge, og hvilke politiske og rettslige beslutninger som må tas nasjonalt for å kunne forplikte staten.

Ettersom EU- og dermed Euratom-medlemskap er en politisk beslutning utenfor utvalgets mandat, vurderer utvalget kun tre alternativer. De tre alternativene utvalget vurderer som aktuelle, er:

- Å inngå en avtale med Euratom.
- Å utvikle kjernekraft uten å være tilknyttet Euratom.
- Å utvide formålet med EØS-avtalen slik at det også omfatter kjernekraft.

Å inngå en avtale med Euratom, vil være et spørsmål om forhandlinger og om hva begge parter kan akseptere. En avtale mellom Norge og Euratom vil innebære gjensidige rettigheter og plikter, og krav til felles opptreden basert på Euratom-traktaten og de rettsakter som er vedtatt innenfor Euratom. For å igangsette en prosess på norsk side med mål om å inngå en avtale med Euratom, må regjeringen beslutte et mandat for forhandlingene og oppnevne hvem som skal forhandle på Norges vegne. Norges mulighet for å oppnå en avtale, må eventuelt vurderes nærmere.

Å utvikle kjernekraft uten å være tilknyttet Euratom, krever at Norge i større grad må bygge kompetanse og utvikle regelverk selv. Med et slikt alternativ vil Norge ikke fullt ut få drahjelp av regelverket og samarbeidet i Euratom.

Å utvide formålet med EØS-avtalen slik at det også omfatter kjernekraft, betyr at Norge skal delta i arbeidet med å fremme utviklingen av europeisk kjernekraft. EU-regelverk som viser til Euratom-regelverket, omfatter bl.a. rettsakter knyttet til forskning og teknologisk utvikling[30],[31] statistikk[32], katastrofeberedskap, det europeiske jernbanebyrå og beskyttelse av graderte opplysninger.[33] En slik utvidelse av EØS-avtalen er juridisk og politisk komplisert og forutsetter både en beslutning fra norsk side og en beslutning fra EU. I tillegg må endringen vedtas i EØS-komitéen.

---

[29] St.prp. nr. 100 (1991–92) inneholder ingen omtale av Euratom.

[30] Se f.eks. EØS-komitéens beslutning nr. 10/94 om endring av EØS-avtalens protokoll 31 om samarbeid på særlige områder utenfor de fire friheter, EØS-tillegget nr. 36/1994/s. 1.

[31] Se avgjørelse i EØS-komitéen nr. 39/2008 av 14. mars 2008 om endring av protokoll 31 til EØS-avtalen om samarbeid på særlige områder utenfor de fire frihetene, EØS-tillegget nr. 42/2008/s. 26.

[32] Se f.eks. EØS-komitéens beslutning nr. 51/2004 av 23. april 2004 om endring av EØS-avtalens vedlegg XXI (Statistikk) EØS-tillegget nr. 43/2004/s. 17.

Ettersom Euratom er et eget rettssubjekt, vil en formell tilslutning til EØS-avtalen kreve at Euratom som sådan tiltrer avtalen. En eventuell utvidelse av EØS-avtalen på dette punktet vil sannsynligvis kreve revisjon av avtalens hoveddel. Det kan i så fall ikke vedtas av EØS-komitéen eller EØS-rådet alene, men må ratifiseres av samtlige EU-medlemsstater.

Å inngå avtale med Euratom eller utvide formålet med EØS-avtalen krever nærmere vurderinger og at det tas politiske beslutninger fra regjeringen og Stortinget. Det må vurderes hvor omfattende myndighet som vil anses overført ved en avtale med Euratom eller ved en utvidelse av formålet med EØS-avtalen. I utgangspunktet kan regjeringen inngå internasjonale avtaler uten Stortingets samtykke (Grunnloven, 1814).[34] Regjeringen må likevel ha Stortingets samtykke for å inngå internasjonale avtaler «av særlig stor viktighet» og når det er nødvendig med «en ny lov eller stortingsbeslutning».[35] Samtykke fra Stortinget i slike tilfeller gis med alminnelig flertall. Stortinget kan med alminnelig flertall samtykke til inngåelse av traktater som innebærer myndighetsoverføring, så lenge myndighetsoverføringen anses som «lite inngripende». Dersom en avtale gjelder på et saklig begrenset område og innebærer at en internasjonal sammenslutning skal ha rett til å utøve myndighet som ellers ligger til norske myndigheter, må imidlertid saken vedtas med tre fjerdedels flertall med minst to tredjedeler av stortingsmedlemmene til stede.[36] Kravet til kvalifisert flertall gjelder for avtaler som innebærer myndighetsoverføring som er mer enn «lite inngripende». Høyesterett har etablert prinsipper for å vurdere om overføring av myndighet fra norske myndigheter er i samsvar med Grunnloven.[37]

15.4 Om EØS-avtalen og krav til konsekvensutredninger

EØS-krav til utarbeidelse av konsekvensutredninger er allerede del av norsk rett. Direktivet om strategiske konsekvensutredninger[38] og prosjektspesifikke konsekvensutredninger[39] skal sikre utredning av virkninger for miljø og samfunn av planer og tiltak som kan få vesentlige miljøvirkninger. Kravene går lenger enn internasjonal rett under Espoo-konvensjonen og tilleggsprotokollen om strategiske konsekvensutredninger,[40] ved at de gjelder uavhengig av om det er potensielle grenseoverskridende virkninger.

Planer eller program for om kjernekraft skal inngå i energimiksen, planer for etablering av kjernekraftverk eller søknad om konkrete kjernekraftverk, kan være omfattet av kravene. Det er også krav om konsekvensutredning for dekommisjonering av anlegg. Kunnskapen som blir innhentet og formidlet i en konsekvensutredning, skal være utarbeidet før strategier, planer og tiltak eventuelt blir godkjent, og med det være med å forme planinnhold og konsesjoner med vilkår.

En konsekvensutredning skal beskrive miljø- og samfunnsvirkningene av kjernekraft. Inndelingen i scope er en måte å forstå kretsen, eller innrammingen, av virkninger som oppstår.[41] Scope 1 omfatter direkte virkninger fra et kjernekraftverk eller andre nukleære anlegg. Scope 1 inkluderer særlig bygging, drift og dekommisjonering av kjernekraftverk og andre nukleære anlegg, og de umiddelbare konsekvensene det har for lokalmiljøet, sikkerhet, beredskap og teknisk kontroll. Scope 2 dekker indirekte virkninger knyttet til støttefunksjoner og tilknyttet infrastruktur, slik som energibruk i tilknyttede anlegg, transport av personell og utstyr, eller drift av administrative funksjoner. Scope 3 omfatter alle øvrige indirekte virkninger i hele livsløpet og verdikjeden. Scope 3 inkluderer utvinning og prosessering av uran, produksjon av komponenter og byggematerialer, transport og logistikk, langsiktige konsekvenser av avfallshåndtering, og virkninger på samfunn, økonomi og arealbruk. Scope 3 er ofte den mest komplekse kategorien, og krever bred koordinering mellom ulike myndigheter og sektorer.

Konsekvensutredninger for kjernekraft kan være omfattende. Saksbehandlingskravene er utformet for å sikre tidlig medvirkning for allmenheten og

---

33 Se f.eks. EØS-komitéens beslutning nr. 42/2013 av 15. mars 2013 om endring av EØS-avtalens vedlegg XIII (Transport) EØS-tillegget nr. 49/2013/s. 18 og EØS-komitéens beslutning nr. 82/2005 av 10. juni 2005 om endring av EØS-avtalens vedlegg XIII (Transport) EØS-tillegget nr. 52/2005/s. 7.

34 Grunnloven § 26 første ledd.

35 Grunnloven § 26 annet ledd.

36 Grunnloven § 115.

37 Se også f.eks. betenkning fra Høyesterett (HR-2021-655-P) og dom fra Høyesterett (HR-2023-2030-P).

38 Directive 2001/42/EC of the European Parliament and of the Council of 27 June 2001 on the assessment of the effects of certain plans and programmes on the environment. Også kalt SEA-direktivet.

39 Directive 2014/52/EU of the European Parliament and of the Council of 16 April 2014 amending Directive 2011/92/EU on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment Text with EEA relevance. Også kalt EIA-direktivet.

40 Se punkt 15.1.

41 I 2015 ble 2030-agendaen med de 17 bærekraftsmålene vedtatt av alle FNs medlemsland.

andre berørte i planleggingen, mens det fortsatt er mulig å reelt sett påvirke utfallet i saken. Utredninger som er gjennomført i andre land, viser at f.eks. bygging av to nye kjernekraftreaktorer i Ungarn, Paks I, utløste omfattende utredninger. Dokumenter knyttet til Fennovoima Nuclear Power Plant i Finland utgjorde til sammen flere tusen sider.

Kapittel 16
Erfaringer fra regulering av kjernekraft i andre land

For å vurdere framtidig regulering og myndighetsorganisering ved etablering av kjernekraft i Norge, er det nyttig å se på erfaringer fra andre land. Flere europeiske land har allerede innført, eller planlegger å innføre kjernekraft. Deres erfaringer kan gi relevant innsikt for norske vurderinger.

I dette kapittelet ser vi på erfaringene i seks land som er i ferd med å etablere et nasjonalt kjernekraftprogram, eller å gjøre betydelige investeringer innenfor sine allerede eksisterende program. Vi beskriver bl.a. teknologi og omfang av kjernekraftproduksjon, hvordan myndighetsapparatet er organisert, og hvilke regulatoriske virkemidler som er etablert eller er under utvikling. Sammen med beskrivelsen i kapittel 15 om internasjonal regulering og kapittel 17 om dagens norske regulering og myndighetsorganisering for kjernekraft, gir dette kapittelet et bakteppe for vurderingene i kapittel 18 og 19 om framtidig regulering og myndighetsorganisering ved introduksjon av kjernekraft i Norge.

16.1 Seks utvalgte land

Vi har valgt å se nærmere på erfaringene fra Polen, Finland, Sverige, Storbritannia, Canada og Frankrike. Samtlige land er medlemmer av IAEA og OECD, og parter til de fleste konvensjoner og andre relevante internasjonale rettslige virkemidler innen kjernekraftområdet. Polen, Sverige, Finland og Frankrike er også EU-medlemmer, og dermed forpliktet til å implementere Euratom-direktivene. Samtlige land har dermed en regulering som er preget av det internasjonale regelverket som er beskrevet i kapittel 15, men med forskjeller som gjenspeiler den spesifikke nasjonale tradisjonen og konteksten. To av landene, Frankrike og Storbritannia, er blant de fem partene i ikke-spredningsavtalen som har atomvåpen. Denne avtalen forplikter dem til å hindre spredning til andre land av den atomvåpenteknologien de disponerer.

Mens Polen planlegger å introdusere kjernekraft, planlegger de øvrige landene å opprettholde eller utvide sine allerede eksisterende kjernekraftprogram. Polen har gjennomført et betydelig arbeid for å etablere et nasjonalt rammeverk som støtter introduksjonen av kjernekraft. Det regelarbeid som for tiden pågår i Finland og Sverige, tilsier at disse to landene bør vurderes nærmere. Storbritannia og Canada har kommet langt i planleggingen med å innføre små modulære reaktorer (SMR) som en del av den nasjonale energimiksen. Frankrike har tatt et særdeles aktivt valg om å satse på kjernekraft i stor skala, og planlegger å bygge flere nye storskala reaktorer. Utvalget har besøkt Sverige, Finland og Canada for diskusjoner med industri, departement og myndigheter. I tillegg har diskusjoner som er gjennomført virtuelt eller via korrespondanse med representanter fra de øvrige landene, bidratt med kunnskap om situasjonen i disse landene.

Finland og Frankrike har tatt i bruk én ny reaktor hver på 2020-tallet. Idriftsettelsen av nye reaktorer har skjedd etter en pause i idriftsettelsen av nye reaktorer i disse landene på henholdsvis 42 og 25 år. De andre landene har ikke tatt nye reaktorer i bruk de siste 30–40 årene. Den nåværende satsingen på kjernekraft i disse landene kan derfor til en viss grad ses som en ny oppstart av landets kjernekraftprogram, og har gitt landene grunn til å gjennomgå og oppdatere det nasjonale rammeverket for kjernekraft. Noen av landene har kommet langt i å etablere anlegg for deponering av kjernekraftens avfall, inkludert for deponering av det brukte brenselet og annet høyaktivt avfall. Tabell 16.1 sammenfatter status for dagens kjernekraft og utbyggingsplaner i de seks landene, og er ordnet etter antall kjernekraftverk i hvert land. Informasjonen i tabellen er i hovedsak basert på den nyeste landvise sammenstillingen fra World Nuclear Association 2025 og annen tilgjengelig informasjon per 31.12.2025 (WNA, 2025a). Planlagt kjernekraft i form av antall reaktorer og/eller effekt er basert på regjeringsuttalelser eller publiserte planer som i enkelte tilfeller har en lang tidshorisont. Disse oppdateres og justeres kontinuerlig. Informasjonen må derfor betraktes som foreløpig og veiledende.

Tabell 16.1 Oversikt over kjernekraft i de seks utvalgte landene

Land, EU-medlemskap (år)	Antall reaktorer[1]	Kjernekraft, (TWh) / andel (%) av total kraftproduksjon	Reaktorer under bygging[2]	Planlagt (antall reaktorer eller effekt)	Siste to nettilkoblinger (år)	Status for brenselsdeponi [3]
Polen 2004–	0	-	0	3–6 GW-reaktorer, 2–24 SMR	-	Mangler
Finland 1995–	5	31,1 / 39	0	-	2022/1980	Deponering planlegges å starte 2026
Sverige 1995–	6	48,7 / 29	0	10–15 GW	1985/1985	Bygging startet
Storbritannia 1973–2020	9	47,7 / 15	4	24 GW	1995/1989	Mangler
Canada	17	87,2 / 13	4 (SMR)	~5–10 GW	1993/1990	Lokasjon for nærmere grunnundersøkelser er valgt
Frankrike 1958–	57	536,5 / 67[4]	2	14 GW-reaktorer	2024/1999	Lokasjon er valgt og undersøkt, bygging planlegges å starte innen 1–2 år

1 Reaktorer som er i drift, noen kan ha lengre driftsavbrudd på grunn av vedlikehold eller oppgradering.

2 Inkluderer noen anlegg i en svært tidlig fase av oppføring, f.eks. at grunnarbeider er startet for spesifisert reaktortype og at spørsmålet om finansiering synes å være i hovedsak løst, men der endelig byggetillatelse ennå ikke er gitt. Prosjektene omfatter reaktorer i storskala med mindre annet er angitt. Vi gir ytterligere forklaringer i punkt 16.3–16.8 om de enkelte land.

3 Inkluderer høyaktivt avfall fra f.eks. reprosessering av brukt brensel

4 Oppgitt fra Enerdata, Nuclear and renewables raised France's 2024 power generation to 5-year high | Enerdata

16.2 Oppsummering av landenes kjernekraftprogram og erfaringer

I dette punktet oppsummerer vi erfaringer som har betydning for en innføring av et nasjonalt kjernekraftprogram. Erfaringene bør ses i sammenheng med den nasjonale konteksten som er oppsummert i punkt 16.3–16.8. Vi viser til punkt 16.3 om Polen, punkt 16.4 om Finland, punkt 16.5 om Sverige, punkt 16.6 om Storbritannia, punkt 16.7 om Canada og punkt 16.8 om Frankrike. Observasjonene berører de fleste infrastrukturområdene i milepælstilnærmingen som er beskrevet nærmere i kapittel 9. Disse observasjonene er i mange tilfeller også relevante for regulering og myndighetsorganisering (infrastruktur 5 og 7 i milepælstilnærmingen). Vi har henvist til de ulike infrastrukturområdene i teksten.

16.2.1 Nasjonalt standpunkt og nasjonal støtte, mål og strategi

Milepæl 1 i milepælstilnærmingen er en politisk beslutning om hvorvidt kjernekraft skal inngå i den nasjonale kraftforsyningen. Beslutningen forutsetter langsiktig engasjement og må forankres i et forutgående omfattende utredningsarbeid. Polen, som aldri har hatt kjernekraftverk i drift, har siden 2005 fattet en rekke beslutninger knyttet til introduksjon av kjernekraft for å sikre forsyningen av elektrisk kraft og redusere avhengigheten av fossilt brensel. De andre landene etablerte sine kjernekraftprogrammer på 1940-, 1950- og 1960-tallet, men har senere bekreftet den nasjonale betydningen av kjernekraft gjennom politiske uttalelser og tiltak for å forsterke kjernekraftens rolle i energimiksen. Som det framgår av tabell 16.1, og basert på antallet konkret igangsatte prosjekter, er imidlertid den planlagte utbyggingen fortsatt i en tidlig fase.

Den nåværende satsingen på kjernekraft har ifølge ulike opinionsundersøkelser støtte i befolkningen i alle de seks landene vi har sett på. Undersøkelsene tyder på økende samfunnsaksept som bidrar til å gi legitimitet til planene om ny kjernekraft. Undersøkelsene gir ikke alltid god informasjon om hva som forårsaker den nåværende, og over tid økende, støtten. I kapittel 30 diskuterer vi samfunnsaksept og de problemer tolkningen av opinionsundersøkelser fører med seg.

Erfaringer viser at både støtte i opinionen og politisk støtte vil variere i løpet av et kjernekraftprogram. I 2022 besluttet Frankrike å erstatte en beslutning fra 2010-tallet om å begrense kjernekraftens andel av kraftproduksjonen, med planer om utbygging av flere storskala reaktorer (EPR-2) for å øke kraftproduksjonen. I Sverige ble det – etter bl.a. en folkeavstemning i 1980 – tatt en beslutning om at kjernekraft skulle avvikles i den takt regjeringen bestemte. Beslutningen er opphevet, og det er nå støtte både politisk og i opinionen til å beholde dagens svenske kjernekraft. Det er også støtte å bygge ut ny kapasitet dersom det er behov for dette. Usikkerhet om mulige framtidige endringer i energipolitikken eller i støtten til enkelte kraftprosjekt, kan påvirke investeringsviljen i kjernekraft hos aktørene. Problemstillingen berøres også i punkt 16.2.2 om tillatelsesprosessen og punkt 16.2.3 om finansiering.

Vi ser en sammenheng mellom målene for klima- og energipolitikken. Målene er både å øke elektrifisering og andelen fossilfrihet i kraftproduksjonen. Kjernekraft kan derfor få en dobbel strategisk rolle: å bidra til å dekke forventet framtidig økning i kraftbehov og samtidig redusere klimautslipp fra kraftproduksjonen. Alle landene vi har sett på, har gitt sin støtte til erklæringen framlagt på klimakonferansene COP28, 29 og 30 om tredobling av global kjernekraft innen 2050 (WNA, 2024; IAEA, 2025c).

Milepælstilnærmingen anbefaler at et land etablerer mål og strategier for arbeidet med etablering av kjernekraft, og prinsipper for hvordan arbeidet skal organiseres. Beskrivelse av mål og strategier finnes i de ulike landene, men er ikke alltid fullstendig dekkende eller ensartede. Arbeidet med implementering eller utvidelse av det nasjonale kjernekraftprogrammet drives med statlig medvirkning og med varierende grad av statlig styring. Polen har etablert en NEPIO[1] for å lede arbeidet med milepælstilnærmingen. Polen har også benyttet evalueringstjenesten for helhetlig gjennomgang av infrastruktur for kjernekraft, INIR[2], som IAEA tilbyr medlemsstatene i ulike faser.[3] Sverige, Frankrike og Storbritannia har organisasjonsformer som inkluderer funksjoner som utføres av en NEPIO. Det er sannsynlig at et land som allerede har kjernekraft, også har strukturer som til sammen tilsvarer en NEPIO.

16.2.2 Et hensiktsmessig og effektivt system for tillatelser

Kompleksiteten i tillatelsesprosessen for kjernekraftverk har blitt identifisert som en forsinkende faktor i gjennomføringen av prosjekter. Tillatelsesprosessen berører infrastrukturområde 5 om rettslig rammeverk og 7 om regulatorisk rammeverk i milepælstilnærmingen.

Prosjektspesifikke beslutninger og tillatelser meddeles i alminnelighet i de utvalgte landene av flere myndigheter og i flere trinn. For hvert prosjekt er det nødvendig med lokal tilslutning, valg av lokalisering, byggetillatelser, miljøtillatelser og tillatelser basert på sikkerhet ved drift, dekommisjonering og avfallshåndtering. Disse temaene berører spesifikt infrastrukturområde 2, 6, 8, 11–13 og 15 i milepælstilnærmingen. Temaene reguleres av ulike lover som sorterer under ulike departementer og forvaltes av ulike myndigheter. Temaene kan også, som i Canada, reguleres på både føderalt og provinsnivå.

I de senere år har flere land igangsatt analyser av hvordan tillatelsesprosessen kan gjøres mer koordinert, effektiv og hensiktsmessig. Det vurderes bl.a. hvordan man kan unngå overlappende og motstridende krav. I Storbritannia har regjeringen opprettet en arbeidsgruppe med oppgave å effektivisere regelverket og dets gjennomføring. I Sverige er det gjennomført en utredning om forenkling av tillatelsesprosessen. I Finland er det framlagt forslag til en ny sammenhengende kjernekraftlov[4] og forslag til endringer i flere andre lover. I flere land planlegges det for nye prosesser i forkant av tillatelsesprosessen, for å sikre tidlig samråd mellom en eller flere industriaktører og lokale og nasjonale parter (infrastrukturområde 11).

En tidlig tilslutning fra regjering og nasjonalforsamling til et kjernekraftprosjekt øker sannsynligheten for investeringsbeslutning. Slik tidlig tilslutning til et prosjekt må ikke forveksles med nasjonalforsamlingens prinsipielle tilslutning til et kjer-

---

1 NEPIO, Nuclear Energy Program Implementing Organization.

2 INIR, Integrated Nuclear Infrastructure Review.

3 Det er gjennomført en INIR i 25 av IAEAs medlemsstater (IAEA, u.å.b)

4 På svensk «kärnenergilagen».

nekraftprogram (milepæl 1 i IAEAs milepælstilnærmingen). Det vi her sikter til skjer i tiden etter milepæl 1, og gjelder spørsmålet om tilslutning til et konkret kjernekraftprosjekt fra regjering og nasjonalforsamling. Ved å kreve slik tilslutning, sikrer man at prosjekt som ikke får tilslutning, kan avsluttes før større investeringer er gjort. I Finland tas beslutningen som en såkalt prinsippbeslutning etter gjeldende kjernekraftlov. Prinsippbeslutningen tar i første omgang stilling til om prosjektet er forenelig med samfunnets helhetsinteresser. I en slik vurdering inngår hensyn til energiforsyning, energisikkerhet, nasjonal sikkerhet, beskyttelse av helse, miljø, eiendom og infrastruktur. I Sverige er det foreslått å lovfeste en tilsvarende tidlig beslutning. Dersom det skal være krav om en slik tilslutning som del av tillatelsesprosessen, er det behov for å klargjøre hvilke utredninger som skal utføres av henholdsvis industrien, ansvarlige myndigheter og departementer som grunnlag for regjeringens beslutning.

På tvers av landene ser vi en klar tendens til å vektlegge behovet for tydelig myndighetsorganisering og hensiktsmessige tillatelsesprosesser. Flere land arbeider for å styrke strålingssikkerhetsmyndigheter og andre tilsynsmyndigheter, f.eks. gjennom internasjonalt samarbeid, og etablere spesialiserte enheter for kjernekraftutvikling. En rekke land har også igangsatt regelverksprosesser for å tilpasse regelverket, eller vurdere om det er mulig og hensiktsmessig å tilpasse regelverket, til ny design og teknologi i form av små modulære reaktorer (SMR) og avanserte modulære reaktorer (AMR). Samtidig er det sterk fokus på samfunnsdialog og offentlig deltakelse. Der det er relevant, som i Canada, er også urfolkskonsultasjoner en integrert del av tillatelsesprosessene. Regelverksutviklingen framstår som en dynamisk prosess der utformingen av regelverket balanserer teknologisk innovasjon, klimamål og energisikkerhet mot krav til sikkerhet, miljø og demokratiske og legitime beslutningsprosesser.

16.2.3 Finansiering av ny kjernekraft i et livssykluserspektiv

Myndighetene i de utvalgte landene har lagt til grunn at nasjonale forhold tilsier statlig medvirkning til investeringer i ny kjernekraft. Det statlige engasjementet for ny kjernekraft kan spenne fra lovpålagt utbygging som en del av et nasjonalt kjernekraftprogram, til statlig eierskap eller deleierskap, og til implementering av regelverk og mekanismer for å sikre rimelige, forutsigbare og stabile økonomiske rammevilkår for utbygging som er akseptable for investorene. Finansiering er infrastrukturområde 4 i milepælstilnærmingen. Ulike modeller for finansiering av ny kjernekraft har blitt brukt eller planlegges brukt i de utvalgte landene. Blant disse finnes en kombinasjon av statlige lån i byggefasen og toveis differansekontrakter som gir investorene økonomiske garantier i driftsfasen. Modellen «regulated asset base» (RAB), der forbrukerne betaler en avgift allerede under byggingen av et kjernekraftverk, prøves nå i Storbritannia. Mekanismene for finansiering er i flere av de utvalgte landene fastsatte i lov.

Erfaringene viser at løsninger for endelig håndtering av avfall og finansieringen av avfallsløsningen bør avklares før avfallet oppstår. Løsningene må gjelde for alt avfall, inkludert brukt brensel, som oppstår ved drift og dekommisjonering av de nukleære anleggene. Håndtering av radioaktivt avfall er infrastrukturområde 17 i milepælstilnærmingen, som har en sterk kobling til område 4 om finansiering, område 16 om brenselsyklus og område 6 om sikkerhetskontroll. Erfaringer fra tidligere kjernefysisk virksomhet i de studerte landene viser at spørsmålet om endelig avfallshåndteringen i flere tilfeller er blitt utsatt til et framtidig tidspunkt. Med det stadig sterkere og langsiktige fokuset på livsløpsperspektiv og bærekraftig utvikling framstår det som klart at spørsmålet om håndtering av avfall, må vurderes nøye. Videre må vurderingen av avfallshåndtering lede til troverdige og godt forankrede planer i tilknytning til en beslutning om å etablere kjernekraft. En mer detaljert vurdering må gjøres i forbindelse med at det gis konsesjon til nye reaktorer.

I dag planlegges framtidig avfallshåndtering og de økonomiske forutsetningene for håndtering av avfallet vurderes i forbindelse med konsesjon for nye reaktorer. Et særskilt problem oppstår i forbindelse med utvidelse av kjernekraften i land som har planlagt sine deponier basert på det antatte avfallsvolumet til det eksisterende kjernekraftprogrammet, og der nye kjernekraftverk nå planlegges. For å ta hånd om avfall fra nye anlegg som kommer til, er det behov for etablering av fond som må bygges opp i løpet av de nye anleggenes levetid. I Sverige har investorer vurdert at et utvidet eller nytt kjernekraftprogram bør ha en størrelse på 4 GW eller mer for å kunne bære kostnadene ved framtidig avfallshåndtering.[5]

[5] Se Vattenfalls remissvar som framgår av den svenske regjeringens proposition 2024/25:150 Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft (Regeringens proposition 2024/25:150).

16.2.4 Bygging og lokalisering av avfallsanlegg for brukt brensel og annet radioaktivt avfall

Kjernekraft produserer brukt brensel og annet avfall som må deponeres. I alle studerte land er det etablert organisasjoner for å håndtere radioaktivt avfall og for å bygge og drive deponier. Kjernekraftindustriens forpliktelser til å sørge for endelig håndtering, inkludert deponier, er fastsatt i lov.

Opprinnelig planla mange land å reprosessere brukt brensel for både militære og sivile formål. Reprosessering har lenge vært omstridt på grunn av mulighet for misbruk av utvunnet spaltbart materiale, og manglende lønnsomhet har gjort at aktiviteten i dag er svært begrenset. Som omtalt i punkt 5.1, har den internasjonale utviklingen nå gått mot en åpen kjernebrenselssyklus, med endelig deponering av brukt brensel uten intensjon om å hente det tilbake for andre formål.[6] Blant de studerte landene reprosesserer Frankrike fortsatt brukt brensel.

Den allment anerkjente metoden for endelig håndtering av høyaktivt avfall, er deponering i stabile geologiske formasjoner på flere hundre meters dyp (IAEA, 2009). Slikt avfall, f.eks. brukt brensel og avfall fra reprosessering (vanligvis støpt i glass – vitrifisert), kjennetegnes av høy varmeavgivelse i starten, høy aktivitet forårsaket av nedbrytning av fisjonsprodukter, og høyt innhold av langlivede radioaktive stoffer.[7] Faren avtar med tiden, men avfallet må holdes isolert i hundre tusen år for å gi tilstrekkelig beskyttelse av helse, miljø og samfunnsverdier. Punkt 6.4 gir mer informasjon om deponering for brukt reaktorbrensel.

De studerte landene er ikke kommet like langt med en løsning for deponering av brukt kjernebrensel og/eller annet høyaktivt avfall. I Finland er deponering i anlegget i Onkalo planlagt å starte 2026. Anlegget kommer til å bli utvidet gradvis og motta avfall fram til om lag 2120. I Sverige er bygging av det dypgeologiske deponiet påbegynt i Forsmark. I Frankrike er det forventet at byggearbeidet utenfor Bure starter i 2027, og i Canada er det valgt plassering i Ontario, men nærmere grunnundersøkelser av de geologiske forutsetningene for deponering på stedet gjenstår. I Storbritannia forventes det at deponering av brukt brensel og høyaktivt avfall ikke kan påbegynnes tidligere enn før rundt 2075. I Polen er planene i en tidlig fase.

I de landene som bygger eller har valgt lokasjon for deponi for brukt brensel og høyaktivt avfall, har prosessen tidvis vært kontroversiell. Det har tatt flere tiår å identifisere og velge teknikk og plassering. Det har også krevd omfattende involvering fra lokalbefolkning over lang tid, inklusive konsultasjoner med urbefolkning der disse har vært særlig berørt. Tidlig og åpen diskusjon mellom nasjonale, regionale og lokale parter om hvor og hvordan avfall skal deponeres, bidrar til stabilitet og sikkerhet under de om lag hundre år som anlegget vil ta imot avfall. Metodikk for involvering av ulike parter har blitt utviklet i flere av de studerte landene. I Sverige er det f.eks. etablert en ordning med økonomisk støtte til deltakende kommuner for å opprette egen ekspertise.

Middels- og lavaktivt avfall fra drift og dekommisjonering deponeres også, og kan kreve anlegg plassert på et dyp fra flere titalls til hundrevis av meter. For lavaktivt avfall kan overflatenære deponier være tilstrekkelige. Avfall som har lavere radioaktivitet enn grenseverdier fastsatt i forurensningsloven, klassifiseres ikke som radioaktivt avfall, og behandles som ordinært avfall. Tabell 6.1 gir en nærmere oversikt over klassifisering av radioaktivt avfall. Alt avfall må kondisjoneres på en måte som muliggjør sikker deponering.

16.2.5 Design- og teknologivalg for ny kjernekraft

Som en del av et nasjonalt standpunkt om ny kjernekraft, vurderer landene ulike design og teknologier. Valg av design omfatter spørsmål om storskala reaktorer, eller SMR som hovedsakelig er basert på eksisterende lettvannteknologi. Teknologivalget gjelder også framtidig egnethet av avanserte modulære reaktorer (AMR). Slik teknologi er på utviklingsstadiet og uprøvd for kommersiell bruk. En nærmere beskrivelse av teknologi i bruk og under utvikling gis i kapittel 7. Vurderingen blir tatt ut fra et nasjonalt perspektiv hvor problemstillingen er hvor egnet ny design eller teknologi er som alternativ til dagens storskala reaktorer, for kraftforsyning til nettet og for spesifikk (eventuelt småskala) bruk til ulike formål. Vurdering skjer parallelt med arbeid med å eventuelt tilpasse regelverket for å kunne håndtere ulike design og teknologier, plasseringer og bruksområder på en fleksibel måte.

---

6 I det internasjonale rammeverket betraktes brukt brensel som et råmateriale og som en potensiell ressurs. Det regnes som avfall først etter at det er deponert uten at noen har til hensikt å bruke avfallet til andre formål. I norsk lovgivning regnes derimot brukt brensel som avfall også før deponering.

7 Med vitrifisering menes at det væskeformige avfallet omgjøres til et glasslignende materiale med en inert matrise som sterkt begrenser mobiliteten til de radioaktive stoffene i avfallet. Materialet kapsles inn i stålbeholdere.

Konkrete planer for etablering av SMR-er skjer først og fremst som et middel for å sørge for tilstrekkelig kraftproduksjon. Det planlegges for tiden etablering av flere større SMR-er på samme sted. Planene innebærer at slike anlegg fra et kraftsystemperspektiv har om lag tilsvarende egenskaper som et anlegg basert på storskala reaktorer. I flere tilfeller planlegges utbygging på steder der større reaktorer er eller har vært plassert. Utviklingen går nå mot å ikke begrense utbyggingen til tidligere brukte steder. Lokalisering skal avgjøres ut fra stedets egnethet for et nukleært anlegg av den type og det formålet som er tilsiktet. Andre bruksområder enn å sørge for kraftproduksjon er under vurdering. Slike andre bruksområder inkluderer f.eks. plassering nær befolkningssentre for fjernvarme eller forsyning av områder med høyt kraftforbruk.

I de SMR-prosjektene som har kommet lengst, er det hovedsakelig foreslått reaktorer med 300 MW elektrisk effekt eller mer. Brenselet består av lavanriket uran med egenskaper som ikke skiller seg vesentlig fra det brenselet som brukes i eksisterende storskala reaktorer. For disse kan deponiløsninger for brukt brensel bli utviklet basert på de løsningene som allerede er utviklet. For SMR eller AMR (generasjon IV) med en type brensel som avviker fra det som anvendes i dagens lettvannsreaktorer, er det ikke gitt at deponering av brensel kan skje innenfor rammene av det designet og sikkerhetsanalysene som er utviklet for deponiene som bygges eller planlegges i dag.

Fleksibel regulering og myndighetsutøvelse som tar høyde for ulike tilgjengelige tekniske konsepter, forutsetter en omfattende oppbygging av kompetanse. Infrastrukturområde 10 i milepælstilnærmingen omhandler kompetanseutvikling. Kompetanseoppbyggingen må omfatte kompetanse både hos operatørselskapene og de myndighetene som vurderer de tekniske konseptene fra et kraftforsyningsperspektiv og sikkerhetsperspektiv, inkludert fysisk sikring og beredskapsplanlegging.[8] Kompetanseoppbygging kan skje i internasjonalt samarbeid der flere av de utvalgte landene deltar aktivt. Nuclear Harmonization and Standardization Initiative (NHSI) er et forum administrert av IAEA, der industri, myndigheter og tilsynsmyndigheter samarbeider for å harmonisere design, bygging og drift av SMR-er og AMR-er. Arbeidet i dette forumet omfatter også å harmonisere regulatorisk vurdering av tekniske konsepter på et tidlig stadium (pre-lisensieringsstadiet), og støtte til internasjonalt samarbeid i evalueringen av ulike SMR-konsepter (IAEA u.å.c; IAEA u.å.d[9]). Kapittel 13 omtaler behov for kompetanse ved etablering av et kjernekraftprogram.

16.2.6 Uavhengig myndighetsutøvelse

Den nasjonale gjennomføringen av uavhengighet for strålingssikkerhetsmyndigheten[10] *skal skje på en måte som passer med nasjonal grunnlov og nasjonale forhold (IAEA 2016a*[11]*)*. Spørsmålet om uavhengighet har tilknytning til infrastrukturområde 3 om ledelse og styring i milepælstilnærmingen, men også til område 1 om nasjonalt standpunkt og område 7 om regulatorisk rammeverk og område 10 om kompetanse.

Funksjonelt skille kan sikre strålingssikkerhetsmyndighetens uavhengighet fra påvirkning av interesser som ønsker å fremme kjernekraft. Påvirkning kan oppstå dersom strålingssikkerhetsarbeidet bevisst eller utilsiktet over tid får lavere prioritet enn konkurrerende interesser. I Japan sorterte både strålingssikkerhet og kjernekraft under samme departement før Fukushimaulykken i 2011. Etter ulykken ble myndighetsorganiseringen sterkt kritisert av den japanske nasjonalforsamlingen (IAEA, 2012), og kort tid deretter ble det gjennom en reorganisering opprettet en ny myndighet for nukleær sikkerhet under det japanske Miljødepartementet.

I de studerte landene er ansvar for utbygging av kjernekraft og ansvar for strålingssikkerhet i alminnelighet skilt mellom ulike departementer. Det finnes også andre løsninger. I Sverige er disse to områdene plassert i samme departement, men med en minister ansvarlig for energi og en annen minister ansvarlig for strålingssikkerhet. I Frankrike er strålingssikkerhet plassert hos en uavhengig kommisjon som rapporterer direkte til nasjonalforsamlingen. Spørsmålet om uavhengighet i myndighetsutøvelsen belyses ytterligere i punkt 19.4.

---

8 Beredskapsspørsmål i forbindelse med ny kjernekraft behandles i Sverige i Kärnkraftsprövningsutredningens (KN2023:04) tredje trinn; en promemoria forventes å bli lagt fram i mars 2026. (SOU 2025:7).

9 IAEA organiserer også Small Modular Reactor (SMR) Regulators' Forum som er et forum for senior myndighetseksperter og støtter samarbeid mellom myndigheter som er direkte involvert i pågående evaluerings- og tillatelsesprosesser.

10 Vi bruker begrepet strålingssikkerhetsmyndigheten som et samlebegrep for den eller de myndigheter som har hovedansvar for strålevern, kjernekraftsikkerhet, fysisk beskyttelse og sikkerhetskontroll av nukleært materiale. Begrepet brukes i myndighetsnavnene i både Sverige (Strålsäkerhetsmyndigheten) og Finland (Strålsäkerhetscentralen).

11 Se Requirement 4 i IAEAs General Safety Requirements No GSR Part 1. Rev 1 (IAEA, 2016b).

16.3 Polen – nasjonal kontekst

Polen har foreløpig ikke kjernekraft som del av sin energimiks

Polen startet byggearbeider for en kjernekraftreaktor av russisk design i 1982, men byggearbeidene stanset i 1990. Bakgrunnen var økonomisk usikkerhet, ulykken i Tsjornobyl og manglende støtte i befolkningen. Kjernekraftrelatert forsknings- og utviklingsarbeid har pågått siden 1950-tallet. Forskningsreaktoren «Maria» har en termisk effekt på 30 MW, er i drift og benyttes til forsknings-, utdannings- og produksjonsformål. Reaktoren fikk forlenget driftstillatelse i 2025.

Politisk støtte for kjernekraft

Polen har besluttet å etablere kjernekraft både i form av store kjernekraftverk og SMR. I 2005 besluttet den polske regjeringen å starte arbeidet med å innføre kjernekraft med målsetning om at et første anlegg kunne være i drift kort tid etter 2020. Som en oppfølging av beslutningen fra 2005, vedtok regjeringen i 2009 at det skulle bygges minst to kjernekraftverk i Polen. Beslutningene ble begrunnet med behovet for økt forsyningssikkerhet, diversifisering av kraftproduksjonskilder og reduksjon av energisektorens påvirkning på miljøet. Beslutningen var del av en 5-trinns regjeringsplan som skisserte hvilke steg som skulle tas for å få på plass kjernekraft innen 2030:

- Innen 2010: Etablering av lovgivning og regulatorisk rammeverk
- 2011–2013: Valg av investor-, lokalisering, teknologi- og kontraktstruktur
- 2014–2015: Teknisk planlegging og forberedende anleggsarbeider
- 2016–2020: Bygging av den første kjernekraftenheten
- Innen 2030: Bygging av påfølgende enheter

I 2010 la Finansdepartementet fram et nytt kjernekraftprogram. Regjeringen godkjente dette kjernekraftprogrammet i 2011. I mai 2011 vedtok den polske nasjonalforsamlingen endringer i landets kjernekraftlovgivning med sikte på å etablere et mer transparent og stabilt regulatorisk rammeverk for kjernekraftutbygging.

I 2018 sendte det daværende polske Energidepartementet utkast til energipolitikken på offentlig høring. Bakgrunnen var bl.a. at kull og andre fossile brensler utgjør en svært høy andel av den polske energimiksen. Energipolitikken fram til 2040 (EPP2040) ble vedtatt i 2021 (Polens Klima- og miljødepartement, u.å). Det ble bl.a. satt mål om at andelen kull i elektrisitetsproduksjonen skal begrenses til 56 prosent i 2030, og at andelen elektrisitet fra fornybare kilder skal være minst 32 prosent i 2030. Videre er det satt som mål at Polens første kjernekraftreaktor med en effekt på 1–1,6 GW skal bli satt i drift i 2033, men tidsplanen er senere blitt revidert. I dag blir 2036 omtalt som et mer realistisk mål for idriftsettelse av den første reaktoren, og påfølgende enheter blir planlagt med intervaller på 2–3 år, opp til totalt 6 reaktorer.

Den polske regjeringen vedtok i 2022 en strategi for atomsikkerhet og strålevern (PAA, 2022). Som minimum skal det hvert tiende år utarbeide strategi og politikk for utvikling av atomsikkerhet og strålevern (Polens atomlov[12]). Det skal også minimum hvert femte år utarbeides en rapport om gjennomføringen av strategien for atomsikkerhet og strålevern som skal framlegges for regjeringen.[13] Strategien fra 2022 har fire mål:

- Utvikling av det nasjonale reguleringssystemet for atomsikkerhet og strålevern.
- Utvikling av det nasjonale systemet for radiologisk overvåking.
- Styrking av nasjonale kompetanser innen atomsikkerhet og strålevern.
- Økning av forskningskapasitet og samfunnsbevissthet innen atomsikkerhet og strålevern.

Støtte i opinionen til kjernekraft

Opinionsundersøkelser viser at planene om kjernekraft har støtte i befolkningen. Undersøkelser utført i november 2024 på oppdrag fra det daværende Industridepartementet og i 2025 på oppdrag av Energidepartementet, viste at over 90 prosent av den polske befolkningen støttet bygging av kjernekraftverk i Polen (Gov.pl, u.å.a; Nucnet, 2026). Nivået er det høyeste som er registrert siden slike undersøkelser begynte i 2012, og er en markant økning fra tidligere undersøkelser (WNA, 2026a).

Planer og finansiering for å etablere kjernekraft i Polen

Selskapet Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z o.o.[14] *(PEJ) er 100 prosent eid av den polske staten med formål å utvikle kjernekraftverk i Polen*. PEJ har

[12] Kjernekraftloven artikkel 39.

[13] Kjernekraftloven artikkel 39q.

[14] Selskap med begrenset ansvar er en vanlig selskapsform i Polen, tilsvarende et aksjeselskap (AS) i Norge. Det innebærer at eierne har begrenset ansvar for selskapets gjeld, opp til det beløpet de har investert i selskapet. (InPL, u.å.; PEJ, u.å.).

spesielt ansvar for å utvikle 6–9 GW av velprøvde, storskala, generasjon III(+) trykkvannsreaktorer som AP1000, APR-1400 og EPR. PEJ ble etablert i 2021. Før 2021 var kjernekraftprosjektet organisert innenfor Grupa Energetyczna (PGE) som er et statseid offentlig kraftselskap og største kraftprodusent i Polen.

Etableringen av PEJ var resultat av at PGE i 2020 konkluderte med at selskapet ikke hadde tilstrekkelig finansiell kapasitet til å gjennomføre planlagte prosjekter. Presidenten i PGE uttalte i forbindelse med inngåelsen av en intensjonsavtale med den polske statskassen at energisektoren befant seg i en omfattende omstillingsfase, og at investeringer i kjernekraft av denne størrelsesordenen oversteg energiselskapenes finansielle kapasitet (WNN, 2020). Uttalelsen stod i kontrast til at styret i PGE i 2012 hadde bekreftet sin tilslutning til kjernekraftprogrammet vedtatt i 2011. Vurderingene i 2020 innebar imidlertid en overgang fra et markedsstyrt prosjekt til en statlig eid og styrt prosjektmodell.

I dag pågår det ingen byggearbeider knyttet til kjernekraftverk i Polen. Det gjennomføres imidlertid forstudier, grunnarbeider og vurdering av mulige lokaliseringer. Nedenfor i dette avsnittet omtaler vi noen prosjekter som nå vurderes. Det er også igangsatt andre initiativer, men disse har sannsynligvis lengre ledetid og beskrives derfor ikke her.

Storskala kjernekraftprosjekter:

- I 2023 fattet Klima- og miljødepartementet et prinsippvedtak om oppføring av tre Westinghouse AP1000-reaktorer i Lubiatowo-Kopalino ved den polske Østersjøkysten. Regjeringen har bevilget midler tilsvarende 13 milliarder euro. Ytterligere statlig investeringsstøtte diskuteres, og toveis differansekontrakter er forespeilet for den framtidige driften. Det er gitt tillatelse til forberedende arbeider på stedet. Ifølge planen skal byggingen starte i 2028 med mål om idriftsetting av den første reaktoren i 2036.
- Det ble også inngått en samarbeidsavtale mellom det nasjonale senteret for kjernekraftforskning National Centre for Nuclear Research (NCBJ) og Westinghouse Electric Company i oktober 2025. Avtalen går ut på et strategisk samarbeid for innføring av Polens kjernekraftprogram (NCBJ, 2025).
- Det er i tillegg fattet prinsippvedtak om bygging av to APR1400-reaktorer, levert av Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), i Pątnów i sentrale Polen. Framtiden for dette prosjektet er usikker etter at KHNP har trukket seg fra prosjektet (NFP, 2025).

SMR-initiativer:

- I 2023 kunngjorde Orlen Synthos Green Energy (OSGE), et joint-venture mellom Orlen og Synthos Green Energy S.A. for 7 mulige steder for utplassering av SMR-teknologi, spesifikt GE Hitachi BWRX-300. Samme år utstedte myndigheten for strålingssikkerhet, Państwowa Agencja Atomistyki (PAA) en generell uttalelse der myndigheten stilte seg positiv og bekreftet gyldigheten av designforutsetningene for BWRX-300 og deres samsvar med polske atomsikkerhets- og strålingsstandarder. I tillegg fattet regjeringen i 2023 et prinsippvedtak om bygging av opptil 24 BWRX-300-reaktorer på disse stedene. I 2025 kunngjorde konsortiet at de planlegger å oppføre de første BWRX-300 SMR-er i Włocławek i det sentrale Polen (WNN, 2025a).
- Det statseide gruveselskapet KGHM har tidligere vurdert bruk av SMR-teknologi gjennom et tidsavgrenset samarbeid med NuScale Power. Samarbeidet varte fram til september 2024. KGHM har i offentlig kommunikasjon understreket usikkerhet knyttet til forretningsmodell og lønnsomhet for SMR-prosjekter under gjeldende markedsforhold. Per i dag framstår videre utvikling av SMR-prosjekter i regi av KGHM som uavklart.

Europakommisjonen har vurdert om finansieringsløsningen som staten har forespeilet for anlegget i Lubiatowo-Kopalino, er forenelig med EUs regler for statsstøtte (Europakommisjonen, 2024). I desember 2025 godkjente Europakommisjonen den foreslåtte statsstøtten til prosjektet, herunder statlige finansierings- og risikodelingsmekanismer som kapitalinnskudd, statsgarantier og toveis differansekontrakter (Europakommisjonen, 2025). Beslutningen representerer et sentralt regulatorisk og finansielt steg for videre framdrift i Polens første store kjernekraftprosjekt.

Evalueringen fra IAEA av Polens modenhet for kjernekraftverk

IAEA gjorde i 2013 en fase 1-vurdering av de rettslige rammeverkene for kjernekraft som ble etablert i 2011–2012 (IAEA, 2013; Baker McKenzie, 2025[15]*)*. Vurderingen ble gjort ved en helhetlig gjennomgang av kjernefysisk infrastruktur, Integrated Nuclear Infrastructure Review (INIR) (se punkt 15.2.1). I rapporten fra IAEA ble det gitt

[15] I en rapport fra 2025 har også advokatfirmaet Baker and McKenzie vurdert Polens modenhet for bygging av det første kjernekraftverket.

ulike anbefalinger for videre arbeid. De viktigste områdene for videre nasjonale tiltak var å:

- Styrke regjeringens engasjement og involvering, f.eks. ved å godkjenne den oppdaterte nasjonale politikken og strategien for innføring av det nye kjernekraftprogrammet, sikre sterke institusjoner og finansiering av kjernekraftinfrastrukturen, og sørge for sterk koordinering blant de forskjellige aktørene i det nasjonale kjernekraftprogrammet.
- Styrke det rettslige rammeverket bl.a. ved å sikre oppdatert regelverk for sikkerhet og beskyttelse, og veilede potensielle søkere om de regulatoriske forventningene. Videre ble det anbefalt å etablere klare roller og ansvar for de nasjonale reguleringsmyndighetene, spesielt innen sikkerhet og beskyttelse.
- Utvikle en integrert plan for utvikling av menneskelige ressurser basert på behovene til de viktigste organisasjonene og eksisterende kapasitet hos utdannings- og opplæringsinstitusjonene.

En oppfølging i juni 2016 konkluderte med at alle anbefalinger og forslag fra 2013 angående infrastruktur var implementert (IAEA, 2016c).

I 2024 gjennomførte IAEA en fase 2-vurdering av hva som skal til for å styrke nasjonal infrastruktur for å støtte innføringen av et kjernekraftprogram (IAEA, 2024). Hensikten var å identifisere hvilke handlinger som er nødvendig for å nå milepæl 2 i IAEAs milepælstilnærming. De viktigste områdene for videre handling var at:

- Polen må ytterligere gjennomgå sitt rettslige rammeverk for å støtte innføringen av sikker, trygg, fredelig og bærekraftig kjernekraft. Det ble pekt på at selv om Polen har et utviklet og oppdatert kjernekraftprogram, har vedtatt omfattende lovgivning for kjernekraft, er part i de fleste relevante internasjonale juridiske instrumenter, og deltar effektivt i vurderingsprosesser av relevante konvensjoner, er det behov for en systematisk og omfattende gjennomgang av hele det juridiske rammeverket. Gjennomgangen inkluderer det regulatoriske rammeverket for sikkerhet, atomsikkerhet og strålingsbeskyttelse, og utvikling av en ny forskrift om innholdet i den foreløpige stedsvurderingsrapporten. Gjennomgangen må gjøres tidsnok til å støtte forberedelsen av en totalentreprisekontrakt[16] og byggeprosessen for det første kjernekraftverket.
- Polen må fullføre forberedelsesarbeidet som kreves for kontrakts- og byggefasene. Det ble pekt på at Polen har etablert PEJ, og at dette selskapet har utviklet ledelsessystem og organisasjonsstruktur for byggefasen, men ikke driftsfasen. Videre ble det pekt på at PEJ har fullført godkjenningen av miljøkonsekvensutredningen for lokalisering av det første kjernekraftverket og utvikler overvåkingsprogrammet for å etablere miljøgrunnlaget før søknaden om byggetillatelse. Ytterligere ble det påpekt at PEJ bl.a. utvikler programmer og planer for håndtering av radioaktivt avfall som krever videre samarbeid med statsforetaket for håndtering av radioaktivt avfall, Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych (ZUOP). I tillegg ble det pekt på at man må utvikle en koordinert strategi og tilhørende handlingsplan for å styrke ordningene for kjernefysiske og strålingsnødsituasjoner, og sikringstiltak.

Behandlingsprosess for tillatelser til ny kjernekraft[17]

Det er krav om tillatelser til bygging, oppstart og drift av kjernekraftverk etter atomloven. Regelverket omfatter både store kjernekraftverk og SMR-er. Polen har også en egen spesiallov som regulerer forberedelse og gjennomføring av investeringer i kjernekraftverk og tilhørende infrastruktur og som supplerer atomloven (Polens spesiell atomlov). Per i dag finnes det imidlertid ingen særskilt regulering av SMR-er (IBA, 2024). Slike prosjekter vurderes innenfor det eksisterende regulatoriske rammeverket for kjernekraft.

I 2023 ble rekkefølgen av tillatelser endret.[18] Tidligere startet prosessen med tillatelse til lokalisering. Nå er rekkefølgen slik:

- Hovedtillatelse som fastsetter tillatte parametere for prosjektet
- Miljøtillatelse
- Lokaliseringstillatelse
- Byggetillatelse som gis på grunnlag av klassifiseringen av aktiviteten som utsettes for stråling.

Det er krav til lokaliseringen av et kjernekraftverk.[19] Anlegget skal lokaliseres på et område som bl.a. gjør det mulig med sikring av nukleær

[16] Også kalt kontrakt for engineering, procurement and construction, EPC.

[17] I tillegg til lovreguleringen finnes det oversikt over ytterligere polsk regulering på nettsiden til Statens atomenergibyrå (PAA, u.å.a).

[18] Atomloven artikkel 35b og (Rozporzadzenie, 2012, 10. august).

[19] Atomloven artikkel 35b og (Rozporzadzenie, 2012, 10. august).

virksomhet, strålevern og fysisk beskyttelse under oppstart, drift og dekommisjonering av anlegget. Regjeringen skal fastsette detaljene for vurderingen av området som er beregnet for lokalisering av kjernekraftverk og tilfeller som utelukker lokalisering.

Informasjon til allmennheten

Lokalbefolkningen kan opprette lokale informasjonskomitéer.[20] Lokale informasjonskomitéer opprettes i kommuner hvor det planlegges eller finnes kjernekraftverk. Komitéene skal bestå av representanter fra lokale myndigheter, eksperter på atomsikkerhet, og representanter fra lokalsamfunnet, og skal ha regelmessige møter. Formålet med lokale informasjonskomitéer er å fungere som et bindeledd mellom lokale myndigheter og samfunnet i forbindelse med kjernekraftverk.

Klage på miljøkonsekvensutredning fra Greenpeace Polen illustrerer at forvaltningen av regelverket er avgjørende for hvordan en sak forløper. Greenpeace Polen klaget på vedtaket om det polske kjernekraftprogrammet basert på at det ikke ble tatt tilstrekkelig hensyn til offentlig deltakelse. Klagen er basert på Århus-konvensjonen og Kyivprotokollen til Espoo-konvensjonen, samt polsk lov. Prosessen med kjernekraftstrategien startet i 2010. UNECE har vurdert prosessen og konkluderte bl.a. med at:[21]

- En innledende utilstrekkelig tolkning av polsk lov førte i starten til en urimelig kort offentlig høring på bare tre uker
- Offentligheten kunne bare uttrykke sine synspunkter skriftlig
- Sammen med det polske kjernekraftprogrammet, dannet SEA-rapporten grunnlaget for den offentlige høringen. Disse dokumentene bygde på en utdatert oppfatning av hvordan etterfølgende EIA-rapport skulle utformes.
- Den første offisielle responsen på de offentlige innspillene var en defensiv reaksjon som ikke var «å ta hensyn til» innspillene, men snarere for det meste avvisende kommentarer fra konsulenten som hadde skrevet SEA-rapporten.

Den som investerer i et kjernekraftverk, skal opprette et lokalt informasjonssenter.[22] Opprettelse av lokalt informasjonssenter skal skje senest på dagen for innlevering av søknaden om byggetillatelse for kjernekraftverk. Det lokale informasjonssenteret skal bl.a. samle inn og tilgjengeliggjøre oppdatert informasjon om driften av kjernekraftverket og om tilstanden til atomsikkerhet og strålevern rundt kjernekraftverket. Senteret skal også samarbeide med statlige og andre enheter i informasjonsarbeidet.

Myndighetsorganisering

Polens kjernekraftprogram er organisert gjennom en styringsmodell med flere nivåer som skiller mellom politisk koordinering, prosjektgjennomføring og regulatorisk tilsyn. Det overordnede ansvaret for strategisk koordinering ligger hos regjeringen, med en sentral rolle for regjeringens fullmektig for strategisk energiinfrastruktur (Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej). Denne fullmektigen har ansvar for tverrsektoriell samordning av kjernekraftprogrammet på politisk nivå. Det statlige selskapet Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ) fungerer som investor og prosjektutvikler for den første store kjernekraftenheten i Polen. PEJ er ansvarlig for valg av teknologi og lokalisering, kontraktsforhandlinger, prosjektutvikling og gjennomføring av investeringsprosessen. Koordineringen mellom politiske myndigheter, prosjektutvikler og tilsynsmyndighet skjer gjennom etablerte administrative prosesser og formelle samhandlingsmekanismer.

I juli 2025 ble Energidepartementet etablert, og overtok det overordnede ansvaret for å følge opp kjernekraft fra Klima- og miljødepartementet (Polens regjering, u.å). I Energidepartementet er det opprettet en egen avdeling for kjernekraft. Denne avdelingen fungerer som Nuclear Energy Program Implementing Organization (NEPIO). Avdelingen har ansvar for strategisk og operativ koordinering av kjernekraftrelaterte spørsmål på regjeringsnivå, og har bl.a. følgende oppgaver (Gov.pl, u.å.b):

- Implementere Polens energipolitikk, inkludert utføre ministerens oppgaver innen landets energisikkerhet.
- Koordinere gjennomføringen av det polske kjernekraftprogrammet og den nasjonale planen for håndtering av radioaktivt avfall og brukt kjernebrensel.
- Håndtere saker knyttet til utvikling av kjernekraftteknologier og sikre deltakelse av polsk industri i utførelsen av oppgaver innen kjernekraft.

---

[20] Atomloven artikkel 39n og (Rozporzadzenie, 2012, 10. august).

[21] United Nations Economic Commission for Europe. (2014). Application of the Espoo Convention to nuclear energy-related activities. (UNECE, 2014).

[22] Atomloven artikkel 39m.

- Koordinere samarbeidet mellom Polen og IAEA og OECD-NEA, samt organisere regelmessige internasjonale gjennomganger av forberedelser og gjennomføring av det polske kjernekraftprogrammet.
- Håndtere saker under ministerens tilsyn med det statlige foretaket for avfallsanlegg.
- Håndtere saker knyttet til fredelig bruk av kjernekraft i forbindelse med Polens medlemskap i EU og Euratom.

Denne organiseringen innebærer at Energidepartementet og NEPIO har en tydelig koordinerende og politikkutformende rolle, mens prosjektgjennomføring og regulatorisk tilsyn er lagt til separate aktører.

Państwowa Agencja Atomistyki (PAA) er en uavhengig regulatorisk myndighet for atomsikkerhet og strålevern (PAA, u.å.b). PAA har ansvar for lisensiering, tilsyn og regulatorisk kontroll i alle faser av kjernekraftprogrammet, fra planlegging og bygging til drift og avvikling. PAA overvåker bruken av ioniserende stråling i industrien, medisin og vitenskapelig forskning. Myndighetens rolle er funksjonelt atskilt fra både politiske beslutningsorganer og prosjektutvikler, i tråd med internasjonale krav til regulatorisk uavhengighet. Energidepartementet er per februar 2026 overordnet departement for PAA (Gov.pl, u.å.c).

Håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel

Den statseide institusjonen Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych (ZUOP) (Gov.pl, u.å.d) er ansvarlig for behandling, lagring og deponering av radioaktivt avfall og brukt kjernebrensel i Polen. ZUOP, med hovedkvarter i Otwock, er per i dag den eneste aktøren i Polen som har tillatelse til å håndtere og lagre radioaktivt avfall. ZUOP driver det nasjonale radioaktive avfallsdeponiet (Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych, KSOP) i Różan. Avfallsdeponiet har vært i drift siden 1960-tallet for avfall fra forskningsreaktorer. Anlegget brukes til å lagre kortlevd, lav- og mellomaktivt radioaktivt avfall fra industri, medisin og landbruk. Langlevd, alfa-radioaktivt avfall lagres også her, begravet under bakken (Gov.pl, u.å.e). Lagringskapasiteten er i ferd med å fylles opp. I 2023 kunngjorde Klima- og miljødepartement at det søker kommuner som er interessert i å være vert for et nytt deponi for lav- og mellomnivå kortlevd avfall (WNN, 2023). Fristen for kommuner til å melde interesse ble forlenget til juni 2024 (Cire.pl., 2024). Det er planer om å undersøke mulighetene for å etablere et dypt geologisk deponi i framtiden. Per februar 2026 har vi ikke mer oppdatert informasjon om framtidig lokalisering og etablering av avfallsanlegg i Polen. ZUOP er fortsatt det eneste anlegget for avfallshåndtering (FISA, u.å.).

Den som har tillatelse til å drive et kjernekraftverk, skal opprette et særskilt fond og skal dekke kostnadene knyttet til avfallshåndteringen. Fondet skal brukes for finansiering av sluttbehandling og deponering av brukt kjernebrensel og radioaktivt avfall, samt kostnadene ved dekommisjonering av kjernekraftverket.[23] Innbetalingen skal gjøres på månedsbasis og per MWh elektrisk energi produsert i kjernekraftverket.

16.4 Finland – nasjonal kontekst

Framveksten av den finske kjernekraften

Finland startet tidlig med forsknings- og utviklingsarbeid innen kjernefysikk og forberedelser for å introdusere kjernekraft. Den første reaktoren, Finland Reactor 1, ble satt i drift i Espoo i 1962. Reaktoren var en TRIGA[24] Mark II reaktor av en type som tidlig ble etablert i USA og over resten av verden. Reaktoren hadde en termisk effekt på 250 kW, og ble drevet med uranbrensel anriket til 20 prosent uran-235, kjølt og moderert med lettvann. Den ble brukt til bl.a. forskning, isotopproduksjon og i medisinske applikasjoner. Driften ble i 1971 overtatt av VTT Technical Research Centre of Finland. Reaktoren ble tatt ut av drift i 2015 og er nå dekommisjonert (VTT, u.å).

Kjernekraft ble deretter raskt etablert i Finland med to reaktorer i Loviisa og med to reaktorer i Olkiluoto. Loviisa-reaktorene ble tatt i bruk i 1977 og 1980. Begge er trykkvannsreaktorer av russisk konstruksjon. Westinghouse (USA) og Siemens (Tyskland) sto i tillegg for reaktorinneslutning og kontrollsystemer. De to kokvannsreaktorene i Olkiluoto som ble tatt i bruk i 1978 og 1980, ble bygget av daværende ASEA-Atom (Sverige). I 2002 ga regjeringen og nasjonalforsamlingen tillatelse til oppføringen av en tredje reaktor i Olkiluoto. Valget av design falt på European Pressurized Water Reactor (EPR) og kontrakt ble inngått med Areva NP (Frankrike) og Siemens (Tyskland). Reaktoren ble tatt i bruk 2022.

---

[23] Atomloven artikkel 38d.

[24] TRIGA står for Training, Research, Isotopes, General Atomics.

Kjernekraft i Finland i dag

Dagens 5 finske reaktorer står for omtrent 40 prosent av årlig produksjon av elektrisk energi i Finland (2024). Den totale effekten er om lag 4,4 GW og produksjonen noe over 30 TWh. Dette er det høyeste effekt- og produksjonsnivået siden kjernekraften ble introdusert. Selv uten nybygging og med eventuelle effektøkninger, kan kjernekraft fortsette å være en betydelig del av kraftforsyningen i flere tiår. Avtalen om levering av brensel fra Russland til de to russiskbygde trykkvannsreaktorene i Loviisa løper fortsatt, men reaktorene har nå også tilgang til brensel produsert av Westinghouse Electric Sweden AB. Opprinnelig ble brukt brensel fra Loviisa-reaktorene sendt til daværende Sovjetunionen (deretter Russland) for reprosessering. Etter 1996 har all endelig håndtering av brukt brensel skjedd i Finland. Informasjon om reaktorene i Finland er samlet i tabell 16.2.

Tabell 16.2 Reaktorer som i dag leverer kraft til kraftnettet i Finland[1]

Reaktor	Produsent	Type[2]	Effekt MW	Byggstart/tilkobling til nettet	Eiere	Forventet levetid
Loviisa 1	[3]	PWR	507	1971/1977	Fortum	2050
Loviisa 2	[3]	PWR	507	1975/1980		
Olkiluoto 1	Asea-Atom	BWR	890	1974/1978	TVO	2038[4]
Olkiluoto 2	Asea-Atom	BWR	890	1975/1980		
Olkiluoto 3	(Areva/ Siemens)	PWR (EPR)	1575	2005/2022		[5]

[1] Bygger på data tilgjengelige i april 2025, hovedsaklig fra World Nuclear Association (WNA, 2026b).
[2] BWR, kokvannsreaktor, PWR, trykkvannsreaktor
[3] Atomenergoexport, fullført av Siemens og Westinghouse for operative og sikkerhetsforhøyende installasjoner
[4] En miljøkonsekvensbeskrivelse for en forlengelse til 2048, alternativt til 2058, ble levert i desember 2024 (Ministry of Environment and Water, u.å.)
[5] Gjeldende driftstillatelse løper ut 2038. En periodisk sikkerhetsrapport skal være utarbeidet senest 2028. Antatt levetid er 60 år eller lengre.

Planer for ny kjernekraft i Finland

I dag foreligger det ingen prinsippvedtak om fortsatt utbygging, men flere aktører viser fortsatt interesse for nybygging.[25] Disse aktørene omfatter Fortum og TVO som har uttrykt interesse for nybygging av både storskala lettvannsreaktorer, og for nytt design (SMR). Fortum gjennomfører nå forstudier. Andre aktører vurderer bygging av SMR for fjernvarme og/eller produksjon av elektrisitet (WNN, 2025b).

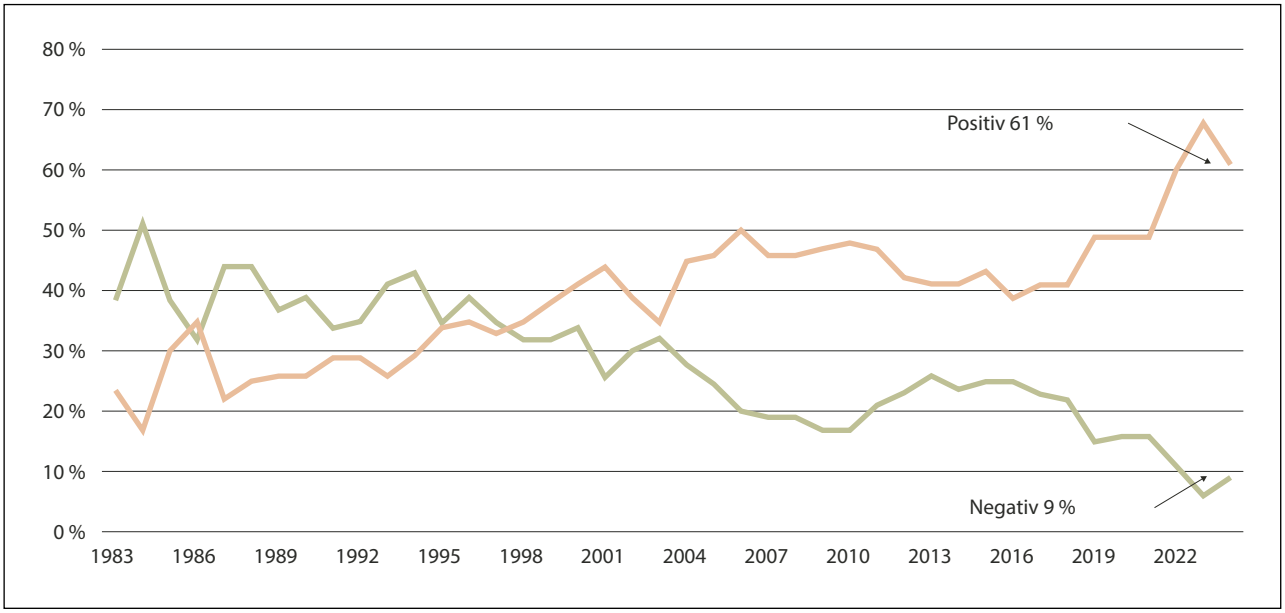
Visse tiltak har over tid blitt gjort for å forberede eventuelle framtidige satsinger, men planene har stoppet. TVO fikk i 2010 gjennom prinsippvedtak tillatelse til å gå videre med Olkiluoto 4 (en EPR av samme type som Olkiluoto 3). På grunn av bl.a. forsinkelsen med den tredje reaktoren, søkte man om at prinsippvedtaket skulle forlenges. Det ble ikke innvilget, og TVO har inntil videre stoppet planene om en fjerde reaktor. Fortums søknad om prinsippvedtak for en tredje reaktor i Loviisa ble avslått i 2010. Et spesielt tilfelle var planene som ble utarbeidet av Fennovoima Oy, for å bygge en reaktor av russisk konstruksjon med plassering i Hanhikivi i Pyhäjoki kommune, ved kysten av Bottenviken. I lys av den endrede geopolitiske situasjonen etter Russlands fullskala invasjon av Ukraina, ble det vurdert at prosjektet skulle stanses. I mai 2022 meddelte Fennovoima at de hadde sagt opp avtalen med russiske Rosatom (Yle, 2022).

Politisk støtte for ny kjernekraft

Den finske regjeringen ser kjernekraft som et middel for å realisere visjonen om Finland som en foregangsnasjon for ren energi og klimamål. Regjeringen slår fast (Statsrådets publikationer 2023:59):

> Finland trenger mer kjernekraft. Regjeringen forplikter seg til å godkjenne alle søknader om prinsippvedtak som oppfyller kriteriene og der søkerens bakgrunn er akseptabel med hensyn til nasjonal sikkerhet. Regjeringen fremmer finansieringsløsninger som gjelder kjernekraftprosjekter.

[25] Se avsnitt nedenfor om behandlingsprosess for tillatelser til ny kjernekraft.



Figur 16.1 Utvikling av oppslutning i opinionen for og mot kjernekraft i Finland

Kilde: ENS (u.å.)

Klimamålet er å oppnå «netto-null» for utslipp av klimagasser innen 2035. Denne ambisjon er fastsatt i klimalovgivningen (Finlands klimalov). I samsvar med klimalovgivningen ble den første langsiktige klimaplanen lagt frem for nasjonalforsamlingen i desember 2025 (Miljöministeriet u.å).

Støtte i opinionen til eksisterende og ny kjernekraft

Opinionens støtte til kjernekraft er sterk i Finland. Figur 16.1 viser hvordan oppslutningen i opinionen har endret seg over en 40-årsperiode, og viser en stabil og langsiktig økning. Man kan anta at den sterke økningen i støtte de seneste årene delvis skyldes den vellykkede, men betydelig forsinkede idriftsettelsen av Olkiluoto 3. Støtten kan også antakelig tilskrives at overføring av strøm fra Russland for å kompensere for midlertidige bortfall eller håndtere forbrukstopper, har opphørt som følge av den geopolitiske situasjonen.

Finansiering av ny kjernekraft

Mankala-modellen for finansiering har blitt brukt i mange tiår i Finland. Modellen innebærer at investorer betaler investerings- og driftskostnader, mot at de får retten til strømleveranse i forhold til eierandelen til selvkostpris. Forskjellen til markedsprisen beskattes ikke. Levering av strøm til selvkostpris utgjør i seg selv et økonomisk insentiv som ikke er i konflikt med EUs statsstøtteregler. Eierne har også plikt til å kjøpe strøm i forhold til eierandelen. Denne plikten innebærer at dersom strømmen er dyrere enn markedsprisen, taper eierne penger. Eierandel er derfor ikke uten risiko.

Byggefasen for Olkiluto 3 varte i om lag 15 år, og flere tusen anleggsendringer ble gjennomført. Ulike kilder tilsier samlet at kostnaden beløper seg til drøyt 11 milliarder euro, der TVOs investering i Olkiluoto utgjorde 5,8 milliarder euro. Beløpet representerer en betydelig kostnadsøkning sammenlignet med den opprinnelige anslåtte kostnaden på 3,2 milliarder euro. Kontrakten ble utformet for et «nøkkelferdig» kjernekraftverk. Leverandørene (Areva og Siemens) måtte derfor dekke en stor del av kostnadsoverskridelsene.

Det synes å være politisk vilje i Finland til at staten skal ta en betydelig rolle i finansieringen av ny kjernekraft (Finnish Government, 2025). Det er framlagt et forslag om et såkalt prisbånd som skal sikre at kjernekraftprodusenten får en pris på minimumsnivå selv om markedsprisen er lavere enn minimumsprisen. Hvis markedsprisen skulle overstige prissystemets øvre grense, vil kraftprodusenten være forpliktet til å kompensere kundene. Systemet har likheter med det som er foreslått i Sverige og som anvendes i andre land. Det svenske systemet er beskrevet i punkt 16.5.6. Det råder imidlertid ikke enighet om den finske finansieringsmodellen og det foreligger ingen beslutninger per desember 2025 (Energinyheter, 2025).

Fortum publiserte i mars 2025 en rapport om planer for kjernekraftutbygging med analyse av de tekniske og finansielle forutsetningene (Fortum,

2025). Rapporten er basert på to års studier. Fortum konkluderer med at et vellykket prosjekt bør baseres på velprøvd teknologi, og krever grundige forberedelser knyttet til lisensiering og planlegging, samt stabilitet i politiske og regulatoriske forutsetninger. I sin pressemelding sier Fortum videre at:

> med dagens design av strømmarkedet er en investering i ny kjernekraft ikke økonomisk gjennomførbar kun på markedsmessige grunnlag. Basert på den analysen Fortum har gjennomført, samt pågående kjernekraftarbeid i andre vestlige land, kan nye kjernekraftprosjekter gjennomføres når en tydelig modell for risikodeling er på plass, lik den som forberedes av regjeringen i Sverige, når den samtidig matches med økt kundeetterspørsel.

Behandlingsprosess for tillatelser til ny kjernekraft og myndighetsorganisering

Et tidlig prinsippvedtak tas på politisk nivå om hvorvidt det er i samfunnets helhetsinteresse å bygge et nytt kjernekraftverk.[26] Prosessen administreres av Arbeids- og næringsdepartementet[27] og krever at det tas hensyn til Strålsikkerhetssentralens[28](STUK) sikkerhetsvurdering i beslutningsgrunnlaget. Prinsippvedtaket fattes av regjeringen og ratifiseres deretter av nasjonalforsamlingen. I forbindelse med et prinsippvedtak må det utarbeides en miljøkonsekvensutredning. Ingen større investeringer er tillatt før et positivt prinsippvedtak foreligger. Prinsippvedtaket gir stabile forutsetninger for prosjektets videre gjennomføring.

Kjernekraftloven (Finlands kjernekraftlov) vil ifølge regjeringens plan bli revidert med sikte på å effektivisere gjennomføringen av prosjekter (Finlands arbeids- og næringsdepartement, 2025). Planen inkluderer tiltak for å lette byggingen av små modulære reaktorer (SMR). Planen omfatter også muligheter for å plassere kjernekraftverk nær industrifasiliteter for å utnytte overskuddsvarme og damp fra anleggene. Muligheten for å basere beslutninger på typegodkjenning skal utnyttes, spesielt for SMR-design. Videre undersøker man muligheten for å avstå fra prinsippvedtak knyttet til SMR. Ressurser skal sikres for at Arbeids- og næringsdepartementet og STUK skal ha tilstrekkelige ressurser for gjennomgang, tillatelse og tilsyn, samt for å følge utviklingen av ny reaktordesign og teknologi.

Arbeids- og Næringsdepartementet har publisert et forslag til ny finsk kjernekraftlov og til endringer i andre lover i tilknytning til kjernekraftloven (Utlåtande, u.å). Forslaget inneholder hovedsakelig endringer som forenkler beslutningsprosessen og integrerer annen lovgivning i kjernekraftloven uten at det gjøres endringer. Det er også foreslått at beredskapssoner skal tilpasses type anlegg og ytelse. Kravet om prinsippvedtak opprettholdes, men det er foreslått å få et mer generelt innhold enn tidligere. Det er foreløpig forventet at forslaget tas opp til beslutning i nasjonalforsamlingen i mars 2026, med ikrafttredelse 2026 eller 2027. Hovedinnholdet i lovforslaget om nytt tillatelsessystem for kjernekraftverk og andre nukleære anlegg i Finland er omtalt i boks 16.1.

Håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel

Ansvaret for finansiering, oppføring og drift av anlegg for håndtering av avfall og brukt brensel, ligger hos den som eier et kjernekraftverk. Ansvaret beskrives i den finske kjernekraftforskriften (Finlands kjernekraftforskrift) med støtte av kjernekraftloven, i deres nåværende utforming. Avfallshåndteringen skal være gjenstand for en grundig analyse før virksomheten kan starte. Den ansvarlige skal redegjøre for alle nødvendige tiltak i en avfallshåndteringsplan og basere sine økonomiske kalkyler på denne planen.[29] Den ansvarlige skal oppdatere den godkjente planen hvert tredje år. Korrektheten av kalkylene sikres av

---

[26] Kjernekraftloven § 11 fastsetter: «Før oppføring av et kjernekraftverk med stor allmenn betydning kreves prinsippbeslutning av statsrådet om oppføringen er forenlig med samfunnets helhetsinteresse. Kjernekraftverk med stor allmenn betydning er følgende 3 i § 5 punkten nämnda kärnanläggningar:anlegg for utvinning av kjerneenergi der varmeeffekt overstiger 50 megawatt;anlegg som anvendes for sluttforvaring av kjerneavfall; samt anlegg som anvendes for andre formål enn utvinning av kjernenergi, men som på grunn av den mengde kjernefysisk stoff eller kjerneavfall som samtidig finnes i dem eller på grunn av dets strålingsfare kan likestilles med en i 1 punkt nevnt kjerneanlegg som foreskrevet gjennom forordning av statsrådet.» (Finlands kjernekraftlov).

[27] Ansvarlig departement for energipolitikken og tilknyttede spørsmål er Arbeids- og næringsdepartementet (ANM). Arbeids- og næringsdepartmentet har ansvar for å utvikle energimarkedet og forsyningssikkerheten, å fremme fornybar energi og energieffektivitet, samt å regulere kjernekraft. Videre har departementet ansvar for gjennomføringen av utslippshandelen og koordineringen av den nasjonale beredskapen og gjennomføringen av klimapolitikken.

[28] Strålsikkerhetssentralen (STUK, Säteilyturvakeskus) er strålingssikkerhetsmyndigheten (sikkerhet/strålevern, fysisk beskyttelse og safeguards) i Finland. Formålet med dens virksomhet er å beskytte mennesker, samfunnet, miljøet og kommende generasjoner mot strålingens skadelige effekter. STUK er underlagt Sosial- og helsedepartementet. STUK utsteder forskrifter med støtte fra strålesikkerhetsloven (859/2018) og kjernekraftloven (990/1987). Myndigheten har over 300 ansatte, og kostnadene for myndighetens virksomhet utgjorde 41 millioner euro i 2024.

[29] Kjernekraftforskriften § 86

Boks 16.1 Forslag om nytt tillatelsessystem

Det finske Arbeids- og Næringsdepartementet har sammenfattet lovforslaget slik:

Den første helhetsvurderingen av om et kjernekraftprosjekt er i samsvar med samfunnets overordnede interesser, skal gjøres gjennom et prinsippvedtak som nå blir mer generelt enn tidligere.

- Prinsippvedtaket fattes av statsrådet, men for mindre kjernekraftprosjekter er det arbeids- og næringsministeriet som tar beslutningen.
- Et positivt prinsippvedtak fra statsrådet skal oversendes til Riksdagen som en redegjørelse.
- Tillatelsessystemet for kjernekraftverk og andre nukleære anlegg skal være modulært. Dermed vurderes og godkjennes delene mer smidig. I denne forbindelse overføres mer myndighet fra statsrådet til STUK, særlig i tekniske spørsmål som gjelder sikkerheten ved anlegget.
- Ved behandling av tillatelser til kjernekraftverk og andre nukleære anlegg skal man ikke lenger gå i detalj om håndtering av avfall fra kjernekraft, tilsyn med nukleære materialer eller tekniske sikkerhetsaspekter – disse behandles separat av Arbeids- og næringsministeriet og STUK.
- Konsesjonstiden for driftstillatelsen til kjernekraftverk og andre nukleære anlegg skal kunne forlenges, forutsatt at de fastsatte vilkårene oppfylles.
- Statsrådet avgjør tillatelsessaker som gjelder kjernekraftverk og andre nukleære anlegg, mens STUK avgjør tillatelser til selvstendige kjernekrafttekniske anlegg for håndtering og lagring av kjernebrensel og kjerneavfall.

Arbeids- og næringsdepartementet i samarbeid med den ekspertisen departementet finner nødvendig. Endelig godkjenning gis av Handels- og industriministeriet etter at STUK har bekreftet at opplysninger om avfallsmengder og tiltak for avfallshåndtering, inkludert brukt brensel, er korrekte.

Statens kjernekraftavfallsfond forvalter fondsmidler for håndtering av avfall og brukt brensel. Fondet ble etablert i 1988, og har som oppgave å administrere avfallsprodusentenes avgifter og å investere fondets midler for å sikre tilstrekkelige ressurser for pågående og framtidig avfallshåndtering.

Posiva Oy eies i fellesskap av TVO og Fortum med formål å utvikle en løsning for håndtering av brukt kjernebrensel. Posiva ble etablert i 1996. Løsningen er endelig deponering på 500 meters dyp i berggrunnen, lik metodikken som er utviklet i Sverige. Brenseldeponiet i Onkalo i Eurajoki kommune er i prinsippet klart til å ta imot brensel, selv om det ikke er ferdig utbygd for hele volumet av brukt brensel som vil oppstå i de nåværende reaktorenes driftstid. Beslutninger om driftstillatelser til å begynne deponering kan forventes i midten av 2026 (WNN, 2025c). Deponering kan forventes pågå inn på 2100-tallet. Både Fortum og TVO har anlegg for deponering av lav- og middelaktivt avfall i tilknytning til lokasjonen til kjernekraftverkene. Brenseldeponiet i Onkalo er ikke ment for håndtering av brensel fra noen andre enn Posivas nåværende eiere. Situasjonen i Finland er på dette punktet lik situasjonen i Sverige for SKBs deponi i Forsmark (se punkt 16.5.6 og 16.5.8).

16.5 Sverige – nasjonal kontekst

Framveksten av den svenske kjernekraften

Den svenske kjernefysiske satsingen startet mot slutten av 1940-tallet. Byggingen av den første reaktoren (R1) i fjellet under Kungliga Tekniska Högskolan i Stockholm begynte i 1951. Reaktoren var i bruk fra 1954 til 1970. Den ble fulgt av forskningsreaktorene R2 og R2-0 i Studsvik fra 1960 til 2005. Sveriges første egentlige kjernekraftverk, R3 «Adam», var plassert i Ågesta utenfor Stockholm og var i drift fra 1964 til 1974. R3 var en tungtvannskjølt og -moderert trykkvannsreaktor med høyeste termisk effekt på 80 MW. Reaktoren leverte først og fremst varme til Stockholmsforstaden Farsta. Anlegget leverte også en viss mengde strøm til nettet (SKI, 2002).

Det svenske kjernekraftprogrammet hadde opprinnelig flere formål enn energiproduksjon. Den såkalte svenske linjen hadde også som hensikt å styrke nasjonal sikkerhet og forsyningsevne gjennom innenlandsk teknologiutvikling, uranutvinning, bearbeiding og tilgang til spaltbart materiale. Om det ble nødvendig, kunne teknologi og materialer også anvendes for produksjon av

våpen. Den svenske linjen ble forlatt rundt 1970. Da ble også prosjektet for oppføring og idriftsetting av en reaktor i Marviken ved Østersjøkysten, «Eva», endelig forlatt. Konstruksjonen muliggjorde brenselsbytte under drift. En slik konstruksjon var i samsvar med den svenske linjen om å sikre tilgangen til spaltbart materiale for ulike formål, inkludert militært (SKI, 2007).

Det svenske programmet ble lagt om på 1960- og 1970-tallet til oppføring av lettvannsreaktorer. I perioden 1972 til 1985 ble 12 reaktorer tatt i bruk. Av disse var ni kokvannsreaktorer konstruert av svenske Asea-Atom og tre trykkvannsreaktorer (Westinghouse). Nå er seks av reaktorene tatt ut av drift. Siden 1966 har brensel for lettvannsreaktorer blitt produsert i Västerås, opprinnelig av Asea-Atom og nå av Westinghouse Electric Sweden AB.

Kjernekraft i Sverige i dag

Sverige har i dag seks reaktorer som står for omtrent 30 prosent av årlig produksjon av elektrisk energi i landet. Den totale effekten er om lag 7 GW og produksjonen om lag 50 TWh. I dag er den samlede effekten lavere enn de 10 GW som 12 reaktorer leverte i første halvdel av 1990-tallet, men effektøkninger har kompensert for en del av bortfallet. Med en levetid inn på 2040-tallet eller lengre, kan reaktorene, med effektøkninger der det er mulig, fortsette å være en betydelig kilde til kraftproduksjonen i Sverige i flere tiår. Informasjon om reaktorene i Sverige er samlet i tabell 16.3.

Tabell 16.3 Reaktorer som i dag leverer kraft til kraftnettet i Sverige[1]

Reaktor	Produsent	Type[2]	Effekt MW	Byggstart/Tilkobling til nettet	Eiere	Forventet levetid
Forsmark 1	Asea-Atom	BWR	1104	1973/1980	Vattenfall (66%) Mellansvensk Kraftgrupp (25,5%) Sydkraft Nuclear Power AB (8,5%)	2040-tallet eller lengre
Forsmark 2	Asea-Atom	BWR	1121	1975/1981		
Forsmark 3	Asea-Atom	BWR	1172	1979/1985		
Oskarshamn 3	Asea-Atom	BWR	1400	1975/1985	Uniper (54,5%) Fortum (45,5%)	
Ringhals 3	Westinghouse	PWR	1081	1972/1980	Vattenfall (70,4%) Sydkraft Nuclear Power AB (29,6%)	
Ringhals 4	Westinghouse	PWR	1130	1973/1980		

[1] Bygger i hovedsak på data fra World Nuclear Association 2025 (WNA, 2026c).
[2] BWR, kokvannsreaktor, PWR, trykkvannsreaktor

Planer for ny kjernekraft i Sverige

Det statlige selskapet Vattenfall har meldt inn planer om å bygge SMR-reaktorer på Väröhalvön, ved Ringhals kjernekraftverk. I juli 2025 ble det tatt beslutning om å gå videre med to leverandører i sluttfasen av teknologivalget (fem GE Vernova BWRX-300 eller tre Rolls Royce SMR), med en samlet elektrisk effekt på omtrent 1,5 GW. Målet er å sette den første reaktoren i drift i midten av 2030-tallet. Som trinn to er det planlagt ytterligere utbygging av om lag 1 GW på samme sted (Vattenfall, u.å.a). Per februar 2026 er det ikke blitt presentert noen andre konkrete utbyggingsplaner i Sverige.

Vattenfall har etablert et prosjektselskap, Videberg Kraft AB, for å gå videre med planleggingen av ny kjernekraft (Vattenfall, u.å.b). Industrikonsortiet Industrikraft har inngått avtale om 20 prosent eierandel i Videberg Kraft. I desember 2025 søkte Videberg Kraft AB om statlig støtte til kjernekraftprosjektet på Väröhalvön i henhold til modellen for økonomisk risikodeling etter loven om statsstøtte for kjernekraft (se punkt 16.5.6). Selskapet planlegger nå å sluttføre valget av reaktorleverandør (Vattenfall, u.å.c).

Politisk støtte for ny kjernekraft

Den svenske regjeringen har mål om 100 prosent netto fossilfrihet i kraftproduksjonen innen 2040, med utbygging av kjernekraft som en viktig komponent (Regeringskanseliet, 2023). Innen 2045 skal Sverige ikke lenger ha noe nettoutslipp av klimagasser til atmosfæren, for deretter å oppnå «nega-

tive» utslipp. Målet innebærer at utslipp av klimagasser fra svensk territorium skal være minst 85 prosent lavere innen 2045 enn utslippene i 1990 (Naturvårdsverket, 2026). Hensikten er å doble kraftproduksjonen til totalt om lag 300 TWh for fortsatt elektrifisering av samfunnet. Slik dobling vil bl.a. bli mulig med utbygging av kjernekraft med minst 2,5 GW innen 2035, og deretter utbygging til 2045 tilsvarende om lag 10 storskala reaktorer.[30] Utviklingen mot målene for kjernekraftutbygging for både 2035 og 2045 er avhengig av flere faktorer, bl.a. utviklingen i kraftbehovet, kraftsystemets kapasitet, og lokalisering av kraftforbruk og -produksjon (Kärnkraftssamordnaren, 2025a).

Den svenske regjeringen har utnevnt en nasjonal koordinator[31] *for utbygging av kjernekraft (Regeringen, 2024)*. Kort oppsummert skal koordinatoren:

- Støtte den svenske regjeringen med å følge opp og analysere framdriften i utbyggingen av kjernekraft, samt identifisere behov for utfyllende tiltak for å drive byggearbeidet framover.
- Være et kontaktpunkt for interessenter og aktører innen kjernekraftområdet og samarbeide med disse for å øke tempoet i etableringen av ny kjernekraft.
- Informere interessenter og aktører om regjeringens arbeid med å styrke forutsetningene for investeringer i ny kjernekraft.

Koordinatoren har presentert tre delrapporter, og skal levere en sluttrapport på oppdraget senest 31. desember 2026 (Kärnkraftssamordnaren, 2025a).

Oppdraget til den nasjonale koordinatoren inneholder noen av de elementene som inngår i arbeidsoppgavene for en NEPIO ved innføring av et kjernekraftprogram.[32] En evaluering av det svenske rammeverket for kjernekraft og forholdet til milepælstilnærmingen har blitt gjennomført på oppdrag fra kjernekraftkoordinatoren. Evalueringen ble publisert i mai 2025 og omfattet 18 av de 19 infrastrukturområdene for fase 1 og 2 i milepælstilnærmingen (AFRY, 2025). Kun området 19 om anskaffelse er ikke omtalt. Evalueringen skjedde etter IAEA's anbefalte metodikk (IAEA, 2016d). En fullstendig internasjonal evaluering i form av en INIR administrert av IAEA, ligger ikke innenfor den tidsrammen som koordinatoren har til rådighet.[33]

Evalueringen pekte på at det stort sett var godt samsvar med IAEAs rammeverk, men at det samtidig var noen svakheter. Oppsummert skriver koordinatoren at:

> Sverige har en god startposition givet en lång kärnkraftstradition och de aktiviteter som redan pågår vad gäller bland annat översyn av gällande regelverk och finansieringsmodell. Rapporten konkluderar att en majoritet av villkoren inom fas 1 […] är uppfyllda, ett mindre antal bedöms ha mindre kvarstående åtgärder och två områden bedöms ha större kvarstående åtgärder: nationell ståndpunkt och kompetensförsörjning. I det IAEA kallar fas 2 (förberedelser för att handla upp och bygga en kärnkraftsanläggning) bedöms villkoren ha en mindre grad av uppfyllnad, och för flera villkor bedöms det behövas mindre och större åtgärder för att nå full uppfyllnad. Ett infrastrukturområde, regelverk, bedöms vara helt uppfyllt. (Kärnkraftssamordnaren, 2025b).

Naturvårdsverket har bevilget tilskudd til utvalgte kommuner for å effektivisere tillatelsesprosessene for etablering av nye kjernekraftverk og andre nukleære anlegg (Regeringskanseliet, 2024). Regjeringen ga Naturvårdsverket dette oppdraget i 2024, og oppdraget er nå sluttført (Naturvårdsverket, 2025). Etter en søknadsprosess ble det bevilget midler til 13 kommuner, deriblant de tre nåværende kjernekraftkommunene Varberg, Östhammar og Oskarshamn. Disse kommunene, samt Nyköping som er vertskommune for anleggene i Studsvik, har samarbeidet i spørsmål som angår kjernekraftteknologi siden 1977 i samarbeidsorganet Kärnkraftskommunerna (KSO, u.å.). Naturvårdsverket peker i sluttrapporten bl.a. på at samtlige kommuner mener at de bevilgede midlene har styrket kommunens beredskap for etablering av kjernekraft. Midlene har også bidratt til læring og bedre kjennskap til hvilke forutsetninger som kreves for etablering av kjernekraft. I statsbudsjettet for 2026 har Naturvårdsverket blitt tildelt ytterligere midler for støtte til utvalgte kommuner.

Støtte i opinionen til eksisterende og ny kjernekraft

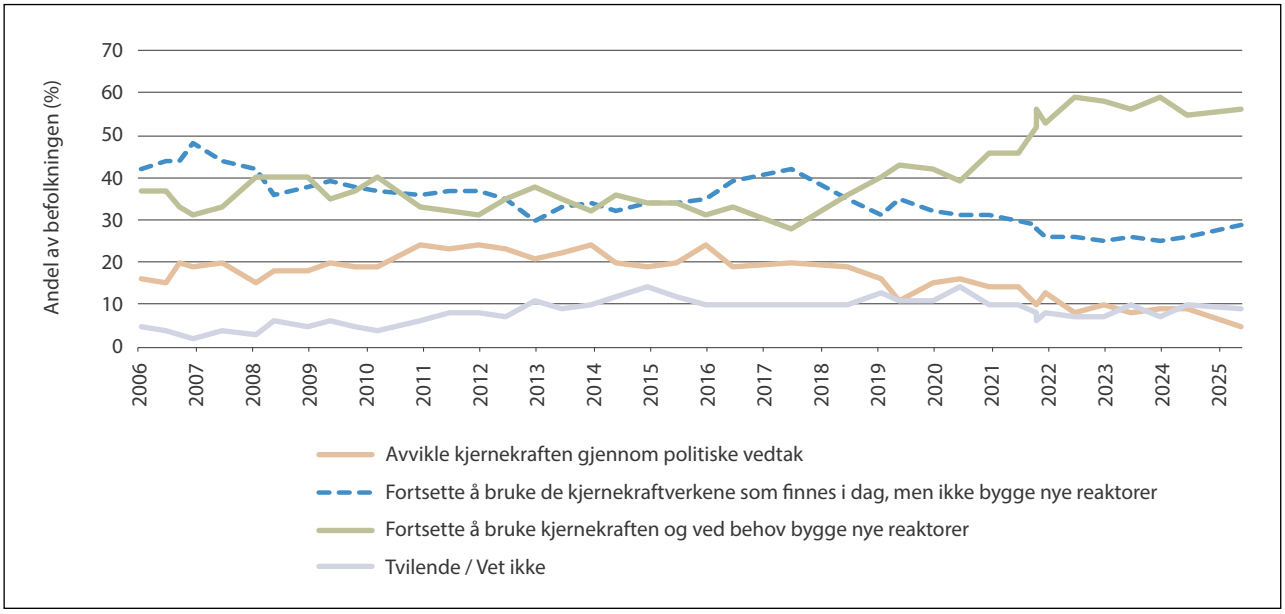
Opinionen i Sverige er i dag positiv til eksisterende og ny kjernekraft. Støtten har vært økende siden 2018/2019. Figur 16.2 viser utviklingen de siste om lag 20 årene. Støtten til avvikling gjennom poli-

[30] De første 2,5 GW tilsvarer utbyggingsplanene Vattenfall har offentliggjort.

[31] På svensk kalt kärnkraftssamordnaren.

[32] Nuclear Energy Program Implementing Organisation, beskrevet i punkt 9.1.

[33] Integrated Nuclear Infrastructure Review, beskrevet i punkt 15.2.1.



Figur 16.2 Utvikling av støtte i opinionen til kjernekraft i Sverige 2006–2025.

Kilde: Analysgruppen (2026).

tiske beslutninger har falt til rundt 10 prosent. Støtten til å drive dagens kjernekraftverk videre og ved behov bygge nytt, er nå nær 60 prosent (Analysgruppen, 2026). Selv om kjernekraft har støtte i dag, har kjernekraft i flere tiår vært omstridt blant allmennheten, i nasjonalforsamlingen og på regjeringsnivå. Dette har f.eks. kommet til uttrykk i debatten om kjernekraft før folkeavstemningen om kjernekraft i 1980, riksdagsbeslutningen i 1988 om en tydelig tidsplan for avvikling, loven om kjernekraftens avvikling fra 1997 (Sveriges kjernekraftavviklingslov) og stengningen av de to reaktorene i Barsebäck i 1999 og 2005. Beslutningene har imidlertid stegvis blitt reversert. Loven om kjernekraftens avvikling ble opphevet i 2010 for å muliggjøre oppføring av nye reaktorer til erstatning for og på samme sted som reaktorer som er tatt ut av drift (Regeringens proposition 2009/10:172). Begrensningen av antallet kjernekraftreaktorer til ti og antallet steder for kjernekraft til tre, er nå opphevet (Regeringens proposition 2023/24:19).

Finansiering av ny kjernekraft

Statlige lån og toveis differansekontrakter er valgt som modell for å gi finansiell sikkerhet for investeringer i ny kjernekraft i Sverige. Lovforslaget om statsstøtte til kjernekraft ble vedtatt av nasjonalforsamlingen i mai 2025 og trådte i kraft fra 1. august 2025 (Sveriges kjernekraftstøtteloven). Statlige lån med en rente fastsatt av staten, kan gis for oppføring og prøvedrift av nye kjernekraftreaktorer, samt for prosjektering og andre forberedende tiltak før oppføringen. Statlige lån skal utstedes av det svenske organet for håndtering av statsgjeld (Riksgälden) og tilbyr en høyere andel lånekapital til lavere rente enn det som kan oppnås på markedsvilkår i byggefasen (Riksgälden, u.å). Renten skal gradvis justeres til gjeldende markedsvilkår i driftsfasen. Toveis differansekontrakter kan inngås for drift av nye kjernekraftreaktorer. Modellen åpner også for at staten kan gå inn som deleier.

Støtte kan bare gis til virksomheter som har tillatelse etter kjerneteknikkloven (Sveriges kjerneteknikklov) og etter miljøloven (Sveriges miljølov). Støtten kan omfatte investeringer i ny kjernekraft på inntil 5 GW. Reaktorer på samme sted må normalt ha en samlet effekt på 300 MW for å kvalifisere for støtte. Hvis særlige grunner tilsier det, kan regjeringen i enkelttilfeller tildele støtte selv om samlet effekt er mindre enn 300 MW. Bestemmelsen gir en mulighet for støtte til investering i småskala reaktorer (SMR).

Ved utbygging av kjernekraft utover det som hittil er planlagt, oppstår en såkalt programrisiko knyttet til framtidig avfallshåndtering og deponering av brukt brensel. Det nåværende avfallssystemet er ikke dimensjonert for en utvidelse av kjernekraften, og nye løsninger for sluttbehandling og deponering må utvikles. Ny kjernekraft antas å medføre høye faste kostnader for håndtering av avfall og brukt brensel som aktørene må dele på. I sitt høringssvar til proposisjonen om statlig støtte

til investeringer i ny kjernekraft, oppga Vattenfall at en utbygging på 4 GW eller mer er nødvendig for å kunne bære kostnaden ved etablering av en løsning for det brukte brenselet som ikke kan deponeres i Forsmark. Regjeringen har gitt Riksgälden i oppdrag å utrede vilkårene for kjernekraftavgifter og sikkerhetsbeløp. Oppdraget omfatter også å foreslå hvordan staten ved å påta seg økonomisk risiko, kan redusere programrisikoen i avviklingsfasen for den aktøren som bygger de første kjernekraftreaktorene i et utvidet kjernekraftprogram (Riksgälden, 2025).

Riksgälden har foreslått at staten påtar seg å gi økonomisk støtte for en andel av reaktoreiernes forventede faste kostnader knyttet til håndtering av avfall. Statens andel av de faste kostnadene utgjøres av forskjellen mellom den programstørrelsen som staten vurderer som nødvendig for å oppnå tilstrekkelige stordriftsfordeler i kjernekraftavfallsprogrammet, og den faktiske størrelsen på programmet. Forutsetninger for å motta støtte er at selskapet det gjelder, har søkt om tillatelse til oppføring og drift av nye kjernekraftreaktorer, og at det deler de faste kostnadene i programmet med alle øvrige reaktoreiere som har fått vedtak om støtte. Det er foreslått at støtte kan gis dersom den samlede effekten i et nytt kjernekraftprogram utgjør minst 1,25 GW. Det er også foreslått hvordan kostnadene knyttet til sikkerhetsstillelse kan reduseres. Riksgälden mener forslaget vil redusere investeringsrisikoen for selskaper som ønsker å investere i ny kjernekraft. Tiltakene, inkludert nødvendige lovendringer, utgjør en form for statsstøtte og er derfor utformet i samsvar med EUs regelverk for slik støtte, men må godkjennes av Europakommisjonen. Riksgäldens forslag vurderes nå i Regjeringskanselliet (Regeringskansliet, 2025). De organisatoriske implikasjonene for håndtering av avfall fra ny kjernekraft er beskrevet i punkt 16.5.8 om håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel.

Et forenklet system for tillatelser til ny kjernekraft

Regjeringen besluttet i 2023 å gjennomgå gjeldende regler med mål om å støtte utviklingen av kjernekraft.[34] Det første deloppdraget om behandlingsprosess for tillatelser og avgifter, ble overlevert i januar 2025 (SOU 2025:7). Utredningen foreslo en forenklet behandlingsprosess for tillatelser og tydeliggjøre roller og ansvar for tillatelser, for blant andre Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) og Mark- og miljødomstolen (MMD).[35], [36] En hovedkomponent i utredningen var forslaget om innføring av en ny lov om tidlig beslutning for etablering av kjernekraftverk. Forslaget ligner den prinsippbeslutningen som finnes i den finske lovgivningen, og er foreslått å ha tilsvarende hovedformål om å gi søker en tidlig bekreftelse på at prosjektet er forenelig med samfunnets interesse og er gitt tillatelse til videre planlegging. Det er en forutsetning for en positiv prinsippbeslutning at kommunen har gitt godkjenning. Utredningen arbeider fortsatt med utformingen av ny behandlingsprosess (Klimat- och näringslivsdepartementet, 2025). Planen er å legge fram en lovproposisjon om behandling av tillatelser for nasjonalforsamlingen i 2026, slik at lovendringen kan tre i kraft i løpet av samme år.

En endelig tillatelse[37] *for oppføring og drift gis etter vurdering fra Strålsäkerhetsmyndigheten og ved beslutning*[38] *fra Mark- og miljödomstolen*. I tillegg til behandlingsprosessen etter kjerneteknikkloven, kan den som søker om tillatelse be om en forberedende dialog med Strålsäkerhetsmyndigheten. Hensikten med den forberedende dialogen er å legge til rette for en effektiv tillatelsesprosess ved å tydeliggjøre prosessen, forventninger og krav for den som ber om dialogen.

Det er framlagt et forslag om å oppheve forbud i miljølovgivningen for å muliggjøre ny kjernekraft på flere steder langs kysten. Forslaget innebærer fortsatt vern innenfor riksinteresseområdene og vurdering i enkeltsaker av behovet av beskyttelse av sårbare eller på annen måte verneverdige miljøer. Det planlegges å fremme en lovproposisjon for nasjonalforsamlingen våren 2026.

Håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel

Den som har tillatelse til å drive et kjernekraftverk skal utarbeide et forsknings- og utviklingsprogram

[34] Kjernekraftprøvingsutredningen skal framlegges i tre steg. Oppdraget om tillatelser og avgifter er framlagt på samme måte som oppdraget om kjernekraftavfall og brukt brensel. Oppdraget om beredskap skal framlegges 2026.

[35] Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) sorterer under Klimat- och näringsdepartementet og har et samlet ansvar for spørsmål om kjernekraftsikkerhet, strålevern og nukleær ikke-spredning. Myndigheten forvalter kärnteknikklagen og strålskyddslagen. Regleringsbrevet (tilsvarerer tildelingsbrev i norsk forvaltning) for budsjettåret 2025 sier bl.a.: «*Strålsäkerhetsmyndigheten ska genomföra en kartläggning av de bestämmelser inom myndighetens ansvarsområde som aktualiseras vid prövning och uppförande av nya kärnkraftverk.*»

[36] Mark- och miljödomstol (MMD) er en særskilt svensk domstol som bl.a. skal behandle saker etter miljøloven.

[37] I henhold til kjerneteknikkloven.

[38] I henhold til miljøloven.

for håndtering av avfall og brukt brensel (Fud-program[39]). Programmet skal oppdateres hvert tredje år og gjelde for en periode på 6 år. Regjeringen, eller den myndigheten som regjeringen bestemmer, kan stille vilkår for programmets videre gjennomføring.

Den som har tillatelse å drive et kjernekraftverk, skal utvikle og finansiere en løsning for den endelige håndteringen av avfall og brukt brensel. Plikten framgår av kjerneteknikkloven og Sveriges lov om finansiering av kjernetekniske restprodukter. Finansieringen skal bl.a. dekke kostnader for sikker håndtering av restprodukter, dekommisjonering, forskning og utvikling, statens kostnader, kommuners kostnader og myndighetens kostnader, og støtte til ideelle foreninger i spørsmål som gjelder lokalisering.

Avgiftsmidlene forvaltes av Kärnavfallsfonden (Kärnavfallsfonden, u.å). Dette fondet er en statlig myndighet som har til oppgave å ta imot avgiftsmidler fra de som er avgiftspliktige, forvalte avgiftsmidlene, og gjøre utbetalinger i henhold til Riksgäldens beslutning. Det er regjeringen, etter forslag fra Riksgälden, som beslutter hvor stor avgiften skal være. Riksgälden vurderer og beslutter hvordan fondsmidlene kan brukes.

Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB) har som formål å ta hånd om avfallet og det brukte brenselet (SKB, u.å). SKB ble dannet av eierne av reaktorene på 1970-tallet. Selskapet etablerer og driver felles mellomlagre for brukt kjernebrensel og deponi for lav- og middels aktivt avfall, og bygging av deponi for brukt brensel i Forsmark i Östhammars kommune, samt planlegger for håndtering av annet høyaktivt avfall fra drift og nedlegging. I tillegg driver selskapet et system for transporter mellom anleggene. Reaktoreierne er ansvarlige for avfallet, det brukte brenselet og for avvikling og riving av reaktorene, mens SKB er ansvarlig for sikkerheten ved avfallsanleggene. Reaktoreierne har gitt SKB i oppdrag å utarbeide Fud-programmene og å utføre de kostnadsberegninger for avfallsprogrammet som kreves etter kjerneteknikkloven og finansieringsloven. I de såkalte planrapportene beskriver SKB arbeidet som kostnadsberegningene er basert på, og som er et av grunnlagene for de avfallsavgiftene regjeringen bestemmer.

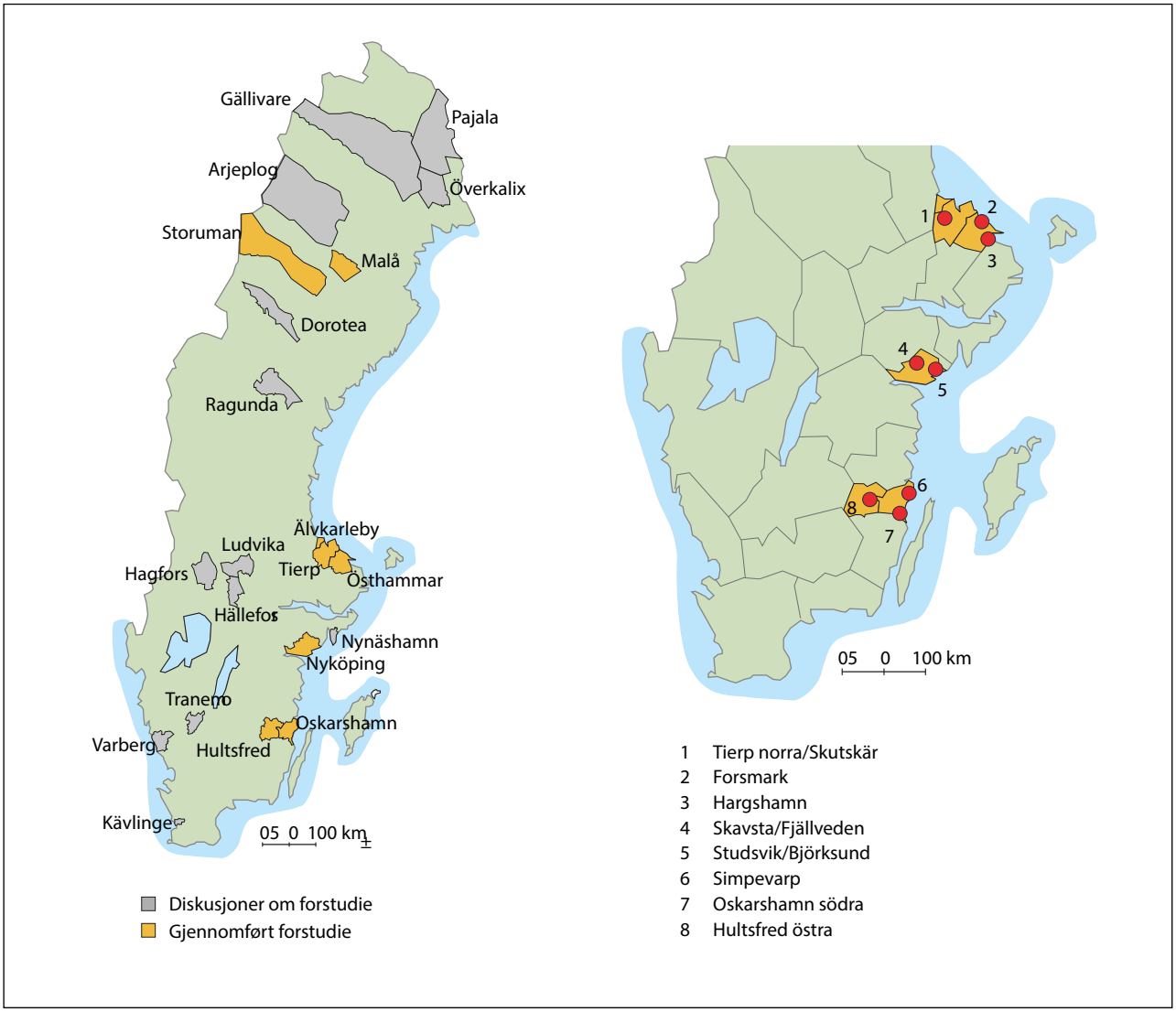
Beslutningen om å lokalisere deponeringsanlegget for brukt brensel til Forsmark, var resultatet av flere tiårs arbeid med teknologiutvikling og valg av lokalisering. Prosessen omfattet tidlig konseptutvikling, forskningsarbeid i Stripa gruve i Bergslagen og i Äspölaboratoriet i Oskarshamns kommune, oversiktsstudier og deretter forstudier og stedsundersøkelser. Flere kommuner trakk seg fra utvelgelsesprosessen, og motstanden har tidvis vært sterk i flere kommuner. I sluttfasen for potensielle forstudier og deretter stedundersøkelser ble åtte steder i fem kommuner identifisert. Stedundersøkelser ble gjennomført i Simpevarp og Laxemar (Oskarshamns kommune) og Forsmark (Östhammars kommune). Det endelige valget falt på Forsmark, hovedsakelig på grunn av berggrunnens egenskaper. Betydelig informasjons- og konsultasjonsvirksomhet ble gjennomført i ulike kommuner. Disse kommunene fikk midler fra Kärnavfallsfonden for å utvikle sin kompetanse til å vurdere de tekniske og samfunnsmessige aspektene ved en mulig lokalisering av deponiet i egen kommune. SKB oppsummerte stedsvalget i en rapport fra 2010 (SKB, 2010). Figur 16.3 viser kart over hvilke kommuner som har vært aktuelle for plassering av deponeringsanlegg. Figuren skiller mellom de kommuner hvor SKB har gjennomført forstudie og de kommuner der forstudier bare har vært diskutert. I de tre sørligste kommunene har det vært gjennomført forstudier på flere steder i kommunen.

Infrastrukturen for eksisterende og planlagt avfallshåndtering er kun dimensjonert for dagens kjernekraftprogram. Hvis kjernekraftprogrammet utvides, må også infrastrukturen for avfallshåndtering styrkes og utvides. F.eks. er deponiet for brukt brensel i Forsmark planlagt for 12 000 tonn brensel, og de geologiske og driftsmessige forutsetningene gjør ytterligere utvidelse vanskelig. For nye reaktorer, aktører og ny teknologi gjelder de samme kravene til endelig avfallshåndtering og finansiering som i dag. Brensel fra ny kjernekraft vil medføre et økt behov av infrastruktur for at håndtere avfallet. Ansvarsområdet til SKB gjelder de nåværende reaktoreierne og omfatter ikke eventuelle nye reaktoreiere.

Behovet for nye organisasjonsformer for avfallshåndtering ved en utvidelse av kjernekraftprogrammet, har blitt utredet på oppdrag fra regjeringen. Forslaget utgjør den andre delen av Kjernekraftprøvingsutredningen og ble presentert i september 2025 (Regeringen, 2025). Det er foreslått et helt nytt system for håndtering av avfall som tar hensyn til framtidig avfallsproduksjon. Forslaget har vært på høring fram til 4. desember 2025. Hovedpunkter i forslaget om avfallshåndtering i forbindelse med utvidelse av dagens kjernekraftprogram beskrives i boks 16.2.

Arbeidet med utforming og finansiering av avfallshåndtering fra ny kjernekraft pågår fortsatt. På bakgrunn av forslaget fra Riksgälden og

[39] Forsknings-, Utvecklings- och Demonstrationsprogram for håndtering av radioaktivt avfall og brukt kjernebrensel.



Figur 16.3 Aktuelle kommuner for forstudier

Simpevarp inkluderer geografisk også det området som under fasen for forstudier ble betegnet som Laxemar.
Kilde: SKB (2010)

høringssvarene til Kjernekraftprøvingsutredningen bearbeides nå forslag om framtidig håndtering av avfall, inkludert brukt brensel. Forslag planlegges lagt frem for nasjonalforsamlingen våren 2026.

16.6 Storbritannia – nasjonal kontekst

Framveksten av den britiske kjernekraften

Storbritannias atomprogram startet tidlig på 1940-tallet med forskningsanlegg bygget av Atomic Energy Research Establishment i Harwell. Etter beslutningen om å satse på kjernekraft, ble UK Atomic Energy Authority (UKAEA) etablert. De bygget verdens første kommersielle kjernekraftverk (Calder Hall, Sellafield), der den første av fire reaktorer av Magnox-type (gasskjølte, grafittmodererte reaktorer med brensel av naturlig uran innkapslet i en magnesiumlegering) ble startet i 1956. Programmet hadde i utgangspunktet en stor militær komponent, hvor produksjon av plutonium for våpenproduksjon ble tillagt samme betydning som kraftproduksjon. Mellom 1956 og 1971 ble det bygget 26 Magnox-reaktorer. Den siste ble stengt ned i 2015.

Etter å ha vurdert ulike alternativer, fortsatte satsingen på innenlandsk teknologi med Advanced Gas-cooled Reactor (AGR). Også disse reaktorene ble moderert med grafitt og avkjølt med gass, men drevet med brensel av anriket uran i keramisk form. I perioden 1976 til 1989 ble det bygget 14 reaktorer av denne typen, og 8 av disse reaktorene er fortsatt i drift. I et tredje steg har Storbri-

Boks 16.2 Hovedpunkter fra Kjernekraftprøvingsutredningen om utvidet avfallshåndtering

- Det foreslås å innføre en ny lov om håndtering av radioaktivt avfall for å etablere og opprettholde et samlet system for håndtering av alt radioaktivt avfall som oppstår i Sverige.
- For å få et helhetlig perspektiv på planlegging og gjennomføring i et samlet system for alt radioaktivt avfall, foreslås en nasjonal avfallsorganisasjon for felles og langsiktig planleggings- og strategiarbeid for håndteringen.
- Nye aktører som får tillatelse etter kjerneteknikkloven til å oppføre, eie eller drive en kjernekraftreaktor, skal være forpliktet til å delta i den nasjonale avfallsorganisasjonen.
- Den nasjonale avfallsorganisasjonen bør etableres som et privat aksjeselskap som er heleid av produsenter av radioaktivt avfall, hovedsakelig tillatelseshavere til nye kjernekraftreaktorer.
- De oppgavene i den nasjonale avfallshåndteringen som er statens ansvar, bør håndteres av et statlig selskap med avfallshåndtering som samfunnsoppdrag. Med statens ansvar menes statens sistelinjeansvar (ansvar for avfall som er plassert i deponi som er endelig forseglet), statens sekundære ansvar (ansvar for å oppfylle forpliktelser dersom det ikke finnes noen tillatelseshaver som kan holdes ansvarlig), og å oppfylle gjenværende forpliktelser etter beslutning om statlig overtakelse av ansvaret på et tidligere tidspunkt enn sistelinjeansvaret.
- Regjeringen skal etter en gjennomgang, vurdering og høring fra Strålsäkerhetsmyndigheten, fastsette en strategi for håndtering av avfallet.

tannia satset på lettvannsreaktorer av trykkvannstype. Sizewell B (Westinghouse) ble koblet til nettet i 1995. Programmet har siden fortsatt med fire European Pressurized Water Reactor (EPR) som per februar 2026 er i ulike stadier av bygging.

Storbritannia er en av de fem atomvåpenstatene under ikke-spredningsavtalen. Landet opprettholder et atomvåpenarsenal i samarbeid med USA, med formål å støtte forsvaret av NATO (House of Commons Library, 2025).

Brexit

Som en konsekvens av Brexit, forlot Storbritannia 31. januar 2020 både EU og Euratom. Siden den gang har Storbritannia inngått samarbeidsavtaler om kjernekraft med EU og flere land, inkludert Canada, USA og Australia. En ny avtale om sikkerhetskontroll for nukleært materiale (safeguards agreement) er inngått med IAEA. Samlet sett garanterer avtalene for at Storbritannia fortsatt har tilgang til materialer og teknologi for nukleær virksomhet og for å dekke behovet for nukleærmedisin. Se også punkt 15.3.1 om forholdet til Euratom.

Kjernekraft i Storbritannia i dag

Dagens 9 britiske reaktorer står for omtrent 15 prosent av årlig produksjon av elektrisk energi i Storbritannia. Den totale effekten er om lag 6 GW, og den samlede produksjonen i 2022 var 47,7 TWh. Effekten i dag er vesentlig lavere enn under toppårene på sluttet av 1990-tallet, da den samlete effekten var nærmere 13 GW. Innen fem år kan det forventes at de AGR-reaktorene som fortsatt er i drift, vil bli lagt ned. Levetiden har allerede blitt forlenget og ytterligere forlengelser vil sannsynligvis være begrenset. Med dagens drifts- og byggeplaner er det en viss mulighet for at Sizewell B i løpet av de kommende årene midlertidig vil være landets eneste kjernekraftverk i drift. Informasjon om reaktorene i Storbritannia er samlet i tabell 16.4. Samtlige eies og driftes av EDF (Electricité de France) Energy.

Tabell 16.4 Reaktorer som i dag leverer kraft til kraftnettet i Storbritannia[1]

Reaktor	Type[2]	Effekt MW	Tilkobling til nettet	Forventet levetid
Hartlepool 1/2	AGR	2 x 595	1983/1984	2028
Heysham I 1/2	AGR	485/675	1983/1984	2028/2030
Heysham II 1/2	AGR	2 x 620	1988/1988	2030
Torness 1/2	AGR	2 x 625	1988/1989	2030
Sizewell B	PWR	1198	1995	2035[3]

[1] Bygger i hovedsak på data fra World Nuclear Association 2025 (WNA, 2025a), og oppdatert med senere informasjon om levetid for Hartlepool og Heysham 1.
[2] AGR, Advanced Gas-cooled Reactor; PWR, trykkvannsreaktor
[3] EDF har som strategisk mål å forlenge driften til 2055

Planer for ny kjernekraft i Storbritannia

Det pågår bygging av to EPR trykkvannsreaktorer i Hinkley Point C, og arbeid med å forberede bygging av ytterligere to EPR i Sizewell C pågår. Tilkobling til nettet av den første reaktoren i Hinkley Point C forventes rundt 2030 eller senere, og for den andre reaktoren omtrent to år senere (WNN, 2024). Byggetiden for Sizewell C er beregnet til mellom ni og tolv år og første tilkobling planlegges til midten av 2030-tallet.

Storbritannia har avsluttet en utvelgelsesprosess for ulike SMR-design, og har valgt Rolls-Royce SMR (Gov-UK, 2025a). Utvelgelsen av leverandør er beskrevet i punkt 16.6.8 om behandling av søknader om tillatelse. I november 2025 offentliggjorde regjeringen planer om å bygge opptil tre Rolls Royce SMR i Nord-Wales, tilsvarende om lag 1,5 GW, ved det nedlagte Magnox-anlegget i Wylfa på øya Anglesey (Gov-UK, 2025b). Arbeidet er planlagt å starte 2026 og den første reaktoren planlegges å kobles til nettet på midten av 2030-tallet.

Politisk støtte for ny kjernekraft

Britiske regjeringer har i lang tid støttet utbygging av kjernekraft i England og Wales. Det ble illustrert av ambisjonen om en utbygging med 24 GW innen 2050 lansert av den tidligere regjeringen (Department for Energy Security and Net Zero, 2024), og av Starmer-regjeringens ambisjon om å fjerne ubegrunnede hindringer i saksbehandlingsreglene («red tape») for utbygging (Gov-UK, 2025c). Det gis også støtte til ny teknologi (AMR), og i februar 2026 annonserte regjeringen et «Advanced nuclear framework» for introduksjon av ny teknologi, bl.a. rettet mot datasentre (Gov-UK, 2026).

National Policy Statement for Nuclear Power Generation (EN-7) oppsummerer eksisterende politiske retningslinjer for nye kjernekraftprosjekter i Storbritannia. EN-7 har vært på høring i 2025 (Gov-UK, 2025d) og ble besluttet i desember 2025 (Gov-UK, 2025e). EN-7 bekrefter ambisjonen om utbygging av kjernekraft, og åpner for bygging av reaktorer på andre steder enn de som tidligere har blitt brukt for kjernekraftverk, og gir også støtte til ny design (SMR) og teknologi (AMR). Forslaget gjelder for England og Wales. Skottland og Nord-Irland har egen beslutningsmyndighet, og per februar 2026 er bygging av kjernekraftverk i Skottland og Nord-Irland ikke aktuelt.

Støtten for utbygging baserer seg bl.a. på klimamålene. Disse målene går omtrent 20 år tilbake i tid, og kjernekraft har gradvis blitt et mer betydningsfullt verktøy for å nå målet om reduksjon av utslipp av klimagasser. Storbritannias ambisjon for reduksjon av klimagasser, er fastsatt i klimaloven (Storbritannias klimalov). Loven ble oppdatert i 2019, og fastsetter målet om å oppnå nullutslipp innen 2050.

Støtte i opinionen til ny kjernekraft

Opinionen i Storbritannia uttrykker generelt støtte til kjernekraft. En undersøkelse fra 2023 bryter ned spørsmålet om støtte til kjernekraft, i deler som berører kjernekraft som et middel for å motvirke klimaendringer, påliteligheten av kjernekraft som energikilde, økonomi og sikkerhet (Statista, 2026). Støtten til kjernekraft ligger på omtrent 50 prosent. Andelen som svarer «vet ikke», ligger mellom 20 og 26 prosent for alle delområder. Andelen av de spurte som uttrykker reservasjon, er om lag 10 prosent for alle delområder bortsett fra for sikkerhet hvor andelen er 20 prosent.

Det har fra 2021 til 2024 blitt undersøkt i hvilken grad offentligheten kjente til begrepet SMR. Undersøkelsen viste at 43–51 prosent av befolk-

ningen hadde hørt om SMR og i tillegg var det 7–12 prosent som mente at de hadde god eller omfattende kunnskap om SMR (Gov-UK, 2024a). I 2024 ble også holdningen til lokal etablering av kjernekraftverk undersøkt ettersom det ofte nevnes i forbindelse med SMR.[40] Motstanden var betydelig høyere enn i de mer generelle holdningsundersøkelsene. Undersøkelsen viste at 41 prosent var generelt negative og 21 prosent generelt positive til etablering av kjernekraftverk i nærområdet.

Finansiering av ny kjernekraft

Utgangspunktet for Storbritannias planer om utbygging av kjernekraft har lenge vært at kostnadene skal bæres av private investorer uten statlig medvirkning. Dette standpunktet har ført til begrenset investeringsvilje, og flere potensielle leverandører har lagt sine planer om etablering i Storbritannia på is. Nye former for statlig rolle i finansieringen er blitt innført, og er under utprøving.

Som en mekanisme for å stimulere investeringsviljen, ble differansekontrakter brukt for første gang i forbindelse med byggingen av Hinkley Point C. Partene (EDF og den britiske staten) forhandlet om en innløsningspris som ble gjennomgått og godkjent av Europakommisjonen i 2014 etter statsstøttereglene. Østerrike motsatte seg prosjektet med henvisning til at det ikke er forenelig med EUs regler for statsstøtte og krav på miljøhensyn. EU-domstolen har avvist at differansekontrakten var i strid med disse reglene. Saken er beskrevet nærmere i boks 17.4.

Hinkley Point C har vært preget av forsinkelser og kostnadsøkninger. China General Nuclear Power Group (CGN) gikk inn som industriell aksjonær sammen med EDF. CGN har stoppet videre investeringer i prosjektet etter at den britiske regjeringen vurderte at CGN ikke bør delta i den planlagte byggingen av Sizewell C. Ifølge opplysninger fra EDF i 2024 anslås kostnadene for Hinkley Point C til mellom 31 og 34 milliarder britiske pund, i prisnivå fra 2015. Beregningene gjelder EDFs «hovedscenario», der den første reaktoren kobles til nettet i 2030. Ytterligere forsinkelser vil føre til økte kostnader (WNN, 2024).

For finansieringen av Sizewell C anvendes modellen «regulated asset base» (RAB).[41] Modellen ble utviklet i forbindelse med privatiseringen av vann- og avløpsnettene og lignende infrastruktur i Storbritannia og noen andre land. Den er først og fremst ment å brukes på verdsetting og prissetting av eksisterende infrastruktur, f.eks. i forbindelse med avvikling av monopoler. Den er relativt uprøvd på ny infrastruktur. Loven om finansiering av kjernekraft (Storbritannias kjernekraftfinansieringslov) har blitt revidert for å gjøre RAB-modellen anvendelig på kjernekraftverk. RAB-modellen garanterer en inntekt for eieren selv under planleggings- og byggetiden. Kostnadene for Sizewell C er anslått til 38 milliarder GBP i 2024 priser, der den britiske staten tar 45 prosent eierandel (Gov-UK, 2024b). RAB-modellen er illustrert i figur 16.4.

RAB-modellen innebærer at strømkundene betaler kostnader for byggingen allerede før noe strøm er levert, og deretter kostnader for drift og andre kostnader. Den såkalte RAB-avgiften, som skal dekke kostnader og gi en viss avkastning, forvaltes av Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) som er reguleringsmyndigheten for energi i Storbritannia. Formålet med Ofgems gjennomgang av kostnader og inntekter er å beskytte strømkundene mot for høye kostnader. Er strømprisen lav, må strømkundene bidra med midler til produksjonen. Er strømprisen høy, bortfaller RAB-avgiften.

Behandlingsprosess for tillatelse til ny kjernekraft

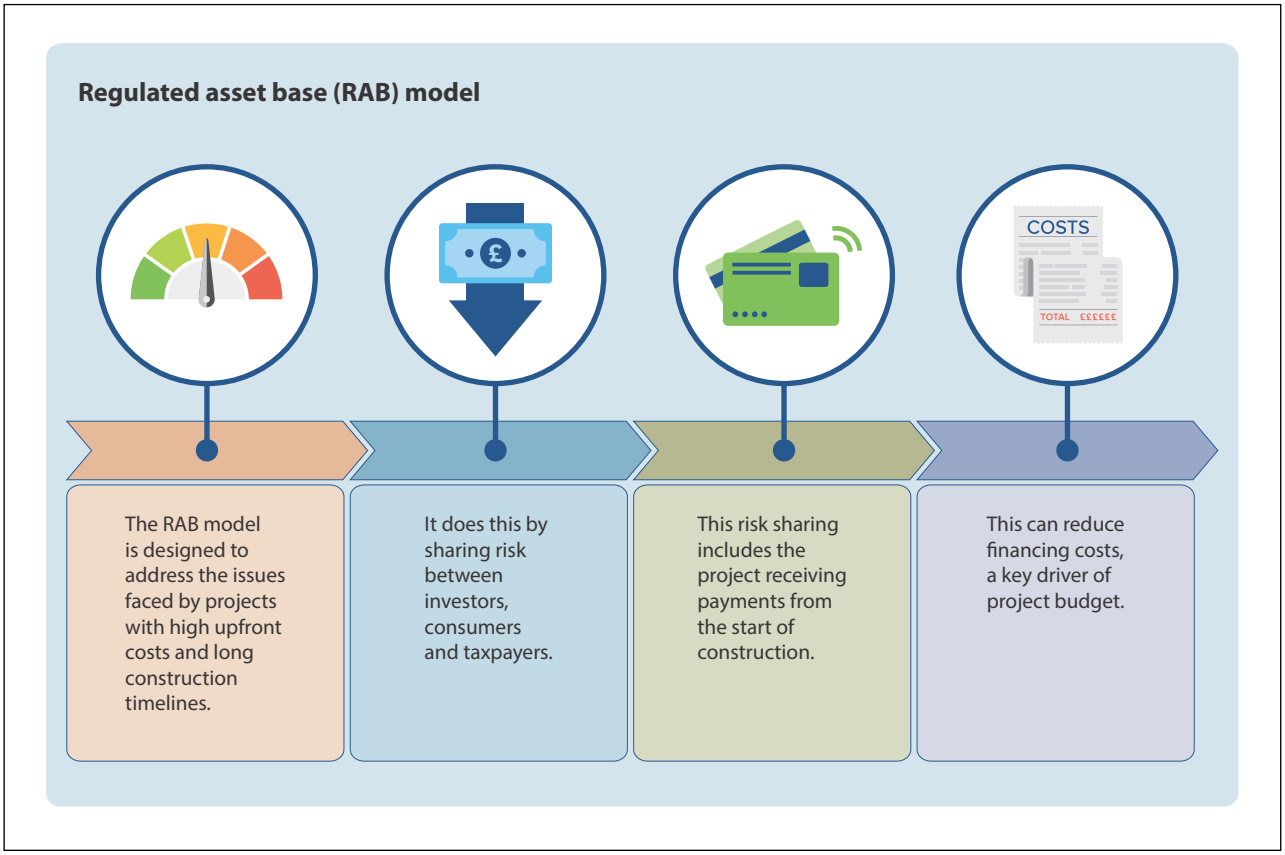
Det er flere myndigheter som har en rolle i forbindelse med tillatelse. I det følgende redegjør vi for en rekke sentrale myndigheters og organisasjoners ansvar:

- Department of Energy Security and Net Zero (DESNZ) ble etablert i 2023, og har ansvaret for å overvåke forsyningssikkerheten for energi i Storbritannia, beskytte forbrukere, støtte økonomisk vekst og redusere Storbritannias utslipp av klimagasser (Gov-UK, u.å.a). DESNZ har Ofgem som underliggende etat.
- National Energy System Operator (NESO) (Gov-UK, 2024c) ble etablert på grunnlag av energiloven (Storbritannias energilov 2023), og sorterer organisatorisk under DESNZ. NESOs ansvarsområde omfatter å ha tilsyn med tilgang og etterspørsel etter elektrisitet i sanntid, langsiktig planlegging og rådgivning til regjeringen om mekanismer for å oppnå klimamålene.

---

[40] Spørsmålet som ble stilt, var: «now imagine that there are plans for a nuclear power station to be constructed in your local area. To what extent would you support or oppose this? If you already have this in your local area, answer on the basis of how you feel about this now». Det ble mottatt 4067 svar.

[41] Ifølge opplysninger i World Nuclear News 22 juli 2025 går staten inn som største deleier (44.9 prosent) i Sizewell C som kostnadsberegnes til 38 milliarder GPB for 2 x 1630 MW reaktorer.



Figur 16.4 Illustrasjon av RAB-modellen

Kilde: Department for Energy Security and Net Zero (2024).

– Great British Energy – Nuclear (GBE-N, tidligere Great British Nuclear) ble dannet i 2024 på grunnlag av energiloven. GBE-N er sponset av DESNZ, men opererer uavhengig i forhold til departementet, og har en sentral rolle i arbeidet med å støtte utviklingen og implementeringen av ny nukleær teknologi i Storbritannia.[42] Siden starten har GBE-N gjennomført en konkurransepreget utvelgelsesprosess for ulike SMR-design. Utvelgelsen har vært basert på bl.a. design, sikkerhet og leverandørens leveringskapasitet. Utvelgelsesprosessen omfattet GE-Hitachi Nuclear Energy International LCC, Holtec Britain Ltd, Rolls-Royce SMR Limited og Westinghouse Electric Company UK Ltd. I juni 2025 meddelte GBE-N at valget falt på Rolls Royce SMR (Gov-UK, 2025f). GBE-N disponerer landområder hvor bygging av SMR-er kan bli aktuelt i framtiden. Som beskrevet i punkt 16.6.4, planlegges de første Rolls-Royce- reaktorene å bli bygget i tilknytning til det nedlagte Magnox-anlegget i Wylfa i Nord-Wales.
– Office for Nuclear Regulation (ONR) ligger under Department for Work and Pensions, og har i oppdrag å sikre at nukleær virksomhet er trygg. Energiloven spesifiserer at formålet med ONRs virksomhet er å tilrettelegge for utforming, bygging, idriftsettelse og drift av kjernekraftprosjekter i samsvar med vedtatt politikk (Storbritannias energilov 2013). ONR skal som strålingssikkerhetsmyndighet, beskytte personer mot risiko for skade fra ioniserende stråling fra britiske kjernekraftanlegg. ONR har tilsyn med og regulerer sikkerhet (safety), og sikring (security) med 36 nukleære anlegg i Storbritannia. Fra 2021 har ONRs ansvar også omfattet sikkerhetskontroll av nukleært material (safeguards). Også «konvensjonell» beskyttelse av arbeidstakere (helse og sikkerhet) inngår i ONRs ansvar. ONR har myndighet til å utstede tillatelser til nukleære anlegg (ONR, 2021) i henhold til loven om nukleære anlegg (Storbritannias lov om nukleære anlegg). En slik tillatelse dekker hele livssyklusen fra konstruksjon til drift og dekommi-

[42] GBE-Ns formål defineres i Energy Act 2023: «Great British Nuclear's objects are to facilitate the design, construction, commissioning and operation of nuclear energy generation projects for the purpose of furthering any policies published by His Majesty's government.».

sjonering. Tillatelsen utstedes med 36 generelle vilkår (ONR, 2017). Den som får tillatelse, må dokumentere at nødvendige tiltak er tatt, og at det er etablert pålitelige prosesser for å oppfylle vilkårene.

- ONR samarbeider med Environment Agency[43] (EA) og Natural Resources Wales (NRW) (Gov-UK, u.å.c) for å gjennomføre såkalt Generic Design Assessment (GDA). Samarbeidet skjer på forespørsel fra leverandører. Prosessen er frivillig og muliggjør en analyse fra et regulatorisk perspektiv av ulike designalternativer. Vurderingen er uavhengig av en søknad om å bygge en spesifikk kjernekraftreaktor på et spesifikt sted. En vellykket prosess resulterer i en Design Acceptance Confirmation (DAC) fra ONR og en Statement of Design Acceptability (SoDA) fra EA. For leverandøren øker DAC og SoDA tilliten i arbeidet med å planlegge og søke om site-lisens. DAC har blitt utstedt for: Areva UK EPR (desember 2012); Westinghouse AP1000 (mars 2017); Hitachi-GE ABWR (desember 2017); CGN HPR1000 (februar 2022). Prosessen pågår for flere SMR-design. EA og NRW utsteder eller gir anbefalinger angående miljøtillatelser etter prinsipper fastsatt i Radioactive Substances Regulations.[44]
- Planning Inspectorate[45] behandler søknader om godkjenning for infrastrukturprosjekter i England og Wales, inkludert innenfor energisektoren. For aktiviteter på og rundt potensielle eller eksisterende nukleære anlegg, mottar Planning Inspectorate råd fra ONR. Formålet er å redusere risikoen for radiologiske konsekvenser forårsaket av aktiviteter på stedet (ONR, u.å.).

Det ble etablert en arbeidsgruppe for regulering av kjernekraft (Nuclear Regulatory Task Force) i 2025 (Gov-UK, 2025g). Arbeidsgruppen leverte sin sluttrapport i november 2025 (Gov-UK, 2025h). Rapporten peker på at reguleringen har vært et avgjørende bidrag til kostnadsoverskridelser og forsinkelser, og er kritisk til hvordan regelverket anvendes av berørte myndigheter.[46] Boks 16.3 oppsummerer de identifiserte problemer og forslag til tiltak fra arbeidsgruppen. Storbritannias statsminister har gitt tydelig støtte til anbefalingene i rapporten. Per februar 2026 er det likevel ikke klart hvordan denne rapporten vil føre til endringer i det britiske regulatoriske rammeverket og i organiseringen av myndighetene (Gov-UK, 2025i).

Håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel

*Eieren av kjernekraftverket skal utarbeide et Funded Decommissioning Programme (PFD) før en ny reaktor bygges***.** Programmet skal i henhold til energiloven (Storbritannias energilov 2008) inneholde detaljerte planer, inkludert kostnadsberegninger, for dekommisjonering og håndtering av avfallet som oppstår i virksomheten. Det er det franske selskapet Électricité de France (EDF) som eier alle kjernekraftverkene som er i drift i Storbritannia. EDF skal under reaktorenes driftstid avsette midler for å dekke framtidige kostnader for avfallshåndteringen. Fondsmidler forvaltes av Nuclear Liabilities Fund (NLF, u.å.), og dette fondets virksomhet står under tilsyn av DESNZ. EDF er også pålagt å avsette midler til fondet for reaktorene som EDF har eid og nå er nedlagt.

Den mangeårige bruken av kjernekraft til fredelige og militære formål har ført til et svært omfattende arbeid med dekommisjonering, sanering og avfallshåndtering. Sellafield (tidligere Windscale) i Cumbria ved Irskesjøen var i mange år sentrum for Storbritannias utviklingsarbeid, med flere reaktorer, reprosesseringsanlegg og andre installasjoner. Kostnadene for nedleggelse og tilbakeføring av Sellafield er anslått til over 1 800 milliarder NOK (136 milliarder GBP i 2023–2024 pengeverdi) (NAO, 2024). Anlegg for deponering av lavaktivt avfall er etablert nær Sellafield og i Dounreay i Skottland. Middels radioaktivt avfall lagres i Sellafield og andre steder. Høyaktivt avfall fra reprosessering lagres i Sellafield. Brensel fra AGR-reaktorene er også lagret der. Brukt brensel fra driften av Sizewell C lagres på stedet i beholdere for tørrlagring i 50 år før plassering i et planlagt geologisk deponi.

Nuclear Decommissioning Authority (NDA) leder arbeidet med sanering og håndtering av det historiske avfallet. NDA (Gov-UK, u.å.e) er etablert i

---

43 EA ble etablert i 1996 for å verne og forbedre miljøet. EA sorterer under Department for Environment, Food and Rural Affairs. (Gov-UK, u.å.b).

44 Spesielt for England, se (Gov-UK, 2021)

45 Planning Inspectorate er en organisasjon under Department for Levelling Up, Housing and Communities (Gov-UK, u.å.d).

46 Arbeidsgruppens rapport er oppsummert slik: «The UK was historically a global pioneer in nuclear energy. It was the first country to produce commercial power from a nuclear source and a leader in nuclear defence. Today, it has become the most expensive place in the world to build nuclear projects. Both civil and defence programmes suffer from large cost overruns and schedule delays. **Regulation is central to this relative decline**. The increasing complexity and risk aversion of our regulatory system has contributed to a weakening of the UK's leadership and competitiveness.». Se (Gov-UK, 2025h).

Boks 16.3 Oppsummering av forslag til tiltak fra Nuclear Regulatory Task Force

- *Fragmentert styring*: Arbeidgruppen anbefaler etablering av en samlet organisasjon med beslutningsmyndighet (Commission on Nuclear Regulation), med mandat til å avgjøre regulatoriske spørsmål av større betydning. Som en midlertidig løsning for umiddelbar gjennomføring, foreslår arbeidsgruppen at Office for Nuclear Regulation (ONR) gis den ledende rollen i avgjørelsen av slike spørsmål.
- *Uforholdsmessig vekt på risikoreduksjon*: Arbeidsgruppen vurderer at det i dag er en overdreven konservativ og prosessorientert kultur som dominerer. Videre vurderer arbeidsgruppen at det er regjeringen – ikke enkeltstående myndigheter – som må definere den nasjonale standarden for hva som er akseptabel risiko. Miljøvurderinger må skifte fokus fra prosess til resultat.
- *Mangelfull organisasjonskultur*: Arbeidsgruppen anbefaler at ledelsen i berørte organisasjoner iverksetter tiltak for raske leveranser av økonomisk forsvarlige beslutninger, uten å gå på bekostning av sikkerheten. Arbeidsgruppen mener at kulturen i kjernekraftindustrien må reformeres grunnleggende for å få til forbedringer.
- *Systemiske mangler*: Arbeidsgruppen mener at planleggingsprosessen for såkalte «Nationally Significant Infrastructure Projects» må samordnes for å unngå unødvendig dobbeltarbeid som følge av gjentatte prosjektanalyser. Det må innføres en programbasert, snarere enn prosjektbasert, tilnærming som tar hensyn til en nasjonal prioritering av kjernekraftprogrammet. Utdaterte regler for valg av lokalisering må revideres.

henhold til energiloven (Storbritannias energilov 2004), og sorterer under DESNZ. NDAs oppgaver er omfattende, og nåværende planer for avfallshåndteringen tilsier at det vil ta mer enn 100 år å fullføre oppgaven med opprydding og avfallshåndtering, med mål om sluttstatus på alle steder innen 2380.

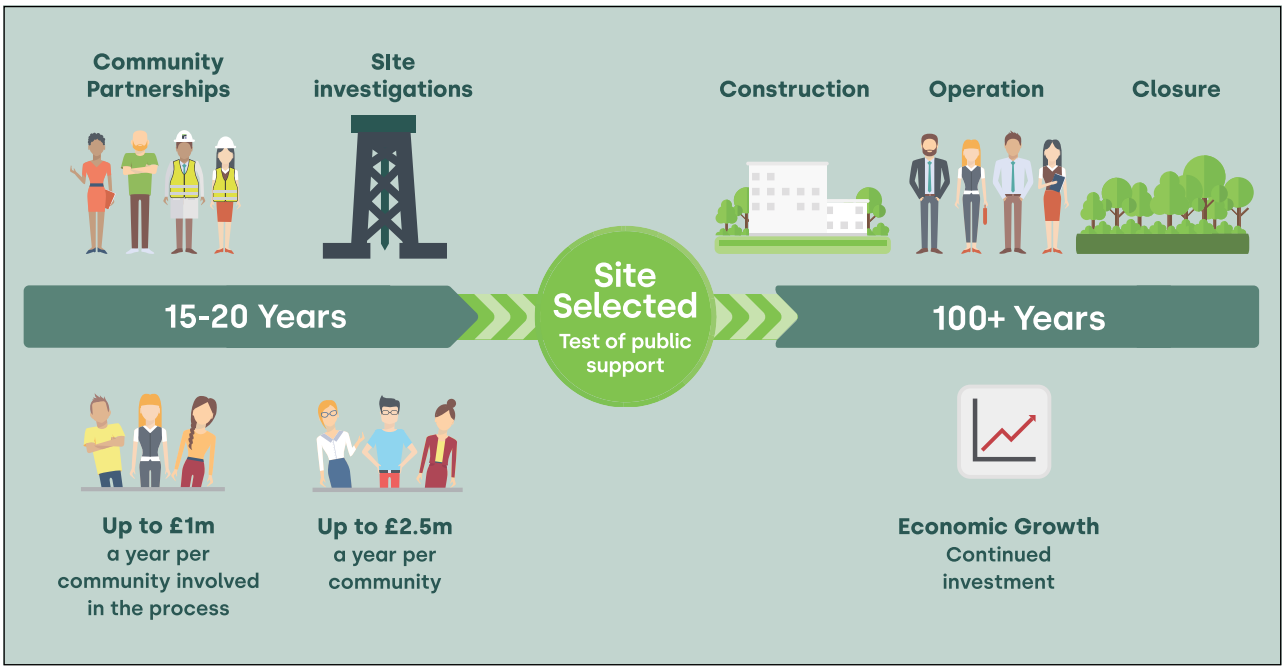
Storbritannia har per i dag ingen løsning for deponi for høyaktivt avfall, inkludert brukt brensel. Planene om et deponi skjøt fart på 1980-tallet, under ledelse av Nuclear Industry Radioactive Waste Executive (NIREX). Et foreslått deponisted i Cumbria møtte sterk motstand, og planene ble lagt til side. I årene 2006/2007 ble NIREX overført til NDA. Planene for både eksisterende og framtidig deponering av høyaktivt avfall og brukt brensel, fortsetter å fokusere på deponering i egnede geologiske formasjoner (Gov-UK, 2025j). Planene omfatter England, Wales og Nord-Irland. Nuclear Waste Services (NWS), som er del av NDAs organisatoriske paraply, leder arbeidet med å identifisere egnet berggrunn på deponeringsdybde (200–1000 meter under bakken eller under havbunnen). Åpenhet og kommunikasjon i valg av lokalisering vektlegges (CoRWM, 2022; Gov-UK, 2025k) For øyeblikket anslår NWS at deponi for høyaktivt avfall og brukt brensel kan tas i bruk rundt 2075, og at et deponi for middels radioaktivt avfall kan stå klar i løpet av 2050-årene (Gov-UK, 2025l). Oversikt over tidsplanen for etablering av deponier i Storbritannia er vist i figur 16.5.

16.7 Canada – nasjonal kontekst

Framveksten av kjernekraft i Canada

Canadas forsknings- og utviklingsprogram innen reaktorteknologi begynte på 1940-tallet. Canada samarbeidet med USA og Storbritannia i utviklingen av kjernekraft. Samarbeidet omfattet også atomvåpen, men Canada har aldri produsert egne atomvåpen og disponerer ikke noe atomvåpenarsenal (The Canadian Encyclopedia, 2025). Atomic Energy of Canada ble dannet i 1952 og startet arbeidet med utvikling av trykkvannsreaktorer (PHWR), kjent som CANDU (Canada Deuterium Uranium). I CANDU-reaktorer brukes tungtvann både til kjøling og som moderator. Brenselet består av naturlig eller lavanriket uran. Alle kjernekraftreaktorer i drift i Canada i dag er av CANDU-modell, og nye generasjoner av teknologien har blitt utviklet over tid. Teknologien har også blitt eksportert. Konvertering og brenselsproduksjon for CANDU-reaktorer skjer på flere steder i Canada.

Canada har i mange år vært en av verdens største produsenter av uran. Utvinningen startet på 1930-tallet, og ble strategisk betydningsfull på 1940-tallet, bl.a. med tanke på militær bruk og senere for eksport. Malmen har til dels høy andel med uran. Gruvedrift skjer i dag i provinsen Saskatchewan, men forekomster finnes også andre steder. Canada



Figur 16.5 Tidsplan for etablering av deponier i Storbritannia

Kilde: Gov-UK (2025l)

står for om lag 15 prosent av verdensproduksjonen av uran i 2022 (WNA, 2025b).

Kjernekraft i Canada i dag

Dagens 17 canadiske reaktorer står for omtrent 13 prosent av årlig produksjon av elektrisk energi i Canada. Den totale effekten er om lag 12,5–13 GW, og produksjonen i 2022 var 87,2 TWh. Effekten har ligget relativt stabilt siden 2004, men er litt lavere enn under toppårene 1993 og 1994. Da var den sammenlagte effekten nærmere 16 GW. Reaktorene ble tatt i bruk på 1970-, 1980- og 1990-tallet, og representerer forskjellige utviklinger av CANDU-konseptet. Betydelige oppgraderinger har blitt gjort ved flere av anleggene for å tillate fortsatt drift. Dersom gjennomførte og pågående prosjekter for oppgradering og levetidsforlengelse blir vellykkede, kan produksjonen fra eksisterende reaktorer forventes å fortsette i flere tiår. Av landets 17 reaktorer i drift, ligger 16 reaktorer i provinsen Ontario og én reaktor (Point Lepreau) ligger i New Brunswick. Informasjon om reaktorene i Canada er samlet i tabell 16.5.

Tabell 16.5 Reaktorer som i dag leverer kraft til kraftnettet i Canada[1]

Reaktor[2]	Effekt, MW	Tilkobling til nettet, år	Eiere
Bruce 1/2	2 x 732	1977/1976	Bruce Power (operatørselskap), konsesjon gitt etter oppløsningen av Ontario Hydro
Bruce 3/4	2 x 750	1977/1978	
Bruce 5/6/7	3 x 822	1984/1984/1986	
Bruce 8	795	1987	
Darlington 1/2/3/4	4 x 881	1990/1990/1992/1993	Ontario Power Generation (OPG)
Pickering 5/6/7/8	4 x 516	1982/1983/1984/1986	
Point Lepreau	660	1982	NB Power

1 Bygger i hovedsak på data fra World Nuclear Association 2025 (WNA, 2025c)
2 Alle reaktorene er CANDU-reaktorer.

Planer for ny kjernekraft i Canada

Det er planlagt at fire SMR-er av typen BWRX-300 (GE Vernova Hitachi) skal bygges av Ontario Power Generation (OPG) på Darlington New Nuclear Site (WNN, 2025d). Målsettingen er å sette den første reaktoren i drift i 2030. Ytterligere reaktorprosjekter i både storskala (utviklede CANDU-reaktorer) og av SMR-design er foreslått i diskusjoner om kjernekraftens framtidige utvikling i Canada. Prosjekter vurderes i provinsene Ontario, Alberta, Saskatchewan og New Brunswick (WNA, 2026d). F.eks. har provinsregjeringen i Ontario gitt OPG i oppdrag å utrede etablering opp til 10 GW ved sine anlegg utenom kjernekraftverk i Wesleyville. Ingen av disse prosjektene er konkretisert i så stor grad som SMR-prosjektet i Darlington (Ontario, 2025).

Politisk støtte for ny kjernekraft

Canada er konstitusjonelt en føderasjon[47] *og den føderale regjeringen har jurisdiksjon over kjernekraftprogrammet*. Det er bred politisk støtte for kjernekraft på føderalt nivå. Beslutning om å investere i kjernekraft tas også på provinsnivå. Kjernekraft blir ansett som et betydelig bidrag til å oppnå nullutslipp til 2050.

Lovgivningsmyndigheten er delt mellom det føderale nasjonalforsamlingen og provinsparlamentene.[48] Flere aktører innenfor denne føderale strukturen bestemmer canadisk kjernekraftpolitikk. Natural Resources Canada (NRCan) har ansvar på føderalt nivå for å utvikle og iverksette politikk og programmer relatert til landets naturressurser. Ansvaret omfatter også nasjonale strategier og retningslinjer for kjernekraft. Det er imidlertid provinsregjeringene som har hovedansvaret for å utvikle og iverksette kjernekraftpolitikk. Ontario, New Brunswick, og Saskatchewan inngått avtaler for å støtte utviklingen av SMR, og samarbeider med den føderale regjeringen for å sikre at deres lovgivning er i tråd med nasjonale standarder og sikkerhetskrav.

I 2020 ble det vedtatt en egen plan (SMR Action Plan) med en rekke tiltak for å fremme utviklingen og implementeringen av SMR-design (Government of Canada, u.å.b). Planen ble utviklet i samarbeid med provinsielle og territoriale myndigheter, industrien, og andre interessenter. Det føderale departementet NRCan vedtok planen. Denne planen inneholder anbefalinger for avfallshåndtering, regulatoriske forhold, beredskap og internasjonalt samarbeid. Planen bygger på syv prinsipper, bl.a. at aktørene skal samhandle innenfor sine jurisdiksjoner og myndighetsområder for å støtte utviklingen og distribusjonen av ulike SMR-design i Canada, med sikte på at de første enhetene er i drift på slutten av 2020-tallet (Government of Canada, u.å.c).

Støtte i opinionen til kjernekraft

Støtten til kjernekraft i Canada er generelt sterk, men ikke overveldende. Den samlede støtten viser betydelige regionale forskjeller. En studie av Ipsos viser at over 50 prosent støttet kjernekraft hvis vi ser hele landet samlet (Ipsos, 2023). I Ontario, der alle kjernekraftverkene bortsett fra ett ligger, er støtten 66 prosent. Støtten er lavest i Quebec, med 34 prosent.[49] En annen studie er gjennomført av Environics Research på oppdrag fra Canadian Nuclear Association (CNA, 2023). Studien viser at mindre enn halvparten av befolkningen i Canada oppfatter kjernekraft som en «lavkarbon» energikilde. Ifølge Canadian Nuclear Association tyder resultatet på at fordelen med fossilfrihet ikke oppveier bekymringer blant de spurte om sikkerhet og beskyttelse i forbindelse med kjernekraft.

Finansiering av ny kjernekraft

Finansiering av kjernekraft i Canada skjer med støtte fra staten og provinsene. Støtten inkluderer føderale lån og investeringer fra Canada Infrastructure Bank. Kjernekraft er nå inkludert i ordningen for grønne statsobligasjoner (Green Bond Framework)[50] som er etablert for finansiering av prosjekter med klima- og miljøfokus (Government of Canada, u.å.d). Statlig støtte blir gitt til videreutvikling av CANDU-reaktorer, samt til forskning og utvikling av SMR.

Den totale kostnaden for oppføringen av 4 BWRX-300-reaktorer i Darlington, er beregnet til 13,3 milliarder euro over en periode på 10 år (WNN, 2025d). Beregningene inkluderer estimerte kostnader før renter og inflasjon. Oppføringen av den første reaktoren er kostnadsberegnet til 3,75 milliarder euro, i tillegg til kostnader for anleggsarbeid som er nødvendige for hele prosjek-

---

47 Canada består av ti provinser og tre territorier (Government of Canada, u.å.a).

48 Canadisk lovgivning er en kombinasjon av det såkalte civil law systemet og common law systemet (Danmarks nationalleksikon, u.å).

49 Provinsen Quebec produserer en tredjedel av kraften i Canada hvorav mer enn 90 prosent gjennom vannkraft.

50 Kjernekraft var tidligere unntatt.

tet. Kostnaden for den fjerde reaktoren er beregnet til 2,5 milliarder euro. Prosjektet finansieres av OPG med egne midler, føderale lån, og økonomisk støtte fra provinsregjeringen og via de avgifter som belastes forbrukerne gjennom reaktorenes levetid. I byggefasen er det beregnet at prosjektet vil kreve en arbeidsstyrke på om lag 18 000 personer.

Behandlingsprosess for tillatelser til ny kjernekraft og myndighetsorganisering

Det er krav om tillatelse for bygging og drift av nukleære anlegg etter loven om nukleær sikkerhet og tilsyn (Canadas lov om nukleær sikkerhet og tilsyn). Loven er bindende for alle provinser i Canada. Loven regulerer utvikling, produksjon og bruk av kjernekraft og kjernefysiske stoffer, og den etablerer Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) (Government of Canada, u.å.e) som har myndighet til å overvåke og håndheve loven. CNSCs Regulatory Framework omfatter lover vedtatt av nasjonalforsamlingen, reguleringer, tillatelser og dokumenter som regulerer kjernekraftindustrien (Government of Canada, u.å.f). Planen viser de reguleringer og dokumenter CNSC planlegger å utvikle eller endre. Dokumentene blir gjennomgått minst hvert femte år for å sikre at de fortsatt er relevante og oppdaterte.

Krav om tillatelse gjelder bl.a. for å forberede et område for å bygge, drifte, modifisere, dekommisjonere eller abandonere[51] *et nukleært anlegg*.[52] Det kan stilles vilkår til tillatelsen for beskyttelse av miljøet, helse og sikkerhet av personer og ivaretakelse av nasjonal sikkerhet. Den som vil bygge et kjernekraftverk, trenger tillatelse både på føderalt nivå og provinsnivå. CNSC og Health Canada samarbeider om strålevern (Government of Canada, u.å.g). Health Canada utarbeider den nasjonale reguleringen for strålevern, og administrerer det nasjonale doseregisteret for yrkesmessig eksponerte personer (Government of Canada, u.å.h).

Det er krav til å gjennomføre en konsekvensutredning etter loven om konsekvensutredninger (Canadas lov om konsekvensutredninger). Slike konsekvensutredninger er en føderal prosess for vurdering av miljømessige, økonomiske, helsemessige og sosiale virkninger av foreslåtte prosjekter. For kjernekraftprosjekter må det gjennomføres en føderal konsekvensutredning.[53]

Loven om konsekvensutredninger etablerer en føderal myndighet for gjennomføring av konsekvensutredninger, Impact Assessment Agency of Canada (IAAC) (Government of Canada, u.å.i). Denne myndigheten har ansvar for å gjennomføre konsekvensutredninger av foreslåtte prosjekter, inkludert kjernekraftprosjekter. Utredningsprosessen involverer offentlig deltakelse, vitenskapelig informasjon og urfolkskunnskap. Prosessen består av flere trinn:

- Planlegging: Prosjekter gjennomgår en planleggingsfase hvor offentligheten og urfolk inviteres til å gi informasjon og bidra til planleggingen av vurderingen.
- Impact Statement: Prosjektets ansvarlige får klare krav til informasjon og studier som skal inkluderes i en Impact Statement. Vitenskap og urfolkskunnskap skal være del avgrunnlaget for vurderingene på neste trinn.
- Vurdering: Vurderingen omfatter potensielle miljømessige, helse-, sosiale og økonomiske virkninger av foreslåtte prosjekter, inkludert fordeler. Potensielle konsekvenser for urfolks- og traktatrettigheter vurderes også.
- Beslutning: Offentlig interesse står sentralt i beslutningene. IAAC eller et vurderingspanel bruker informasjonen til å utvikle en vurderingsrapport som informerer ministeren eller guvernøren i rådet (Governor in Council) om prosjektets negative konsekvenser og om prosjektet er i offentlig interesse.
- Etter beslutning: IAAC er aktiv i å verifisere overholdelse av beslutningsuttalelser og korrigere manglende overholdelse. Det er stor transparens rundt oppfølgingsprogrammer, med økt tilgang til nøkkeldokumentasjon og økte muligheter for urfolks- og samfunnsdeltakelse i oppfølgings- og overvåkingsprogrammene.

Allmennheten blir involvert i tillatelsesprosessen gjennom muligheter for å gi innspill til tillatelse og miljøvurderinger. CNSC arrangerer offentlig høringer for å sikre åpenhet, ta opp eventuelle bekymringer og gi mulighet for medvirkning i tillatelsesprosesser.

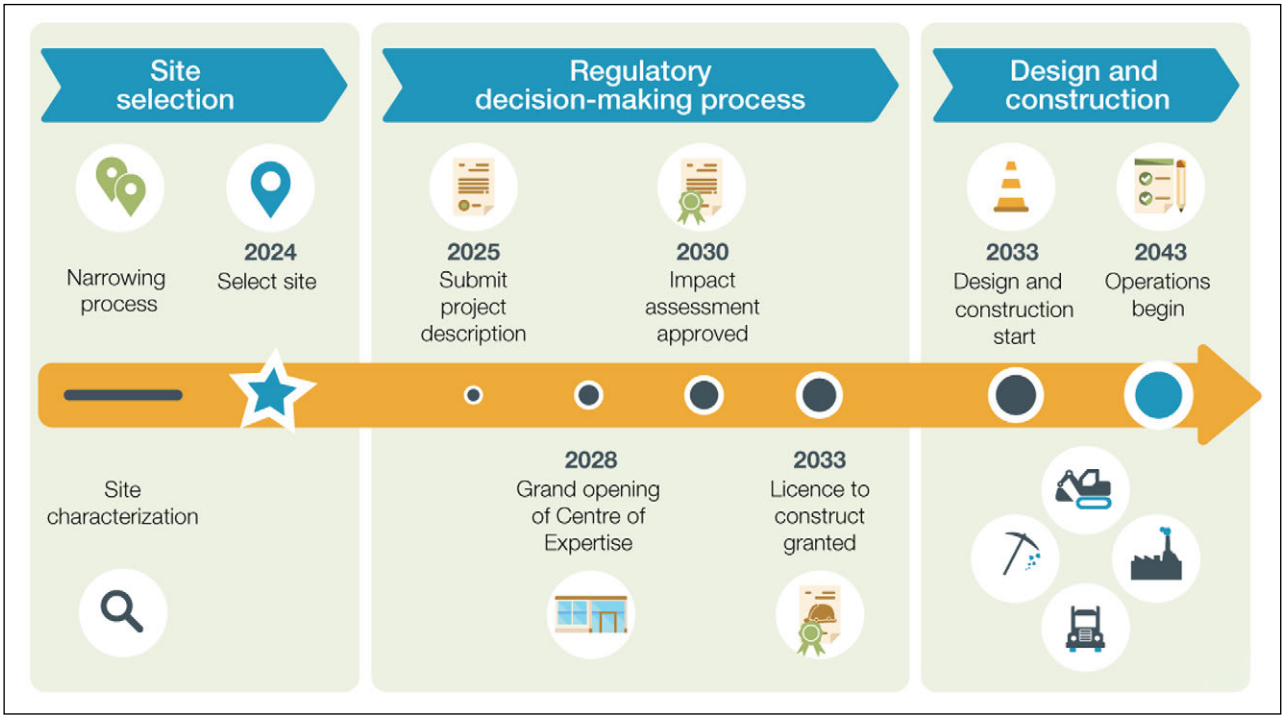
Det er særskilte krav til konsultasjoner med Canadas urfolk. CNSC gjennomfører omfattende konsultasjoner med urfolk for å sikre at deres synspunkter og bekymringer blir hørt og tatt i betraktning. Disse konsultasjonen omfatter både generelle planer og konkrete tillatelser.

---

[51] Abandonere betyr i denne sammenheng å oppgi et sted eller gjenværende bygninger, slik at de kan disponeres fritt til andre formål uten krav til radiologisk kontroll.

[52] Canadas om nukleær sikkerhet og tilsyn Section 26 bokstav e.

[53] I henhold til den canadiske forskriften SOR/2019-285 er kjernekraftprosjekter listet som et «designated project».



Figur 16.6 Tidslinje for etablering av et deponi i Canada.

Kilde: Fra en presentasjon av NWMO for medlemmer av kjernekraftutvalget, 2025

Håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel

Kjernekraftselskapene etablerte i 2002 Nuclear Waste Management Organisation (NWMO), med ansvar for å planlegge deponering av brukt kjernebrensel. I oppdraget inngår også å utvikle og implementere en strategi for deponering av middelsaktivt og lavaktivt avfall (NWMO, u.å.a; NWMO, u.å.b; NWMO, u.å.c). Organisasjonen ble opprettet etter loven om håndtering av brukt brensel (Canadas lov om håndtering av brukt brensel). Ifølge denne loven skal eierne av reaktorene sette av midler i fond for å dekke kostnadene ved avfallshåndteringen.

Det ble i 2007 fattet beslutning om å implementere såkalt Adaptive Phased Management for den endelige håndteringen av brukt brensel (NWMO, u.å.d). Beslutningen innebærer:

- Endelig sentralisert deponering i en egnet geologisk formasjon på en dybde av 600–800 meter
- Trinnvise beslutninger som gjør konseptutviklingen adaptiv og muliggjør integrering av ny kunnskap etter hvert som den blir tilgjengelig
- Mulighet for lagring nær overflaten
- Kontinuerlig overvåking
- Mulighet for tilbakehenting
- Involvering av befolkningen

Prosessen for å finne en egnet lokalisering for et deponi for brukt brensel, startet i 2010. Etter 12 år hadde 22 kommuner i 2022 uttrykt interesse for prosjektet og for å vurdere potensialet for å bli vertskommune. Hver kommune utviklet sin egen prosess for å avgjøre kommunens vilje og mulighet til å huse anlegget. Valget av sted for å gå videre med etableringen av et brenselslager, har falt på Wabigoon Lake Ojibway Nation og Township of Ignace i Ontario. Her er de tekniske forutsetningene gode, og kommunen og den lokale urbefolkningen har bekreftet at de er villige til å huse brenselslageret (NWMO, 2023; NWMO, u.å.e). Det pågår arbeider for å undersøke geologiske og andre forhold på stedet før byggearbeid kan starte. Man tar sikte på å kunne starte konstruksjonsarbeidet i 2033, for deretter å kunne ta anlegget i bruk 10 år senere. Tidslinjen NWMO arbeider etter for å etablere et deponi, framgår av figur 16.6.[54]

16.8 Frankrike – nasjonal kontekst

Framveksten av den franske kjernekraften

Utviklingsarbeidet for kjernekraft i Frankrike startet på 1940-tallet, og skjedde parallelt for både militære og sivile formål. I 1945 ble det opprettet en kommisjon for kjernekraft for å føre tilsyn med både den sivile og militære utviklingen. Den første eksperimentelle forskningsreaktoren ble

[54] Fra en presentasjon av NWMO for medlemmer av kjernekraftutvalget, 2025.

startet i 1948. Frankrike har hatt kjernekraft som en del av sin energimiks siden 1962. De første reaktorene var gasskjølte, moderert med grafitt, og brukte naturlig uran som brensel. Driften av disse reaktorene ble avsluttet i 1994.

På 1970-tallet startet en stor satsing på trykkvannsteknologi. Frankrike har gjennomført omfattende utviklingsarbeid for å bygge reaktorer både i Frankrike og i andre land. Det franske kjernekraftprogrammet er nå, sammen med det kinesiske programmet, nest største[55] i verden etter USA. European Pressurized Water Reactor (EPR) ble utviklet av det franske selskapet Framatome i samarbeid med det tyske selskapet Siemens. Slike reaktorer har blitt tatt i bruk i Frankrike, Kina og Finland og er under bygging i Storbritannia. Selskapet utvikler nå EPR2, med forenklet design og antatt lavere kostnader. EPR2 er ment å danne grunnlaget for framtidige kjernekraftprosjekter i Frankrike.

Frankrike er en av de fem kjernevåpenstatene under ikke-spredningsavtalen. Planene om å utvikle et kjernevåpenprogram tok form rett etter andre verdenskrig, og har ledet til et nasjonalt og autonomt kjernevåpenprogram. Programmet er basert på et nasjonalt standpunkt om at allianser med andre land, ikke på lang sikt kan erstatte en nasjons evne til å avskrekke væpnet angrep og forsvare landet.[56]

Kjernekraft i Frankrike i dag

Dagens 57 franske reaktorer stod i 2024 for 67 prosent av årlig produksjon av elektrisk energi i Frankrike. Den totale effekten er om lag 63 GW og produksjonen omtrent 350 TWh. Det totale effektnivået har vært stabilt siden slutten på 1990-tallet, mens produksjonen har vært varierende på 2020-tallet på grunn av omfattende vedlikehold. Produksjonen skjer i tre generasjoner av trykkvannsreaktorer (PWR) og den hittil eneste EPR-reaktoren i Frankrike. Reaktorene er plassert på 18 steder, 5 langs kysten og 13 ved elver. Gjennomsnittsalderen på de franske reaktorene nærmer seg 40 år. De ble opprinnelig gitt tillatelse for drift i 30 år, men levetiden kan forlenges med 10 år av gangen etter at reaktorene har gjennomgått en omfattende sikkerhetsvurdering som underbygger beslutningen om fortsatt drift. Dagens reaktorer kan forventes å levere kraft de nærmeste tiårene. Samtlige reaktorer er trykkvannsreaktor som eies og driftes av det helstatlige selskapet Electricité de France (EDF). Informasjon om rektorene i Frankrike er samlet i tabell 16.6.

---

55 Kina bygger imidlertid reaktorer i vesentlig høyere tempo enn Frankrike.

56 Se f.eks. French Nuclear Deterrence Policy, Forces, and Future: A Handbook (FRS, 2020).

Tabell 16.6 Reaktorer som i dag leverer kraft til kraftnettet i Frankrike[1]

Anlegg	Effekt, MW	Tilkobling til kraftnettet
Belleville	2 x 1310	1987/1988
Blayais	4 x 910	1981/1982/2 x1983
Bugey	2 x 900/2 x 910	2 x 1978/2 x 1979
Cattenom	4 x 1300	1986/1987/1990/1991
Chinon	2 x 870/2 x 905	1982/1983/1986/1987
Chooze	2 x 1455	1996/1997
Civaux	2 x 1450	1997/1999
Cruas	3 x 880/915	1983/3 x 1984
Dampierre	4 x 890	2 x 1980/2 x 1981
Flamanville	2 x 1330/1620	1985/1986/2024
Golfech	2 x 1300	1990/1993
Gravelines	6 x 910	3 x 1980/1981/1984/1985
Nogent	2 x 1310	1987/1988
Paluel	4 x 1330	2 x 1984//1985/1986
Penly	2 x 1330	1990/1992
St Alban	2 x 1335	1985/1986
St Laurant	915/880	2 x 1981
Tricastin	4 x 915	2 x 1980/2 x 1981

[1] Bygger i hovedsak på data fra World Nuclear Association 2025 (WNA, 2026e).

Planer for ny kjernekraft i Frankrike

Frankrike har for tiden en stor satsing på bygging av nye reaktorer. President Macron brøt i 2022 med tidligere uttalelser om at Frankrike innen 2035 skulle redusere andelen av kjernekraft til 50 prosent og stenge 14 kjernereaktorer. Bakgrunnen var at målet om å produsere mer karbonfri elektrisitet, gir behov for å produsere opptil 60 prosent mer strøm enn tidligere, og at det for Frankrike tar minst 15 år å bygge en kjernekraftreaktor (Vie publique, 2022). Regjeringen har nå planer om å bygge seks EPR2 reaktorer med start rundt 2027 og starte studier for bygging av ytterligere 8 EPR2 reaktorer (Premier Ministre, u.å.a). Byggeplanene er del av «programme du nouveau nucléaire français» (NNF) (Gouvernement, 2023[57]). Etter offentlig debatt om stedsvalg for nye reaktorer, ble det i juni 2025 inngått en strategisk kontrakt mellom regjeringen og viktige aktører i kjernekraftsektoren for perioden 2025–2028, som bekrefter gjenopplivingen av kjernekraftsektoren (Vie publique, 2025). Kontrakten bekrefter også NNF og bygging av EPR2 reaktorer ved de eksisterende anleggene i Penly, Gravelines og Bugey. Forberedelsene for bygging i Penly har kommet lengst, men tillatelse fra strålingssikkerhetsmyndigheten (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection, ASNR), er ennå ikke gitt. Driftsstart for den første reaktoren i Penly er nå beregnet til 2038, 14 år etter start av grunnarbeidet.

Frankrike satser også på forlengelse og oppgradering av eksisterende anlegg og systemer. Gjennom EDFs program for modernisering og vedlikehold (Grand Carénage»-programmet) (EDF, u.å.), arbeides det for å forlenge levetiden på eksisterende reaktorer til 60 år og mer. Programmet omfatter også oppgradering av sikkerhetssystemer. Den franske Cour des Comptes, som kan sammenlignes

[57] NNF omfatter også bl.a. innovasjon av nye kjernekraftreaktorer f.eks. i SMR NUWARD prosjektet.

med Riksrevisjonen, har påpekt utfordringer knyttet til operatørselskapets evne til å oppnå operativ ytelse på anleggene, behovet for å beholde kritisk kompetanse og sikre kvaliteten hos underleverandører (Cour des Comptes, 2025a).

Politisk støtte for ny kjernekraft

Målene for energipolitikken skal vedtas i lovs form hvert femte år på grunnlag av de målene som er fastsatt i energiloven (Frankrikes energilov[58]). Loven skal også fastsette hvilke prioriteringer for energipolitikken som er nødvendige for å oppnå bl.a. klimamålene.

Det flerårige energiprogrammet (Programmation pluriannuelle de l'énergie, PPE) skal fastsette tiltakene som er nødvendige for å nå målene for energipolitikken.[59] Energiprogrammet skal vedtas av regjeringen. Programmet har bl.a. et mål om å redusere klimagassutslippene med 40 prosent mellom 1990 og 2040 og å oppnå karbonnøytralitet innen 2050. Programmet dekker både kjernekraft og andre energiformer, og omfatter en økonomisk og samfunnsmessig konsekvensutredning, inkludert en strategisk miljøutredning. Det angir også en øvre ramme for nødvendige offentlige ressurser. Programmet dekker to påfølgende femårsperioder. Det skal sendes en rapport til nasjonalforsamlingen seks måneder før utløpet av hver femårsperiode med en vurdering av om målene er nådd.

Energiprogrammet er grunnlag for planer og strategier som fastsetter prioriteringer. Eksempler på slike planer og strategier er den nasjonale energi- og klimaplanen (Ministère de la Transition Energétique, u.å.)[60] og den nasjonale lavkarbonstrategien.[61] Planen vektlegger kjernekraft som en sentral del av landets strategi for å redusere karbonutslipp og sikre stabil energiforsyning. I tillegg inkluderer planen investeringer i ny design og teknologi, f.eks. SMR. Planen fokuserer også på å diversifisere forsyningskjedene for kjernekraftteknologi og brensel, spesielt med tanke på den globale avhengigheten av uranforedling.

Regjeringen skal legge fram en rapport for nasjonalforsamlingen med vurdering av konsekvenser av å bygge 14 kjernekraftreaktorer. Rapporteringsplikten er fra 2023 lovbestemt (Frankrikes lov om raskere prosedyrer for bygging av nye nukleære anlegg nær eksisterende anlegg[62]). Rapporten skal vurdere situasjonen for produsenter i den franske kjernekraftindustrien, elektrisitetsmarkedet og offentlige finanser. Rapporten skal også vurdere behovet for utdanning og kompetanse. I tillegg skal rapporten vurdere sikkerhet, oppstrøms og nedstrøms brenselsyklus, tilførsel av uran, gjenvinning av brukt brensel, mulige forbedringer i avfallshåndteringen og de lokale informasjonskommisjonenes virkeområder. Rapporten skal bestemme kapasiteten til å bygge flere kjernekraftverk i tilfelle skalering av fransk industriaktivitet. Endelig skal rapporten redegjøre for globale trender spesielt i Europa innen kjernekraftproduksjon og internasjonal konkurranse innen sektoren. Regjeringen skal også legge fram en rapport for nasjonalforsamlingen med presentasjon av tilgjengelig nukleærteknologiske alternativer.[63] Rapporten skal beskrive regjeringens intensjoner med hensyn til utvikling av SMR og fjerdegenerasjons reaktorer. Det er per februar 2026 ikke fremlagt noen rapport.

På departementsnivå er det flere departementer som har ansvar for kjernekraft. Departementet for økologisk omstilling[64] har overordnet ansvar for miljøpolitikk, inkludert kjernekraftens miljøpåvirkning, Departementet for Økonomi, finans og industriell utvikling[65] er involvert i økonomiske aspekter av kjernekraft og Departementet for høyere utdanning, forskning og innovasjon[66] har oppgaver i tilknytning til forskning og utvikling innen kjernekraftteknologi.

Generaldirektoratet for energi og klima (Direction générale de l'énergie et du climat, GDEC) er ansvarlige for å utvikle og implementere landets energipolitikk. Direktoratet har bl.a. ansvar for tiltak for å bekjempe klimaendringer, inkludert fransk kjernekraftpolitikk. Departementsansvaret for GDEC har blitt flyttet flere ganger, og sorterer i 2025 under Departementet for økonomi, finans og industriell utvikling. I direktoratet er det etablert et underdirektorat for kjernekraftindustrien.

Det er etablert en interdepartemental enhet for ny kjernekraft. Délégation Interministérielle au Nouveau Nucléaire (DINN) (Premier Ministre, u.å.a), (Frankrikes forskrift om etablering av

---

58 Energiloven Artikkel L. 100-1 A, L.100-1, L.100-2 og L.100-4.

59 Energiprogrammet omfatter både fastlands-Frankrike og de såkalte ikke-sammenkoblede områdene som f.eks. Korsika og Martinique. Her beskrives det som gjelder for fastlands-Frankrike.

60 Den franske regjeringen la 10. mars 2025 fram en tredje klimatilpasningsplan (Ministère Transition Ecologique Aménagment du Territorie Transport Ville et Logement, 2025).

61 Fastsatt i Decret-547 av 21.4.2020.

62 Lov 2023-491 Artikkel 5.

63 Lov 2023-491 Artikkel 6.

64 Ministère de la Transition Écologique.

65 Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relanc.

66 Ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

DINN) rapporterer til statsministeren og har 15 ansatte.[67] Både ministeren for økonomi, finans og industriell utvikling og ministeren for energiomstilling er ansvarlige for gjennomføringen av enhetens oppgaver.[68] DINN har oppgaver både knyttet til tilsyn, koordinering av myndigheter og offentlig informasjon.[69] Det industrielle tilsynet med nye kjernekraftprosjekter består av gjennomgang av kostnads-, kvalitets- og tidsfristmål, etterfulgt av overvåking av etterlevelse av disse målene. Tilsynet omfatter også risikokontrolltiltakene iverksatt av prosjekteiere for å kontrollere industriell, kontraktsmessig og finansiell risiko og for å sikre programmet forsyninger. I tillegg omfatter det å sikre at prosjekteieren tar hensyn til miljø- og sikkerhetsspørsmål knyttet til programmet. Koordineringen gjelder statens forhold til prosjekteieren, aktørene i kjernekraftsektoren, kraftnettoperatøren, og berørte offentlige og lokale myndigheter. Oppgaven med å bidra til offentlig informasjon og interessentengasjement gjelder spørsmål knyttet til nye kjernekraftprosjekter.

Støtte i opinionen til kjernekraft

Den politiske satsingen på kjernekraft ser ut til å ha støtte i befolkningen. En rekke studier, nylig gjennomført på oppdrag fra ulike oppdragsgivere, tyder på en stabil støtte og en relativt svak motstand. Generelt viser resultatene en støtte på mellom 50 og 75 prosent, men med variasjoner avhengig av utdanning/yrke, politisk oppfatning og andre faktorer. Et eksempel er en studie fra 2024 utført av Harris Interactive (Gifen, 2025).

Behandlingsprosess for tillatelser til ny kjernekraft

Det gjelder særregler for anlegg som er definert i miljøloven (Frankrikes miljølov[70]) som nukleære basisanlegg. Slike nukleære basisanlegg omfatter kjernekraftreaktorer, anlegg for anriking, produksjon, behandling eller lagring av kjernebrensel, eller for behandling eller midlertidig eller permanent lagring av radioaktivt avfall, anlegg som inneholder radioaktive eller spaltbare stoffer, partikkelakseleratorer og dypgeologiske deponeringsanlegg for radioaktivt avfall. Særreglene er vedtatt på grunn av risikoen eller ulempene slike anlegg kan utgjøre for offentlig sikkerhet, helse og sanitærforhold eller vern av natur og miljø. Særreglene gjelder for utforming, vedlikehold og tilsyn med lagringsanlegg for radioaktivt avfall. I tillegg kan særreglene fastsette særskilte søknadsprosedyrer for eksisterende anlegg.

*Det er vedtatt to nye lover for å følge opp satsingen på kjernekraft fra 2022***.** I tillegg til loven fra 2023 om raskere prosedyrer knyttet til bygging av nye nukleære anlegg nær eksisterende anlegg, er det i 2024 vedtatt ytterligere lovbestemmelser (Frankrikes lov om organiseringen og styringen av nukleær sikkerhet og strålevern for å møte utfordringen med å gjenopplive kjernekraftindustrien[71]). Lovendringene innebærer en samordning av godkjenningsprosedyrer etter energiloven, miljøloven og byplanleggingsloven (Frankrikes byplanleggingslov[72]), og omfatter kriterier for å gi tillatelser og myndighetsorganisering.

Loven om raskere prosedyrer fra 2023 omfatter alle tiltak for bygging av nye nukleære anlegg nær eksisterende anlegg. Loven gjelder for alle konstruksjoner, tilpasninger, utstyr, installasjoner og arbeider for igangkjøring og tilkobling til kraftnettet, i umiddelbar nærhet av eller innenfor området på et eksisterende kjernekraftverk og andre nukleære anlegg. Det er uttrykkelig nevnt at dette også inkluderer SMR. Loven omfatter også tilpasninger av regler for offentlige anskaffelser til kjernekraftprosjekter. Bl.a. er varighet av rammeavtaler i loven for offentlig anskaffelser utvidet slik at de kan strekke seg opp til det aktuelle prosjektets varighet. Varigheten kan ta hensyn til usikkerheten som ligger i gjennomføringen av prosjektet. Tildelingskriteriene for offentlige kontrakter kan omfatte troverdigheten til tilbydernes tilbud.

Bygging av nukleære basisanlegg krever tillatelse etter miljøloven.[73] Kravet om byggetillatelse kan bare gis dersom operatørselskapet viser at tiltakene som er iverksatt eller planlagt, begrenser de risikoer eller ulemper som anlegget utgjør for offentlig sikkerhet, helse og sanitærforhold eller vern av natur og miljø. Det skal tas hensyn til eksisterende vitenskapelig og teknisk kunnskap, inkludert klimaendringer og virkningene av disse. Det skal også tas hensyn til de generelle prinsippene for dekommisjonering, eller for lagringsanlegg for radioaktivt avfall og for deres vedlikehold og overvåking etter nedleggelse. Tiltakene må omfatte både prosjekterings-, bygge- og driftsfa-

---

67 Forskrift om etablering av DINN Artikkel 1.

68 Forskrift om etablering av DINN Artikkel 4. Det administrative ansvaret er etter aAtikkel 3 lagt til departementet for energiomstilling.

69 Forskrift om etablering av DINN Artikkel 2.

70 Miljøloven Artikkel L. 593-2. I tillegg er det vedtatt ytterligere kvalifiserende vilkår i forskrifter vedtatt i statsråd.

71 Lov 2024-450 er inkorporert i energiloven og miljøloven.

72 Byplanleggingsloven Artikkel 421-1. Se også lov 2023-491 Artikkel 8-I.

73 Se avsnittet nedenfor.

sen. I tillegg skal tillatelsen ta hensyn til operatørselskapets tekniske og økonomiske kapasitet. Operatørselskapet må være i stand til å gjennomføre sitt prosjekt i samsvar med interessene til offentlig sikkerhet, helse og sanitærforhold eller vern av natur og miljø. Det er av særlig betydning at operatørselskapet kan dekke kostnadene ved dekommisjonering av anlegget og oppussing, overvåking og vedlikehold av plasseringen. Det samme gjelder kostnadene ved stenging, vedlikehold og overvåking til lagringsanlegg for radioaktivt avfall. Det tidligere kravet om byggetillatelse etter byplanleggingsloven for bygging av kjernekraftreaktorer ivaretas nå av miljøloven.

Søknaden om byggetillatelse etter miljøloven må være sendt i løpet av 20 år etter kunngjøringen av loven om raskere prosedyrer.[74] Ministeren med ansvar for nukleær sikkerhet kan vedta at et prosjekt for lagringsanlegg for brensel helt eller delvis skal følge de samme bestemmelsene som loven om raskere prosedyrer gir for kjernekraftreaktorer.[75] Vedtak kan bare treffes dersom prosjektlederen ber om det og innen seks måneder fra forespørselen. Vedtaket må spesifisere det aktuelle anlegget og hvilke bestemmelser som skal gjelde for anlegget. Prosjektet må oppfylle kravene til at anlegget er ment hovedsakelig å lagre brensel bestrålt i en eksisterende kjernekraftreaktor som omfattes av loven, og kravene til geografisk plassering/nærhet til basisanlegg. Vedtak med byggetillatelse kan bare gis etter at strålingssikkerhetsmyndigheten har uttalt seg og etter at en offentlig høring er avsluttet.

Bygging av en ny kjernekraftreaktor kan vedtas å være et prosjekt av allmenn interesse.[76] Et slikt vedtak treffes av statsrådet, Conseil d'État. Det er gitt særskilte regler for å ivareta behovet for endring av ulike typer arealplaner. Før vedtak kan treffes, må det også ha vært offentlig debatt i henhold til miljøloven. Bygging av nye kjernekraftreaktorer som oppfyller nærmere vilkår i vedtak fra statsrådet, utgjør en tvingende grunn av overordnet interesse etter miljøloven.

Krav om tillatelse til drift etter energiloven gjelder ikke for nukleære basisanlegg. For basisanlegg vil byggetillatelsen etter miljøloven erstatte driftstillatelsen.[77] For andre anlegg i tilknytning til etablering av kjernekraftverk, gjelder kravet om drifts-

[74] Lov 2023-491 Artikkel 7-II.

[75] Lov 2023-491 Artikkel 7-III. Artikkelen omfatter bl.a. reglene om klassifisering som infrastruktur av nasjonal betydning.

[76] Lov 2023-491 Artikkel 8-I.

[77] Energiloven Artikkel L. 311-5-6.

tillatelse. Det er en rekke kriterier for å gi driftstillatelse. Tillatelsen må være kompatibel med det flerårige energiprogrammet.

Det gjelder særskilte bestemmelser for installasjoner klassifisert for beskyttelse av miljøet.[78] Slike installasjoner[79] omfatter bl.a. anlegg som kan utgjøre fare eller ulempe enten for nabolaget eller for folkehelse, sikkerhet eller helse. Bestemmelsene innebærer at anlegg blir klassifisert basert på deres potensielle risiko for miljøet og menneskers helse. Operatørselskaper av klassifiserte anlegg må søke om miljøtillatelse før de kan starte driften. I tillegg må operatørselskapet med jevne mellomrom oppdatere driftsbetingelsene med sikte på kontinuerlig forbedring av beskyttelsen av miljøet, og implementere et styringssystem for radioaktive stoffer og radioaktivt avfall.

Det skal utarbeides en evalueringsrapport av regelverket for kjernekraft minst hvert tiende år.[80] Rapporten skal lages i fellesskap av ministrene med ansvar for nukleær sikkerhet og strålevern og ASNR. Rapporten skal være gjenstand for en internasjonal fagfellevurdering. Resultatene av fagfellevurderingen skal sendes EUs medlemsstater og Europakommisjonen.

ASNR[81] *er en uavhengig myndighet med ansvar for bl.a. nukleær sikkerhet (ASNR, u.å)*.[82, 83] ASNR ble etablert fra 1. januar 2025 på grunnlag av loven om organiseringen og styringen av nukleær sikkerhet for å møte utfordringen med å gjenopplive kjernekraftindustrien.[84] ASNR er resultat av sammenslåing av det tidligere ASN (Autorité de sûreté nucléaire) og IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire).[85] Denne loven er nå kodifisert i miljøloven.

ASNR er ansvarlig for kontroll av sivil nukleær virksomhet i Frankrike. Kontrollen omfatter nukleære basisanlegg, transport av radioaktive stoffer, kjernetrykkutstyr og nukleær virksomhet omfattet av klassifiseringen for miljøbeskyttelse.[86] I den

[78] Miljøloven Artikkel L. 511-1.

[79] Installations Classées pour la Protection de l'Environnement.

[80] Miljøloven Artikkel L. 591-6.

[81] L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection.

[82] Miljøloven Artikkel L. 592-1.

[83] Energiloven L. Artikkel 311-5.

[84] Lov 2024-450.

[85] Kritikere uttrykte bekymring for at sammenslåingen kunne føre til at den tekniske ekspertisen ble mindre uavhengig. Det var en frykt for at når den rådgivende og den besluttende myndigheten ble samlet i ett organ, kunne det svekke kvaliteten på de uavhengige, vitenskapelige vurderingene, eller at økonomiske og politiske hensyn skulle prioriteres over sikkerhet. Lovforslaget måtte behandles i nasjonalforsamlingen i to omganger før den ble vedtatt grunnet stor motstand.

forbindelse har de som oppgave å vurdere risikoen forbundet med bruk av ioniserende stråling for menneskers helse og miljøet, og de deltar i overvåkningen av strålevernet. I tillegg er de høringsinstans for utkast til dekreter og ministervedtak og vedtar forskrifter av teknisk karakter. De vurderer søknader om godkjenning av nukleære anlegg, men gir ikke tillatelser om etablering og dekommisjonering av nukleære installasjoner. De kontrollerer at sivile kjernefysiske aktiviteter overholder de innholdsmessige og organisatorisk kravene. I nødssituasjoner deltar ASNR i vurdering av hvor alvorlig hendelsen er og mulig utvikling, og gir råd til myndighetene om tiltak for å beskytte befolkningen. Den utfører også oppdrag med forskning, ekspertvurderinger, opplæring og informasjon til allmennhet. ASNR er lokalisert i hele Frankrike på 11 ulike steder.

ASNR skal også vurdere de menneskelige, tekniske og økonomiske ressursene den trenger for å utføre sine oppdrag i den nye nukleære konteksten. Vurderingen skal omfatte ressursene som trengs i løpet av fem år etter ikrafttredelsen av loven.[87] Myndigheten skal også vurdere de tiltak som er nødvendige for å sikre at ansettelsesvilkårene for de ansatte i ASNR er attraktive på arbeidsmarkedet på det nukleære området. Den skal presentere sine forslag til regjeringen og det parlamentariske kontoret for evaluering av vitenskapelige og teknologiske valg, i samarbeid med de kompetente stående komitéene i nasjonalforsamlingen og senatet. Den interdepartementale enheten DINN koordinerer gjennomføringen av en handlingsplan for å tiltrekke, trene og rekruttere de 100 000 nye ansatte kjernekraftindustrien er anslått å trenge i løpet av de neste ti årene (Premier Ministre, u.å.b) (se punkt 16.8.4).

Informasjon til allmennheten

Både staten og ASNR har ansvar for informasjon til allmennheten (Frankrikes lov om kjernekrafttransparens mv.[88]*)* Staten skal sikre at allmennheten blir informert om risikoen forbundet med nukleær virksomhet og deres påvirkning på menneskers helse og sikkerhet og på miljøet. I praksis gjelder dette all virksomhet som kan medføre risiko for eksponering for ioniserende stråling fra kunstige eller naturlige kilder. ASNR skal delta i informasjonsarbeidet overfor allmennheten.

Enhver person har rett til å få informasjon om risikoen forbundet med eksponering for ioniserende stråling fra operatørselskapet av nukleære anlegg. Informasjonsretten omfatter også sikkerhets- og stråleverntiltak iverksatt for å forhindre eller redusere disse risikoene. I tillegg har alle rett til å få tilsvarende informasjon fra den som er ansvarlig for transport av radioaktive stoffer eller fra eieren av slike stoffer når mengdene overskrider visse terskler. Operatørselskap av nukleære anlegg skal utarbeide og offentliggjøre en årlig informasjonsrapport.

Det er etablert lokale informasjonskommisjoner på steder med nukleære basisanlegg.[89] Disse lokale kommisjonene (Commission locales d'information, CLI) har ansvar for å overvåke, informere og konsultere om nukleær sikkerhet, strålevern og virkninger av nukleære aktiviteter på mennesker og miljø som gjelder de lokale anleggene. CLI skal arrangere et møte som er åpent for alle minst én gang i året.

Det er etablert en komité for åpenhet og informasjon om nukleær sikkerhet som skal gi råd til regjeringen om kjernekraft og nasjonal sikkerhet.[90] Denne komitéen (Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, HCTISN) har 40 medlemmer, bl.a. parlamentarikere, ASNR, statlige etater, kjernekraftoperatører, fagforeninger og miljøorganisasjoner. Komitéen er et organ for åpenhet, dialog og samfunnsdialog, og kan bl.a. gi uttaler og helse og miljøvirkninger.

Det er også etablert en høykommisær for kjernekraft som er strategisk og vitenskapelig rådgiver for regjeringen.[91] Denne embetspersonen (Haut-commissaire à l'énergie atomique, HCEA) er plassert direkte under statsministeren. Oppgavene til HCEA omfatter bl.a. rådgivning om kjernekraft og nasjonal sikkerhet. Regjeringen kan be HCEA uttale seg om forslag til lover, forskrifter eller rettsakter fra Europakommisjonen.

Høringer skjer i regi av den nasjonale kommisjonen for offentlig debatt. Denne høringskommisjonen (Commission nationale du débat public, CNDP[92], CNDP, u.å) er en uavhengig myndighet som sikrer retten til informasjon og offentlig deltakelse i utviklingen av prosjekter og offentlige politikk som påvirker miljøet.

---

86 Miljøloven Artikkel L. 592-1.
87 Lov 2024-450 Atikkel 15-III.
88 Se også miljøloven Artikkel L 124-1 fl.
89 Miljøloven Artikkel L 125-17 – L 125-33.
90 Miljøloven Artikkel L 125-34 – L 125-40.
91 Energiloven Artikkel L. 141-13.
92 Miljøloven Artikkel L 121-1 og 121-8.

Finansiering av ny kjernekraft

Alle de franske kjernekraftverkene eies og drives av det helstatlige energiselskapet EDF (CRE, 2024). For å sikre energiforsyningen i Frankrike og satsingen på kjernekraft ble eierskapet til EDF overtatt i sin helhet av den franske staten (NRK, 2022). EDF er lovregulert som et allmennaksjeselskap av nasjonal interesse.[93] Den franske staten og EDF inngår tiårskontrakter som fastsetter mål for bl.a. investeringer og avkarbonisering av elektrisitetsproduksjonen.[94] Kontraktene skal oppdateres hvert tredje år. Energiloven har lovregulert statens rolle både for energiforsyningen generelt og for kjernekraft.[95]

Den franske staten finansierer nye kjernekraftprosjekter hovedsakelig gjennom rentefrie lån og statlige investeringer. I tillegg til lånene, inkluderer finansieringsplanene også langsiktige garanterte priser for strøm gjennom differansekontrakter, som sikrer en stabil inntekt for kraftprodusentene.

Investeringsbeslutning for bygging av 6 EPR2 reaktorer er utsatt til 2026. EDF planlegger å ta en endelig investeringsbeslutning om byggingen av EPR2 reaktorer høsten 2026 (Power Technology, 2025). Årsaken er behov for bedre finansiering og at designfasen må fullføres. Utsettelsen er i tråd med anbefalingen fra den franske Riksrevisjonen (Cour des Comptes) som har frarådet investeringsbeslutning før finansiering og design er ferdigstilt (Cour des Comptes, 2025b).

Håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel

Opparbeiding av brukt brensel og produksjon av nytt brensel fra resirkulert materiale er viktige komponenter i Frankrikes kjernekraftsyklus. Opparbeidingen fører til høyaktivt avfall i væskeform, som for tiden lagres i vitrifisert (glassbundet) form. ORANO (Orano, u.å) har flere anlegg med oppgaver i kjernebrenselsyklusen, inkludert uranutvinning, konvertering, anriking og reprosessering. Virksomheten er internasjonal med anlegg i flere land. Reprosessering skjer i La Hague nær Cherbourg i Normandie og produksjon av MOX-brensel foregår ved Melox-anlegget i Sør-Frankrike. Omtrent 17 prosent av brenselet i franske reaktorer inneholder reprosessert materiale (WNA, 2026e).

Ansvar for håndtering av avfallet og for utbygging og drift av avfallsanleggene ligger hos Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) (Andra, u.å.a). Avfallsprodusenter som f.eks. EDF, avsetter midler i samsvar med omfanget av sin aktivitet, for å finansiere håndteringen av avfall. Det franske finansdepartementet og Generaldirektoratet for energi og klima (GDEC) fører tilsyn med den langsiktige finansieringen. Flere deponier er etablert for lav- og mellomaktivt avfall. ANDRA forbereder oppføring av et deponi (Cigéo, Centre Industriel de Stockage Géologique) for høyaktivt og langlivet avfall fra driften av de franske kjernekraftverkene, inkludert vitrifisert (glassbundet) høyaktivt avfall fra reprosessering av brukt brensel. I forkant har det vært arbeidet i flere tiår med å karakterisere forholdene i leirformasjoner omkring 500 meter under bakkenivå. Prosjektet har tidvis vært kontroversielt og møtt motstand både lokalt og nasjonalt, bl.a. fordi enkelte parter har oppfattet konsultasjonsprosessen som utilstrekkelig. Conseil d'État har bekreftet prosjektets lovlighet. Anlegget skal oppføres nær Bure (departementet Meuse/Haute-Marne) i det nordvestlige Frankrike (Andra, u.å.b).

---

93 Energiloven Artikkel L.111-67.
94 Energiloven Artikkel L. 111-67.
95 Energiloven tittel IV (Artikkel L.141-1-14-7.)

Kapittel 17
Dagens norske regelverk og myndighetsorganisering

Norge har et omfattende regelverk av betydning for kjernekraft. Regelverket og hvordan ansvar og oppgaver er fordelt mellom forvaltningsmyndighetene, er imidlertid ikke utformet med tanke på kommersiell kjernekraft i Norge. Regelverket i andre sektorer kan ha overføringsverdi til regulering av kjernekraft.

I dette kapittelet behandler vi behovet for videreutvikling av dagens regulering. Som grunnlag for å gjøre vurderinger av videreutvikling av regulering og myndighetsorganisering, starter vi med å beskrive dagens regulering. Videre beskriver vi regulering av kjernekraft og generelt regelverk som har betydning også for kjernekraft. I tillegg ser vi på regulering og myndighetsorganisering i petroleumssektoren og luftfartssektoren. Vi gir også en oppsummering av hva vi vurderer som svakheter og mangler i dagens regulering.

Hvordan myndighetsorganiseringen bør innrettes og reguleres ved introduksjon av kjernekraft i Norge, behandles i kapittel 19.

17.1 Regulering av kjernekraft

Reguleringen vi har i dag er preget av at vi ikke har hatt kjernekraft i Norge. Atomenergiloven er en rammelov for bl.a. kjernekraft. I tillegg inneholder flere andre lover regulering som også får anvendelse på kjernekraft.

17.1.1 Hovedhensynene bak dagens regulering

Dagens norske lovregulering er ikke oppdatert og tilpasset for kraftproduksjon fra kjernekraft. Atomenergiloven ble fremmet for å forberede en eventuell introduksjon av kraftproduksjon fra kjernekraft i Norge.[1] At norsk kjernekraftproduksjon aldri ble realisert, skyldes bl.a. at det ikke har vært politisk flertall for å introdusere kjernekraft.[2] Norges nukleære virksomhet har i hovedsak skjedd gjennom forskningsvirksomheten ved reaktorene på Kjeller og i Halden. Det norske regelverket for kjernekraft har derfor ikke blitt systematisk videreutviklet for etablering av kjernekraft som kraftproduksjonskilde.

Hovedhensynene i den norske reguleringen av kjernekraft er energi- og industripolitiske og sikkerhetsmessige hensyn.[3] Lovreguleringen omfatter en lang rekke regler som vil ha betydning for introduksjon av kraftproduksjon fra kjernekraft i Norge. Det viktigste regelverket finnes i:

- Atomenergiloven (1972)
- Strålevernloven (2000)
- Forurensningsloven (1981)
- Energiloven (1990)
- Sikkerhetsloven (2018)
- Plan- og bygningsloven (2008)
- Konsekvensutredningsforskriften (2017)
- Brann- og eksplosjonsvernloven (2002)
- Eksportkontrolloven (1987)
- Transportregelverket for klasse 7 radioaktivt materiale.[4]

Som vi kommer tilbake til i punkt 17.1.3 og 17.1.4, er det ulike myndigheter som har forvaltningsansvar for ulike regelverk. I boks 17.1 forklarer vi begrepene forvaltningen og forvaltningsmyndigheter.

Kjernekraft vil kreve konsesjon og tillatelser[5] *etter flere lover.* I tillegg til de generelle kravene etter lov og forskrifter som aktørene må følge, er dagens lovregulering basert på at det blir gitt utfyllende krav i den enkelte konsesjon. Atomenergiloven fastsetter en absolutt konsesjonsplikt

---

1 Ot.prp. nr. 51 (1970–71), s. 20.

2 Innst. O nr. 36 (1992–93), Innst. S nr. 61 (2008–2009) og Innst. 307 S (2022–2023).

3 Ot.prp. nr. 51 (1970–71) s. 20–21. Formuleringen «sikkerhetsmessige» kan ikke forstås som andre typer sikkerhet enn strålingssikkerhet. Se også punkt 16.2.6 og innledningen til kapittel 19.

4 Det finnes 9 ulike klasser av farlig gods. Klasse 7 er radioaktivt materiale. Reguleringen er basert på flere FN-konvensjoner, f.eks. ADR (Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road), (UNECE, (2022).

Boks 17.1 Hvem er forvaltningen i Norge?

Begrepet *forvaltningen* brukes i denne utredningen om de forvaltningsorganene eller forvaltningsmyndigheter under regjeringen som har ansvar for å iverksette den politikken og forvalte det regelverket som er vedtatt av Stortinget og regjeringen. Departementer, direktorater og tilsyn er del av statsforvaltningen. Kommuner og fylkeskommuner er del av kommunalforvaltningen.

for alle nukleære anlegg (i atomenergiloven kalt atomanlegg), inkludert kjernekraftverk. Etablering av kjernekraftverk vil videre kreve konsesjon etter energiloven og tillatelse etter forurensningsloven. Konsesjonsordninger er begrunnet i behovet for offentlig styring og kontroll, og sikrer at det blir gjort konkrete vurderinger i den enkelte sak.[6] Det skal både vurderes om tiltaket skal få tillatelse, og eventuelt på hvilke vilkår konsesjon kan gis. Disse to spørsmålene er nært sammenvevd.

Atomenergiloven og energiloven gjelder ved siden av hverandre, men uten at det er regler om samordning mellom lovene. Verken atomenergiloven eller energiloven inneholder bestemmelser som sier at konsesjonsplikten etter den andre loven ikke gjelder. Konsesjonsregimet etter atomenergiloven skal generelt bidra til å sikre at eieren av nukleære anlegg oppfyller relevante sikkerhetskrav i henhold til internasjonale konvensjoner og nasjonale lover og forskrifter. Forarbeidene til atomenergiloven fra 1972 forutsetter at det er energimyndighetene som skal gjøre de energi- og industripolitiske vurderingene.[7] Da energiloven fra 1990 ble vedtatt, ble det vurdert om atomenergiloven skulle tas inn som del av ny energilov, men forarbeidene la til grunn at atomenergiloven fortsatt burde være en egen lov.[8] Begrunnelsen var at kjernekraft ikke ble ansett for aktuell kraftproduksjon i Norge i årene framover, og at de spesielle reglene for atomansvar klart falt utenfor virkeområdet for energiloven.

17.1.2 Skillet mellom energiressursforvaltning og strålingssikkerhetsforvaltning

Dagens myndighetsorganisering bærer preg av at Norge er et land som ikke har hatt kjernekraft. Det er strålevern, håndtering av radioaktivt avfall og atomsikkerhet som har vært de aktuelle oppgavene for norske strålingssikkerhetsmyndigheter. Etter at atomenergiloven ble vedtatt i 1972 lå forvaltnings- og konsesjonsansvaret under Industridepartementet. Atomenergiloven forutsatte imidlertid opprettelse av et eget tilsynsorgan, underlagt departementet.[9] Statens Atomtilsyn ble opprettet i 1974, og fikk ansvar for å være rådgivende og innstillende myndighet overfor Industridepartementet ved konsesjonsbehandling, samt ansvar for kontroll og tilsyn med bygging og drift av kjernekraftverk i den utstrekning kontrollen er av sikkerhetsmessig betydning. Ansvaret til atomtilsynet var avgrenset til de reaktorsikkerhetsmessige sidene knyttet til lokalisering og anlegg og drift av kjernekraftverk.[10] Energi- og industripolitiske sider knyttet til lokalisering og tidspunkt for bygging av kjernekraftverk lå til Industridepartementet. Ved opprettelsen av Olje- og energidepartementet (OED)[11] i 1978 ble Industridepartementets ansvar og oppgaver overført dit.[12]

Myndighetsorganisering er blitt påvirket av erfaringer fra Tsjornobyl-ulykken og politiske beslutninger om å rendyrke tilsynsrollen i forvaltningen. Flere utredninger etter Tsjornobyl-ulykken i 1986 påpekte behov for forbedring av sikkerhets- og beredskapsorganiseringen.[13] På 1990-tallet ble det en generell forvaltningspolitisk prioritet å rendyrke tilsynsrollen. Formålet var å gjøre rolledelingen mellom tilsynsoppgaver og andre oppgaver klarere. Høye krav til sikkerhet kommer med en kostnad, og klar rollefordeling er viktig ettersom hensynet til en effektiv ressursforvaltning kan komme i konflikt med virksomheten knyttet til tilsyn med sikkerhet.[14]

---

5 I kjernekraftreguleringen benyttes begrepene «konsesjon», «tillatelse» og «løyve» i ulike bestemmelser. Innholdsmessig har begrepene samme rettslige betydning og innebærer kort forklart at det kreves myndighetenes tillatelse for å utøve en virksomhet som ellers er underlagt forbud. F.eks. bruker atomenergiloven ulike begrepet for å synliggjøre at det er snakk om ulike rettigheter.

6 Nærmere om begrepet konsesjonsrett i Alvik & Bjørnebye, (2020), s. 85-104.

7 Ot.prp. nr. 51 (1970–71), s. 28 og 29.

8 Ot.prp. nr. 43 (1989–90), s. 28.

9 Ot.prp. nr. 51 (1970–71), s. 28.

10 Ot.prp. nr. 51 (1970–71), s. 29.

11 Olje- og energidepartementet skiftet navn til Energidepartementet fra 1.1.2024.

12 Kgl. res. 11. januar 1978.

13 Se NOU 1986: 19, NOU 1986: 24 og NOU 1987: 1.

14 Ot.prp. nr. 18 (1992–93), s. 2 og 3, og St.meld. nr. 17 (2002–2003).

I 1992 ble ressursansvar og tilsynsmyndighet formelt atskilt gjennom opprettelsen av Statens Strålevern. Statens Atomtilsyn og Statens institutt for strålehygiene ble slått sammen, og ansvaret for tilsynsmyndigheten ble overført fra OED til Sosialdepartementet. I forslaget til endring i atomenergiloven ble det presisert at overføringen av departementsansvaret skulle gjelde tilsynsvirksomheten av kjernekraftreaktorer. Overføringen ble begrunnet med at det departementet som har ressursansvaret – den gang for reaktorene på Kjeller og i Halden – ikke skal ha forvaltningsansvaret for tilsynet og sikkerheten ved reaktorene.[15] I samme proposisjon ble det uttalt at der atomenergiloven tildeler kompetanse til departementet, ville den nærmere avgrensningen mellom OED og Sosialdepartementet foretas ved sanksjoneringen av lovendringen.[16] I den kongelige resolusjonen av 18. desember 1992, ble det fastslått at OEDs forvaltningsansvar for atomenergiloven skulle overføres til Sosialdepartementet, med unntak av kapittel II for så vidt gjelder eventuell framtidig konsesjonsbehandling av atomanlegg for energiproduksjon.[17] Ansvaret for konsesjonsbehandling av kjernekraftverk skulle fremdeles ligge under OED.

Dagens myndighetsorganisering bygger på sektorprinsippet. I norsk forvaltning er sektorprinsippet et grunnleggende prinsipp for fordeling av ansvar og myndighet. Sektorprinsippet innebærer at hvert departement har ansvar for sin egen sektor, både faglig og politisk (se punkt 19.2). Prinsippet har også blitt sett som et ledd i ministerstyret i norsk forvaltning, og innebærer at den enkelte statsråd har ansvar for det som skjer innenfor sitt departement, med underliggende enheter.[18] Stortinget kan bestemme at det skal etableres uavhengige forvaltningsorganer som ikke kan instrueres fra overordnet myndighet (se punkt. 19.4).

17.1.3 Statlige myndigheters roller og ansvar for tillatelser til etablering av kjernekraft

Statlige myndigheter har ikke ansvar for å ta initiativ til bygging og drift av kjernekraftverk. Initiativet til å fremme konkrete energiprosjekter ligger i dagens markedsbaserte energiregulering hos markedsaktører (se punkt 22.1). Statlige myndigheter har derfor verken ansvar for å planlegge prosjekter, søke om ulike tillatelser eller bidra med finansiering til kjernekraftverk (se punkt 27.3). Dersom stat eller kommune går inn som eier i et nukleært anlegg på privatrettslig grunnlag, vil det medføre ansvar som eier på tilsvarende måte som for private rettssubjekter.

Det er i hovedsak statlige og ikke kommunale myndigheter som har ansvar for behandlingen av tillatelser for etablering av kjernekraftverk. Kommunen er planmyndighet etter plan- og bygningsloven (se punkt 17.1.5). Plan- og bygningslovens unntak for krav om reguleringsplan for andre kraftproduksjonsanlegg enn vindkraft, omfatter imidlertid ikke unntak fra krav om byggetillatelse for nukleære anlegg som er underlagt konsesjonskrav etter atomenergiloven. Et kjernekraftverk vil dermed være et tiltak som kan få vesentlige virkninger for miljø og samfunn og være underlagt krav om reguleringsplan.[19] I en situasjon hvor en kommunal reguleringsplan ikke åpner for etablering av et kjernekraftverk kan staten anmode kommunen om å utarbeide reguleringsplan, eller utarbeide og vedta reguleringsplan selv.[20] Statlige og kommunale myndigheter har også plikt til å konsultere med Sametinget og andre representanter for berørte samiske interesser dersom planer om et kjernekraftverk vil kunne påvirke samiske interesser direkte.[21]

Regjeringen er øverste ansvarlige myndighet ved etablering av kjernekraft. Atomenergiloven legger avgjørelsesmyndigheten til regjeringen.[22] En beslutning om å tildele konsesjon for et kjernekraftverk vil være en politisk beslutning, og regjeringens beslutning forutsetter samtykke fra Stortinget. Den politiske beslutningen baseres imidlertid på faglige råd, og skal fremmes som en kongelig resolusjon.[23] Saker som avgjøres av regjeringen i statsråd, skal fremmes av det departementet som har det konstitusjonelle ansvaret for det saksområ-

---

15 Ot.prp. nr. 18 (1992–93), s. 2.

16 Ot.prp. nr. 18 (1992–93), s. 3. Energi- og industrikomitéen ga sin tilslutning til dette, jf. Innst. O nr. 36 (1992–93), s. 1.

17 Kgl. res. 18. desember 1992.

18 Fra St.meld. nr. 19 (2008–2009), punkt 3.4: «I eit system med utstrakt ministerstyre som i Noreg bør det vere tydelege grenser mellom ansvarsområdet til dei ulike departementa, slik at det er klart kva statsråd som instruerer og står til ansvar for kva saksfelt.».

19 Plan- og bygningsloven § 12-1 tredje ledd.

20 Plan- og bygningsloven § 6-4.

21 Sameloven, (1987) §§ 4-3 og 4-4, jf. § 4-1.

22 Etter atomenergiloven §§ 4 og 10 er det «Kongen». Kongens myndighet til å gi konsesjon for anløp av reaktordrevne sivile og militære fartøyer etter atomenergiloven § 4 er delegert til hhv. Helse- og omsorgsdepartementet og Forsvarsdepartementet, jf. FOR-1999-11-05-1144. Konsesjon til etablering av kjernekraftverk vil imidlertid kunne være en sak «av viktighet» etter Grl. § 28, og vil i så fall avgjøres av Kongen i statsråd (regjeringen). Slik avgjørelsesmyndighet kan ikke delegeres bort.

23 Ot.prp. nr. 51 (1970–71), s. 22–23.

det saken gjelder.[24] Ettersom kjernekraft berører flere statlige myndigheters ansvarsområder og funksjoner, gir ikke sektorprinsippet en klar ansvarsfordeling i tillatelsesprosessen. Atomenergiloven fastsetter også rammene for andre typer tillatelser, som ikke gjelder kraftproduksjon fra kjernekraftverk. Denne funksjonsbaserte tilnærmingen i rammelovgivningen gjør at lovteksten ikke klart utpeker et ansvarlig departement for den saksforberedende behandlingen.

Det er statsministeren som bestemmer ansvarsområdene til statsrådene. Ansvarsdelingen mellom departementene fastsettes ved kongelig resolusjon.[25] Som vist i punkt 17.1.2, har det konstitusjonelle ansvaret for kjernekraft og atomenergilovgivningen blitt endret flere ganger. Det er imidlertid ikke vedtatt endringer i ansvarsdelingen for konsesjonsbehandling av kjernekraftverk i atomenergiloven etter 1992.

Konsesjonsbehandling av kjernekraftverk er en sak av energipolitisk karakter. Siden det er de energipolitiske vurderingene som er det grunnleggende spørsmålet i behandlingen av en konsesjonssøknad om etablering av et kjernekraftverk, er det Energidepartementet (ED) som er ansvarlig for å fremme en innstilling til kongelig resolusjon i saker som gjelder konsesjon til et kjernekraftverk, og som skal sørge for at de strålingssikkerhetsmessige vurderingene fra DSA skal være en del av innstillingen.[26] Tilsvarende vil Helse- og omsorgsdepartementet (HOD) være ansvarlig myndighet for konsesjonsbehandling av sivile nukleære anlegg som ikke har til formål å produsere kraft, slik som var tilfelle for forskningsreaktorene på Kjeller og Halden. At et departement er ansvarlig for konsesjonsprosessen forut for avgjørelse i statsråd, innebærer imidlertid ikke at departementet arbeider i et vakuum. Flere andre organer vil være involvert i prosessen.

Myndighetsansvaret i tillatelsesprosessen for kjernekraftverk er fragmentert. I det ligger at det er flere statlige myndigheter som har ansvar for ulike områder av betydning for planlegging og etablering av kjernekraft.[27] Disse myndighetene har dermed også en rolle i behandlingen av tillatelser til kjernekraft.

ED og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sine roller og ansvar for tillatelser og tilsyn er knyttet til energispørsmål. ED har det overordnete ansvaret for forvaltningen av energiressursene og forsyningssikkerheten i kraftforsyningen. NVE er utpekt som konsesjonsmyndighet for bl.a. kraftproduksjonsanlegg etter energiloven.[28] Konsesjon gis til spesifiserte anlegg og med byggested spesifisert i kart. Det kan settes vilkår som gjelder nærmere temaer som f.eks. utførelse, drift, utnyttelse, organisasjon og kompetanse.[29] Det kan også settes ytterligere vilkår dersom det finnes påkrevet av allmenne eller private interesser.[30] Det er videre ED som har myndighet til å fatte vedtak om ekspropriasjon for kjernekraftverk.[31] NVE har ansvar for tilsyn med at anlegg med konsesjon blir bygget og drevet i samsvar med krav og vilkår etter energilovgivningen. NVE har også ansvar for å bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet gjennom energiplanlegging og vurdering av systemløsninger.[32] I egenskap av å være utpekt som rasjoneringsmyndighet, har NVE i tillegg ansvar for kontinuerlig overvåkning av kraftsituasjonen på kort og lang sikt. Som del av ansvaret for overvåkning, publiserer NVE ukentlig rapporter om kraftsituasjonen og magasinstatistikk og gjennomføring av sesonganalyser. I den operative driften av kraftsystemet har Statnett ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet og håndtering av driftsforstyrrelser.[33] Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har ansvar for tilsyn med Statnetts utøvelse av systemansvaret.

HOD og DSA sine roller og ansvar for tillatelser og tilsyn er knyttet til strålingssikkerhetsspørsmål.

---

24 Grunnloven § 28.

25 Grunnloven § 12 annet ledd.

26 DSA skal avgi innstilling til departementet om de sikkerhetsmessige sider ved konsesjonssøknaden, jf. atomenergiloven § 10.

27 Ved behandling av den første meldingen om konsekvensutredningsprogram for etablering av kjernekraftverk i Norge, har Energidepartementet, Helse- og omsorgsdepartementet, Klima- og miljødepartementet, og Justis- og beredskapsdepartementet gitt DSA, DSB og NVE i oppdrag å utarbeide en innstilling til et helhetlig konsekvensutredningsprogram: (Oppdrag om utredningsprogram Aure/Heim, 2025)

28 NVE er delegert konsesjonsmyndighet etter energiloven § 3-1 (delegeringsvedtak, 2025).

29 Energiloven § 3-5 første ledd.

30 Energiloven § 3-5 annet ledd.

31 Ekspropriasjonsloven, (1959), § 2 nr. 44 bruker formuleringen «atomverk» som skal forstås likedan som «atomanlegg» i atomenergiloven, jf. Ot.prp. nr. 11 (1964–1965). Vedtak om ekspropriasjon etter ekspropriasjonsloven når det er andre enn staten som søker om ekspropriasjon, formuleres som vedtak om samtykke til ekspropriasjon. Myndigheten til å fatte vedtak om samtykke til ekspropriasjon etter § 2 nr. 44 er delegert til Energidepartementet i forskrift i medhold av oreigningslovens § 5 om rett til å gjøre vedtak om eller gi samtykke til eiendomsinngrep, (1960). EDs myndighet avgrenses mot andre private rettssubjekt enn IFE, (se kapittel 18.2.7). Ekspropriasjonsloven blir også kalt oreigningslova.

32 Forskrift om energiutredninger, (2024).

33 Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, (2002).

HOD har forvaltningsansvar for atomenergiloven, og ansvar for konsesjonsbehandling av atomanlegg, utenom anlegg for energiproduksjon.[34] HOD er også delegert myndighet til å gi konsesjon for anløp av sivile reaktordrevne fartøy, og er ansvarlig myndighet ved søknad om løyve for anløp.[35] DSA er det øverste faglige organ for strålingssikkerhetsspørsmål, og er på disse områdene innstillende og rådgivende instans for vedkommende departement. DSA skal forberede og avgi innstilling om alle søknader om konsesjon og løyve.[36] DSA skal i innstillingen gi en vurdering av alle strålingssikkerhetsmessige sider også ved konsesjonssøknader som ikke angår kraftproduksjon. Innstilling omfatter også forslag til konsesjonsvilkår enten i form av de generelle konsesjonsvilkårene som er utarbeidet og publisert av DSA[37] eller spesielt utarbeidede tilleggsvilkår i den konkrete saken.[38] Tilsvarende gjelder også for løyver etter atomenergiloven.[39] I tillegg har DSA ansvar for å gi godkjenning etter strålevernlovgivningen[40] for virksomheter som utøver nærmere opplistede aktiviteter som medfører ioniserende stråling. DSA er også tilsynsmyndighet etter atomenergiloven[41] og strålevernlovgivningen[42], og kontrollerer at sikkerhetsmessige krav gitt i lov, forskrifter eller vedtak overholdes. Kontrollen omfatter både byggefase og driftsfase. DSA skal godkjenne idriftsetting.[43] I forkant skal eier av atomanlegget legge fram en fullstendig sikkerhetsrapport.[44] DSA skal også føre tilsyn med driften.[45]

Klima- og miljødepartementet (KLD) og DSA sine roller og ansvar for tillatelser og tilsyn er knyttet til radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall. KLD har ansvar for forurensningsloven med forskrifter, hvor radioaktivt avfall og radioaktiv forurensing reguleres. DSA er forurensningsmyndighet for all radioaktiv forurensning.[46] DSA kan gi tillatelse til virksomheter som medfører eller kan medføre radioaktiv forurensning.[47] I tillatelsen kan det fastsettes vilkår.[48]

Tillatelsesprosessen starter ved at tiltakshaver utarbeider en melding med forslag til konsekvensutredningsprogram. Tabell 17.1 viser trinnene i statlige myndigheters behandling av kjernekraftverk og hvilke myndigheter som vil være involvert. Tabellen er ikke uttømmende, og andre myndigheter kan også bli involvert på ulike trinn i prosessen.

Planer om etablering av kjernekraft skal alltid konsekvensutredes før det kan gis konsesjon. Krav til konsekvensutredninger er gjennomført i plan- og bygningsloven og sektorlover som energiloven, atomenergiloven og forurensningsloven og med utfyllende krav i konsekvensutredningsforskriften. Konsekvensutredningsforskriften regulerer planer og tiltak som skal utredes, og er en gjennomføring i norsk rett av EUs plandirektiv og prosjektdirektiv (se punkt 15.4). Etablering av kjernekraft skal alltid konsekvensutredes.[49] Konsekvensutredningen skal ligge til grunn for søknader om konsesjon etter atomenergiloven og for tillatelser etter forurensningsloven, slik at hensynet til miljø og samfunn sikres under forberedelsen av planer og tiltak.[50] Det er forslagsstiller som skal bære kostnadene ved å utarbeide en konsekvensutredning, og det er stilt krav til innholdet i konsekvensutredninger.[51] Myndighetenes rolle og ansvar er å fastsette konsekvensutredningsprogrammet, og senere godkjenne den gjennomførte konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningsforskriften angir hvilke statlige myndigheter som er ansvarlige for konsekvensutredninger for etablering av kjernekraft.[52] For kjernekraftverk er ED ansvarlig for konse-

---

34 Kgl. res. 18. desember 1992.

35 Delegeringsvedtak, (1999). Delegeringsvedtaket viser også til at det i 2025 ble delegert tilsvarende myndighet for konsesjon for militære fartøyer til Forsvarsdepartementet.

36 Jf. atomenergiloven § 10. DSA er innstillende organ for «vedkommende departement» avhengig av hvilken type konsesjon som er til behandling. Ved konsesjonssøknad om anløp av sivile fartøy med atomanlegg, vil vedkommende departement være Helse- og omsorgsdepartementet. Se for øvrig også § 7 som fastsetter minimumskrav til innhold i konsesjonssøknaden.

37 DSAs strålevernhefte 33: Generelle vilkår for vurdering av søknader om konsesjon etter atomenergiloven (DSA, 2018) og DSA-hefte 5: Veileder til de generelle konsesjonsvilkårene (DSA, 2022).

38 Atomenergiloven § 8.

39 Atomenergiloven § 5 som gjelder det å inneha atomsubstans. Loven har ikke krav til å ha løyve man har konsesjon.

40 Strålevernforskriften, (2016), § 9.

41 Atomenergiloven§ 11 nr. 1.

42 Strålevernforskriften § 18.

43 Atomenergiloven § 11 nr. 2.

44 Atomenergiloven § 11 nr. 3.

45 Atomenergiloven § 13.

46 Forskrift om radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall, (2010).

47 Forurensningsloven § 11 og forskrift om radioaktiv forurensning og avfall § 4.

48 Forurensningsloven § 16.

49 Konsekvensutredningsforskriften § 6 bokstav c med henvisning til vedlegg 1.

50 Konsekvensutredningsforskriften § 1.

51 Konsekvensutredningsforskriften § 4 og kapittel 5.

52 Konsekvensutredningsforskriften vedlegg I nr. 2 b) og nr. 3 a) og b).

Tabell 17.1 Statlige myndigheters behandling av kjernekraftverk

Trinn	Involverte myndigheter
Melding med forslag til utredningsprogram	ED, HOD, KLD, DSA
Høring	ED (Miljødirektoratet (Mdir)[1])
Fastsettelse av utredningsprogram	ED, HOD, KLD
Søknad med beskrivelse av tiltak og gjennomført konsekvensutredning og sikkerhetsrapport	ED, DSA
Høring	ED (Mdir)
Innstilling til søknad om konsesjon	DSA
Fremme innstilling til kongelig resolusjon	ED
Foreleggelse for Stortinget	Regjeringen
Vedtak i statsråd	Regjeringen

[1] Miljødirektoratet er nasjonalt kontaktpunkt for internasjonal høring etter Espoo-konvensjonen.

kvensutredninger etter energiloven. HOD og KLD har ansvar for konsekvensutredninger for kjernekraftverk og andre reaktorer[53] etter henholdsvis atomenergiloven, strålevernloven og forurensningsloven. Ansvaret HOD og KLD har for konsekvensutredninger er delegert til DSA. For anlegg for opparbeiding av bestrålt kjernebrensel, produksjon eller anriking av kjernebrensel, bearbeiding av bestrålt kjernebrensel eller avfall med høy radioaktivitet, disponering av bestrålt kjernebrensel, disponering av radioaktivt avfall eller lagring er det også DSA, HOD og KLD som har ansvar for konsekvensutredninger.

Det er ikke tydelig etter atomenergiloven at DSA skal være en uavhengig myndighet knyttet til strålingssikkerhet.[54] Det framgår klart av atomenergiloven at DSA er det øverste faglige organ for sikkerhetsspørsmål, og er innstillende og rådgivende instans for departementet som fremmer en kongelig resolusjon om tillatelse til kjernekraftverk for regjeringen. DSA skal forberede og avgi innstilling om alle søknader om konsesjon og løyve.[55] DSA er i dag et direktorat under HOD. At HOD dermed har instruksjonsmyndighet og virksomhetsstyring over direktoratet, er også et argument mot at departementet skal fremme en eventuell konsesjonssøknad for behandling i regjeringen. Etter internasjonale krav og standarder, skal ikke organet som fremmer spørsmålet om kjernekraft være tilknyttet ansvaret for tilsyn og sikkerhet. Norge er også bundet av internasjonale krav om at tilsynsmyndigheten skal være fri for press fra andre myndigheter med hensyn til organisering og økonomi.[56] Det er i dag ikke lovfestet i atomenergiloven at DSA skal være uavhengig. Dette er nærmere beskrevet i punkt 19.4.

17.1.4 Overordnet om statlige myndigheters rolle og ansvar for sikkerhet og beredskap

Statlige myndigheter har roller og ansvar for sikkerhet og beredskap. Kapittel 11 beskriver roller og ansvar for sikkerhet og beredskap nærmere. Her peker vi på noen sentrale punkter:

- De grunnleggende prinsippene i samfunnssikkerhetsinstruksen som er omtalt i punkt 11.2.4, gjelder også for kjernekraft.
- Statlige myndigheters rolle og ansvar for sikkerhet og beredskap innebærer både oppgaver med forebygging i normalsituasjoner og håndtering i krisesituasjoner.

Statlige myndigheters roller og ansvar for sikkerhet og beredskap er omfattende, og hvert departement har et tydelig sektoransvar innenfor egne ansvars-

[53] Konsekvensutredningsforskriften vedlegg I nr. 2 b) bruker ordet «kjernereaktorer.

[54] DSAs uavhengighet er omtalt i punkt 1 i nasjonal strategi for strålevern og atomsikkerhet, (2025).

[55] Direktoratets rolle og ansvar som innstillende sikkerhetsmyndighet vil også gjelde for tilfeller der eksempelvis Forsvarsdepartementet skal behandle konsesjon for anløp av militære fartøy, eller Helse- og omsorgsdepartementet skal behandle konsesjon for anløp av sivile fartøy.

[56] Se bl.a. Konvensjon vedrørende kjernefysisk sikkerhet art. 8 nr. 2, og Felleskonvensjonen art. 20. Se også punkt 19.4.

Boks 17.2 Formuleringen sikkerhet og beredskap brukes forskjellig

F.eks. brukes begrepet sikring noe forskjellig i tilknytning til regelverket for kraftberedskap og i tilknytning til regelverket for strålevern og atomsikkerhet. For kraftberedskap brukes begrepet sikring om å sikre anlegg og holde dem i funksjonsdyktig stand ved alle typer ekstraordinære situasjoner; både utilsiktede og tilsiktede hendelser. For strålevern og atomsikkerhet brukes begrepet sikring kun om tilsiktede handlinger.

områder. Alle departementene skal arbeide systematisk med risikostyring og risiko- og sårbarhetsanalyser.[57] Samordningsrollen ivaretas gjennom dialog og avklaringer med berørte departementer med utgangspunkt i det ansvar øvrige departementer og sektorer har. Samordningsrollen innebærer bl.a. å ha oversikt over sårbarhets- og beredskapsutviklingen, og ta initiativ for å forbygge hendelser.[58] Boks 17.2 forklarer at det varierer mellom ulike sektorer hvilket innhold man legger i begrepene sikkerhet og beredskap.

Justis- og beredskapsdepartementet (JD) har en generell samordningsrolle for samfunnssikkerhet i sivil sektor.[59] Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) understøtter JD i samordningsrollen og i hele den såkalte samfunnssikkerhetskjeden som omfatter forebygging, beredskap, håndtering, gjenoppretting og evaluering. Samordningsrollen innebærer bl.a. å ha oversikt over tilstanden på ulike samfunnsområder og sørge for avklaring av ansvarsforhold på tvers av sektorer.[60] I tillegg har JD ansvar for å vedlikeholde Sivilt beredskapssystem.[61]

DSB utarbeider krisescenarioer som grunnlag for det systematiske arbeidet med samfunnssikkerhet. DSB innhenter i tillegg styringskrav fra ulike myndigheter til statsforvalternes oppfølging av samfunnssikkerhet. DSB har også innsigelsesmyndighet i plansaker for samfunnssikkerhet, risiko og sårbarhet til statsforvalteren. Boks 17.3 forklarer nærmere om ulike former for samordning.

Boks 17.3 Hva er samordning?

Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ) definerer samordning som en prosess der selve kjernen er at ulike mål, verdier, aktiviteter, ressurser eller andre premisser blir sett i sammenheng, prioritert, avveid og tilpasset til hverandre (Difi, 2014). Samordning kan ha mange former og ha ulike ambisjonsnivåer. DFØ illustrerer variasjonen i samordning ved bruk av begrepet «samordningsstige» som viser stigende grad av samordning:

1. Informasjonsdeling – lavt nivå, utveksling av kunnskap.
2. Felles forståelse – utvikling av felles problem- og løsningsforståelse.
3. Gjensidig tilpasning – endringer for å unngå å svekke andres måloppnåelse.
4. Felles plan/tiltak – høyeste nivå, felles strategier og tiltak på tvers.

Det kan være utfordrende å få til samordning. Bl.a. sektorprinsippet og ministerstyret kan gjøre det vanskelig å jobbe på tvers. I tillegg kan f.eks. lovgivningen bidra til fragmentert styring. Også ulike kulturer kan i praksis bidra til å gjøre samordning vanskelig.

Det er regjeringen som har det øverste ansvaret for beredskapen i Norge, inkludert håndtering av kriser.[62] Viktige saker innen sikkerhet og beredskap blir diskutert og besluttet i Regjeringens sikkerhetsutvalg (RSU) som er et underutvalg av regjeringen og ledet av statsministeren. JD har ansvar for å være lederdepartement i sivile nasjonale krisesituasjoner med mindre noe annet blir bestemt. Samtidig beholder det enkelte departement det konstitusjonelle ansvaret og beslutningsmyndighet innenfor sine områder. Lederdepartementets rolle er varsling, koordinering av underlag for beslutninger og situasjonsrapporter og informasjon til media. Koordinering på administrativt nivå skjer gjennom Kriserådet som ledes av departementsråden i lederdepartementet. Krisestøtteenheten i JD er sekretariat for Kriserådet og støtter lederdepartementet med samordning og helhetlig krisehåndtering. DSB har en samord-

57 Samfunnssikkerhetsinstruksen, (2017), del IV.
58 Samfunnssikkerhetsinstruksen del III.
59 Kgl. res. 10. mars 2017, og samfunnsikkerhetsinstruksen del IV.
60 Samfunnsikkerhetsinstruksen del V nr. 1.
61 Samfunnsikkerhetsinstruksen del V nr. 2.
62 Samfunnsikkerhetsinstruksen del VIII.

ningsrolle også i krisesituasjoner, og skal legge til rette for samordning både på horisontalt og vertikalt nivå i forvaltningen gjennom bruk av DSBs samordningskonferanse (DSB, u.å). Denne konferansen skal bidra til felles situasjonsforståelse og informasjonsdeling ved større hendelser.

Helse- og omsorgsdepartementet (HOD) har sektoransvaret for strålevern, atomsikkerhet og beredskap for atomhendelser. HOD har ansvar for politikk- og regelverksutforming for strålevern og atomsikkerhet samt et administrativt overordnet ansvar for norsk atomberedskap. I tillegg leder HOD embetsgruppen for atomberedskap som har som formål å koordinere departementene som har en rolle innen atomberedskap. I 2025 la HOD, sammen med UD og KLD, fram en nasjonal strategi for strålevern og atomsikkerhet. Strategien gir en overordnet beskrivelse av Norges forpliktelser innen strålevern og atomsikkerhet. Den fungerer som en overbygning for andre strategier, handlingsplaner og dokumenter som inneholder konkrete tiltak for å sikre nasjonal oppfølging av internasjonale forpliktelser.

Klima- og miljødepartementet (KLD) har ansvar for radioaktiv forurensning i ytre miljø og håndtering av radioaktivt avfall. KLD har ansvar for forurensningsberedskapen for radioaktiv forurensning. KLD la i 2024 frem en omfattende strategi for trygg, sikker og forsvarlig håndtering av radioaktivt avfall i Norge. Strategien inkluderer avvikling av nukleær virksomhet, nye anlegg for lagring og deponering, samt oppfølging av internasjonale krav for å beskytte mennesker og miljø på lang sikt. Strategien beskriver prinsipper, regelverk, ansvar og utfordringer, og legger vekt på at avfallsprodusentene har ansvaret for eget avfall, mens staten styrer og følger opp helheten.

Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) er forvaltnings- og tilsynsmyndighet på områdene strålevern og atomsikkerhet, radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall. DSA er direktorat for HOD innen strålevern, atomsikkerhet og beredskap. I tillegg er DSA direktorat for KLD innen radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall. DSA er også direktorat for Utenriksdepartementet på området internasjonalt atomsikkerhetssamarbeid. I tillegg utfører DSA direktoratsoppgaver for Forsvarsdepartementet bl.a. ved anløp av militære reaktordrevne fartøy. Som nevnt i punkt 17.1.3, er DSA det øverste faglige organ for sikkerhetsspørsmål. DSA er også ansvarlig myndighet for sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi[63] i Norge og de internasjonale forpliktelsene overfor IAEA.

Kjernekraftverk må bl.a. sørge for sikringstiltak og ha beredskapsplanverk. Slike krav til sikkerhet og beredskap følger av både sikkerhetslovgivningen[64] og energilovgivningen (se punkt 11.2.6).[65] Operatørselskapet har ansvaret for sikkerheten for sin virksomhet og ved sine anlegg. Staten har ansvar for å etablere et system som gir grunnlag for at staten kan kontrollere at operatørselskapet tar dette ansvaret.

Det er ingen formelle ordninger for samarbeid eller samordning av myndighetsprosesser mellom helse- og miljøforvaltningen (HOD/KLD/DSA) og energiforvaltningen (ED/NVE). Samarbeidsordningene som er etablert mellom norske myndigheter for atomberedskap, er beskrevet i punkt 11.2.5. Selv om det er forutsatt at det skal være samarbeid mellom myndighetene etter atomenergiloven og andre myndigheter, er det i dag ingen ordninger for fast samarbeid mellom myndighetene for strålevern og atomsikkerhet og energimyndighetene. Slike samarbeidsordninger er verken etablert for behandling av konsesjoner eller for sikkerhet og beredskap.

17.1.5 Kommunale myndigheters roller og ansvar

En kommune som blir vertskommune for et kjernekraftverk, vil få nye roller og langt mer omfattende ansvar. Roller og ansvar for kommunen vil særlig for sikkerhet og beredskap være langt mer omfattende enn situasjonen før etablering av et kjernekraftverk. Kommunen vil ha rolle og ansvar uavhengig av og i tillegg til statlige myndigheters roller og ansvar.

1. Roller og ansvar som planmyndighet

Kommunen har en rolle som planmyndighet etter plan- og bygningsloven. Kommunen skal gjennom sin arealplanlegging sikre at ulike hensyn tas i betraktning i kommunens planlegging. Kommunen skal bl.a. sørge for at klima og energi blir vektlagt.[66] Videre skal kommunen fremme samfunnssikkerhet ved å forebygge risiko for tap av liv, skade på helse, miljø og viktig infrastruktur, materielle verdier mv.[67] Kommunen skal som

---

63 På samme måte som i kapittel 11, benytter vi heretter kortformen «sikkerhetskontroll av nukleært materiale» for «sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi».

64 Sikkerhetsloven og virksomhetssikkerhetsforskriften, (2018), § 14.

65 Energiloven § 9-2 og kraftberedskapsforskriften, (2012) kapittel 5.

planmyndighet sørge for at etablering av kjernekraft blir konsekvensutredet som del av arbeidet med utarbeiding av arealplaner.[68] I tillegg skal kommunene sørge for at det blir utarbeidet en analyse av risiko- og sårbarhet (ROS).[69] Et sentralt forebyggende element i ROS-analysen er vurdering av kravet til sikker byggegrunn og krav til sikkerhet mot naturpåkjenninger.[70] ROS-analysen skal ligge til grunn for kommunens arealplaner.

2. Roller og ansvar som byggesaksmyndighet

Konsesjon etter energiloven erstatter byggetillatelse, mens konsesjon etter atomenergiloven krever byggetillatelse i tillegg. Dersom det etter energiloven blir gitt konsesjon til et kjernekraftverk, har kommunen ingen oppgave som byggesaksmyndighet med å gi byggetillatelse etter plan- og bygningsloven.[71] ED kan i en konkret sak bestemme at endelig konsesjon etter energiloven skal ha virkning som statlig plan.[72] Etter energiloven er praksis at ED ikke treffer et vedtak om statlig plan i saker der den aktuelle kommune går mot prosjektet. Vi viser til omtalen av forholdet mellom plan- og bygningsloven og energiloven i punkt 17.1.3. I sak om bygging av et kjernekraftverk har kommunen en rolle som høringspart til den statlige myndigheten som behandler saken. Etter atomenergiloven har derimot kommunen en oppgave som byggesaksmyndighet etter plan- og bygningsloven hvis det blir gitt konsesjon til et kjernekraftverk eller andre nukleære anlegg.

3. Roller og ansvar for sikkerhet og beredskap

Kommunens ansvar som beredskapsmyndighet omfatter å forberede tiltak for innbyggernes sikkerhet. Kommunene skal kartlegge hvilke uønskede hendelser som kan inntreffe i kommunen, vurdere sannsynligheten for at disse hendelsene inntreffer og hvordan de i så fall kan påvirke kommunen. På grunnlag av kartleggingen skal kommunene utarbeide ROS-analyser, og disse skal oppdateres ved endringer i risiko- og sårbarhetsbildet.[73] Ekstreme værforhold, ras, flom, dambrudd, fjellskred, akutt forurensning og atomulykker er i forarbeidene nevnt som eksempler på uønskede hendelser.[74] Videre skal kommunene utarbeide beredskapsplaner med oversikt over hvilke tiltak kommunen har forberedt for å håndtere uønskede hendelser, inkludert en plan for kommunens kriseledelse, varslingslister, ressursoversikt, evakueringsplan og plan for informasjon til befolkningen og media.[75] Statsforvalteren skal føre tilsyn med at kommunen oppfyller pliktene til å utarbeide ROS-analyse og beredskapsplaner.[76]

Kommunen skal lede lokal håndtering av hendelser, inkludert kriseledelse. Det kommunale brann- og redningsvesenet skal være innsatsstyrke ved brann og ved andre akutte ulykker der det er bestemt med grunnlag i kommunens risiko- og sårbarhetsanalyse.[77] Kommunen har også ansvar for beredskap ved mindre tilfeller av akutt forurensning.[78] På grunnlag av ordningen med interkommunalt utvalg mot akuttforurensning skal brann- og redningsvesenet samarbeide med andre aktører, inkludert å organisere dette samarbeidet.[79] Kommunen skal i tillegg bidra til beslutninger ved alvorlige hendelser, inkludert ved kjernekraftrelaterte situasjoner.

17.1.6 Atomansvaret

Atomansvar innebærer at eier av et atomanlegg kan pålegges ansvar for atomskade uavhengig av skyld.[80] Det samlede ansvaret for én og samme skade er begrenset til 700 millioner euro. Denne ansvarsbegrensningen har som formål å gi forutsigbarhet og forsikringsdekning. Operatørselskapet er pålagt å tegne og opprettholde atomskadeforsikring, eller annen sikkerhet godkjent av

---

66 Plan- og bygningsloven § 3-1 første ledd bokstav g og forskrift av 20. desember 2024 nr. 3359 om statlige planretningslinjer for klima og energi, 2024. Retningslinjene skal bl.a. bidra til at god forsyningssikkerhet for energi opprettholdes, jf. pkt. 1 bokstav c.

67 Plan- og bygningsloven § 3-1 første ledd bokstav h.

68 Plan- og bygningsloven § 4-2 og konsekvensutredningsforskriften, og energiloven § 2-2 annet ledd.

69 Plan- og bygningsloven § 4-3.

70 Plan- og bygningsloven § 28-1 og byggeteknisk forskrift kapittel 7.

71 Byggesaksforskriften, (2010), § 4-3 første ledd bokstav c unntar «Anlegg for produksjon av elektrisk energi som er gitt anleggskonsesjon» etter energiloven fra en rekke bestemmelser i plan- og bygningsloven, bl.a. kapittelet 20 om søknadsplikt.

72 Energiloven § 3-1 tredje ledd, jf. plan- og bygningsloven § 6-4 tredje ledd. Bestemmelsen gjelder ikke for vindkraftverk.

73 Sivilbeskyttelsesloven, (2010), § 14. Se også forskrift om kommunal beredskapsplikt, (2011), §§ 2 og 3.

74 Prop. 91 L (2009–2010), s.17.

75 Sivilbeskyttelsesloven § 15. Se også forskrift om kommunal beredskapsplikt § 4.

76 Se også forskrift om kommunal beredskapsplikt § 10.

77 Brann- og eksplosjonsvernloven § 11.

78 Forurensningsloven § 43. Foreløpig omfatter ikke denne ordningen atomberedskap.

79 Forurensningsloven § 44.

80 Atomenergiloven kapittel III.

departementet, som dekker deres ansvar for atomskade.[81]

17.1.7 Roller og ansvar ved konkurs

Dagens regelverk har ingen regulering av hvem som skal overta forpliktelsene til eier og driver av et nukleært anlegg ved en eventuell konkurs. De alminnelige konkursrettslige reglene om at konkursboet skal sørge for realisering for å gi størst mulig dekning av kreditorkrav, er ikke uten videre anvendelige. Det strenge konsesjonsregimet med tilhørende eierskapskontroll vil forhindre at kreditor kan ta beslag i et kjernekraftverk eller andre nukleære anlegg, dets eiendom, eller andre eiendeler. I praksis kan det derfor med dagens regelverk bli et statlig ansvar å overta eiers og drivers økonomiske forpliktelser ved konkurs. Krav om prekvalifisering for den som skal søke om tillatelse til å eie og drive et nukleært anlegg, gir grunnlag for å vurderes potensielle eieres og driveres finansielle soliditet. Gjennom et slikt krav kan risikoen for et mulig statlig ansvar i tilfelle konkurs reduseres. I dagens regelverk er det imidlertid ikke krav om prekvalifisering.

En konkurs kan innebære store økonomiske forpliktelser for staten. At de økonomiske forpliktelsene kan bli store, gjelder selv om atomenergiloven har regler om begrensning av erstatningsansvar for atomulykker og regler om forsikringsplikt til dekning for atomansvar. I tillegg vil staten få en sentral rolle i å beslutte videre drift eller nedleggelse av kjernekraftverk. For avfallsanlegg vil det være snakk om å beslutte hvordan videre drift og vedlikehold skal skje. Den kommunen der et nukleært anlegg er lokalisert, vil også få et ansvar for å bidra til disse beslutningene.

17.2 Annet generelt regelverk

I dette punktet beskriver vi regelverk som gjelder generelt og som har betydning også for kjernekraft.

17.2.1 Regelverk om finans, bærekraft og statsstøtte

Finansregelverket har betydning for investeringer i kjernekraft. De delene av finansregelverket som omtales i dette punktet, kan ha betydning for realisering av kjernekraftverk ettersom kjernekraft krever store investeringer.

Taksonomiforordningen fastsetter kriterier for når kjernekraftverk kan anses miljømessig bærekraftige (se punkt 23.3.3). Taksonomiforordningen med utfyllende rettsakter er gjennomført i norsk rett i bærekraftloven og forskrift til denne loven.[82] Forordningen om tekniske screeningskriterier er en slik utfyllende rettsakt. For kjernekraft omfatter kriteriene bl.a. at staten:[83]

- har gjennomført Euratom-direktivene i nasjonal rett
- overholder Euratom-traktaten,
- har opprettet et fond fra datoen for prosjektgodkjenning for håndtering av radioaktivt avfall og for dekommisjonering av nukleære anlegg,
- har dokumentert tilstrekkelige ressurser til å håndtere radioaktivt avfall og for dekommisjonering ved utløpet av kjernekraftverkets forventede levetid,
- råder over driftsklare deponeringsanlegg for lav- og mellomradioaktivt avfall,
- innen 2050 råder over driftsklart deponeringsanlegg for høyradioaktivt avfall, og
- som utgangspunkt håndterer avfall i det landet hvor avfallet oppstår.

EU-domstolen har bekreftet at rammene for å klassifisere kjernekraft som miljømessig bærekraftig, er gyldige.[84] EU-domstolens førsteinstans avviste bl.a. anførslene fra Østerrike om at Europakommisjonen ikke hadde tatt tilstrekkelig hensyn til ulykkesrisikoen, håndtering av radioaktivt avfall og strålingsrisiko ved normal drift. Se boks 23.6 om definisjonen av bærekraft i henhold til EUs taksonomi for grønn finansiering.

Regelverket om bærekraftrapportering[85] *innfører rapporteringskrav*. Slik rapportering er blitt en lovpålagt del av årsrapporten for mange selskaper.[86] Rapporteringen omfatter temaer som klima, miljø, sosiale forhold, menneskerettigheter og selskapsstyring.

Offentlig støtte til etablering og/eller drift av kjernekraft må være i samsvar med regelverket for statsstøtte. Det er seks vilkår som alle må være

[81] Atomenergiloven § 35. Annen sikkerhet kan være alminnelige likvide midler, pantsetting eller deponering av verdier eller annen økonomisk sikkerhet (Atomlovkomitée, 1966), s. 145 og 190.

[82] Bærekraftloven, (2021), og bærekraftforskriften, (2022)

[83] Commission Delegated Regulation (EU) 2022/1214.

[84] Sak T-625/22 – Østerrike vs. Europakommisjonen.

[85] Ofte kalt ESG (Environmental, Social and Governmental).

[86] Directive (EU) 2022/2464 og regulation (EU) No 537/2014.

Boks 17.4 EU-domstolens vurderinger av statsstøtte

EU-domstolen har i *Hinkley Point-saken* fastslått at Storbritannia kunne gi statsstøtte til byggingen av kjernekraftverket Hinkley Point C.[1] Østerrike gikk til søksmål mot Europakommisjonen fordi Kommisjonen godkjente Storbritannias notifikasjon av statsstøtte til dette kjernekraftverket i Storbritannia. Østerrike anførte at støtte bare kan gis til tiltak av felleseuropeisk interesse, og at dette ikke var tilfellet siden Østerrike var imot kjernekraft. Anførselen ble avvist av EU-domstolen.

EU-domstolen vurderte også forholdet mellom Euratom-regelverket, EUs statsstøtteregelverk og EUs miljøregelverk.[2] Østerrike anførte at Euratom-traktaten ikke inneholdt hjemmel for statsstøtte. EU-domstolen uttalte at ettersom Euratom-traktaten ikke inneholder egne bestemmelser om statsstøtte, vil EUs statsstøtteregler[3] gjelde også innenfor Euratom. I tillegg anførte Østerrike at støtte til kjernekraft er i strid med EUs miljørettslige prinsipper, og pekte særlig på prinsippet om vern av miljøet, føre-var-prinsippet, prinsippet om at forurenser betaler og bærekraft-prinsippet. EU-domstolen mente at EUs miljøkrav også gjelder for kjernekraft. Videre viste EU-domstolen til at det ikke er adgang til å gi statsstøtte til tiltak som er i strid med EU-retten, og at denne begrensningen i adgangen til å gi statsstøtte også vil gjelde for kjernekraft.

EU-domstolen har i *Paks II-saken* vurdert forholdet mellom EUs statsstøtteregelverk og anskaffelsesregelverket. EU-domstolen opphevet Europakommisjonens godkjenning av støtte til det ungarske kjernekraftverket.[4] Saken gjaldt investeringsstøtte til bygging av to kjernekraftreaktorer i Paks II kjernekraftverket. EU-domstolen konkluderte med at Kommisjonen også skulle ha vurdert om tildeling av kontrakt var i strid med EUs anskaffelsesregler. I tillegg var det et moment i saken at byggekontrakten var tildelt et russisk selskap, og at byggingen i stor grad var finansiert ved et lån fra den statlige russiske investeringsbanken som skulle utbetales direkte til det russiske selskapet.

1 C-594/18 P – Østerrike vs. Europakommisjonen (Hinkley Point). Dette var en storkammersak.
2 Se forrige fotnote.
3 Artikkel 107.
4 C-59/23 P – Østerrike vs. Europakommisjonen (Paks II).

oppfylt for at et tiltak skal defineres som offentlig støtte:

- Mottaker av støtte er et foretak som utøver en økonomisk aktivitet.
- Støtten er gitt av staten eller av statsmidler i enhver form.
- Støtten innebærer en økonomisk fordel for mottakeren.
- Støtten begunstiger enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer eller tjenester.
- Støtten kan virke konkurransevridende.
- Støtten kan påvirke samhandelen mellom EØS-landene. For støtte som omfattes av statsstøttereglene, er det meldeplikt til EFTAs overvåkingsorgan via Nærings- og fiskeridepartementet.[87]

Det er forbudt å iverksette meldepliktig støtte før EFTAs overvåkingsorgan har godkjent støtten.[88] Det er tilstrekkelig med en melding senest 20 dager etter at støtten ble tildelt. Det alminnelige gruppeunntaket i statsstøtteregelverket som har en liste over tiltak som er anses som forenlig med EØS-avtalen, og dermed «forhåndsgodkjent» av ESA, omfatter ikke kjernekraftverk. Boks 17.4 omtaler noen sentrale avgjørelser fra EU-domstolen som gjelder regelverket for statsstøtte.

17.2.2 Regelverk om digital sikkerhet

Drift av kjernekraftverk er omfattet av de mange kravene til digital sikkerhet. Digital sikkerhet (cyber sikkerhet) omfatter beskyttelse av digital informasjon og digitale systemer. Slik beskyttelse inkluderer å sikre at informasjon ikke blir utilgjengelig, går tapt, leses eller endres uten autorisasjon. EU har vedtatt mange rettsakter om digital sikkerhet. EU har nylig framlagt en cybersikkerhetspakke som foreslår endringer i dagens regler på området (Europalov, 2026a; Europalov, 2026b). Også norsk lovgivning inneholder krav til digital

87 Støtteprosessloven, (2022), § 4.
88 Støtteprosessloven § 5.

sikkerhet. I dette punktet beskriver vi den sektorovergripende reguleringen av digital sikkerhet i digitalsikkerhetsloven.

Digitalsikkerhetsloven skal bidra til å styrke den digitale sikkerheten i virksomheter med særlig betydning for samfunnet.[89] Virksomheter som omfattes av loven, må bl.a. etablere grunnleggende sikkerhetstiltak i virksomhetenes digitale systemer og varsle om alvorlige digitale hendelser. Det er også vedtatt en digitalsikkerhetsforskrift.[90]

Digitalsikkerhetsloven gjennomfører NIS 1-direktivet[91] og Cybersecurity Act.[92] NIS 1-direktivet inneholder tiltak for å sikre et høyt felles nivå for sikkerhet i nettverks- og informasjonssystemene. Formålet med forordningen som kalles Cybersecurity Act, er bl.a. å sikre et høyt nivå på cybersikkerhet og cyberrobusthet.

Flere rettsakter fra EU om digital sikkerhet er foreløpig ikke er tatt inn i norsk rett. NIS 2-direktivet gjelder tiltak for å sikre et høyt felles nivå for sikkerhet i nettverks- og informasjonssystemer for å øke motstandsdyktigheten i nettverks- og informasjonssystemer, redusere fragmenteringen av det indre og forbedre den felles bevisstheten og kapasiteten knyttet til motstandsdyktighet.[93] CER-direktivet gjelder kritiske enheters motstandsdyktighet.[94] Cyber Resilience Act etablerer felles standarder for produkter med digitale elementer, inkludert hardware og software.[95] Cybersolidaritetsforordningen etablerer varslings- krise- og verifiseringssystemer, inkludert opprettelsen av et europeisk cybersikkerhetsskjold (European Cyber Shield) og en omfattende cyberkrisemekanisme.[96] *Nettverkskoden for cyber sikkerhet* inneholder sektorspesifikke regler om IKT-sikkerhet for grensekryssende elektrisitetsflyt.[97]

17.2.3 Regelverk for sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale

Nukleære anlegg og nukleært materiale skal skjermes av hensyn til nasjonale sikkerhetsinteresser.[98] Punkt 11.3.3 omtaler behovet for sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale. Sikkerhetslovens formål er å trygge nasjonale sikkerhetsinteresser, det vil si Norges suverenitet, territorielle integritet, demokratiske styreform og andre nasjonale sikkerhetsinteresser.[99] Loven gjelder for statlige, fylkeskommunale og kommunale organer, leverandører i sikkerhetsgraderte anskaffelser, samt virksomheter utpekt av de enkelte departementene ved enkeltvedtak. Sikkerhetsloven har en rekke regler for sikring og sikkerhetskontroll av nukleært materiale. Energilovgivningens regler om sikring er omtalt i punkt 11.2.6 og 17.1.4.

Ordningen med beskyttelse av såkalte skjermingsverdige objekter, er en sentral del av sikkerhetslovgivningen. Formålet med beskyttelse av skjermingsverdige objekter er å minimalisere mulighetene for tyveri av nukleært materiale og sabotasje mot nukleære anlegg. Ordningen innebærer en rekke krav til tiltakshaver, herunder krav til fysisk sikring, adgangskontroll, beskyttelses- og alarmsystemer, helkontinuerlig vakt og fysisk beskyttelse under transport av nukleært materiale. Generelle krav omfatter en plikt til sikkerhetsstyring, risikovurderinger og implementering av sikkerhetstiltak for å oppnå et forsvarlig sikkerhetsnivå. Videre gjelder en plikt til beredskap i samarbeid med politiet, øvelser og varslingsplikt ved sikkerhetstruende virksomhet eller brudd på krav til sikkerhet. Det kreves adgangsklarering eller utvidet adgangsklarering for å få tilgang til skjermingsverdige objekter, både for fysisk og digital tilgang.

Sikkerhetsrapporter,[100] *beredskapsplaner og vaktinstruks som tiltakshaver utarbeider og myndighetene godkjenner, skal beskyttes og sikkerhetsgraderes.* Disse dokumentene skal som et minimum sikkerhetsgraderes som begrenset.[101] Dersom det nukleære anlegget er å anse som vitalt område, skal beskyttelses-, alarmsystemer og vaktrutiner graderes minimum konfidensielt. En reaktor med effekt på 50 MW termisk effekt eller over, vil bli klassifisert som vitalt område og dermed omfattet av de strengeste kravene i forskriften. Vi viser til punkt 11.3.3 om behov for vakthold. Personell som skal ha tjenstlig tilgang til gradert informasjon konfidensielt eller høyere, skal sikkerhetsklareres, ha taushetsplikt og autoriseres for tilgang til slik informasjon. Klareringsmyndigheten gir

---

89 Digitalsikkerhetsloven, (2023).
90 Digitalsikkerhetsforskriften, (2025).
91 Directive (EU) 2016/1148.
92 Regulation (EU) 2019/881.
93 Directive (EU)2022/2555.
94 Directive (EU) 2022/2557. CER er forkortelse for «resilience of critical entities and repealing».
95 Regulation (EU) 2024/2847.
96 Regulation (EU) 2025/38.
97 Commission Delegated Regulation (EU) 2024/1366.
98 Sikkerhetsloven og forskrift om fysisk beskyttelse av nukleært materiale og nukleære anlegg, (1984).
99 Sikkerhetsloven, (2019).
100 Klareringsforskriften, (2018).
101 Forskrift om fysisk beskyttelse av nukleært materiale og nukleære anlegg § 12.

sikkerhetsklarering basert på en personkontroll og eventuelt en sikkerhetssamtale for å vurdere personens sikkerhetsmessige skikkethet.

Informasjonssystemer[102] *som behandler sikkerhetsgradert informasjon, er skjermingsverdige og skal godkjennes før de tas i bruk.*[103] I tillegg gjelder en rekke krav for å beskytte konfidensialitet, integritet og tilgjengelighet av informasjon og funksjonalitet, identifisere og autentisere brukere før tilgang, registrering av bruk og misbruk.[104] Virksomheten skal kontinuerlig overvåke informasjonssystemene.

Bestemmelsene i sikkerhetsloven om sikkerhetsgraderte anskaffelser[105] *og eierskapskontroll*[106] *gjelder også for kjernekraftverk (se punkt 11.3.3).* Før anskaffelsen iverksettes, skal det inngås en sikkerhetsavtale med leverandør i og med at denne får tilgang til et skjermingsverdig objekt og til sikkerhetsgradert informasjon. Dersom leverandøren er utenlandsk, skal leverandøren godkjennes av sikkerhetsmyndigheten. For informasjon gradert konfidensielt eller høyere,[107] skal leverandøren sikkerhetsklareres.

17.3 Regulering og myndighetsorganisering i to utvalgte sektorer

I dette punktet ser vi på regulering og myndighetsorganisering i to andre sektorer, petroleumssektoren og luftfartssektoren. Reguleringen i disse sektorene kan ha overføringsverdi for utvikling av norsk regulering for kjernekraft.

Som for kjernekraft, er det for begge sektorene etablert en rekke standarder som regulerer bl.a. sikkerhet og miljø, og det har vært ansett viktig å redusere risikoen for ulovlige handlinger og anslag. Begge sektorene har sterkt fokus på sikkerhetskultur i bred forstand. Begge sektorene er eksempler på at viktige sektorer har en omfattende regulering.

I tillegg preges begge sektorene av utviklingen av den geopolitiske situasjonen. Krigen i Ukraina illustrerer at hele systemet for kraftforsyning, inklusive fra kjernekraftsektoren, er berørt av den geopolitiske situasjonen. Deler av petroleumsnæringen er nå underlagt sikkerhetsloven. Petroleumssektoren, spesielt gassleveransene, er kritisk for europeisk forsyningssikkerhet, og er derfor underlagt krav til sikring mot bl.a. sabotasje. Etter eksplosjonene langs gassrørledningene North Stream i 2022, er krav til sikring skjerpet. I 2023 ble tilsynsansvaret til Havindustritilsynet (Havtil) utvidet slik at det også omfatter sikring. Innenfor luftfart har trusler fra statlige og ikkestatlige aktører bl.a. ført til nye krav til cybersikkerhet i luftfartssystemer.[108]

17.3.1 Petroleumssektoren

Petroleumssektoren er Norges største og viktigste næring, og kjennetegnes av sterk statlig styring med en etablert ansvars- og rollefordeling mellom stat og næringsliv. Staten har eiendomsretten over petroleumsressursene, og tildeler tillatelse til private næringsaktører for utvinning. Dette danner utgangspunktet for en regulering med et tydelig konsesjonssystem, og omfattende krav til helse, miljø, sikkerhet og beredskap. Selv om petroleumssektoren skiller seg fra kjernekraftsektoren på mange måter, er begge sektorene internasjonale og kapitalintensive bransjer, med behov for kompetente aktører og forutsigbare rammer. Det er imidlertid ikke samme omfang av internasjonale krav til sikkerhet og beredskap for petroleumssektoren som for kjernekraft.

Norges petroleumsressurser forvaltes i et generasjonsperspektiv og skal komme hele det norske samfunnet til gode.[109] Det er staten som har eiendomsretten til de undersjøiske petroleumsforekomstene på kontinentalsokkelen, og eksklusiv rett til ressursforvaltningen av disse.[110] Samtidig som samfunnsøkonomisk lønnsomhet skal sikres, må forvaltningen av petroleumssektoren ivareta helse, miljø og sikkerhet (HMS), og hensynet til det ytre miljø (Norsk Petroleum, u.å.a).

Regjeringen er petroleumssektorens øverste utøvende organ, med de fullmakter som gis gjennom vedtak i Stortinget. Regjeringen tildeler utvinningstillatelser til petroleumsvirksomhet.[111] Alle prinsipielle saker skal drøftes av Stortinget. Et bærende hensyn bak den statlige styringen av

[102] Med informasjonssystemer menes digitale systemer.
[103] Sikkerhetsloven kapittel 6.
[104] Se virksomhetsikkerhetsforskriften, (2018).
[105] Sikkerhetsloven kapittel 9.
[106] Sikkerhetsloven kapittel 10.
[107] Dette vil etter sikkerhetsloven oftest være Nasjonal sikkerhetsmyndighet (NSM).
[108] Regelverket er Part-IS og er utviklet av EASA (European Union Aviation Safety Agency). Dette regelverket trådte i kraft i oktober 2025 og februar 2026, og gjelder for store deler av luftfartssektoren, inkludert Norge gjennom EØS-avtalen.
[109] Petroleumsloven, (1996), § 1-2 annet ledd
[110] Petroleumsloven § 1-1
[111] Petroleumsloven § 3-3. Lovens ordlyd «Kongen i statsråd» skal forstås som regjeringen.

petroleumsvirksomheten, er å sikre at de overordnede rammene for norsk petroleumspolitikk er stabile. Forutsigbare rammebetingelser er nødvendig for en slik langsiktig og kapitalintensiv næring (Norsk Petroleum, u.å.b). Departementene, underliggende direktorater og tilsyn bistår regjeringen med å gjennomføre petroleumspolitikken.

Energidepartementet (ED) har ansvaret for ressursforvaltning og for petroleumssektoren under ett. ED behandler saker som skal forelegges for regjering, og gir tillatelser til undersøking og utvikling.[112] ED har også det overordnede ansvaret for arbeidsmiljø og sikkerhet, men operatørselskapet og rettighetshaverne har det primære ansvaret for arbeidsmiljø og sikkerhet i sin egen virksomhet. Departementet har ansvar for å utpeke hvilke virksomheter i petroleumssektoren som underlegges sikkerhetsloven.[113]

Sokkeldirektoratet (Sodir) bistår ED i petroleumsforvaltningen som et viktig rådgivende organ for departementet. Sodir er gitt myndighet i forbindelse med leting etter og utvinning av petroleumsressurser på kontinentalsokkelen. Myndigheten til Sodir omfatter også myndighet til å fastsette forskrifter og fatte vedtak etter petroleumslovgivningen.[114]

Havindustritilsynet (Havtil) er ansvarlig for å føre tilsyn med den tekniske og operasjonelle sikkerheten, inkludert beredskap mot villede handlinger, og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Havtil følger opp at aktørene innenfor petroleumssektoren holder et høyt nivå for arbeidsmiljø, sikkerhet og beredskap. I tillegg følger tilsynet opp sikring i petroleumsvirksomheten. Havtil forvalter også regelverk som gjelder HMS, og har ansvar for oppfølging av sikring mot tilsiktede handlinger i petroleumssektoren. Havtil er tilsynsmyndighet både etter HMS-regelverket og etter sikkerhetsloven.

En rekke andre departementer har forvaltningsansvar for å gjennomføre petroleumspolitikken. Finansdepartementet har det overordnede ansvaret for skatter og avgifter, og Nærings- og fiskeridepartementet (NFD) har ansvaret for eieroppfølging av statens aksjer i Equinor ASA og Petoro AS og statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).[115] NFD har også ansvaret for beredskap mot akutt forurensning i norske farvann.[116] Klima- og miljødepartementet (KLD) har det overordnede ansvaret for miljøvern og forvaltning av det ytre miljøet i Norge.

Statens eiendomsrett til petroleumsressursene innebærer at alle andre må ha tillatelse for å drive med petroleumsvirksomhet.[117] Det er en forutsetning for å få tillatelse at norske myndigheter har besluttet å gjøre det aktuelle området tilgjengelig for petroleumsvirksomhet.[118] Etter at et område er åpnet for petroleumsvirksomhet, kan det søkes om utvinningstillatelse. Det er regjeringen som tildeler utvinningstillatelse.[119] En utvinningstillatelse gir rettighetshaveren enerett til undersøkelse, leteboring etter og utvinning av petroleum innenfor det geografiske området tillatelsen omfatter. Tillatelsen bygger på rammene i petroleumsloven og inneholder mer detaljerte vilkår for virksomheten. Utvinningstillatelser tildeles etter konsesjonsrunder, der departementet kunngjør én eller flere blokker som det kan søkes om utvinningstillatelse for.[120] Slike blokker er en inndeling av områdene på kontinentalsokkelen i områder av en viss størrelse. En utvinningstillatelse skal spesifisere hvilke blokker tillatelsen gjelder. Når rettighetshaver har funnet og vurdert en forekomst som drivverdig, må videre plan for utbygging og drift (PUD) av petroleumsforekomsten godkjennes.[121]

---

[112] Petroleumsloven §§ 2-1, 3-3 og 4-2.

[113] F.eks. er Equinor AS og Gassco AS underlagt sikkerhetsloven.

[114] Sodir fatter eksempelvis vedtak om boreløyve for brønnbane. Brønnbane er betegnelsen på den veien borebrønnen tar fra overflaten og ned til petroleumsressursen i bakken.

[115] SDØE innebærer at staten er en direkte deltaker i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandeler i tillatelser og infrastruktur mv.

[116] Kystverket er underlagt NFD, og har ansvaret for den statlige oljevernberedskapen.

[117] Petroleumsloven § 1-3.

[118] Petroleumsloven § 3-1.

[119] Petroleumsloven § 3-3.

[120] Se petroleumsloven kapittel 3 om den nærmere reguleringen og saksbehandlingen.

[121] Petroleumsloven § 4-2.

Det er Stortinget som beslutter om et nytt område skal åpnes for petroleumsvirksomhet.[122] Petroleumsressurser er geografisk stedbundne, slik at petroleumsvirksomheten må utøves der ressursene befinner seg. Ikke ethvert område med potensielle ressurser kan eller vil bli åpnet.[123] Det er Stortinget som beslutter om et nytt område skal åpnes. Før åpning skal sentrale hensyn avveies og vurderes mot hverandre.[124] Spørsmålet om åpning skal forelegges lokale myndigheter og sentrale interesseorganisasjoner som kan antas å ha særlig interesse i saken. ED er ansvarlig for at det gjennomføres nødvendige konsekvensutredninger. Åpningsprosessen skal sikre oversikt over alle relevante argumenter for og imot petroleumsvirksomhet i det aktuelle området.[125]

Nye aktører gjennomgår en prekvalifiseringsprosess for å sikre at de er egnet til å delta i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Aktører som ønsker å delta i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel som rettighetshaver eller operatørselskap, skal bidra til økt verdiskaping. Det er etablert praksis for at selskapene gjennomgår en prekvalifiseringsprosess før de blir rettighetshaver eller operatørselskap på norsk kontinentalsokkel. En slik prosess skal bl.a. sikre at aktøren har teknisk-, petroleumsfaglig- og HMS-kompetanse, har en minimumsbemanning, lokal tilstedeværelse og har tilfredsstillende finansiell styrke. Ved førstegangs tildeling av en tillatelse til en rettighetshaver, vil det også bli stilt krav om finansiell sikkerhet for eventuelt ansvar som måtte oppstå i forbindelse med petroleumsvirksomheten, samt tilfredsstillende forsikringsdekning.[126]

I praksis blir utvinningstillatelser gitt til flere selskap i fellesskap, gjennom et interessentskap, som velges ut blant søkerne i tillatelsesprosessen. Et mangfold av selskaper fremmer konkurranse og bidrar til en mer effektiv ressursutnyttelse. Selskapene kan velge å inngå interessentskap og søke samlet om en utvinningstillatelse, eller søke alene og bli satt i et interessentskap av departementet gjennom en samarbeidsavtale fastsatt ved tildeling av konsesjon. Flere rettighetshavere til samme tillatelse sprer økonomisk risiko og ansvar, som kan redusere rommet for usikkerhet. Et interessentskap sikrer også større åpenhet overfor myndighetene, og ivaretar slik sett hensynet til statlig kontroll.[127]

Petroleumssektoren er underlagt en rekke krav i lov og forskrifter, og reguleringen omfatter også krav til sikkerhet og beredskap.[128] Deler av EUs regelverk for petroleumssektoren er tatt inn i EØS-avtalen. Andre deler ikke er tatt inn i EØS-avtalen på grunn av norske myndigheters standpunkt om EØS-avtalens geografiske virkeområde.[129] Petroleumsvirksomhet innebærer risiko både for personell som arbeider i virksomheten, og konsekvenser for det ytre miljø ved akutte hendelser. Petroleumsvirksomheten kan også innebære risiko for andre virksomheter og for eiendom som f.eks. rørledninger. Petroleumssektoren, spesielt gassleveransene, er kritisk for europeisk forsyningssikkerhet og derfor underlagt krav til sikring for å unngå ulovlige handlinger. I reguleringen er det stilt krav om at petroleumsvirksomheten skal foregå og sikres på en forsvarlig måte.[130] Forsvarlighetskravet regulerer både forhold knyttet til sikkerhet og til ressursforvaltning. I tillegg har petroleumsindustrien utviklet nasjonale bransjestandarder i samarbeid med Standard Norge.[131]

Både privat, kommunal og statlig beredskap skal begrense konsekvensene av eventuell akutt forurensning. Akutte oljeutslipp kan medføre store skader for marine økosystemer og strandsoner. Forurensningsloven pålegger operatørselskapene på norsk sokkel ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for akutt forurensning. Det er operatørselskapet for et felt som er ansvarlig for å ta seg av akutte hendelser som skriver

---

[122] Petroleumsforskriften, (1997), § 6d.

[123] Et kjent eksempel er debatten om mulig petroleumsutvinning i områdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja (Store norske leksikon, u.å).

[124] Se petroleumsloven § 3-1, sml. § 1-2.

[125] Utvinningstillatelser og åpningsprosessen er regulert i petroleumsloven kapittel 3 og petroleumsforskriften (1997) kapittel 3 og kapittel 2a.

[126] Petroleumsloven § 10-7 og petroleumsforskriften § 73

[127] For havvind er dette liknende, men annerledes. Der kan selskapene fritt velge å inngå i konsortium selv, eller søke alene. For konsesjonsprosessen for Sørlig Nordsjø II fastsatte ED prekvalifiseringskrav for aktørene som ønsket å søke. Ofte vil slike krav gjøre det hensiktsmessig for selskap å samarbeide for å dele på finansiell risiko og kompetanse. Kort oppsummert er fleksibiliteten i selskapsform og organisering for aktørene innenfor havvind større enn innenfor petroleumssektoren, som i langt større grad er preget av sterk statlig styring.

[128] Petroleumsloven kapittel 9 og 10.

[129] F.eks. er Europaparlamentets og Rådets direktiv 94/22/EF om betingelser for tildeling og bruk av tillatelser for leting etter og utvinning av hydrokarboner (konsesjonsdirektivet) tatt inn i EØS-avtalen, mens EUs rettsakter om sikkerhet for petroleumsvirksomhet ikke er tatt inn i EØS-avtalen, se NOU 2024: 7, s. 170.

[130] Petroleumsloven § 10-1 og sikkerhetsloven.

[131] Samarbeidet kalles NORSOK som står for NORsk SOkkels Konkurranseposisjon, og har som formål å øke sikkerheten, redusere kostnadene og effektivisere prosesser. I kjernekraftsektoren er det andre standarder som eksempelvis ASME og ISO 19443.

seg fra egen virksomhet, med beredskap som er dimensjonert for denne. Norsk oljevernforening har operatørskap (NOFO), der eierne er en rekke selskaper som er rettighetshavere på norsk sokkel, og har i tillegg etablert regionale planer som skal styrke havgående beredskap og beredskap ved kysten og i strandsonen. Kystverket har ansvaret for å koordinere den samlede nasjonale oljevernberedskapen og den statlige beredskapen mot akutt forurensning. KLD har ansvar for å stille krav til beredskap mot akutt forurensning i kommuner og private virksomheter. Miljødirektoratet godkjenner beredskapsplaner og kontrollerer at kravene etterleves.

17.3.2 Luftfartssektoren

Luftfartssektoren gjelder transport og ikke energi, men har internasjonale aktører og behov for spesialisert teknisk kompetanse. På tilsvarende måte som for kjernekraft, kan ulykker i luftfartssektoren ha store konsekvenser for mennesker, og har strenge krav til sikkerhet. I tillegg har reguleringen i luftfartssektoren et fellestrekk med kjernekraft ettersom det finnes omfattende internasjonal regulering, og virksomheten er grenseoverskridende. Ulykker innenfor luftfart kan på tilsvarende måte som for kjernekraft, få virkninger for andre land.

Reguleringen av luftfartsvirksomhet har flere likheter med kjernekraft. På samme måte som virksomhet knyttet til kjernekraft og petroleumsvirksomhet, er luftfartssektoren en internasjonal og kapitalintensiv bransje. Sektoren er også kjennetegnet av at det på grunn av risiko for ulykker, er behov for streng regulering av sikkerhet. En flyulykke kan få store konsekvenser for mange personer i løpet av kort tid. Sektoren er derfor avhengig av kontinuerlige sikkerhetsrutiner og overvåking av risiko.

Luftfartsvirksomhet er strengt regulert internasjonalt. Den internasjonale organisasjonen for sivil luftfart (International Civil Aviation Organization, ICAO) er en FN-organisasjon som utvikler og vedlikeholder internasjonale standarder og anbefalinger for sivil luftfart. Det europeiske byrået for flysikkerhet (European Union Aviation Safety Agency, EASA) utvikler og håndhever et felles, harmonisert regelverk for luftfartssikkerhet som skal sikre et høyt sikkerhetsnivå innen sivil luftfart i Europa.

Luftfartsloven[132] *regulerer flysikkerhet, og er basert på det internasjonale regelverket fra FN og EU.*[133] Luftfartsregelverket fra EU er del av EØS-avtalen. Reguleringen av flysikkerhet følger internasjonale standarder forankret i sikkerhet (safety) og sikring (security*)*. Formålet med sikkerhet (EASA, u.å.) er å identifisere farer og redusere sikkerhetsrisikoer før de resulterer i flyulykker og hendelser. Formålet med sikring (Luftfartstilsynet, u.å) er å redusere risiko for at ulovlige handlinger og anslag lar seg gjennomføre.

Luftfartsloven har egne regler om ansvar og forsikring for skade og tap på tredjeperson.[134] Eieren av et luftfartøy har ansvar uten hensyn til skyld for skade eller tap som oppstår utenfor fartøyet som følge av at fartøyet brukes til luftfart. Et luftfartøy skal være forsikret eller ha annen sikkerhet for å dekke erstatningsansvar. Disse bestemmelsene er eksempler på gjennomføring av internasjonal luftfartsregulering. De vedtatte beløpsgrensene gjelder for bl.a. passasjer, og ved personskade eller dødsfall av passasjer er grensen 151 800 såkalte Special Drawing Rights[135] for hver passasjer.[136] Det er ikke vedtatt beløpsgrenser for ansvar overfor tredjeperson.

EASA gjennomfører inspeksjoner for å sikre lik implementering og håndheving av det internasjonale regelverket i medlemsstatene. Eventuelle avvik i Norge kan bringes videre til EFTAs overvåkingsorgan og i ytterste konsekvens EFTA-domstolen. EASA utarbeider årlig et regelverksprogram, og Norge deltar i ulike komitéer og ekspertgrupper og har på denne måten mulighet til å påvirke regelverksutviklingen.

Selv om EUs regelverk er nesten fullstendig harmonisert, kan utfordrende klimatiske eller topografiske forhold i Norge kreve særlige nasjonale krav. F.eks. er det i norsk regelverk fastsatt at nedre grense for luftromsområder der flyruter samler seg inn mot større flyplasser, bare kan settes lavere enn 700 fot over bakken eller vannet dersom det dokumenteres at det er nødvendig av hensyn til flygeprofiler og topografiske forhold.[137] Slike særlige nasjonale krav må godkjennes av EFTAs overvåkingsorgan etter anbefaling fra EASA. EASA utvikler regelverk i samarbeid med nasjonale myndigheter og berørte parter. Norge er medlem i EASA og deltar aktivt i utviklingen av dette regelverket. Erfaringene viser at det ofte er

[132] Luftfartsloven, (1993).

[133] Regulation (EU) 216/2008.

[134] Luftfartsloven kapittel XI.

[135] Den internasjonale valutaenheten Det internasjonale pengefondet bruker. SDR 151800 tilsvarer om lag 2.2 millioner kroner.

[136] Forskrift om fraktførers ansvar for skade ved lufttransport av passasjer, reisegods og gods, (2011).

[137] Forskrift om luftromsorganisering, (2021), § 8.

forståelse for slike behov. Det felleseuropeiske regelverket sikrer et høyt sikkerhetsnivå og like konkurransevilkår, noe som er viktig for at en aktør skal kunne konkurrere på like vilkår som aktører fra andre land.[138] I noen tilfeller er det nødvendig med tilpasninger av de internasjonale reglene når de tas inn i norsk rett. Behovet for tilpasninger til norske forhold kan også være resultat av at Norge ikke er EU-medlem.[139]

Samferdselsdepartementet har ansvaret for sivil luftfart med Luftfartstilsynet og Statens Havarikommisjon som underliggende etater. Luftfartstilsynet fører tilsyn med sikkerhetsregelverk, utsteder sertifikater og tillatelser, og fastsetter utfyllende forskrifter. De fungerer også som sivil og militær luftromsmyndighet. Statens havarikommisjon undersøker ulykker og alvorlige hendelser for å forebygge framtidige ulykker. De gir sikkerhetstilrådninger som følges opp av Luftfartstilsynet og andre aktører. Luftfartstilsynet rapporterer jevnlig til Samferdselsdepartementet om oppfølgingen av disse tilrådingene. EASA utvikler regelverk i samarbeid med nasjonale myndigheter og berørte parter. Norge er medlem i EASA og deltar aktivt i utviklingen av dette regelverket. Luftfartstilsynet representerer Norge i EASA, og luftfartsdirektøren er Norges representant i EASAs styre.[140]

17.4 Mangler og svakheter i dagens regulering hvis Norge skal introdusere kjernekraft

Dagens regelverk for kjernekraft finnes i ulike lover, og gir ikke en tilfredsstillende regulering. Atomenergiloven ble for 50 år siden utformet for kjernekraft, og er ikke blitt brukt for energiproduksjon. Atomenergiloven er heller ikke egnet som regulering for mulig introduksjon av kjernekraft i Norge i dag. Selv om det er vedtatt noen lovendringer i bl.a. atomenergiloven og strålevernloven etter at lovene ble vedtatt, er disse lovene ikke tilstrekkelige med sikte på etablering av kjernekraft. Kommunens rolle som beredskapsmyndighet er ikke tilpasset kjernekraft. Erstatningsansvar for atomulykker er uttrykkelig regulert i dagens regelverk. Ansvar ved konkurs er imidlertid ikke regulert uttrykkelig. Utvalget har ikke vurdert hvorvidt dagens regulering er tilfredsstillende for den virksomhet som foregår i dag, men legger til grunn at vi har et forsvarlig regelverk for dagens virksomhet.

Myndighetsansvar for konsesjonsbehandling for kjernekraft er fragmentert. Fragmenteringen i myndighetsansvar for konsesjonsbehandling bygger på et bevisst skille mellom energiforvaltning og strålingssikkerhetsforvaltning for å unngå interessekonflikter. Konsesjonsmyndighet etter atomenergiloven er regjeringen. Ettersom kjernekraft berører flere statlige myndigheters ansvarsområder og funksjoner, gir ikke sektorprinsippet en klar ansvarsfordeling i tillatelsesprosessen. Både ansvarsfordeling og samordning må tydeliggjøres for å skape et effektivt, forsvarlig og forutsigbart forvaltningsregime for kjernekraft. Strålingssikkerhetsforvaltningen er regulert i flere lover som ulike departementer forvalter. Det er heller ikke tydelig regulert at strålingssikkerhetsmyndigheten skal være en uavhengig myndighet. Vi bruker begrepet strålingssikkerhetsmyndigheten for å skille denne myndigheten fra andre myndigheter med ansvar for sikkerhet (se punkt 16.2.6). Konsesjon etter energiloven erstatter byggetillatelse, mens konsesjon etter atomenergiloven krever byggetillatelse i tillegg. Etter atomenergiloven har kommunen en oppgave som byggesaksmyndighet etter plan- og bygningsloven hvis det blir gitt konsesjon til et kjernekraftverk eller andre nukleære anlegg.

Det er betydelig usikkerhet om hvordan gjeldende regelverk vil kunne anvendes på en hensiktsmessig og tilstrekkelig ved introduksjon av kjernekraft i Norge. Etter dagens regulering vil praksis i stor grad utvikles gjennom behandlingen av den første konsesjonssøknaden. Dette gir lite forutsigbarhet, både for myndigheter og aktører, og innebærer en risiko for at viktige avveininger blir gjort gradvis og uten en samlet vurdering. Usikkerheten forsterkes av at kjernekraft vil representere en virksomhet av en helt ny karakter i Norge. Det er vesentlige forskjeller mellom de mindre forskningsreaktorene Norge tidligere har hatt og større strømproduserende kjernekraftanlegg, både når det gjelder risiko, sikkerhetskrav, beredskap, avfallshåndtering og tilsynsbehov. Kjernekraft skiller seg dessuten tydelig fra dagens norske kraftproduksjon, både teknologisk og regulatorisk. Dette tilsier at regelverket må kunne håndtere krav og problemstillinger som i liten grad har vært aktuelle i Norge. Sammenlignet med et system der reguleringen utvikles gjennom enkeltsaker, vil en samlet og føre-var-basert gjennomgang av regelverket gi større konsistens og bedre samsvar med internasjonale anbefalinger. Det vil

[138] Meld. St. 10 (2022–2023), kapittel 9.2.3.

[139] For å kunne benytte bilaterale luftfartsikkerhetsavtaler som EU har inngått med tredjeland må Norge inngå egne avtaler for at disse skal gjelde i Norge.

[140] Meld. St. 10 (2022–2023), kapittel 9.2.1.

også sikre mer forutsigbarhet for staten og for eventuelle aktører før behandling av konsesjonssøknader starter.

På denne bakgrunn bør reguleringen av kjernekraft i Norge gjennomgås og eventuelt oppdateres i sin helhet før myndighetene starter behandlingen av eventuelle konsesjonssøknader. En slik gjennomgang bør skje etter vanlige prosedyrer for regelverksarbeid og baseres på en politisk beslutning om at det er behov for oppdateringer. I kapittel 18 og 19 utdyper vi flere forhold det kan være aktuelt å vurdere nærmere dersom kjernekraft blir aktuelt i Norge.

Det er flere grunnleggende problemstillinger som bør utredes nærmere ved introduksjon av kjernekraft:

- Reguleringen har ingen mekanismer for overordnet statlig styring som sikrer kontroll for myndighetene og forutsigbarhet for aktørene. For myndighetene er overordnet styring både viktig for å sikre at eventuelle kjernekraftverk plasseres der det er gunstig og mulig for kraftsystemet, og at nukleære anlegg etableres og drives med tilstrekkelig sikkerhet. For aktørene er overordnet styring viktig for å sikre langsiktige og forutsigbare rammebetingelser.
- Reguleringen har ingen ordning for prekvalifisering av rettighetshavere eller operatørselskaper. Etablering av kjernekraft vil kreve store investeringer. Regler om prekvalifisering kan bidra til å sikre leverandører med tilstrekkelig kompetanse, økonomiske ressurser og finansiell kapasitet.
- Reguleringen har ingen regler om finansiell sikkerhetsstillelse. Bl.a. fordi det er usikkerhet med hensyn til eventuell lønnsomhet for kjernekraft og tidspunktet for lønnsomhet, kan regler om finansiell sikkerhetsstillelse sikre at det er økonomiske midler til å dekke de forpliktelser som ligger på den som eier og driver nukleære anlegg.
- Reguleringen omfatter ikke ansvar ved konkurs. Ettersom mulig etablering av kjernekraft innebærer forpliktelser i lang tid framover, er det behov for å vurdere hvem som skal ha ansvar dersom den som eier og driver nukleære anlegg går konkurs.
- Reguleringen omfatter ikke kontroll av eierskap til kjernekraftverk. Det er behov for å vurdere om og hvor strengt det eventuelt skal reguleres.

Reguleringen i petroleumssektoren og luftfartssektoren er ikke uten videre overførbar til kjernekraft. Gjennomgangen viser at petroleumssektoren og luftfartssektoren har omfattende regulering med en rekke grunnleggende plikter for å ivareta bl.a. sikkerhet. F.eks. har ikke reguleringen for disse sektorene tilsvarende sikkerhetskontrollordninger (safeguards) som for kjernekraft.

Petroleumssektorens sterke myndighetsstyring illustrerer hvordan statlig kontroll kan sikre forutsigbarhet for aktørene og transparens for myndigheter og offentligheten. Prekvalifisering av aktører og åpning av områder for virksomhet skaper klare krav og rammer for utøverne i sektoren. Åpning av områder er en tydelig og transparent arealdisponering som sikrer offentlig deltakelse og avveining av relevante hensyn før beslutning fattes.

Kapittel 18
Behov for videreutvikling av dagens regulering ved introduksjon av kjernekraft i Norge

Videreutvikling av reguleringen kan omfatte både beslutning om å vurdere behovet for oppdateringer og beslutning om faktisk å gjennomføre oppdatering.

I dette kapittelet analyserer og redegjør vi for hvordan reguleringen av kjernekraft kan videreutvikles på en god måte, og identifiserer rettslige og institusjonelle utfordringer. Først belyser vi noen overordnede spørsmål som er viktige å avklare ved utvikling av en framtidig regulering. De overordnede spørsmålene er ment å gi et utgangspunkt for nærmere etterfølgende vurderinger av reguleringen. Deretter gjør vi en foreløpig gjennomgang av noen konkrete temaer der det er behov for endringer knyttet til beslutninger som skal tas av forvaltningsmyndighetene. Vi drøfter også spørsmål om regulering knyttet til en politisk beslutning av om vi skal ha kjernekraft i energimiksen, og spørsmålet om politisk avklaring av det enkelte kjernekraftverk. Regulering og myndighetsorganisering henger sammen. I kapittel 19 behandler vi både regulering av strålingssikkerhetsmyndighet, inkludert kravet til uavhengighet, og andre myndigheter med oppgaver knyttet til kjernekraft.

18.1 Overordnede spørsmål

18.1.1 Hvordan reguleringen best mulig kan utformes

IAEAs milepælstilnærming beskriver en strukturert framgangsmåte for introduksjon av kjernekraft i et nytt land. Framgangsmåten er beskrevet i kapittel 9. Milepælstilnærmingen legger til grunn at en helhetlig gjennomgang for infrastrukturområdene rettslig og regulatorisk rammeverk bør skje i flere faser.

Utforming av en best mulig regulering omfatter metodikken for regelverksutvikling, strukturen i det samlede regelverket, og innholdet i regelverket. Metodikken for utvikling av regulering for kjernekraftverk behandler vi i punkt 18.1.2. Spørsmålet om strukturen i regelverket og andre overordnede spørsmål ved utvikling av norsk regulering omtaler vi i punkt 18.1.3–18.1.5. Hvilke innholdsmessige krav som bør stilles, er avhengig av hvilke krav vi har i dag, av hva som anbefales av IAEA og av vurderinger av om det bør gjelde noen krav ut over det. Krav til innhold i reguleringen er behandlet i punkt 18.2.

18.1.2 Utvikling av regulering etter milepælstilnærmingen

Det rettslige og regulatoriske rammeverket skal sikre at utviklingen av kjernekraft skjer i tråd med nasjonale mål, internasjonale forpliktelser og sikkerhetsstandarder. I tråd med IAEA milepælstilnærming (Milestones Approach) er det lagt opp til at infrastrukturområde 5 om rettslig rammeverk (legal framework) og infrastrukturområde 7 om regulatorisk rammeverk (regulatory framework) utvikles gradvis gjennom tre faser, med tydelige milepæler. Vi viser til beskrivelsen i kapittel 9.

Forskjellen mellom rettslig og regulatorisk rammeverk i milepælstilnærmingen har ingen klar parallell i en norsk kontekst. Rettslig rammeverk omfatter nasjonale lover som fastsetter at det er staten som har myndighet til å etablere og kontrollere kjernekraftaktiviteter. Slikt rammeverk inkluderer bl.a. lovgivning om atomsikkerhet, ansvar, miljøbeskyttelse og fysisk sikring, samt ratifikasjon av relevante internasjonale konvensjoner. Regulatorisk rammeverk refererer til den operative strukturen som gjennomfører lovgivningen, og inkluderer etablering av en uavhengig myndighet for strålingssikkerhet, utvikling av forskrifter og veiledere, samt tilsynsfunksjoner. Tabell 18.1 gir en skjematisk oversikt over den fasevise utviklingen etter milepælstilnærmingen av rettslig og regulatorisk rammeverk fram mot milepælene.

Tabell 18.1 Den fasevise utviklingen av rettslig og regulatorisk rammeverk

Fase	Milepæl	Rettslig rammeverk	Regulatorisk rammeverk
Fase 1 Før beslutning	Milepæl Klar til å ta informert beslutning	– Kartlegge eksisterende regelverk – Identifisere behov for nytt/revidert regelverk – Forberede ratifikasjon av internasjonale konvensjoner – Utarbeide forslag til nytt/revidert regelverk	– Planlegge etablering av reguleringsmyndigheter – Identifisere behov for kompetanse og ressurser
Fase 2 Etter beslutning	Milepæl 2 Klar til å inngå kontrakt	– Vedta kjernekraftregelverk – Fullføre ratifikasjon av konvensjoner	– Etablere reguleringsmyndighet med klart mandat – Utvikle forskrifter og prosedyrer – Bygge regulatorisk kapasitet
Fase 3 Implementering	Milepæl 3 Klar til drift	– Sikre at lovgivningen dekker hele livssyklusen – Justere lovgivning ved behov	– Full operasjonell reguleringsmyndighet – Aktivt tilsyn med bygging og drift – Kontinuerlig kompetanseutvikling

Denne strukturerte tilnærmingen sikrer at det som i milepælstilnærmingen blir omtalt som det rettslige og det regulatoriske grunnlaget, er på plass før viktige beslutninger tas og før kjernekraftverk settes i drift. IAEAs skjematiske tilnærming gir et utgangspunkt for struktureringen av regelverksutforming, men vil måtte tilpasses en norsk kontekst. F.eks er det ikke uten videre gitt at en vedtar alle sider av nødvendig kjernekraftlovgivningen i fase 2. Hva som er hensiktsmessig oppdeling av regelverksarbeidet, må vurderes nærmere.

IAEAs veileder for milepælstilnærming inneholder ingen eksakte tidsangivelser for de ulike infrastrukturområdene. Heller ikke for område 5 rettslig rammeverk, og område 7 om regulatorisk rammeverk, er tidsbruk antydet. At det ikke er antydet tidsbruk for hvert område, har bl.a. sammenheng med at de ulike områdene bør bli utviklet dels i en viss rekkefølge og dels parallelt. Tidsbruken på ett område kan derfor påvirke tidsbruken på et annet område. I tillegg vil tidsbruken være et resultat av hvor stort behov det er for å gjøre endringer. Tidsestimatet fra IAEA på 10–15 år for innføring av et kjernekraftprogram vurderes derfor kun å være et utgangspunkt i en norsk sammenheng.

I norsk kontekst vil tidsbruken være resultat av at det for rettslig og regulatorisk rammeverk vil måtte være to faser. Første fase vil være å beslutte om kjernekraft skal være en del av den norske energimiksen, om det skal igangsettes et regelverksarbeid for å gjennomføre en slik beslutning og eventuelt utarbeide forslag til nytt/revidert regelverk. Deretter vil fase to innebære å ta stilling til oppfølgende forslag til regelverksendring.

Samlet tidsbruk for utarbeidelsen av forslag til regelverk kan variere betydelig. For omfattende og teknisk krevende områder tar det normalt 3–5 år fra oppstart til ikrafttredelse så lenge prosessen ikke møter vesentlige politiske hindringer. Lovgivningsprosesser i Norge følger et etablert system med flere obligatoriske faser. Den samlede tidsbruken avhenger av både politiske prioriteringer, sakens kompleksitet, og hvor sterkt politisk press som legges på å sikre en rask prosess. Prosessen innledes med en beslutning om å igangsette regelverksarbeid. På områder som faller innenfor flere departementers ansvarsområder, nedsettes det ofte et lovutvalg med mandat til å utarbeide regel-

verksforslag. Tidsrammen for slike utvalg varierer, men er normalt 18–36 måneder. Et lovutvalg kan få i mandat å utarbeide både forslag til lov og forskrifter.

Forslag til regelverk skal sendes på offentlig høring. Etter utredningsinstruksen er høringsfristen normalt 3 måneder, men for komplekse regelverk er 6 måneder mer realistisk. Etter høringen må det utarbeides et forslag til lovproposisjon. I store saker tar det vanligvis 6–12 måneder. Lovforslaget må sendes på departementsforeleggelse til andre berørte departement, til Lovavdelingen og Finansdepartementet. Etter utredningsinstruksen er minimumsfristen 3 uker. For komplekse saksområder som kjernekraft, er trolig 2–3 måneder mer realistisk.

Etter høring må lovforslaget behandles i regjeringen som beslutter om forslaget skal framlegges for Stortinget. Behandlingen i regjeringen tar vanligvis 2–4 uker. På Stortinget sendes forslaget til komitébehandling i de berørte komitéer i Stortinget. I kurante saker tar komitébehandling vanligvis 1–2 måneder. I komplekse saker tar det gjerne 3 måneder eller mer. Behandlingen fram til lovvedtak etter komitéinnstilling tar vanligvis 1–3 uker. Forskrifter kan først vedtas etter at lovforslag er vedtatt. Dersom regelverksprosessen også har omfattet forslag til forskrifter, kan forskrifter vedtas i løpet av 2–4 uker etter lovvedtaket.

Sammenligningen med andre komplekse regelverksområder tilsier et tidsanslag på normalt 3–5 år. Arbeidet med sikkerhetsloven tok f.eks. 4 år fra oppnevning av utvalget i 2015 til vedtakelse av ny lov til erstatning for den tidligere sikkerhetsloven i 2018 og ikrafttredelse fra 2019. Revideringen av forvaltningsloven tok imidlertid 11 år fra oppnevningen av utvalget i 2015 til vedtakelse av ny lov i 2025, og loven trer først i kraft når forskriftene er ferdigstilt, trolig sommeren 2027. Et annet eksempel er arbeidet med ny minerallov, som strakte seg over om lag 8 år fra evalueringen startet i 2018 til vedtak i 2025, med ikrafttredelse sommeren 2026.

For kjernekraft kan det komme ytterligere trinn som kan påvirke tidslinjen. IAEA tilbyr en helhetlig gjennomgang av infrastruktur for kjernekraft (Integrated Nuclear Infrastructure Review, INIR) for å vurdere et lands modenhet for kjernekraft basert på milepælstilnærmingen (se punkt 15.2.1). Vurderinger kan tilbys tilpasset de ulike fasene i tilnærmingen. Dersom Norge beslutter å innføre et kjernekraftprogram, kan både INIR og andre internasjonale vurderinger gi verdifulle bidrag. Det bør vurderes å be om en slik INIR-gjennomgang etter at det er besluttet om Norge skal bli et kjernekraftland, som del av fase 2 i milepælstilnærmingen. Norge bør i så fall vurdere hvordan en INIR skal brukes optimalt. Stortinget har også anmodet regjeringen om å vurdere å be om en INIR-gjennomgang fra Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) i oppfølgingen av utvalgets rapport (Innst. 185 S (2024–2025). En slik prosess kan ta opptil 2 år, men kan dels gjennomføres parallelt med høring og utredning av norske lovforslag. I tillegg er det på komplekse saksfelt ikke uvanlig at regjeringen utarbeider og fremmer en stortingsmelding. Utarbeidelsen av en melding tar normalt om lag 12 måneder, og behandlingen i Stortingets komitéer og plenum krever ytterligere 3–6 måneder.

18.1.3 Strukturen i regelverket

Et hovedspørsmål er i hvilken grad lovgivningen om kjernekraft i hovedsak bør samles i én lov eller om vi bør beholde dagens lovstruktur. På tross av tittelen på atomenergiloven, er dagens lovgivning delt på en rekke ulike lover. Atomenergiloven regulerer kun deler av de temaer det er behov for å ha regelverk på ved introduksjon av kjernekraft i Norge. F.eks. er sentrale temaer som strålevern og forurensning regulert i egne lover. Et annet eksempel er at det i dag også er nødvendig med konsesjon til etablering av et kjernekraftverk etter energiloven. Uavhengig av lovstruktur, bør det videre vurderes i hvilket omfang dagens atomenergilov skal erstattes. Spørsmålet om lovstruktur er et viktig premiss i utviklingen av regelverket for kjernekraft.

Å samle regler for flere ulike aspekter av kjernekraft i én lov, har både fordeler og ulemper. Fordelen vil være at det kan gi en helhetlig regulering, gjøre regelverket mer tilgjengelig og øke forutberegneligheten for aktørene. Det blir også lettere å ha en enhetlig begrepsbruk. Et mer helhetlig regelverk, kan også gjøre det lettere for aktørene å innrette seg etter de krav som gjelder for kjernekraft, og bidra til større grad av etterlevelse. I tillegg kan en slik lov gjøre det enklere å regulere samordning mellom ulike myndigheter, men vil ikke i seg selv fjerne behovet for at flere myndigheter har ansvar for ulike områder. Samtidig kan det være en ulempe at f.eks. temaer som strålevern, finnes i flere lover ettersom det fortsatt vil være behov for å beholde en strålevernlov for andre områder enn kjernekraft. Å flytte deler av regelverket til en kjernekraftlov, kan også bidra til å øke det samlede volumet av regelverk fordi det i noen tilfeller kan være nødvendig å ha mer eller mindre samme regel i flere lover. I tillegg kan det

å lage én lov gi en omfangsrik lov, slik vi har sett fra Finland. Det kan være en høyere terskel for å oppdatere en stor og omfangsrik lov. At reguleringen i hovedsak samles i én lov, er også utfordrende for problemstillinger som er tverrsektorielle.

Også det å beholde dagens lovstruktur, vil ha både fordeler og ulemper. Fordelen er at dagens lovstruktur bygger på sektorprinsippet, og er en velkjent modell for forvaltningen som også gir mulighet for tilpasning til ulike fagområder. Dessuten eliminerer ingen regelstruktur at regelverket til en viss grad vil være fragmentert. Det er særlig aktuelt å vurdere hvor mange tillatelser som skal kreves, om det skal gis regler om innhenting av synspunkter fra andre myndigheter eller om det skal gis rekkefølgekrav dersom det kreves flere tillatelser. Forholdet mellom dagens energilov og en ny felles kjernekraftlovgivning, eller en videreføring av dagens atomenergilov må reguleres i begge tilfelle. For øvrig viser vi til kapittel 19 om behovet for lovregulering av samordning og behovet for koordinering mellom myndigheter. Ulempen med fragmentert lovgivning er behov for å ta stilling til om en lov er relevant for kjernekraft. Det er større risiko for overlappende og motstridende krav. I tillegg kan fragmentert lovgivning medføre større risiko for ulik praksis og fortolkninger fra ulike myndigheter. Det er mer utfordrende å sikre en overordnet styring og helhetlig regulering med fragmentert lovgivning. Vi viser også til punkt 19.2.

18.1.4 Relevante hensyn ved utvikling av reguleringen

Relevante hensyn ved utvikling av reguleringen, kan gjelde både hvilke temaer som bør reguleres og hvordan de enkelte bestemmelsene bør utformes. De 19 infrastrukturområdene gir god veiledning om hvilke hensyn som er relevante. Regelverket må f.eks. dekke beskyttelse av folk og miljø, beskyttelse av kjernekraftverket og andre nukleære anlegg, beskyttelse av samfunnet og forsyningssikkerhet. I tillegg må det stilles krav til kompetanse hos myndigheter og den som skal bygge og drive et kjernekraftverk, at etablering av kjernekraftverk må være underlagt krav om tillatelse fra myndighetene og at konsekvensene er tilstrekkelig utredet i forkant. Hvis det blir besluttet at Norge skal bli en kjernekraftnasjon, er det også en viktig målsetning at en framtidig regulering legger til rette for etablering av kjernekraft. En slik målsetning vil være en del av et eventuelt framtidig regelverksarbeid. I tillegg vil et framtidig regelverksarbeid være basert på nasjonale politiske mål og prioriteringer for kjernekraft.

Det er behov for regulering av alle typer og størrelser av kjernekraftverk, men det kan vurderes om det skal være differensiert regulering. Erfaringer fra andre land viser at det har vært stilt spørsmål ved om det bør etableres egne regulatoriske rammer for SMR. (se kapittel 16). Bl.a. er det pekt på ønsket om forenklede og standardiserte godkjenningsprosesser for SMR. I tillegg er det pekt på behovet for forutsigbare rammer for utvikling og testing som grunnlag for innovasjon. Internasjonalt og i flere land pågår det diskusjoner om differensiert regulering som kan ta hensyn til ulike typer og størrelser av kjernekraftverk. Mens Storbritannia legger opp til at reguleringen skal inneholde særskilte krav for SMR, har Polen konkludert med det motsatte. Som påpekt i punkt 7.3, har IAEA definert SMR som avanserte reaktorer på en elektrisk effekt inntil 300 MW. IAEA har i et vedlegg til milepælstilnærmingen påpekt at behovet for rettslig rammeverk er det samme uansett valg av teknologi, og at rammeverket må omfatte de internasjonale rettslige virkemidler, den nasjonale kjernekraftlovgivning og annen lovgivning som kan ha innvirkning på kjernekraftprogrammet. IAEA har også påpekt at noen SMR-design kan kreve ytterligere lovgivning og/eller tilslutning til andre internasjonale rettslige virkemidler.

Det er i dag uklart hvordan teknologien for kjernekraft vil utvikle seg, og dette kan tilsi at reguleringen bør være funksjons- og risikobasert. Norske myndigheter bør følge utviklingen av teknologi nøye. Hvilken grad av differensiering det eventuelt skal være, må vurderes på tidspunktet for revisjon av det norske regelverket. Funksjonsbasert regulering kan i større grad enn regulering med spesifikke krav legge til rette for innovasjon og teknologiutvikling. Samtidig gir funksjonsbasert regulering større utfordringer ved at det er vanskeligere å kontrollere etterlevelse, og det kreves mer ressurser og kompetanse både for tilsynsmyndigheter og operatørselskaper.

18.1.5 Forholdet mellom norsk regelverk, andre lands regelverk og internasjonal regulering

I dette punktet behandler vi problemstillinger som er sentrale for forholdet mellom norsk regelverk, andre lands regelverk og internasjonal regulering.

Boks 18.1 Noen observasjoner fra den oppfølgende IRRS-vurderingen gjennomført i 2025

I 2025 ble det gjennomført en oppfølgende IRRS etter IRRS-gjennomgangen i 2019 (IAEA, 2019).

IRRS-teamets leder Jussi Heinonen oppsummerte at Norge har nå klart et klart sterkere og mer robust rammeverk sammenliknet med situasjonen i 2019 (IAEA, 2025d).

De fremhevet utvikling av nasjonal strategi for strålevern og atomsikkerhet og en nasjonal strategi for håndtering av radioaktivt avfall (se punkt 17.1.4). I tillegg fremhevet IRRS-teamet den positive utviklingen av nasjonal kompetanse, spesielt innen strålevern og atomsikkerhet. IAEA fremhever også at forvaltningen har blitt styrket gjennom nye og oppdaterte forskrifter og veiledere. Forvaltningen har blitt styrket gjennom introduksjonen av veiledningsmateriell for forvaltningen av nukleære anlegg.

Strategiene og utviklingen illustrerer at Norge har fulgt opp anbefalingene fra 2019 og viser også verdien av internasjonale vurderinger for å drive utviklingen og styrke det nasjonale rammeverket.

Det ble funnet noen områder for forbedringer som hovedsakelig gjaldt:

- Behovet for en uavhengig strålevernsmyndighet.
- Sikre tilstrekkelig kompetanse innen strålevern gjennom bl.a. å styrke strålevern i helseutdannelser og formell anerkjennelse av medisinske fysikere innen medisinsk strålebruk.
- Sikre at Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) får data fra medisinsk strålebruk, inkludert doser til pasienter, og at det etableres nasjonale retningslinjer for henvisning til medisinsk strålebruk.
- Enkelte oppdateringer av forvaltningen i henhold til IAEAs anbefalinger om bl.a. å ta radioaktivt materiale ut av forvaltning, vern av ansatte og atomberedskap.

Det ble gjennomført en egen samtale vedrørende mulig kjernekraft i Norge med IRRS-teamet og medlemmer fra Helse- og omsorgsdepartementet, Klima- og miljødepartementet, Utenriksdepartementet, Energidepartementet og DSA. Viktigheten av nasjonal strategi, gjennomgang av regelverk og forvaltning, internasjonalt samarbeid og god planlegging ble fremhevet i dialogen. Videre ble tidlig vurdering av håndtering av radioaktivt avfall fra kjernekraft presisert som viktig.

1. Er det behov for endringer i dagens regulering for å ivareta internasjonale kjernekraftkonvensjoner?

Norge har sluttet seg til de sentrale konvensjonene som er relevante for kjernekraft. I milepælstilnærmingen har IAEA listet de internasjonale kjernekraftkonvensjonene de mener landet bør være tilsluttet.

Som medlem av IAEA, kan Norge be om at IAEA gjennomfører internasjonale vurderinger av norsk regelverk og myndighetsstruktur (se punkt 15.2.1). En helhetlig gjennomgang av reguleringen (Integrated Regulatory Review Service, IRRS), som fokuserte på rammeverket for sikkerhet, ble gjennomført i Norge i 2019, og en oppfølging ble gjennomført i november–desember 2025. Boks 18.1 beskriver IRRS sine observasjoner fra 2025. I forbindelse med en gjennomgang av regulering og myndighetsstruktur, særlig dersom Norge beslutter å introdusere kjernekraft, bør erfaringene fra gjennomførte internasjonale vurderinger analyseres og vurderes nøye.

2. Bør norsk regelverk være harmonisert med andre lands regelverk?

Norsk regelverk for strålevern og atomsikkerhet er langt på vei harmonisert med internasjonale krav. Vi viser også til punkt 1 om behovet for endringer i dagens regulering for å ivareta internasjonale kjernekraftkonvensjoner. Ytterligere harmonisering av norsk regelverk med andre lands regelverk, bør vurderes nærmere. En utfordring er at gjennomgang av ulike lands regulering viser at det er mange spørsmål knyttet til kjernekraft som reguleres med nasjonale krav. Dette bygger på ulik nasjonal organisering av forvaltning og lovstruktur, f.eks. nasjonale plan- og byggeregler.

Hvis regelverk utformes likt på tvers av land, kan det bli enklere å vurdere kjernekraftprosjekter. Harmonisert regulering bidrar til å legge til rette for konkurranse. Harmonisert regulering gjør det også enklere for bl.a. investorer å sette seg inn i gjeldende nasjonal regulering. I den grad utviklingen går i retning av harmonisering av nasjonal

regulering for kjernekraft, er det interessant for norske myndigheter å følge med på.

3. Hvilket behov er det for å ha supplerende krav i norsk regelverk, og hvilket rom er det for å stille andre og strengere krav i Norge enn i andre land?

Internasjonalt regelverk er ikke til hinder for å ha strengere krav i nasjonal rett. Det bør avklares om det er noen særegne forhold knyttet til Norge som tilsier at norsk regelverk eventuelt skal inneholde supplerende krav. Mulige faktorer er norske klimatiske forhold og Norges grense mot Russland. Samtidig må eventuelle særnorske krav nøye utformes så de ikke kommer i motstrid med internasjonale krav. Og der særregler fra et annet land vurderes som gode løsninger, må de likevel vurderes opp mot norsk regulering og norske forhold.

18.2 Krav i dagens regulering som bør vurderes

Videreutvikling innebærer både å ta stilling til hva som bør reguleres og hvordan dobbeltregulering kan unngås. Et sentralt punkt ved videreutvikling er hvilke innholdsmessige krav som skal stilles. Et annet vesentlig punkt er at reguleringen ikke bør inneholde krav som gir dobbeltbehandling eller motstridende krav. Det er også behov for regler for å samordne ulike myndighetsprosesser.

Det er ulike typer bestemmelser som bør videreutvikles ved introduksjon av kjernekraft i Norge. Gjennomgangen i dette punktet kan ikke anses som en utfyllende liste over endringsbehov. Påpekningen i punkt 17.4 av at det mangler regelverk om konkurs, behandles ikke nærmere her. En videreutvikling av regelverket bør omfatte flere typer bestemmelser, som i hovedsak gjelder beslutninger i forvaltningen. I punkt 18.2.1–18.2.7 peker vi på slike bestemmelser.

18.2.1 Formålsbestemmelse

Det er behov for å ha en formålsbestemmelse som på et overordnet nivå angir de ulike hensyn reguleringen skal ivareta. Det er flere viktige hensyn som er aktuelle å ta inn i en formålsbestemmelse. Å bidra til å sikre mot skade på innbyggere og miljø, er viktig på grunn av det skadepotensiale ioniserende stråling har. Formålet med ikke-spredningsavtalen bør kodifiseres i lov, eventuelt i en formålsbestemmelse. Forsyningssikkert er sentralt fordi hensikten med et kjernekraftverk vil være å levere strøm til husholdninger og næringsliv. Forsyningssikkerhet har også betydning for sikker drift av et kjernekraftverk ved leveringspålitelighet for strøm til kjøleanlegg for kjernekraftverket. At kjernekraft kan bidra til å nå klimamål om fossilfri energiproduksjon, kan også være et aktuelt hensyn.

18.2.2 Overordnet statlig styring

*Det bør vurderes om reguleringen skal inneholde mekanismer for overordnet statlig styring av hvor kjernekraftverk og andre nukleære anlegg skal etableres***.** Petroleumssektorens ordning med åpning av arealer hvor det kan tildeles utvinningstillatelser, er eksempel på en slik mekanisme. Det er også en ordning med åpning av areal for etablering av havenergianlegg. En slik ordning kan både ta hensyn til hvor i kraftnettet det er mest gunstig å tilkoble kjernekraft, og samtidig unngå planlegging på steder der sikkerhetsmessige hensyn tilsier at det bør unngås. Vurderingen må også omfatte om det er tilrådelig å bruke slike mekanismer på etablering av anlegg på land, eller om de alminnelige mekanismene med arealplanlegging og eventuell beslutning om statlig arealplan etter plan- og bygningsloven er tilfredsstillende.

18.2.3 Søknadsprosess

Dagens lovgivning har mangelfull regulering av samordning av myndighetsprosesser. Håndteringen av meldingen for et kjernekraftverk i Aure og Heim kommuner illustrerer at det er behov for presist utformet regelverk bl.a. for hvilke myndigheter som skal ha ansvar for hvilke deler av regelverket og samordningen mellom dem. Se punkt 17.1.3 hvor vi påpeker at myndighetsansvaret i tillatelsesprosessen i dag er fragmentert. Etter dagens regelverk vil reguleringen være et resultat av den praksis som etableres ved behandling av første konsesjonssøknad. Regulering av myndighetsorganisering behandler vi i kapittel 19.

Det er behov for å sikre samordning mellom myndigheter. Det er også behov for å se nærmere på hvordan søknadsprosessen kan bli mest mulig effektiv. Søknadsbehandling kan enten samordnes i tid eller det kan vedtas krav til rekkefølgen. For samordning i tid er det f.eks. spørsmål om det skal være én felles søknad og saksforberedelse.

Ved endring av søknadssystemet blir det behov for å sikre at Norges EØS-rettslige krav til konsekvensutredninger ivaretas. God forståelse av kravene til konsekvensutredning for søknader om kjernekraftverk og andre nukleære anlegg er en

del av grunnlaget for vurderingen av utformingen av et rasjonelt og effektivt system.

Ved etablering av kjernekraft i samiske områder er det grunn til å vurdere om det bør utformes nærmere regler for konsultasjon med Sametinget og andre representanter for samiske interesser. Dagens samelov har regler om konsultasjoner.[1] Det kan eventuelt være aktuelt se på bestemmelsene om konsultasjoner med urfolk i den canadiske loven om konsekvensutredninger.

Hvis reguleringen av kjernekraft i Norge skal utvikles, bør det vurderes hvilke saksbehandlingstrinn en søknadsprosess skal inneholde for å få en effektiv prosess. Sentrale spørsmål kan være:

- Skal det være krav til prekvalifisering?
- Hvordan skal meldingsfasen være?
- I hvilken grad kan det være samordning av konsekvensutredninger?
- Hvilken adgang skal det være til å kreve tilleggsopplysninger og pålegge undersøkelser som del av søknadsprosessen?
- Hvordan bør reglene for offentliggjøring av søknad være for å ivareta både hensynet til åpenhet og til å beskytte taushetspliktig og/eller gradert informasjon?
- Hvordan kan høringsfasen innrettes?
- Hvordan kan kommuner og innbyggere best involveres i søknadsprosessen?
- Hvordan sikre involvering av relevante myndigheter og hvem skal være det ansvarlige departementet for å framlegge beslutningsgrunnlag for et konkret prosjekt?
- Hvilken adgang skal det være til å gi innsigelse som del av søknadsprosessen?
- Skal det være adgang til tidlig saksavslutning?
- Hvordan kan behandlingen av ulike tillatelser samordnes?
- Er det grunnlag for parallelle myndighetsprosesser?
- Hvem skal være vedtaksmyndighet etter energiloven?
- Hvem skal være klageinstans og hvilke vedtak skal det være klagerett på?

18.2.4 Konsesjon[2]

Det er behov for å vurdere om det skal settes nærmere kriterier for tildeling av konsesjon. Verken atomenergiloven eller energiloven har bestemmelser om konsesjonskriterier. Det finnes ulike måter en slik bestemmelse kan utformes på. Felles for en slik bestemmelse er at den ikke kan gi noe rettskrav på å få konsesjon. Bestemmelsen kan være utformet slik at den angir at konsesjon kan gis hvis fordelene er større enn ulempene, eller at vurderingen skal skje ut fra et bredt samfunnsmessig perspektiv. En konsesjonsbestemmelse kan også angi at ved vurderingen av om konsesjon kan gis, skal det særlig legges vekt på nærmere angitte hensyn. I tillegg er det grunn til å vurdere om hensynet til nasjonal sikkerhet skal reguleres særskilt.

Det er behov for å vurdere hvordan bestemmelser om konsesjonsvilkår skal utformes, og lovfeste de sentrale temaene for vilkår. En slik vurdering vil omfatte om det skal skilles mellom generelle konsesjonsvilkår som eventuelt skal gjelde for alle som får konsesjon til kjernekraftverk, og særskilte konsesjonsvilkår som skal gjelde for det konkrete anlegget.

Det er behov for å vurdere hvilken adgang det skal være til å endre og supplere konsesjonsvilkår mens konsesjonen løper. Atomenergilovens bestemmelse om endring[3] dekker hensynet til sikkerhet og erstatningsvern, men ikke f.eks. miljøhensyn. Det er også grunn til å vurdere om det skal være adgang til å endre og supplere konsesjonsvilkår dersom hensynet til nasjonal sikkerhet tilsier det.

Det er behov for en bestemmelse om varighet av konsesjon. Atomenergiloven[4] sier at konsesjon som hovedregel skal være tidsbestemt, men setter ingen tidsgrense. Energiloven[5] sier at konsesjon gis for et begrenset tidsrom på inntil 50 år regnet fra da konsesjonen ble gitt. Ved tidsbegrenset varighet for konsesjoner, er det også grunn til å vurdere om det skal gis regler for behandling av søknader om fornyelse av konsesjon. Etter vassdragsreguleringsloven[6] gis konsesjoner i praksis som evigvarende konsesjoner. Dersom en slik modell velges, er det grunn til å ta inn bestemmelser om adgang til revisjon av vilkårene for konsesjon og eventuelt etter hvor mange år.

Det er behov for å vurdere hvordan en bestemmelse om tilbaketrekking av konsesjon skal utformes. Atomenergilovens bestemmelse[7] om tilbaketrekking må bl.a. vurderes i lys av regelverk for sanksjoner. En adgang til å trekke tilbake en konsesjon må vurderes i sammenheng med varighe-

---

1 Sameloven kapittel 4.

2 Ettersom både atomenergiloven og energiloven bruker ordet konsesjon om den tillatelsen som kreves for etablering, bruker vi dette her.

3 Atomenergiloven § 8 nr. 1.

4 Atomenergiloven § 4 første ledd.

5 Energiloven § 2-4 annet ledd.

6 Vassdragsreguleringsloven, (1917), § 6.

7 Atomenergiloven § 9.

ten av konsesjon og adgangen til å endre og supplere konsesjonsvilkår. Det kan vurderes om det skal være adgang til å tilbakekalle en konsesjon dersom det er risiko for at nasjonal sikkerhet vil bli truet.

Det er behov for å vurdere hvordan det best kan legges til rette for samordnet behandling av kjernekraftverket og nødvendige nettanlegg. Energiloven[8] har en bestemmelse som innebærer at det som regel skal sendes samtidige søknader om kraftproduksjonsanlegg etter vassdragsreguleringsloven og nettanlegg etter energiloven.

Det er behov for å vurdere om det skal stilles krav om at overdragelse av eierandeler i det selskapet som har konsesjon, skal utløse krav om konsesjon. Atomenergiloven[9] har en bestemmelse om at overføring av anlegg krever ny konsesjon. Tilsvarende regel følger indirekte av energiloven[10] som angir at konsesjon gis til bestemt selskap. Ingen av lovene har bestemmelser om hvor stor del av eierandeler i konsesjonærselskapet som kan overføres uten å utløse konsesjonsplikt. Eierskap kan berøre hensyn til nasjonal sikkerhet.

Det er behov for å vurdere hvilke krav som skal stilles til organisasjonen til den som søker om konsesjon. Slike krav kan bl.a. omfatte krav til foretaksform, organisasjon og funksjoner, personell og kompetanse. Prekvalifiseringsmodellen fra petroleumssektoren kan tjene som utgangspunkt. I den forbindelse er det grunn til å vurdere om det bør utarbeides regler for hva som kan leies inn av kompetanse, eller om det skal være krav til en viss egenbemanning på enkelte områder.

18.2.5 Sikkerhet og beredskap

Det er behov for å vurdere hvordan etablerte ordninger for atomsikkerhet og -beredskap og ordninger for sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen, bør samkjøres. Slik samkjøring innebærer flere vurderinger på mer overordnet nivå og omfatter bl.a. gjennomgang av:

- Hvordan kan innholdet i begrepene som brukes innenfor *sivil sikkerhet og beredskap* tydeliggjøres og avstemmes? Dagens regelverk benytter begrepene sikkerhet, sikring og beredskap noe forskjellig. F.eks. varierer det om begrepene sikkerhet og sikring omfatter både tilsiktede og utilsiktede handlinger.
- I hvilken grad stilles det etter regelverket om sikkerhet og sikring etter atomenergiloven, energiloven og sikkerhetsloven, krav om *samme type beskyttelsestiltak?* Atomenergilovens krav er begrunnet i nukleære hensyn om beskyttelse mot ioniserende stråling. Energilovens krav er basert på forsyningssikkerhet. Sikkerhetslovens krav er begrunnet i hensynet til nasjonale sikkerhetsinteresser. Ettersom kravene i disse tre lovene er begrunnet i ulike hensyn, er det ikke dobbeltregulering. Dersom kravene innebærer krav til samme type beskyttelsestiltak, kan regelverket likevel resultere i dobbeltbehandling hvis flere myndigheter vurderer det samme.
- Hvordan kan det best sikres at kravene til sikkerhet og beredskap for kjernekraft blir basert på en *helhetlig tilnærming til forebygging* av ulike trusler? Sentrale trusler å inkludere i en slik gjennomgang er trusler i form av sabotasje, terror, cyberangrep, hybride trusler og krig.

Det er også grunn til å vurdere utforming av krav på særskilte områder. Slike områder omfatter bl.a. vurderinger på mer konkret nivå av:

- Kravene til *varsling* mv. til myndighetene av hendelser**:** Etter atomenergiloven[11] er det krav om å melde hendelser som har betydning for sikkerheten i betydning atomsikkerhet. Strålevernforskriften[12] har krav om varsling av ulykker og unormale hendelser. Energilovgivningens regler[13] til varsling og rapportering omfatter hendelser med betydning for forsyningssikkerheten. Sikkerhetsloven har krav til varsling av bl.a. sikkerhetstruende hendelser.[14] Det er også grunn til å vurdere varslingskrav i sammenheng med tilsvarende krav i digitalsikkerhetsforskriften.
- Kravene til *håndtering av kriser:* Vurderingen av om kravene til håndtering av kriser er tilfredsstillende bør omfatte krav til å ha beredskap i sivil sektor. Det kan i tillegg gjelde forholdet til sivilt beredskapssystem som er et omfattende rammeverk som skal sikre at samfunnet fungerer under kriser, katastrofer og krig. Forholdet til totalforsvaret av Norge bør også vurderes. Aktuelle temaer er bevæpning og andre tiltak for å beskytte kjernekraftverk og tilhørende infrastruktur dersom trusselsituasjonen tilsier det. IAEA har retningslinjer for hvilke forhold operatørselskapet har ansvar for

---

8 Energiloven § 2-2 fjerde ledd.
9 Atomenergiloven § 4 første ledd.
10 Energiloven § 2-4 tredje ledd.
11 Atomenergiloven § 16.
12 Strålevernforskriften § 20.
13 Kraftberedskapsforskriften § 2-5 og 2-6.
14 Sikkerhetsloven §§ 4-5, 7-6, 8-11 og 9-4.

å beskytte seg mot og hvilke forhold som vil være politiets og forsvarets ansvar.
- *Regler om klassifisering*: Kraftberedskapsforskriften har generelle regler om klassifisering av ulike typer anlegg basert på anleggenes betydning for kraftforsyningen. Klassifiseringen er styrende for hvor strenge krav til sikkerhet og beredskap som gjelder for anlegget.[15] Dagens forskrift omfatter imidlertid ikke kjernekraftverk. I betraktning av et kjernekraftverk vil være en stor kraftprodusent, er det behov for å vurdere hvordan reglene om klassifisering bør tilpasses.
- Regler om *taushetsplikt:* Reglene om taushetsplikt i atomenergiloven og energiloven er ulikt utformet. Atomenergiloven har både en enkelt bestemmelse[16] med overskrift taushetsplikt og regler om taushetsplikt spredt i andre bestemmelser.[17] Energiloven har kun en bestemmelse[18] om taushetsplikt. Bestemmelsene har ulik ordlyd og omfatter til dels ulik informasjon. Bestemmelsen i atomenergiloven med overskrift taushetsplikt, omfatter både en bestemmelse som er identisk med forvaltningslovens bestemmelse om bl.a. forretningsforhold og en bestemmelse som i tillegg viser til samme bestemmelse i forvaltningsloven. Etter energiloven er bestemmelsen som detaljerer hva som er taushetspliktig informasjon gitt i kraftberedskapsforskriften.[19] Det er behov for å vurdere hvordan disse reglene kan harmoniseres. Det bør også vurderes om det er behov for å regulere adgangen til utveksling av taushetsbelagt informasjon mellom myndighetene. Forholdet til sikkerhetslovens bestemmelser[20] om beskyttelse av informasjon bør også inkluderes.
- Er det særskilte behov for regulering av forholdet til *personvernregelverket*. Personellsikkerhet er et viktig tema for kjernekraft. Både sikkerhetslovgivningen,[21] og energilovgivningen[22] har bestemmelser om personellsikkerhet og personkontroll. Det må vurderes hvordan balansen mellom behovet for tilstrekkelig personellsikkerhet og behovet for at myndighetene har nødvendig behandlingsgrunnlag for personopplysninger etter personvernregelverket.

18.2.6 Håndtering av radioaktivt avfall og brukt brensel

Det er avgjørende at det dannes en helhetlig politikk for håndtering av radioaktivt avfall, inkludert høyaktivt avfall og brukt brensel. En slik politikk bør bl.a. sikre en tidlig planlegging av hvordan avfallet skal håndteres og tydelig ansvar for økonomiske forhold. Dagens norske regelverk gir begrenset veiledning. Å inkludere avfallshåndtering i planleggingen av kjernekraftprosjekter, er avgjørende for å sikre realisme i kostnadsbildet og for å kunne vurdere finansieringsbehovet over hele livsløpet. Erfaringer fra andre land tilsier at beslutning om hvordan og hvor avfall skal håndteres, må være en integrert del av planleggingen fra dag én.

Det er eier av et kjernekraftverk som har ansvaret for sikker håndtering av avfall, inkludert brukt brensel, fra kjernekraftvirksomheten. Eiers ansvar gjelder ved etablering av kjernekraftverk og nukleære anlegg. Eiers ansvar gjelder også ved håndtering og deponering av avfall og for finansieringen av den endelige håndteringen av avfallet.

Det er spørsmål om hvor langt den som planlegger å etablere et kjernekraftverk, også må ha planlagt avfallshåndteringen på tidspunktet for beslutning om kjernekraft skal være del av den norske energimiksen. En beskrivelse av ansvarsforhold, teknologi og finansiering må være del av beslutningsunderlaget. I tillegg må finansiering av avfallshåndtering under drift og etter dekommisjonering være inkludert.

Det er også spørsmål om hvor langt den som søker om konsesjon til et kjernekraftverk, må ha kommet i planlegging av avfallshåndtering på tidspunktet for beslutning om konsesjon. Parallelt med planleggingen av kjernekraftverket, må det ha vært startet en realistisk prosess for etablering av deponi for ulike typer av avfall. En slik prosess må innebære at anlegg for behandling, lagring og deponering er tilgjengelig når kjernekraftverket dekommisjoneres og brukt brensel skal deponeres. Plan for avfallshåndtering må være inkludert i søknad om konsesjon for et kjernekraftverk og være del av beslutningen om konsesjon.

Det er grunn til å vurdere hvilken rolle staten skal ha i forbindelse med finansiering av avfallshåndtering. Som omtalt i punkt 16.2.4, har flere land krav om at det opprettes fond i driftsfasen for å dekke kostnader til dekommisjonering, riving, mellomlagring og deponering av avfall. At det er

---

15 Kraftberedskapsforskriften § 5-2.
16 Atomenergiloven § 53.
17 Atomenergiloven §§ 14 nr. 1 og § 16 annet ledd.
18 Energiloven § 9-3 annet ledd.
19 Kraftberedskapsforskriften kapittel 6.
20 Sikkerhetsloven kapittel 5.
21 Sikkerhetsloven kapittel 12 og klareringsforskriften, (2018).
22 Kraftberedskapsforskriften § 6-7.

etablert et slikt statlig fond, og at forpliktelsen for eier av det nukleære anlegget til innbetalinger til fondet er avklart, er som regel en forutsetning for å få tillatelse til å drive kjernekraftverk. Vurderinger av finansiering av avfallshåndtering kan f.eks. omfatte beslutninger om etablering av et fond for avfallshåndtering, hvilken risikoprofil forvaltningen av avfallsfond kan ha, årlig størrelse på de avsatte midler i et eventuelt fond, organisatoriske former for forvaltningen og størrelse på utbetalinger fra fondet.

Radioaktivt avfall er regulert i forurensingsregelverket, og reguleringen må utvikles for å passe til kjernekraft. En rekke temaer bør vurderes. Aktuelle temaer er ansvaret for eier og staten, planlegging av et helhetlig avfallshåndteringsprogram, forberedende lokaliseringsstudier, kostnadsberegninger, avgifter, økonomiske garantier og forvaltning av fond.

18.2.7 Andre forhold

Dagens regelverk om adgangen til å ekspropriere nødvendig grunnareal er uklart. Ekspropriasjonsloven gir Energidepartementet (ED) myndighet til å fatte vedtak eller gi samtykke til ekspropriasjon for atomverk[23] for staten, en kommune, eller Institutt for energiteknikk.[24] Loven avgrenser dermed mot at ED kan fatte vedtak om eller gi samtykke til å ekspropriere til fordel for et privat rettssubjekt. Imidlertid vil det kreves reguleringsplan for et atomanlegg, slik at både kommunestyret og staten har hjemmel til å ekspropriere til fordel for et privat rettssubjekt.[25] Ekspropriasjonsregelverket bør endres og presiseres for å sikre forutsigbarhet i prosessen.

Krav til bærekraftsrapportering har betydning for forsyningskjeder for kjernekraft. F.eks. for brensel som skaffes fra andre land, er det viktig at det utarbeides veiledningsmateriell som forklarer hvilket ansvar som påhviler den som har konsesjon, til å sørge for at virksomheten ikke bidrar til brudd på bl.a. menneskerettigheter i de land forsyninger skaffes fra.

Det er behov for å vurdere om regler om administrative reaksjoner og sanksjoner ved manglende etterlevelse av krav i regelverk og tillatelser bør harmoniseres. For myndigheter med kontroll- og tilsynsoppgaver er det viktig å ha godt utviklede regler for å kunne ilegge administrative reaksjoner og sanksjoner ved manglende etterlevelse av krav i regelverk og tillatelser**.** Ved introduksjon av kjernekraft i Norge vil det være flere forvaltningsorganer på departementsnivå og direktoratsnivå som vil bli kontroll- og tilsynsmyndigheter. Energiloven[26] har bestemmelser om slike virkemidler. Atomenergilovens bestemmelser[27] om adgang til å treffe vedtak om overtredelsesgebyr trådte i kraft fra 1. januar 2026. Atomenergiloven har bestemmelser om tvangsmulkt[28], men ser ikke ut til å ha noen bestemmelse om retting.

18.3 Regulering av politiske beslutninger

18.3.1 Politisk beslutning om kjernekraft i norsk energimiks

Grunnlaget for et kjernekraftprogram er en politisk beslutning om at kjernekraft skal være en del av det nasjonale systemet for kraftforsyning. En beslutning om at Norge skal bli en kjernekraftnasjon, har vidtrekkende virkninger for det norske kraftsystemet, og bør derfor ha tilslutning fra Stortinget.[29] En slik politisk beslutning er milepæl 1 i IAEAs milepælstilnærming, og kan omfatte både store kjernekraftverk og SMR-er. Internasjonale retningslinjer sier ikke noe om hvilket organ som eventuelt bør ta beslutningen. F.eks. er det ikke omtalt om beslutningen bør tas i nasjonalforsamlingen, og eventuelt med kvalifisert flertall. Dagens atomenergilov har bestemmelser om involvering av Stortinget ved beslutning om bygging av et konkret kjernekraftverk.[30]

Milepælstilnærmingen gir ikke anbefalinger om hvordan et land avgjør om kjernekraft skal være en del av energimiksen. For kjernekraftsektoren er forutsigbarhet viktig. Som omtalt i punkt 16.2.1, har utvalget ved flere anledninger hørt internasjonale industrielle aktører framheve sviktende politisk støtte som en risikofaktor. Slik usikkerhet kan

---

23 Begrepet «atomverk» skal forstås likedan som «atomanlegg» i atomenergiloven, og er ikke ment å være uttømmende. Se Ot.prp. nr. 11 (1964–65).

24 Ekspropriasjonsloven (også kalt oreigninglova) § 2 nr. 44, jf. § 3, jf. forskrift i medhold av oreigningslova § 5 om rett til å gjøre vedtak om eller gi samtykke til eiendomsinngrep, jf.forskrift i medhold av oreigningslova § 3 om rett til å foreta eiendomsinngrep.

25 Plan- og bygningsloven § 16-2, jf. § 12-1.

26 Energiloven kapittel 10.

27 Atomenergiloven § 55 a.

28 Atomenergiloven § 56 a.

29 Som for øvrig etter gjeldende rett er forutsatt for større energiutbygginger, jf. atomenergiloven § 4 annet ledd, jf. Innst. O. XIII (1971–72), s. 16 for kjernekraft, vassdragsreguleringsloven § 3 tredje ledd for vannkraft, og petroleumsloven § 1-2, og petroleumsforskriften § 6d, jf. petroleumsloven § 3-1 for petroleumssektoren.

30 Atomenergiloven § 4 annet ledd.

påvirke investeringsviljen i kjernekraft. Risikoen blir særlig stor dersom kjernekraft mangler bred politisk støtte i nasjonalforsamlingen. Det bør legges vekt på hvordan man forankrer den generelle og prinsipielle beslutningen om kjernekraft skal være en del av energimiksen.

En prosess fram mot en politisk beslutning må være transparent og forutsigbar. Åpenhet og forutsigbarhet om prosessen vil kunne sikre medvirkning og demokratisk legitimitet. Legitimitet og tillit kan sikres gjennom bred og tidlig involvering av både befolkning og berørte myndigheter. På nasjonalt nivå er det viktig at offentlig involvering utformes slik at den oppleves å være reell allerede på planleggingsstadiet. På internasjonalt nivå forplikter Espoo-konvensjonen Norge til å varsle og involvere berørte stater ved grenseoverskridende miljøpåvirkning, også av strategier og planer for kjernekraft (se punkt 15.1).

En beslutning om å introdusere kjernekraft i Norge, må omfatte en rekke ulike temaer. F.eks. kan det være spørsmål om hvilket forhold Norge kan få til Euratom. I tillegg kan det være spørsmål om denne typen politisk beslutning skal være koblet til konkrete og forankrede planer for kjernekraftprosjekter eller konkret kjernekrafteknologi. Dessuten kan det være spørsmål om beslutningen skal omfatte planer for avfallshåndtering (se punkt 18.2.6).

18.3.2 Politisk beslutning om konkrete kjernekraftprosjekter

Søknad om etablering av et kjernekraftverk vil omfatte en rekke politiske hensyn og involvere ulike myndigheter. Søknaden vil også måtte vurderes i detalj opp mot strålingssikkerhetskrav. Ved siden av krav knyttet til ulike tillatelser, har mange land involvert nasjonalforsamlingen i spørsmålet om et konkret anlegg i prinsippet er politisk ønskelig, gitt at alle andre krav blir oppfylt. Dagens atomenergilov har som nevnt bestemmelser om involvering av Stortinget ved beslutning om bygging av et konkret kjernekraftverk.[31] Gitt at Norge beslutter å ha kjernekraft i energimiksen, bør Stortinget etter dagens atomenergilov behandle hvert enkelt kjernekraftprosjekt.[32] Tilsvarende er det i petroleumssektoren, der større prosjekter legges fram for Stortinget for beslutning.

Atomenergiloven gir også anbefaling om når i planleggingsfasen et prosjekt skal fremmes for Stortinget. Atomenergiloven sier at saken «bør forelegges når forslag om byggested for kjernekraftverk foreligger og eierforhold er klarlagt». Loven er noe vag mht. hva «bør» relaterer seg til, men det er nærliggende å tolke den som at det er et krav om Stortingsbehandling før en tillatelse gis. Bestemmelsen ble tilføyd ved Stortingets behandling av lovforslaget, og komitéen uttaler i forarbeidene at Stortinget bør involveres på tidligste tidspunkt, det vil si når forslag om byggested foreligger og eierforhold er klarlagt. Det var altså lovgivers hensikt at saksbehandlingen ikke kan fullføres før Stortinget har behandlet spørsmålet.[33]

I Finland er det særskilt regulert på hvilket tidspunkt nasjonalforsamlingen skal godkjenne et nytt kjernekraftverk. Finland bruker begrepet prinsippbeslutning om beslutninger om tilslutning til konkrete prosjekter som påpekt i punkt 16.2.2. I Finland har flere reaktorer fått avslag i nasjonalforsamlingen, noe som har gjort ordningen med prinsippbeslutning til en reell politisk avklaring. For prosjekter som har fått parlamentarisk tilslutning, har det bidratt til økt stabilitet og forutsigbarhet i den videre behandlingen av prosjektet. Det finske systemet er imidlertid under vurdering, bl.a. fordi det kan oppleves som rigid og lite fleksibelt. Etter finsk rett binder likevel ikke prinsippbeslutningen etterfølgende konsesjonsmyndigheter. Det er også foreslått en slik prosedyre i Sverige (se punkt 16.5.7). I en norsk kontekst kan begrepet prinsippbeslutning oppfattes noe misvisende, men i begge disse landene er det tidligere besluttet at de skal være kjernekraftnasjoner. Ordningen med prinsippbeslutning er noe ulikt utformet, men innebærer en form for parlamentarisk tilslutning til etablering av et kjernekraftverk før detaljert planlegging og konsesjonsbehandling finner sted. Det er først ved konsesjon at utbygger har rett til å bygge kjernekraftverk.

Atomenergiloven åpner for at det kan gis godkjenning av planlagt byggested og andre forhold før konsesjon gis.[34] Bestemmelsen i atomenergiloven kan tilsi at det er visse temaer som bør være omfattet av beslutningen om å gi tilslutning til et konkret prosjekt, og dermed også beslutningsgrunnlaget. Det er i hvert fall grunn til å vurdere om lokalisering og avfallsløsning skal være del av beslutningen og beslutningsgrunnlaget.

---

31 Atomenergiloven § 4 annet ledd.

32 Atomenergiloven § 4 annet ledd sier at «konsesjon til bygging av atomkraftverk ikke bør gis for Stortinget har gitt sitt samtykke».

33 Innst. O. XIII (1971–72), s. 16.

34 Atomenergiloven § 7 nr. 1.

Flere ulike hensyn har betydning for valg av lokalisering og vurdering av plassering for et kjernekraftverk. Lokalisering og plassering påvirker både sikkerheten til anlegget, prosjektets kostnader og byggetid. Økonomi og tidsramme er sentralt for å bidra til realistisk planlegging og redusert risiko for forsinkelser. Både lokalisering, kostnader og byggetid påvirker graden av offentlig aksept. Valg av plassering er også viktig i forbindelse med dekommisjonering av kjernekraftverk og deponi av brukt brensel. I dag er det krav om at alle aktuelle plasseringer underlegges en grundig sikkerhetsanalyse, inkludert vurdering av naturfare, geologiske forhold og beredskapsmuligheter.[35] Etter dagens lovgivning kan det gis forhåndsgodkjenning av lokalitet, og dette kan virke effektiviserende. En slik forhåndsgodkjenning er imidlertid ikke bindende for myndighetenes konsesjonsbehandling, og det er usikkert om det kan eller bør gis før det foreligger en konsekvensutredning av den aktuelle plasseringen.[36] Involvering av kommunen bør vurderes.

---

[35] Konsekvensutredningsforskriften kapittel 5 og atomenergiloven § 7.

[36] Konsekvensutredningsforskriften § 6 og atomenergiloven § 7 nr. 1.

Kapittel 19
Regulering av myndighetsorganiseringen ved introduksjon av kjernekraft

Myndighetsorganisering er også et spørsmål om regulering ettersom fordeling av ansvar og oppgaver må rammes inn av rettsregler. Valg som gjelder regulering og myndighetsorganisering, må derfor drøftes og avklares i sammenheng. Vurdering av myndighetsorganisering må leses i lys av vurdering av reguleringen i kapittel 18.

I dette kapittelet drøftes noen sentrale problemstillinger knyttet til framtidig myndighetsstruktur på statlig nivå og prinsipielle vurderinger er skilt ut til særskilt drøftelse. I kapittelet behandler vi både strålingssikkerhetsmyndighet og andre myndigheter med oppgaver knyttet til kjernekraft.

Vi bruker begrepet strålingssikkerhetsmyndighet for den myndighet som har oppgaver knyttet til sikkerhet mot skader fra ioniserende stråling og for å skille denne myndigheten fra andre myndigheter med ansvar for sikkerhet.

19.1 Plassering av ansvar må være tydelig

Kjernekraft stiller høye krav til hvor myndighetsansvaret plasseres. De høye kravene er resultat av bl.a. kompleksiteten av den analyse som kreves for strålingssikkerhet, og som støtte for langsiktighet, koordinering på tvers av sektorer og internasjonal interesse. Det er myndighetsorganiseringen på statlig nivå som er det primære fokuset i dette kapittelet.

Kjernekraft er et nasjonalt anliggende med betydelige implikasjoner for samfunn, energiforsyning, sikkerhet og beredskap. Likevel bør kommunal planprosess inkluderes. Lokal medvirkning og arealplanlegging er nødvendig ved lokalisering av et kjernekraftverk eller andre nukleære anlegg. Vi går ikke inn på indre organisering i kommunene. Vi avgrenser videre mot interne forhold i det enkelte statlige myndighetsorgan som f.eks. ledelse og arbeidsprosesser, og konsentrerer drøftelsen om strukturelle forhold mellom organer.

19.2 Prinsipper for plassering og regulering av myndighetsansvar

Framtidig myndighetsorganisering må ta utgangspunkt i rettslige rammer fra Grunnloven og rettsstatsprinsipper. Grunnloven fastsetter overordnede rammer, og andre lover regulerer hvordan forvaltningen er strukturert og hvilken myndighet ulike organer har. Rettsstatsprinsippet innebærer i sin kjerne at statens maktutøvelse skal være bundet av rettsregler, men også at organiseringen av staten i stor grad bør framgå av lov. Disse rettslige rammene legger føringer for hvor ansvar plasseres og hvordan ansvar og myndighet fordeles mellom statens organer, og sikrer demokratisk kontroll, rettssikkerhet og ansvarliggjøring.

Sektorprinsippet innebærer at hvert fagdepartement har ansvar for politikkutvikling, forvaltning og oppfølging innenfor sin sektor. I konteksten av kjernekraft innebærer sektorprinsippet at ulike sektorer – som energi, miljø, helse og beredskap – har egne avgrensede roller og ansvarsområder. Hva som forstås som en sektor etter sektorprinsippet, kan likevel være flytende. Sektorprinsippet gir hvert departement mulighet til å utvikle kompetanse og styringsverktøy tilpasset sektorens behov. Formålet med sektorprinsippet er å sikre klar ansvarsfordeling, faglig spesialisering og effektiv ressursbruk. Sektorprinsippet sikrer samtidig politisk ansvarlighet gjennom tydelige linjer mellom statsråd og fagområde. Dette prinsippet kan også motvirke interessekonflikter (se punkt 17.1.2).

Sektorprinsippet innebærer risiko for fragmentering og manglende samordning. Når ulike sektorer og forvaltningsnivåer har ansvar for egne mål og virkemidler, kan helhetlig styring svekkes. Dette skaper utfordringer med koordinering på tvers av sektorer og med å nå overordnede samfunnsmål. Ved behandling av tillatelser kan manglende koordinering føre til dobbeltbehandling og lang saksbehandlingstid, særlig når prosesser skjer suksessivt i stedet for parallelt. Overlappende myndighet kan i ytterste konsekvens gi motstridende svar på samme spørsmål, f.eks. om miljøvirkninger. Det motsatte problemet er at problemstillinger blir oppfattet å ikke sortere under eget ansvar i noe organ, eller faller utenfor ansvarsområdet til alle organer. Sektorprinsippet stiller derfor store krav til tydelig myndighetsfordeling og effektiv koordinering. Se også punkt 18.1.

Sektororganisering kan medføre uklare ansvarsforhold og behov for samordning. Med sektororganisering oppstår faren for silo-forvaltning, og det er behov for samordning særlig når flere aktører er involvert i samme måloppnåelse. Det kan f.eks. være behov for samordning med tanke på sikkerhet, beredskap og gjennomføring av internasjonale forpliktelser. Det må etableres samordningsmekanismer som sikrer helhetlig styring og koordinering på tvers av sektorer, uten at dette undergraver sektorprinsippet. Samordning er særlig relevant i et felt som kjernekraft, hvor både energi-, miljø-, beredskaps- og helsesektoren vil være involvert.

Et relevant eksempel på en koordinerende struktur, er etableringen av en NEPIO.[1] En NEPIO er et overordnet koordinerende organ som skal samle og samordne innsatsen fra ulike aktører – departementer, tilsynsmyndigheter, energiselskaper, forskningsinstitusjoner og utdanningssektoren – og utarbeide strategier, handlingsplaner og beslutningsgrunnlag for myndighetene. NEPIO kan spille en viktig rolle i alle faser av kjernekraftutviklingen, fra vurdering og planlegging til implementering og drift, og kan organiseres som en egen enhet eller som et interdepartementalt samarbeid. NEPIO har ikke beslutningsmyndighet over sektorene, men fungerer som et strategisk og operativt bindeledd mellom dem. Foreløpig er det ingen overordnet nasjonal mekanisme for styring og koordinering i Norge som tilsvarer en NEPIO. Som omtalt i punkt 16.2.1, viser erfaringen fra de landene vi har sett nærmere på at det kan stor verdi å etablere en NEPIO med et tydelig mandat i samsvar med milepælstilnærmingen.

[1] Organisasjon for implementering av kjernekraftprogram (Nuclear Energy Programme Implementing Organization).

19.3 Myndighetsoppgaver må dekke mer enn tillatelse til etablering av kjernekraftverk

Myndigheter med oppgaver knyttet til kjernekraft omfatter en rekke etater og saksfelt. I sin videste betydning inkluderer det alle offentlige instanser som ut fra sine mandater, bør involveres i planlegging, bygging, drift og dekommisjonering av kjernekraftverk med tilhørende infrastruktur og deponi. Det omfatter etater med myndighetsansvar knyttet til kraftproduksjon og forsyningssikkerhet for kraft, etater med myndighetsansvar knyttet til forurensning, strålevern, atomsikkerhet og sikring, og etater med myndighetsansvar for oppgaver knyttet til sivil sektor og oppgaver knyttet til nasjonale sikkerhetsinteresser og eventuelle militære hensyn. Myndighetsorganiseringen må dekke ulike nukleære anlegg som kjernekraftverk, brenselsanlegg og avfallsanlegg.

Myndighetsoppgaver vil dekke et bredt spekter av temaer:

- Oppgaven med å utarbeide beslutningsunderlag for politiske beslutninger i tilknytning til kjernekraft.
- Oppgaver knyttet til konsesjon og tillatelser.
- Tilsyns- og kontrolloppgaver i alle faser. Under bygging, drift og dekommisjonering vil det særlig være nødvendig å ha fokus på strålevern, atomsikkerhet, beredskap og sikkerhetskontroll med nukleært materiale.
- Oppgaver med å holde seg oppdatert på teknologisk utvikling og annen relevant kunnskap.
- Oppgaven med å ha kontakt med relevante internasjonale organisasjoner, både for å sikre etterlevelse av forpliktelser og for å bidra til kunnskapsutveksling, læring og samarbeid.
- Oppgaven med å videreutvikle reguleringen i takt med endringer i teknologi, samfunnsforhold og internasjonale konvensjoner og standarder.

19.4 Uavhengighet for strålingssikkerhetsmyndigheten – krav til lovfesting

Et sentralt spørsmål for myndighetsorganiseringen er i hvilken grad enkelte forvaltningsorganer skal være en uavhengig myndighet. Uavhengighet er særlig relevant for tilsyns- og kontrollfunksjoner,

hvor faglig integritet, tillit og legitimitet er avgjørende. I norsk statsforvaltning finnes det flere eksempler på organer med ulik grad av uavhengighet, som klagenemnder, tvisteløsningsorganer, tilsynsmyndigheter og rådgivende organer. Eksempler fra andre sektorer inkluderer Diskrimineringsnemnda, Forbrukerklageutvalget, Datatilsynet, Forbrukertilsynet og Bioteknologirådet.

For strålingssikkerhetsmyndigheten er det krav i internasjonalt regelverk om uavhengighet. Kravet til uavhengighet for strålingssikkerhetsmyndigheten innebærer at overordnede forvaltningsorganer, inkludert regjeringen, ikke kan ha instruksjonsmyndighet i enkeltsaker over det underliggende uavhengige forvaltningsorganet som skal ha ansvar for slik sikkerhet, og organet må ha tilstrekkelig faglig og administrativ autonomi (se punkt 15.3.1). Strålingssikkerhetsmyndigheten vil imidlertid være underlagt politisk styring i form av generelle retningslinjer fra regjeringen og vil være avhengig av de budsjetter som vedtas av Stortinget. Rapporten fra IAEAs International Nuclear Safety Advisory Group gir også veiledning om hva som ligger i uavhengig beslutningsmyndighet (IAEA, 2003).

Formålet med uavhengighet er å hindre at strålingssikkerhetsmyndigheten utsettes for press bl.a. fra forvaltningsorgan som vurderer kraftproduksjon eller klimamål. Et skille mellom strålingssikkerhetsmyndighet og energimyndighet bidrar til å sikre faglig integritet og tillit til sikkerhetsarbeidet. I tillegg bidrar det til å opprettholde en klar ansvarsdeling og redusere risikoen for interessekonflikter. Samfunnsmessige fordeler ved etablering av kjernekraft skal ikke kunne overstyre sikkerhetsfaglige vurderinger. Erfaringer fra andre land viser at det er avgjørende at de sikkerhetsmessige vurderingene knyttet til kjernekraft gjøres uten påvirkning fra andre myndigheter (se punkt 16.2.6). Selv om strålingssikkerhetsmyndigheten skal være uavhengig og upartisk, er det viktig å erkjenne at denne uavhengigheten ikke er absolutt. Den må sikres gjennom organisatoriske grep, rettslige rammer og en kultur for faglig integritet.

Forvaltningsloven (2025)[2] *har krav til lovfesting dersom et forvaltningsorgan skal være uavhengig.* I forvaltningsloven 2025 er det bestemt[3] at når en lov fastsetter at et statlig forvaltningsorgan er uavhengig, kan ikke andre forvaltningsorganer instruere organet om saksbehandlingen eller innholdet i avgjørelsene, verken generelt eller i den enkelte saken.[4] Andre organer kan heller ikke omgjøre det uavhengige organets vedtak eller fatte vedtak i en sak som hører under det uavhengige organet. Avskjæring av omgjøringsadgang er særlig viktig for tilsynsmyndigheter som fatter vedtak i enkeltsaker, og hvor det er viktig at beslutningene er faglig funderte og ikke politisk påvirket. Lovfesting av uavhengighet bidrar til klarhet, rettssikkerhet og tillit.

Forvaltningsloven fra 2025 har en normalordning for klageinstans som framstår å være i motstrid til kravet om uavhengighet for strålingssikkerhetsmyndigheten. Forvaltningsloven 2025 har en bestemmelse om at klageinstans for vedtak som er fattet av et statlig forvaltningsorgan, er nærmeste overordnede forvaltningsorgan, med mindre det er lovfestet at det skal være en klagenemnd.[5] Dersom det ikke lovreguleres at det skal opprettes en klagenemnd som overordnet organ for strålingssikkerhetsmyndighetens vedtak, vil klageinstans være overordnet departement. I atomenergiloven[6] er det «departementet» som er klageinstans for vedtak fattet av Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA). Det er Helse- og omsorgsdepartementet som har forvaltningsansvaret for atomenergiloven. Disse reglene tilsier at det tas stilling til lovfesting av klagenemnd for vedtak fra strålingssikkerhetsmyndigheten.

19.5 Øvrige forvaltningsorganer – behov for politisk styring og kontroll

Forvaltningen av kjernekraft berører en rekke samfunnsområder som krever politiske prioriteringer og avveininger. Kjernekraft er et saksfelt med klare politiske grenseflater, der det er naturlig og nødvendig med politisk styring og kontroll. Slike saksfelt omfatter bl.a. energiforsyning nasjonalt og regionalt, sammensetningen av energimiksen i Norge, energiomstilling, klimapolitikk, næringsutvikling og arealbruk. Dette er områder der beslut-

2 Ny forvaltningslov ble vedtatt 20. juni 2025, men per 18. februar 2026 ikke trådt i kraft. Loven vil erstatte forvaltningsloven fra 1967

3 Forvaltningsloven, 2025, § 92 (1).

4 I Forvaltningslovutvalgets utredning (NOU 2019: 5) med påfølgende lovproposisjonen ble det uttalt at det er avgjørende at loven uttrykkelig angir når et organ skal være uavhengig, og hva denne uavhengigheten innebærer.

5 Forvaltningsloven, 2025, § 62 (1). For avgjørelser som et uavhengig organ treffer om saksbehandlingen, innsyn, sakskostnader eller ansattes forhold, er klageinstansen etter § 92 (2) uansett det departementet som organet administrativt hører under.

6 Atomenergiloven § 57 a.

ninger må fattes med utgangspunkt i helhetlige samfunnshensyn, og hvor det er legitimt og ønskelig at folkevalgte organer har et overordnet ansvar. Selv om enkelte forvaltningstemaer i tilknytning til kjernekraft – særlig strålingssikkerhet – har behov for faglig uavhengighet, er det ikke grunnlag for å organisere øvrige forvaltningsorganer som politisk uavhengige. Snarere er det viktig å sikre at kjernekraftpolitikken utvikles og gjennomføres under demokratisk kontroll, i tråd med nasjonale mål og prioriteringer.

19.6 Alle modeller for myndighetsfordeling mellom sektorer og organer krever samordning

Samordning kan i hovedsak skje ved bruk av organisering eller lovgivning. For alle modeller for deling av myndighet mellom sektorer og organer er det behov for samordning (se punkt 18.1.3 og 19.2). Både samordning i form av organisering eller lovgivning kan brukes for å sikre at myndigheter med ulikt ansvar og oppgaver innenfor et område opptrer på omforent måte.

Oppgaver kan samordnes ved å opprette en ny felles enhet enten på departementsnivå eller direktoratsnivå (se punkt 19.2). På denne måten vil den nye enheten kunne sørge for samordning av oppgaver. I Sverige er det valgt en modell med å utpeke en Nationell kärnkraftsamordnare. I Frankrike er det etablert en interdepartemental enhet, Délégation Interministérielle au Nouveau Nucléaire, DINN. I Polen er det etablert en avdeling for kjernekraft i Energidepartementet som fungerer som en NEPIO. I Storbritannia er det opprettet en Nuclear Regulatory Task Force.

Både fordeling av myndighet og krav til samarbeid innebærer samordning. Ved etablering av kjernekraft i Norge, må det avklares hvilken myndighet som skal plasseres hos hvilke forvaltningsorganer. Et alternativ er å ta utgangspunkt i dagens organer. Sektorprinsippet taler i retning av å beholde dagens myndighetsfordeling. Prinsippet bidrar til at de myndigheter som i dag er antatt å ha god kunnskap om de ulike temaene av betydning for kjernekraft, også har myndighet på området. Sektorstyring kan imidlertid f.eks. bidra til at andre myndigheter ikke får tilgang til informasjon. Samtidig er det særlig for de myndigheter som har oppgaver med å vurdere og ta stilling og eventuelt gi tillatelse til konkrete kjernekraftprosjekter, behov for samordning. I punkt 18.2.1 påpekte vi at søknadsbehandling kan samordnes i tid eller det kan vedtas rekkefølgekrav. Hvis det besluttes at dagens plassering av myndighet skal videreføres, må det vurderes hvordan reguleringen kan sikre bedre samordning. I den forbindelse må det også tas stilling til hvilke myndigheter som skal ha ansvar for hvilke deler av tillatelsesprosessen og hvordan klageordningen skal organiseres.

19.7 Regulering av samspillet mellom nasjonale, regionale og lokale myndigheter

Et viktig spørsmål ved introduksjon av kjernekraft i Norge er hvordan forholdet mellom sentrale, regionale og lokale myndigheter skal organiseres. Dagens regulering sier lite om fylkeskommunens og kommunenes rolle, som i hovedsak er begrenset til å være høringsinstans. Erfaringer fra andre sektorer, særlig vindkraft på land, viser at svak involvering av kommunene kan slå tilbake og skape motstand mot prosjektene og føre til stans i utbygging og revisjon av tillatelsessystemet. Som følge av lovrevisjon fra 2023[7], er det i dag krav om områderegulering etter plan- og bygningsloven før det kan gis konsesjon til et vindkraftverk. Lovendringen medfører at det kun blir avsatt areal til anlegg der kommunen positivt medvirker.

Det er et politisk spørsmål om dagens system med krav om kommunal områderegulering før statlig konsesjon, er hensiktsmessig også for kjernekraft. I Sverige og Finland er det krav om godkjenning av nukleære anlegg fra lokale myndigheter, noe som har gitt dem reell innflytelse. Samtidig viser erfaringer at en effektiv og hensiktsmessig konsultasjonsprosess krever at alle deltakende parter har nødvendige ressurser og kompetanse for å kunne bidra meningsfullt. Det krever finansiering og aktiv tilrettelegging, og er mer enn bare et spørsmål om formell organisering.

19.8 Finansiering av myndighetsoppgaver

Myndighetsoppgaver knyttet til kjernekraft kan finansieres på ulike måter. En mulighet er privat finansiering, f.eks. fra private aktører eller internasjonale samarbeidspartnere. I tillegg kan det være aktuelt å benytte midler over statsbudsjettet, enten innenfor tidligere budsjettrammer eller

[7] Endring i plan- og bygningsloven og energiloven trådte i kraft fra 1.7.2023.

Boks 19.1 Svensk forslag om avgiftsbasert system

Sverige har foreslått et avgiftsbasert system der prosjektutviklere betaler direkte for myndighetenes arbeid. Det er foreslått en reform av avgiftssystemet for tillatelsesbehandling og tilsyn for å sikre at myndighetene har tilstrekkelige ressurser til å utføre sine oppgaver på en effektiv og rettferdig måte (SOU 2025:7). Forslaget legger opp til et differensiert avgiftsuttak basert på reaktorens termiske effekt. Det er også foreslått hvordan kommuners og länsstyrelsers arbeid knyttet til planlegging, beredskap, miljøvurderinger og lokal informasjon i forbindelse med kjernekraftprosjekter skal finansieres. For å sikre at de har tilstrekkelige ressurser er det foreslått at kostnader til kommunal og regional medvirkning skal kunne dekkes gjennom avgifter som belastes prosjektutviklerne. Det er foreslått at Strålsäkerhetsmyndigheten skal få ansvar for å fordele midler til berørte kommuner og länsstyrelser, basert på prosjektets omfang og kompleksitet. Det er ikke angitt faste beløp for denne støtten, men kostnadene skal inngå i det samlede avgiftsgrunnlaget for tillatelsesbehandling. Forslaget innebærer at prosjektutviklere må bidra til finansiering av både statlige og lokale myndighetsoppgaver, og at avgiftsnivået skal reflektere den faktiske ressursbruken.[1]

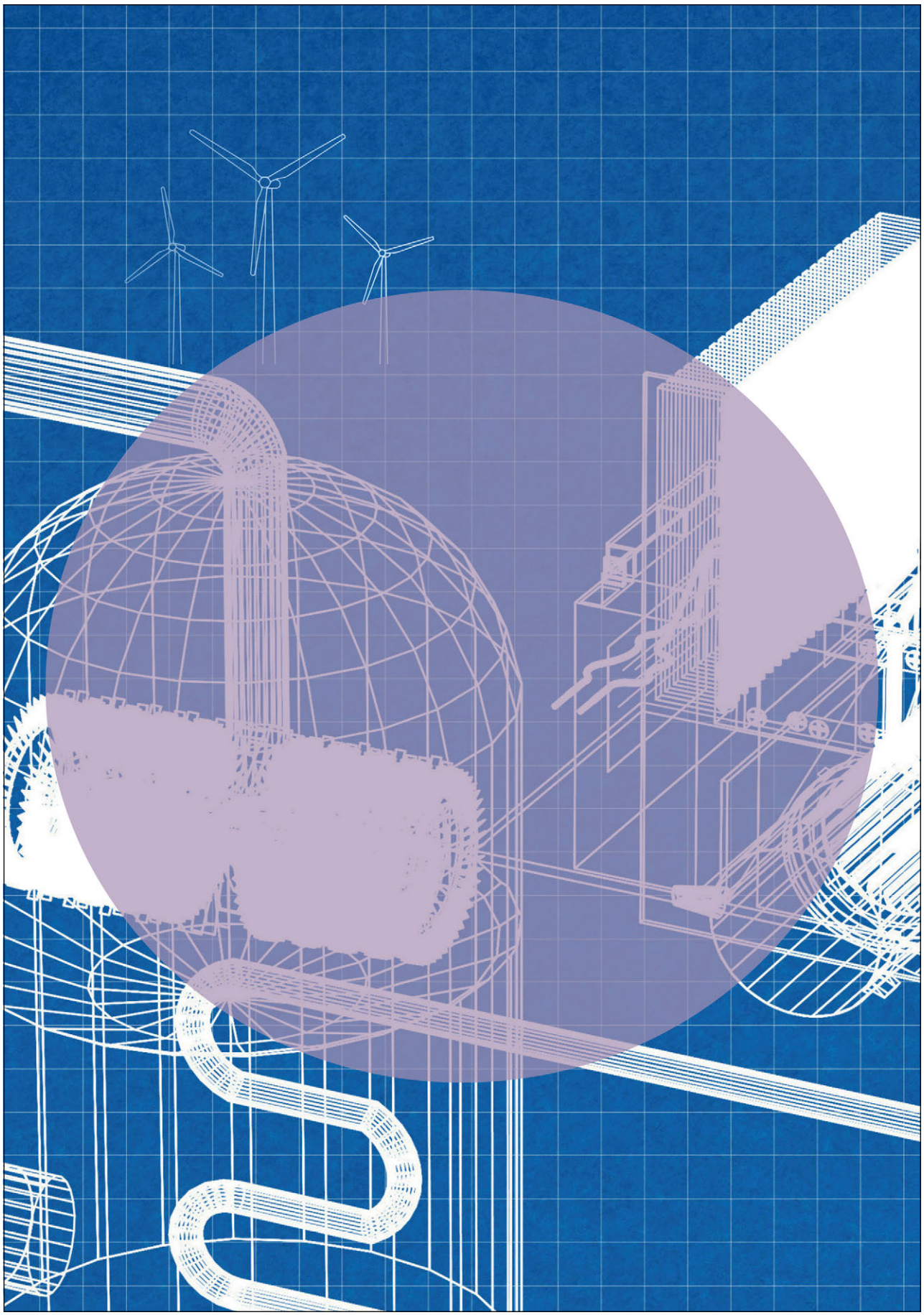
[1] Finland har benyttet den såkalte Mankala-modellen, som innebærer at flere aktører – inkludert kommunale energiselskaper – går sammen om å etablere et ikke-profittbasert selskap som produserer elektrisitet til selvkostpris. Det er usikkert i hvilken grad denne modellen kan benyttes videre.

gjennom økte bevilgninger. Også finansiering gjennom ordninger med gebyrer eller sektoravgifter kan være aktuelt.

Regulering av myndighetsorganisering bør inkludere en vurdering av modeller for finansiering av myndighetsoppgaver. Det er grunn til å vurdere om finansiering av myndighetenes arbeid bør skje i form av *gebyr* for behandling av meldinger og søknader om tillatelse til etablering av kjernekraft og eventuelle andre tillatelser, eller i form av *sektoravgift* som dekker tilsynsmyndighetenes arbeid med oppfølging. Det kan også vurderes om finansiering bør omfatte eventuelt myndighetsarbeid med identifisering av aktuell plassering for kjernekraftverk eller andre nukleære anlegg. Det kan i tillegg være aktuelt å vurdere finansiering av brann- og redningsmyndighetenes arbeid og for vertskommunenes, og eventuelt nabokommuners, arbeid. Gebyr innebærer at den som søker om tillatelse, må dekke myndighetens arbeid med den enkelte tilsynsoppgave. Atomenergiloven har regel om gebyr for behandling av konsesjonssøknader og en regel om tilsynsavgift for tilsyn fra DSA i forbindelse med oppføring og drift av atomanlegg.[8] Regelen innebærer at eier av atomanlegg må dekke direktoratets utgifter til kontroll og tilsyn. Sektoravgift vil også dekke tilsynsmyndighetens arbeid med bl.a. veiledning og regulering. Energiloven har regler om sektoravgift for kraftforsyningsberedskap.[9] Ordninger for gebyr og sektoravgifter må være i samsvar med Finansdepartementets rundskriv om statlig gebyr og avgiftsfinansiering (Finansdepartementet, 2015).

[8] Atomenergiloven § 57. Myndigheten til å fastsette konsesjonsbehandlingsgebyr og tilsynsavgift og er delegert fra Kongen til Helse- og omsorgsdepartementet.

[9] Energiloven § 9-6.



Figur 19.1

Del VI
Kjernekraft i det norske energisystemet

Kapittel 20
Hva trenger vi mer kraft til?

For å vurdere om kjernekraft er en god idé for Norge, må vi forstå hva vi skal bruke strømmen fra eventuell kjernekraft til: Hvilket problem er det kjernekraft i Norge skal bidra til å løse? Og dersom vi trenger energien, for eksempel for å kutte utslippene av klimagasser eller for å dekke grunnleggende behov i husholdningene eller i næringslivet, må vi også vurdere om kjernekraft er den beste løsningen eller en del av den beste løsningen.

I dette kapittelet forklarer vi hvordan vi forstår de energi- og klimapolitiske utfordringene kjernekraft kan bidra til å løse, dvs. hva vi oppfatter som begrunnelsen for at vi diskuterer å introdusere kjernekraft i Norge nå. Boks 20.1 forklarer nærmere noen sentrale begreper som brukes i Del VI.

Det er bred politisk enighet om at Norge trenger mer kraft. Den forventede veksten i kraftforbruket er delvis knyttet til politiske mål og delvis knyttet til utviklingen i økonomien. Det er bred politisk enighet om at vi skal redusere utslippene av klimagasser og legge til rette for ny industri og verdiskaping som er tilpasset en framtid med lave utslipp både i Norge og globalt. Begge deler betyr at vi kommer til å trenge mer elektrisk kraft enn vi produserer i dag. Likevel vet vi ikke akkurat hvor mye kraft industri, næringsliv og husholdninger trenger i framtiden.

Elektrifisering er nødvendig for å kutte utslipp. I Norge bruker vi mer kraft per innbygger enn de fleste andre land i Europa. Kraftproduksjonen i Norge er nesten helt basert på fornybare energikilder. Men vi bruker om lag like mye fossil energi, i form av olje, diesel og gass, til transport, i olje- og gassproduksjon og i industrien. Bruken av fossile energikilder til kraftproduksjon, frigir CO_2 og andre klimagasser som bidrar til skadelige klimaendringer når den slippes ut i atmosfæren. Slike utslipp kan reduseres ved å erstatte bruken av fossil energi med kraft produsert fra utslippsfrie energikilder. Det er det vi mener når vi snakker om elektrifisering som et klimapolitisk tiltak. Boks 20.2 beskriver Norges klimapolitikk og forpliktelser.

Nye næringer etterspør mer kraft. Industri og næringsliv er dynamisk og endres hele tiden. For tiden er det f.eks. sterk vekst i strømforbruket til datasentre og utsikter til vekst i forsvarsindustrien. Omstillingen drives dels av klimapolitikken og dels av helt andre krefter. Teknologisk innova-

Boks 20.1 Kraft, strøm, elektrifisering og energi

Energi omfatter alle energikilder og energibærere. *Energikilder* er innsatsfaktorene som brukes til å produsere energi, som blant annet kull, gass, vind, sol og uran, mens e*nergibærere* er formene energien fra energikildene omformes til, som f.eks. elektrisitet, hydrogen eller varmt vann.

Energisystemet beskriver alle måtene vi produserer, transporterer og bruker energi på, enten det er drivstoff, varme, gass eller elektrisitet. *Kraftsystemet* er en del av energisystemet, og handler om hvordan strøm blir produsert, transportert gjennom nettet og brukt hos forbrukerne.

Tilsvarende skiller vi mellom *energimiks* og *kraftmiks*, hvor energimiks viser hvilke energikilder et land samlet bruker, mens kraftmiks beskriver hvilke kilder som brukes til kraftproduksjon. Når vi snakker om *elektrifisering*, dreier det seg om å bytte ut bruken av andre energikilder eller -bærere med strøm.

I NOU-en brukes begrepet *kraftproduksjon* og *strømproduksjon* om hverandre, det samme gjelder *kraftforbruk* og *strømforbruk*. Kraft og strøm betyr det samme og beskriver elektrisk kraft.

Forbruk og *etterspørsel* henger sammen, men er ikke det samme. Forbruket er det vi faktisk bruker, mens etterspørselen beskriver hvor mye vi ønsker å bruke avhengig av prisene.

Boks 20.2 Norske klimapolitiske mål og forpliktelser

Norge har flere klimamål. Norges klimamål for 2030 og 2035, samt målet om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050, er lovfestet i klimaloven. Klimamålene for 2030 og 2035 er også meldt inn som Norges nasjonalt fastsatte bidrag under Parisavtalen.

Norges klimamål for 2030 er å redusere utslippene av klimagasser med minst 55 prosent sammenlignet med hva de norske utslippene var i 1990. Regjeringen ønsker å fortsette klimasamarbeidet med EU og arbeider ut fra at Norges klimamål for 2030 skal bli oppfylt i samarbeid med EU. Dette betyr at når Norges oppnåelse av målet for 2030 under Parisavtalen skal vurderes, vil klimaeffekten av norsk deltakelse i EUs klimaregelverk regnes inn. EUs klimaregelverk består av tre hoveddeler: Klimakvotesystemet, innsatsfordelingsforordningen og skog- og arealbruksregelverket. Norge deltar i klimakvotesystemet gjennom EØS-avtalen. I 2019 inngikk Norge og Island en avtale om klimasamarbeid med EU, som gjør at vi også deltar i innsatsfordelingsforordningen og skog- og arealbruksregelverket i perioden 2021–2030. Dersom det er behov for det, vil Norge også kunne kjøpe utslippsreduksjoner fra land utenfor EØS-området gjennom Parisavtalens artikkel 6 for å oppfylle 2030-målet. Parisavtalen åpner for at land frivillig kan samarbeide om utslippsreduksjoner for å nå sine klimamål. Utslippsreduksjonene blir overført fra vertsland, hvor utslippsreduksjonene skjer, til kjøperland. Ved overføring justeres bokføringen av utslipp, slik at utslippsreduksjonene kun telles et sted, og dobbelttelling unngås.

Norges klimamål for 2035 ble vedtatt av Stortinget i juni 2025. Målet er at Norge skal redusere klimagassutslippene med minst 70–75 prosent i 2035 sammenlignet med utslippsnivået i 1990. Regjeringen vil komme tilbake til Stortinget i løpet av 2026 med forslag til hvordan det kan planlegges for å sikre at klimamålet for 2035 skal nås med utslippskutt i Norge og i samarbeid med EU.

I tillegg har Norge et lovfestet mål om å bli et lavutslippssamfunn i 2050, hvor målet skal være at utslippene reduseres i størrelsesorden 90 til 95 prosent sammenlignet med utslippsnivået i 1990. Ved vurdering av om klimamålet for 2050 er nådd, skal det tas hensyn til effekten av norsk deltakelse i EUs klimakvotesystem.

Kilder: Meldt. St. 25 (2024-2025), Klimaloven (2017) og Klima- og miljødepartementet (2025).

sjon har gjort skybaserte datatjenester og kunstig intelligens til en betydelig vekstnæring verden over. Endrede vaner og preferanser hos forbrukerne får stadig flere virksomheter til å etterspørre utslippsfrie energiløsninger, enten det er til nettopp datatjenester eller komponenter som benyttes i bilindustrien. Samtidig kommer aktiviteten i olje- og gassektoren til å avta framover (Meld. St. 31 (2023–2024)), noe som vil påvirke både norsk økonomi og kraftetterspørselen.

Energipolitikken skal legge til rette for effektiv, klimavennlig og sikker energiforsyning (Energifakta Norge, 2024):

- Effektiv betyr at vi produserer energi til lavest mulige samfunnsøkonomiske kostnader, inkludert negative konsekvenser for natur og miljø. Effektiv energibruk betyr også at vi bruker energien til de formålene der den gir størst verdi for samfunnet, og at vi ikke bruker energi når kostnadene ved å produsere energien er høyere enn verdien av den.
- Klimavennlig betyr at vi tar særlig hensyn til at energisystemet skal utvikles slik at klimakonsekvensene av energiproduksjon og -forbruk blir så lavt som mulig, for eksempel ved å erstatte oljeprodukter med elektrisitet til transport.
- Sikker betyr at vi har nok energi der vi trenger energi og når vi trenger energi. Sikker energiforsyning er en forutsetning for liv og helse, næringsvirksomhet og innbyggernes velferd. Energisystemet er en del av den kritiske infrastrukturen i et moderne samfunn. Samfunnet stiller høye krav til forsyningssikkerheten i energisystemet.

Energipolitikken formes gjennom balansering av til dels motstridende hensyn. Balansering av de tre hovedmålene i energipolitikken – effektiv, klimavennlig og sikker – omtales ofte som energitrilemmaet[1]. En langsiktig bærekraftig energiforsyning er et sentralt mål. Alle typer kraftproduksjon, selv de som er basert på fornybare energikilder som

vann, vind og sol, medfører naturinngrep.[2] Derfor vil vi unngå å bygge ut for mye. Men bygger vi ut for lite, risikerer vi knapphet og svekket forsyningssikkerhet. Forsyningssikkerheten henger også sammen med selvforsyningsgraden og kan påvirkes av endringer i geopolitiske forhold, som f.eks. EUs holdning til import av russisk gass etter Russlands invasjon av Ukraina. Samtidig vil vi bruke ressursene effektivt slik at kostnadene for samfunnet og forbrukerne ikke blir unødvendig høye. Hensynet til økonomi framstilles på ulike måter – noen legger vekt på at prisene ikke må være så høye at de skaper stor ulikhet mellom folk, andre ganger legges det vekt på at prisene ikke skal undergrave konkurranseevnen til eksisterende og ny industri. Samtidig er kraftproduksjon i seg selv verdiskaping, og det er viktig at det blir lønnsomt for produsentene å produsere og bygge ut ny kraftproduksjon når samfunnsøkonomisk nytte overstiger kostnadene. Det betyr at rammebetingelsene må utformes slik at private incentiver speiler de samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadselementene.

Når vi skal endre energisystemet, må vi tenke langsiktig. Kraftverk som bygges nå, kommer til å produsere i minst 20 år framover, vannkraft og kjernekraft vesentlig lenger enn det. Byggetiden er som oftest mange år, der en betydelig del av de samlede kostnadene påløper før anleggene settes i drift. Investerings- og driftskostnadene skal dekkes av inntekter gjennom en lang periode i framtiden, der det er vanskelig å vite sikkert nå hva verdien av produksjonen vil bli og hvordan teknologikostnadene vil utvikle seg.

Skal Norge nå klimamålene, må bruken av knappe ressurser prioriteres mer målrettet. Klimautvalget 2050 peker på at utslippsfri kraftproduksjon er en knapp ressurs og at vi må bygge ut større kapasitet i strømnettet enn vi har i dag (NOU 2023: 25), se også Statnetts systemutviklingsplan 2025 (Statnett, 2025a). En knapp ressurs er en ressurs vi ikke har nok av til å imøtekomme alle ønskelige formål, og derfor må vi som samfunn prioritere hva vi vil bruke de knappe ressursene til. Klimautvalget viser også til at det kan bli knapphet på andre ressurser som biomasse, areal, kompetanse, mineraler og metaller. De foreslår derfor tydeligere rammer for arealbruk på regionalt og kommunalt nivå, med nasjonale rammer som «legger til grunn at nedbyggingen av naturarealer skal begrenses vesentlig».

Beslutninger må tas nå, selv om det er usikkert hva vi kommer til å trenge i framtiden. Både utbyggerne og myndighetene har grundige prosesser for å vurdere lønnsomhet og andre konsekvenser av en utbygging, og selve byggeperioden kan være lang. På beslutningstidspunktet vil det alltid være usikkert hva behovet blir og hvor mye annen produksjon som bygges ut, både for utbyggerne som vurderer investering, og for myndighetene som vurderer å gi konsesjon[3]. Hvis vi bestemmer oss for å bygge, risikerer vi at vi bygger for mye, og hvis vi bestemmer oss for ikke å bygge, eller vente og se, risikerer vi energiknapphet. Disse to risikoene må veies opp mot hverandre, både av myndighetene og av investorer.

Når usikkerheten er stor, kan det være hensiktsmessig å vente med utbygging til man får bedre informasjon. Tidlige investeringer kan binde valg av teknologi i lang tid. Når teknologier er under utvikling, kan det derfor ha en verdi å vente fordi senere investeringer kan ta i bruk mer modne, kostnadseffektive og mindre risikofylte løsninger. En slik opsjonsverdi ved å utsette investeringer med lang levetid, må veies opp mot kostnaden ved å vente, i form av utsatt produksjon og måloppnåelse, eller utbygging av andre alternativer.

Vi må tenke helhetlig og langsiktig om energi- og klimapolitikken og planlegge for å komme dit vi vil. Både Energikommisjonen (NOU 2023: 3) og Klimautvalget 2050 (NOU 2023: 25) understreker nødvendigheten av å se klima- og energipolitikken i sammenheng. Energikommisjonen sitt oppdrag var å kartlegge energibehovene og foreslå hvordan energiproduksjonen kunne økes for å opprettholde et fortsatt kraftoverskudd i Norge. Klimautvalget 2050 utredet hvilke veivalg Norge står overfor for å nå målet om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050. I 2024 konkluderte også Riksrevisjonen med at det trengs sterkere reell samordning for at Norge skal nå de vedtatte klimamålene (Riksrevisjonen, 2024). Videre har Stortinget i forbindelse med behandling av Klimamelding 2035 (Meldt. St. 25 (2024–2025)) fattet følgende vedtak: «Stortinget ber regjeringen komme tilbake til Stortinget i løpet av neste stortingsperiode med en felles klima- og energimelding. Stortingsmeldingen skal legges frem i første halvdel av fireårsperioden, redegjøre for statusen på

---

1 Energitrilemmaet formuleres ulikt i ulike kontekster, som f.eks. i drøftingen av etiske spørsmål i kapittel 29. Se også drøfting av energitrilemmaet i Strømprisutvalgets rapport «Balansekunst» (Strømprisutvalget, 2023).

2 Se f.eks. Meld. St. 35 (2023–2024).

3 Konsesjon er et rettslig begrep som innebærer at det kreves tillatelse fra myndighetene for å utøve en virksomhet som ellers er underlagt forbud. Konsesjon er regulert i en rekke lover (se kapittel 17).

Norges klimamål og fremheve nødvendige prioriteringer i klima- og energipolitikken» (Innst. 520 S (2024-2025)).

Vi vet ikke akkurat hvor mye kraft energiomstillingen kommer til å kreve. Selv om det er ganske sikkert at vi også i Norge trenger mer elektrisk kraft som ikke slipper ut CO_2 og andre klimagasser, er det usikkert hvor mye vi kommer til å trenge og hvor raskt vi kommer til å trenge mer. «Behovet» er dessuten noe politikken påvirker ved å legge rammer for hvordan vi bruker energi og hva vi bruker energien til gjennom blant annet klimapolitikken og næringspolitikken. Samtidig kan knapphet på andre ressurser som areal, arbeidskraft, m.m., begrense hvor mye kraft vi kan bygge ut eller importere. Se også punkt 21.3 for perspektiver på utviklingen i kraftforbruk og kraftproduksjon.

En beslutning om å satse på kjernekraft i Norge, må vurderes i sammenheng med klimapolitikken og usikkerheten knyttet til den. Klimarisiko består ikke bare av fysisk klimarisiko knyttet til endringer i klima og vær. Det er også risiko knyttet til selve klimapolitikken. Denne usikkerheten kaller Klimautvalget for overgangsrisiko (NOU 2023: 25). Overgangsrisikoen henger sammen med at energiomstillingen innebærer at vi vedtar og gjennomfører politikk som har store konsekvenser for norsk økonomi. Siden klimapolitikken er i stadig utvikling, representerer den en usikkerhet for aktører som skal ta beslutninger og gjøre investeringer for framtiden (se punkt 21.3).

Kapittel 21
Hva har vi, og hva er alternativene framover?

For å vurdere hvordan kjernekraft kan passe inn i det norske kraftsystemet, må vi også forstå hvordan det norske kraftsystemet er i dag og hvordan det kan komme til å utvikle seg framover uten kjernekraft. Spørsmålet er om utbygging av kjernekraft kan gi oss et mer kostnadseffektivt, klimavennlig og sikkert energisystem enn om vi i stedet bygger ut andre energikilder.

I dette kapittelet beskriver vi det norske energisystemet som kjernekraft eventuelt skal passe inn i: dagens situasjon og ulike scenarioer for utviklingen framover. Framtidsscenarioene viser også hva som er alternativene til kjernekraft og kaster lys over usikkerheten om utviklingen framover. Vi konsentrerer oss om kraftsystemet fordi kjernekraft først og fremst er aktuell som kilde til kraftproduksjon, og eventuelt også for varmeproduksjon, ofte i samspill med kraftnettet. Beskrivelsen danner utgangspunktet for analysene av hvordan kjernekraft påvirker kraftmarkedet (kapittel 24) og kraftsystemet (kapittel 25). Kjernekraft kan også være interessant som energikilde i sjøtransport og for ulike frittstående formål som ikke er knyttet til det integrerte energisystemet i Norge, men en utredning av dette ligger utenfor utvalgets mandat.

21.1 Energibruk og -produksjon

Dagens energisystem er utgangspunktet for framtidens energisystem, der kraftsystemet inngår som en sentral del. Energisystemet beskriver hvordan energi produseres, omformes, transporteres og brukes i samfunnet. I Norge får vi energien fra energikilder som olje, gass, vann, vind og sol. Disse energikildene kan enten brukes direkte eller omdannes til energibærere som elektrisitet, varme eller diesel. Kraftsystemet er en sentral del av energisystemet og omfatter produksjon, overføring, distribusjon og bruk av elektrisk energi (se også boks 20.1). Vi starter med å beskrive det energisystemet vi har i dag.

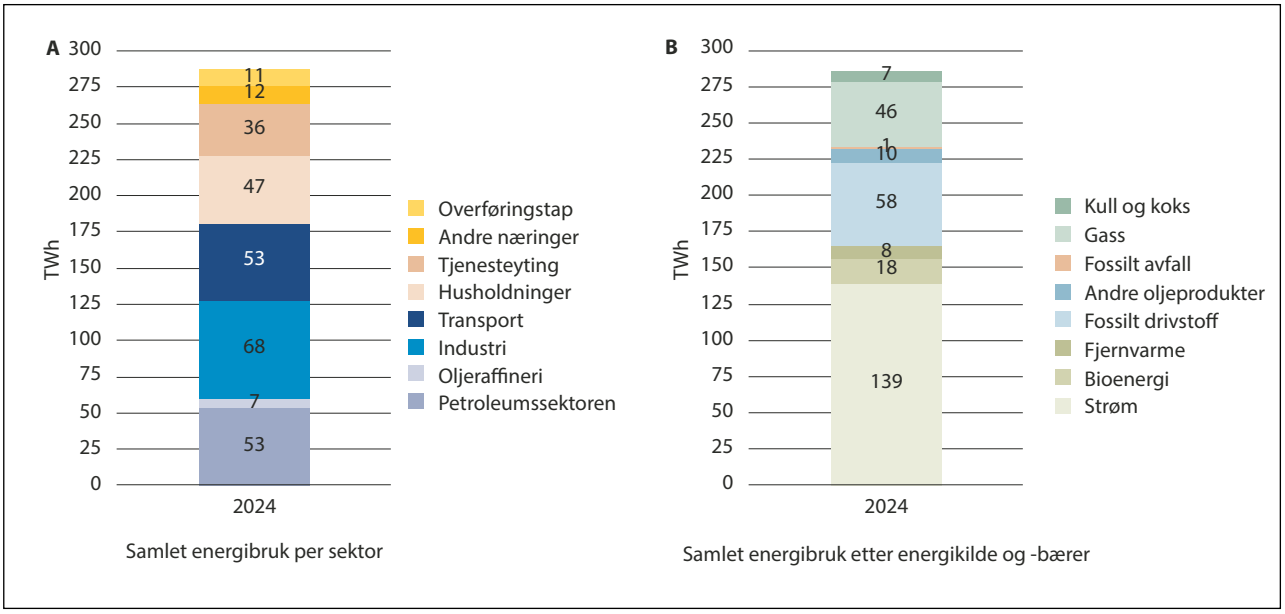
21.1.1 Hvor mye energi bruker vi, og hva bruker vi den til?

Beskrivelsen av den samlede energibruken i Norge bygger på tall fra NVE. Tallene fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) bygger på energibruksstatistikken fra Statistisk sentralbyrå (SSB). NVE definerer samlet energibruk som all energi som brukes i Norge, både på fastlandet, på sokkelen og overføringstap i kraft- og fjernvarmenettet. Videre defineres netto innenlands energibruk som energibruken i Fastlands-Norge eksklusiv overføringstap (NVE, 2025a).

Norges samlede energibruk består av sluttforbruk på land og et betydelig forbruk knyttet til petroleumsvirksomheten på sokkelen. I 2024 var samlet energibruk i Norge på 287 TWh, en nedgang på 6 TWh fra 2023. Nedgangen skyldes i stor grad elektrifisering innen transport og petroleumssektoren. Når vi ser bort fra overføringstap og energibruken på sokkelen, var netto innenlands energibruk på om lag 215 TWh i 2024, se figur 21.1 (NVE, 2025a).

Strøm er den mest brukte energikilden etterfulgt av fossilt drivstoff og gass. Siden 2015 har samlet årlig kraftforbruk variert mellom 130 til 140 TWh (NVE, 2025a). Mesteparten av strømmen brukes i bygninger og i industrien. Forbruket i bygg går for det meste til oppvarming av vann og arealer, og varierer først og fremst med utetemperaturen. Andelen oljeprodukter og gass har gått ned de siste årene, men utgjør fortsatt en høy andel av samlet energibruk i industri-, transport- og petroleumsektoren. Fossilt drivstoff utgjorde i 2024 58 TWh og gass 46 TWh, en nedgang på hhv. 10 og 5 TWh siden 2015 (NVE, 2025a).

Petroleumssektoren står for i underkant av en sjettedel av den samlede energibruken i Norge. Energibruken i petroleumssektoren var på 53 TWh i 2024, noe som tilsvarer det totale energibruket i transportsektoren innenlands. I petroleumssektoren benyttes det i hovedsak naturgass (38 TWh), etterfulgt av strøm (11,5 TWh). Elektrifisering av sokkelen har tiltatt de siste årene, og



Figur 21.1 Samlet energibruk i Norge i 2024. A) energibruk etter sektor. B) energibruk etter energikilde og -bærer.

Kilde: NVE (2025a).

fra 2015 til 2024 økte strømforbruket i petroleumssektoren fra om lag 7 TWh til i overkant av 11 TWh (NVE, 2025b).

Industrisektoren bruker mest energi i fastlands-Norge og står for en tredjedel av netto innlands energibruk. Energibruken i industrien, utenom olje- og gassektoren, var på 68 TWh i 2024. Strøm utgjør hoveddelen av energibruken, etterfulgt av gass, olje og kull. Strømforbruket har siden 2010 variert mellom 43 og 45 TWh, og var på om lag 44 TWh i 2024 (NVE, 2025c). Den høye strømandelen i industrien skyldes at Norge har en høy andel kraftintensiv industri. Aluminiums- og ferrolegering står for hoveddelen av strømforbruket i norsk industri. Kjemisk industri, som blant annet mineralgjødselproduksjon, bruker naturgass som energikilde. For sementindustrien er den dominerende energibruken forbrenning av fossile og biologiske råvarer. Samlet sett benyttes fossilt brensel i stor grad i produksjon av metaller, kjemiske råvarer og sement, selv om strøm er en viktig energikilde i industrien. Fjernvarme benyttes også i industrien. Flere industribedrifter har også energigjenvinning med kraftproduksjon fra avgasser.

Transportsektoren står for en fjerdedel av innlands energibruk. Energibruken i transportsektoren var på om lag 53 TWh i 2024. Fossile brensler utgjør hoveddelen av energibruken, men det er en økende bruk av strøm som følge av elektrifisering av transportsektoren. I 2024 var strømforbruket på 3,8 TWh (i overkant av 7 prosent av total energibruk). Til sammenligning var strømforbruket på 1,7 TWh i 2020 (NVE, 2025d). Selv om bruk av strøm øker, forventes ikke den totale energibruken i transportsektoren å øke, ettersom elektriske motorer utnytter energien nesten tre ganger mer effektivt enn forbrenningsmotorer.

Boliger, kontorbygg og yrkesbygg står for en betydelig andel av netto innlands energibruk, og for om lag halvparten av strømforbruket. Energibruk i husholdninger var på 47 TWh i 2024, og energibruken i privat og offentlig tjenesteyting, inkl. forsvar var på 36 TWh. Strøm er den mest brukte energikilden i norske husholdninger, men det benyttes også ved og fjernvarme. Husholdningene bruker mest energi til oppvarming. Forbruket er derfor typisk høyest om vinteren. Ifølge NVE går om lag 67 prosent av husholdningsforbruket til oppvarming av rom, 15 prosent går til elektriske apparater, 12 prosent til varmtvann og 5 prosent går til lys. Strømforbruket i husholdningene har de siste 10 årene variert mellom 38,6 og 40 TWh, og var på 39 TWh i 2024. Strømforbruket i privat og offentlig tjenesteyting, inkl. forsvaret har i samme periode variert mellom 23,8 og 27 TWh, og var på 23,8 TWh i 2024 (NVE, 2024a).

21.1.2 Kraftproduksjon og -tilgang: Hvor får vi det fra?

Norsk kraftforsyning domineres av vannkraft. Vannkraften utgjør om lag 88 prosent av kraftproduk-

sjonen i et normalår, etterfulgt av vindkraft som utgjør om lag 11 prosent, og en liten andel produksjon fra nettilknyttet solkraftanlegg og bioenergi (Energifakta Norge, 2025a).[1] Andelen årlig fornybar kraftproduksjon varierer med nedbør og vindforhold og med kraftprisene, men er normalt rundt 98 prosent (se tabell 21.1). Svært få land har en høyere andel fornybar energi i kraftproduksjonen. Resten av kraftforsyningen kommer fra naturgass, hvor det største anlegget er Melkøya med ca. 1,5 prosent.

Norge har nær 2000 vann- og vindkraftverk. De til sammen 1818 vannkraftverkene produserer 138,1 TWh kraft i et normalt værår. Vindkraft gir det nest største bidraget, med en normalårsproduksjon på 15,9 TWh fordelt på 64 kraftverk. Norge har også 30 termiske[2] kraftverk med en samlet normalårsproduksjon på 2,3 TWh, og i overkant av 34 000 solkraftanlegg tilknyttet nettet med en samlet normalårsproduksjon på 0,7 TWh.

Siden starten av 2000-tallet har myndighetene stimulert utbygging av vindkraft og andre fornybare energikilder. Økningen i fornybar kraftproduksjon de siste 15 årene skyldes både subsidiering av fornybar energi gjennom elsertifikatordningen[3] og at produksjonskostnadene for vindkraft falt i takt med teknologiforbedringer. Siden 2018 har normalårsproduksjonen fra vindkraft økt fra rundt 4 TWh til rundt 16 TWh i 2024 (NVE, 2026b). 2020 var et toppår for utbygging av vindkraft på land da 15 nye vindkraftverk ble satt i drift (NVE, 2020). Utbyggingen av vindkraft har møtt motstand, og utbyggingen har stagnert de siste tre årene som følge av at konsesjonsbehandlingen av vindkraft på land ble stanset i 2019. Regjeringen gjenåpnet behandlingen av søknader i 2022, og nye meldinger i 2023. I 2023 ble det også gjennomført endringer i plan- og bygningsloven og energiloven, som i praksis innebærer kommunal vetorett. Interessen for småkraft[4] økte også som følge av elsertifikatordningen, og i løpet av 2021 ble 53 småkraftverk satt i drift (NVE, 2021). Solkraft utgjør fortsatt en liten andel av den totale kraftproduksjonen i Norge, men den installerte effekten har siden 2020 økt fra rundt 100 MW til 876 MW i 2025 (NVE, u.å.-a). Per i dag er de aller fleste solkraftanleggene bygget på hustak, og det er få større, bakkemonterte solkraftanlegg i Norge.

Vannkraftproduksjonen begrenses av nedbør, tilsig og magasinkapasitet. Tilsiget av vann til vannkraftanleggenes magasiner varierer gjennom året, mellom år og mellom ulike deler av landet. Fyllingssesongen starter om våren og sommeren når snøen smelter. Når snøsmeltingen avtar og tilsiget reduseres utover sommeren, faller forbruket i takt med høyere temperaturer. Nedbør om høsten gir typisk økte tilsig og økt magasinering. Etter hvert som temperaturen synker og nedbøren kommer som snø, faller tilsiget og forbruket øker, og tappesesongen starter. I tørrår, med lav snøsmelting og lite nedbør, er tilsiget til vannmagasinene lavere enn normalt. Motsatt er det høy snøsmelting og mye nedbør i våtår. Tilsiget kan variere med over 80 TWh mellom år (NVE, 2024b).[5] Norge har en magasinkapasitet på 87,4 TWh, som er nesten halvparten av kapasiteten i Europa (NVE, 2025e; Energifakta Norge, 2025a). Sverige og Finland har en magasinkapasitet på hhv. 33,7 TWh og 5,5 TWh (Energiföretagen Sverige, 2026; Environment.fi, 2026). Vannmagasinene gir mulighet til å lagre vann fra våte år til bruk i tørre år, men i svært tørre år er Norge avhengig av import for å dekke forbruket.

En vannkraftprodusent må til enhver tid vurdere om de skal produsere nå eller lagre vannet for senere produksjon. Vannkraftprodusenter med magasin kan planlegge produksjonen slik at de får høyest mulig verdi av vannet, til forskjell fra produsenter av vind og solkraft som må produsere i takt med været. Gjennom året er det usikkert hvordan været og tilsiget av vann blir framover. Om sommeren gjelder det å ta høyde for at det skal være plass i magasinene til vannet som kommer med høstregnet, og om høsten gjelder det å ha magasinert vann til produksjon gjennom vinteren når tilsiget er lavt. Samtidig må de ta hensyn til at det er usikkert f.eks. hvor lang vinteren blir eller hvor vått det blir om høsten. I et markedssystem beregner produsentene en vannverdi for å ta stilling til hvordan vannet i magasi-

---

1 For Norge definerer NVE et normalår som produksjonen basert på et gjennomsnitt av 30 værår mellom 1991 og 2020.

2 I termiske kraftverk foregår kraftproduksjonen ved at vann omformes til damp som driver en turbin. Termiske kraftverk kan være basert på fossile brensler som kull og gass, spalting av atomer (i kjernekraftverk) eller biomasse. Avfallsforbrenning utgjør rundt 15 prosent av den termiske produksjonen. (NVE, 2026c)

3 Elsertifikatordningen er en støtteordning som gir godkjente fornybare kraftverk som var satt i drift innen utgangen av 2021 rett til sertifikater for sin produksjon. Verdien av sertifikatene sikres ved at forbrukerne (kraftleverandører og visse kraftforbrukere) er pålagt å kjøpe sertifikater for en andel av sitt forbruk. Sertifikatprisen er markedsbestemt.

4 Småkraft er vannkraftverk med en installert effekt under 10 MW.

5 I perioden 2000 til 2025 hadde 2020 det høyeste årstilsiget, tilsvarende 180 TWh vannkraftproduksjon, mens 2010 hadde det laveste, tilsvarende 93,8 TWh vannkraftproduksjon, en forskjell på hele 86 TWh (NVE, 2024b).

Tabell 21.1 Oversikt over antall kraftverk, installert effekt[1] og normalårsproduksjon per kilde 31.12.2025.

Produksjonsteknologi	Antall kraftverk/anlegg	Installert effekt i MW	Normalårs-produksjon i TWh
Vannkraft	1 818	34 082	138,1
Vindkraft	64	5 082	15,9
Termisk kraft	30	538	2,3
Solkraft – nettilknyttede anlegg	34 732	876	0,7
Totalt		40 578	157,0

1) Installert effekt er den maksimale effekten et kraftverk kan levere, ofte oppgitt i megawatt (MW). Se boks 21.1 om forskjellen på effekt og energi.

Kilde: Innhentet fra NVE (epost datert 13. februar 2026).

Boks 21.1 Effekt og energi

For å forstå kraftsystemet er det viktig å kjenne til forskjellen på *effekt* og *energi*. For å koke opp vann må det tilføres *energi*. Energimengden som trengs, avhenger av hvor mye vann en vil koke opp og hvilken starttemperatur vannet har. Dersom vannet skal kokes opp hurtigere, kreves det mer *effekt*, som betyr energi per tidsenhet, men den totale energimengden endres ikke. Effekt er energi per tidsenhet og måles i Watt (med symbol W). Energi kan dermed uttrykkes som effekt over tid og måles derfor i watt-timer (med symbol Wh).

Tilsvarende bygges kraftverk for å produsere opptil en viss effekt (makseffekt). Makseffekten angir en komponents eller et anleggs maksimale kontinuerlige belastnings- eller produksjonsevne. Når vi snakker om *kapasitet*, er det gjerne makseffekten vi refererer til.

I husholdninger snakker vi gjerne om kraftforbruket som et visst antall kilowatt-timer (kWh – kilo betyr 1000). En panelovn med maksimal effekt på 1000 W bruker 1 kWh dersom den står på fullt i en time. For kraftverk er det vanlig å omtale kapasiteten som et visst antall megawatt (MW – mega betyr million) og energiproduksjonen som et antall gigawattimer (GWh). Det nasjonale kraftforbruket beskrives i form av årets maksimale effektuttak (MW) og det årlige energibruket terrawattimer (TWh).

En kWh er 1000 watt-timer, en MWh er 1000 kWh, en GWh er 1000 MWh og en TWh er 1000 GWh.

net skal disponeres (se kapittel 22). Vannverdien representerer verdien av å spare vannet og er basert på aktørenes forventninger til framtidige priser, tilsig og etterspørsel, og hvor stor magasinkapasitet de har.

Vi må også ha nok effektkapasitet til å dekke høyt forbruk på de kaldeste vinterdagene. Siden produksjon og forbruk må balansere hele tiden (se punkt 21.2), er det ikke nok å ha tilstrekkelig magasinert vann til å dekke strømforbruket om vinteren. Kraftverkene må også ha nok effekt til å dekke forbruket i timene med høyest forbruk på de aller kaldeste vinterdagene (se boks 21.1). Tabell 21.1 viser tall for både energiproduksjon og installert effekt i ulike typer kraftverk. Effektbalansen beregnes ved å modellere forbruk og produksjon i de mest krevende timene i året, dvs. når forbruket er høyt og tilgjengelig kapasitet begrenset (oftest kalde vinterdager med lite vind). En positiv effektbalanse betyr at vi ikke er avhengig av import i disse timene. I NVEs rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035» ble det beregnet at Norge hadde et effektoverskudd på 1,5 GW i 2022 (NVE, 2024c).[6]

Ulike typer kraftproduksjon har ulik mulighet til å tilpasse seg variasjoner i forbruket. Hvor mye elektrisk energi kraftverket kan produsere i løpet av en periode (kvarter, time, døgn eller år), avhenger både av kapasiteten og av tilgangen på

6 Effektbalansen er basert på en modellering av 2022, ikke på historisk data for 2022.

energikilden. Vannkraftverk med magasiner kan lagre vann og tilpasse sin produksjon innenfor begrensninger som er gitt av kapasitet, magasinstørrelse, konsesjonsvilkår og forholdene i vassdraget. Vind- og solkraft har ikke tilsvarende reguleringsevne, fordi det bare kan produseres når solen skinner eller vinden blåser. Vannkraftverk uten magasin produserer også bare når vannet kommer. Kjernekraftverk og kraftverk basert på kull og gass, kjøper sitt brensel i markedet og kan kontrollere hvor mye brensel som forbrukes i kraftverket. Deres produksjon begrenses av kapasiteten, vedlikeholdsperioder og tilgang på f.eks. kjølevann. I overkant av 75 prosent av den norske produksjonskapasiteten er regulerbar vannkraft (Energifakta Norge, 2025). Det gir Norge tilgang på stor fleksibilitet i kraftsystemet til en relativ lav kostnad sammenliknet med de fleste andre land i Europa.

Energilager i form av pumpekraftverk og batterier kan lagre og tilbakeføre energi til kraftsystemet. Norge har ni pumpekraftverk, med kapasitet på 1 344 MW (NVE, 2026d). Pumpekraftverk kan bruke kraft når prisen er lav til å pumpe vann opp i magasiner slik at vannet kan brukes til produksjon når prisene er høyere. Det er flere nye vannkraftprosjekter under planlegging som inkluderer pumping. Pumpekraftverk kan ha effekt på hundrevis av MW, men bruker energien til pumping og øker ikke samlet magasinkapasitet eller kraftproduksjon. De siste årene har det vert vekst i storskala batterianlegg koblet til høyspentnettet for å håndtere ulike problemer som flaskehalser i overføringen, reserve for produksjon eller ledninger, utjevning av effekttopper, levering av systemtjenester, eller som supplement til vind- eller solkraftanlegg (IEA, 2026). Slike batterier kan ha en lagringskapasitet på alt fra noen kWh til flere MWh. I Europa bygges det nå batterianlegg med effekter på flere hundre MW og lagringskapasiteter i størrelsesorden 400–800 MWh (Maish, 2025).

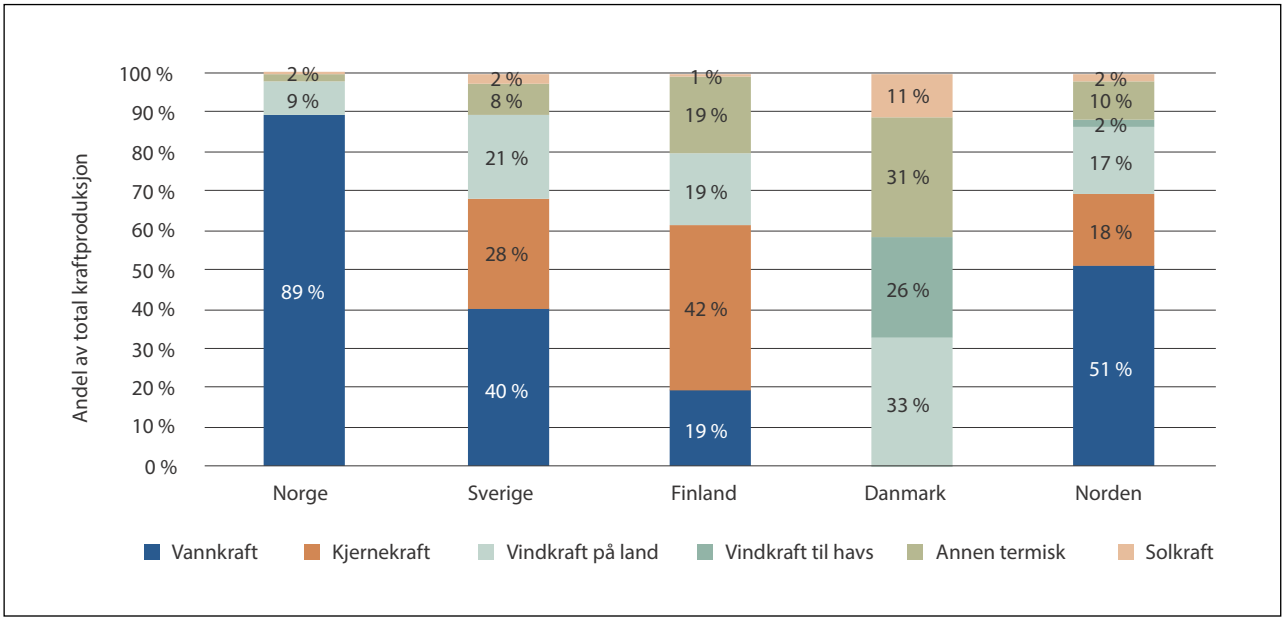
I Norden er kraftproduksjonen basert på vindkraft, solkraft, vannkraft, kjernekraft, gass og kull. Både Sverige og Finland har kjernekraft, vannkraft og vindkraft som en stor del av kraftmiksen, se figur 21.2 (NVE, 2025f). Danmark har bygd ut mye vindkraft de siste 20 årene, og i dag kommer halvparten av kraftproduksjon fra vindkraft på land og til havs. I Tyskland kommer mer enn halvparten av kraftproduksjonen fra fornybare energikilder, men det er fortsatt et stort innslag av fossile energikilder som gass og kull (IEA, 2026a). En stor andel av Storbritannias kraftproduksjon kommer fra gasskraft, kjernekraft og vindkraft (IEA, 2026b). I Nederland kommer en stor andel av kraftproduksjonen fra gasskraftverk, etterfulgt av vind- og solkraft (IEA, 2026c).

Norge utveksler kraft med nabolandene gjennom en rekke mellomlandsforbindelser. Norge er tett integrert i det nordiske og europeiske kraftmarkedet gjennom et omfattende nett av overføringsforbindelser til nabolandene, se figur 21.5. Den første mellomlandsforbindelsen ble etablert mot Sverige i 1960 med formål om å importere kraft i tørre år og eksportere overskuddsproduksjon i våte år. Siden den gang har Norge etablert forbindelser til Danmark, Finland, Russland, Nederland, Tyskland og Storbritannia. Siden innføringen av markedsbasert kraftutveksling, baseres investeringer i mellomlandsforbindelser på prisforskjeller. Men formålet med forbindelsene er det samme: bedre utnyttelse av energiressurser på tvers av landegrensene, redusert utbyggingsbehov og bedre forsyningssikkerhet.

Kraftutvekslingen gjør det mulig å dra gjensidig nytte av forskjeller i naturressurser, produksjonssystemer og forbruksmønstre. Sverige har i likhet med Norge et større kraftoverskudd i nord og mer forbruk enn produksjon i sør. I Danmark er vindkraftproduksjonen enkelte dager større enn kraftforbruket. For Norge gir kraftutvekslingen og deltakelsen i det felles europeiske markedet mulighet til å eksportere overskuddskraft i våtår/våte perioder og til å importere kraft i tørrår/perioder med lite nedbør. Samtidig bidrar norsk vannkraft til å balansere varierende sol- og vindkraftproduksjon, i prinsippet i hele det integrerte europeiske systemet. Det blir stadig viktigere ettersom kraftsystemene i både Norge og Europa får en større andel vind og sol.

De siste 25 årene har Norge hatt nettoeksport i 19 år og nettoimport i 5 år. Etter markedsreformen[7] i 1991 er det prisene som «bestemmer» kraftutvekslingen time for time (se kapittel 22), men det er kraftbalansen og variasjoner i nedbør og forbruk som avgjør nettoutvekslingen. Figur 21.3 viser total eksport og import, samt nettoeksport, for årene fra 1993 til 2025. Høy nettoeksport forklares først og fremst med perioder der Norge har kraftoverskudd, mens år med nettoimport er perioder med mindre produksjon enn normalt, for eksempel tørrår. I denne peri-

[7] Kraftmarkedet i Norge ble deregulert ved innføringen av energiloven av 1990 og trådte i kraft 1. januar 1991. Loven innebar en omlegging fra monopoler til et markedsbasert kraftsystem med fri konkurranse i produksjon og omsetning av strøm. I tiårene etter har markedsbasert kraftomsetning blitt innført i de andre landene i Norden og EU og det er etablert et felles kraftmarked i Europa.



Figur 21.2 Kraftmiks i de nordiske landene, 2023.

Kilde: NVE (2025f).

oden har Norge stort sett hatt kraftoverskudd og lavere priser enn landene rundt oss. Også i årene framover vil graden av eksport og import bestemmes av utviklingen i den norske kraftbalansen.

Også gjennom året varierer kraftutvekslingen med tilgangen på vann og vind, og med variasjoner i forbruket. Figur 21.4 viser gjennomsnittstall for eksport og import måned for måned i perioden 1993–2025. Gjennom året er den norske krafteksporten vanligvis høyest i sommerhalvåret når tilsiget er høyt og det norske forbruket er lavt. Importen er som regel størst om vinteren når tilsiget er lavt og forbruket høyt. I alle månedene har vi eksport i noen tidsavsnitt (kvarter) og import i noen. Når samlet eksport i løpet av måned er høyere enn samlet import, har vi nettoeksport.

21.2 Kraftsystemet: Hvordan henger det sammen?

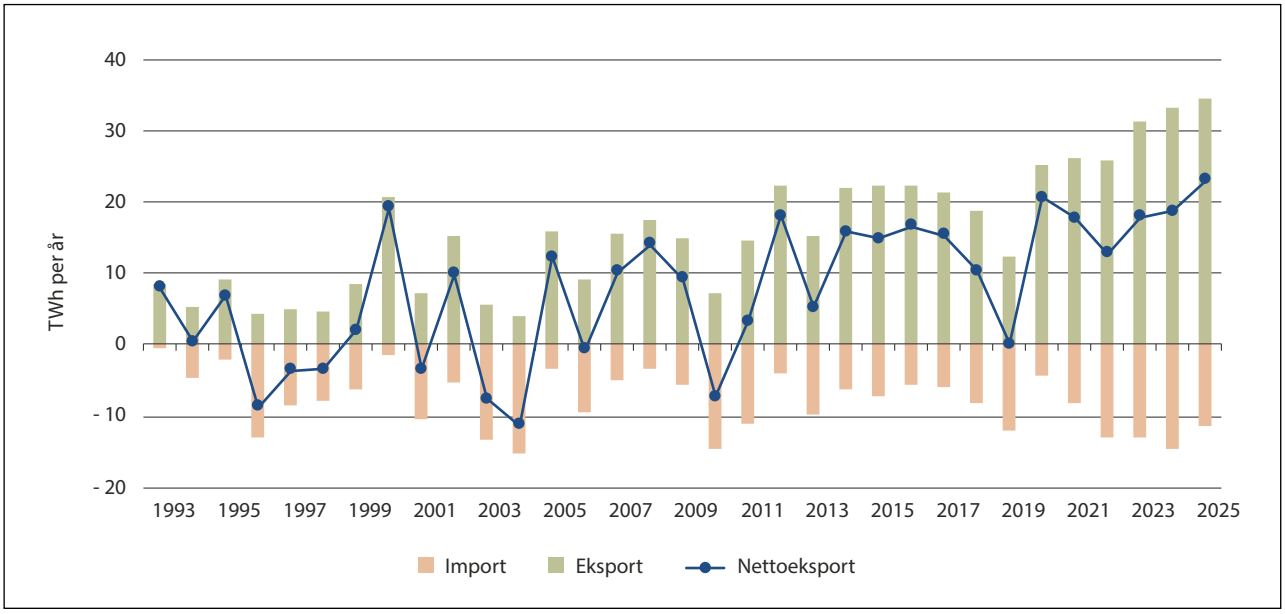
Strømnettet må ha tilstrekkelig kapasitet til å transportere strømmen fra produsentene til forbrukerne. Kraft- og effektforsyning har også en geografisk dimensjon. Systemet må ikke bare kunne produsere nok effekt og energi til å dekke forbruket, vi må også ha et nett som kan frakte kraft og effekt fra produksjonsanleggene til forbrukerne. Hvor nettet bygges ut, og i hvilken takt, henger sammen med ressursforhold, bosetting og næringsstruktur.

For at kraftsystemet skal fungere, må produksjon og forbruk balanseres kontinuerlig. Denne fysiske balanseringen, som er en del av systemansvaret og driften av nettet, er det Statnett som har ansvaret for i Norge. Hvordan strømnettet er bygget, hvor i landet strømmen produseres og brukes, og hva slags kraftkilder vi har, påvirker hvordan balansen opprettholdes. Når vi får mer strøm fra for eksempel sol og vindkraftverk, som varierer med været, blir det viktig å ha andre kilder som kan balansere systemet. I det norske kraftsystemet har vi store vannkraftressurser og også andre ressurser som brukes til balansering, slik som forbruk som kan nedreguleres. I kapittel 25 beskriver vi hvordan kjernekraft i Norge kan påvirke nettplanlegging og systemdrift.

21.2.1 Utbygging og drift av nettet

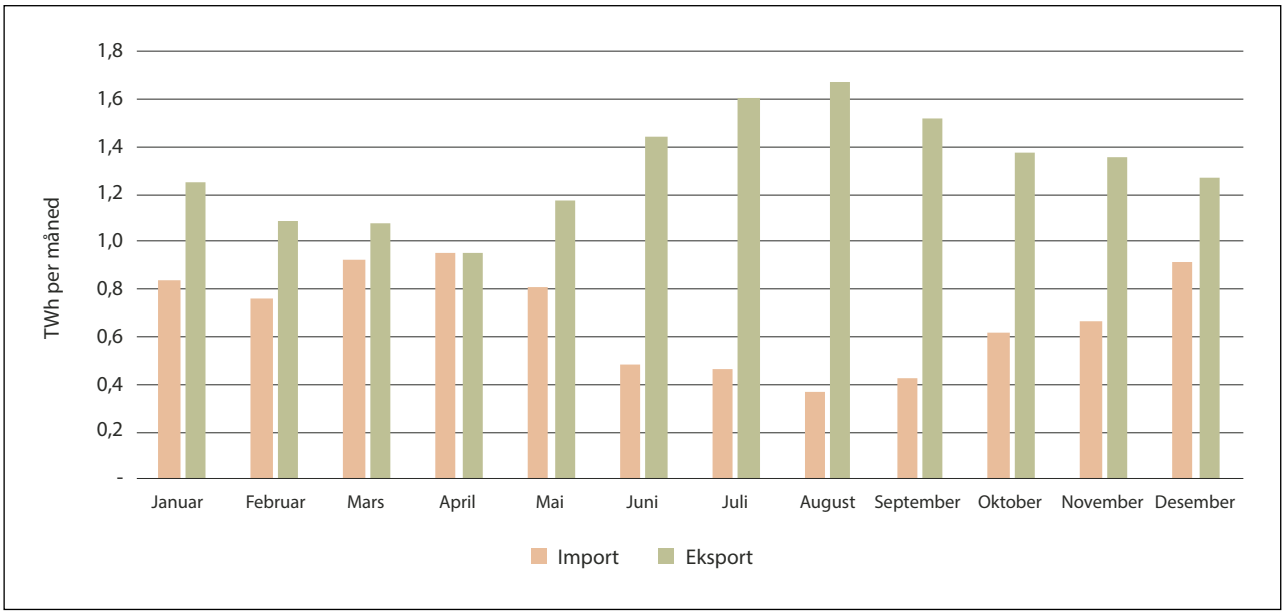
Det norske strømnettet preges av at Norge er et langstrakt land med mye væravhengig kraftproduksjon og spredt befolkning. Energikilden til vannkraften – vann i magasiner og vassdrag – avhenger av hvor mye nedbør vi får, og hvor den kommer. Når det er våte perioder i nord og tørt i sør, eller omvendt, er verdien av å utveksle strøm mellom nord og sør betydelig. Videre ligger en stor del av vannkraftproduksjonen på Vestlandet, mens en stor del av befolkningen – med tilhørende næringsliv – finnes på Østlandet. Også her vil det derfor ha stor verdi med utveksling av strøm mellom landsdelene.

Nettet gjør det mulig å lokalisere forbruket uavhengig av hvor produksjonen legges. Vannkraftanleggene må bygges der det er god tilgang til vann-



Figur 21.3 Årlig eksport, import og nettoutveksling av strøm for Norge (TWh per år), 1993–2025.

Kilde: SSB (2026a), tabell 14091.



Figur 21.4 Gjennomsnittlig import og eksport av strøm for Norge (TWh per måned), 1993–2025.

Kilde: SSB (2026a), tabell 14091.

fall, vindkraftanleggene der vindforholdene er gunstige og solkraftanleggene der det er mest sol å hente (og uansett må det tas hensyn til andre interesser knyttet til det samme arealet). Det er ikke alltid i umiddelbar nærhet av forbrukerne. Brenselet til kullkraft, gasskraft og kjernekraft kan derimot transporteres fra kilden til kraftverket, og dermed kan anleggene plasseres nærmere steder med stort forbruk eller i områder hvor det er god kapasitet i nettet. Men det er også andre faktorer som har betydning for plasseringen, som for eksempel tilgang til kjølevann eller annen infrastruktur. Kraftintensiv industri, som har et stort kraftforbruk, lokaliseres ofte i områder med god krafttilgang. For industrien er krafttilgang bare en av flere faktorer som påvirker lokaliseringen (Oslo Economics, 2022).

Nettselskapene har ansvar for utbygging og driftssikkerhet i kraftnettet. I Norge skiller vi mellom tre nettnivåer: transmisjonsnett, regionalnett og distri-



Figur 21.5 Det sammenkoblede kraftnettet i Nord-Europa.

I Norge går flere av de store overføringsforbindelsene retning vest-øst, mens de i Sverige går nord-sør. Overføringsforbindelsene knytter sammen produksjon og forbruk mellom ulike landsdeler.
Kilde: ENTSO-E (2024).

busjonsnett (se tabell 21.2). Transmisjonsnettet, tidligere kalt sentralnettet, er hovedveiene i kraftsystemet og inkluderer mellomlandsforbindelsene. Regionalnettene kan sammenlignes med fylkesveier og binder sammen transmisjons- og distribusjonsnettene. Distribusjonsnettene frakter strømmen fra regionalnettet fram til de enkelte sluttbrukere (eller nettkunde). De aller fleste kraftverkene er tilknyttet regional- eller distribusjonsnett. Samtidig knyttes det stadig mer kraftproduksjon til distribusjonsnettet, ettersom det bygges flere små vannkraftverk og solkraftanlegg.

Tabell 21.2 Nærmere om de ulike nettnivåene

	Vanlig spenningsnivå, kV	Lengde, km	Antall kunder	Kundetyper
Transmisjonsnett	300–420	12 000	Under 50	Større produksjonsanlegg, kraftintensiv industri
Regionalnett	33–132	19 000	ca. 100 000	Større produksjonsanlegg, kraftintensiv industri
Distribusjonsnett	0,23–22	101 000	3,3 millioner	Mindre produksjonsanlegg og alminnelig forbruk

Kilde: Energifakta Norge (2025b) og egne anslag basert på elhub.no.

Planlegging og utbygging av nettkapasiteten

Nettselskapene må bygge ut tilstrekkelig nettkapasitet til å håndtere variasjonene i produksjon og forbruk. Kapasiteten i nettet bygges ut med sikte på å dekke forbruket på de kaldeste vinterdagene i tørre år, håndtere utfall av store enheter og for å kunne transportere strøm mellom ulike deler av landet under vekslende tilsigsforhold og varierende kraftutveksling med utlandet. Nettutbyggingen påvirkes derfor både av hvor kraftverkene plasseres og hvilket produksjonsmønster de har, i tillegg til hvordan forbruket er fordelt og utvikler seg.

På grunn av sannsynligheten for forstyrrelser og utfall, dimensjoneres nettet med en sikkerhetsmargin. Det såkalte N-1-kriteriet er et enkelt og robust deterministisk[8] dimensjoneringskriterium for planlegging og drift av kraftsystemet. Kriteriet er ikke nedfelt i lov, men brukes i ulik utstrekning av de aller fleste nettselskap og systemansvarlige i verden. N-1 innebærer at nettet planlegges og bygges slik at det tåler feil i hvilken som helst produksjonsenhet eller nettkomponent i systemet. En komponent kan eksempelvis være en ledning, en transformator eller et produksjonsanlegg. Ved feil på en komponent må det være tilstrekkelige reserver i nettet eller produksjon, til å unngå at en annen komponent blir overbelastet, samtidig som spenning og frekvens holder seg innenfor grenseverdiene og ingen kunder må kobles ut uplanlagt. Boks 21.2 gir en kortfattet oversikt over noen sentrale begreper knyttet til balansering og stabilitet.[9]

Balansering og drift av kraftsystemet

Som systemansvarlig selskap, har Statnett ansvar for den kontinuerlige effektbalanseringen og for at nettet ikke overbelastes. Kraftmarkedet sørger for å finne balanse mellom forbruk og produksjon for hvert tidsavsnitt[10] neste døgn med så små prognoseavvik som mulig (se kapittel 22). Men både strømforbruk og -produksjon varierer kontinuerlig, og elektrisitet har fysiske egenskaper som gjør at det må være balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid. Systemansvaret innebærer at Statnett har ansvar for balanseringen innenfor hvert tidsavsnitt. I tillegg innebærer systemansvaret å passe på at markedsløsningen ikke innebærer at kapasiteten i nettkomponentene enkeltvis eller samlet overbelastes, dette kalles flaskehalshåndtering. Flaskehalser som ikke håndteres i markedet, håndteres gjennom såkalt motkjøp. Motkjøp innebærer at Statnett betaler frivillige aktører for å øke produksjonen eller redusere forbruket i underskuddsområdet, og for å redusere produksjonen eller øke forbruket i overskuddsområdet, for å sikre at flyten gjennom flaskehalsen er innenfor forsvarlige grenser.

Kraftsystemet driftes slik at det tåler verste tenkelige enkeltfeil. Dimensjonerende feil er den feilen som medfører utfall av en hovedkomponent (produksjon, ledning, transformator, samleskinne, forbruk, etc.) og som har størst konsekvens på kraftsystemet av alle feilhendelser som har blitt tatt hensyn til. Den største produksjonsenheten i det nordiske systemet har lenge vært Oskarshamn 3, med en kapasitet på 1 450 MW. Denne størrelsen har dermed definert verste tenkelige enkeltfeil. Den nyeste finske reaktoren, Olkiluoto 3, har en kapasi-

8 Deterministisk betyr at det er forhåndsbestemt og fast, det er ikke basert på sannsynlighetsberegninger (probabilistiske kriterier).

9 En nærmere beskrivelse gis f.eks. i Bongiorno & Karlsson (2024)

10 Det nordiske og europeiske kraftmarkedet har siden starten tidlig på 90-tallet vært inndelt i timer. Det betyr at aktørene i engrosmarkedet handler et antall energienheter målt i MWh (1000 kW i 1 time). 15-minutters tidsavsnitt er blitt gradvis innført og ble fullført 1. oktober 2025.

Boks 21.2 Begreper knyttet til balanse og stabilitet i kraftsystemet

Spenning: Spenning er en fysisk størrelse som angir differansen for potensiell energi mellom to punkter i et elektrisk felt per ladningsenhet. Spenning er nødvendig for at strøm drives fram i en krets. Høyere spenning reduserer tapene i nettet. Fremme ved forbrukerne må spenningen reduseres til passende nivå.

Frekvens: Frekvensen er antall perioder per sekund i den aktuelle vekselspenningen eller vekselstrømmen. Når frekvensen er 50 Hz har synkrongeneratorene en omdreining som gir en sinusformet vekselspenning med 50 perioder per sekund. Antall mekaniske omdreininger avhenger av antallet poler i maskinen.

Rotasjonsenergi: Rotasjonsenergien i et synkront kraftsystem måles i GW-sekunder (GWs) og omfatter som regel summen av lagret rotasjonsenergi i synkront roterende enheter. Samlet rotasjonsenergi angir systemets motstandskraft mot raske frekvensforandringer i forbindelse med ubalanser som rokker ved den aktive effektbalansen, iblant referert til som systemets inertia eller treghet.

Synkrongenerator: Synkronmaskin for kraftproduksjon som roterer synkront med det tilkoblede nettets frekvens, dvs. med en rotoromdreining som er proporsjonal med nettfrekvensen og uavhengig av produksjonsnivået.

Omformer: Komponent for omforming av likespenning/likestrøm til vekselspenning/vekselstrøm (eller vice versa) som består av kraftelektronikk, som transistorer eller tyristorer.

Aktiv effekt: Den delen av kraftoverføringen som kan omformes til nyttig arbeid i form av lys, kraft, varme, elektrolyse eller andre prosesser.

Reaktiv effekt: Den reaktive effekten medfører spenningsvariasjoner og tar plass fra den nyttige effektoverføringen. Den reaktive effektflyten må derfor balanseres til lave nivåer. I motsetning til den aktive effektbalanseringen må den reaktive effektbalansen opprettholdes lokalt. Spenningsregulering og reaktiv effektbalansering henger tett sammen. Reaktiv effekt finnes bare i vekselstrømsystemer og er en energi som pendler fram og tilbake mellom systemets komponenter. Noen komponenter og laster forbruker reaktiv effekt og andre genererer reaktiv effekt. Synkrongeneratorer og kraftelektroniske omformere kan både generere og forbruke reaktiv effekt.

Feilstrøm: Ved feil, dvs. kortslutninger eller jordfeil i et kraftsystem, oppstår det en feilstrøm på stedet der feilen skjedde. Feilstrøm er generelt den delen av den totale feilstrømmen som passerer gjennom et bestemt overføringselement på veien fra en strømkilde til feilen. Man snakker også om ulike feilstrømsbidrag til den totale feilstrømmen.

tet på 1 600 MW. For å gi tilknytningsavtale til transmisjonsnettet krevde den finske systemoperatøren, Fingrid, at operatøren av Olkiluoto 3 selv må organisere og bekoste en løsning som automatisk kobler bort kraftforbruk, dersom Olkiluoto 3 plutselig skulle frakobles nettet ved et høyt produksjonsnivå. I Norge har mellomlandsforbindelsene North Sea Link (NSL) og NordLink kapasitet til 1 400 MW eksport eller import, og feil på en av dem representerer den største enkeltfeilen. I den nordiske systemdriftsavtalen stilles det krav om at alle de nordiske systemoperatørene skal sikre reserver for å dekke sin dimensjonerende feil.

Statnett samarbeider med de andre nordiske systemansvarlige om balanseringen av systemet. Det norske systemet er en del av det nordiske synkrone elsystemet (se figur 21.5), der anlegg tilkoblet via synkrongeneratorer «svinger sammen» med samme frekvens, og både påvirker og påvirkes av systemfrekvensen.[11] Derfor må det finnes systemer og mekanismer som holder synkronsystemet nær systemfrekvensen på 50 Hz hele tiden. Ansvaret for den felles balanseringen av synkronområdet ligger hos systemoperatørene i Norden. Det er vanlig at systemoperatørene setter mål for driftssikkerheten. Ofte gjelder målene frekvens- og spenningskvalitet, samt systemets evne til å motstå og håndtere driftsforstyrrelser og unormale driftssituasjoner.

[11] Et synkronområde utgjøres av sammenhengende vekselstrømsforbindelser, mens utveksling mellom ulike synkronområder bare er mulig gjennom likestrømsforbindelser. Det nordiske synkronområdet er koblet til andre synkronområder gjennom likestrømforbindelser. I motsetning til flyten på vekselstrømforbindelser, kan flyten på likestrømforbindelsene kontrolleres direkte med kraftelektroniske omformere.

Boks 21.3 Ulike systemtjenester

FCR-N (Frequency Containment Reserve – Normal): Normaldriftsreserven skal håndtere prognosefeil og begrense frekvensavvik ved strukturelle ubalanser mellom produksjon og forbruk innen oppgjørsperioden. Normaldriftsreserven er en primærreserve som har som formål å stoppe frekvensendringer, slik at frekvensen blir stabilisert på et nytt nivå. FCR-N virker i frekvensintervallet 49,9–50,1 Hz.

FCR-D (Frequency Containment Reserve – Disturbance): Driftsforstyrrelsesreserven skal håndtere plutselige oppståtte større ubalanser, for eksempel bortfall av større produksjonsenheter eller forbruk. FCR-D finnes i to varianter; en for oppregulering og en for nedregulering. Driftsforstyrrelsesreserven er en primærreserve som har som formål å stoppe frekvensendringer, slik at frekvensen blir stabilisert på et nytt nivå. FCR-D virker i frekvensintervallene 49,9–49,5 og 50,1–50,5 Hz.

FFR (Fast Frequency Reserve): Den raske frekvensreserven skal aktiveres innen ca. 1 sekund når systemfrekvensen synker under et bestemt nivå, og ha en varighet på enten 5 sekunder (short duration) eller 30 sekunder (long duration). Formålet med FFR er å bremse hastigheten på frekvensendringen for å sikre at systemet, når rotasjonsenergien er lav og frekvensen endrer seg raskt ved store ubalanser, får nok tid til at FCR-D kan reagere og gjenopprette frekvensen.

aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve): Den automatiske frekvensgjennopprettingsreserven er en sekundærreserve som skal gjenopprette frekvensen til 50 Hz og frigjøre de aktiverte delene av FCR-N og FCR-D, slik at de er tilgjengelige til å håndtere nye ubalanser.

mFRR (manuell Frequency Restoration Reserve): Den manuelle frekvensgjenopprettingsreserven er en tertiærreserve som skal gjenopprette frekvensen til 50 Hz, og frigjøre de aktiverte delene av aFRR, slik at de er tilgjengelige til å håndtere nye ubalanser.

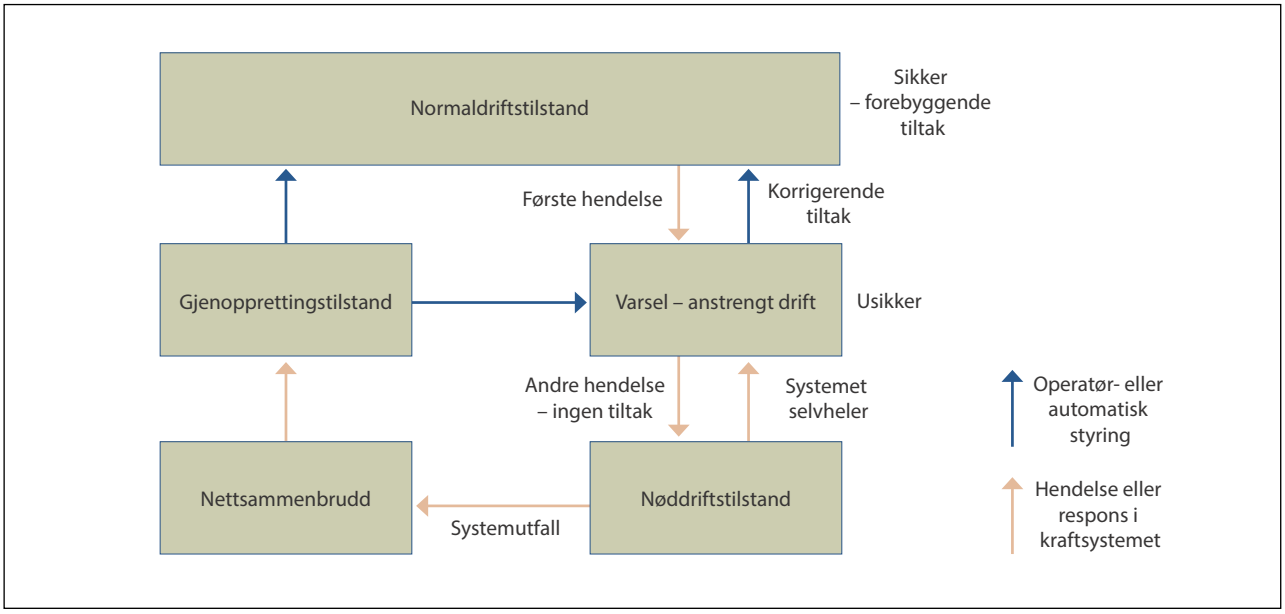
Kilde: ENTSO-E (2023), ENTSO-E (2021a), Statnett (2025d) og Statnett (2025e).

Tabell 21.3 Prekvalifiserte volum (MW) fra ulike kilder i reservemarkedene i Sverige per 1. januar 2026 (avrundet til nærmeste 10).

	FFR	FCR-N	FCR-D opp	FCR-D ned	aFRR opp	aFRR ned	mFRR opp	mFRR ned
Energilager	830	460	1 250	1 180	10	1 190	1 190	1 130
Fleksibelt forbruk	30	<10	410	90	0	820	820	460
Kombinasjon vannkraft + batteri	20	50	60	60	0	0	0	0
Kombinasjon vindkraft + batteri	30	20	40	50	40	80	80	90
Kjernekraft	0	0	0	0	0	100	100	140
Solkraft	0	0	<10	30	0	0	0	90
Vindkraft	0	0	0	610	150	1 100	1 100	1 580
Vannkraft	0	1 770	2 700	1 690	2 380	13 240	13 240	13 260
Varmekraft	0	50	50	50	50		480	480

Kilde: Svenska kraftnät (2026).

Sikker drift krever at systemet balanseres i mange dimensjoner og at stabiliteten opprettholdes både i synkronområdet som helhet og lokalt. Blant annet må et fungerende kraftsystem både ha aktiv og reaktiv effektbalanse (se boks 21.2). Den aktive effektbalansen og frekvensstabiliteten omfatter hele kraftsystemet, dvs. at balanseringstiltak i prinsippet kan gjennomføres hvor som helst i systemet, så lenge overføringsbegrensnin-



Figur 21.6 Ulike systemdriftstilstander og -responser.

Kilde: SOGL, forordning (EU) 2017/1485.

ger ikke overskrides. Den reaktive effektbalansen påvirker spenningen og må opprettholdes lokalt.

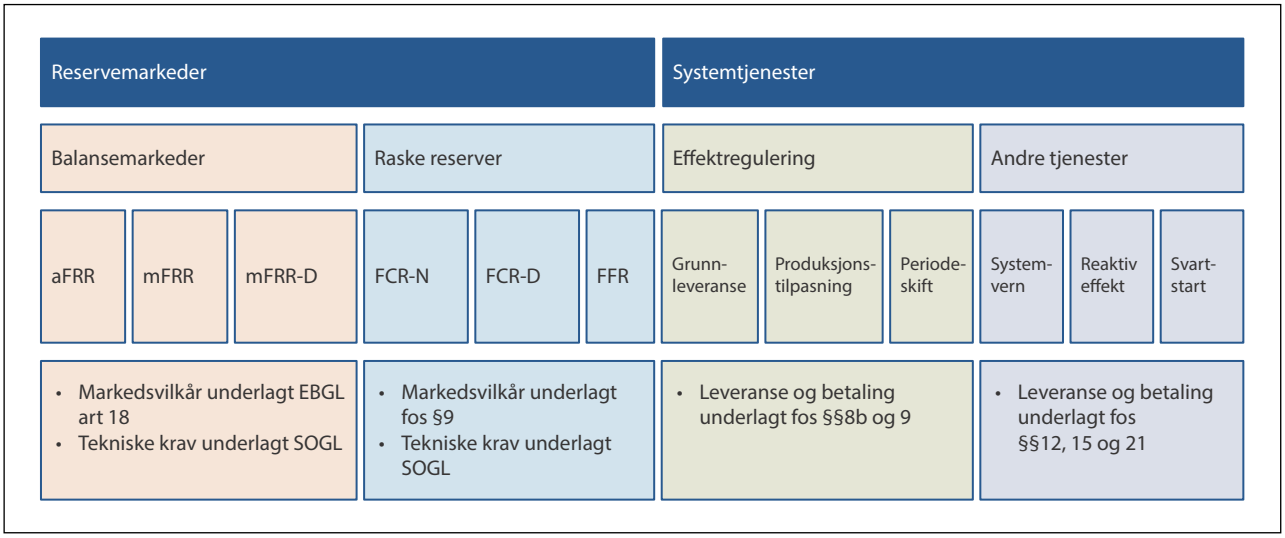
Et balansert og stabilt kraftsystem krever kontinuerlig overvåking og regulering, og systemdriften må håndtere ulike driftssituasjoner løpende. Driftssituasjonen i kraftsystemet kan illustreres og beskrives på mange måter, se figur 21.6 som viser ulike driftssituasjoner og hvordan systemoperatørene jobber for å holde systemet innenfor normalområdet. I normalsituasjon holdes systemet innenfor grenseverdiene med gode marginer. Om en uplanlagt hendelse inntreffer, settes systemet i *varsel - anstrengt drift*, og operatøren eller de automatiske systemene skal uten unødig opphold gjenopprette normalsituasjonen. Om det da kommer ytterligere forstyrrelser eller oppstår en uforutsett alvorlig hendelse, havner systemet i *nøddriftstilstand*. I denne tilstanden kreves det mer omfattende tiltak som ofte innebærer utkobling av nettkunder. I verste fall får vi *nettsammenbrudd*, der hele eller deler av systemet blir spenningsløst. Derfra må man komme tilbake til normaldrift, via en *gjenopprettelse*.

Sikker drift krever verktøy for balansering både på systemnivå og lokalt. For å opprettholde balanse og stabilitet i kraftsystemet kan systemoperatøren benytte en rekke systemtjenester og avhjelpende tiltak. Systemtjenester er tjenester som leveres av andre aktører, fra installasjoner som er tilsluttet nettet, mens avhjelpende tiltak hentes fra ressurser som Statnett har selv (systemtjenester i figur 2.7). Noen av systemtjenestene kjøpes inn gjennom ulike markedsløsninger, mens andre sikres gjennom beordring eller tekniske krav til alle anlegg som er knyttet til strømnettet. Boks 21.3 gir en oversikt over systemtjenester og figur 21.7 hvordan de skaffes til veie.

Systemtjenester leveres gjennom markedsløsninger, krav i regulering eller egne ressurser i nettselskapene. Den aktive effektbalansen opprettholdes gjennom markedsløsninger, frekvensregulering og aktive effektreserver. Markedsbaserte løsninger finnes i dag bare for frekvensrelaterte systemtjenester. Systemtjenester for spenningsregulering, reaktiv effektbalanse og feilstrøminnmating skaffes til veie på andre måter. Mens Statnett har ansvaret for den aktive effektbalansen og frekvensreguleringen i hele systemet, har regionale og lokale nettselskap ansvar for spenningsreguleringen og den reaktive effektbalansen i sine nett. Dette kan blant annet gjøres ved bruk av trinnkoblere på transformatorer og andre virkemidler for reaktiv effektkompensering. EUs forordning om drift av kraftsystemet definerer hvilke verktøy systemoperatørene kan bruke for å håndtere de ulike driftssituasjonene (SOGL).[12]

For å håndtere ubalanser og feil kjøper Statnett inn reserver i reservemarkedet som kan aktiveres for å korrigere ubalansene. Reservene som Stat-

[12] SOGL (forordning (EU) 2017/1485) ble tatt inn i norsk rett gjennom en endring av forskrift om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene den 29. oktober 2021. Endringsforskriften er FOR-2021-10-29-3109, som trådte i kraft samme dag.



Figur 21.7 Oversikt over reservemarkeder og systemtjenester med tilhørende reguleringer.

EBGL (Forordning om balansering av kraftsystemet) og SOGL (Forordning om retningslinje for systemdrift) er EU-forordninger som også gjelder for Norge , fos er forskrift for systemansvaret i kraftsystemet.
Kilde: Innhentet fra Statnett (epost datert 3. februar 2026).

nett kjøper har ulik responstid og varighet, og aktiveres i en bestemt rekkefølge for å oppnå en jevn balansering (se figur 21.8). Ved store og plutselig oppståtte ubalanser aktiveres raske frekvensreserver. Hvis rotasjonsenergien i systemet er liten, aktiveres først FFR for å bremse frekvensendringer som ubalansen skaper (se boks 21.3). Etter at frekvensendringen er bremset gjennom FFR aktiveres primærreserver (FCR-D) for å stoppe endringen og stabilisere frekvensen på et nytt nivå. Etter at frekvensen er stabilisert aktiveres sekundærreserver (aFRR) for å bringe frekvensen tilbake til nivået på 50 Hz. Når frekvensen er tilbake til 50 Hz aktiveres tertiærreserver (mFRR) for å opprettholde balansen til en ny likevekt mellom produksjon og forbruk er oppnådd i markedet. FFR omfatter forbrukere og energilagring, FCR og aFRR omfatter kraftprodusentene og mFRR omfatter både produsenter og forbrukere. Produsentene og forbrukerne som deltar i reservemarkedet får betalt for å justere sin produksjon eller forbruk etter behovet. For mer informasjon om de ulike systemtjenestene, se figur 21.7 og boks 21.3.

Systemtjenester leveres fra mange ulike aktører. Tradisjonelt har vannkraften stått for all frekvensregulering i det nordiske kraftsystemet, i starten uten noen økonomisk kompensasjon. Etter hvert som behovet for markeder for systemtjenester og behov for nye produkter har utviklet seg, har nye aktører dukket opp i balansemarkedene. Batterier har for eksempel kommet inn de seneste årene. For å få lov til å selge systemtjenester må anleggene prekvalifiseres for å sikre at de kan levere fullverdige tjenester når behovet oppstår. Prekvalifiserte volumer i det svenske markedet vises i tabell 21.3. Det offentliggjøres ikke tilsvarende tabeller for Norge. Kostnadene for de ulike frekvensrelaterte systemtjenestene i Sverige vises i tabell 21.4.

Utover de markedsbaserte reservene finnes det tekniske tiltak som automatisk bidrar til å stabilisere systemet ved større avvik i frekvensen. Likestrømsforbindelsene mellom det nordiske kraftsystemet og andre synkronområder er ofte utrustet med frekvensstyrte funksjoner som kan endre effektflyten for å bidra til stabilisering av det nordiske systemet. Denne såkalte EPC-funksjonen (Emergency Power Control) aktiveres ofte i frekvensintervallet 49,5–49,0. Et annet virkemiddel er automatisk forbruksutkobling (AFK), der deler av forbruket kobles ut ved store produksjonsunderskudd. AFK aktiveres trinnvis i frekvensområdet 48,8–48,0 Hz og bidrar til å hindre ytterligere fall i frekvensen. Alle frekvensrelaterte systemtjenester har som formål å opprettholde nettilkoblingen og strømforsyningen for en størst mulig andel av sluttbrukerne ved driftsforstyrrelser og ubalanser. Systemtjenestene er hierarkisk bygget opp slik at de mest kostnadseffektive og finjusterte kontrollmekanismene aktiveres nær 50 Hz, mens kraftigere og mer inngripende tiltak tas i bruk ved større frekvensavvik. Dersom frekvensen faller til 47,5 Hz kobles alle store dampturbiner i kjernekraftverkene ut, av mekaniske sikkerhetsårsaker, noe som med stor sannsynlighet vil medføre alvorlige forstyrrelser i det nordiske kraftsystemet. Systemoperatørene

iverksetter derfor alle rimelige tiltak for å unngå at kjernekraftverkene må kobles ut.

21.2.2 Ulike kraftverk har ulike reguleringsegenskaper

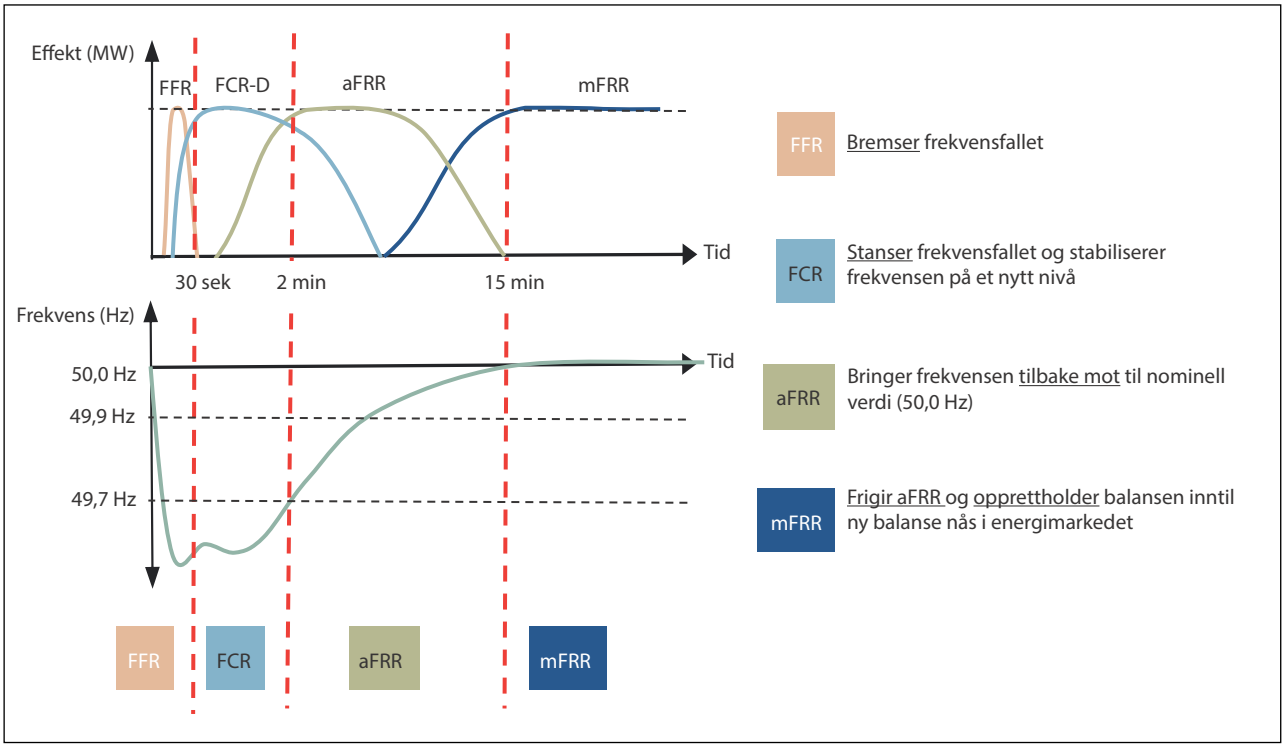
Systemets robusthet avhenger av egenskapene til alle elementene som er tilknyttet systemet. Balanseringen av det nordiske synkronområdet avhenger av egenskaper ved produksjon og forbruk i hele synkronområdet. Kraftproduksjonen i Norden består hovedsakelig av vannkraft og kjernekraft, mens andelen kraftproduksjon basert på vind og solkraft har vært økende. Både teknisk og økonomisk har kraftverkene ulike muligheter til å regulere produksjonen etter variasjoner i forbruk og annen produksjon, og til å bidra med systemtjenester. De ulike kraftverkene har ulike muligheter til å lagre primærenergi og ulike start-/stoppegenskaper og effektreguleringsegenskaper. Videre har det betydning om kraftverkene er tilknyttet nettet via synkrongeneratorer eller omformere.

Effektreguleringsegenskaper

Vannkraften har generelt gode effektreguleringsegenskaper, men energitilgangen kan være begrenset. Vannkraften er fleksibel – den kan drives på dellast og klarer hyppige start- og stoppsekvenser. Fleksibiliteten kan være begrenset av magasinstørrelse og minstevannstand, minstevannføring, og er ulik mellom magasin- og elvekraftverk. Ligger kraftverkene etter hverandre i et vassdrag med begrensede magasinmuligheter langs elven, blir produksjonen i de ulike kraftverkene gjensidig avhengige.

Kjernekraften i Norden har gode energiegenskaper, men generelt sett mindre gode effektreguleringsegenskaper. Kjernekraftprodusentene foretrekker kontinuerlig drift på maksimal effekt og går ugjerne med redusert effekt. Det kommer av at marginalkostnaden for produksjonen er lav og at effektregulering påvirker kjernen i reaktoren. Kjernekraftverkene har oppstartstid på flere døgn etter nedstengning. Høsten 2024 gikk Forsmark 2 ned til kald avslått tilstand på grunn av markedsforholdene, men det var en svært uvanlig beslutning (Ny Teknik, 2024). Kjernekraften har gode energiegenskaper og begrenses av installert effekt. Kjernekraftverkene har relativt lange (noen uker) planlagte, årlige utkoblinger for brenselsbytte, vedlikehold og endringsarbeid.

Vind- og solkraft har ingen «naturlige» effektreguleringsegenskaper, men kan lett regulere produksjonen ned. Siden vind- og solkraftproduksjonen er væravhengig og ikke kan lagre primærenergien, har den ved maksimal produksjon ingen muligheter for å regulere produksjonen opp. Nedregule-



Figur 21.8 Illustrasjon fra Statnett som viser frekvensregulerende tiltak i forbindelse med produksjonsbortfall og lav rotasjonsenergi i systemet.

Kilde: Statnett (2025b).

Tabell 21.4 Kostnader for frekvensrelaterte systemtjenester i Sverige.

Total kostnad 2024 [MSEK]				
FFR	mFRR	aFRR	FCR	Sum
10	2 160	351	2 860	5 397

Kilde: Tabellen bygger på markedsdata fra ENTSO-E, Esett, Nord Pool og Mimer, som er sammenstilt av Profu.

ring innebærer at vind- og solenergi går til spille. Oppregulering er mulig dersom man først har nedregulert. Kraftproduksjonen er helt avhengig av den momentane vinden/solen og kan ikke planlegges på lang sikt. Korttidsprognosene er like treffsikre som værmeldingene. Anleggene kan få kompletterende lagringsmuligheter ved å kombineres med batterier eller pumpekraftverk.

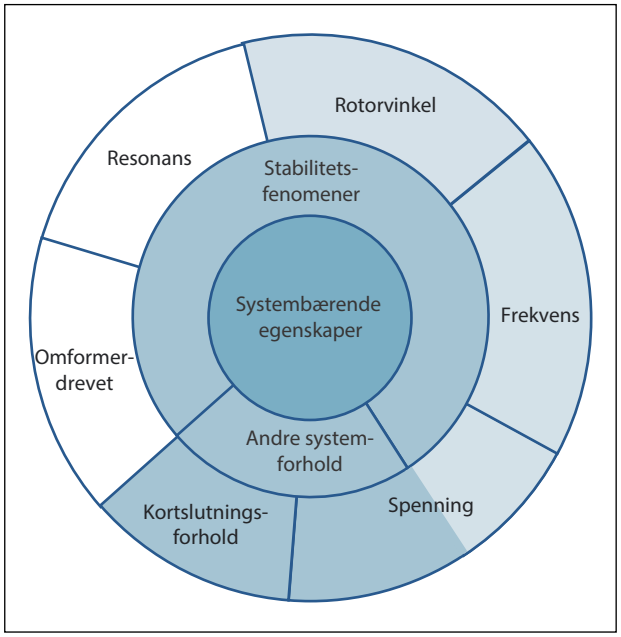
Systemegenskaper

Systemegenskapene henger også sammen med hvordan kraftverkene er tilkoblet kraftnettet. En viktig forskjell mellom ulike kraftverk er at vannkraft, kjernekraft og andre damp- og gassturbiner er koblet til kraftsystemet via synkrongeneratorer, mens vindkraft og solkraft tilkobles via kraftelektroniske omformere. Det betyr at vind- og solkraftverk er koblet til systemfrekvensen på en annen måte enn synkronmaskinene (se boks 21.4).

Omformere kan tilpasses og driftes slik at de sørger for reaktiv effekt, det er et spørsmål om dimensjonering. Omformere kan lett dimensjoneres for å bidra med spenningsregulering og reaktiv effekt, men mangler synkronmaskinens treghet og dens naturlige feilstrømsegenskaper. Tilsvarende kan rotasjonsenergien hos systemets synkrongeneratorer i stor grad erstattes med omformertilkoblede batterier med passende reguleringsutstyr. Dette gjøres allerede med systemtjenesten FFR (se boks 21.3). En utfordring er at synkrongeneratorer automatisk leverer høy feilstrøm ved feil i nettet. Denne feilstrømmen bidrar til å holde spenningen oppe i de delene av nettet som ikke er rammet av feilen, og har derfor en positiv effekt på spenningskvaliteten under feil. Omformere har ikke samme evne til å levere feilstrøm. Samtidig har høy feilstrøm også ulemper – den kan gi store termiske og mekaniske belastninger på utstyr. Høy feilstrøm er heller ikke en forutsetning for at vernene skal fungere og koble ut feilen.

Systemstabilitet

Tradisjonelt har man målt systemets stabilitet i form av frekvens-, spennings- og rotorvinkelstabilitet. Frekvensstabilitet omfatter systemets evne til å opprettholde stabil frekvens under normale forhold og ved forstyrrelser; spenningsstabilitet omfatter evnen til å ha akseptabel spenning på alle punkter i systemet under normale forhold og ved forstyrrelser, mens rotorvinkelstabilitet omfatter en generators evne til å forbli synkronisert ved normale forhold og etter en forstyrrelse (Kundur m.fl., 2004).



Figur 21.9 Sentrale systembærende egenskaper i kraftsystemet

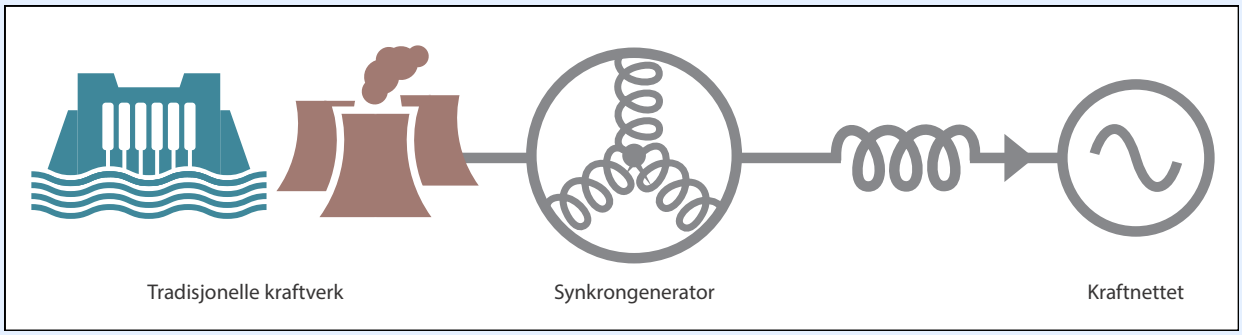
Kilde: Statnett (2025b).

Med innføring av større mengder omformertilknyttet produksjon, har det oppstått et behov for to nye stabilitetsklasser, resonans- og omformerstabilitet. Resonansstabilitet omfatter svingninger i kraftsystemet i frekvensområdet 5–45 Hz, mens omformerstabilitet beskriver uønsket interaksjon knyttet til den raske dynamikken i kontrollfunksjonene til omformere (Hatziargyriou m.fl., 2021). Alle typene stabilitet sikres av de systembærende egenskapene, som må være på plass for at systemet skal være stabilt (se figur 21.9). De systembærende egenskapene henger sammen og kan ikke ses på isolert. Den europeiske samarbeidsorganisasjonen

Boks 21.4 Tilkobling via synkrongenerator eller omformer

Tradisjonelle kraftverk, som vannkraft, kjernekraft og andre termiske kraftverk, er tilkoblet nettet via synkrongeneratorer. Dette er produksjonsenheter som drives av roterende turbiner der generatoren er direkte koblet turbinen. Siden dette har vært den dominerende tilknytningsmetoden, er kraftsystemet tilpasset synkronmaskinens egenskaper. Synkronmaskinen har derfor mange såkalte systembærende egenskaper.

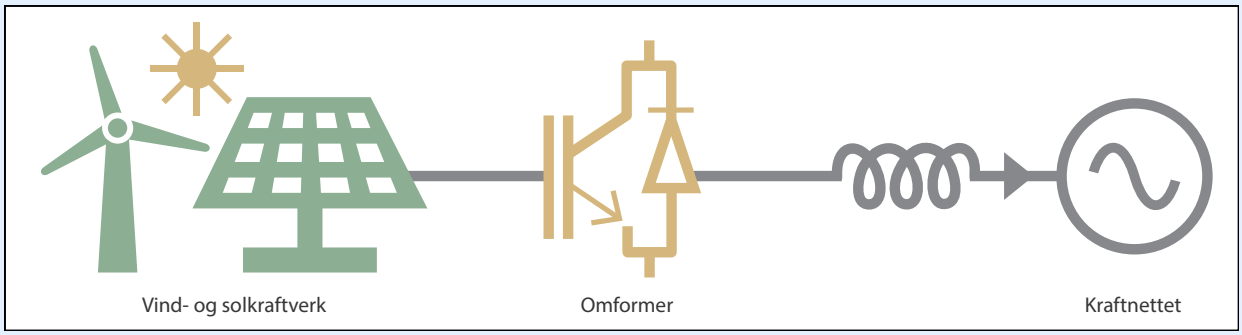
Synkronmaskiner dimensjoneres slik at de bidrar med reaktiv effekt og feilstrøminnmating. Gjennom sin roterende rotor har de en opplagret rotasjonsenergi som motvirker plutselige frekvensendringer, og bidrar til å gi frekvensregulerende enheter tid til å endre sin effektutmating.



Figur 21.10 Tilkobling via synkrongenerator

Kilde: Statnett (2025b)

Sol- og vindkraftverk kobles til nettet via kraftelektroniske omformere og må vekselsrettes for tilknytning til nettets frekvens. Solceller må tilsluttes via en omformer fordi den mangler roterende deler og gir ut likespenning som må vekselrettes. Vindkraftverk får bedre virkningsgrad hvis de kan drives med variabel omdreining (som avhenger av vinden). Det betyr at frekvensen varierer med omdreiningen på vindturbinen. De tilknyttes derfor først gjennom en likeretter og et likestrømsmellomledd, og deretter via en vekselretter.



Figur 21.11 Tilkobling via omformer

Kilde: Statnett (2025b)

ENTSO-E definerer de systembærende egenskapene, såkalte Grid Forming Capabilities, noe annerledes (ENTSO-E, 2021b).

Kraftsystemet skal fungere uavhengig av hvor kraften kommer fra (Statnett, 2023b). For at kraftsystemet skal virke sikkert og stabilt, er det helt avhengig av tekniske egenskaper som vann- og/eller kjernekraftverkene med synkrongeneratorer har. Disse egenskapene bidrar blant annet til å stabilisere frekvensen og holde spenningen innenfor fastsatte grenser. Omformerbasert kraftproduksjon har til dels andre tekniske egenskaper enn de tradisjonelle kraftverkene. Når vind- og solkraft erstatter produksjon fra vann- og kjernekraft, endrer det de tekniske egenskapene til kraftsystemet. Statnett må sørge for at kraftsystemet fungerer teknisk, uavhengig av hvilke kraftverk som produserer.

21.3 Utsikter for utviklingen av kraftsystemet

Utbygging av både produksjons- og nettkapasitet henger sammen med den framtidige utviklingen i kraftetterspørselen. For flere av vurderingene utvalget er bedt om å gjøre, har den framtidige utviklingen i kraftsektoren stor betydning. Samtidig som vi vet mye om hva som påvirker utviklingen, som teknologi, brenselspriser og forbruk, er det usikkert hvordan disse faktorene utvikler seg.

Vi vet at vi trenger mer kraft for å gjennomføre nødvendige klimatiltak. Klimakur 2030, som analyserte hvordan Norge kan kutte utslippene i ikke-kvotepliktige[13] sektorer med 50 prosent til 2030, beregnet at utslippskuttene ville øke det årlige kraftforbruket med 6 TWh (Miljødirektoratet m.fl., 2020). Miljødirektoratet har beregnet at tiltak i landbasert industri, energiforsyning og petroleumssektoren, som omfattes av kvotesystemet, kan kutte utslippene med to tredjedeler til 2030 ved å bruke 24 TWh mer kraft enn i 2021 (Miljødirektoratet, 2022). Gjennom Paris-avtalen har vi forpliktet oss til å redusere utslippene av klimagasser til 2035. Dersom alle tiltakene som er nødvendige, gjennomføres nasjonalt, forventer Miljødirektoratet at kraftetterspørselen i 2035 kommer til å være 32 TWh høyere enn dagens forbruk (Miljødirektoratet, 2026). Skal vi kutte utslippene fullstendig til 2050, trenger vi enda mer kraft etter 2035. Hvor mye kraft vi trenger for å kutte utslippene kommer an på flere faktorer, blant annet på om og hvordan sokkelen elektrifiseres, om vi klarer å effektivisere energibruken og på industriutviklingen i Norge, i tillegg til om utslippskuttene skjer nasjonalt.

Det er usikkert hvor mye vi kan bygge, og hvor raskt vi kan bygge ny produksjon. Energikommisjonen konkluderte med at selv om vi bruker energien mye mer effektivt framover, må vi også bygge ny kraftproduksjon basert på vann, vind og sol raskere. Energikommisjonen valgte å konsentrere seg om de energikildene som kan bygges ut på relativt kort sikt, og kjernekraft ble derfor ikke vurdert spesielt. Men kommisjonen pekte også på at naturhensyn, lokal motstand og høye utbyggingskostnader kan gjøre det vanskelig å effektivisere og bygge ut nok til å opprettholde et kraftoverskudd framover (NOU 2023: 3).

Utgangspunktet for analysene vi presenterer i dette kapittelet er det kraftsystemet vi har i dag og de utfordringene vi står overfor knyttet til klimapolitikken og økt kraftetterspørsel. I det følgende redegjør vi nærmere for hva utvalget har merket seg angående utviklingen framover. Vi har valgt å ta utgangspunkt i de siste scenarioene som Statnett og NVE har utviklet for å illustrere hvordan ulike faktorer kan påvirke utviklingen og kraftbehovet framover. Verken Statnetts eller NVEs scenarioer for utviklingen i kraftmarkedet har så langt lagt til grunn at det blir bygd ut kjernekraft i Norge. Scenarioene illustrerer derfor hvilke andre typer produksjon vi kan bygge ut for å dekke økt kraftetterspørsel.

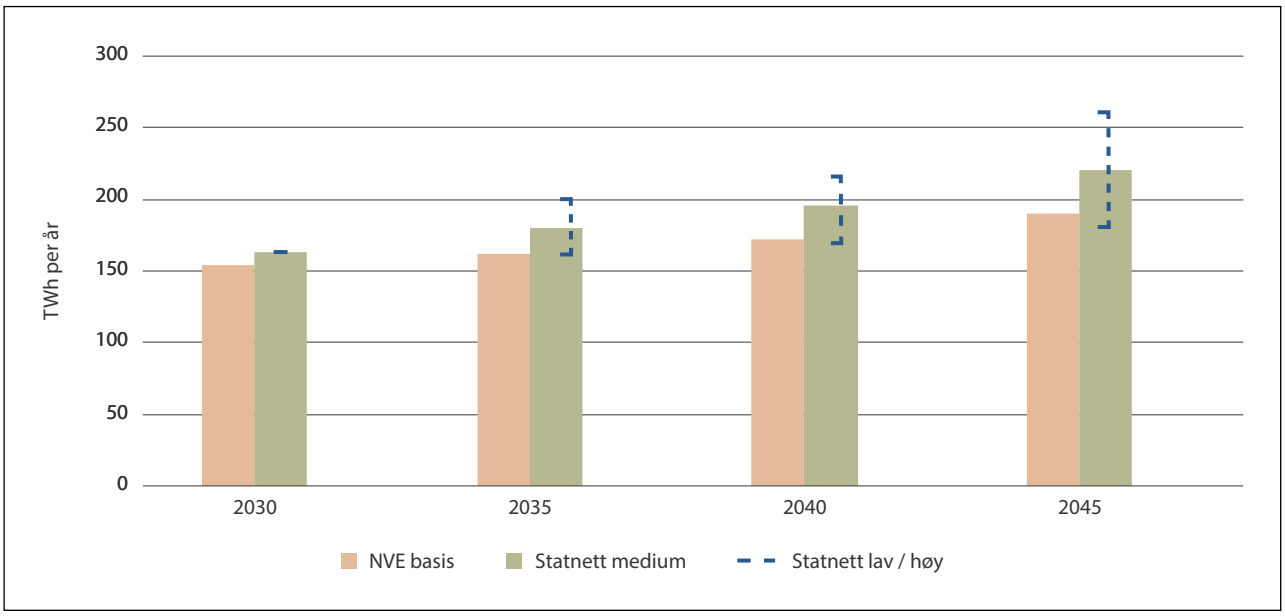
Scenarioanalyser er nyttige når det er stor usikkerhet om hvordan viktige faktorer som påvirker kraftsystemet og markedet kommer til å utvikle seg. Scenarioer er en systematisk måte å analysere hvordan utviklingen kan bli på grunnlag av ulike forutsetninger. Scenarioene gir grunnlag for å beregne, ved hjelp av matematiske modeller, påvirkningen av og samspillet mellom forskjellige faktorer som påvirker kraftsystemet. Scenariometodikk og modellering beskrives nærmere i kapittel 24, hvor vi presenterer modellberegninger av hvordan kjernekraft vil påvirke det norske kraftsystemet.

21.3.1 Strømforbruk i Norge

Både Statnett og NVE mener vi må forvente en betydelig økning i kraftforbruket mot 2050. Den forventede forbruksøkningen er drevet av elektrifisering for å kutte klimagassutslipp og etablering av datasentre og ny industri, inkludert produksjon av grønt hydrogen. Forbruket i husholdninger og næringsvirksomhet (også kalt alminnelig forbruk) endres lite fordi energibruken blir mer effektiv selv om antallet husholdninger øker. I Statnett sitt mediumscenario og i NVE sitt basisscenario reduseres forbruket i husholdninger og næringsvirksomhet (alminnelig forbruk) med 5–7 TWh per år mot 2050 (NVE, 2025f; Statnett, 2025c).

Strømforbruket i Norge kan øke med mellom 40 og 120 TWh til 2050. Det er stor usikkerhet om framtidig kraftetterspørsel og industrietablering. Vi ser f.eks. at etablering av batterifabrikker og hydrogenproduksjon ser ut til å få mindre omfang enn man antok for bare få år siden. På bakgrunn av dette har både NVE og andre analysemiljøer justert ned sine forventinger om framtidig kraftforbruk i det siste. Usikkerheten gjør at det er stor forskjell på forbruksutviklingen i ulike scenarioer (se figur 21.12). I 2024 ble det brukt om lag 140 TWh strøm

[13] Ikke-kvotepliktige sektorer er veitransport, innenriks sjøfart, jordbruk, oppvarming av bygg og en del andre kilder. Tilsvarende er mesteparten av utslippene fra olje- og gassutvinning, luftfart, industri og energiforsyning omfattet av kvoteplikt. Kvotepliktige sektorer må kjøpe kvoter for sine utslipp i det europeiske kvotemarkedet, mens utslippskutt i ikke-kvotepliktige sektorer bestemmes av den såkalte innsatsfordelingen og stimuleres gjennom ulike nasjonale tiltak og virkemidler. (Miljødirektoratet, u.å.).



Figur 21.12 Forventet forbruksutvikling i Norge mot 2050.

Kilde: NVE (2025f) og Statnett (2025c).

(Elhub, u.å.). I Statnett sine tre scenarioer øker strømforbruket i 2050 til henholdsvis 220 TWh i medium-, 180 TWh i lav- og 260 TWh i høyscenarioet (Statnett, 2025c). NVE antar på sin side at forbruket øker til 190 TWh i 2050 (NVE, 2025f). Se boks 21.5 for mer informasjon om NVE og Statnetts analyser av utviklingen i kraftforbruket.

Politikk-, teknologi- og markedsutvikling påvirker forbruksutviklingen. De fleste analysemiljøer understreker at usikkerhet om energiomstillingen, teknologiutviklingen, næringspolitikken, miljø- og arealkonflikter, fordelingsvirkninger og samfunnsaksept påvirker hvordan kraftforbruket utvikler seg.

- Energiomstillingen omfatter de store endringene vi må gjennomføre både i måten vi produserer, og måten vi bruker energi på. Vi vet hvor vi skal, men det er mange måter å komme dit på, og vi vet ikke hvor raskt det går.
- Teknologiutvikling, både utvikling av ny teknologi, bruken av teknologi og kostnadene for ulike teknologier er usikker og påvirker energibruken.
- Næringspolitikken rettet mot industri som bruker mye kraft har stor betydning for kraftetterspørselen framover.
- Miljø- og arealkonflikter, fordelingsvirkninger og samfunnsaksept påvirker energibruken direkte, men også indirekte fordi hvor mye og hva vi bygger ut, påvirker kraftprisene.

Forbruksutviklingen påvirkes også av hvor konkurransedyktige norske kraftpriser er. Selv om en del av forbruksutviklingen henger sammen med politikken, og kan forventes å komme «uansett», har forventninger og usikkerhet om hvor konkurransedyktige prisene blir også stor betydning. Internasjonalt konkurranseutsatte og kraftintensive virksomheter etablerer aktivitet fortrinnsvis der det er utsikter til konkurransedyktige kraftpriser. Hvis det er stor markedsusikkerhet for deres industri, vil de også være avventende med å ta endelig beslutning om etablering av kraftintensiv virksomhet i Norge.

Nettkapasiteten kan begrense forbruksutviklingen. Det er for tiden kø for å knytte nytt forbruk til nettet. Statnett har per februar 2026 reservert 8 000 MW kapasitet til nytt forbruk, som har søkt om tilkobling (Statnett, u.å.). Det tilsvarer om lag 50 TWh. Samtidig står virksomheter med samlede forespurte volumer på over 12 000 MW i kø i påvente av at det skal bli plass i nettet. Hvor mye av dette forbruket som faktisk blir realisert, både det som har fått reservert kapasitet og det som står i kø, henger bl.a. sammen med hvordan kraftprisene utvikler seg og markedsutsiktene for virksomhetene som har bedt om nettilknytning.

21.3.2 Kraftproduksjon i Norge

Det bygges ut lite kraftproduksjonen i Norge før 2030, men fram til 2050 er det utsikter til økt produksjon. NVE anslår at kraftproduksjonen i Norge

Boks 21.5 Nærmere om analyser av utviklingen i kraftforbruket

NVE baserer sine forbruksprognoser på omfattende modellanalyser, historiske data og ulike kilder. NVE baserer sine framskrivninger på vedtatt politikk og virkemidler. Forutsetninger om forbruksutviklingen i husholdninger og næringsvirksomhet er basert på modeller og trender. Forutsetninger om utviklingen i nytt stort forbruk, som kraftintensiv industri og datasentre, er basert på hvordan prosjektene har utviklet seg siden sist NVE så på dette, hvilke investeringsbeslutninger aktørene har tatt, om prosjektene har fått tildelt nettkapasitet og om de er lønnsomme til de kraftprisene som forventes framover. I NVE sitt basisscenario fra LA25 er det elektrifisering av transport, datasentre, og grønn hydrogenproduksjon som i hovedsak forklarer veksten.

Statnett knytter forbruksutviklingen til kostnadene for flytende havvind, energieffektiviseringstakten og etterspørsel fra ny grønn industri. Størstedelen av veksten er knyttet til gjennomføring av klimapolitikken og kommer fra elektrifisering i petroleumssektoren og transportsektoren, utvidelser og klimatiltak i kraftintensiv industri, og utbygging av ny (grønn) industri som hydrogen, batterifabrikker og datasentre. I høyscenarioet antas det at flytende havvind blir billigere med ditto større vekst i industrietterspørselen. I lavscenarioet er tilgangen til ny fornybar produksjon begrenset, industriveksten lavere og energieffektiviseringen sterkere.

Kilde: NVE (2025f) og Statnett (2025c).

øker med nesten 50 TWh fram mot 2050 (NVE, 2025f). Statnett anslår på sin side en produksjonsøkning på 60 TWh til 2050 i sitt mediumscenario, se figur 21.13 (Statnett, 2025c). I Statnett sin analyse er det en sterkere sammenheng mellom produksjonen og forbruksveksten enn i NVE sin analyse. Politiske valg om støtte til utbygging av produksjon spiller også en rolle – direkte ved at subsidier øker lønnsomheten og indirekte gjennom tilrettelegging for og støtte til industrietablering, krav om elektrifisering av sokkelen og tiltak for energieffektivisering.

Vindkraft til havs kan bli en stor ny kraftkilde for Norge, men er på et tidlig stadium, og utbyggingen er foreløpig avhengig av subsidier. I 2025 gjennomførte NVE en strategisk konsekvensutredning av 20 identifiserte områder for havvind. Utredningen ble sendt på offentlig høring og hadde høringsfrist i oktober 2025. Regjeringen skal legge fram en plan for videre arbeid med havvind i 2026.

Regjeringen har en ambisjon om å tildele prosjektområder for 30 GW havvind innen 2040, men det er usikkert hvor mye som blir realisert. I 2024 auksjonerte staten ut det første prosjektområdet til havvind i Norge på Sørlige Nordsjø II (SN II). Dette er et 1 500 MW bunnfast havvindprosjekt som vil ha en årlig produksjon på rundt 7 TWh. I mai 2025 lyste Energidepartementet ut en konkurranse om å bygge ut flytende havvind på Utsira Nord (UN). Det kom da inn to søknader og Energidepartementet har tildelt to prosjektområder. Se boks 21.6 for mer informasjon om regjeringens satsing på havvind.

Havvindutbyggingen i Norge kommer an på kostnadsutviklingen og rammebetingelsene. NVE antar at det produseres 9 TWh havvind fra Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord i 2035 og ytterligere 1 TWh mot 2040. Mellom 2040 og 2050 legger NVE til grunn at havvindproduksjonen øker til 17 TWh, og når en samlet kapasitet på 3,6 GW. NVE har imidlertid nedjustert prognosen sammenlignet med forrige langsiktige kraftmarkedsanalyse (LA23), blant annet som følge av økt kostnadsanslag for havvind (NVE, 2025f). Statnett viser også til høyere kostnadsnivå enn ved forrige analyse. Statnett legger til grunn noe høyere anslag enn NVE og antar 16 TWh havvind i 2035 og 26 TWh i 2050 i mediumscenario sitt (Statnett, 2025c).

Lønnsomheten avhenger bl.a. av hvordan havvind knyttes til nettet. NVE antar at en del av havvindkapasiteten blir bygd ut med nettilknytning til flere land, såkalte hybridforbindelser (NVE, 2025f). NVE peker på at havvindanlegg med hybridforbindelser kan oppnå høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn om de kun er tilknyttet ett land, såkalt radial. Utbygging av hybridforbindelser er imidlertid politisk omstridt.

Utbyggingen av vindkraft på land i Norge øker etter 2030 både i Statnetts og NVEs scenarioer. NVE legger til grunn at det kommer 14 TWh ny vindkraftproduksjon på land mellom 2030 og 2040, og ytterligere 3 TWh fra 2040 til 2050 (NVE, 2025f). Statnett sitt mediumscenario opererer

Boks 21.6 Nærmere om regjeringens satsing på havvind

Norges tilgang på havområder kombinert med gode vindforhold danner et godt utgangspunkt for å produsere kraft fra havvind. Samtidig er store deler av norske havområder dype og flere områder som er identifisert som potensielle havvindområder ligger langt fra land og nærmeste tilknytningspunkt. Dette er forhold som øker kostnaden ved å bygge ut havvind i Norge.

Bunnfast havvind innebærer turbiner som er festet direkte til havbunnen, og egner seg for områder med havdybde opptil om lag 60–70 meter. Bunnfast havvind er en moden og kommersielt utbredt teknologi. Flytende havvind benytter turbiner montert på flytende plattformer som er forankret til havbunnen med anker. Flytende havvind er fremdeles en umoden teknologi, og det er behov for teknologiutvikling, innovasjon og skalering for å redusere kostnader og bygge kompetanse i leverandørkjedene.

Hywind Tampen er verdens største flytende havvindanlegg og ble satt i drift i 2023. Havvindanlegget har en installert kapasitet på 88 MW fordelt på elleve vindturbiner, tilsvarende en årsproduksjon på 390 GWh, og forsyner de fem plattformene på Snorre- og Gullfaksfeltene i Nordsjøen med elektrisk kraft. Prosjektet mottok i overkant av 2,3 milliarder kroner i støtte fra Enova.

I 2020 ble de første områdene på norsk sokkel åpnet for fornybar energiproduksjon til havs – *Sørlige Nordsjø II* (SN II), for bunnfast havvind, og *Utsira Nord* (UN), for flytende havvind. Den første auksjonen for et prosjektområde for havvind (1 500 MW) på norsk kontinentalsokkel (SN II) ble holdt i 2024. Vinneren ble Ventyr SN II AS (eid av JeraNex Bp og Ingka-gruppen) med en budpris på 115 øre/kWh. Ventyr har inngått en tosidig differansekontrakt med staten, fått tildelt prosjektområde og fått en tidsavgrenset enerett til å gjennomføre en prosjektspesifikk konsekvensutredning, samt søke om konsesjon etter havenergilova. En tosidig differansekontrakt er en støtteordning der staten og utbyggeren deler risikoen for framtidige kraftpriser. Hvis markedsprisen er lavere enn kontraktsprisen på 115 øre/kWh betaler staten det mellomliggende, mens hvis markedsprisen er høyere enn kontraktsprisen betaler utbyggeren differansen tilbake til staten. Under differansekontrakten er staten forpliktet til å støtte kraftproduksjonen, men slik at de samlede statlige forpliktelsene ikke overstiger kostnadsrammen på 23 mrd. kroner (2023-kroner).

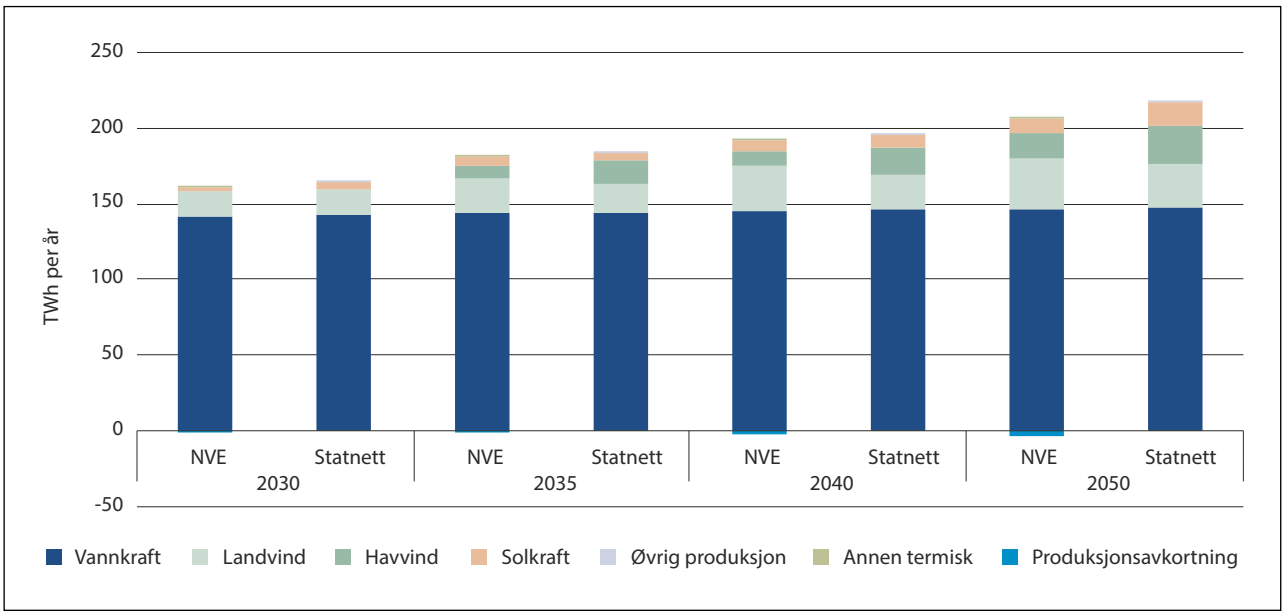
I 2025 lyste regjeringen ut konkurranse om tre prosjektområder av 500 MW i Utsira Nord, med en total kapasitet på 1 500 MW. Det kom inn to søknader, fra Utsira Nord Havvind DA og Harald Hårfagre AS, som har fått tildelt hvert sitt prosjektområde. Tildeling gir aktørene rett til å sende inn forslag til prosjektspesifikt konsekvensutredningsprogram, gjennomføre konsekvensutredning og sende inn søknad om konsesjon. Aktørene som sender inn søknad om konsesjon, vil også få rett til å delta i konkurranse om statsstøtte. Søknad om konsesjon må være sendt innen to år etter at program for konsekvensutredning er fastsatt. Konkurranse om statsstøtte vil gjennomføres dersom begge selskap sender inn konsesjonssøknad. Ett selskap vil få statsstøtte, og vinneren er den som trenger minst støtte for å bygge ut sitt prosjekt. Maksimalt støtte er 35 milliarder (2025-kroner). Støtten til Utsira Nord gis som en investeringsstøtte, hvor 10 prosent av investeringsbeløpet kan utbetales etter investeringsbeslutning og resterende utbetales etter ferdigstillelse.

Kilde: Energidepartementet

med en noe lavere utbygging, der øker produksjonen med 11 TWh fra 2030 til 2050, se figur 21.13 (Statnett, 2025c).

Vannkraftproduksjonen i Norge antas å øke gradvis på grunn av mer nedbør og lønnsom utbygging av nye prosjekter og effektutvidelser. I NVE sitt basisscenario øker vannkraftproduksjonen med 10 TWh til 2050 som følge av en kombinasjon av klimaendringer, reguleringer og markedsforhold: 3 TWh skyldes økt tilsig[14], 2,5 TWh effektutvidelser og turbinoppgraderinger, og 5 TWh skyldes investeringer i utvidelser og nye kraftverk. Samtidig forventes det et produksjonstap på 0,5 TWh i forbindelse med vilkårsrevisjoner (NVE, 2025f).

[14] Ifølge NVE kan klimaendringer føre til at de vannkraftverkene vi har, produserer 8 TWh mer mot slutten av århundret enn de gjøre i dag (NVE, 2019a).



Figur 21.13 Forventet produksjon fram til 2050 i Norge, fra ulike energikilder, i NVEs basisscenario og Statnetts mediumscenario.

Kilde: NVE (2025f) og Statnett (2025c).

NVE viser til at det blir mer lønnsomt å investere i økt effekt i eksisterende vannkraftverk, på grunn av mer sol- og vindkraft i energimiksen og større variasjoner i kraftprisene. Økt effekt gjør at vannkraftverkene kan produsere mer kraft samtidig, men gir ikke nødvendigvis økt produksjon. Økt installert effekt kan gi økt produksjon ved at vann som tidligere gikk tapt i flomsituasjoner kan benyttes. NVE viser også til at det er flere pumpekraftprosjekter under utvikling, men understreker at det er stor usikkerhet knyttet til hvor mange pumpe- og effektprosjekter som vil bli gjennomført framover. Utbyggingen avhenger blant annet av forventninger til prisnivå og prisvariasjon, rammevilkår og aksept for naturinngrep. I Statnetts mediumscenario øker vannkraftproduksjonen med 9 TWh til 2050, litt mindre enn i NVEs scenario (Statnett, 2025c).

Solkraftproduksjonen i Norge øker, men lønnsomheten framover påvirkes av usikre rammevilkår. NVE har nedjustert sitt anslag sammenlignet med forrige langsiktige kraftmarkedsanalyse (LA23), til om lag 2 TWh i 2030 og 7 TWh i 2040. Videre har NVE lagt til grunn 10 TWh i 2050, se figur 21.13 (NVE, 2025f). NVE understreker at det er stor usikkerhet om anslagene mot 2050. Veksten avhenger blant annet av rammebetingelsene og hvor mye solkraft som bygges ut i Norge og i landene rundt. Alle solkraftverkene produserer mer eller mindre samtidig, noe som betyr lavere markedspris, lavere oppnådd pris[15] og lavere lønnsomhet. Statnett har en høyere vekst i sitt mediumscenario og antar en solkraftproduksjon på 15 TWh i 2050. Det er en oppjustering på om lag 7 TWh sammenlignet med forrige analyse. Statnett oppgir at det skyldes et høyere prisnivå i Europa, og dermed i Norge, gjennom hele analyseperioden, og at de antar lavere vekst i havvindutbyggingen i Norge enn tidligere (Statnett, 2025c).

Lønnsomheten av ny produksjon avhenger av kostnads- og prisutviklingen. Ny kraftproduksjon som bygges ut i scenarioene til NVE og Statnett er enten basert på statlig støtte eller rent kommersielle investeringer basert på forventninger om utviklingen i markedsprisene, inkludert prisvariasjoner fra kvarter til kvarter og mellom sesonger, og mellom markedsområder. Kommersielle investeringsbeslutninger kommer også an på hvilke forutsetninger om kostnadsutviklingen man legger til grunn (se boks 21.7).

Produksjonsutviklingen påvirkes også av etterspørselsutviklingen. Både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet har betydning for hvordan produksjon og forbruk utvikler seg. Også om man skulle ha en sentralisert planlegging av kraftsystemet, ville man forsøke å tilpasse produksjonen til forbruket og forbruket til produksjonen. I et markedssystem er det markedsaktørene som tar beslutninger om hva de investerer i og hvordan de produserer og forbruker, men disse beslutningene tas ikke uavhengig av hva som skjer i kraftsystemet

[15] Oppnådd kraftpris omtales nærmere i kapittel 23.

ellers. Dagens kraftsystem er i stor grad basert på markedsbaserte beslutninger, men også til dels på planlegging (nett) og subsidier (omlegging) (se kapittel 22). Utviklingen av kraftsystemet kan heller ikke ses uavhengig av utviklingen i landene rundt oss. I hvilken grad etableringen av ny industri er mer gunstig i Norge enn andre land vil også bety noe for industriutviklingen og den langsiktige utviklingen i kraftbalansen.

21.3.3 Den norske kraftbalansen

Den norske kraftbalansen svekkes trolig mot 2030, men styrkes deretter i NVEs scenario. Alle scenarioene legger til grunn at forbruket vokser mer enn produksjonen fram til 2030. I normalår betyr det at norsk nettoeksport reduseres og at vi får større importbehov i tørrår med lite vannkraftproduksjon. Når nettoeksporten i normalår reduseres, sier vi at kraftbalansen svekkes. I NVEs basisscenario svekkes kraftbalansen i Norge i et normalår fra om lag 22 TWh i 2023 til om lag 7 TWh i 2030. Etter 2030 styrkes kraftbalansen igjen, til om lag 20 TWh i 2040 og 15 TWh i 2050 (NVE, 2025f). Statnett mener derimot at det er lite sannsynlig med et stort kraftoverskudd fremover, se figur 21.14 (Statnett, 2025c).

Kraftmarkedet er dynamisk, slik at forbruk og produksjon tilpasser seg hverandre over tid. Dette gir en mer balansert utvikling mellom produksjon og forbruk, uten et varig stort kraftoverskudd. De seneste årene har etterspørselen økt sterkt, men det har ikke vært plass i nettet til all industri som har ønsket tilknytning. Siden det tar lang tid å bygge ut nettet, har nettkapasiteten begrenset utviklingen av nytt forbruk. Når nettet etter hvert ikke er en begrensende faktor, er forventningene om prisutviklingen i Norge, relativt til andre land, i henhold til Statnett viktigst for etterspørselen etter kraft i industrien. Statnett skriver i sin langsiktige markedsanalyse at «… uten annen ny norsk kraftproduksjon enn det som nå er under utvikling, vil høye kraftpriser i praksis begrense forbruksveksten til anslagsvis 25-30 TWh» (Statnett, 2025c). Andre rammebetingelser, som næringspolitikk og skattepolitikk, spiller imidlertid også en rolle.

21.3.4 Forventet utvikling i Norden og Europa

Det nordiske kraftsystemet er tett sammenkoblet, og utviklingen i de andre nordiske landene har stor betydning for det norske kraftmarkedet. Statnetts analyser viser at kraftforbruket i Norden kan doble seg til 2050, samtidig som veksten i sol- og vindkraft fortsetter. Statnett mener Norden kommer til å være et attraktivt område for etablering av ny, grønn industri, fordi kraftprisen er lavere enn i resten av Europa og fordi kraftproduksjonen allerede er utslippsfri. I Statnetts mediumscenario øker det nordiske kraftforbruket med 320 TWh, til 715 TWh i 2050, mens NVE har en økning på 243 TWh til 2050 (Statnett, 2025c; NVE 2025f). Veksten er i hovedsak drevet av elektrifisering av transport, industri og petroleum, samt noe ny industri som datasentre. En betydelig del av forbruksøkningen på lang sikt (125 TWh ifølge Statnett) er knyttet til produksjon av hydrogen, noe som er svært usikkert og bl.a. avhenger av hvordan kraftprisene utvikler seg.

Boks 21.7 Kostnadsforutsetninger som ligger til grunn i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025

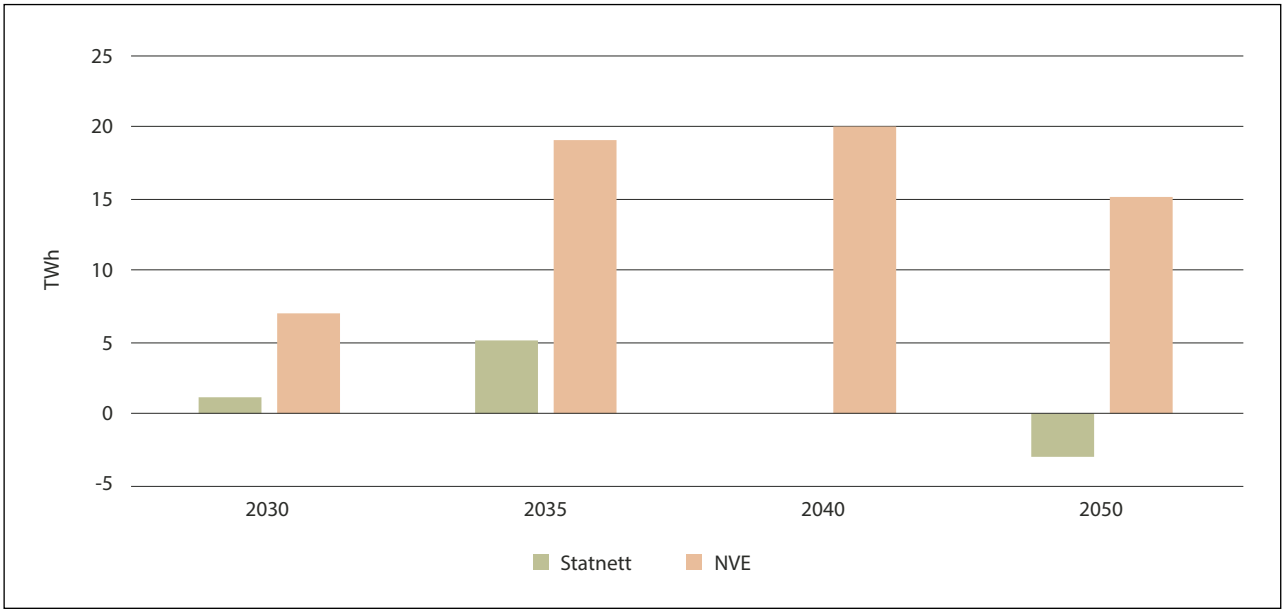
NVE benytter flere ulike kilder for å utarbeide kostnadsanslag i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse (LA).

For kull-, gass- og kvotepris er utviklingen mot 2030 i hovedsak knyttet opp mot prisene i de respektive framtidsmarkedene, mens prisene mot 2050 baseres på anslag fra analysebyrået IEA.

For å vurdere lønnsomheten til ulike produksjonsteknologier benytter NVE modellsimuleringer og anslag for energikostnaden over levetiden (LCOE). NVE innhenter LCOE-anslag fra ulike analysebyrå som BloombergNEF, S&P og IEA, samt innrapporterte tall for Norge.

BloombergNEF, S&P og IEA blir også benyttet for å vurdere kostnadsutviklingen for batterier og elektrolysebasert hydrogen.

Lønnsomhetsberegninger og anslag for framtidige teknologikostnader er bare én av faktorene som blir vurdert når NVE framskriver produksjon og forbruk fram mot 2050. Et viktig premiss for NVE sin analyse er at utviklingen skal være fundert i vedtatt politikk og virkemidler, og reflektere de langsiktige driverne i markedet. Eksempler på faktorer som blir tillagt stor vekt er økonomiske støtteprogrammer, tilgjengelig nettkapasitet og mulige arealkonflikter.



Figur 21.14 Forventet kraftbalanse i Norge fram til 2050, i NVEs basisscenario og Statnetts mediumscenario.
Kilde: NVE (2025f) og Statnett (2025c).

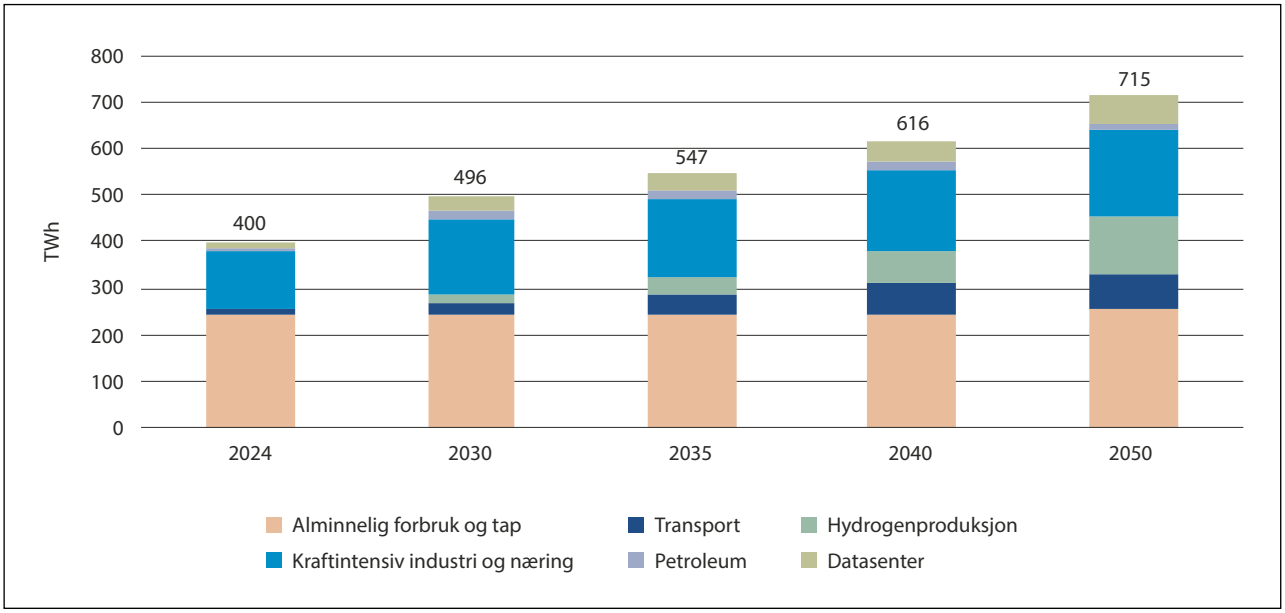
Produksjonen i Norden øker: I 2050 legger Statnett til grunn en mer balansert utvikling mellom forbruk og produksjon enn NVE. I 2024 hadde Norden et kraftoverskudd på 45 TWh i normalår, på grunn av sterk kraftbalanse i Sverige og Norge (Statnett, 2025c). Det store kraftoverskuddet henger blant annet sammen med støtte til fornybar produksjon, men også med lavere kostnader og prising av CO_2. Det har økt lønnsomheten av vind- og solkraft samtidig som det verken i Sverige eller Norge har vært mye fossil kraftproduksjon å fase ut. Mens NVEs basisscenario viser at den sterke nordiske kraftbalansen opprettholdes mot 2050, har Statnett en mer balansert utvikling i sitt mediumscenario, se figur 21.15 og 21.16. Det er solkraft, landbasert vindkraft og havvind som står for den største produksjonsøkningen, mens vannkraftproduksjonen øker minimalt. Mens Statnetts mediumscenario legger til grunn 8 TWh/år redusert kjernekraftproduksjon i Norden, legger NVEs basisscenario til grunn at kjernekraftproduksjonen i Sverige øker med om lag 18 TWh/år mot 2050 (Statnett, 2025c; NVE, 2025f).

Utviklingen i markedene i Europa påvirker det nordiske og norske markedet. Det norske kraftmarkedet er en del av det nordiske kraftmarkedet, som igjen er integrert i det europeiske kraftmarkedet. Kraftutveksling er basert på prisforskjeller, og Norge har stor kapasitet på mellomlandsforbindelser til flere land. Utviklingen av forbruk og produksjon i resten av Europa har betydning for handelen og markedsutviklingen i Norge og Norden.

Europa har ambisiøse mål om å redusere CO_2-utslippene og effektivisere energibruken. Det innebærer at de skal bygge ut mye mer fornybar kraftproduksjon fra vind og solressurser, og redusere kull- og gasskraftproduksjonen. For å redusere utslippene må dessuten store deler av den direkte bruken av gass, kull og olje erstattes med elektrisitet. Akkurat hvordan det europeiske kraftsystemet blir, er usikkert, men det er ganske sikkert at Europa fortsatt kommer til å bygge ut mer vind- og solkraft, beholde og trolig bygge ut mer kjernekraft, og sette inn tiltak for å skjerme egen industri. EU har allerede innført og vurdert ulike tiltak for å beskytte konkurranseutsatt europeisk industri, herunder stål- og metallindustrien. Til tross for usikkerheten er retningen klar:

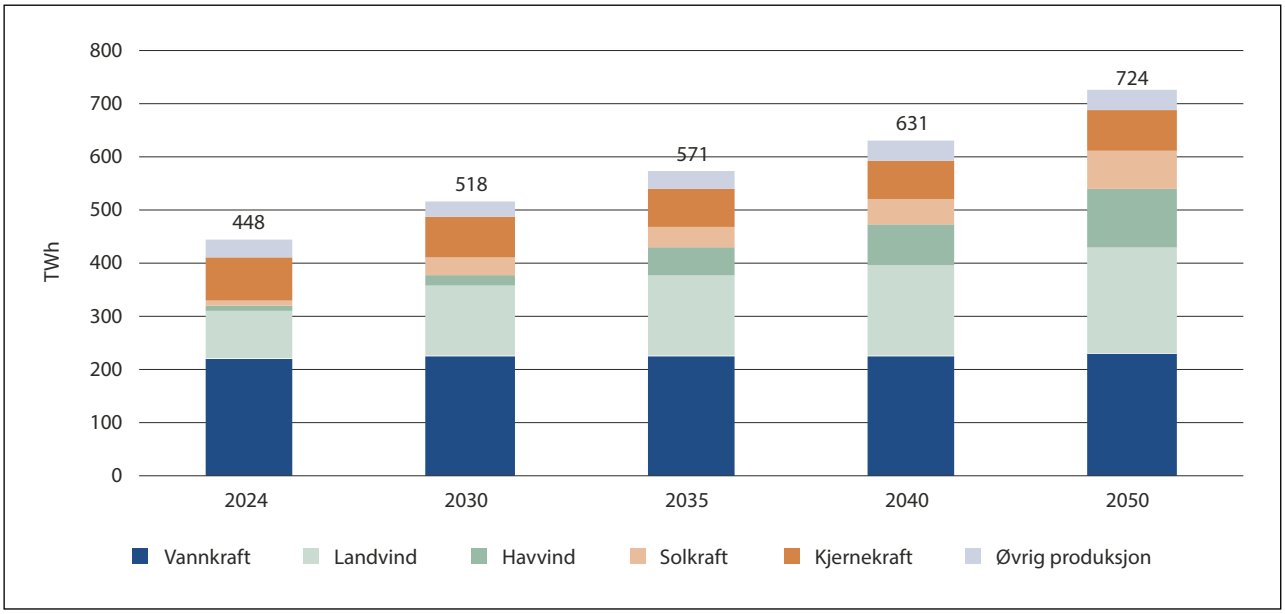
- Kraftproduksjonen blir raskt i stor grad utslippsfri
- Kraftsektoren blir større gjennom elektrifisering
- Kraftprisene blir mer påvirket av forbruk, lagring og teknologikostnader
- Kostnadene for ny produksjon og lagring går ned – men i ulikt tempo

Det er usikkert hvor fleksibelt det europeiske kraftsystemet blir. I motsetning til Norge, skal Europa erstatte regulerbar produksjon basert på kull og gass med fornybar produksjon, noe som vil gjøre systemet mindre fleksibelt. Fleksibiliteten påvirker prisbildet og dermed lønnsomheten av investeringer i Norge. Klimapolitikken i EU, med mål om 90 prosent utslippskutt i 2040, har også stor betydning for kraftprisnivået fordi utslipp fra fossil kraftpro-



Figur 21.15 Forventet forbruk (TWh) i det nordiske kraftsystemet, i Statnetts mediumscenario.

Kilde: Statnett (2025c)



Figur 21.16 Forventet produksjon (TWh) i det nordiske kraftsystemet, i Statnetts mediumscenario.

Kilde: Basert på Statnett (2025c)

duksjon prises gjennom kvotemarkedet. Europa forventes å beholde en god del gasskraft og noe kullkraft også i årene framover, og hvor raskt omstillingen skjer, påvirkes også av kostnads- og teknologiutviklingen.

21.3.5 Maksimalt effektforbruk og produksjonskapasitet

I Statnett sine scenarioer øker det maksimale effektforbruket. Hvor mye det øker, varierer mellom scenarioene og forutsetningene om veksten i kraftforbruket. Statnett anslår at det norske effektforbruket vil øke med rundt 6 GW til 2035 i mediumscenarioet (Statnett, 2025c).

Produksjonskapasiteten øker også, men all ny kapasitet er ikke nødvendigvis tilgjengelig i timene med størst forbruk. Den største kapasitetsveksten forventes å komme i form av solkraft og vindkraft på land og til havs. I Statnett sitt mediumscenario øker kapasiteten i vannkraften med 5 GW til 2050, vindkraft på land med 3 GW og til havs med 5,8

GW, og solkraft med 16 GW i Norge (Statnett, 2025c). Vind- og solkraft har ikke mulighet til å lagre energi slik vannkraft har, men været er ikke det samme i hele Norge eller Norden samtidig, så all væravhengig produksjon er ikke utilgjengelig samtidig. Derfor kan vi regne med noe effektbidrag fra vind og sol også på de kaldeste vinterdagene. Produksjon som ikke er væravhengig, er heller ikke alltid tilgjengelig, kraftverkene kan være ute på grunn av vedlikehold eller feil i kraftverkene eller i nettet. Vi sier at ulike typer kraftverk har ulik kapasitetsfaktor og tilgjengelighetsfaktor (se boks 21.8.)

NVE forventer at effektbalansen i Norge blir strammere. Effektbalansen i Norge beskriver forholdet mellom maksimalforbruket, dvs. hvor mye vi forventes å bruke i de kaldeste vintertimene, og hvor mye produksjonskapasitet vi regner med er tilgjengelig for å produsere i disse timene. I motsetning til beregningene av kraftbalansen, som oftest gjelder år med normale temperaturer og nedbør, beregnes effektbalansen for de aller kaldeste timene. Muligheten til import i disse timene er ikke tatt med i NVEs beregning (NVE, 2024c).

Generelt er det utfordrende å estimere effektbalansen fordi det er usikkert hvor mye fleksibilitet forbruket vil bidra med. Prisene er gjerne høye i timene med størst forbruk. Forbruk som er fleksibelt, kan flytte fra timer med høy pris og/eller høyt effektuttak til timer med lavere pris/lavere effektuttak, enten som en direkte respons på markedsprisen eller på grunn av direkte betaling gjennom andre mekanismer (se neste avsnitt). Hvordan og hvor mye forbruket reduseres på grunn av høye priser i enkelttimer, er usikkert. Det er også usikkert hvor stor del av den regulerbare produksjonskapasiteten som er tilgjengelig i timene med høyest etterspørsel. Samtidig kan man undervurdere hvor mye effekt sol- og vindkraft kan bidra med.

Også når det gjelder investeringer i effekt, er prisutviklingen avgjørende. For at det skal lønne seg å investere i mer effekt, må de aktuelle investorene forvente at prisene blir tilstrekkelig høye i tilstrekkelig mange timer. Lønnsomheten av pumpekraftverk, som er avhengige av å bruke strøm for å pumpe vann tilbake i magasinene, og batterier, er i tillegg avhengig av at det er tilstrekkelig mange timer med lave priser for å holde kostnadene ved pumping og lading av batteriene nede. Statnett sitt mediumscenario legger til grunn at det kommer inn tilstrekkelig økt effekt i vannkraftsystemet til å dekke veksten i effektforbruket (Statnett, 2025c).

Det er større bekymring for den nordiske effektbalansen enn for den norske. Hvis vi har negativ effektbalanse og forbruket ikke er fleksibelt, er vi avhengig av å importere i de kaldeste timene. Derfor er det også relevant å vurdere utviklingen i effektbalansen i landene rundt oss. Figur 21.17 viser de nordiske systemoperatørene, Energinet, Fingrid, Svenska kraftnät og Statnett, sin prognose for utviklingen i installert effekt i det nordiske elsystemet fram til 2050. Figur 21.17 viser at det er kapasiteten i de væravhengige teknologiene som øker mest, mens kapasiteten i kraftverk som bruker kull og gass reduseres.

Det nordiske forbruket vil trolig bli mer fleksibelt på lang sikt. F.eks. kan forbruket til hydrogenproduksjon bli mer fleksibelt hvis kostnadene blir lave nok. Med en gunstig kostnadsutvikling for hydrogenproduksjon, antar Statnett at utkoblingsprisen[16] for hydrogenproduksjon kan komme ned til mellom 40 og 75 euro/MWh i 2050, og for batterier og elkjeler til mellom 20 og 75 euro/MWh. I dag reduserer en del av industrisektoren sitt forbruk på prisnivåer mellom 75 og 200 euro/MWh (Statnett, 2025c).

21.3.6 Nettutbygging

Nettutbyggingen påvirkes av utsikter for forbruk og produksjonskapasitet, men nettet påvirker også investeringene i både produksjonskapasitet og forbruk. Statnett har omfattende planer for utbyggingen av nettet i Norge, og Svenska Kraftnät er i gang med å øke nettkapasiteten mellom nord og sør. Økt nettkapasitet og bedre utnyttelse av nettkapasiteten gjør at det kan overføres mer kraft fra overskudds- til underskuddsområder, slik at hele systemet blir mer fleksibelt og prisforskjellene mindre. Økt nettkapasitet nord-sør i Sverige gir f.eks. større kapasitet til å eksportere kraft fra Nord-Norge til Sør-Norge. Den nettutbyggingen som er planlagt, vil ifølge Statnett bidra til utjevning av prisene i Norge (se kapittel 25). Det betyr også at markedsinntekten av å etablere ny produksjon blir likere mellom prisområdene, og at lokaliseringen av nytt forbruk og produksjon i større grad avgjøres av andre faktorer som har betydning for lønnsomheten.

Nettutbygging tar lang tid og må avveies mot tiltak i driften. Det tar lang tid å planlegge, behandle og bygge ut nettkapasitet, bl.a. fordi kraftlinjer er geografisk svært omfattende prosjekter (med opptil flere hundre kilometer lange byggeplasser) med potensial for mange og betydelige interessekonflikter, mange berørte grunneiere og naboer, og stort sett blir liggende midt i naturen. Samtidig er det

[16] Utkoblingspris er den prisen som utløser utkobling av forbruk eller produksjon i kraftmarkedet.

Boks 21.8 Kapasitetsfaktor og tilgjengelighetsfaktor

Kapasitetsfaktor beskriver forholdet mellom antall fullasttimer, definert som årsproduksjon (MWh) delt på kapasitet (MW), og antall timer i året (h). Spesielt for væravhengig produksjon er kapasitetsfaktoren relativt lav. Tabell 21.5 viser en oversikt over anslått kapasitetsfaktor for de ulike teknologiene i Norge.

Tilgjengelighetsfaktor defineres litt forskjellig i ulike sammenhenger. I systemdrift og i analyser av blant annet effektbalanse og forsyningssikkerhet benyttes begrepet til å beskrive hvor stor del av produksjonskapasiteten som med en viss grad av sikkerhet faktisk produserer i en gitt topplastsituasjon. Det finnes ulike metoder eller prinsipper for beregning av tilgjengelighetsfaktor i topplasttimer, og ulike aktører har varierende anslag.

NVE har beregnet minimum tilgjengelig produksjonskapasitet, som indikerer hvor mye produksjon man kan regne med fra de ulike produksjonsteknologiene i et «verst tenkelige» scenario. For vannkraft har NVE sett på timene med 1 prosent høyest forbruk og hvor prisen er over 1 kr/kWh, i perioden fra 1. januar 2021 til og med 1. august 2024. For sol, vindkraft på land og til havs har NVE tatt utgangspunkt i modellresultater fra NVEs kraftmarkedsmodeller og minimumsbidraget fra disse teknologiene i de timene med 1 prosent høyest forbruk for perioden 1991–2020. Med denne metoden har NVE funnet at minst 88 prosent av regulerbar vannkraft i Norge har vært tilgjengelig i verste fall. Tilsvarende tall for uregulerbar vannkraft er 39 prosent. Videre har NVE funnet at vindkraft på land i verste fall bidrar med 3 prosent av kapasiteten, mens solkraft og havvind i verste fall ikke bidrar i det hele tatt. Grunnen til at minimumsbidraget fra havvind er 0 prosent, er at vurderingen er basert på vindkraftproduksjon i Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord i 2035, som er en del av samme vindregime.

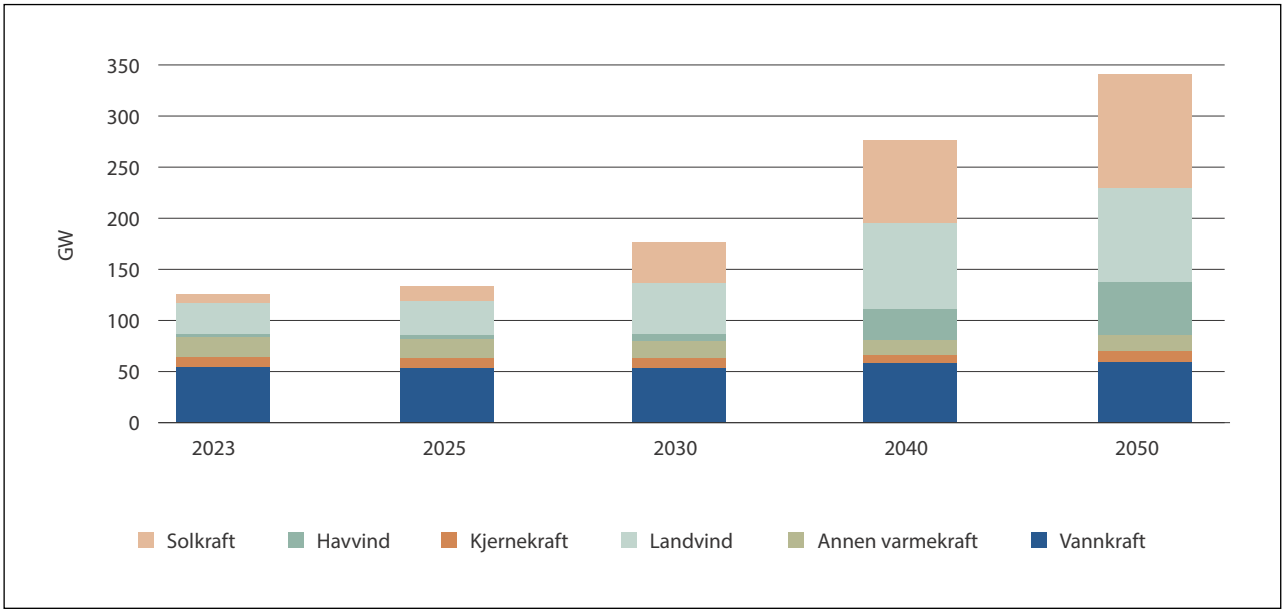
Svenska kraftnät har en annen tilnærming enn NVE og har beregnet en tilgjengelighetsfaktor i topplasttimer for blant annet vindkraft på land ved å benytte 10-percentilen av historisk vindkraftproduksjon. Med denne metoden får Svenska kraftnät en tilgjengelighetsfaktor i topplasttimer på 9 prosent for vindkraft på land i Sverige.

Tabell 21.5 Anslag for kapasitetsfaktor for ulike kraftproduksjonsteknologier i Norge.

	Kapasitetsfaktor	
Teknologi	Anslag:	Kilder:
Vannkraft	38 % (20–100 %)	NVE: Kostnader for kraftproduksjon (Intervall: NVEs vannkraftdatabase)
Vindkraft på land	40 % (25–50 %)	NVE: Kostnader for kraftproduksjon (Intervall: NVEs vindkraftdatabase)
Havvind	54 %	NVE: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025
Solkraft (Bakkemontert)	11 %	NVE: Kostnader for kraftproduksjon
Solkraft på store, flate tak	10 %	
Solkraft på hustak	9 %	
Kjernekraftverk	80–90 %	NVE, World Nuclear Association

Kilder: NVE (2024c), NVE (2024f), Svenska kraftnät (2025) og WNA (u.å.).

dyrt å bygge ut nettkapasitet som kan takle situasjoner som oppstår sjelden. Slike situasjoner kan håndteres i driften, bl.a. gjennom systemtjenester (se punkt 21.2.1). Teknologisk utvikling har de siste årene bidratt til flere alternativer som effektivt kan løse behov som oppstår sjelden og med relativt kort forventet varighet, som f.eks. batterier og løsninger for å utnytte forbruksfleksibilitet.[17]



Figur 21.17 Prognose for utviklingen av installert effekt (GW) i det nordiske kraftsystemet

Kilde: Nordic TSOs (2025)

Nettutbygging er kritisk for utbygging av havvind. Til havs finnes det ikke et såkalt masket nett som det vi har på land, kun direkte forbindelser mellom to land. Med en sterkere utbygging av havvind, må det etableres nye nettforbindelser til havs. Statnett har på oppdrag fra Energidepartementet utredet ulike nettløsninger for havvind på Sørvest F[18]. Statnett har også startet arbeidet med en samordnet nettløsning for Utsira Nord. For begge områdene er det mange ulike løsninger som er aktuelle. Se boks 21.9 for mer om Statnetts utredning av utvikling av nett til havs.

Hvordan kraftsystemene rundt oss utvikler seg, påvirker nettutbyggingen i Norge. Gjennom energiomstillingen kommer Europa til å få en helt ny produksjonsmiks, med behov for mer energilagring, fleksibilitet og nett. Hvordan systemet utvikler seg og hvilke egenskaper det får, påvirker også hvordan vi utveksler kraft med Europa. De fleste analyser legger til grunn at det blir større prisvariasjoner, drevet av blant annet en høyere andel væravhengig produksjon, høyere og mer volatile brensel- og kvotepriser, økt sammenkobling med naboland og endring i markedsdesign. Hvordan vi antar at framtidens kraftsystem vil være sammensatt og hvilke egenskaper det vil ha, påvirker kraftflyten og utvekslingen, og dermed hvor mye nettkapasitet vi bør ha.

21.3.7 Noe er gitt, men mye er usikkert

Det norske kraftsystemet kommer til å være dominert av vannkraft også i framtiden. Et særtrekk med det norske kraftsystemet er at vi ikke har behov for å erstatte fossil kraftproduksjon. Mens andre land må bygge ut ny kraftproduksjon både for å kutte utslipp fra kull- og gasskraftverk og for å elektrifisere industri og transport, er det norske kraftsystemet allerede tilnærmet 100 prosent basert på fornybar energi, hvorav vannkraftproduksjon utgjør 88 prosent av normalårsproduksjonen (Energifakta Norge, 2025a). Med økende andeler vind- og solkraft, som ikke følger forbruket, kommer flere land til å trenge mer fleksibilitet.

Det er bred enighet om at vi trenger mer kraft framover, men usikkerhet om når og hvor mye kraft vi trenger. Viktige usikkerhetsmomenter som påvirker etterspørselen etter ulike egenskaper ved ny produksjon, er:

- Hvor konkurransedyktig Norge vil bli for videreutvikling og nyetablering av kraftintensiv industri i Norge og Europa i lys av økt konkurranse fra andre land som Kina og USA.
- Teknologiutviklingen og hvordan kostnadene for nye teknologier som (særlig flytende) havvind, hydrogen og batterier vil utvikle seg.

---

17 For en nærmere gjennomgang av erfaringer og konkrete casestudier om etterspørselsfleksibilitet i norden, se *Demand-side flexibility in the Nordics – Lessons learned from 10 case studies* (THEMA Consulting Group m.fl., 2025).

18 Sørvest F er en utvidelse av Sørlige Nordsjø II og er egnet for bunnfast havvind. Området ligger langt fra land og i nærhet til andre lands havområder (NVE, 2023a).

Boks 21.9 Statnetts utredning av utvikling av nett til havs 2025

Statnetts analyse viser at det er mulig å tilknytte opp til 15 GW havvind innen 2045 med eksisterende nett eller nettet som allerede er planlagt utbygget for andre formål. Statnett understreker at dette forutsetter at havvinden spres til flere industriknutepunkter langs kysten. Utviklingen av havvindområdene som ligger nærmest industriknutepunktene på land vil redusere kostnadene for nettutvikling på land og til havs, og redusere kostnadene for natur og miljø. Utover dette mener Statnett at det vil være mulig å tilknytte større volum havvind flere steder dersom ny produksjon samlokaliseres med nytt forbruk på land. Dette vil også redusere behovet for ytterligere nettutbygging.

For videre utvikling mener Statnett at områdene med størst kraftbehov, lavest kostnader og høyest lønnsomhet bør prioriteres først. Dette sammenfaller med områdene utenfor Sør-Rogaland/Agder, Haugalandet, Bergensområdet og Romsdal. Videre mener Statnett at det vil være mulig å også tilknytte havvind i Sogn og Fjordane, Trøndelag og Helgeland, men understreker at det i disse områdene er plass til mindre volum havvind og at nettløsningene kan bli dyrere som følge av lenger avstand til land.

Statnett viser også til rapporten *Nettutredning Sørvest F*, hvor det konkluderes med at hybride nettløsninger fra Sørvest F framstår som samfunnsøkonomisk rasjonelt forutsatt at system- og priskonsekvensene for kraftsystemet er akseptable. Statnett understreker at denne konklusjonen er relevant for alle de bunnfaste områder i Sørvest.

Kilde: Statnett (2025f).

- Hvor fleksibelt forbruket kan bli, og hvor mye fleksibilitet systemet trenger.
- Hvor mye nett vi trenger og hvor raskt det kan bygges ut.
- Hvilken rolle staten vil ta for utviklingen av nye teknologier og investeringer i utbygging av ny produksjon.
- Takten på omstillingen av den norske energibruken.

Samtidig trengs det alternativer i perioder der sol- og vindkraftproduksjonen er lav. Kraftverk som kan fyres på hydrogen eller batterier kan være et slikt alternativ. Statnett framhever imidlertid at utviklingen innen bruk og produksjon av hydrogen er en sentral usikkerhetsfaktor. Gasskraft kan også være et alternativ, men skal klimamålene nås, må CO_2-utslippene fra forbrenningen av gassen fanges og lagres slik at den ikke slippes ut i atmosfæren. Til det trengs det også store infrastrukturinvesteringer og teknologiutvikling.

Nylig publiserte scenarioanalyser inkluderer ikke kjernekraft for Norge. Verken Statnett eller NVE sine analyser har kjernekraft som aktuell teknologi i sine scenarioer. I kapitel 24 presenterer vi egne analyser av markedskonsekvenser av å introdusere kjernekraft i scenarioene.

Kapittel 22
Hvilken rolle har kraftmarkedet?

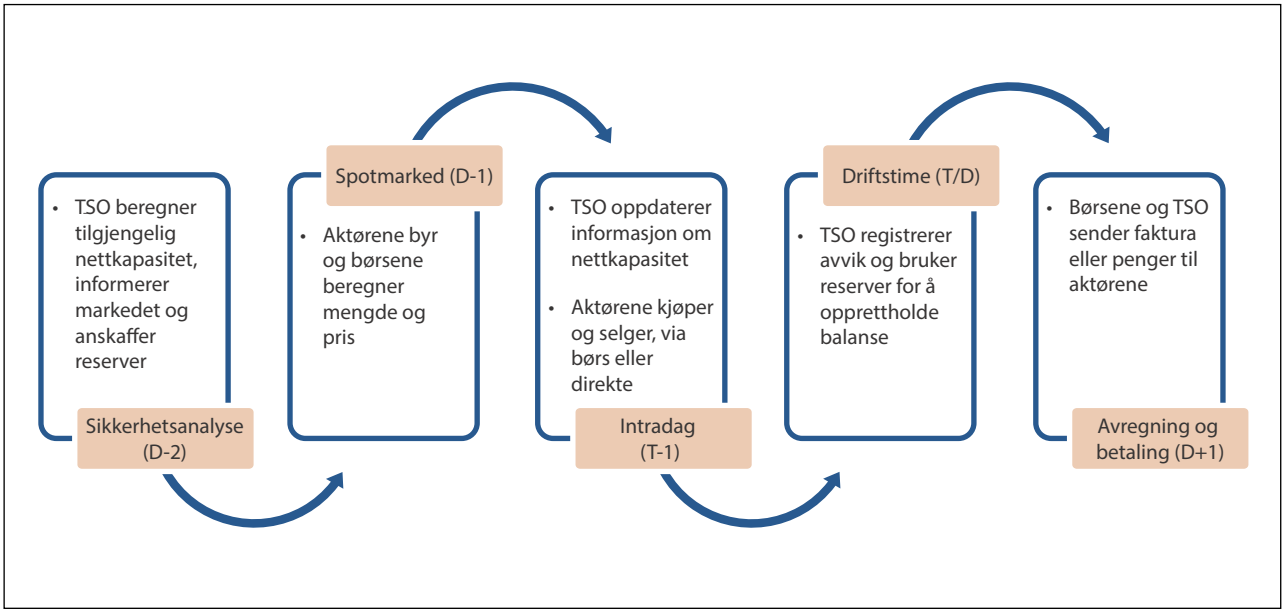
Norge har et markedsbasert kraftsystem. Det betyr at både daglige beslutninger om produksjon (og forbruk) og beslutninger om investeringer tas av aktørene i markedet, innenfor politisk vedtatte rammer og detaljert regulering fastsatt med hjemmel i disse rammene. De kortsiktige oppgavene til markedet handler i hovedsak om planlegging og gjennomføring av den daglige driften av kraftsystemet – for eksempel hvilke kraftverk som skal produsere hvor mye på ulike tidspunkt gjennom driftsdøgnet. De langsiktige oppgavene er knyttet til planlegging, investeringer og utbygging – for eksempel hvem som skal bygge nye kraftverk eller modernisere gamle anlegg, men også hvem som skal etablere nytt kraftforbruk, til hvilke formål, og hvem som eventuelt skal avvikle eller effektivisere eksisterende forbruk.

I dette kapittelet forklarer vi nærmere hvilken rolle markedet spiller og hva som bestemmes gjennom regulering. Vi starter med å beskrive markedene og hvordan markedsprisene settes, før vi beskriver hvordan investeringsbeslutninger tas i det norske kraftmarkedet. Avslutningsvis forklarer vi kort hvordan langsiktig forsyningssikkerhet påvirkes i et markedsbasert system. Dette er relevant for å vurdere forutsetningene for investeringer i kjernekraft i Norge og hvilken rolle staten eventuelt kan eller bør ta, noe vi drøfter nærmere i kapittel 27.

22.1 Markedsorganisering og regulering av et samspill

Kraftsystemets overordnede oppgave er å imøtekomme etterspørselen etter elektrisk kraft. I Norge som i mange andre land, har myndighetene valgt en kombinasjon av generelle regulatoriske rammer og markedsorganisering for å styre hvordan kraftsektoren løser sine oppgaver. Det innebærer at myndighetene legger rammer gjennom lover og forskrifter («regulering»), men overlater til aktørene selv å treffe beslutninger, for eksempel om produksjon eller investeringer. Utgangspunktet er at markedet fra myndighetenes side er anerkjent som et verktøy eller en metode for å løse bestemte oppgaver. Reguleringen er utformet slik at det er i aktørenes egen interesse å ta både produksjonsbeslutninger og investeringsbeslutninger som er til det beste for samfunnet som helhet. Aktørene sitter nærmest den daglige driften av det enkelte kraftverk og har den beste innsikten i etterspørselen, relevante teknologier og kostnader for disse, inkludert den beste kompetansen til å vurdere usikkerhet og risiko knyttet til både kostnader ved ny kraftproduksjon og utviklingen i markedet.

Markedsorganisering er ikke et mål i seg selv, men et virkemiddel for å sikre at kraftetterspørselen dekkes innenfor regulatoriske rammer og til lavest mulig kostnad. Rammer kan i denne sammenheng bety at konsesjon er nødvendig for alle typer kraftproduksjon, at noen vassdrag ikke kan benyttes til kraftproduksjon, eller at alle strømkunder som vil koble seg til, har rett til nettilknytning så lenge de er villig til å betale kostnadene for tilknytning. I Norge har vi regler for å koordinere aktørenes planlegging og beslutninger, slik at andre interesser enn investorenes (natur, omgivelser, kraftsystem som sådan, etc.) kan ivaretas effektivt. I for eksempel Tyskland og Østerrike er en av rammene at det ikke gis konsesjon til kjernekraft, men noen tilsvarende regel finnes ikke i Norge (og en rekke andre land). Andre eksempler på rammer er både generelle regler og særskilte bestemmelser i hver enkelt konsesjon som magasindisponering og regulering av vannføring i norske vannkraftverk. Andre potensielt relevante statlige virkemidler er skatter som enten er nøytrale eller korrigerer for markedssvikt, og økonomisk støtte til investeringer dersom korrigerende skatter eller avgifter ikke er tilstrekkelig for å realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter.



Figur 22.1 Skisse over den kortsiktige arbeidsdelingen mellom systemansvarlig (TSO, i Norge Statnett), kraftbørs og aktører i planleggingen mot balanse i driftstimen, inkludert oppgjør i ettertid.

22.2 Planlegging av den daglige driften av kraftsystemet

Markedet er den sentrale koordineringsmekanismen for planleggingen av den daglige driften av kraftsystemet. Gjennom forskjellige delmarkeder får vi først planlagt driftsdøgnet – hvem skal produsere eller forbruke hvor mye, hvor og når, i morgen – og dernest gjennomført driften – korrigere avvik mellom planlagt og faktisk produksjon og forbruk, korrigere for hendelser med nettanlegg, osv. Markedsprisenes viktigste oppgave er å være en såkalt informasjonsbærer – priser er en effektiv måte å kommunisere behov, muligheter og begrensninger. Markedsprisene hjelper oss også å prioritere bruken av elektrisk kraft, spesielt i perioder med knapphet.

Planleggingen av driften av kraftsystemet kan beskrives som en prosess som gjentas daglig. Selv om vi kaller det daglig drift, starter planleggingen av det som kalles driftsdøgnet minst ett år i forveien, med planlegging og koordinering av vedlikehold av kraftverk og nettanlegg. Svært detaljert blir imidlertid ikke planleggingen før en ukes tid i forveien, og først dagen før driftsdøgnet blir 'alle' aktører trukket inn i planleggingen (se figur 22.1).

Kraftmarkedet er bygget opp med ulike delmarkeder. Det vi kaller spotmarkedet eller døgnmarkedet (på engelsk day ahead market) er den viktigste markedsplassen for kortsiktig planlegging. Handelen i spotmarkedet stenger kl. 12.00 dagen før driftsdøgnet. Siden mye kan skje etter klokken 12.00 dagen før driftsdøgnet, kan aktørene bruke intradagmarkedet for å justere kjøpt eller solgt volum. Intradagmarkedet stenger 60 minutter før hver enkelt driftsperiode starter. Driftsdøgnet varer fra kl. 00.00 til kl. 24.00 og er delt inn i 96 tidsavsnitt eller driftsperioder på 15 minutter.[1] Spotmarkedet og intradagmarkedet kalles noen ganger for engrosmarkedet, mens delmarkeder som brukes i driftsperiodene gjerne kalles balansemarkeder.

Markedsaktørene har ansvar for å handle i engrosmarkedet slik at de er i balanse i hvert tidsavsnitt. Aktørene er selv ansvarlige for å kjøpe eller selge kraft slik at de for hvert tidsavsnitt har balanse mellom hva de har kjøpt (eller solgt) og hva de, eller deres kunder, sannsynligvis vil eller planlegger å forbruke (eller produsere). Dette kalles balanseansvar. Spotmarkedet og intradagmarkedet er viktige verktøy for at aktørene kan handle seg i balanse og for at Statnett kan se hva slags kraftflyt internt i Norge og mellom Norge og naboland som følger av aktørenes handel.

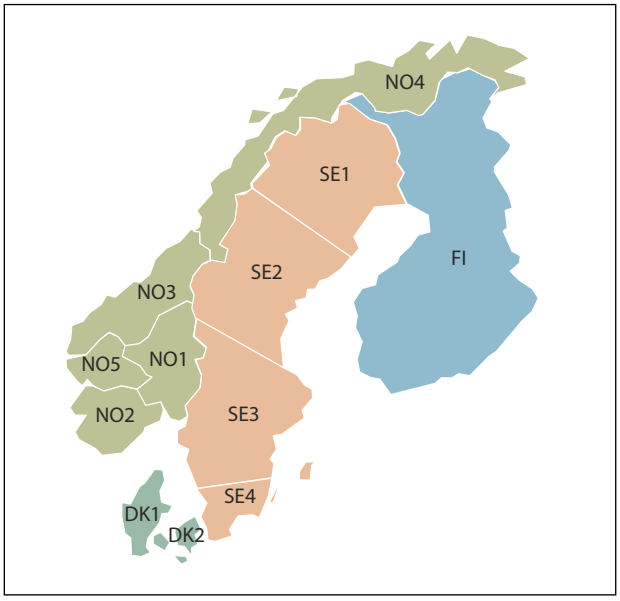
Når intradagmarkedet stenger, overtar Statnett ansvaret for å sikre balanse mellom faktisk forbruk og faktisk produksjon. I praksis vil det alltid være noen avvik mellom hva aktørene har planlagt og hva de har kjøpt eller solgt. Dette kalles ubalanser. Da må Statnett (og andre lands systemopera-

[1] Også kalt markedstidsenhet (*market time unit*) i rettsakter fra EU. Frem til 2025 var hvert tidsavsnitt på en time.

tører) sørge for balanse ved å regulere opp eller ned. Regulere betyr i denne sammenheng å få noen til å produsere mer (eller mindre) eller andre til å forbruke mindre (eller mer) enn de i utgangspunktet skulle gjøre i henhold til markedsløsningen. Systemoperatørene har organisert ulike markeder der de etterspør slike endringer – ofte omtalt som markeder for systemtjenester (reserver og balanseringsressurser er andre vanlige begreper). Statnetts kostnader til systemtjenester dekkes delvis av aktørene i engrosmarkedet ved at de må betale for sine ubalanser, og delvis av alle nettkundene gjennom Statnetts ordinære nettariffer.[2] Oppgavene med balansering og systemdrift er nærmere beskrevet i punkt 21.2 og i Strømprisutvalgets rapport «Balansekunst», punkt 5.5 og 5.6 (Strømprisutvalget, 2023).

Strømnettet er ikke sterkt nok til at alle produsenter og forbrukere i hele Norge skal få den samme prisen. En lik pris ville gitt overbelastning i kraftnettet på grunn av regionale ubalanser mellom forbruk og produksjon. For å unngå overbelastning på nettet er Norge for tiden delt inn i fem budområder (også omtalt som prisområder), NO1 til NO5 (se figur 22.2). Budområder er et verktøy for Statnett til å ta hensyn til de fysiske begrensningene som finnes i kraftsystemet. Hvordan et land definerer budområder har stor betydning for prisdannelsen også i naboland. Prosessen er nøye regulert gjennom en europeisk forordning om kapasitetsallokering og flaskehalshåndtering (CACM). Det tar år å endre budområder. Se Strømprisutvalget (2023) for en nærmere forklaring av hvordan prisdannelsen avhenger av budområder.

De ulike delmarkedene er utformet litt forskjellig. Felles for alle er at aktørene selv er ansvarlig for å ta stilling til hvor mye de vil kjøpe eller selge, og dermed hvor mye de eller deres kunder vil forbruke eller produsere, i hver periode. Det er frivillig hvilken pris man tilbyr for kjøp og salg og hvilke delmarkeder man deltar i.[3] Slike kjøps- og salgsønsker formidles til markedsplassen(e), som sammenhenger mellom pris og kvantum. Kjøps- og salgsønskene kan framstilles grafisk som etterspørsels- og tilbudskurver (se figur 22.3). Et annet fellestrekk er at prisen som alle skal betale eller får betalt i det enkelte markedet, bestemmes slik at salgsvolumet er like stort som kjøpsvolumet – inkludert kjøps- og salgsønsker fra andre budområder opp til transportkapasiteten som er tilgjengelig mellom områdene. Denne måten å fastsette priser og mengder på, bidrar til at alle aktuelle kjøpsønsker (hvor mye aktørene samlet sett er villig til å kjøpe, som funksjon av eventuell pris) tilfredsstilles til så lave kostnader som mulig.

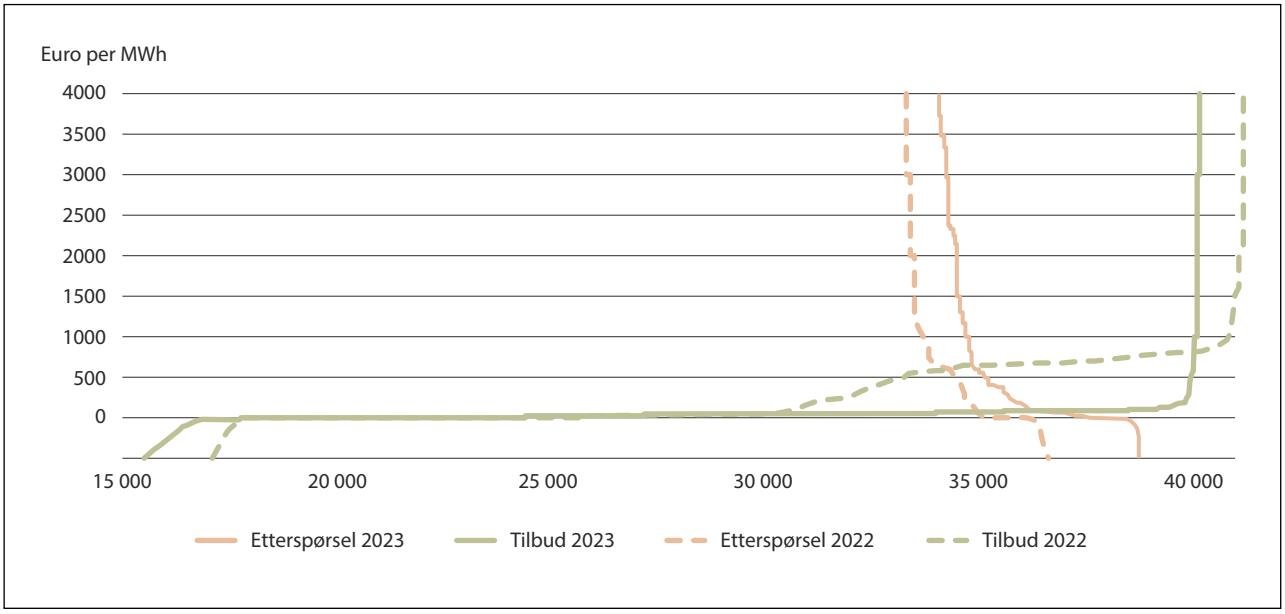


Figur 22.2 Budområder i det nordiske kraftmarkedet

Aktørene baserer sine bud på egne vurderinger av marginale kostnader for å produsere, og marginal betalingsvilje for å kjøpe. Marginalkostnad betyr for eksempel vannverdi (alternativkostnad for vann i vannmagasin), eventuelt med tillegg for andre drifts- og vedlikeholdskostnader. For sol- og vindkraftverk er det ingenting som tilsvarer vannverdi og salgsbudene er svært lave, jf. den horisontale delen av tilbudskurvene i figur 22.3. Budene fra kjernekraftverk tar utgangspunkt i brenselskostnad (i stedet for vannverdi), men i praksis vil de også hensyn til at stor variasjon i

[2] Balanseringen foregår ved at Statnett aktiverer tilgjengelige ressurser hos aktørene. For å sikre at tilstrekkelige ressurser er tilgjengelige når behovet oppstår, betaler Statnett for reservasjon av slike ressurser. Aktørene som har ubalanser får faktura dersom de hadde for lite kraft og kreditnota dersom de hadde for mye kraft i løpet av driftskvarteret. Prisen for denne ubalansekraften er som regel noe høyere enn spotprisen dersom markedet samlet sett hadde for lite (oppregulering) og lavere enn spotprisen i motsatt tilfelle. De som har ubalanser, dekker på denne måten systemoperatørens kostnader med å kjøpe inn kraften som mangler. Når aktørene samlet sett har for mye kraft, vil oppgjøret svare til inntektene systemoperatøren har fra salg av overskuddskraften. Samlet dekker aktørene på denne måten Statnetts omkostninger til aktivering av ressurser. Kostnadene for reservasjon dekkes av alle aktører, uavhengig av om de er i balanse eller ikke, gjennom tariffer som betales via nettselskapene til Statnett.

[3] Selv om budgivningen er frivillig, har konkurranselovgivningen og markedsregler bestemmelser mot markedsmanipulasjon.



Figur 22.3 Aggregerte budkurver for Norden (kun Nord Pool)

Figuren viser samme time i to forskjellige år, time 9, 31. august 2022 og 2023 (Produsert av Statkraft med data fra Nord Pool). Kilde: Strømprisutvalget (2023).

produksjonen over døgnet og uken medfører kostnader i form av lite effektiv bruk av brenslet og økt slitasje. Kjøperne i engrosmarkedet legger vekt på at de gjerne er villige til å betale mye for de første kWh og stadig mindre jo større volum de eventuelt kjøper. For en enkelt husholdning er det liten forskjell, men for en strømleverandør med mange kunder er det viktig å ta hensyn til den (lille) priselastisiteten som er. For industribedrifter kan betalingsviljen for de første kWh være svært høy og samtidig svært lav (men ikke nødvendigvis null) for de siste kWh. For en nærmere beskrivelse og forklaring på prisdannelsen i spotmarkedet og intradagmarkedet anbefaler vi Strømprisutvalgets rapport «Balansekunst», kapittel 6 og 7 (Strømprisutvalget, 2023).

Markedsorganiseringen gjør at aktørene kan skille beslutninger om produksjon fra beslutninger om forbruk. Utformingen av de enkelte delmarkedene, prinsippet om balanseansvar og organiseringen med systemoperatør for transmisjonsnettet og kraftsystemet, bidrar til en mer effektiv samlet ressursutnyttelse enn vi ville fått dersom det enkelte kraftverk skulle driftes i henhold til behovene til egne kunder av det enkelte kraftverk. Selv ikke store aktører som har både egne kraftverk og store forbrukspunkter, som for eksempel Norsk Hydro, driver sine kraftverk med utgangspunkt i hvor mye de selv skal forbruke. Denne måten å organisere forsyningen på, sikrer at forbruket dekkes til lavest mulig kostnad samtidig som verdien av produksjonen maksimeres. Av samme grunn er det lite aktuelt for nye store forbrukere å planlegge kraftverk som primært skal driftes for å betjene eget forbruk. Der det finnes et effektivt og velfungerende marked, vil man heller planlegge som om produksjon og forbruk var separate, uavhengige aktiviteter. Derfor er det også vanlig å planlegge nettilknytning for både kraftverk og forbruksanlegg som om den andre ikke fantes.

Prisene i hvert budområde henger sammen med prisene i andre budområder. Etter strømpriskrisen i 2021/2022 med store prisforskjeller mellom ulike deler av landet, har det vært større oppmerksomhet om at kraftmarkedet er organisert i såkalte pris- eller budområder. Et budområde kan forstås som det største geografiske området der aktørene kan kjøpe og selge kraft uten å bekymre seg for om det er tilstrekkelig transportkapasitet mellom kjøper og selger. Mellom to eller flere budområder er det derimot ofte mindre kapasitet enn aktørenes handel tilsier at det er behov for. I slike situasjoner blir det forskjellige priser i budområdene. Metodene for å beregne priser i de kortsiktige markedene inkluderer den tilgjengelige transportkapasiteten, på en slik måte at etterspørsel/forbruk i ett område kan dekkes av tilbud/produksjon i et annet område. Det spiller i denne sammenheng ingen rolle om budområdene ligger i ulike land. Prisene i for eksempel Sør-Norge (NO2) avhenger dermed av både tilbud og etterspørsel i Danmark, Tyskland, Nederland og

England, på lik linje med etterspørsel på Østlandet (NO1) og Vestlandet (NO5). Men siden priser, tilbud og etterspørsel i alle disse områdene også avhenger av tilbud og etterspørsel i deres tilknyttede budområder, er prisene i hele EU (unntatt Kypros) pluss Norge, Storbritannia og Sveits foruten landene lenger øst koblet sammen.[4]

22.3 Planlegging og gjennomføring av den langsiktige markedsutviklingen

Markedsmekanismer hjelper oss å prioritere. Investeringer i både kraftproduksjonsanlegg og i aktiviteter som krever elektrisk kraft legger beslag på ressurser som alternativt kunne ha blitt benyttet på annen måte – arbeidskraft som kunne ha gjort noe annet, kapital som kunne vært investert i annen virksomhet, natur og areal som kunne bli brukt til andre formål eller forbli inngrepsfritt. Priser spiller en viktig rolle på alle disse områdene – prisen på arbeidskraft dannes i arbeidsmarkedet og prisen på kapital i kapitalmarkedet, begge deler med relativt fri prisdannelse. Selv om vi også har relativt fri prisdannelse for areal til næringsformål, tar ikke markedsmekanismene uten videre hensyn til natur, klima og rekreasjonsformål.

I markedsbaserte kraftsystemer bestemmer aktørene selv om de vil investere. Det at aktørene selv må ta ansvar for investeringer er en vesentlig begrunnelse for mange land som har valgt markedsbasert kraftomsetning. Erfaringen var mange steder at myndighetsbestemte investeringer ikke førte til en god balanse mellom tilbud og etterspørsel. I Norge, som i mange andre land, er det derfor ikke definert fra myndighetenes side hvem som skal investere eller hvilke investeringer de skal vurdere og eventuelt søke konsesjon for. Man bestemmer selv om man ønsker å være kraftprodusent, og man bestemmer selv hvorvidt man ønsker å utvikle og investere i anlegg for kraftproduksjon. Tilsvarende er det også blant strømforbrukere – opp til den enkelte strømforbruker, både privatpersoner og foretak, å vurdere om, hvordan og hvor mye strøm man vil bruke (gitt at man er villig til å dekke relevante kostnader og eventuelt vente på nettilknytning).

De fleste anlegg for kraftproduksjon må ha konsesjon fra myndighetene. Med unntak av svært små produksjonsanlegg, for eksempel solkraft på eget tak, innenfor visse begrensninger, må alle kraftanlegg ha konsesjon for å starte bygging og produksjon. Konsesjon er en tillatelse som gis med hjemmel i energiloven, eventuelt også Vassdragsreguleringsloven, Forurensningsloven og Plan- og bygningsloven (se punkt 17.1.1). Opprustning og utvidelse av eksisterende anlegg krever som oftest ny konsesjon. Konsesjonsreglene varierer i noen grad mellom ulike teknologier for kraftproduksjon, noe som reflekterer særskilte egenskaper ved den enkelte teknologi. Større forbruksanlegg vil også svært ofte kreve tillatelse fra ulike myndigheter, selv om disse tillatelsene som regel gjelder andre tema enn selve energibruken (for eksempel arealbruk, forurensning eller støy).

Priser hjelper aktørene med å velge tid, sted, type og utforming av kraftverk. Erfaringer fra de siste årene, er at kraftpriser kan variere – med både tid og sted. Prisene kan endre seg betydelig fra en time til den neste, fra en dag til den neste, fra en sesong til den neste, fra ett år til de neste, og så videre. Tilsvarende kan kraftprisen oppføre seg fullstendig ulikt i forskjellige regioner. Variasjonene i priser forteller aktørene noe om hva 'alle de andre' aktørene verdsetter høyt eller lavt. Vi kan belyse dette med noen eksempler:

- Dersom prisen over lang tid ligger vesentlig lavere i ett område enn et annet, for eksempel Nord-Norge (NO4), sammenlignet med Østlandet (NO1) eller Sørlandet (NO2), kan det være et tegn på at behovet for ny produksjon er lavere i NO4 enn i NO1 eller NO2, mens utsiktene for forbruk er gunstigere i nord enn i sør.
- Dersom prisene på dagtid er vesentlig høyere enn prisene på natten, er det et tydelig tegn på at det momentane forbruket er høyt sammenlignet med muligheten for kraftproduksjon på dagtid. Det kan bety at det kan være gode utsikter for kraftverk som er særlig egnet for kraftproduksjon i deler av døgnet, for energilagring som kan 'flytte' kraften i tid eller for løsninger som skyver forbruk bort fra dagtid og over mot natt.

Investeringsbeslutninger baserer seg på analyser av og forventninger om framtiden. Dagens priser kan observeres, men det er framtidens priser som er relevante for en investeringsbeslutning. Aktørene i markedet bruker vanligvis modeller av kraftmarkedet eller kraftsystemet for å gjøre seg opp en mening om utfallsrom og sannsynlighet for framtidige priser. En vesentlig utfordring i dette er at jo

[4] Storbritannia, Sveits, landene på Balkan og lenger øst er bare indirekte med i det som kalles den europeiske markedskoblingen, ettersom metodikken for kraftutveksling mellom disse og mellom EU-landene og Norge på den andre siden er noe ulik.

lenger fram i tid en forsøker å se, jo større er også usikkerheten – både om hvordan tilbudet av elektrisitet fra andre aktører og kraftetterspørselen vil utvikle seg. Viktige usikkerhetsmomenter for utviklingen framover er per i dag:

- Blir det stort volum av grønt hydrogen i Norge, eller blir det ikke det?
- Vil prisene på batterier bli så lave at selv massiv utbygging med solkraft ikke medfører omfattende perioder med priser nær eller under null i sommerhalvåret?
- Kommer Sverige til å lykkes med grønt stål, som i så fall vil gi en voldsom vekst i kraftetterspørselen i nord, eller blir det med visjonen?
- Vil det bli bygd 4–6 GW ny kjernekraft i Sverige de neste tiårene, eller kommer Riksdagen i Sverige til å endre reglene om finansiering etter neste valg slik at ambisjonene justeres?
- Blir Norge eller Norden et foretrukket sted for etablering av datasentre som skal betjene europeiske kunder?
- Blir det noe av planene om 200–300 GW havvind i Nordsjøen?
- Hvordan kommer Norges framtidige elektriske tilknytning til landene rundt Nordsjøen til å se ut?

Finansiering av investeringer blir krevende når usikkerheten er stor, eller lønnsomheten ser dårlig ut. Nesten samtlige muligheter for investeringer i kraftproduksjon med lave utslipp av klimagasser er kjennetegnet ved at en betydelig andel av de samlede kostnadene over levetiden påløper lenge før prosjektene kan regne med særlige inntekter. Mange vil også ha en relativt lang periode etter investeringsbeslutning før inntektene kommer på grunn av lange byggetider. Slike prosjekter er spesielt sårbare for usikkerhet om framtidig inntjening – i verste fall ser inntektsmulighetene dramatisk forskjellige ut når anlegget er ferdig, sammenlignet med da det ble vedtatt. Både långivere og de som vurderer å stille med egenkapital til slike prosjekter, vil derfor tenke seg nøye om og ikke forplikte seg hvis de ikke forventer å få den investerte kapitalen igjen med en tilstrekkelig avkastning. Da må prosjektene gjerne tåle noen ubehagelige overraskelser uten å bli ulønnsomme. Finansiering av energiprosjekter er, i likhet med andre investeringer, derfor alltid mer krevende jo større usikkerheten er, eller desto dårligere lønnsomheten ser ut.

Erfaringene tilsier at det største hindret for investeringer i ny kraftproduksjon ikke er mangel på kapital, men for svak forventet lønnsomhet. Eksempelvis er både Fortums og Vattenfalls vurderinger fra 2024 og 2025 at lønnsomheten i kjernekraft i Norden er så lav at de ikke anser kjernekraftinvesteringer som kommersielt interessant uten statlig støtte i en eller annen form.[5] I perioden opptil 2022 da det ble bygd ut mye vindkraft i Norge, tjente prosjektutviklere gode penger på å selge ferdig planlagte anlegg. Norske kraftselskaper var da ikke villige til å betale like mye som en rekke utenlandske investeringsselskap. Mangel på kapital var ingen vesentlig utfordring.

Langsiktige kontrakter kan redusere økonomisk risiko, men kan i praksis ikke sikre vesentlig høyere inntekter enn forventningene i markedet. En vanlig måte å redusere usikkerhet om framtidige inntekter på, er å lete etter kjøpere med motsatte behov – noen som har ønske om å sikre seg en viss mengde kraft til en avtalt pris. De fleste strømkjøpere har relativt kort tidshorisont, kortere enn det som normalt er planleggingstiden for nye store kraftprosjekter. En del industrivirksomheter, med strømkostnader som utgjør en relativt stor andel av samlede kostnader, har imidlertid tradisjonelt ønsket seg svært lange kraftkjøpsavtaler, i enkelte tilfeller opptil flere tiår. Industrien i Norden har derfor mer enn 100 års erfaring med såkalte Power Purchase Agreements (PPA), på norsk kraftkjøpsavtaler. Men både 'gammel' og 'ny' industri er opptatt av å ikke forplikte seg på for høye prisnivåer.

I noen situasjoner vurderer myndighetene å stimulere til mer produksjon enn aktørene tilsynelatende vil etablere på egenhånd. Selv om noe av hensikten med å ha et markedsbasert kraftsystem, er å overlate blant annet investeringsbeslutninger til kommersielle aktører, kan andre forhold tilsi at myndighetene forsøker å påvirke beslutninger utover ordinære konsesjonsprosesser. Myndighetene kan f.eks. innføre virkemidler eller endre rammebetingelser som påvirker beslutninger om og når det bør investeres i nye produksjonsanlegg, hvordan disse bør utformes, med hvilken teknologi, eller når og eventuelt hvordan det bør investeres i opprustning og/eller utvidelse av eksisterende anlegg.

Klimapolitikk stimulerer til omstilling av kraftsystemet. Klimapolitiske virkemidler kan for

---

[5] Fortum: Presentasjon fra Laurent Leveugle, Vice President New Nuclear i Fortum på Norske kjernekraftkommuners medlemskonferanse 23 januar 2025 (et lysbilde hadde overskriften «Market prices are too low to attract new investments»). Se også Eurasia Review (2025).

Vattenfall: Presentasjon fra Vattenfall 19 februar 2024 (Vattenfall AB 2024) og oppslag i EnergiWatch samme dag: «Vattenfall går videre med planleggingen av ny kjernekraft ved Ringhals – men trenger subsidier», (Sandvik, 2024).

eksempel gå ut på å stimulere til en raskere omstilling til fornybar energi eller til bruk av elektrisk kraft framfor direkte bruk av fossile brensler, enn utviklingen ellers skulle tilsi. Som vi drøfter i kapittel 25 kan det også være at etablering av kjernekraft stiller andre krav til koordinering av ulike investeringsbeslutninger enn andre typer kraftproduksjon gjør.

22.4 Forsyningssikkerhet i et markedsbasert kraftsystem

Markedet bidrar til, men har ikke ansvar for forsyningssikkerheten. Som forklart over, er en av myndighetenes oppgaver i et markedsbasert kraftsystem å si ja eller nei til tiltak, både kraftproduksjon, strømnett og kraftforbruk. Noen tiltak er så små at de ikke krever noen offentlig tillatelse, i hvert fall ikke fra energimyndigheter som Energidepartementet, NVE eller Reguleringsmyndigheten for energi (RME). Men dersom ingen søker om konsesjon for nye kraftverk, spiller det liten rolle om myndighetene er villige til å gi konsesjon. Logikken i et marked er basert på at 'noen' vil søke om konsesjon dersom de finner lønnsomme prosjekter – og 'noen' vil etablere nytt (eller økt) forbruk dersom de finner lønnsomme muligheter for det. Det betyr igjen at balansen mellom tilbud og etterspørsel, og dermed det generelle prisnivået på kraft, først og fremst bestemmes av aktørene i markedet, ikke av staten eller myndighetsorganer.

Et sentralt spørsmål er da hvilken rolle myndighetene kan ta, for å påvirke forsyningssikkerheten og kraftbalansen i et markedsbasert system. Spørsmål om hva myndighetene bør gjøre for å sikre en god forsyningssikkerhet er omfattende og utenfor utvalgets mandat. En kortfattet oversikt over hva som er mulig innenfor et markedsbasert system er imidlertid nyttig informasjon for å forstå utvalgets vurderinger om hvilken rolle kjernekraft kan spille i det norske kraftsystemet. Myndighetene kan påvirke kraftbalansen på flere måter:

- Myndighetene kan stimulere ny produksjon gjennom for eksempel gunstig beskatning, direkte offentlig støtte (jfr. statens subsidier til vindkraft på Sørlige Nordsjø II), via gunstig finansiering eller mekanismer som den norsk-svenske elsertifikatordningen (se fotnote 3 i kapittel 21).
- En rekke europeiske land er usikre på om kraftsystemet deres har tilstrekkelig tilgang på elektrisk effekt. EU har derfor utviklet et rammeverk for såkalte kapasitetsmekanismer, som gir statene mulighet til å belønne aktører som stiller produksjonskapasitet til rådighet i pressede situasjoner. Slik kapasitetsbetaling kommer i tillegg til inntektene aktørene kan tjene i de ordinære markedene beskrevet foran. Hensikten er å sikre at det er tilstrekkelig kapasitet i systemet når etterspørselen er høy og for eksempel vind- og solkraftproduksjonen lav. Behovet for et (felles) regelverk om dette henger sammen med at innføring av kapasitetsmekanisme i ett land kan påvirke kraftbalansen, og dermed forsyningssikkerheten, og næringslivets konkurransevilkår i naboland.
- Myndighetene kan påvirke etterspørselen etter elektrisk kraft, for eksempel ved å stille krav om eller gi støtte til energieffektivisering, forby visse typer energibruk eller stille krav om egenproduksjon av kraft for å tillate nytt forbruk.
- Gjennom reglene for konsesjon til kraftverk og kraftnett kan myndighetene redusere (eller heve) barrierene for ny kraftproduksjon, for eksempel legge til rette for mer vindkraft på land eller utvikling av vannkraft i vernede vassdrag.

Kapittel 23
Kjernekraft sammenlignet med annen ny kraftproduksjon

Fordeler og ulemper med kjernekraft må ses opp mot fordeler og ulemper med andre typer kraftproduksjon. Beskrivelsene av kjernekraft som produksjonsteknologi (se Del III) og av de institusjonelle strukturene som må bygges opp dersom kjernekraft skal introduseres i Norge (se Del IV og Del V), viser at det er mange elementer som er relevante i en vurdering av kjernekraftens egnethet for det norske kraftsystemet. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv innebærer en vurdering av fordeler og ulemper en vurdering av de samfunnsøkonomiske nyttevirkningene og kostnadene knyttet til kjernekraft. Gitt at Norge har behov for å øke kraftproduksjonen framover (se kapittel 20), må en samfunnsøkonomisk vurdering også se kjernekraft opp mot nyttevirkninger og kostnader ved alternativene til kjernekraft. Hvis vi introduserer kjernekraft, svekker det incentivene til å bygge ut andre typer kraftverk som har andre kostnader, samfunnskonsekvenser, nyttevirkninger og egenskaper.

I dette kapittelet sammenligner vi egenskapene til kjernekraft med egenskapene til de andre kildene til ny kraftproduksjon som er aktuelle for Norge. En slik sammenligning omfatter bl.a. kostnader og realiseringtid, krav til sikkerhet og sikring, miljøkonsekvenser, systemegenskaper og ringvirkninger. I kapittel 24 analyserer vi markedskonsekvensene av å introdusere kjernekraft i den norske energimiksen. Hvilken energimiks vi har, og om kjernekraft er en del av energimiksen, påvirker også systemutvikling og -drift. Det ser vi nærmere på i kapittel 25.

23.1 Hvilke alternativer skal vi sammenligne kjernekraft med?

Kjernekraft er et alternativ til de prosjektene som ikke er besluttet allerede, eller ikke engang planlagt ennå. Det vi med dagens informasjon vet og tror om utbygging av kraftproduksjon basert på andre teknologier enn kjernekraft, framkommer av de langsiktige markedsscenarioene vi har beskrevet i kapittel 21. Scenarioene bygger på at forbruket vokser og at det bygges ut en del ny vannkraft, vindkraft og solkraft på land, og at Norge har et betydelig potensial for utbygging av vindkraft til havs. Vindkraft til havs mottar i dag støtte, men antas i scenarioene å bli lønnsomt på markedsvilkår på lengre sikt. Potensialet for lønnsom vindkraft på land er stort, men begrenses av ulike grunner. Utbyggingen av vindkraft og solkraft begrenses ikke først og fremst av økonomiske grunner, mens vannkraftutbygging begrenses både av verneplaner og økonomiske grunner. Gjeldende scenarioer reflekterer hvordan markedet og analysemiljøene vurderer framtiden i dag. Forutsetningene og vurderingene kan naturligvis endre seg. Dersom det bygges ut mer vindkraft på land og/eller vindkraft til havs blir dyrere enn forventet, vil det både påvirke utsiktene for havvind og vurderingen av kjernekraftens rolle.

Vi har konsentrert oss om alternativer som er sammenlignbare med kjernekraft i størrelsesorden og rolle i kraftsystemet. Vi tar utgangspunktet i at kjernekraft er lansert som et relativt modent alternativ til utbygging av en kombinasjon av vind- og solkraft på land og en satsing på bunnfast og flytende vindkraft til havs. Videre konsentrerer vi oss om kraftproduksjonsanlegg som er de nærmeste alternativene til kjernekraft i det norske energisystemet med utgangspunkt i det vi vet i dag. Selv små modulære reaktorer (SMR-er) med en kapasitet på 300–500 MW er relativt store anlegg i norsk kraftsammenheng (se boks 23.1). Andre storskala alternativer som biokraftverk, geotermiske kraftverk eller gasskraft med CCS, kan også være alternativer til kjernekraft på lang sikt, men med utgangspunkt i dagens kunnskap er disse ikke vurdert som aktuelle for Norge i de markedsscenarioene vi har sett på.

Vann-, vind- og solkraft framstår som de mest relevante alternativene til kjernekraft i dag, men andre teknologier kan også spille en rolle i framtiden. Det er betydelige potensialer for å effektivisere energibruken, øke bruken av fjernvarme og bioenergi, installere mer solceller på tak, m.m.

Boks 23.1 Selv SMR-er er store i norsk sammenheng

Det er åtte norske vannkraftverk som har en kapasitet på 500 MW eller mer, og 19 vannkraftverk med kapasitet over 300 MW. Det eneste vindkraftverket på land med kapasitet over 300 MW er Øyfjellet, med 400 MW. Første fase av utbyggingen av havvind på Sørlige Nordsjø II skal bygges ut med 1 500 MW.

En SMR på 300 MW vil produsere 2,2–2,3 TWh per år, mens 500 MW vil gi 3,7–3,9 TWh (med hhv. 85 og 90 prosent kapasitetsfaktor). Største årsproduksjon ved et norsk vannkraftverk, Tonstad, er til sammenligning 3,8 TWh. Årsproduksjonen på Øyfjellet er 1,3 TWh (tilsvarende en kapasitetsfaktor på 37 prosent). Utbyggingen av første fase på Sørlige Nordsjø II er anslått å gi rundt 7 TWh (med kapasitet på 1 500 MW og 5 000 timer brukstid).

Brukstiden beregnes ved å dele årsproduksjonen (MWh) på den installerte effekten (MW).

Kilde: NVE (u.å.b), NVE (2026e) og NVE (u.å.c).

Disse løsningene vil også bidra framover. En beslutning om introduksjon av kjernekraft nå, vil likevel først og fremst påvirke utbygging av annen kraftproduksjon som kan bygges ut i relativt stor skala.

23.2 Sammenligning av egenskaper og konsekvenser i ulike faser

Det er mange dimensjoner som er relevante for vurderingen av hvilken rolle kjernekraft kan spille i det norske kraftsystemet. Det gjelder også alternativene til kjernekraft. I dette punktet lister vi opp viktige elementer i vurderingen av kjernekraft i ulike faser av livsløpet, og vurderer i hvilken grad, og eventuelt hvordan, de samme elementene gjelder for alternativene.

23.2.1 Hvilke elementer er det nyttig å sammenligne?

Ulike typer kraftverk har forskjellige egenskaper og ulik sammensetning av disse egenskapene. De bedriftsøkonomiske investerings- og driftskostnadene er opplagte elementer å sammenligne. Men skal vi få tak i de samlede samfunnsmessige virkningene, må vi også ta hensyn til hvordan ulike kraftverk påvirker natur og miljø, og stiller ulike krav til forvaltningen. Det er heller ikke slik at verdien av 1 GW vindkraft og 1 GW kjernekraft er den samme, hvis vi tenker på effekt, ei heller verdien av 1 TWh vindkraft og 1 TWh kjernekraft, hvis vi tenker på energi. En sammenligning av egenskapene ved kraftverksteknologiene er derfor ikke tilstrekkelig til å vurdere den samfunnsøkonomiske nettoverdien av ulike kraftverk i den norske eller nordiske kraftmiksen. For å vurdere hvordan kjernekraft passer inn i, og påvirker utviklingen av energisystemet, må vi likevel forstå hvordan kjernekraft skiller seg fra andre teknologier når det gjelder *produksjon av energi, effekt og fleksibilitet*. Forståelsen av egenskapene ved alternativene er også viktig når man skal vurdere konsekvensene av å etablere kjernekraft i systemsammenheng.

Tidsperspektiver og ledetider er viktige. Blant annet spiller det en rolle både hvor lang tid det tar fra planleggingen starter til kraftverket kommer i produksjon (ledetiden), og hvor lang produksjonsperioden (levetiden) til anlegget er. For de fleste teknologiene som er aktuelle, er det forventninger om at kostnadene vil bli lavere framover. Det kan henge sammen med at teknologien utvikles og blir billigere, at man høster læring når flere prosjekter bygges ut og settes i drift, f.eks. ved at løsninger standardiseres, man får mer kompetanse, eller ved at reguleringene blir bedre tilpasset. Utsiktene til slike effekter er ulike, blant annet avhengig av hvor moden teknologien er i dag.

Usikkerhet og risiko er forskjellig og må tas med i vurderingen. Når vi skal fatte beslutninger som har betydning langt fram i tid, må vi ta høyde for at markeder, priser og kostnader endrer seg, og at vi kommer til å få ny kunnskap og tilgang til ny teknologi. Vi må også ta hensyn til at viktige rammebetingelser som lokal aksept og hvordan vi som samfunn verdsetter naturverdier, og til at verdensøkonomien og sikkerhetsbildet, kan endres. Når vi skal sammenligne ulike typer kraftverk, må vi derfor også vurdere hvor stor usikkerheten er, og om det er ulikt hvordan alternativene påvirkes av usikkerheten.

Bruken av nukleært materiale er en særegen egenskap ved kjernekraft. I Norge er all kraftverks-

Tabell 23.1 Oversikt over elementer som er relevante for sammenligning mellom kjernekraft og andre typer kraftproduksjon

Prosjekterings- og konsesjonsfasen	Investerings- og utbyggingsfasen	Driftsfasen	Avviklings- og dekommisjoneringsfasen
– Forarbeid, melding – Konsekvensutredning – Konsesjonsbehandling – Lengde på prosessene – Særskilte kompetansebehov	– Investeringskostnad – Finansieringskostnad – Sikkerhet og sikring i byggeperioden – Levetid og levetidsforlengelse – Forventet teknologiutvikling og læreeffekter – Arealbehov og naturinngrep – Nettilknytning – Ringvirkninger	– Brenselskostnader – Faste driftskostnader, inkl. sikkerhet og sikring – Vedlikehold – Fleksibilitet, systemegenskaper og systemtjenester – Nettkostnader – Overskuddsvarme – Forurensning og avfallshåndtering – Sikkerhet, tilsyn og beredskap – Ringvirkninger	– Riving og dekommisjonering – Avfallsløsninger – Tilbakeføring og sikring av areal – Særskilte kompetansebehov – Finansieringskostnader – Ringvirkninger

utbygging underlagt en rekke generelle og spesifikke krav. Særskilte krav til kjernekraftverk og kjernefysiske anlegg illustreres av innholdet i innstillingen om konsekvensutredningsprogram[1] for Norsk Kjernekrafts planer om kjernekraftverk i Heim og Aure (DSA m.fl., 2025). *Spesielle elementer* i utredningsprogrammet, som ikke spesifiseres i utredningsprogram for andre kraftverkskonsesjoner, inkluderer

- Atomanlegg og atomsikkerhet: Generelt om anlegget, teknologi og aktiviteter; Atombrensel; Sikkerhet ved anlegget (Safety); Sikring av anlegget (Security); Sikkerhetskontroll for å forhindre spredning av materiale og teknologi som kan anvendes til atomvåpen (Safeguards); Transport av nukleært og radioaktivt materiale
- Strålevern
- Radioaktiv forurensning og avfall: Utslipp under drift; Radioaktivt avfall, inkludert brukt atombrensel
- Atomhendelser og atomberedskap

Noen *utredningstema* er mer omfattende for kjernekraft på grunn av bruk og behandling av radioaktivt materiale:

- Kompetanse
- Dekommisjonering
- Folkehelse

En fullstendig sammenligning av nytte og kostnader må dekke elementer i hele livsløpet til kraftverket. Tabell 23.1 gir en oversikt over elementer som kan inngå i sammenligningen, med utgangspunkt i de ulike fasene i livsløpet til et kraftverksprosjekt: Prosjekterings- og konsesjonsfasen, investerings- og utbyggingsfasen, driftsfasen, og avviklingsfasen.

23.2.2 Prosjekterings- og konsesjonsfase

Det er kommersielle aktører som vurderer og planlegger nye kraftverk. I Norge starter prosessen som leder fram til en eventuell investeringsbeslutning vanligvis med at private aktører identifiserer og gjør en første vurdering av mulige prosjekter. I noen tilfeller, særlig når det er snakk om innføring av nye, uprøvde teknologier, kan staten stimulere interesse fra private aktører ved å innføre støtteordninger eller tilpasse rammebetingelsene.[2] Myndighetene kan også ta en tidlig rolle knyttet til kartlegging, tilrettelegging eller tildeling av arealer for ulike typer kraftproduksjon, slik tilfellet er med havvind. Slike prosesser kan innebære betydelig ressursbruk hos myndighetene, men

[1] Etter at en utbygger (tiltakshaver) har sendt melding om planer om å søke om konsesjon for et energianlegg, bestemmer NVE hvilke mulige konsekvenser som skal utredes og dokumenteres i konsesjonssøknaden. Konsekvensutredningsprogrammet beskriver både tema og metode. Tiltakshaver har ansvar for at utredningene blir gjennomført og kan ikke klage på det fastsatte utredningsprogrammet.

[2] Se boks 27.1 om samfunnsøkonomiske begrunnelser for statlig inngrep i kraftmarkedet.

skal i henhold til utredningsinstruksen[3], være basert på en vurdering av samlet samfunnsnytte.

Konsesjonsprosessene for ulike kraftverksteknologier har mange fellestrekk, men varierer i omfang og ressursbehov. Stegene i konsesjonsprosessen er nærmere beskrevet i Del V (se punkt 17.1.3). Utbygger (tiltakshaver) må gjennomføre et fastsatt konsekvensutredningsprogram før søknaden om konsesjon kan sendes. Aktuelle elementer i et utredningsprogram som gjelder alle søknader, men kan ha noe ulike omfang, inkluderer:

- Detaljert beskrivelse av prosjektet (tiltaket)
- Samfunnsøkonomisk vurdering og beskrivelse av tekniske og økonomiske forhold
- Hvilke alternative tekniske løsninger som skal utredes
- Virkninger for miljø og samfunn

Konsesjonsprosesser avhenger av teknologi, utredningsomfang, regelverk og lokale forhold, og kan ta lang tid. Energikommisjonen (NOU 2023: 3) viser til at NVE aktivt bruker 1–2 år på å behandle melding, søknad og detaljplan for vindkraft på land. Hvis det er kø for konsesjonsbehandling eller søknaden ikke er fullstendig, tar det lengre tid. I tillegg kommer den tiden tiltakshaver bruker til å utarbeide melding, gjennomføre konsekvensutredning og utarbeide søknad og detaljplan. Eventuell klagebehandling vil også forlenge prosessen. I 2023 fikk kommunene i praksis vetorett i saker som gjelder vindkraft på land.[4] Det er usikkert hvordan det vil påvirke konsesjonsprosessen. Med dagens regler kan hele konsesjonsprosessen for havvind, inkludert utredningsfasen, ta 8–9 år. Jo større og mer komplekse prosjektene er, jo mer ressurskrevende og langvarige er det grunn til å tro at prosessen fra melding til konsesjon vil være. Gitt omfanget av utredningsprogrammet for anlegget i Heim og Aure og erfaringer fra andre land (OECD-NEA, 2021), er det ingen grunn til å forvente at konsesjonsprosesser for kjernekraft vil ta vesentlig kortere tid. Konsesjonsprosessene for havvind kan også bli kortere etter hvert som det kommer flere prosjekter til behandling.

Utarbeidelse av konsekvensutredningene krever ressurser både hos utbygger (tiltakshaver) og hos lokale og nasjonale myndigheter. Jo flere temaer som inngår, jo flere ulike eksperter må være involvert. NVE er konsesjonsmyndighet for bygging og drift av ulike typer kraftverk. De har særlig bred og spiss ekspertise på vannkraft og vind- og solkraft på land, i tillegg til ekspertise på natur- og miljøforhold, naturskaderisiko osv. Siden Havenergilova kom i 2010 har NVE bygd opp kompetanse innen havvind. Samtidig innebærer framdriften innen havvind at NVE må videreutvikle kompetanse og kapasitet innen flere spesialiserte områder, og utvikle samarbeid med andre myndigheter med kunnskap om f.eks. havområdene. Tilsvarende må NVE bygge opp ny kompetanse for å vurdere kjernekraftverk, og samarbeide med andre myndigheter med ekspertise på atomsikkerhet og -beredskap. (Se boks 23.2 om økt ressursbehov knyttet til ny kjernekraft i Sverige.) Oppbygging av kompetanse og kapasitet hos myndighetene kan ses som en engangsinvestering, mens det å opprettholde kompetanse og kapasitet er en varig kostnadsendring.

Boks 23.2 Økt ressursbehov for behandling av kjernekraft i Sverige

I sitt arbeid for å skape bedre forutsetninger for ny kjernekraft, har den nåværende svenske regjeringen besluttet å styrke berørte myndigheter og kommuner med 161 millioner svenske kroner i 2026. De økte bevilgningene gjelder myndighetene som har ansvar for strålingssikkerhet, natur og miljø, länsstyrelsene, Riksgäldskontoret og domstolene. I tillegg settes det av midler til opprettelse av en ny myndighet for å forenkle og effektivisere miljøvurderingene. Tilpasning av konsesjonsprosessene til både store og små aktører og for både etablert og ny teknologi skal være på plass i løpet av 2026.

Kilde: Regeringskansliet (2025).

23.2.3 Investerings- og utbyggingsfasen

Når et kraftverk har fått konsesjon, må det tas investeringsbeslutning, og anlegget må prosjekteres i detalj og bygges. Det skal bestilles innsatsfaktorer og underleverandører skal kontraheres. Kapitalkostnadene for et kraftverk påvirkes av flere forhold, som kan variere mellom teknologier, herunder:

- Investeringskostnad, dvs. hva det koster for alt som skal til for å få kraftverket ferdig. Disse

[3] Se Finansdepartementet (2025).

[4] 1. juli 2023 ble det innført krav om lokal planavklaring av områder for vindkraftanlegg før det kan gis konsesjon etter energiloven (Kommunal- og distriktsdepartementet & Energidepartementet, 2024).

kostnadene, som ofte kalles «overnight»-kostnader, er de direkte kostnadene for et byggeprosjekt utenom finansieringskostnader (se også punkt 8.1).
- Finansieringskostnad: I byggeperioden påløper det kostnader uten at kraftverket produserer og dermed får inntekter fra markedet. Disse kostnadene må finansieres. Finansieringskostnadene påvirkes både av finansieringskilden, byggetiden og hvor usikker kostnadene, byggetiden og markedsinntektene er. Usikkerhet gir generelt høyere renter (se også kapittel 26).
- Levetid, dvs. hvor lenge kraftverket forventes å produsere, og dermed gi avkastning på investeringen. Muligheter for levetidsforlengelse og eventuelle kostnader for å forlenge levetiden kan også spille inn.
- Forventet teknologiutvikling og læreeffekter. Siden planlegging, prosjektering og konsesjonsprosessen kan ta lang tid, kan det være utsikter til at kostnadene blir lavere enn det dagens kostnadsbilde tilsier. Hvor usikre slike effekter er, kommer an på hvor moden teknologien er i utgangspunktet, hvilke andre prosjekter som blir realisert og hvordan markedene for innsatsfaktorene utvikler seg (se punkt 8.1.5).

I byggefasen kreves det sikring av anleggene. Mye påligger utbygger, men utbygging av store anlegg kan også kreve opprusting av kommunal beredskap og tilsyn fra offentlige myndigheter. Det gjelder alle kraftverksanlegg. For kjernekraftverk gjelder i tillegg særskilte krav. Selv om kjernekraftverk ikke inneholder reaktorbrensel og radioaktivt materiale i byggefasen, kreves det flere inspeksjoner og kontroll av at sikkerhetskravene blir fulgt gjennom byggefasen, enn det gjør for andre anlegg. Kravene er knyttet til at anlegget skal inneholde radioaktivt materiale når det kommer i drift. Sikringskravene inkluderer etablering av anlegg for mellomlagring av avfall som må bygges parallelt.

Arealbehovet er forskjellig for ulike teknologier, og utbygging og drift påvirker de berørte arealene på ulike måter. Både vindkraft og solkraft krever store arealer. Vannkraft med magasiner gjør også det, men de fleste prosjektene som er aktuelle framover, inkluderer ikke nye magasiner (mer om sammenligning av arealpåvirkninger i punkt 23.3.2).

Nettilknytning er en betydelig kostnad for vindkraft til havs. Havvind som etableres langt fra kysten og nettet på land, kan kreve betydelige nettinvesteringer. I 2024 anslo NVE at investeringskostnadene for nettilknytning for bunnfast havvind i Sørlige Nordsjø vil beløpe seg til nærmere 30 mrd. kroner (NVE, 2024d).[5] I Norge må havvindutbyggerne betale for tilknytningen til nettet på land. Tilsvarende betaler produksjonsanlegg som etableres på land, anleggsbidrag for anleggsspesifikke nettinvesteringer. Kjernekraft har den fordelen at det kan plasseres der det er gunstig for nettet, gitt at andre krav til lokalisering er oppfylt (se kapittel 12). Prosjektene kan også bli pålagt anleggsbidrag for investeringer i masket nett som utløses av prosjektet.[6] Også havvind kan i noen grad tilknyttes nettet på land der det er gunstigst for systemet.[7] Bunnfast havvind kan imidlertid ikke flyttes nærmere forbruket.

Verdien av havvind kan øke ved tilknytning til et felles nett i Nordsjøen. Hybride kabler, som kobler vindparkene til to (eller flere) markeder, gir større samlet tilknytningskostnad, men øker også markedsverdien av investeringene (vindkraftanlegg pluss kabel). Etablering av et internasjonalt masket nett i Nordsjøen diskuteres, men krever omfattende koordinering mellom flere land. Etablering av et slikt nett ligger trolig langt fram i tid, og avhenger av om Nordsjølandene følger opp sine ambisjoner om havvind. I januar 2026 inngikk ti land rundt Nordsjøen en avtale om utvikling av et Nordsjønett (Almeida & Ambrose, 2026).

I investeringsfasen kan ringvirkningene av kraftverksprosjekter være betydelige. Lokale og nasjonale ringvirkninger avhenger i stor grad av hvor stort og komplekst anlegget er, og hvor arbeidskraft og innsatsfaktorer kommer fra (se kapittel 14). I punkt 23.3.4 utdyper vi ringvirkningene ved alternativene i forhold til ringvirkningene ved en kjernekraftutbygging.

23.2.4 Driftsfasen

I driftsfasen påløper det både kostnader knyttet direkte til produksjonen i kraftverket og faste kost-

---

5 Estimatet baserer seg på et kraftverk på 1 500 MW, lokalisert i Sørlige Nordsjø (ca. 190 km fra land) med nettilknytning via likestrømsteknologi (HVDC). De siste årene har det vært en kraftig kostnadsøkning for nett til havs, hovedsakelig drevet av høy prisvekst for sentrale råmaterialer og et stramt leverandørmarked (NVE, 2024d; Statnett, 2025g).

6 I november 2025 la RME fram et forslag om å erstatte anleggsbidrag i masket nett med en standardisert tilknytningsavgift. Forslaget var ikke behandlet per mars 2026.

7 Statnetts analyse av ilandføring av kraft fra Sørlige Nordsjø II viste at ilandføring i Grenland ville være gunstigere for nettet og energibalansen, men at det ville koste 2 mrd. mer enn ilandføring på Lista. NVE antar en lærerate på 4 prosent per år for nett til havs. Statnett legger til grunn at det er produsenten (eieren av vindkraftverket) som skal betale tilknytningskostnaden (Statnett, 2022).

nader som er uavhengige av hvor mye som produseres. Det gjelder f.eks. løpende vedlikeholdskostnader og kostnader knyttet til tilsyn og beredskap, både hos produsenten og hos lokale og nasjonale myndigheter.

Vann-, vind- og solkraft får energikilden gratis fra naturen. Til gjengjeld begrenser naturen tilgangen til energikilden. Den løpende produksjonen i vind- og solkraftverk, og i rene elvekraftverk (vannkraftverk uten magasin) bestemmes av været. Vannkraft med magasin kan frikoble produksjonen fra nedbøren, men kan over en periode ikke produsere mer enn tilsiget av vann (magasinene «flytter» nedbør til perioder med høyere priser). Pumpekraftverk er unntaket – de pumper vann fra magasiner eller vannkilder til magasiner som ligger høyere, og bruker dermed (billig) strøm til å produsere (dyrere) strøm.

Alle kraftverk har faste kostnader knyttet til drift, vedlikehold, sikring og administrasjon. Kjernekraft har gjerne lengre stans i forbindelse med vedlikehold og brenselsbytte enn alternativene. Kostnadene for tilførsel av brensel innebærer ikke bare selve brenselsprisen, men også transportkostnader. Videre har alternativene ikke behov for behandling og lagring av brukt brensel.

Ulike kraftverk har ulike driftsmønster og ulik reguleringsevne. Vannkraft med magasiner er mest fleksibel. Den kan, innenfor de begrensningene som magasinstørrelsen, nedbøren og konsesjonsbetingelsene setter, produsere når verdien av produksjonen er høyest. Kapasitetsfaktoren i vannkraftverk bestemmes av magasinstørrelsen og effektkapasiteten. Vindkraft produserer når vinden blåser, og varierer dermed mye, men med høyere produksjon om vinteren enn om sommeren. Solkraft produserer mest om sommeren. Kjernekraften produserer på sin side helst jevnt og på full kapasitet. Stans for vedlikehold og brenselsbytte planlegges vanligvis til perioder med lav etterspørsel og lave kraftpriser. Ulike driftsmønster innebærer at verdien av kraftproduksjonen varierer (se boks 21.8).

Kraftverkene har også ulik evne til å levere systemtjenester og påvirker behovet for balanseringen av systemet på ulike måter. Dette er beskrevet nærmere i punkt 21.2.2 og kapittel 25.

Miljørisikoen knyttet til avfallsbehandling og forurensning er forskjellig. Konsekvensutredning for havvind skal f.eks. «beskrive bruk av materialer, kjemikalier og stoffer som kan medføre forurensning», mens konsekvensutredningsprogram for vannkraft er opptatt av vannkvalitet og krav til minstevannføring. Konsesjonene kan også omfatte vilkår for vannkvalitet, arealbruksendring, klimaavtrykk osv.

Flere andre elementer skiller også vann-, vind- og solkraft fra kjernekraft:

- De krever ikke kjøling, som kan gi kostnader for kjernekraft knyttet til krav til lokalisering, produksjonsbegrensninger eller behov for kjøletårn.
- De produserer ikke potensielt verdifull overskuddsvarme, fordi de ikke har behov for kjøling.
- De krever ikke avstengning av sikkerhetssoner. Områder utbygd med vindkraft og vannkraft er åpne for alminnelig ferdsel, mens større solkraftverk gjerne er gjerdet inn.
- De innebærer ikke nye risikoscenarioer med høyere krav til lokal beredskap for nødetater, kommuner og befolkning (se punkt 11.3), ut over det som er fastsatt i Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.

Driften av kraftverkene gir opphav til ulike ringvirkninger lokalt og nasjonalt. Ringvirkningene er knyttet til arbeidsplasser i driftsfasen og om driftsoppgavene krever permanent lokal tilstedeværelse. Vannkraft og vind- og solkraft på land har generelt lavere behov for permanent lokal tilstedeværelse enn kjernekraftverk (se kapittel 14 og punkt 23.3.4).

23.2.5 Avviklings- og dekommisjoneringsfasen

Avvikling av vind- og solkraftverk er mindre omfattende og kostnadskrevende enn avvikling av et kjernekraftverk. Når et kraftverk skal avvikles, må anlegget rives og arealet eventuelt tilbakeføres eller tilpasses ny aktivitet (dekommisjonering). Kapittel 6 beskriver dekommisjonering av et kjernekraftverk. Aktuelle elementer i avviklingsfasen som kan ha forskjellig innhold, omfang og kostnader, inkluderer:

- Radiologisk kartlegging og karakterisering av anlegget
- Riving av anlegget
- Sikring, tilsyn og beredskap
- Avfallsløsninger
- Tilbakeføring, eventuelt sikring og tilrettelegging, av arealet
- Særskilte kompetansebehov
- Finansieringskostnader
- Ringvirkninger

På grunn av håndteringen av radioaktivt materiale, stilles det strengere krav til forsvarlig avvik-

ling av kjernekraftverk, enn til andre typer kraftverk.

Dersom en eier ikke ønsker å drifte eller vedlikeholde et vannkraftanlegg, skal det fjernes. Vannkraftanlegg som har konsesjon etter vassdragsreguleringsloven, må ha tillatelse før anlegget kan legges ned eller fjernes, med visse unntak (NVE, 2024c). Energidepartementet kan også pålegge nedlegging dersom konsesjonsperioden har utløpt. Konsesjonsbehandling skal sikre at hensynet til allmenne interesser ivaretas ved avvikling av anlegg. I konsesjonskravene settes det ikke krav om at eieren av kraftverket må sette av midler til avviklingen. Etter det vi er kjent med, er det ingen større vannkraftverk som per i dag er lagt ned i Norge. Derimot er det vanlig med oppgraderinger og investeringer i levetidsforlengelse når anleggene når økonomisk levetid.

Vindkraftverk skal legges ned når konsesjonen går ut. Siden 2023 er eierne av vindkraftverk pålagt å sette av seks prosent av investeringskostnadene for å dekke kostnader i forbindelse med nedleggelse (NVE, 2023b). Eierne skal legge fram forslag til finansiering innen 12 år etter at anlegget er satt i drift.

23.3 Nærmere om utvalgte elementer

Utredningsprogrammene som ligger til grunn for konsesjonsbehandlingen av ulike kraftverk, sier mye om de samfunnsøkonomiske kostnads- og nytteelementene. Hensikten med konsesjonsbehandling er å sikre at en utbygger ikke kun tar hensyn til bedriftsøkonomisk lønnsomhet, men også må utrede samfunnsøkonomiske og samfunnsmessige konsekvenser. Gjennom forskrift er det satt generelle krav til konsekvensutredninger, men det kan i tillegg gis individuelle krav med utgangspunkt i teknologi, størrelse, plassering osv. Ulike krav til konsesjonsbehandling av ulike typer kraftverk gjør at kostnadene er forskjellige både for myndighetene og for investorene, og gir også betydelige variasjoner i tidsbruken. Det påvirker også når produksjonen kan komme i gang, og dermed system- og markedsverdien av produksjonen.

23.3.1 Kostnader

Enhver sammenligning av ulike typer kraftproduksjon må inkludere vurderinger av kostnader og lønnsomhet, og utviklingen i kostnadene framover. Selv om det er mange faktorer som spiller inn i beslutninger om investeringer i kraftproduksjon, både fra et markedsperspektiv og i et samfunnsøkonomisk perspektiv, kommer man ikke utenom kostnadsvurderinger. I dette punktet gir vi en oversikt over ulike kostnadselementer for havvind (og vindkraft på land) sammenlignet med kostnadsanslag for kjernekraft (se kapittel 8). I kapittel 26 analyserer vi lønnsomheten av kjernekraft i Norge og hvordan ulike faktorer påvirker det samlede kostnadsbildet.

En direkte sammenligning av kostnadene for ulike typer kraftproduksjon tar ikke hensyn til at markedsverdien av produksjonen er forskjellig. En faktor som gjør kostnadssammenligninger utfordrende, er at ulike teknologier har ulik kostnadsstruktur, en annen at prosjektene har ulik størrelse og ulik risikoprofil, og en tredje at de har ulike produksjonsprofiler og dermed ulik markedsverdi. En vanlig måte å sammenligne ulike prosjekter på, er å beregne en gjennomsnittskostnad per kWh, såkalt LCOE[8]. LCOE uttrykker totalkostnad (kapitalkostnad og variable kostnader) per antatt produsert enhet over et kraftverks levetid (se også boks 23.3). Fordi kraftverkene produserer på ulike tidspunkt og har ulik mulighet til å kontrollere produksjonen, og dermed sørge for å produsere i de timene prisen er høyest, beregnes også i noen tilfeller såkalt verdijustert LCOE. Verdijustert LCOE avhenger imidlertid av egenskapene til det aktuelle kraftsystemet den beregnes med utgangspunkt i – den vil være ulik i et kraftsystem med mye fleksibilitet, som det nordiske systemet med mye vannkraft, og et system med mindre fleksibilitet, som f.eks. et system basert på mye sol- og vindkraft.[9] Verdijustert LCOE påvirkes også av sammensetningen av forbruket, f.eks. har det betydning at vi i Norge har en stor kraftintensiv industri som har et jevnt forbruk, og at vi bruker mye strøm til oppvarming. Hvordan CO_2-utslipp prises spiller også inn. I det europeiske kraftmarkedet er kostnaden av CO_2-utslipp fra kraftproduksjon innbakt i markedsprisen gjennom kvoteplikten.[10]

---

8 Forkortelse for Levelized Cost of Energy.

9 Poenget kan illustreres ved den såkalte *kannibaliseringseffekten* for solkraft. Siden solkraftverk i et område produserer kraft samtidig, faller markedsprisen sterkt i de periodene solkraften produserer når det kommer mer solkraftkapasitet inn i systemet. Økt solkraftproduksjon undergraver derfor lønnsomheten av eksisterende solkraftproduksjon.

10 Det europeiske CO_2-kvotemarkedet setter en pris på utslipp fra kvotepliktige anlegg. Kull- og gasskraftverk er kvotepliktige anlegg og må kjøpe kvoter per tonn CO_2-utslipp. Kvotekostnaden øker dermed produksjonskostnaden per MWh, og pristilbudet fra disse produsentene i markedet.

Boks 23.3 Om LCOE og nåverdi

LCOE (Levelized Cost of Energy) er et økonomisk konsept som er utviklet for å kunne sammenligne kostnadene for kraftproduksjon fra ulike kraftverksteknologier og -størrelser, og som har ulike levetider, ulik kostnadsstruktur og ulike produksjonsprofiler. Grovt sagt viser LCOE den totale kostnaden ved å produsere en energienhet (f.eks. 1 kWh) over et kraftverks levetid. Mer teknisk forklart, beregner man nåverdien av summen av alle kostnader fordelt på (neddiskontert) forventet produksjon i løpet av den økonomiske levetiden. LCOE er altså gjennomsnittskostnaden per kWh. LCOE tar i utgangspunktet ikke hensyn til at kraftverkene får ulik produksjonsprofil og dermed ulike inntekter fra markedet, inkludert inntekter fra kapasitetsmekanismer eller salg av systemtjenester. Slike forhold varierer avhengig av markedskonteksten kraftverket skal inn i.

Nåverdi brukes for å korrigere for at verdien av en krone i dag er større enn verdien av en krone i morgen, representert ved en diskonteringsrate (se også punkt 26.2). Diskontering innebærer at inntekter og kostnader som kommer tidlig i et prosjekts levetid, har en høyere kroneverdi i dag, enn inntekter og kostnader som kommer langt fram i tid. «Nå», i forbindelse med nåverdiberegninger, betyr som regel at man forutsetter – for alle prosjektene – at de har *byggestart* i samme år og så beregner neddiskontert verdi av alle kostnader og inntekter over levetiden.

LCOE-beregninger viser at vindkraft på land har de laveste kostnadene i dag. NVEs vurdering av kostnadene for ulike typer kraftproduksjon i Norge er vist i tabell 23.2, og angitt som et intervall. Forskjellen mellom laveste og høyeste anslag skyldes at byggekostnader og driftskostnader varierer mellom prosjektene. For termiske kraftverk kan også brenselskostnadene variere. Deponikostnaden er lagt inn som en avgift. Vindkraft på land, solkraft og vannkraft har lavest LCOE. I NVEs beregninger av verdijustert LCOE, får stor vannkraft lavere tall pga. regulerbarheten, mens vindkraft, og særlig solkraft, kommer dårligere ut fordi prisene tenderer til å være lavere når vind- og solkraftproduksjonen er høy (se fotnote 9 og kapittel 21).

Havvind og kjernekraft har betydelig høyere kostnader enn vindkraft på land, der bunnfast havvind har de relativt laveste kostnadene. For vindkraft til havs er det et betydelig utfallsrom som henger sammen med at prosjektene har ulike forutsetninger (NVE (2025h). NVEs anslag for LCOE for flytende havvind og kjernekraft er noenlunde lik. Verken havvind eller kjernekraft er lønnsomt på markedsbetingelser i dag. DNV (2025a) anslår at LCOE-kostnader for flytende havvind i Europa ligger nesten tre ganger høyere enn for bunnfast havvind. Deres anslag for bunnfast havvind ligger på linje med NVEs middelanslag på 116 øre/kWh.

Det forventes at læreeffekter vil gi lavere kostnader for både havvind og kjernekraft framover. Generelt er det veletablert, både teoretisk og empirisk, at kostnadene faller etter hvert som ny teknologi modnes, f.eks. gjennom erfaring fra demonstrasjons- og utbyggingsprosjekter, ved markedsintroduksjon og oppskalering (såkalte læreeffekter, se punkt 8.1.5). Hvor raskt og hvor mye kostnadene vil falle framover, er dermed usikkert. Både sannsynligheten for og størrelsen på kostnadsreduksjoner avhenger av flere faktorer: Hvor moden teknologien er i utgangspunktet, hvor mye som bygges ut, hvilke elementer som forventes å ha størst rom for kostnadsreduksjoner, f.eks. gjennom standardisering og serieproduksjon. Potensialet for kostnadsreduksjoner er jevnt over mindre for modne teknologier som allerede er introdusert i markedet. Tilsvarende er potensialet for kostnadsreduksjoner større, men også mer usikkert, for umodne teknologier.

Forskjellige faktorer forventes å gi kostnadsreduksjoner for havvind og kjernekraft. De kjernekraftverkene som planlegges i dag, bruker moden reaktorteknologi, men kommer i nye varianter og design (se kapittel 7), og med planer om modularisering og serieproduksjon for å redusere byggetid og -kostnader. Vindturbiner er også velprøvd teknologi. For vindkraft på land er det realisert kostnadsreduksjoner gjennom utvikling av større turbiner og serieproduksjon. For havvind knyttes læreeffektene til erfaringer fra utbygging av større parker til havs. Siden 2010 er det bygd ut mange bunnfaste havvindparker i Europa, og kostnadene har falt betydelig (IRENA, 2025). Forventede læreeffekter fra utbygging av bunnfast havvind i norske farvann er først og fremst knyttet

Tabell 23.2 NVEs anslag på LCOE for ulike typer kraftverk i Norge, øre/kWh[1]

	Min LCOE	Maks LCOE	Kapitalkostnad	Kapitalkostnad som andel av totalkostnad, %
Storskala kjernekraft	142	179	128	81
Bakkemontert sol	59	72	52	80
Bunnfast havvind	92	139	96	83
Flytende havvind	123	185	114	75
Vannkraft > 10 MW	29	57	37	86
Vindkraft på land	34	50	30	71

[1] NVE legger til grunn 6 prosent diskonteringsrate (se punkt 26.2) for alle kraftverkskategoriene.
Kilde: NVE (u.å.d).

til utbygging på større dyp og lenger fra land, enn det som har vært vanlig i f.eks. Danmark, Tyskland og Storbritannia. For flytende havvind antas det at de største læreeffektene kan realiseres gjennom storskala demonstrasjon av konsepter for flytende fundamenter og industriell serieproduksjon.

Det forventes positive læreeffekter og kostnadsreduksjoner for både bunnfast og flytende havvind framover. I kapittel 8 har vi gjort rede for dagens og forventede framtidige kostnader for kjernekraft. Utvikling av mer effektive design med modularisering, industrialisering og økt utbygging antas å gi læreeffekter og kostnadsreduksjoner de neste tiårene, men usikkerheten er betydelig. For havvind synes det å være en mer samstemt forventning om kostnadsreduksjoner framover, selv om kostnadene økte i 2021 og 2022 (EUSCORES, 2024; BCG, 2025; DESNZ, 2025).[11] Kostnadsreduksjoner for bunnfast havvind er knyttet til utsiktene til at utbyggingen i Europa fortsetter framover, og til utvikling av større turbiner.[12] Forventede kostnadsreduksjoner for flytende havvind er knyttet til teknologiutvikling, serieproduksjon, bedre prosesser for bygging, drift og vedlikehold, og standardisering av komponentene i fortøyningselementene. Det forventes raskere læring (kostnadsreduksjoner) for flytende havvind, men siden kostnadene i dag er betydelig høyere enn for bunnfast, er det ikke utsikter til at flytende kommer ned mot kostnadsnivået for bunnfast havvind før 2050.

Finansieringskostnader, byggetid og usikkerhet har større betydning for kjernekraftkostnadene enn for vindkraft. Både kjernekraftverk og havvind er store prosjekter der investeringskostnadene utgjør en betydelig andel av LCOE. De siste tiårene har vi sett at kostnadene for nye kjernekraftverk i vestlige land har økt på grunn av kostnadsoverskridelser og forsinkelser. Siden det dreier seg om store prosjekter med lang byggetid, får forsinkelser og rentenivå stor betydning (se også eksempelberegninger i kapittel 26). Havvindprosjekter har kortere byggetid og dermed lavere risiko, noe som gjør dem finansielt mindre utsatt ved forsinkelser. Klarer man å redusere byggetiden for kjernekraft, vil det derfor ha stor betydning for LCOE-beregningen. NVE regner med en byggetid på 1 år for vindkraftverk på land, 3 år for vindkraftverk til havs og 10 år for (storskala) kjernekraft.

Den økonomiske levetiden, som har betydning for lønnsomhetsberegninger, er også forskjellig for ulike typer kraftverk. Den økonomiske levetiden til en investering reflekterer hvor lenge man i investeringskalkylen forutsetter at et (typisk) anlegg kan produsere før det i praksis må legges ned eller krever omfattende reinvesteringer. Mens kalkyler for kjernekraft og vannkraft med magasin beregnes med en økonomisk levetid på 40 år, regner NVE med 30 år for havvind, landvind og solkraft (NVE, 2024d). Se også kapittel 26.

23.3.2 Arealbruk og krav til areal

Arealpåvirkning er en sentral faktor i vurderingen av energiteknologiers miljøpåvirkning. I kapittel 12 har vi beskrevet arealbehovet og -påvirkningen av kjernekraft. Arealinngrepene knyttet til ulike typer kraftverk er imidlertid ikke uten videre sam-

[11] Kostnadsframskrivninger for bunnfast og flytende havvind finnes f.eks. i Guide to an offshore wind farm. (u.å.), som er finansiert av britiske myndigheter.

[12] Se f.eks. WindEurope (2025), BCG (2025) og DNV (2025).

menlignbare. I vurderinger av arealpåvirkningen av en kraftverksutbygging på land, er det nyttig å skille mellom

- Direkte berørt areal, som er det arealet det gjøres direkte fysiske inngrep i
- Planområde, som er yttergrensene for det aktuelle anlegget
- Indirekte berørt areal, som er areal utenfor planområdet som påvirkes på ulike måter

Indirekte berørt areal er ikke et etablert begrep i konsesjonsprosessene, men kan omfattes av konsekvensutredningsprogrammet. Indirekte effekter kan f.eks. gjelde støy og visuelle effekter som kommer an på plasseringen av anlegget (se boks 23.4).

Vann-, vind- og solkraftverk på land påvirker større arealer enn kjernekraft. NVEs data for *direkte berørt areal* viser at, målt som forholdet mellom energiproduksjon og areal, er det vannkraft som er mest arealeffektivt, etterfulgt av vindkraft. Solkraft trenger omtrent 16 ganger så stort direkte berørt areal som vannkraft for å produsere samme mengde energi, og nesten 11 ganger så stort areal som vindkraften. Tar vi derimot utgangspunkt i *planområdet*, trenger solkraft bare halvparten av arealet til landvind for å produsere samme mengde energi. (Tilsvarende tallgrunnlag for vannkraft finnes ikke.)

- Vindkraft på land: Mens planområder for vindkraft i Norge i gjennomsnitt dekker 116 000 m^2 per MW, er direkte berørt areal oppgitt til 5 400 m^2 per MW (NVE, 2025i). Berørt areal i form av sonen for støyfølsom bebyggelse er beregnet til 193 000 m^2 per MW, mens sonen der vindturbinene vurderes som «visuelt dominerende» er beregnet til 217 000 m^2 i en radius på 1 km og i et område med liten topografisk variasjon og få skjermede objekter.[13] Boks 23.4 gir en oversikt over arealpåvirkninger av vindkraft på land.
- Solkraft: Her er NVEs datagrunnlag mer begrenset og basert på de 15 solkraftverkene som hadde fått konsesjon per 14.11.2025. For disse verkene er det gjennomsnittlige planområdet 16 000 m^2 per MWp.[14] Planområdet for solkraft er imidlertid ikke entydig definert, og det varierer hva som er inkludert for de ulike anleggene.
- Vannkraft: Her er det store variasjoner i direkte berørt areal per MWh og begrenset datagrunnlag. Arealbruken kommer an på både magasinstørrelse og kraftproduksjon (Dorber m.fl., 2018). Store magasiner gir størst arealpåvirkning. I praksis planlegges det imidlertid ikke nye vannkraftverk med store magasiner i Norge i dag. Berørt areal for vannkraft er vassdrag, elvestrekninger, fosser og tapt landskapskarakter, knyttet til endringer i vannføring og flomdynamikk, reguleringssoner for magasin, visuell påvirkning, oppdemte arealer og endringer i grunnvannsnivå.

Man kan også skille mellom permanent og midlertidig direkte berørt areal. Midlertidig direkte berørt areal er areal som skal tilbakeføres. For solkraft inkluderer direkte berørt areal solcellepaneler, tekniske installasjoner, interne veier, gjerder og buffersoner. Vannkraftverk krever bl.a. areal til inntaksdam med lukehus, vannvei, veier, riggområder, sikringstiltak og kraftstasjonsområde. Store vannkraftverk krever oftest betydelige areal til massedeponi pga. sprengning av f.eks. tunneler. Vindkraftverk gir relativt små fysiske inngrep, selv om planområdet er stort. Direkte inngrep er fundamenter til og veier mellom turbinene, mens planområdet også omfatter arealet mellom turbinene, som plasseres med relativt stor avstand til hverandre.

Kjernekraft er arealeffektivt sammenlignet med alternativene. Arealeffektivitet beregnes som forholdet mellom årlig energiproduksjon og direkte berørt areal. Kjernekraft utmerker seg ved lavt arealbeslag per produsert energienhet. Gjennomsnittlig arealbeslag for kjernekraftverk i Europa er anslått til 0,15–0,75 m^2/MWh (se punkt 12.1.2), en brøkdel av arealet som påvirkes av vind-, sol- og vannkraft. Selv med spesielle sikkerhets- og beredskapssoner, som kommer i tillegg, er arealbeslaget per MWh for kjernekraft langt lavere enn for alternativene. Andre indirekte påvirkninger av kjernekraft, f.eks. knyttet til utslipp av kjølevann, er nærmere beskrevet i kapittel 12. En rapport fra UNECE[15] framhever også at kjernekraft bruker betydelig mindre areal enn både sol- og vindkraft, selv når man inkluderer areal til gruvevirksomhet og avfallshåndtering (UNECE, 2022).

Areal til kjernekraftverk båndlegges for lang tid, inkludert bygge-, drifts- og dekommisjoneringsfasen. Vind- og solkraft har kortere økonomisk levetid og kan lettere tilbakestilles etter at anlegget tas ut av drift. Vannkraft med store magasiner er lite aktuelt å legge ned, og gir også stor og langvarig arealpåvirkning.

---

[13] Basert på underlagsnotat fra NVE.

[14] MWp betegner maksimal effekt under standard testforhold (angitt som temperatur i solpanelene og solinnstråling).

[15] United Nations Economic Commission for Europe

Boks 23.4 Arealpåvirkning av vindkraftverk på land

NVEs kunnskapsgrunnlag for vindkraft på land beskriver hvilke arealer som kan påvirkes på ulike måter, og beskriver og tallfester ulike virkninger.

Direkte inngrep (fotavtrykk) for en vindturbin:

- Fundament m/kranoppstillingsplass 1 500–2 500 m^2
- Internvei 800 m lengde, 6–7,5 m bred, pluss fyllinger, skjæringer og spor etter midlertidig massehåndtering. (Gjennomsnittlig bredde før tildekking 15–25 m, etter tildekking 9–18 m.) Veiene utgjør 80–90 prosent av fotavtrykket (med stor variasjon mellom anlegg).
- Større massetak og masselager. I hovedsak midlertidige, men etterlater ofte permanente spor, plass for drifts- og vedlikeholdssenter, transformatorstasjoner osv. Varierer fra vindkraftverk til vindkraftverk.
- Kraftledninger (internt normalt som jordkabler i internveiene)

Utbyggingsområde (planområde): Inkluderer arealet som vindkraftverket, med veier, oppstillingsplasser og vindturbiner, plasseres innenfor.

Nærområde: Gul og rød støysone, typisk knapt dobbelt så stort som planområdet, og sonen der vindturbinene regnes som visuelt dominerende (1–1,5 km).

Visuelt influensområde: Opptil 30 km, men sjelden over 15 km. Områdebegrensningen påvirkes av avstand, rotorbevegelse, størrelse (høyde), mengde (antall), høyde i terrenget, topografi, vegetasjon, værforhold, lyssetting.

Videre beskrives og tallfestes en rekke mulige påvirkninger og hva som avgjør påvirkningen:

- Landskap: Store arealer til turbiner, veier, massetak og oppstillingsplasser påvirker landskapet. Kraftverkene kan være synlige over store avstander (ligger ofte på eksponerte steder i terrenget), og krever ofte større veier enn det som kreves til alminnelig ferdsel. Stikkord for hva som avgjør påvirkning på landskapsverdi er: representativitet, variasjon, grad av intakthet, spor etter menneskelig aktivitet, tilknytning til etniske grupper, referanser til historiske hendelser, betydning for allmenn identitet regionalt og nasjonalt, allmenn opplevelsesverdi eller visuelle kvaliteter. Skyggekast og refleksblink kan påvirke landskapsopplevelsen: Skyggekast beregnes for en omkrets 1 500 m. Refleksblink reduseres ved matt lakk og matning over tid, og er ikke et vesentlig problem i Norge. Vindturbiner over 60 m skal merkes med fast eller blinkende lys. For å begrense virkningen, kan det brukes automatikk slik at lysene bare slås på hvis det er luftfartøy i nærheten. Tuppene på turbinbladene kan males sorte for å redusere risikoen for fuglekollisjoner, men det øker visibiliteten.
- Kulturminner og kulturmiljøer
- Friluftsliv
- Samlet belastning/sumvirkninger: Vurderinger av samlet belastning skal ta hensyn til virkningene av tiltaket når man tar hensyn til allerede gjennomførte, vedtatte og godkjente planer. Hvis tiltaket berører reindrift, skal samlet belastning for det berørte reinbeitedistriktet vurderes. Begrepene er knyttet til konsekvensutredninger og brukes i vindkraftsammenheng slik:
  - Samlet belastning: Belastning på et geografisk begrenset område.
  - Sumvirkninger: Belastning fra flere påvirkninger på en eller flere miljøkomponenter (f.eks. en art, en naturtype eller et kulturmiljø)

Kilde: NVE (2025g).

Berørt areal defineres ut fra den spesifikke påvirkningen. For solkraft anslår NVE at berørt areal i gjennomsnitt er areal i 50 meters radius fra planområdet. For vindkraft defineres et «nærområde» ut fra målinger av støypåvirkning og visuell forurensning (se boks 23.4).

23.3.3 Bærekraft og påvirkning på natur og miljø

Kraftproduksjon fra ulike teknologier påvirker natur og miljø i mange dimensjoner. Kjernekraftproduksjon gir ikke direkte utslipp av klimagasser, på samme måte som vann-, vind- og solkraftproduksjon, men utslippene er forskjellige i

et livsløpsperspektiv (se kapittel 12). Ifølge UNECE har kjernekraft utslipp på nivå med eller lavere enn de fleste fornybare energikilder som vind- og vannkraft. Målt gjennom hele livsløpet og på globalt nivå har kjernekraft typiske utslipp på 5–6 g CO_2-ekvivalenter per kWh, sammenlignet med 7–16 g for vindkraft, 6–147 g for vannkraft (avhengig av lokasjon)[16], og 8–83 g for solkraft (UNECE, 2022). EU-kommisjonen vurderer på sin side kjernekraft og vannkraft som teknologier med tilsvarende ytelse når det gjelder klimagassutslipp og arealbruk over livsløpet (Kermidas m.fl., 2025).

Påvirkning på natur og miljø, utenom klimaeffekter, er tett knyttet til arealpåvirkningen. Mens kjernekraftens arealpåvirkning er konsentrert og lettere å kontrollere, gir fornybare teknologier som sol og vind ofte spredt arealpåvirkning over store områder, noe som kan føre til arealkonflikter med landbruk, reindrift, naturverdier og annen arealbruk (se punkt 23.3.2) (De Laurentiis m.fl., 2019). Med andre ord er det ikke bare utstrekningen av arealet som bør telle i vurderingen av utbyggingsprosjekter, men også kvaliteten og funksjonen til det arealet som berøres. Nedbygging av et sammenhengende, urørt naturområde, en nasjonalpark eller et viktig vill- eller tamreinområde har langt større konsekvenser enn utbygging på allerede påvirkede arealer. LANCA-modellen for arealpåvirkning er utviklet for å sammenligne ulike energiteknologiers påvirkning på jord og økosystemer på en konsistent måte (se boks 23.5).

Arbeidet med nasjonal ramme for vindkraft på land illustrerer hvor sammensatt vurderingen av arealbruk er. Målet med nasjonal ramme, som var et bredt samarbeid mellom flere direktorater ledet av NVE, var å identifisere og kartlegge de områdene som er mest egnet for vindkraft og områder som ikke er egnet. I første omgang ble arealer som ikke har tilstrekkelige vindressurser, som er vernet, allerede bebygd eller åpenbart uegnet, silt ut. I neste omgang ble områder med store konsekvenser for en rekke enkeltinteresser silt ut, f.eks. nasjonale villreinområder, buffersoner for verneområder og drikkevannskilder, viktige områder for fugleliv, statlig sikrede friluftsområder, m.m. (NVE, 2019b, del D). Reindriftsområder ble ikke ekskludert direkte, med henvisning til manglende kartgrunnlag til å klassifisere ulike områders betydning. De tematiske analysene av resterende områder, inkluderer i tillegg til nettkapasitet og produksjonskostnader, naturmangfold og friluftsliv, landskap, kulturminner og -miljøer, reindrift, forsvarets interesser, reiseliv, elektronisk kommunikasjon, sivil luftfart, værradarer, nabovirkninger og andre interesser.

Kjernekraft er, sammen med vind og vannkraft, blant de kraftteknologiene som har lavest samlet miljøpåvirkning per produsert energimengde. UNECE-rapporten viser vha. LANCA-modellen at kjernekraft har lav arealpåvirkning per produsert energimengde sammenlignet med for eksempel sol- og vindkraft. De viktigste miljøutfordringene med kjernekraft er knyttet til lokal påvirkning fra gruvevirksomhet. Kjernekraft er den eneste teknologien som genererer høyaktivt avfall som må håndteres og lagres sikkert over lang tid. UNECE understreker at dette er en håndterbar utfordring, og at risikoen for utslipp til miljøet fra moderne deponiløsninger er svært lav, forutsatt at internasjonale standarder følges. Vannforbruket, hovedsakelig knyttet til kjøling, kan være betydelig, men UNECE viser til at vannforbruket er lavere enn for fossile kraftverk, og at det meste av vannet returneres til miljøet.

Selv om flere områder for havvind er utredet, er det behov for mer kunnskap om konsekvenser for naturmangfold. NVE har utarbeidet en strategisk konsekvensutredning for (bunnfast og flytende) vindkraft til havs. Del 1 av arbeidet ble overlevert i november 2024 og del 2 i juni 2025 (NVE, u.å.e). Utredningen vurderer 18 områder opp mot hverandre og omfatter 22 ulike tema innenfor kategoriene teknologi, kostnader, kraftsystem og lovverk; naturmangfold; næringsvirksomhet; infrastruktur; landskap og kultur; forurensning. Når det gjelder naturmangfold, er det behov for mer kunnskap om virkninger av fysiske strukturer over vann, undervannsstøy, elektromagnetiske felt fra sjøkabler og kunstig lys fra turbintårn. I tillegg til pågående forskning på flere områder, anbefaler NVE at det etableres nye kartleggings- og overvåkningsprogrammer for trekkfugl og flaggermus.

EUs taksonomi klassifiserer kjernekraft som en omstillingsaktivitet. Taksonomien er et klassifiseringssystem som definerer hvilke økonomiske aktiviteter EU regner som bærekraftige (se boks 23.6). Klassifikasjonen er knyttet til seks overordnede klima- og miljømål. Formålet er å styre kapital mot bærekraftige investeringer og unngå grønnvasking. Med bakgrunn i taksonomien hevdes det ofte i den norske debatten at EU har slått

[16] Ifølge en analyse av Silva og Modahl fra 2019 er utslipp fra norsk vannkraft estimert til 3,33 g CO2-ekvivalenter, der 2,11 g er knyttet til utslipp fra magasiner. Referert i Sintefnotat til Fornybar Norge (2021): «Vurdering av klimagassutslipp fra vannkraft til EUs taksonomi» (SINTEF Energi AS (2021).

Boks 23.5 LANCA-modellen for arealbruk på land

Land Use Indicator Calculation Tool (LANCA) er en modell utviklet for å vurdere miljøpåvirkninger knyttet til arealbruk i livsløpsanalyser (LCA). Modellen brukes for å sammenligne ulike energiteknologier, inkludert kjernekraft, med hensyn til deres påvirkning på jord og økosystemer.

LANCA-modellen vurderer fem nøkkelindikatorer for arealbruk:

1. Erosjonsmotstand
2. Mekanisk filtrering
3. Fysikalsk-kjemisk filtrering
4. Grunnvannsregenerering
5. Biotisk produksjon

Disse indikatorene gir et helhetlig bilde av hvordan ulike teknologier påvirker jordkvalitet og økosystemtjenester. Resultatene uttrykkes i såkalte «poeng», som reflekterer både mengde og kvalitet på arealet som påvirkes.

Kilde: UNECE (2022).

fast at kjernekraft er minst like bærekraftig som fornybar energi. Men mens fornybar energi er klassifisert som bærekraftig, er kjernekraft godkjent som en omstillingsaktivitet. Det innebærer at godkjente kjernekraftprosjekt, som kan få tilgang til gunstigere finansiering ihht. den gjeldende taksonomien, er begrenset til:

- Levetidsforlengelser av eksisterende anlegg fram til 2040
- Nye kjernekraftverk som bruker beste tilgjengelige teknologi (nærmere bestemt Gen III+) og fram til 2045
- Forskning og utvikling av avanserte teknologier med lukket brenselssyklus (Gen IV)

Tekniske kriterier, som må oppfylles i tillegg, er at den aktuelle medlemsstaten må ha sluttdeponi for lav- og mellomaktivt avfall i drift, og ha en detaljert plan for å ha sluttdeponi for høyaktivt avfall i drift innen 2050.

Nedbygging av natur har i dag lave eller ingen direkte kostnader for utbygger. Dette har ført til at mer natur bygges ned enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt (NOU 2023: 25). En naturavgift – altså en avgift på nedbygging av natur – har derfor vært utredet flere ganger, blant annet av Grønn skattekommisjon (NOU 2015: 15), Miljødirektoratet (2021) og Skatteutvalget (NOU 2022: 20). Hensikten med en slik avgift er å synliggjøre og internalisere kostnadene ved naturinngrep, slik at utbyggere i større grad tar hensyn til naturtap i sine beslutninger. Dersom arealkostnader internaliseres, vil teknologier med lavt arealbeslag, som kjernekraft, kunne styrkes i framtidige investeringsbeslutninger.

Det er krevende å sette en riktig pris på natur. Naturverdier er komplekse, stedsspesifikke og ofte usikre. Natur har en egenverdi som ikke lar seg fullt ut prise (NOU 2023: 25). Dette er også grunnen til at det i dag ikke finnes etablert tallgrunnlag eller metodikk for å innarbeide naturverdier og arealbesparelse i samfunnsøkonomiske analyser på en systematisk og sammenlignbar måte (NVE, 2019). Dette gjør det vanskelig å regne på samfunnsøkonomisk gevinst av redusert arealbruk, selv om det er bred faglig enighet om at mindre nedbygging av verdifulle arealer er positivt for samfunnet.

23.3.4 Ringvirkninger

Utbygging og drift av alle typer kraftanlegg vil ha økonomiske ringvirkninger for resten av økonomien. Ringvirkninger er krevende å beregne og sammenligne, de kan være både positive og negative, og positive lokale ringvirkninger er ikke nødvendigvis positive for landet som helhet (se kapittel 14). Ringvirkningene er knyttet til arbeidskraft som må rekrutteres til utbygging, drift, myndighetsoppgaver mv., og til etterspørselen etter kapital og innsatsvarer som delvis kan produseres innenlands. Det er ikke åpenbart hva som er riktig grunnlag for sammenligning av ringvirkningene av ulike typer kraftproduksjon, fordi de varierer langs en rekke ulike parametere. Eksempelvis krever et kjernekraftverk og et vindkraftverk med samme installerte kapasitet, ulik ressursinnsats i bygge-, drifts- og avviklingsfasen, og har ulik levetid.

For vindkraft til havs er ringvirkningene anslått å være betydelige, særlig for flytende havvind. Ringvirkningene av vindkraft til havs ble vurdert av Samfunnsøkonomisk analyse og Norconsult i 2024 som en del av den strategiske konsekvensutredningen (NVE, 2025h). Her ble det bl.a. anslått at et havvindanlegg med installert kapasitet på

Boks 23.6 Definisjon av bærekraft i henhold til EUs taksonomi for grønn finansiering

I henhold til taksonomien kan aktiviteter bli definert som bærekraftige, omstillingsaktiviteter eller muliggjørende aktiviteter. Metoden og kriteriene for klassifiseringen ble utarbeidet av en teknisk ekspertgruppe for bærekraftig finans nedsatt av EU-kommisjonen. Kriteriene for å bli klassifisert som bærekraftig, er at aktiviteten bidrar til å nå mål om

- å redusere og forebygge klimagassutslipp
- klimatilpasning
- bærekraftig bruk og beskyttelse av vann- og marine ressurser
- omstilling til sirkulærøkonomi, avfallsforebygging og gjenvinning
- forebygging og kontroll av forurensning
- å verne om og restaurere naturmangfold og økosystemer

For å bli klassifisert som bærekraftig, må en aktivitet bidra til minst ett av målene og ikke samtidig ha betydelig negativ innvirkning på noen av de andre målene («Do No Significant Harm», eller DNSF-kriteriet.)

Taksonomien trådte i kraft i 2020, og i første omgang ble kjernekraft utelatt på grunn av bekymring knyttet til DNSH-kriteriet. Grunnlaget for klassifisering som omstillingsaktivitet er en rapport utarbeidet av EUs felles forskningssenter (Joint Research Center, JRC) (Abousahl m.fl., 2021) . Konklusjonen i rapporten var at:

- Kjernekraft kan gi vesentlige bidrag til målet om å begrense klimaendringer, uten betydelig skade av andre miljømål.
- Det finnes ikke vitenskapelige bevis for at kjernekraft er mer skadelig enn andre kraftkilder i taksonomien.
- Lagring av høyaktivt avfall i geologiske dypdeponier vurderes som en egnet og sikker metode.

JRC-rapporten ble deretter vurdert av eksperter fra Euratoms vitenskapelige og tekniske komité og vitenskapelig komité for helse-, miljø- og framvoksende risikoer (Europakommisjonen, 2021; SCHEER 2021).[1] SCHEER, som tar forbehold om at de ikke har eksperter på langsiktig behandling av høynivå radioaktivt avfall og lagringsteknologier og -risiko, er mer tilbakeholdne enn JRC. Bl.a. mener de det er behov for mer kunnskap på flere områder, som kjemisk forurensing fra uranutvinning utenfor Europa og om forurensning av grunne kystområder. De peker bl.a. på at et fungerende reguleringsregime ikke er tilstrekkelig til å hevde uunngåelig skade på helse og miljø, og at risikovurderinger må gjøres med utgangspunkt i hvordan ulike deler av økosystemer eksponeres. Euratom-komiteen er langt på vei enig i JRC sine vurderinger. Selv om de ikke tror det vil endre konklusjonene, peker de på at det, som på andre teknologiområder, er behov for fortsatt forskning og kunnskapsutvikling, inkludert når det gjelder sikkerhetsaspektene. Videre understreker de betydningen av at regulator og myndigheter (i land som skal ha kjernekraft) har tilstrekkelig kompetanse.

[1] SCHEER står for Scientific Committee on Health, Environment and Emerging Risks.

1 500 MW vil kreve en årlig innsats på mellom 4 400 og 6 300 årsverk i utbyggingsfasen og om lag 375 årsverk i driftsfasen. For flytende havvind anslås det at mellom 7 og 29 prosent av aktiviteten i utbyggingsfasen ville være knyttet til utbyggingshavnen, mens resten av aktiviteten vil spre seg utover landet. I driftsfasen anslås det at bortimot 60 prosent av sysselsettingen vil være tilknyttet driftshavnene.

Ringvirkningene av vindkraft på land er tidligere anslått å være i samme størrelsesorden som vindkraft til havs i utbyggingsfasen. Ringvirkningene av vindkraft på land ble bl.a. vurdert i en rapport fra 2020 (Vista Analyse, 2020). Her ble det anslått at et eksempelkraftverk med 126 MW installert effekt vil sysselsette om lag 500 årsverk i Norge i byggeperioden. I rapporten er ikke disse effektene fordelt geografisk, men det kommenteres i rapporten at «store deler av behovet for arbeidskraft er lokalt». Ringvirkningene i driftsfasen er ikke anslått.

Ringvirkningene av kjernekraft kan bli vel så store som for alternative kraftkilder. Ifølge de få analysene som har vært gjennomført av ringvirkninger av kjernekraft i Norge, jf. kapittel 14, kan ringvirkningene bli desto større for kjernekraft

når en måler effektene i forhold til installert kapasitet. Usikkerheten er imidlertid stor siden kjernekraft som kraftproduksjon er uprøvd i Norge. Skal man utløse ringvirkninger for kjernekraft lokalt, vil det kreve kompetansebygging over tid.

Kapittel 24
Hvordan påvirker kjernekraft markedsutviklingen?

En beslutning om kjernekraft påvirker energisystemet og kraftmarkedet i lang tid framover. Derfor må en vurdering av kjernekraftens rolle ta utgangspunkt i hvordan det norske energisystemet kan komme til å utvikle seg og se ut i framtiden. Scenarioanalysene vi har beskrevet i kapittel 21, viser hvordan det norske kraftsystemet kan utvikle seg mot 2050 uten kjernekraft. I dette kapittelet vurderer vi markedskonsekvensene av å introdusere kjernekraft i det norske kraftsystemet med utgangspunkt i de samme scenarioene.

I neste kapittel vurderer vi hvordan kjernekraft påvirker nettutvikling og systemdriftskostnader. De sentrale spørsmålene for analysene er:

- Hvordan påvirker kjernekraftetablering i Norge investeringer i annen produksjonskapasitet og kraftbalansen?
- Hvordan påvirker kjernekraft effektsituasjonen og behovet for/verdien av fleksibilitet i markedet?
- Hvilke markedsfaktorer påvirker særlig inntjeningen til kjernekraftverk i Norge?

Vurderingene er basert på to analyser utvalget har bestilt, og som sammenligner scenarioer med kjernekraft med scenarioer uten kjernekraft ved hjelp av kraftmarkedsmodellering (Afry, 2025; Statnett, 2025b).

24.1 Metodisk grunnlag for vurderingene

Modellbaserte scenarioanalyser er forenklinger av virkeligheten og et hjelpemiddel for å forstå samspillet mellom ulike markedselementer. Som forklart i punkt 21.3, er modellbaserte scenarioanalyser en nyttig metode for å undersøke hvordan usikre trender og utviklingstrekk påvirker markedene. Analysene starter med å formulere scenarioer om mulige, ulike framtider. Scenarioene utvikles med utgangspunkt i en kartlegging og vurdering av viktige faktorer som påvirker den langsiktige markedsutviklingen. Neste steg er å sortere mellom de faktorene som er rimelig sikre, og de faktorene som er mest usikre. For eksempel kan vi være rimelig sikre på at det norske kraftsystemet også i framtiden vil være preget av en stor andel vannkraft med magasiner, og at forbruket preges av at en stor andel av forbruket går til oppvarming og industri. De sikre faktorene legges til grunn i alle scenarioene, mens de usikre varieres mellom scenarioene. Scenarioene brukes også til å se på effekten av ulike strategier for en usikker framtid, som for eksempel å investere i kjernekraft. På denne måten spenner scenarioene både ut et mulighetsrom og et utfallsrom for en usikker framtid.

Scenariostudier er ikke prognoser. I stedet for å starte med å tro på ett bestemt framtidsbilde, bygger scenarioene på vurderinger av hvordan de faktorene som påvirker framtiden, kan tenkes å utvikle seg, og hvordan de ulike faktorene påvirker hverandre. Scenarioene blir dermed konsistente historier om mulige framtider. Derfor ser utredningene til Afry og Statnett på flere scenarioer med ulike forutsetninger, og gjør sensitivitetsanalyser for å bedre kunne forstå mulighetsrommet for ulike teknologier og hva som påvirker det.

Scenarioene bygger på analyser av usikkerheten om utviklingen framover, og modellberegningene tallfester utfallsrommet for sentrale usikre faktorer. Viktige usikre faktorer er f.eks. hvordan kostnadene for flytende havvind og kjernekraft kommer til å utvikle seg, utviklingen i prisene på gass og kull, og CO_2-priser som reflekterer klimapolitiske rammebetingelser. Konsistente scenarioer betyr at man f.eks. ikke legger til grunn en samtidig svak forbruksutvikling og en sterk subsidiering av ny produksjon. Energimarkedsmodellene som benyttes i scenarioanalyser gjør det mulig å regne på hvordan priser og lønnsomhet utvikler seg gitt scenariofortellingene. Modellanalyser er alltid forenklinger av virkeligheten der man kan fokusere på enkeltelementer, samtidig som man ikke ser bort fra markedsdynamikken. Modellanalyser må derfor alltid behandles som et grunnlag for videre vurderinger. De er ikke den fullstendige analysen, og de fanger ikke opp alle de faktorene som former framtiden.

Modellberegningene er basert på en rekke forutsetninger som påvirker resultatene. Vi skiller mellom *input* til modellen og *output*. Input er forutsetninger som legges inn i beregningene på forhånd. Som nevnt over, vil mange input-parametere være like i alle scenarioene (f.eks. dagens produksjonskapasitet), mens noen avhenger av hvilket scenario som analyseres. Viktige input-forutsetninger inkluderer bl.a. forbruksutvikling, utbyggingspotensialer og kostnader for ulike typer kraftverk, batterier og forbruksfleksibilitet, og brensels- og CO_2-priser[1], kapasitet på mellomlandsforbindelser og nettkapasitet mellom budområder. Output fra modellene er volum for lønnsom utbygging av ny produksjonskapasitet, inkludert valg av teknologi, lokalisering og timing av investeringer. I tillegg viser modellberegningene hvilke priser som balanserer tilbud og etterspørsel time for time. Når vi snakker om prisnivå, mener vi gjennomsnittet av alle timeprisene gjennom året.

Scenarioene og modellberegningene bygger på sentrale utviklingstrekk for norsk kraftforsyning. Som grunnlag for scenarioene og modellberegningene av hvordan kjernekraft påvirker og påvirkes av kraftmarkedet, må vi ta utgangspunkt i utfallsrommet for en rekke utviklingstrekk som påvirker markedsutviklingen:

- Hvordan etterspørselen utvikler seg: Etterspørselsutviklingen påvirkes først og fremst av utviklingstrekk utenfor kraftmarkedet, som den økonomiske utviklingen i Norge, utviklingen i verdensmarkedene (bl.a. viktig for kraftintensiv industri), klimapolitikken og næringspolitikken. Siden de billigste teknologiene og kraftverkene bygges ut først, vil de neste bli dyrere. Alt annet likt, gir dermed økt forbruk høyere priser. Etterspørselen er heller ikke uavhengig av dagens forbruksmønster, f.eks. at Norge har en stor kraftintensiv industri, og at mye av rom- og vannoppvarming i boliger og næringsbygg er elektrisk.
- Hvilke teknologier som er tilgjengelige for utbygging: Valg om å begrense utbygging av enkeltteknologier, som landbasert vind, eller å støtte utbygging av enkeltteknologier, som havvind, påvirker prisene og dermed lønnsomheten av å investere i andre teknologier. Alt annet likt, gir begrensninger høyere priser og subsidier lavere priser.
- Investerings- og produksjonskostnadene til ulike teknologier: Teknologiutvikling og erfaring gjennom utbyggingsprosjekter (læreeffekter) innebærer ofte at kostnadene for nye teknologier og konsepter reduseres over tid. Utsikter til lavere kostnader for én teknologi, gjør det mindre lønnsomt å investere i andre teknologier. Tilsvarende påvirker utbygging av kjernekraft lønnsomheten, og dermed utbyggingen, av andre teknologier. Teknologiutvikling kan også gjøre andre løsninger enn de vi ser i dag aktuelle og lønnsomme. Alt annet likt, gir læreeffekter lavere priser.
- Hvor mye utvekslingskapasitet vi har til nabolandene våre: Prisen påvirkes av utvekslingen med nabolandene. Analyser av samspillet mellom Norge og nabolandene er derfor nødvendig for å forstå lønnsomheten til kraftutbygging i Norge. Når prisen er høyere i nabolandene, har vi full eksport, og når prisen er lavere i nabolandene, har vi full import. Eksport trekker opp prisen hos oss, og import reduserer prisen hos oss. Når det ikke er flaskehals mellom to prisområder (se kapittel 22), er prisen den samme i begge.
- Hvor mye kraft som bygges ut i nabolandene våre og med hvilken teknologi: Norge har sterke mellomlandsforbindelser. Via kraftutvekslingen påvirker utbyggingen av ny kraftproduksjon og utviklingen i nabolandenes kraftmiks, kraftprisen i Norge.

Modellberegninger gjør det mulig å analysere hvordan ulike forutsetninger påvirker hverandre. I listen over beskriver vi hvordan en endring i én variabel påvirker prisene hvis de andre forutsetningene ikke endrer seg («alt annet likt»). I virkeligheten påvirker variablene hverandre. Økt kraftproduksjon gir, alt annet likt, lavere priser, men lavere priser gir også økt forbruk, som, alt annet likt, gir høyere priser. Samtidig påvirker prisutviklingen også etterspørselen, bl.a. gjennom hvor industriproduksjon lokaliseres og hvilke energieffektiviseringstiltak som gjennomføres. Modellberegninger gjør det mulig, basert på markedsdata, å analysere flere effekter samtidig og vurdere hvor sterke de er samlet sett.

Markedsmodeller viser den samfunnsøkonomisk effektive utviklingen av kraftmiksen. Som forklart i kapittel 22, er markedet og det tilhørende regulatoriske rammeverket et verktøy for at markedsaktørene skal ha incentiver til å utnytte eksisterende produksjon mest mulig kostnadseffektivt på kort

[1] Det europeiske markedet for utslippstillatelser setter en markedspris på CO_2-utslipp. Europeiske myndigheter utsteder et visst antall kvoter hvert år. Kvotene omsettes i markedet. Selskap i kvotepliktige sektorer må sørge for å ha kvoter som dekker deres utslipp. Noen kraftmarkedsmodeller legger inn CO_2-priser fra andre analyser, mens noen modeller også beregner CO_2-priser på basis av utviklingen i kraftproduksjon og andre forutsetninger.

sikt, og til å investere i ny produksjonskapasitet når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er dette markedsmodellene simulerer. Resultatene av markedsmodelleringen er derfor i prinsippet den produksjonsmiksen som minimerer de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene for å dekke forbruket (se boks 24.1). Selv om markedsmekanismen og rammebetingelsene endrer seg over tid, er det grunn til å tro at man fortsatt vil være opptatt av at markedet og rammebetingelsene til sammen skal bidra til en mest mulig effektiv utvikling av kraftproduksjonen som helhet.

Kjernekraftutbyggingen er en input-forutsetning i modellberegningene. Siden vi vil analysere hvordan et norsk kjernekraftprogram påvirker markedsutviklingen, overlater vi ikke til modellen å bestemme om det blir bygd kjernekraft i Norge eller ikke. Kjernekraftkapasiteten bestemmes utenfor modellen.

Modellberegningene tar utgangspunkt i markedsutsiktene fram til 2050. Modellanalysene vi tar utgangspunkt i, strekker seg til 2050[2], og vi ønsker eksplisitt å analysere en introduksjon av kjernekraft med utgangspunkt i eksisterende scenarioer. Etter utvalgets vurdering er det ikke realistisk å starte kjernekraftproduksjon i Norge før tidligst på midten av 2040-tallet (se punkt 9.3). For å analysere en stegvis utvikling av kjernekraft og markedspåvirkningen både før og etter at kjernekraft kommer inn, har vi komprimert tidsperspektivet i modellberegningene, slik at kjernekraften legges inn i 2040. Vi bruker resultatene til å vurdere effektene av kjernekraft, ikke nødvendigvis til å kvantifisere realistiske konsekvenser. Selv om scenarioene og modellberegningene stopper i 2050, kaster de også lys over utviklingen på lengre sikt. Utbyggingen som er analysert, er i alle tilfeller mindre enn 4 GW, men vi antar implisitt at utbyggingen fortsetter etter 2050.

Modellberegningene antar full informasjon om framtidige utviklingstrekk. Det betyr at hvert enkelt scenario er modellert deterministisk, uten usikkerhet om de underliggende utviklingstrekkene. Usikkerheten fanges opp ved å sammenligne ulike scenarioer og gjennom sensitivitets-analyser der en og en forutsetning endres. Vi bruker modellsimuleringene som utgangspunkt for å vurdere hvordan kjernekraft påvirker markedet og hva som påvirker kjernekraftens rolle i kraftmarkedet, ikke til å finne ut nøyaktig hvordan markedet kommer til å se ut på et bestemt tidspunkt. Når man skal tolke resultatene fra modellberegningene, er det viktig å ha i mente at beregningene blir gjort for hvert scenario – som om det scenarioet er nøyaktig det som kommer til å hende. Når investorer og andre interessenter vurderer framtiden, vurderer de derfor utfallsrommet over alle scenarioene og sannsynligheten for scenarioene, og gjør en rekke andre «hva-hvis»-analyser.

Boks 24.1 Markedsmodellering og samfunnsøkonomiske kostnader

Markedsmodeller bygger på matematiske beskrivelser av tilbud og etterspørsel i markedet. Tilbudet bestemmes av den produksjonskapasiteten vi har eller som forutsettes bygd ut uansett, og produksjons- og investeringskostnadene for kraft. Etterspørselen beskrives av en framskrivning av kraftforbruket, basert på analyser som gjøres utenfor modellen, fordi forbruket i stor grad påvirkes av faktorer utenfor kraftmarkedet, og data for hvordan forbruket reagerer på kraftpriser.

Markedsmodellene fanger ikke opp alle aspekter ved markedet, men finner den løsningen som gir de laveste samlede systemkostnadene, gitt av investerings- og produksjonskostnader, samtidig som etterspørselen dekkes. Markedsmodellene etterligner dermed det resultatet man kan forvente i et marked med velfungerende konkurranse mellom produsentene, og med forbrukere som selv velger hvor mye de vil forbruke. En slik tilnærming gir den samfunnsøkonomisk beste utnyttelsen av ressursene og utbyggingen av kraftproduksjon.

Modellberegningene begrenses av rammebetingelsene. Modelleringen tar hensyn til hvordan markedet er organisert (f.eks. at prisen settes for hvert kvarter og inndelingen i prisområder), utvekslingskapasiteten mellom prisområder og mellom land, og politiske rammebetingelser (f.eks. støtteordninger, begrensninger på hva som kan bygges ut, produksjonsavgifter o.l.), slik at løsningen gir realistiske resultater. Politiske rammebetingelser som er utformet for å korrigere relevante eksterne virkninger, er representert gjennom avgifter, CO_2-priser og begrensninger i hvor mye som kan bygges ut av ulike teknologier.

[2] Investeringer i modellen avhenger åpenbart av inntekter (og kostnader) som realiseres også etter 2050. I beregningene antar man ofte en flat eller lineær utvikling i kraftprisene etter den modellerte perioden.

24.2 Grunnlag for modellanalysene

Vi tar utgangspunkt i scenarioer som er representative for hvordan aktørene – i dag – vurderer utviklingen framover. Det kan utformes en uendelig mengde ulike scenarioer for hvordan kraftforbruket eller -behovet utvikler seg, hvor mye ulike aktører er villige til å betale for kraftforsyning i framtiden, hva ulike teknologier kommer til å koste, hvilke nye teknologier som blir tilgjengelige og hva befolkningen og politikerne ønsker å begrense eller støtte. Her tar vi utgangspunkt i et knippe scenarioer som vi mener er representative for hvordan kraftbransjen i stort vurderer framtidsutsiktene i dag. Samtidig er det viktig når man tolker resultatene, å være bevisst på hva som modelleres og hva som styres av de spesifikke forutsetningene som er valgt. Vi starter derfor med å gjøre rede for de scenarioene som ligger til grunn for modellsimuleringene og hvilke forutsetninger som er valgt.

24.2.1 Grunnscenarioer uten kjernekraft – forutsetninger og resultater

Analysene tar utgangspunkt i generelle scenariostudier av utviklingen i kraftmarkedet uten kjernekraft. I punkt 21.3 gikk vi gjennom scenariostudier for det norske kraftsystemet utført av NVE og Statnett. Disse scenarioene er generelle analyser av markedsutsiktene for det norske kraftsystemet, som er utformet for å undersøke utviklingen under gjeldende rammebetingelser (NVE), og for å se på konsekvenser for nettplanleggingen (Statnett). Afry har tidligere gjennomført tilsvarende analyser med fokus på markedsaktørenes beslutninger (Afry, 2025). Grunnen til at kjernekraft ikke er tatt med i disse studiene, er at kjernekraft hittil ikke har vært vurdert som et realistisk alternativ for Norge.

Scenarioene representerer de utviklingstrekkene som markedsaktører og andre beslutningstakere legger mest vekt på. Afry og Statnett har på forespørsel fra utvalget utredet virkningene av å legge kjernekraft inn i den norske energimiksen, med ulike kombinasjoner av storskalaverk og SMR-er og ulike forhåndsbestemte volum. Statnett sin analyse bygger på mediumscenarioet fra LMA24 (se punkt 21.3) der de legger til grunn at Norge skal bli et lavutslippssamfunn i 2050, og at det nordiske kraftsystemet er i noenlunde balanse i 2050.[3] Afrys analyse tar utgangspunkt i to av deres egne scenarioer og NVEs LA25-scenario (se boks 24.2). I punkt 24.2 skal vi se på effektene av å inkludere kjernekraft i disse scenarioene, men her beskriver vi først nærmere de underliggende antagelsene i scenarioene uten kjernekraft, som vi kaller grunnscenarioene.

Forbruksutvikling

Forbruksnivået i hvert scenario er input til modellen og påvirkes ikke av prisnivået. I modellberegningene reagerer etterspørselen bare på priser i enkelttimer med svært høye priser. I Afrys tre grunnscenarioer, Lav, Basis og Høy, øker norsk kraftforbruk til henholdsvis 189, 202 og 224 TWh i 2050. Forbruket i Lav-scenarioet er i tråd med NVEs basisscenario, mens Statnett sitt mediumscenario, som deres analyse tar utgangspunkt i, forutsetter et kraftforbruk på 220 TWh i 2050, på nivå med Afrys Høy-scenario (se punkt 21.3 og figur 21.12). I Statnetts høyscenario vokser forbruket til 260 TWh, mens det i Lav-scenarioet er 180 TWh.

Tilbud – potensialer og kostnader

Utbygging av ny produksjon som ikke legges inn som input, beregnes av modellen, men begrenses av potensialer og kostnader. Som vist i kapittel 21 og kapittel 23, samt i de to eksterne analysene, er det vannkraft og landbasert vind som er de mest attraktive teknologiene både fra et kostnadsperspektiv og et markedsperspektiv i grunnscenarioene. Havvind er dyrere, både i dag og i framtiden. Ser man utelukkende på kostnader, vil en kombinasjon av vannkraft og landbasert vindkraft, og til dels solkraft være billigere enn havvind. I modellberegningene bygges det likevel ut betydelige volumer havvind, særlig i de scenarioene som forutsetter at forbruket vokser mye. Dette skyldes at utbyggingen av vindkraft på land er begrenset med utgangspunkt i vurderinger av hvor mye det åpnes for å bygge ut, og hvor raskt utbyggingen kan skje. Innenfor det tillatte potensialet velger modellen hvor mye som bygges ut, når det bygges ut og hvor det bygges ut, ut fra lønnsomhetsberegninger. Det samme gjelder for solkraft. Vannkraftutbygging er også begrenset og kostnadsbildet er forskjellig fra prosjekt til prosjekt. Investeringer i vannkraftkapasitet er derfor analysert utenfor modellen og er input til modellberegningene. Produksjonsprofilen gjør havvind mer attraktiv enn solkraft. Selv om vindforholdene for

[3] Analysen bygger på LMA24, men er justert i henhold til Statnett (2025h), der trinn to av utbyggingen av havvind på Sørlige Nordsjø II er tatt ut, slik at kraftbalansen blir noe strammere i 2050 enn i LMA24.

Boks 24.2 Scenario-fortellingene i Afrys grunnscenarioer

Scenarioene fanger opp mulig framtidig utvikling i det integrerte europeiske kraftmarkedet og ulike antagelser om økonomisk utvikling i Norden, Europa og verden, knyttet til f.eks. geopolitikk og klimapolitikk, viktige faktorer som påvirker utviklingen i energimarkedene i Europa. Markedsmodelleringen omfatter hele det integrerte europeiske markedet og antagelser om f.eks. forbruksvekst og rammebetingelser i alle de inkluderte landene, samt på EU-nivå.

Basis-scenarioet uttrykker Afrys beste estimat-scenario. Den generelle økonomiske utviklingen er moderat. Klimamålene for 2050 oppnås på europeisk nivå. Resultatet er en sterk vekst i kraftforbruket. Kostnadene for ny kraftproduksjon reduseres moderat framover, og ligger i midtsjiktet av kostnadsestimatene fra sentrale kilder. Scenarioet er utformet for å analysere den mest sannsynlige prisutviklingen i markedet med utgangspunkt i dagens kunnskap, og som referanse for vurderinger av hvordan endringer i ulike forutsetninger påvirker prisene.

Høy-scenarioet har sterkere økonomisk vekst, utviklingen i markedene går raskere, og europeisk klimapolitikk er mer ambisiøs enn i Basis-scenarioet. Det betyr at EU tar sterkere klimapolitiske grep, og avkarboniserer økonomien raskere enn i Basis. Konsekvensen er at kraftforbruket øker enda mer enn i Basis-scenarioet. Kostnadene for ny produksjon faller imidlertid mindre, og er lagt i det øvre sjiktet av dagens kostnadsestimater fra sentrale kilder. Scenarioet er utformet for å undersøke hvilke faktorer som kan trekke i retning av høyere priser enn i Basis.

Lav-scenarioet er basert på de samme grunnforutsetningene som NVEs Langsiktige kraftmarkedsanalyse (LA25, jf. kapittel 21). Forbruksveksten er svakere enn i Basis. NVE-scenarioet er utformet for å analysere hvordan markedet utvikler seg med utgangspunkt i vedtatte politiske ambisjoner.

havvind er gunstigere, må investeringskostnadene betydelig ned om man skal ha samme lønnsomhet som for landbasert vindkraft.

Investeringer i ny produksjonskapasitet bestemmes av lønnsomhet og rammebetingelser. Eksisterende installert kapasitet er input i modellberegningene. Det samme er kapasitet som forventes bygd uavhengig av markedsutviklingen fordi investeringsbeslutning er tatt eller prosjektet er tildelt støtte, som de første stegene av utbygging av havvind på Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord. I kjernekraftscenarioene er kjernekraftkapasiteten input i modellsimuleringene. Modellsimuleringene beregner deretter for alle teknologier unntatt kjernekraft hvilken ny kapasitet som blir lønnsom, for den gitte forbruksutviklingen og de angitte investerings- og driftskostnadene. Denne måten å beregne investeringer på, er i tråd med det grunnlaget markedsaktørene bruker til å ta investeringsbeslutninger.

I noen av scenarioene antas det at havvind subsidieres, både på kort og lang sikt. Det er noen unntak som er beskrevet i rapportene, og som vi oppsummerer kort her. I Statnett sin analyse legges det til grunn at Norge ikke vil ha store og vedvarende subsidieordninger for havvind, selv om det gis støtte til de første prosjektene (se boks 21.6). I Afrys scenarioer er havvind modellert uten tilknytningsavgift til nettet på land, noe som innebærer en ikke ubetydelig subsidiering, i og med at annen produksjon må betale anleggsbidrag for nettilknytning.[4] Allerede besluttede havvindparker er lagt inn på forhånd i begge analysene. Det ligger med andre ord fortsatt en lønnsomhetsvurdering til grunn for mengden havvindkapasitet som er inkludert i scenarioene med middels og høy kraftetterspørsel (Basis- og Høy-scenarioene i Afry-analysen).

Utvekslingskapasitet og kraftbalanse

Nettkapasitet er delvis input til, og delvis output fra modellberegningene. Scenarioene til Statnett og NVE tar utgangspunkt i den nettutbyggingen Statnett har planlagt i Norge framover (Statnett, 2025h), og tilsvarende planer i landene rundt oss. Også i Afrys analyse følger nettutbygging både i

[4] Hvis tilknytning av en ny kunde innebærer at nettselskapet må investere for å øke nettkapasiteten, må kunden betale et anleggsbidrag som dekker hele eller deler av investeringskostnaden.

Tabell 24.1 Kraftbalanse i Norge, TWh

	2030	2050
Afry Lav (NVE LA25)	+4	+14
Afry Basis	+4	+19
Afry Høy	-3	+15
Statnett		-7

Kilder: Afry (2025) og Statnett (2025b).

Norden og ut av Norden planene til de nordiske systemoperatørene fram til 2040, med noen forsinkelser. På lengre sikt er ikke planene like klare, og Afry har gjort egne vurderinger av hvor det er lønnsomt å utvide overføringskapasiteten i de ulike scenarioene. I Høy-scenarioet bygges det flere forbindelser både til utlandet og mellom de nordiske prisområdene på lang sikt. Statnett forutsetter i sine analyser at det de kaller «målnettet», blir bygd ut som planlagt til 2045. Deres analyse av nettbehov er basert på markedsforutsetningene som ligger i LMA24 og informasjon fra områdeplaner og Statnetts porteføljeplan.

Utviklingen i den norske kraftbalansen beregnes av modellen og varierer mellom scenarioene. Kraftbalansen er output fra modellberegningene. Kraftbalansen i 2050 er positiv i alle Afry-scenarioene, mens den er negativ i Statnetts analyse (se tabell 24.1). Scenarioene viser en relativt svak kraftbalanse i 2030, som styrker seg mot 2040 og 2050 på grunn av investeringer i ny produksjon i Norge. Utbygging i de omkringliggende områdene og hvilke kostnader (og støtteordninger) som er lagt til grunn, har også betydning. Utviklingen i landene utenfor Norge modelleres på samme måte som utviklingen i det norske markedet. Forutsetningene om europeiske og nasjonale rammebetingelser og ambisjoner, forbruksutvikling, brensels- og CO_2-priser, teknologikostnader og overføringskapasitet varierer mellom scenarioene.

24.2.2 Innføring av kjernekraft i scenarioene – forutsetninger

I analysene vurderer vi hvordan en introduksjon av kjernekraft i Norge vil påvirke kraftmarkedet under ulike forutsetninger. Dersom kjernekraft introduseres i den norske kraftmiksen, innebærer det at vi velger bort noe annet fordi utbygging av kjernekraft påvirker kraftbalansen og markedsprisene, og dermed lønnsomheten til annen produksjonskapasitet. En utbygging av kjernekraft innebærer derfor at vi får et kraftsystem med en annen sammensetning og andre egenskaper enn uten kjernekraft. Det norske kraftmarkedet og prisbildet vil imidlertid også i framtiden være preget av at vi har en stor andel fleksibel vannkraft.

Vi har sett på utbygging av kjernekraftverk med ulike størrelser og ulik lokalisering. Begge de eksterne scenarioanalysene modellerer kjernekraftstrategier basert på både storskala reaktorer og SMR-er. Figur 24.1 viser kjernekraftutbyggingen som er antatt i Afrys analyse, og tabell 24.2 viser kjernekraftvariantene Statnett har analysert. Tabellen viser også kraftbalansen for Norge som helhet og for de ulike prisområdene. Statnett har i sine beregninger forutsatt at annen produksjon tilsvarende kjernekraftkapasiteten tas ut av markedet, slik at den norske kraftbalansen er omtrent den samme i alle variantene. Én strategi for å bygge ut kjernekraft i Norge kan være å bygge ut noen få anlegg for storskala kjernekraft, enten i form av storskala reaktorer eller flere SMR-er på samme sted. Den andre strategien er en spredt utbygging av enkeltstående SMR-anlegg i prisområdene, eventuelt kombinert med et stort anlegg på Østlandet. Vi beskriver kort rammene for analysene her (for ytterligere detaljer, henviser vi til rapportene).

Modellanalysene vurderer ikke om kjernekraft er lønnsomt i Norge. I omstillingsbanene som er analysert, er kapasitet og plassering av kjernekraft forutbestemt uten å analysere bedriftsøkonomisk eller samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Modelleringen beregner hva kraftprisutviklingen blir med ulike antagelser om underliggende brenselspriser, CO_2-priser og fleksibilitet. For en gitt prisbane kan vi i etterkant anslå markedsverdien av kjernekraften og vurdere sannsynligheten for at inntektene fra markedet dekker kostnadene for kjernekraftproduksjon (se kapittel 26).

Modellanalyser viser markedskonsekvenser av utbygging av storskala kjernekraftverk og desentralisert utbygging av SMR-er. I Afry sitt Konvensjonell-scenario analyseres konsekvensene av at det bygges storskala kjernekraft på Østlandet (NO1), som har et voksende kraftunderskudd. Her antas det at 1 400 MW settes i drift i 2040 og ytterligere 1 400 MW i 2045. I SMR-scenarioet ser man på effekten av en spredt utbygging av SMR-er etter 2040. Etter idriftsettelsen av et storskala kjernekraftverk på 1 400 MW på Østlandet i 2040, kommer en 300 MW SMR i hvert budområde i drift innen 2045 (200 MW på Østlandet). Den samlede kapasiteten er med andre ord den samme, 2,8 GW, i begge analysene (se figur 24.1), noe som til-

Tabell 24.2 Scenarioer i Statnetts analyse, kjernekraftinvesteringer, kjernekraftproduksjon og energibalanser, 2050.

Scenario	Beskrivelse	Kjernekraft		Energibalanser (TWh)					
		Effekt (MW)	Energi (TWh)	Norge	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Medium	Referanse	0	0	-7	-20	5	-3	-2	12
A.1	1200 MW NO1	1200	10	-7	-10	-2	-2	-2	9
A.2	2400 MW NO1	2400	20	-7	0	-9	-2	-2	6
A.3	3600 MW NO1	3600	30	-6	7	-13	-2	-2	4
B.1	1200 MW NO3	1200	10	-7	-20	5	-1	-4	12
F	3600 MW SMR	3600	30	-7	-15	-1	-1	-1	11

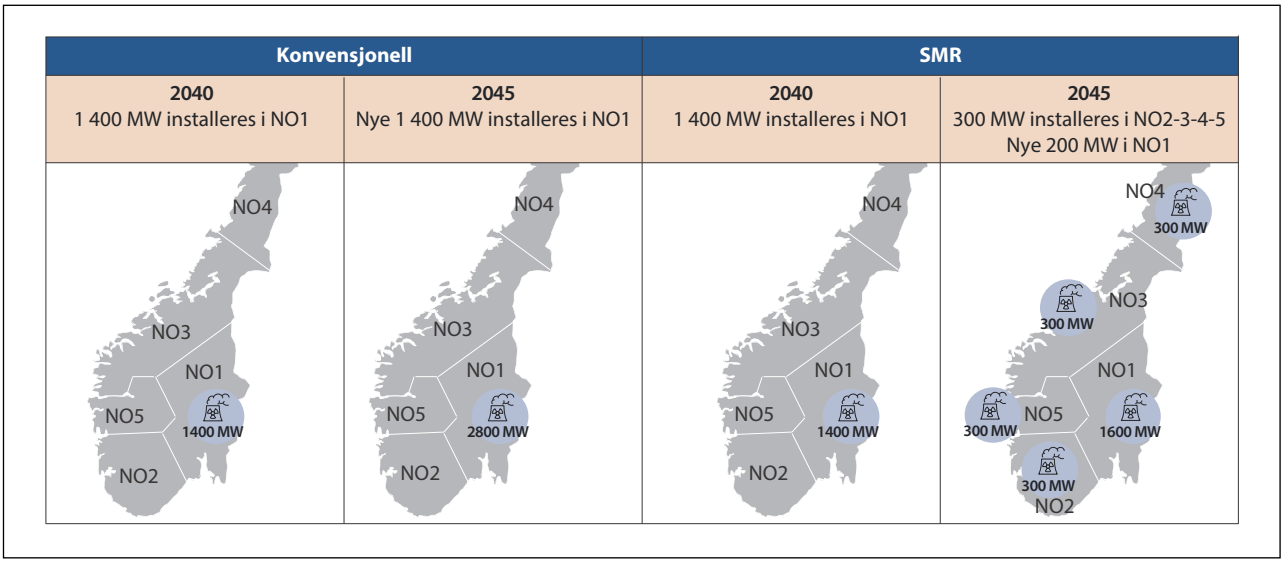
Kilde: Statnett (2025b).

svarer en årsproduksjon på vel 22 TWh med 90 prosent kapasitetsfaktor.

Markedsvirkningene av kjernekraft ligger til grunn for Statnetts analyse av konsekvenser for nettplanlegging og systemdrift. Utvalget ba Statnett analysere konsekvensene av kjernekraft i Norge for nettplanlegging og systemdrift (se kapittel 25) med fem ulike antakelser om utbygging av kjernekraft i Norge (se tabell 24.2). Nettkonsekvensene kan ikke analyseres uavhengig av markedsvirkningene. Tre av scenarioene antar utbygging av storskala kjernekraft og analyserer konsekvensene av å legge de nye kraftverkene på Østlandet (installert kapasitet er henholdsvis 1200, 2400 og 3600 MW), og et annet scenario med kjernekraft plassert i Midt-Norge med 1200 MW. De har også simulert et scenario med mange mindre kjernekraftverk (SMR-er) med totalt 3600 MW kapasitet fordelt utover i nettet for å undersøke konsekvensene av mer distribuert utbygging.

24.3 Hvordan kjernekraftetablering påvirker andre investeringer og kraftbalansen

Modellresultatene (og scenarioene) tegner ikke hele bildet, men gir et godt grunnlag for å vurdere markedseffektene. Et kjernekraftprogram i Norge som realiseres fra midten av 2040-tallet og utover, og



Figur 24.1 Scenario med utbygging av kjernekraft i Norge i Afry sine analyser.

Kilde: Afry (2025).

gir en betydelig økning i produksjonskapasiteten, vil påvirke andre investeringsbeslutninger i markedet også før kjernekraften kommer i produksjon. Samtidig tar det trolig lang tid før det første kjernekraftverket kommer i drift, og deretter kanskje et par tiår før et helt kjernekraftprogram er realisert. Vi gjør her først rede for resultatene fra modellberegningene, og dernest hvilke innsikter om den langsiktige utviklingen beregningene gir grunnlag for.

24.3.1 Beregningsresultater

Utsikter til utbygging av kjernekraft påvirker investeringsbeslutninger som ikke ennå er tatt. Når kjernekraften legges inn på forhånd, er det investeringer i de teknologiene som blir bygd ut på markedsvilkår i grunnscenarioene som fortrenges, fordi prosjektene ikke lenger er lønnsomme. Endringene i produksjonskapasiteten vil derfor først og fremst materialisere seg fra 2030 og utover. Denne delen av analysen er basert på Afrys modellberegninger. I Afrys Basis- og Høy-scenario er det havvind som reduseres, og i Lav-scenarioet er det vind- og solkraft på land. Dette følger av forutsetningene om forbruksutviklingen og kostnadene for ny produksjon som ligger til grunn for beregningene. Når det kommer kjernekraft inn i markedet fra 2040 og utover, påvirker det inntjeningen til prosjekter som kommer i drift fra 2030 og utover fordi de typisk skal tjene inn kostnader og gi avkastning i 30 år framover.

Kraftbalansen i Norge kan styrkes fram mot 2050 både med og uten kjernekraft. I alle de analyserte scenarioene er kraftsituasjonen mest anstrengt i 2030. Deretter styrkes kraftbalansen i scenarioer både med og uten kjernekraft i energimiksen. Fram mot 2035 henger det sammen med at allerede besluttede investeringer i vind-, sol- og vannkraft kommer i produksjon. Deretter bygger modellen ut lønnsom kraftproduksjon i henhold til potensialer, kostnader og markedsutviklingen ellers.

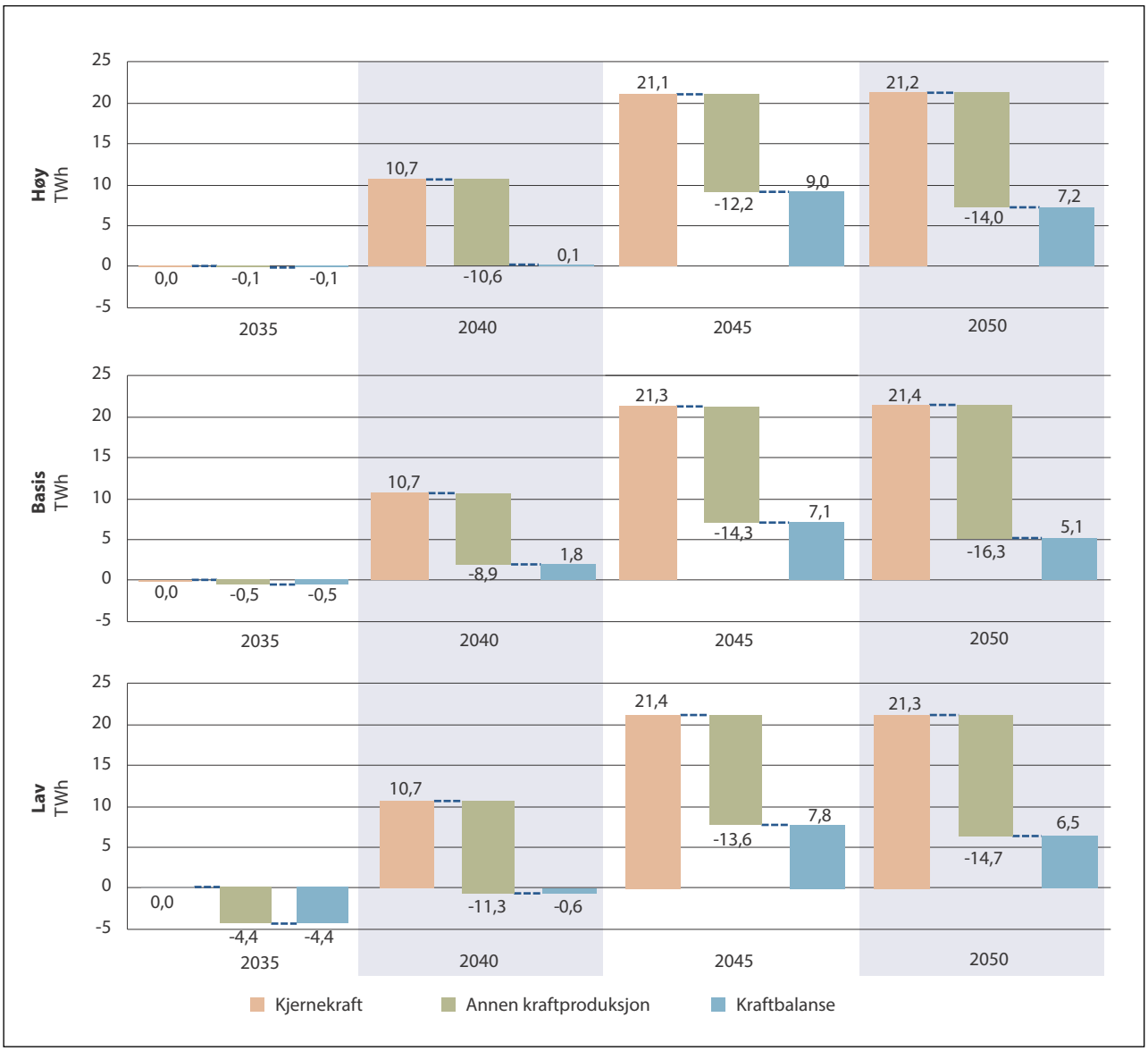
Kraftbalansen påvirkes av investeringer i kjernekraft. Figur 24.2 viser hvordan kraftbalansen i scenarioene endres når det bygges storskala kjernekraft i Norge. Resultatene med utbygging av samme kapasitet med SMR-er er ikke vesentlig forskjellige. De ferskenfargede stolpene viser kjernekraftproduksjonen, mens de olivengrønne stolpene viser annen produksjon som ikke blir realisert. De blå stolpene viser nettoeffekten på kraftbalansen. Svekket kraftbalanse betyr redusert eksport eller økt import, mens styrket kraftbalanse betyr økt eksport eller redusert import.

- Kraftbalansen svekkes noe i 2035 i forhold til grunnscenarioene. Endringen er tydeligst i Lav-scenarioet: Med utsikter til kjernekraftutbygging og relativt lav forbruksvekst blir noen fornybarprosjekter som ellers ville blitt bygd det neste tiåret, ulønnsomme.
- Effekten blir tydeligere når man ser på utviklingen mellom 2035 og 2040. Når det første kjernekraftverket kommer i produksjon, med 11 TWh, styrkes ikke kraftbalansen nevneverdig, fordi nesten like mye annen produksjon fortrenges. Det betyr at kraftbalansen svekkes betydelig i tidsrommet fra 2035 til 2040. Dersom kjernekraften blir forsinket, tyder resultatene på at kraftbalansen kan bli betydelig svekket i flere år.
- I 2045, når det kommer inn 21 TWh kjernekraft, styrkes kraftbalansen i forhold til scenarioene uten kjernekraft med mellom 7 og 9 TWh, avhengig av scenario.
- I 2050 kommer det ikke inn ytterligere kjernekraft. Med noe forbruksvekst og en liten økning i annen produksjon, styrkes kraftbalansen. Også i 2050 blir en allerede sterk kraftbalanse (se tabell 24.1) enda sterkere med kjernekraftutbygging.

Norges (og Nordens) samlede kraftproduksjon reduseres på mellomlang sikt og øker på lang sikt i kjernekraftscenarioene. Det er vind- og solkraftproduksjonen i Norge som reduseres mest, men noen investeringer i resten av Norden blir også ulønnsomme. Reduksjonen i fornybar kraftproduksjon er mindre enn det som tilføres systemet fra kjernekraften. For de samfunnsøkonomiske avveiningene mellom havvind og kjernekraft vil investeringskostnader spille en vesentlig rolle, men slike avveininger er ikke gjort i disse modellberegningene siden mengden kjernekraft er forhåndsbestemt.

I scenarioene med kjernekraft øker nettoeksporten fra Norge. Mer enn halvparten går til Sverige. Norsk kraftproduksjon er dominert av vannkraft som varierer mye fra år til år (se kapittel 21). Positiv netto kraftbalanse betyr at samlet eksport er større enn samlet import, i et gjennomsnittsår. At kraftbalansen i normalår blir sterkere når kjernekraften kommer inn, betyr at vi får større eksport, eksport i flere år og mindre import i tørrår, enn i scenarioene uten utbygging av kjernekraft. Jo høyere vårt eget netto overskudd er, jo mer av kjernekraften vi bygger ut, vil gå til eksport.

Lokaliseringen av kjernekraftverkene har betydning for kraftbalansen i prisområdene. Hvorvidt kjernekraftkapasiteten bygges ut sentralisert som storskala anlegg, eller desentralisert som SMR-er,



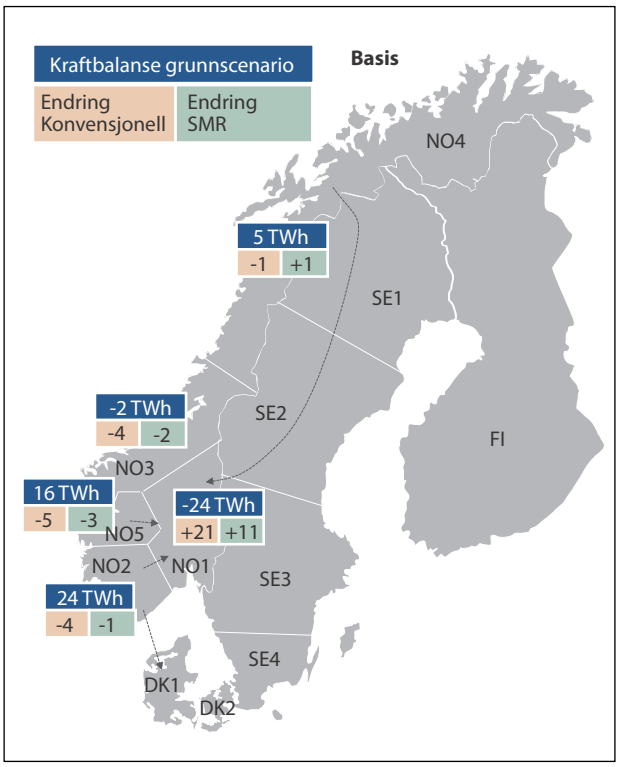
Figur 24.2 Kjernekraftproduksjon, og endringer i annen produksjon og kraftbalansen i Norge, i forhold til grunnscenario uten kjernekraft i Norge (TWh). Modellresultater for scenarioene Høy, Basis og Lav.

Kilde: Afry (2025).

betyr lite for markedseffektene i Norge som helhet. Kraftbalansen i prisområdene påvirkes imidlertid fordi kjernekraften kan plasseres på andre steder enn fornybarproduksjonen, slik at importbehovet i underskuddsområder reduseres. Spesielt kan kjernekraft bidra positivt til energibalansen på Østlandet (NO1), som har et stort og økende behov for å importere kraft fra andre prisområder.

Kraftflyten mellom prisområdene påvirkes av kjernekraftutbygging. Havvind som etableres langs kysten, knyttes først og fremst til nettet på land i områder som allerede har en sterk kraftbalanse og eksport til andre prisområder. Ved etablering av kjernekraft i NO1 reduseres havvindutbyggingen og dermed kraftoverskuddet i tilstøtende prisområder. Afry-analysen viser også at NO1 har netto eksport om sommeren, samtidig som kjernekraften reduserer produksjonen ved lave priser og høy fornybarproduksjon. Statnett viser til at NO3 (Midt-Norge) også kan bli et underskuddsområde i grunnscenarioet, og derfor er et aktuelt område for lokalisering av kjernekraft.

Kjernekraftutbygging kan bedre kraftbalansen i underskuddsområder. Figur 24.3 viser hvordan kraftbalansene i budområdene endres med kjernekraft i scenarioene til Afry. I «Konvensjonell» plasseres all kjernekraften i budområde NO1 (Østlandet). I grunnscenarioet uten kjernekraft, importerer NO1 24 TWh i et normalt år. Med utbygging av 2,8 GW kjernekraft i NO1 styrkes



Figur 24.3 Endringer i kraftbalanser i norske prisområder med konsentrert og distribuert kjernekraftutbygging (2,8 GW), sammenlignet med grunnscenario, Basis 2045.

Kilde: Afry (2025).

kraftbalansen med 21 TWh. Samtidig svekkes kraftbalansen noe i de andre budområdene fordi utbyggingen reduseres der. En utbygging av 2,8 GW med 1,4 GW i NO1 og resten i form av SMR-er i alle prisområder, gir mindre endringer, også i NO1, selv om kraftbalansen fortsatt styrkes betydelig der.

Forsinket utbygging av kjernekraft svekker kraftbalansen og gir høyere priser i årene før kjernekraften kommer i drift. Erfaringene fra nylig utbygde kjernekraftverk viser at utsettelser og forsinkelser er vanlige. Et spørsmål er da i hvilken grad forsinkelser kan påvirke kraftbalansen negativt. For å undersøke det, ba vi Afry gjøre en sensitivitetsanalyse der kjernekraften kommer i produksjon fem år senere enn først antatt, og der alle andre forutsetninger holdes uendret. Både den norske kraftbalansen og kraftbalansen i NO1 blir da per forutsetning om lag 9 TWh/år svakere i perioden 2040–2045. Siden importen må øke for å dekke forbruket, er resultatet høyere kraftpriser. Resultatene viser at kraftprisene øker i alle prisområdene med rundt 3,5–7,5 øre/kWh, og mest i Sør-Norge.[5] I Afry-scenarioene er kraftbalansen uansett positiv også før kjernekraften kommer inn, slik at det fortsatt er et overskudd å gå på i femårsperioden. Statnetts markedsanalyse gir i utgangspunktet en svakere kraftbalanse, og da vil en forsinkelse av kjernekraften gi underskudd i kraftbalansen dersom forbruksveksten fortsetter utover 2030-tallet.

24.3.2 Hva forteller analysene oss?

I hvilken grad kjernekraft i Norge fortrenger ny fornybar kraftproduksjon, kommer an på forbruksutviklingen. Hvis kjernekraft blir introdusert som en del av den norske energimiksen, blir det mindre lønnsomt å bygge ut sol- og vindkraftproduksjon. Det trenger vi strengt tatt ikke noen modell for å fortelle oss. Det blir ikke nødvendig å bygge ut like mye vindkraft på land – eller solkraft – og havvindutbyggingen blir mindre lønnsom. Modellberegningene viser da også at havvind som allerede er besluttet (fase 1 av Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord), blir noe mindre lønnsom fordi kraftoverskuddet blir høyere og markedsprisene lavere i kjernekraftscenarioene. I scenarioer med høy etterspørsel bygges det havvind også etter at kjernekraft er besluttet, men ikke så mye som det ellers ville blitt.

Utsikter til kjernekraftutbygging i Norge medfører at det bygges ut mindre kraftproduksjon i perioden før kjernekraften kommer inn. Selv om Norge går i gang med utvikling av et kjernekraftprogram nå, tar det lang tid før kjernekraftproduksjonen kan være på plass. En beslutning om å legge til rette for kjernekraft nå, er heller ikke det samme som å ta en investeringsbeslutning. Det følger både av milepælstilnærmingen og at investorer løpende vurderer lønnsomhet. Hvis markedsaktørene tror det er sannsynlig at det kommer til å bli bygd kjernekraft i Norge, demper det viljen til å investere i annen produksjon. Hvordan markedet reagerer, henger også sammen med forventningene til forbruksutviklingen. Tar markedet samtidig høyde for at forbruksveksten kan bli svak, vil flere prosjekter bli skrinlagt eller utsatt. Da kan kraftbalansen bli betydelig svakere før kjernekraften kommer inn. Blir forbruksveksten likevel sterkere enn antatt og kjernekraften utsatt, kan kraftbalansen bli betydelig svekket i noen år inntil nye investeringer i kjernekraft eller annen kapasitet kommer i produksjon. I modellberegningene vises denne effekten bare i femårsperioden fra

[5] Omregnet til øre/kWh med gjennomsnittlig valutakurs for 2023 på 11,42 NOK/EUR (Norges bank, u.å.) og deretter KPI-justert til 2025-verdi (SSB, 2026b, tabell 14704). Eventuelle avvik kan forekomme som følge av avrunding.

2035 til 2040. Med utsikter til at kjernekraft tidligst kommer inn i 2045 og kan bli ytterligere forsinket, kan denne situasjonen bli mer langvarig i virkeligheten. Svak kraftbalanse henger imidlertid også sammen med høyere priser, slik at redusert forbruk kan dempe den negative virkningen på kraftbalansen.

Etter at kjernekraften kommer inn, kan kraftbalansen styrkes – og eksporten øke – betydelig. Når kjernekraften blir tilgjengelig, tyder modellanalysene på at kraftoverskuddet øker og dermed krafteksporten i normale og våte år. Modellanalysene stopper i 2050, men resultatene kaster likevel lys over de langsiktige markedskonsekvensene av en kjernekraftutbygging. Dersom utbyggingen fortsetter utover 2050- og 2060-tallet, noe som følger av omfanget av et nasjonalt kjernekraftprogram, reduseres behovet for å bygge annen produksjonskapasitet også etter 2050. Hvis forbruksutviklingen da ikke holder tritt med økningen i kjernekraftproduksjon, styrkes kraftbalansen også utover 2050- og 2060-tallet, og eksporten øker. Lavere priser tilsier at forbruket kan øke noe, men likevel at investeringer i ny produksjon blir mindre lønnsomme, det gjelder også for kjernekraften.

Kjernekraftens produksjonsprofil medvirker til økt eksport. Både de eksterne utredningene fra Afry og Statnett og erfaringer fra andre land i Europa (se punkt 8.2.4) tyder på at kjernekraften kun vil stoppe for vedlikehold eller i lengre perioder med lave priser. Modellanalysene viser at omtrent samme volum som kjernekraften produserer blir eksportert i normale værår.

Forbruksutviklingen påvirkes av krafttilgangen og -prisene. Slik modellsimuleringene er satt opp, er det bare investeringer i kraftproduksjonen som responderer på forventninger om framtidige priser. I scenarioene med høy krafteksport, synes det som mesteparten av kjernekraften eksporteres. I realiteten responderer også etterspørselen på prisforventninger, ikke minst gjelder det kraftintensiv industri. I praksis blir derfor krafteksporten antagelig lavere enn modellberegningene viser. Nyetablering eller utvikling av industri påvirkes også av mange andre faktorer som ikke fanges opp i en kraftmarkedsmodell. Utsikter til økt kraftoverskudd og vesentlig lavere priser, vil i realiteten gjøre det mer attraktivt å etablere virksomhet som bruker mer kraft. Det avhenger imidlertid ikke bare av krafttilgangen, men også av hvordan prisene i Norge utvikler seg relativt til andre markeder. På samme måte vil utsikter til en strammere kraftbalanse med tilhørende høyere priser før kjernekraften kommer inn, også kunne påvirke forbruksutviklingen negativt utover det som modellen viser.

24.4 Hvordan kjernekraft påvirker effektsituasjonen og behov for og verdi av fleksibilitet

Kjernekraft i det norske systemet kan også påvirke effektsituasjonen og behovet for fleksibilitet i kraftmarkedet. Her fokuserer vi på kraftsystemets evne til å levere tilstrekkelig energi over korte tidsperioder og evnen til å regulere produksjonen opp og ned over korte tidsperioder.

24.4.1 Beregningsresultater

I tillegg til at vi må ha nok energi, må vi også ha nok effekt. Vi må ha nok energi til å dekke forbruket på årsbasis, men også til å kunne dekke forbruket på den kaldeste og mest vindstille vinterdagen som kan inntreffe. Da må vi ha nok effektkapasitet. For å undersøke sannsynligheten for effektknapphet, har Afry gjort en statistisk analyse av effektsituasjonen i en lang rekke ulike situasjoner (se boks 24.3). Historisk har de to viktigste faktorene som påvirker systemets effektsikkerhet vært leveringspålitelighet og variasjon i etterspørsel. Kraftproduksjon fra vind og sol vil også påvirke effektbalansen, og i motsetning til vannkraftproduksjonen kan den ikke planlegges for en lengre tidshorisont enn for værprognoser. Med leveringspålitelighet menes sannsynligheten for uventede utfall av produksjonsanlegg eller kraftlinjer. Utfall må kompenseres med økt produksjon fra andre kilder eller redusert forbruk. Kjernekraften produserer jevnt på full kapasitet utenom vedlikeholdsperioder og kan ikke øke sin produksjon om annen produksjon faller ut.

Effektbalansen kan bli mer anstrengt de nærmeste årene. På kort sikt er det kun teknologier som bygges ut raskere enn kjernekraft, som effektoppgraderinger i vannkraftverk, landbasert vind, havvind eller økt importkapasitet, som kan bedre situasjonen.

På lang sikt er effektsituasjonen ikke urovekkende verken med eller uten kjernekraft. Modellanalysene viser at LOLE er lav i alle scenarioer både med og uten kjernekraft, men litt høyere på Østlandet (NO1) rundt 2035. Fra 2040 og utover er sannsynligheten lavere i *alle* scenarioer. I noen scenarioer er sannsynligheten for lastutfall marginalt høyere med kjernekraft, i andre marginalt lavere. Nivået på lastutfallene i Afrys analyse er så lave (målt i MWh) at det i virkeligheten neppe vil bli aktuelt å sette inn ekstra tiltak.

Kjernekraften responderer lite på markedspriser. Modelleringen viser at kjernekraft i det norske systemet produserer nær kontinuerlig på full

Boks 24.3 Modellering av forventet lasttap (LOLE)

Afry analyserer den norske effektsituasjonen ved å beregne *forventet lasttap* (Loss Of Load Expectation, forkortet LOLE). LOLE er antallet timer per år hvor det statistisk sett forventes at kraftforsyningen ikke klarer å møte hele etterspørselen.

Lasttap defineres som situasjoner der minst én forbrukskunde får mindre strøm enn vedkommende er villig til å betale for til gjeldende markedspris. Lasttap betyr at forbruk må kobles ut eller får redusert leveranse fordi det ikke finnes nok effektkapasitet til å dekke etterspørselen, inkludert fra import. I praksis håndteres et lasttap vanligvis ved at forbruk kobles ut mot kompensasjon eller i tråd med vilkår i tilknytningsavtaler. I ytterste konsekvens kan Statnett be nettselskapene om å gjennomføre tvungen utkobling av kunder, men dette er svært lite sannsynlig.

Normalt holder Statnett tilbake reserver for å kunne håndtere den *dimensjonerende hendelsen* (se punkt 21.2), typisk utfall av det største kraftverket eller en utenlandsforbindelse. I Afry sin analyse representerer et lasttap en situasjon der også disse reservene er brukt opp.

Afrys analyse er basert på simuleringer som kombinerer statistiske fordelinger for anleggsutfall med et stort antall tidsserier for etterspørsel og klimatiske forhold (værår, hydrologi, vindhastigheter og solinnstråling), såkalte Monte Carlo-simuleringer. Dette gir et helhetlig bilde av hvordan effektsituasjonen kan variere over tid.

kapasitet, med unntak av stopp for vedlikehold og i lengre perioder med lave priser. Det stemmer godt med observasjoner fra markedet. I modellberegningene reduserer perioder med lave kraftpriser kjernekraftens årsproduksjon med 3–5 prosent, avhengig av år og scenario. Sammen med stans for vedlikehold og brenselsbytte gir det en årlig kapasitetsfaktor på 85–87 prosent.

24.4.2 Hva forteller analysene oss?

Kraftsystemet blir neppe betydelig mer sårbart mens man venter på kjernekraften, men dersom kjernekraften først annonseres og så ikke kommer, kan det få større konsekvenser. Analysen viser at risikoen for flere timer med knapphet på strøm i årene før kjernekraften bygges, er liten (Afry, 2025). Selv om det blir bygget ut noe mindre fornybar energiproduksjon som følge av lavere lønnsomhet i påvente av kjernekraften, fører ikke det til vesentlig økt risiko for lasttap. Effektsituasjonen er også tilstrekkelig til å håndtere noen års mulige forsinkelser i kjernekraftutbyggingen. Likevel er det viktig å være klar over at en situasjon der man planlegger for at kjernekraften skal komme, men den så ikke kommer likevel, kan få store konsekvenser for evnen til å dekke økt etterspørsel fordi det tar tid å erstatte denne produksjonen med annen ny produksjon.

Kjernekraft kan bidra positivt til effektbalansen på Østlandet (NO1), men er ikke avgjørende. Statnett påpeker i sin analyse at kjernekraft installert i NO1 vil bidra positivt til effektsituasjonen og energibalansen i NO1. Samtidig vil nettet, uavhengig av kjernekraft, bygges ut fram mot 2045, noe som øker kapasiteten til import fra de andre prisområdene.

Statnett påpeker at ny kraftproduksjon må støtte driften av kraftsystemet. Det gjelder både fornybar kraft og kjernekraft. Fleksibilitet i kraftsystemet kan for eksempel være evnen til å justere produksjon eller etterspørsel basert på tilstanden i systemet. Når vi diskuterer effekt og fleksibilitet i sammenheng, tenker vi på at en stor produsent raskt kan øke sin produksjon over en kort tidsperiode eller at en stor forbruker, eller flere små, raskt kan redusere sin etterspørsel. For å bidra med effektstøtte, balansetjenester og fleksibilitet i energimarkedet må kjernekraftverk designes for å kunne regulere produksjonen. Fleksibilitet er viktig, enten det er etter signal fra systemoperatør eller fra prissignaler i energimarkedet. Regulerbar kraft kan bidra til at det blir lavere behov for reserver for å håndtere ubalanser.

I Sverige drives kjernekraftverk i hovedsak uten prisrespons, og stoppes kun for vedlikehold og brenselsbytte. Samtidig ser vi at kjernekraftverk i Finland og Frankrike i noen grad reduserer sin produksjon ved lave priser. For å tilby fleksibilitet som er nyttig for effektbalansering, trenger man i tillegg evne til å endre produksjon raskt og dynamisk. Dette diskuteres nærmere i kapittel 25.

Som hovedkonklusjon har Norge nok vannkraft til å kunne balansere egen utbygging av landbasert

vind og havvind, med eller uten kjernekraft. Selv om kjernekraften kan ha en positiv effekt på både energibalansen og den regionale effektsituasjonen, er den ikke avgjørende for systemets samlede evne til å dekke etterspørselen. Et framtidig kraftsystem må ha tilstrekkelig fleksibilitet til å håndtere variasjoner i produksjon og forbruk, også i fravær av kjernekraft. Både modellanalysene og erfaringer fra andre land viser at kjernekraft normalt responderer lite på prisvariasjoner.

24.5 Markedsfaktorer som særlig påvirker inntjeningen til kjernekraftverk

Formålet med modellberegningene er ikke å analysere om kjernekraft er lønnsomt. Lønnsomheten til kjernekraft er avhengig av hvordan kostnadene for kjernekraft utvikler seg, noe som er svært usikkert på nåværende tidspunkt (se kapittel 8). Scenario- og modellanalysene som vi tar utgangspunkt i, har med sin 2050-horisont et relativt kortsiktig perspektiv sett i forhold til omfanget av og tiden det tar å realisere et kjernekraftprogram, og tidsperspektivet for kjernekraftproduksjonen. Markedssimuleringene kaster likevel lys over markedskonsekvensene av kjernekraft og hvilke markedsfaktorer som påvirker inntjeningen til kjernekraft. I kapittel 26 drøfter vi lønnsomheten av kjernekraft nærmere.

Markedsinntektene til kjernekraften er avgjørende for om kjernekraft i Norge vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt og interessant for investorer. Både fra et samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk perspektiv, er det interessant å undersøke om det er lønnsomt å introdusere kjernekraft i det norske kraftsystemet. Lønnsomheten henger tett sammen med hvilke priser kjernekraften kan realisere i markedet. Det som har størst betydning for inntjeningen til kjernekraften, er markedsprisene når kjernekraften kommer i produksjon. Over har vi sett at prisene kan bli litt høyere i påvente av at kjernekraften kommer inn, men det påvirker ikke inntjeningen til kjernekraften. Modellberegningene kaster også lys over dette spørsmålet.

24.5.1 Beregningsresultater

Gjennomsnittlig prisnivå

Gjennomsnittlig markedspris over året er den viktigste faktoren for verdien av kjernekraften. Modellberegningene av de ulike scenarioene viser et utfallsrom for prisutviklingen og kaster lys over hvilke faktorer som særlig påvirker prisnivået, avhengig av scenario og kjernekraftutbygging. I tillegg til de generelle markedsresultatene, har Afry analysert hvordan redusert fleksibilitet og endringer i markedene rundt oss påvirker markedsinntektene til kjernekraft i Norge.

Det langsiktige prisnivået i markedet bestemmes først og fremst av kostnadene for å bygge ut ny kapasitet. Markedslogikken innebærer at det investeres i ny kapasitet når investorene har tilstrekkelig tro på at de får investerings- og driftskostnadene dekket gjennom markedsprisen. Uten subsidier eller andre inngrep i markedet, reflekterer derfor markedsprisene, enkelt sagt, kostnadene til det siste kraftverket som er bygd. Tilsvarende forventer markedsaktørene at prisene framover vil utvikle seg i henhold til kostnadene for ny kapasitet. Kostnaden avhenger åpenbart av hvor mye ny kapasitet som trengs, men avhenger også av prisstrukturen i markedet og i hvilken grad ulike typer kapasitet kan styre sin produksjon til timer med høy pris (se avsnitt om verdifaktor under).

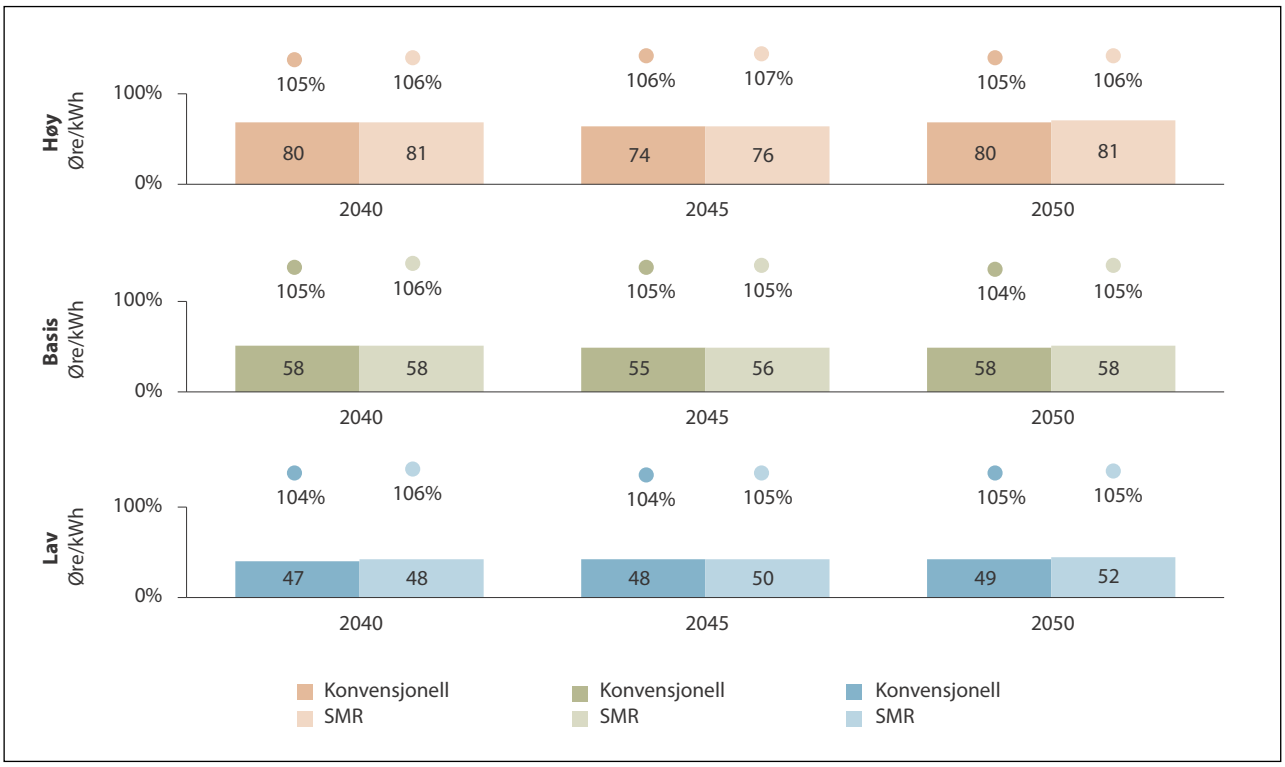
Prisnivåene i grunnscenarioene avhenger av etterspørsel og kostnadsnivå. I Afry-scenarioene spenner prisnivået i NO1 i 2045 mellom om lag 55 øre/kWh i Lav-scenarioet – der etterspørselsveksten og kostnadene for ny kapasitet er lavest – til om lag 75 øre/kWh ved høy etterspørsel og høyere brensels- og teknologikostnader.[6] Det er forutsatt forskjellig kostnadsnivå for ny kapasitet i scenarioene, og det er trolig det som har størst betydning for prisforskjellen mellom scenarioene. Det kommer av at det ikke er så store kostnadsforskjeller mellom ulike vindkraftprosjekter på land, mellom ulike havvindprosjekter, og mellom større solkraftprosjekter. Det følger av forutsetningene som ligger til grunn for beregningene, at det i Lav-scenarioet er de antatte kostnadene for utbygging av vindkraft på land som er viktigst for prisnivået. I Basis- og Høy-scenarioet er det tilsvarende kostnadene for havvind som er viktigst.[7]

Prisnivået i Norge og i prisområdene påvirkes også av kraftbalansen og av priser og kostnader i markedene rundt oss. Kraftbalansen bestemmes av veksten i forbruket og utbyggingen av ny produksjon. Jo strammere kraftbalanse, jo høyere priser,

---

6 Figur 20.6 fra Statnett-rapporten (Statnett, 2025b) viser det samme, men med noen flere detaljer.

7 Det forutsettes i modellberegningene at kommersielle investeringer gjennomføres dersom de er lønnsomme. Investeringene bygger på vurderinger av kostnader, markedspriser og det aktuelle kraftverkets produksjonsprofil. Vindkraftverk har typisk lavere verdifaktor (under 1) enn vannkraft og kjernekraft, fordi det må produsere når vinden blåser og når prisene er lave. Det kan derfor ikke konkluderes direkte fra gjennomsnittskostnaden for vindkraft (LCOE, se punkt 23.3) til prisnivået i markedet.



Figur 24.4 Oppnådd kraftpris (øre/kWh) og verdifaktor (%) for storskala kjernekraft og SMR-er i NO1 ulike scenarioer, 2040, 2045 og 2050.

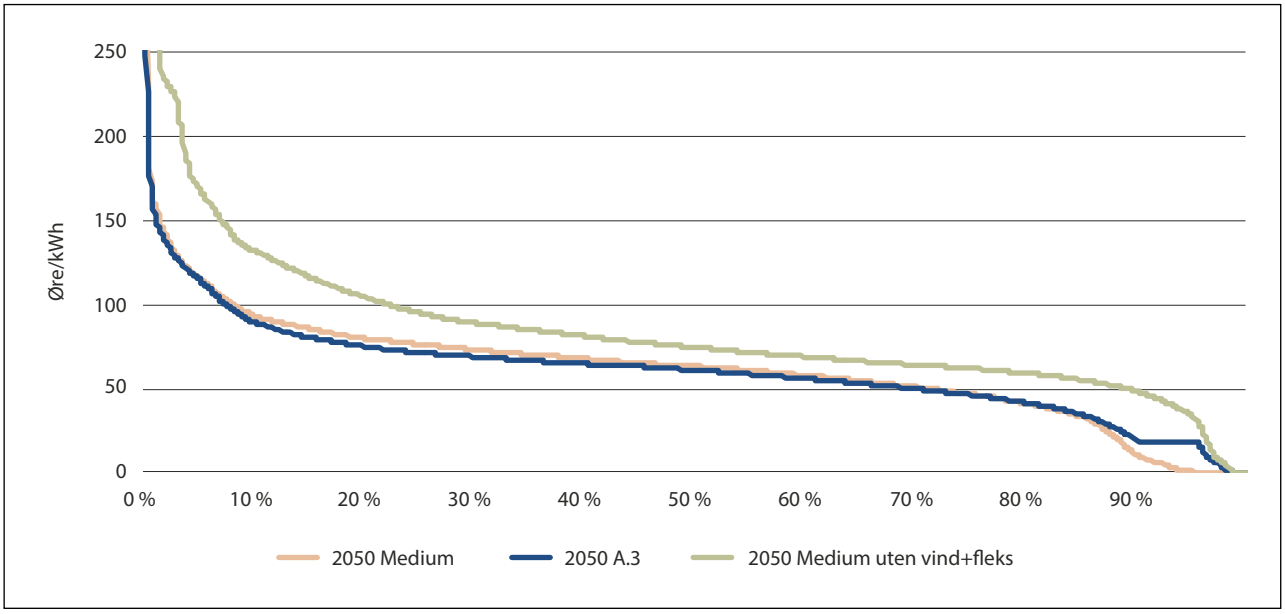
Omregnet til øre/kWh med valutakurs 11,42 NOK/EUR for 2023, og KPI-justert til 2025-verdi.
Kilde: Afry (2025).

alt annet likt. Dersom det er billigere å importere kraft fra markedene rundt oss enn å bygge ut mer i Norge, blir kraftbalansen strammere når investeringsbeslutningene er basert på markedspriser. I modellsimuleringene påvirkes prisnivået i Norge derfor av hvilke forutsetninger om brensels- og CO_2-priser som er lagt til grunn, kostnadene for utbygging av vann-, vind- og solkraft i Norge, og kraftverksutbyggingen og utvekslingskapasiteten mot andre land.

Prisnivået i scenarioene er samlet sett om lag det samme med og uten kjernekraft, men prisforskjellene endres. Tendensen i kjernekraftscenarioene er at prisnivået i Norge reduseres noe når kjernekraften kommer inn. Prispåvirkningen varierer imidlertid mellom prisområdene. Spesielt i sør blir prisene lavere enn i grunnscenarioene. Det kommer av at mesteparten av kjernekraftkapasiteten bygges ut i NO1, der kraftbalansen i utgangspunktet er stram og prisene høyere enn i de andre prisområdene. Gjennomsnittsprisen i 2050 er 2,4–8,5 øre/kWh lavere i de sørlige budområdene enn i grunnscenarioene uten kjernekraft. Stolpene i figur 24.4 viser prisnivået i scenarioene med storskala kjernekraft for prisområdet NO1. Resultatet for 2040 representerer det året det første kjernekraftverket kommer i produksjon (storskala i NO1) – i 2045 er det en dobling av kapasiteten. Det har liten betydning for det generelle prisnivået om kjernekraften bygges ut som storskala kjernekraftverk eller SMR-er. I NO1 er tendensen litt høyere prisnivå og litt høyere verdifaktor i SMR-variantene fordi en mindre del av kapasiteten plasseres der.

Det som har størst betydning for prisnivået, er at det bygges ut mer kapasitet, ikke hvilken teknologi den kommer fra. Resultatene fra Statnetts analyser gir små prisforskjeller mellom grunnscenarioet uten kjernekraft og med utbygging av 3 600 MW kjernekraft på Østlandet (A.3 i tabell 24.2). De har også gjort en sensitivitetsanalyse med samme forbruksvekst, men uten noe vekst i fornybarproduksjon, uten effektutvidelser og uten kjernekraft. Den viser at snittprisene i Sør-Norge da blir rundt 25 øre/kWh[8] høyere i 2050 (2050 Medium uten vind+fleks). Det er viktigst for prisnivået at det bygges ut ny kraftproduksjon, ikke med hvilken teknologi.

[8] Omregnet til øre/kWh med gjennomsnittlig valutakurs for 2025 på 11,72 NOK/EUR (Norges bank, u.å.). Eventuelle avvik kan forekomme som følge av avrunding.



Figur 24.5 Varighetskurve for prisen i NO1, sensitivitetsanalyser, 2050-scenario med 3600 MW kjernekraft (A.3)

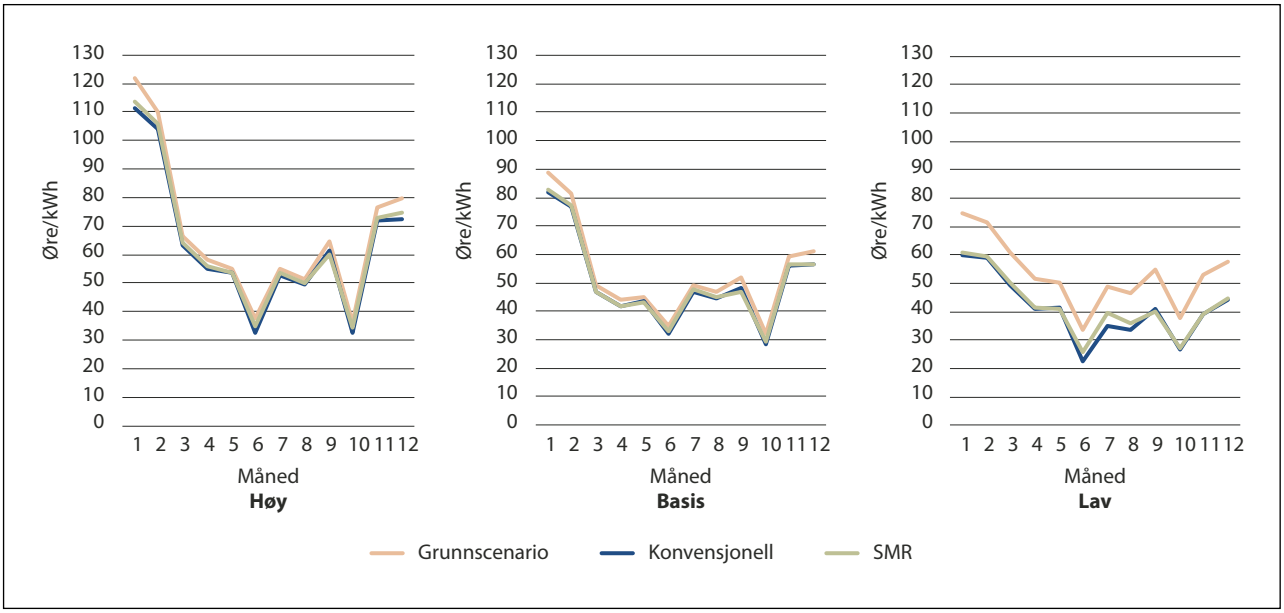
Omregnet til øre/kWh med valutakurs 11,72 NOK/EUR for 2025.
Kilde: Statnett (2025b).

Prisvariasjon og verdifaktor

Kjernekraft oppnår en litt høyere pris enn gjennomsnittlig markedspris. Figur 24.4 viser også at kjernekraften oppnår en litt høyere gjennomsnittlig inntjening for sin produksjon enn gjennomsnittlig markedspris. Dette uttrykkes gjennom verdifaktoren. Verdifaktoren uttrykker forholdet mellom oppnådd kraftpris og gjennomsnittlig markedspris. Verdifaktoren i NO1 er mellom 4 og 6 prosent høyere enn snittprisen i markedet. Modellberegningene viser at kjernekraft i Norge stort sett vil produsere jevnt over døgnet og året, omtrent 85–87 prosent av tiden. Kjernekraften oppnår en høyere verdifaktor enn 100 prosent fordi kraftverkene legger vedlikeholdsperioder, der de stenger ned produksjonen, til sommeren, når prisene er lavere enn gjennomsnittsprisen. Modellberegningene viser også at det er lønnsomt å redusere eller stanse produksjonen i andre lengre perioder med lave priser. Det er liten forskjell på verdifaktorene mellom scenarioene og mellom scenarioer med storskala vs. SMR-utbygging.

Verdifaktoren til kjernekraften henger sammen med kraftmiksen og prisstrukturen i markedet. Figur 24.5 illustrerer prisstrukturen i NO1 med ulike antagelser om kraftmiksen ved hjelp av såkalte varighetskurver. Varighetskurver viser prisen for alle 8 760 timer i løpet av et år, sortert fra høyeste til laveste pris, og er hentet fra Statnetts analyse. Prisen er lavest når vindkraft og solkraft setter prisen (til høyre i figuren) og høyest når effektknapphet gir så høye priser at forbruket reduseres (til venstre i figuren). Den gule kurven (2050 Medium) er varighetskurven uten kjernekraft, mens den blå er varighetskurven med 3 600 MW storskala kjernekraft i NO1 og ditto mindre fornybar produksjon i hele Norge. Med kjernekraft blir det noen færre timer der kraftprisene faller helt til null, og marginalt lavere priser ellers. De høyeste prisene – som oppstår i timer med høyt forbruk – blir ikke lavere med kjernekraft. Det kommer av at kjernekraften også erstatter vannkraftkapasitet i Statnetts beregninger. Den olivengrønne kurven viser prisene hvis det ikke bygges ut verken kjernekraft eller vindkraft, og effektoppgraderinger i vannkraften heller ikke realiseres. Den illustrerer også at kraftbalansen har størst betydning for prisnivået

Kjernekraft gir litt lavere priser hele året, og utslaget er størst om vinteren. Modellberegningene viser at snittprisene for hele året med kjernekraft i energimiksen blir tilnærmet like (Statnett) eller noe lavere (Afry), enn uten kjernekraft. Figur 24.6 viser at priseffektene i NO1 er størst i scenarioet med lav etterspørsel, og at sesongvariasjonen påvirkes lite. Effekten er likevel størst om vinteren der prisene er mellom 8 og 11 øre/kWh lavere i Basis- og Høy-scenarioet, og opptil 15 øre/kWh lavere i Lav-scenarioet. Det henger trolig sammen med at vannkraften er fleksibel og tilpasser seg. Tilsvarende endres ikke prisvariasjonen gjennom

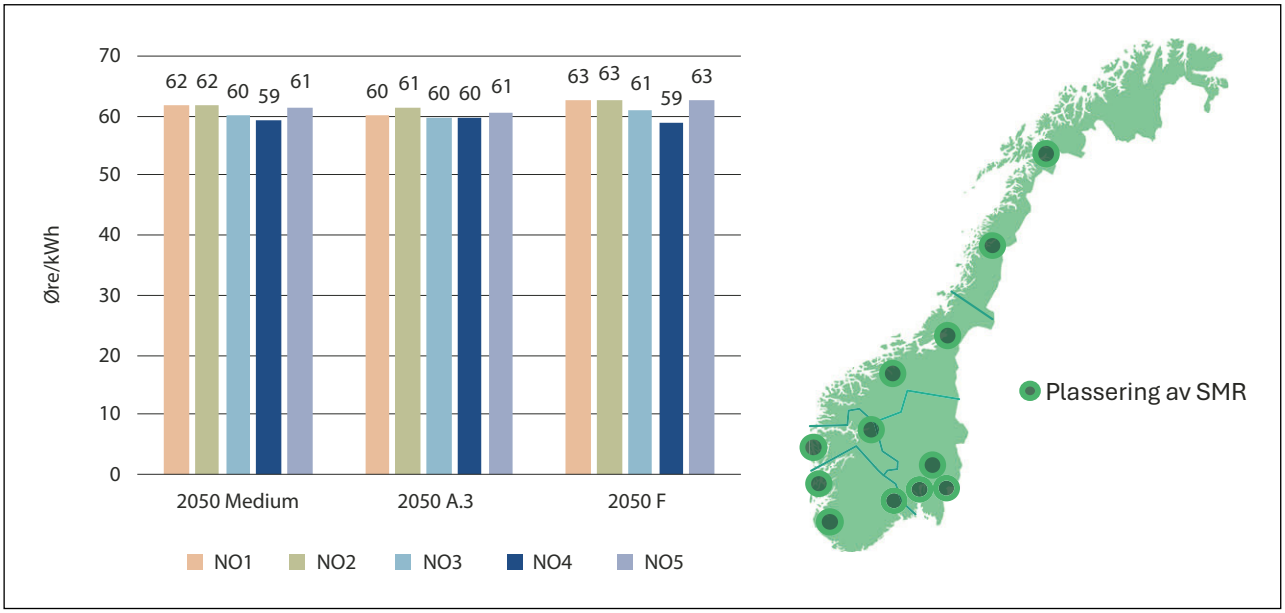


Figur 24.6 Gjennomsnittlige månedspriser i NO1 i 2045 (normalår, værår 2017), scenarioer med og uten kjernekraft.

Omregnet til øre/kWh med valutakurs 11,42 NOK/EUR for 2023, og KPI-justert til 2025-verdi.
Kilde: Afry (2025).

døgnet nevneverdig. Figuren viser utslagene i gjennomsnittlige månedspriser i normalår.

Distribuert utbygging med SMR-er endrer også i liten grad kraftpriser og flaskehalser. For å se på hvordan SMR kan påvirke flyten i nettet, har Statnett analysert virkningen av å fordele til sammen 3 600 MW SMR-kapasitet over hele landet. Hver SMR er antatt å ha en kapasitet på 300 MW, som er et mellomstort kraftverk sammenlignet med andre kraftverk i Norge. Gunstig plassering av SMR-er kan styrke de regionale energibalansene. Analysene til Statnett viser at distribuert SMR gir liten effekt på prisforskjellene, og at effekten er mindre enn i scenarioet hvor det bygges ut 3 600 MW storskala kjernekraft i NO1 (figur 24.7).



Figur 24.7 Gjennomsnittspris per budområde med distribuert utbygging av SMR-er, Scenario F, (3 600 MW SMR), sammenlignet med Scenario Medium (uten kjernekraft) og Scenario A.3 (3 600 MW kjernekraft NO1).

Omregnet til øre/kWh med valutakurs 11,72 NOK/EUR for 2025.
Kilde: Statnett (2025b).

Verdien av fleksibel vannkraft påvirkes lite av kjernekraften. Vannkraften jevner ut prisvariasjonene både med og uten kjernekraft. I alle modellberegningene holder verdifaktoren til vannkraften seg på samme nivå som i dag (Afry, 2025). Det tilsier at verdien av fleksibiliteten til vannkraften er uendret i et system med kjernekraft. Verdien av vannkraftproduksjonen reduseres i scenarioer der det generelle prisnivået er lavere, f.eks. pga. sterkere kraftbalanse.

Prisutslagene i scenariovariantene med kjernekraft blir tydeligere i tørre og våte år. Generelt blir prisvariasjonen time for time mindre med kjernekraft, og de aller høyeste prisene blir mye lavere. Dette ser vi tydeligere i tørrår. I tørrår blir prisen vesentlig lavere i de aller knappeste timene, med lav sol- og vindkraftproduksjon og høyt forbruk. I våtår blir det flere timer der markedsprisen kommer ned til og under produksjonskostnaden i kjernekraftverkene. I våte år lønner det seg for kjernekraftprodusentene å redusere produksjonen i perioder med lav pris og høy fornybarproduksjon. Hvis kjernekraftverkene da produserer jevnt, forsterker det overskuddssituasjonene.

Prisnivået i våre naboland har stor påvirkning på kjernekraftens inntjening. Hvis vindkraftproduksjonen i Nordsjøen, utenom Norge, øker kraftigere enn forventet fram mot 2050, alt annet likt, faller inntjeningen til kjernekraften. I en beregning med relativt ekstreme forutsetninger om havvindutbygging i landene rundt Nordsjøen, slik at målet om 300 GW (inkludert kapasiteten vi antar bygges i Norge) oppnås i 2050, kollapser prisene på kontinentet og i Danmark. Dette smitter over på resten av Norden. Verdifaktoren for kjernekraft i NO1 øker noe, men samtidig bidrar flere timer med lave priser til at kjernekraftverkene velger å redusere sin produksjon med om lag 4 prosent i 2050. Den samlede effekten er at kjernekraftens årlige inntekter i snitt reduseres med 34 prosent sammenlignet med Basis Konvensjonell-scenarioet.

Mindre fleksibilitet i markedet trekker i retning av høyere markedsverdi for kjernekraften. Det forventes generelt at kraftsystemet gradvis blir mer fleksibelt framover, gjennom tiltak som prisfølsom elbillading, redusert forbruk ved høye priser, fleksible elektrolysører og effektoppgraderinger av vannkraft. Økt fleksibilitet påvirker først og fremst prisstrukturen i markedet – de høye prisene blir lavere, og de lave prisene blir høyere, for å si det enkelt. Utviklingen i fleksibilitet er imidlertid usikker. En sensitivitetsanalyse der vannkraftkapasiteten i Norge holdes konstant etter 2030, og all prisfølsom elbillading (60 prosent i Basis-scenarioet) fjernes, viser at markedsverdien av kjernekraften øker hvis fleksibiliteten reduseres (Afry, 2025). Det kommer av at gjennomsnittsprisen øker fordi de høyeste prisene og prisene om vinteren blir høyere. Kjernekraftens verdifaktor endres ubetydelig.

24.5.2 Hva forteller analysene oss?

Inntjeningen til kjernekraft avhenger først og fremst av de faktorene som påvirker det generelle prisnivået i markedet. Den viktigste faktoren er kostnadene for annen produksjon og import, og kraftbalansen. Kjernekraft må være konkurransedyktig med f.eks. havvind – og det gjelder både havvind i Norge og i utlandet – for å få en markedsinntekt som dekker kostnadene. Hvor store læreffekter, og dermed kostnadsreduksjoner, som kan realiseres på sikt – for ulike teknologier – blir avgjørende.

Fleksibiliteten i systemet har betydning for inntjeningen til kjernekraften. Vannkraften i det norske systemet, inkludert de planlagte effektoppgraderingene, innebærer at kjernekraft i Norge kan operere med en høy verdifaktor, også med økende andeler vind- og solkraft i systemet. Med andre ord trenger ikke kjernekraft i Norge å være spesielt fleksibel for å utnytte prisforskjeller i markedet. (I neste kapittel ser vi nærmere på verdien av å kunne levere systemtjenester, som til en viss grad krever fleksibilitet.) Med mindre fleksibilitet i systemet, kan verdifaktoren øke, men den samlede inntjeningen reduseres fordi årsproduksjonen blir lavere.

Kjernekraftutbygging påvirker først og fremst prisnivået gjennom virkningen på kraftbalansen. En kjernekraftutbygging som er stor nok til å realisere skalafordeler, rundt 4 GW eller mer, vil ikke ha store markedskonsekvenser dersom forbruket – og dermed kraftbalansen – utvikler seg noenlunde i takt med økningen i produksjonen. Lavere priser trekker isolert sett i retning av økt forbruk, noe som vil dempe, men ikke fjerne, en slik priseffekt. En vesentlig sterkere kraftbalanse betyr lavere inntjening, og et mindre omfattende program gir høyere kostnader per MWh knyttet til f.eks. avfallshåndtering.

En utbygging basert på SMR-er kan gjøres mer stegvis og i noe større grad tilpasses forbruksutviklingen. Dersom det viser seg at forbruket vokser mindre eller langsommere kan det enten føre til mindre utbygging, eller at en utbygging av et helt kjernekraftprogram gir en sterkere kraftbalanse og dertil potensielt betydelig lavere priser. Begge deler innebærer at de samfunnsøkonomiske kostnadene per energienhet blir høyere og lønnsom-

heten lavere. En utbygging med SMR-er kan være mer fleksibel og treffe forbruksutviklingen bedre fordi det første kraftverket kan komme tidligere i produksjon og utbyggingen kan gjøres mer stegvis enn med storskala reaktorer.

Kraftproduksjon som bygges ut basert på subsidier, gir lavere priser og innebærer dermed en indirekte subsidiering av forbruk. Som nevnt i kapittel 22, er det produksjonskostnadene som bestemmer prisene i markedet, ikke investeringskostnadene. Hvis det er et for stort overskudd i markedet, blir prisene for lave til å dekke de fulle kostnadene for den dyreste produksjonen. Hvis de diskonterte inntektene fra kraftsalg i markedet ikke dekker investeringskostnaden for kjernekraft (se kapittel 26), må en eventuell utbygging av kjernekraft subsidieres enten av staten eller av private som taper penger på investeringen. I så fall vil subsidiering av kjernekraft, ved å gi et større kraftoverskudd enn ellers, indirekte subsidiere kraftforbruk i Norge og i andre land.

Hvor kjernekraften plasseres, har betydning. Kjernekraft som plasseres i underskuddsområder kan realisere høyere priser og en høyere inntjening enn den norske gjennomsnittsprisen. En etablering av kjernekraft – og annen produksjonskapasitet – i underskuddsområder vil imidlertid redusere underskuddet og dermed påvirke prisene. Utbygging av nettkapasitet mellom prisområdene – som Statnetts målnett – reduserer også prisområdeforskjellene.

Kjernekraftens inntjening påvirkes av annen produksjon i Norge, men er også følsom for hvor mye kjernekraft som bygges ut. Analysene over viser relativt liten forskjell mellom prisnivå der økt etterspørsel dekkes med kjernekraft eller ved andre teknologier. Utslagene er størst i scenarioer med lav etterspørselsvekst der kjernekraft fører til høy eksport. I realiteten vil noe av prisnedgangen antagelig kompenseres med økt etterspørsel. Kjernekraftens driftskostnad er så lav at kraftverkene vil produsere en stor andel av tiden i analysene vi har fått utført. Når kjernekraft introduseres, fortrenges fornybar kapasitet som ellers ville kommet. Dersom utbyggingen av kjernekraft fører til at det samlede kraftoverskuddet øker, vil kraftprisen reduseres ytterligere. Dette vil igjen invitere til økt forbruk. Dersom dette skjer til priser som over tid ikke dekker investeringskostnadene og andre kostnader, vil nåverdien være negativ. Dette kan og sees som at den eller de aktørene som finansierte investeringen, og må bære tapet, subsidierer forbruk som ellers ikke ville finne sted.

En viktig forutsetning for lønnsom investering i kjernekraft også i perioden etter 2050, er kostnadsreduksjoner. Selv om analysene vi viser til i dette kapittelet stopper rundt 2050, gir de viktige innsikter også utover denne horisonten. Med prisene som skisseres, er kjernekraft ikke lønnsomt med dagens nivå på investeringskostnadene (se kapittel 8). Som vi har diskutert i dette kapittelet, gir prisene som skisseres et realistisk bilde av prisdannelsen bestemt av samspillet mellom vannkraft, annen fornybar, kjernekraft og import/eksport. Det er liten grunn til å anta at økt produksjon fra kjernekraft vil øke snittprisen som oppnås, mer trolig vil det lede til en prisreduksjon. En forutsetning for at perioden både før og etter 2050 skal se store lønnsomme investeringer i kjernekraft uten subsidier, er derfor kostnadsreduksjon. Vi drøfter hvilke kostnadsfaktorer som påvirker framtidig lønnsomhet av kjernekraft nærmere i kapittel 26.

Kapittel 25
Konsekvenser for nettplanlegging og systemdrift

Utvikling av ny produksjon, som kjernekraft, har betydning for den framtidige utviklingen av transmisjonsnettet, kraftsystemet og systemdriften. For å vurdere om og hvordan kjernekraft passer inn i det norske kraftsystemet, må vi vurdere hvordan kjernekraft påvirker nettplanlegging og systemdriften. Da må vi analysere hvordan lokalisering av kjernekraftverk, og størrelsen på kraftverkene, vil påvirke planleggingen og investeringene i nettet. Videre kan ledetid og usikkerhet om fremtidige investeringer i kjernekraft, samt samlokalisering med større forbruk, ha betydning for utviklingen i nettet. Og vi må se på hvilke systemtjenester kjernekraften kan tilby og hvordan det skiller seg fra annen produksjonsteknologi.

I dette kapittelet beskriver vi hvordan kjernekraft kan påvirke nettutvikling og investeringer, samt systemdriftskostnader. Vurderingene er basert på en analyse utvalget har bestilt fra Statnett, hvor spørsmålene er analysert ved hjelp av de metodene og prosessene Statnett ellers bruker i nettplanleggingen (se boks 25.1 og boks 25.2). Vi starter med å redegjøre for hovedvurderingene fra Statnetts analyse, før vi går over på vurderingene av nettplanlegging- og investeringer, og systemdrift. Kapittelet bygger på beskrivelser og definisjoner i punkt 21.2. Scenarioene som er brukt i analysen, er også beskrevet i kapittel 24.

25.1 Hovedkonklusjoner fra Statnetts analyser

Statnetts hovedvurdering er at en kjernekraftbeslutning ikke vil påvirke investeringer i målnettet[1] *i nevneverdig grad.* Selv om kjernekraft i større grad enn annen produksjon kan plasseres der det er gunstig for kraftsystemet, og bidra positivt både i kraft- og reservemarkedene, vil planer om kjernekraft ikke gi store endringer i Statnetts planarbeid fram mot 2050. Hvor kjernekraften plasseres, har likevel avgjørende betydning for om utbygging av kjernekraft er gunstig for systemet. Større enheter kjernekraft kan etableres i underskudsområder der det er sterkt og masket nett, mens mindre enheter kan være aktuelle i områder med svakere nett. Statnett peker derfor på behovet for statlig koordinering og tidlig avklaring av lokalisering av kjernekraftverk.

Kjernekraft kan styrke effekt- og kraftbalansen, og er spesielt egnet i områder med underskudd. Østlandet og Midt-Norge peker seg ut som de gunstigste områdene for etablering av kjernekraft. Det er mest gunstig å etablere ny produksjon i områder med kraftunderskudd og/eller høy forbruksvekst. Her peker NO1 (Østlandet) og NO3 (Midt-Norge) seg ut. I NO1 kan det etableres mye kjernekraft uten at det blir betydelige flaskehalser i nettet, forutsatt at målnettet bygges ut som planlagt og at verkene plasseres der det er gunstig for nettet. Resultatene forutsetter også at kjernekraft erstatter annen ny produksjonskapasitet.

En utbygging med enkeltstående SMR-er på ulike lokasjoner har liten betydning for nettplanleggingen. Generelt påvirker utbygging av enkeltstående SMR-er nettet og systemet i mindre grad enn større kjernekraftverk. Gunstig plassering av SMR-er kan imidlertid styrke regionale energibalanser.

Utbygging av kjernekraft vil ikke påvirke dagens planlagte nettforsterkninger i transportkanalene.[2] Mye av nettet i Norge er bygd på 1960- og 70-tallet og har behov for reinvesteringer lenge før 2040. De planlagte oppgraderingene er derfor nødvendige også ved lav vekst i strømforbruket, og selv om kjernekraft bygges i områder med underskudd på kraftbalansen. Uten disse oppgraderingene vil det oppstå store flaskehalser i alle scenarioer. Statnett har derfor lagt til grunn at målnettet bygges som planlagt i sine modellanalyser.

[1] Målnettet er en beskrivelse av hvordan transmisjonsnettet vil se ut etter at Statnetts pågående og planlagte tiltak de neste 20 årene, er gjennomført.

[2] Statnett bruker begrepet transportkanaler om sentrale ledninger, eller grupper av ledninger, som forbinder større regioner i det norske nettet.

I enkelte tilfeller kan kjernekraft redusere behovet for lokale og regionale nettforsterkninger. En balansert utvikling av forbruk og produksjon innenfor mindre områder, kan, under visse forutsetninger, gjøre det mulig å tilknytte mer forbruk og produksjon uten at det er behov for å bygge nye kraftledninger. Samlokalisering av forbruk og produksjon og balansert utvikling, vil ifølge Statnett være viktigere i Nord- og Midt-Norge ettersom nettet i området er mindre masket og mer sårbart for endringer i kraftbalansen. Samlokalisering vil ifølge Statnett kreve mer styring og koordinering av forbruks- og produksjonsutvikling enn det som er vanlig i dagens nettplanlegging.

Statnett peker på behovet for statlig koordinering og tidlig avklaring av lokalisering av store kjernekraftverk. Poenget er at det er relevant å ta hensyn til at alternativene som er mest gunstige for nett- og kraftsystemet, bygges ut. Statnett har plikt til å gjennomføre de nettiltakene som er nødvendig for å tilknytte produsenter og forbrukere som ønsker å koble seg til nettet. Statlig koordinering av plasseringen av kjernekraft vil gjøre det lettere å samordne utbyggingen med eksisterende og planlagt infrastruktur. For å ivareta kraftnettets og samfunnets interesser, peker Statnett på at staten bør velge lokasjon for eventuell ny kjernekraft, og ikke følge vanlig tilknytningsplikt[3].

Kjernekraften har positive systemegenskaper og kan bidra med systemtjenester. Det har skjedd store endringer i kraftsystemet de siste årene, noe som har bidratt til økte systemdriftskostnader (se punkt 21.2). Statnett forventer at behovet for reserver vil fortsette å øke de nærmeste årene. Men utviklingen på lang sikt er preget av stor usikkerhet, bl.a. om hvilke nye aktører og teknologier som kommer inn i markedet. Statnett viser til at kjernekraften bidrar med viktige systembærende egenskaper som rotasjonsenergi, spenningsregulering/reaktiv effekt og kortslutningsytelse. Kjernekraft produserer normalt jevnt over året (grunnlast) på maksimal eller nær maksimal effekt. På den annen side kan store kjernekraftverk øke dimensjonerende feil og dermed kravet til reserver, mens SMR-er ikke påvirker dimensjonerende feil og behov for reserver på samme måte.

Hvis kjernekraften ikke bidrar med fleksibilitet, kan den forsterke overskuddssituasjoner. Utvikling av mer fleksibel kjernekraft vil gjøre kjernekraften mer positiv for framtidens kraftsystem. Dersom nye kjernekraftverk utformes og plasseres riktig og kan reagere effektivt på prissignaler, kan de bidra med fleksibilitet i både kraft- og balansemarkedene. Statnetts analyser viser at dersom produksjonen fra kjernekraftverkene ikke nedjusteres i perioder med lav pris og lav etterspørsel, kan overskuddssituasjoner forsterkes, noe som bidrar til økt prisvariasjon.

25.2 Nettplanlegging og -investeringer

Analysen tar utgangspunkt i Statnetts siste oppdaterte markedsanalyse. Utgangspunktet for analysen er modelldatasett og forutsetninger om markedsutviklingen fra Statnetts siste langsiktige markedsanalyse (Statnett, 2025c), kortsiktig markedsanalyse (Statnett, 2025i), og Statnetts tidligere analyse av transportkanaler (Statnett, 2023b; Statnett 2025h). Analysen tar utgangspunkt i det nettet Norge har i dag og nettet som Statnett tar sikte på å bygge på lang sikt, målnettet. Målnettet sier noe om hvor Statnett mener utviklingen er på vei, og viser at det er behov for et nett som må håndtere betydelige større kraftflyt enn dagens nett, og som legger til rette for en dobling av kraftforbruk og -produksjon fram mot 2050. Målnettet vil imidlertid kunne endre seg over tid basert på utviklingen i behov og ny kunnskap.

Virkningene av kjernekraft på nettplanlegging og systemplanlegging avhenger blant annet av øvrig produksjons- og forbruksvekst. Metodevalg har dermed en del å si for resultatene. Statnett har i sine vurderinger blant annet lagt til grunn en balansert utvikling mellom produksjon og forbruk i Norden, og antar at kjernekraft erstatter annen produksjonskapasitet. Analysen studerer derfor ikke den isolerte effekten av kjernekraft, for eksempel i en situasjon med større underskudd på kraft- og effektbalansen. En sterkere eller svakere kraft- og effektbalanse i Norge vil kunne påvirke resultatene. Analysen vurderer heller ikke hvordan ulike utviklingstrekk i landene rundt oss virker inn på resultatene.

Statnett antar at en eventuell realisering av kjernekraft i Norge vil ta tid. I analysen fokuserer Statnett derfor på målnettet for 2045 og medium/basisscenarioet for 2050 (se punkt 21.3).[4]

Kjernekraftens påvirkning på flyt, flaskehalser og nettbehov avhenger av volum og geografisk plas-

[3] Nettselskapene har plikt til å knytte både forbruks- og produksjonskunder til nettet når kundene har behov for det, se RME (2024).

[4] Analysen bygger på Statnett (2025c), men er justert i henhold til Statnett (2025h) der trinn to av utbyggingen av havvind på Sørlige Nordsjø II er tatt ut, slik at kraftbalansen blir noe strammere i 2050 enn i Statnett (2025c).

Boks 25.1 Utvalgets spørsmål til Statnett om nettplanlegging

Statnetts vurdering inkluderer påvirkning på investeringer i nettet, betydning av ledetider og usikkerhet, og av samlokalisering med større forbruk. Nærmere bestemt ba utvalget Statnett om å beskrive og utrede følgende tema:

1. Gi en overordnet beskrivelse av hvordan nettplanleggingen gjøres i dag.
2. Hvordan vil lokalisering av og størrelse på kjernekraftverk påvirke planleggingen av og investeringer i transmisjonsnettet?
   a. Hvor vil kjernekraft være gunstig for nettet og hvor vil den ikke være det?
   b. Hvor stor betydning har størrelsen på anleggene?
3. Hvilken betydning har ledetid og usikkerhet om framtidige investeringer i kjernekraft for utviklingen av nettet? Når bør eventuelt beslutning om kjernekraft tas, for å ha en gunstig virkning for nettutbyggingen?
4. Hva betyr det eventuelt for nettplanleggingen om kjernekraft og (like) stort forbruk, for eksempel et datasenter, planlegges på samme sted? Blir tilknytningsvurderingen vesentlig annerledes om det ikke finnes slike 'parallelle' planer, og hvis ja, hvordan?

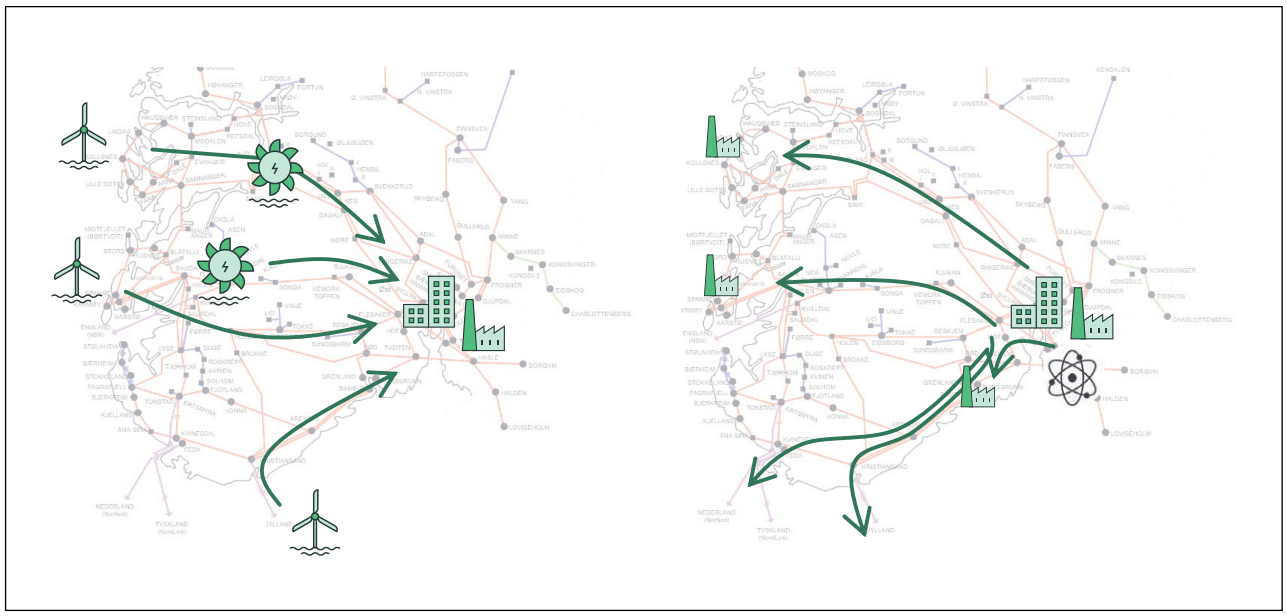
sering, samt hvilken produksjon kjernekraften erstatter. For å illustrere dette har Statnett analysert fem tenkbare scenarioer, i samme målnett, med ulikt volum og plassering av kjernekraftkapasitet (se tabell 24.2). Fire av scenarioene omfatter storskala kjernekraftreaktorer, tre på Østlandet (A-scenarioene) og ett i Midt-Norge (B-scenarioet). Det siste scenarioet omfatter SMR-er fordelt utover hele landet (F-scenarioet). De ulike scenarioene gir litt ulike kraftbalanser både i budområdene og i Norge som helhet.

Scenarioene er valgt ut fra hvor det antas å være mest gunstig for kraftsystemet og -nettet at det etableres ny produksjon. Statnett viser til at det er mest gunstig å etablere ny produksjon i områder med kraftunderskudd og/eller høy forbruksvekst. NO1 og NO3 egner seg derfor best for kjernekraft, ettersom områdene i dag har et kraftunderskudd og stort potensiale for forbruksvekst. Statnett anslår at NO1 og NO3 vil ha et underskudd på hhv. 20 TWh og 3 TWh i 2050 i et normalår (i grunnscenarioet uten kjernekraft). NO1 har også stor overføringskapasitet til resten av Sør-Norge og Sverige, noe som gjør at området er godt egnet for storskala kjernekraft.

Statnetts analyse er basert på at kjernekraft erstatter havvind og effektutvidelser i vannkraften. Statnett har forutsatt erstatning av både effektkapasitet og energiproduksjon tilnærmet en til en, ettersom kjernekraft bidrar både med effekt som kan forutsies på lang sikt, og med utslippsfri kraft. I grunnscenarioet uten kjernekraft har Statnett lagt til grunn at vi i 2050 har 20 TWh havvind tilknyttet i Sør-Norge (NO2 og NO3), og 5 GW økt installert effekt i eksisterende vannkraft, i tillegg til dagens produksjon. I scenarioet med 1 200 MW kjernekraft i NO1 (tilsvarende 10 TWh i Statnetts beregninger), erstattes 10 TWh havvind i Sør-Norge med kjernekraft. I scenarioet med 2 400 MW (20 TWh) erstatter kjernekraften all havvind i grunnscenarioet, og i scenarioet med 3 600 MW (30 TWh) erstattes i tillegg 10 TWh landbasert vindkraft og solkraft av kjernekraft.

Etablering av storskala kjernekraft på Østlandet endrer flyten i nettet og gir grunnlag for høyere forbruksvekst i hele Sør-Norge. Analysen til Statnett viser at dersom det etableres 3 600 MW kjernekraft på Østlandet (Scenario A.3), vil kraftbalansen i NO1 øke fra -20 TWh til +7 TWh i et normalår. Sterkere kraftbalanse i NO1 reduserer behovet for import til NO1. Med kjernekraft i NO1 og mindre havvind, sol og landbasert vindkraft på Vest- og Sørlandet, snur kraftflyten. I stedet for at Vest- og Sørlandet forsyner forbruket i NO1, vil NO1 i større grad forsyne forbruk på Vest- og Sørlandet. Figur 25.1 viser hvordan flytmønsteret endrer seg fra en situasjon uten kjernekraft til en situasjon med kjernekraft. Illustrasjonen til venstre viser flyten i mediumscenarioet fra LMA24, med havvind og effektoppgradering av vannkraft, samt lokasjon av forbruk, der kraftflyten går fra vest til øst. Illustrasjonen til høyre viser scenarioet med 3 600 MW kjernekraft i NO1, uten havvind og effektoppgraderinger. Med storstilt kraftutbygging på Østlandet, snur kraftflyten og går fra øst til vest.

Med riktig plassering internt i området, gir ikke kjernekraft på Østlandet større flaskehalser. Det for-



Figur 25.1 Flytmønster med og uten kjernekraft, Medium 2050 og scenario A.3 der 3 600 MW kjernekraft i NO1 erstatter 30 TWh fornybar produksjon.

Kilde: Statnett (2025b).

utsetter at produksjonen erstatter annen produksjon i Norge, og at målnettet er på plass. Analysen viser at det i noen timer fortsatt vil være flaskehalser mellom NO1 og NO2 ved utbygging av 3 600 MW kjernekraft i NO1, men prisforskjellene som følge av flaskehalsene er små. Dette gjelder også i en situasjon med høy forbruksvekst. Flaskehalsene og prisforskjellene blir først betydelige dersom det etableres 5 000 MW kjernekraft i NO1. Mellom NO5 og NO1 blir flyten mer balansert. Resultatet er avhengig av at målnettet er på plass. Uten målnettet vil det bli betydelige flaskehalser og større prisforskjeller internt i Norge. Statnett påpeker videre at det er viktig med en balansert utvikling innad i NO1, ettersom området påvirkes av flaskehalser internt i budområdet.

Hvordan kjernekraften bygges ut, kan påvirke kraftbalansene i alle budområdene. Etablering av kjernekraft i NO3 påvirker i likhet med etablering i NO1, prisforskjellene og flaskehalsene i liten grad. Kraftbalansen i NO3 påvirkes imidlertid fordi kjernekraftutbygging på Østlandet (NO1) erstatter en del kapasitet i Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4). Dersom 1 200 MW kjernekraft i stedet legges i NO3, endres derimot ikke kraftbalansen i Midt- og Nord-Norge i forhold til grunnscenarioet uten kjernekraft, og prisene blir tilnærmet like med og uten kjernekraft. Også disse resultatene avhenger av at målnettet har kommet på plass i tide. Ved forsinket nett øker prisforskjellene.

25.3 Systemdrift

Statnett viser til at nettdriften trenger komponenter med systembærende egenskaper for å sikre systemstabiliteten i et bredt spekter av driftssituasjoner. Stabilitet er kraftsystemets evne til å opprettholde en likevektstilstand og til å vende tilbake til en likevekstilstand etter en forstyrrelse (se punkt 21.2). Statnett viser til at de tradisjonelle stabilitetsfenomenene i større grad utfordres som følge av endringene som skjer i det norske og nordiske kraftsystemet, med en økende andel kraftproduksjon fra sol og vind. I tillegg kommer det nye stabilitetsformer, som resonans og omformerdrevet stabilitet.

Kjernekraft har gode systemegenskaper, men er ikke avgjørende for driften av det norske kraftsystemet. Statnett har ansvar for å sikre at systemet har nødvendige systembærende egenskaper på både kort og lang sikt, og for å opprettholde momentan balanse i kraftsystemet (se punkt 21.2). Statnett har tidligere ikke tatt høyde for kjernekraft i det norske kraftsystemet, og har derfor lagt planer for å opprettholde systemstabiliteten og driftssikkerheten uten kjernekraft. Kjernekraften er derfor ikke nødvendig for å opprettholde systemstabiliteten og driftssikkerheten i det norske kraftsystemet, til tross for sine mange gode systembærende egenskaper.

Boks 25.2 Utvalgets spørsmål til Statnett om systemdrift

For å belyse virkningene kjernekraften kan ha på systemdriften, har utvalget bedt Statnett om å beskrive og utrede følgende:

1. Beskrivelse: Balanse- og systemtjenester som brukes i dag og behovet framover. Hvordan skaffes disse til veie, og hvilke kilder hentes de fra?
2. Hvordan kan kjernekraft bidra til endrede systemdriftskostnader og hvordan skiller det seg fra annen produksjon?
   a. Hvordan bidrar kjernekraft til å endre behovet?
   b. Hvordan kan kjernekraft bidra ved å tilby systemtjenester og gjennom systembærende egenskaper?

Statnett peker på at kraftsystemet har gjennomgått store endringer de siste årene, noe som har bidratt til økte systemdriftskostnader. Kraftsystemet står overfor en stor energiomlegging, med økende andel kraftproduksjon fra vind og sol, noe som øker behovet for hyppig balansering og frekvensregulering. I forbindelse med omleggingene for å kutte utslipp i det europeiske kraftsystemet, har det skjedd omfattende endringer i de europeiske kraftmarkedet, herunder overgang til kvartersoppløsning i avregning av balansemarkedene, automatisert balansering og flytbasert markedskobling[5]. Når man ligger nærmere kapasitetsgrensen i nettet, øker behovet for balansetjenester og systemtjenester. Statnett viser til at disse markedsendringene, sammen med økt kjøp av reserver og høye og variable kraftpriser, har bidratt til at kostnadene for balansering har økt kraftig de siste årene.

Statnett forventer at behovet for reserver, og dermed systemdriftskostnadene, også vil øke de nærmeste årene. Utviklingen på lengre sikt avhenger av hvilke nye aktører og teknologier som kommer inn i markedet. Batterier vil spesielt påvirke utviklingen, fordi de kan tilby både opp- og nedregulering. Effektutvidelser i vannkraften og utbygging av pumpekraft kan også bidra med økt fleksibilitet i kraftmarkedet. Statnett viser til at det er grunn til å forvente at høyere priser vil tiltrekke seg fleksibilitetsleveranser fra nye aktører og mer fleksibilitet fra eksisterende aktører. Økt deltagelse og konkurranse om å tilby fleksibilitet vil redusere systemdriftskostnadene, mens økt behov for hyppig regulering som følge av mer sol- og vindkraftproduksjon i kraftmiksen, trekker opp.

Kjernekraften har gode systembærende egenskaper for driften av kraftsystemet. Kjernekraft produserer typisk jevnt over året (grunnlast) og bidrar med rotasjonsenergi, slik at behovet for kjøp av hurtige frekvensreserver (FFR, se boks 21.3) ikke øker med utbygging av kjernekraft. Store kjernekraftverk kan imidlertid øke dimensjonerende feil og dermed kravet til reserver, mens SMR-er gir lavere dimensjonerende feil og behov for reserver (se punkt 21.2.1).

For at ny kjernekraft skal bidra til balanseringen av systemet, må den driftes mer fleksibelt enn dagens kjernekraftverk. Dagens kjernekraft er i utgangspunktet designet til å produsere jevnt over året, og er lite egnet til å respondere raskt på pris. Statnett viser imidlertid til at ny kjernekraft antas å bli mer fleksibel, og, gitt at fleksibiliteten utformes riktig, den har rett plassering i nettet og reagerer effektivt på prissignaler, kan kjernekraft bidra med fleksibilitet i både kraft- og balansemarkedene. I perioder med lav pris og lav etterspørsel kan det være lønnsomt for mer fleksible kjernekraftverk å redusere eller skru av produksjonen, slik at overproduksjon kan unngås i perioder med mye sol og vindkraft.

Kjernekraft som ikke er fleksibel, kan bidra til større overproduksjon i perioder med mye vind- og solkraft. Statnetts analyser viser at dersom kjernekraftproduksjonen ikke nedjusteres i perioder med mye vind- og solkraftproduksjon, vil det forsterke overskuddssituasjonene og gi økt prisvariasjon (se også kapittel 24 og 26). I timer med høy import og høy andel sol- og vindkraft, kan tilgangen til systembærende egenskaper bli knappe. For at kjernekraften skal kunne tilby systembærende egenskapene, må den imidlertid være koblet til nettet og i drift. Perioder med lave priser på kontinentet skyldes ofte mye vind- og solkraft i kombinasjon med kjernekraft.

[5] Flytbasert markedskobling er den metoden som brukes for å beregne markedsløsningen i det europeiske kraftmarkedet. Metoden ble innført for å utnytte nettet mer effektivt enn tidligere metoder klarte.

Kapittel 26
Økonomisk vurdering av potensialet for kjernekraft i Norge

Når man snakker om potensialer for ulike typer kraftproduksjon, siktes det gjerne til hvor mye av en energikilde som kan utnyttes (teoretisk potensial) eller hvor mye som kan bygges ut med lønnsomhet (økonomisk potensial). Det teoretiske potensialet for kjernekraft i Norge er for alle praktiske formål større enn det som er realistisk å bygge ut i overskuelig framtid – det blir ikke mangel på plass, kjølevann eller strømnett som begrenser utbyggingen av kjernekraft, jf. analysene i kapittel 24 og 25. Vi legger derfor til grunn at det som er relevant for en beslutning om kjernekraft i Norge, er det økonomiske potensialet, og da snakker vi om hvor mye det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut.

Vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet er basert på utvalgets vurdering av markedsverdien av et tenkt kjernekraftverk, med utgangspunkt i markedsanalysen i kapittel 24. Kostnadsanslagene presentert i kapittel 8 suppleres med ytterligere kostnadsanslag som er nødvendige for å vurdere den bedriftsøkonomiske lønnsomheten. Til slutt drøfter vi om det finnes positive og negative virkninger som ikke fanges opp av den bedriftsøkonomiske analysen (eksterne virkninger), men som treffer samfunnet mer generelt.

26.1 Inntektskilder for et kjernekraftverk

Et kjernekraftverk får det meste av sine inntekter fra ordinært salg av elektrisk kraft. Potensielt kan kjernekraftverk også få inntekter fra salg av systemtjenester, deltagelse i kapasitetsmarkeder og fra salg av varme. Nedenfor drøfter vi disse i tur og orden.

Framtidige markedspriser på kraft og hvor mye et kraftverk kan selges til disse prisene, er de viktigste faktorene for inntektene. Oppnådd kraftpris er et vanlig begrep som tar hensyn til at produksjonen ikke er den samme i alle timer. Den oppnådde kraftprisen kan beregnes som en volumvektet spotpris, der faktisk eller beregnet produksjon per tidsavsnitt i løpet av et år brukes som vekt. Dersom spotprisene varierer kraftig, kan et kraftverk oppnå en høyere gjennomsnittspris ved å kun produsere i perioder med høye priser, men da får kraftverket samtidig desto lengre perioder uten inntekter. Oppnådd kraftpris kan simuleres i markedsmodeller. Markedsanalysen vi har fått utført (Afry, 2025), viser at oppnådd kraftpris for et storskala kjernekraftverk plassert på Østlandet (NO1) ligger fem til seks prosent høyere enn gjennomsnittlig markedspris i de ulike scenarioene. De høyeste produksjonsverdiene oppnås i SMR-alternativet. Det henger sammen med at det antas at en portefølje av mindre kraftverk er mer fleksibel enn ett stort, og lettere kan tilpasse produksjonen til løpende endringer i markedsprisene.

Usikkerheten om framtidig markedsverdi er betydelig, og utvalget har ikke hatt et mål om å forutsi prisene. I regneeksemplet som presenteres i punkt 26.3, viser vi hvordan lønnsomheten avhenger av hva markedsprisene faktisk blir. Utfallsrommet vi benytter i eksemplet, er noe større enn markedsanalysen utvalget har fått utført.

I regneeksemplet legger vi til grunn at prisene blir på om lag samme nivå i hele levetiden. Dette er en sterk forenkling, men for analysen er det avgjørende spørsmålet hva slags feil denne forenklingen eventuelt kan bety. To typer feil er særlig aktuelle:

1. I et markedssystem bestemmes prisnivå og prisstruktur over tid av *kostnadene* ved å bygge ut ny produksjonskapasitet av ulike slag, og løpende produksjonskostnader (inkludert vedlikehold). Etterspørselen styres av kjøpernes betalingsvilje for elektrisk kraft, og styrer over tid *størrelsen* på produksjonskapasiteten. I perioder kan prisene av ulike grunner svinge rundt det langsiktige prisnivået, som for eksempel forsinkede eller subsidierte investeringer, plutselige endringer i etterspørselen, unormale værforhold eller sjokk på tilbudssiden. I mangel av konkrete holdepunkter for at slike hendelser skal inntreffe på bestemte tidspunkter, eller med en viss sannsynlighet og styrke, er

det vanlig å legge til grunn at virkningene av slike variasjoner vil jevnes ut over tid.

2. Framtidig læring kan tilsi at kostnadene for ny produksjonskapasitet kan falle i framtiden, og dermed at prisnivået som etablerer seg da, kan bli lavere enn med dagens utsikter. Nåverdier beregnet med forutsetning om stabil markedspris i hele levetiden fanger ikke opp risikoen for framtidig prisfall på grunn av framtidig læring, og kan derfor overvurdere markedsverdien. På den annen side tar analysen heller ikke høyde for framtidige prisøkninger som følge av andre forhold, noe som trekker i motsatt retning. Læreeffekter er særlig relevante for teknologier der en stor del av kostnadene er knyttet til enheter som er relativt like og en liten del av kostnadene er stedsspesifikke. (Se kapittel 8 for en drøfting av potensielle læreeffekter for kjernekraft.)

Priser i langsiktige kraftkontrakter reflekterer aktørenes forventninger til spotpriser og holdning til finansiell risiko. Siden elektrisk kraft er et homogent produkt, med sterke likhetstrekk med andre råvarer (se boks 26.1), er markedspriser for langsiktige kontrakter et resultat av partenes forventninger til framtidige spotpriser, og hvor viktig det er for dem å avtale en fast pris eller en pris med kjent prisregulering, i stedet for å stå overfor en usikker spotpris.[1] Aktørene i et marked har ikke nødvendigvis like forventninger til prisene i framtiden, men når to parter inngår en kraftavtale, er de blitt enige om en pris (eller prisformel) som begge parter, hver for seg, mener er mer attraktiv enn å skulle forholde seg til en usikker framtidig spotpris. Risiko prises normalt i markedet slik at de fleste aktører ser samme risikopremie på samme investering. Av samme grunn er langsiktige industrikontrakter priset i markedet slik at både produksjonsverdi og prisrisiko hensyntas.

Markedsprisene på såkalte baseload-kontrakter er generelt noe lavere enn prisene i kontrakter tilpasset forbruk, som er høyere om dagen og på hverdager enn ellers. På samme måte som et kjernekraftverk normalt oppnår en høyere pris enn gjennomsnittlig spotpris når det selger produksjonen i spotmarkedet, vil en forbruker som bare kjøper strøm i perioder med høye priser, også få en pris som ligger over gjennomsnittlig spotpris. For en som derimot skal kjøpe like mye strøm døgnet rundt og hele året i spotmarkedet, vil oppnådd pris være identisk med gjennomsnittlig pris (per definisjon). En høyere kontraktspris enn gjennomsnittlig spotpris pluss risikopremie, kan begrunnes dersom avtalen gir rett til høyere uttak i perioder med høy kraftpris. Men for eksempel datasentre i Norden, som typisk har noe høyere forbruk til kjøling av anlegget i sommerhalvåret enn i vinterhalvåret, ender ofte opp med en strømkostnad som er noe lavere enn gjennomsnittlig spotpris året sett under ett.

Fossilfri kraft har en ekstra markedsverdi. Enkelte kjøpere av elektrisk kraft er opptatt av å kunne dokumentere at de har kjøpt grønn eller fossilfri kraft. Dette er for eksempel vanlig blant de som driver datasentre eller produserer bildeler, ettersom deres kunder stiller krav om fossilfri produksjon til sine leverandører (ofte omtalt som (unngåtte) scope 2 og scope 3 utslipp). I enkelte europeiske land er offentlige kjøpere også forpliktet til å sikre at anskaffelser er fossilfrie, så langt det lar seg gjøre. Som dokumentasjon for fossilfri kraft benyttes normalt opprinnelsesgarantier. Markedsprisene på opprinnelsesgarantier har de siste ti årene stort sett ligget omkring 0,5 til 1,0 øre/kWh, selv om de en kort periode var over 10 øre/kWh. Utvalget er ikke kjent med offentlig tilgjengelige analyser av hva markedsverdien kan komme til å bli de neste ti-årene, og legger for enkelhets skyld til grunn at kjernekraftverk kan selge opprinnelsesgarantier for 1 euro/MWh.

Statnett betaler for de vanligste systemtjenestene. I boks 21.3 har vi forklart hvilke systemtjenester Statnett som systemansvarlig har behov for i den løpende driften av kraftsystemet. Generelt betaler Statnett for tjenester knyttet til balansering av kraftsystemet, mens ressurser som bidrar til å sikre stabilitet for øvrig sikres gjennom tilknytningsvilkår eller Statnetts egne ressurser. Rotasjonsenergi[2] er ikke en betalt tjeneste, men har i praksis hittil vært en forutsetning for å levere konkurransedyktige tilbud for de vanligste balanseringsressursene. I et kraftverks tilknytningsavtale vil det imidlertid være vilkår som kraftverket må overholde, for eksempel knyttet til spenning, reaktiv effekt og eventuelt andre egenskaper. I Sverige er kjernekraftverk unntatt fra kravet om at kraftverk *må* ha mulighet for frekvensregulering, men de er omfattet av krav om evne til effektregulering.

---

1 Holdningen til risiko kommer til uttrykk gjennom en risikopremie; se for eksempel Strømprisutvalgets rapport «Balansekunst» (figur 6-6) for en nærmere forklaring (Strømprisutvalget, 2023).

2 Hvis det er lite rotasjonsenergi i et område, vil systemansvarlig typisk etterspørre FFR (Fast Frequency Reserve). Markedspriser for FFR gir dermed en indikasjon om den samfunnsøkonomiske verdien av rotasjonsenergi. FFR-markeder domineres av batterier og fleksibelt forbruk.

Boks 26.1 Betalingsvilje og råvaremarkeder

Noen forbrukere har høyere betalingsvilje enn andre. Eksempelvis hevdes det av og til at datasenterindustrien kan betale det kjernekraft faktisk koster (se for eksempel Kjørstad (2025) eller omtale av Microsofts vilje til omstart av kjernekraftproduksjon på Three Mile Island i USA)[1], eller at inntektene fra olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel er så høye at oljeselskapene kan betale svært mye mer enn normal kraftpris. I praksis er det imidlertid ikke tegn til at noen systematisk er villige til å inngå langsiktige avtaler om kraftkjøp på andre prisnivåer enn det som oppfattes som gjengs prisnivå, og som følge av vurderinger av framtidige produksjonskostnader. Tvert imot har flere oljeselskap på norsk sokkel høsten 2025 tatt til orde for å kansellere planer om elektrifisering av flere oljefelt. Selv om de kan dekke svært høye kostnader for elektrifisering og likevel få et overskudd, er de tilbøyelige til å velge rimeligere alternativer (som for deres vedkommende kan se ut til å være fortsatt produksjon basert på gass ute på feltene, kombinert med relativt høye avgifter på utslipp av CO_2).

Kjøpere av råvarer betaler ikke mer enn de må. For homogene (helt like) produkter og råvarer, som elektrisk kraft, er det ikke først og fremst den enkelte kjøpers betalingsvilje som avgjør kontraktsprisen. En kjøper som ikke får kjøpt til markedsprisen fra én leverandør, vil umiddelbart henvende seg til andre leverandører, og forsøksvis kjøpe nøyaktig det samme produktet der. Dersom ingen vil selge til det kjøperen oppfatter som markedsprisen, må kjøperen justere sine forventninger og eventuelt inngå avtale på et høyere prisnivå. Markedsverdien av homogene produkter kan derfor utledes fra (forventninger om framtidige) markedspriser, uavhengig av hvem som faktisk kjøper produktene (se for eksempel Boucher m.fl., (2025)).

I strømnettet er det ikke forskjell på elektrisitet produsert fra ulike leverandører eller kraftverk. Satt på spissen, trenger man ikke være kraftprodusent for å selge et avtalt volum til avtalt pris til for eksempel et datasenter – leverandør kan ganske enkelt kjøpe hver dag på kraftbørsen for å tilfredsstille sine leveringsforpliktelser. En selger med egen kraftproduksjon kan imidlertid ha en fordel i forhold til en selger uten egen kraftproduksjon, fordi sistnevnte vil måtte bruke større ressurser på å garantere sine forpliktelser overfor kjøperen, også om spotprisen på kraft skulle bli svært høy i en periode. En selger med egen kraftproduksjon løser denne utfordringen lettere – men bare i den utstrekning at kjøperen stoler på at selgerens produksjonsanlegg setter selgeren bedre i stand til å produsere også når kraftprisene er svært høye.

Såkalte offgrid-løsninger reduserer kjøperens verdsetting av kraften. Dersom forbruksmuligheten avhenger av at kjernekraftverket er i drift, kan det redusere kjøpers betalingsvilje. Hvis for eksempel et kjernekraftverk og et datasenter ligger side om side, og for øvrig har begrenset tilknytning til strømnettet, vil kjøpers betalingsvilje være lavere enn om kjøperen fullt ut kan dekke forbruket fra nettet uavhengig av driftssituasjonen i kjernekraftverket. Selv om en offgrid-løsning kan bety lavere kostnader til nettleie for kjøperen, vil det medføre høyere kostnader å ha produksjonskapasitet i reserve til periodene med vedlikehold eller annen driftsstans ved kjernekraftverket. I USA har eksempelvis Google inngått en avtale som innebærer omstart av Duane Arnold Energy Center i Iowa. Anlegget som stengte i 2020, er ventet å komme i drift igjen i 2029. En sentral del av avtalen er at kraftproduksjonen mates inn på nettet og kan leveres til Googles ulike anlegg i Iowa.[2]

[1] Se for eksempel Crownhart (2024). Dagens eier av anlegget stengte produksjonen på grunn av sviktende lønnsomhet.

[2] Uttalelse fra Christopher Eckerberg, Head of Business Development Datacentres Nordics and BeNeLux, Google på Elforsks Annual Nuclear Conference 2026 i Stockholm, 20 januar 2026.

Kjernekraftverk kan levere flere systemtjenester. Kapittel 25 og Statnetts analyse (Statnett, 2025b) viser til at kjernekraftverk har en rekke gode egenskaper for kraftsystemet og framhever rotasjonsenergi (inerti), spenningsregulering (reaktiv effekt) og kortslutningsytelse. I prinsippet kan kjernekraftverk «alltid» redusere produksjonen (det vi kaller nedregulering). Oppregulering forutsetter at kraftverket ikke produserer for fullt i utgangspunktet, mens nedregulering forutsetter at produksjonen forblir større enn minimumsproduksjonen. Kjernekraftverk kan likevel designes for å

Boks 26.2 FCR og mFRR nedregulering – priser og volum

I markedet for mFRR *nedregulering* betaler Statnett både for reservasjon og bruk (aktivering) av ressurser. Priser og volum varierer fra dag til dag.

Reservert volum har, i gjennomsnitt per måned, variert fra 160 til 300 MW i NO1. For produksjon betyr reservasjon til nedregulering at produsenten forplikter seg til å produsere så mye at produksjonen kan reduseres med det reserverte volumet. Dersom forpliktelsen innebærer risiko for produksjon med tap i en enkelt time, vil produsenten ta hensyn til dette i tilbudet om nedregulering. Gjennomsnittlig reservasjonspris har det siste året variert mellom 60 og 370 kroner/MW for en time.

Aktivering betales normalt med en pris tett opp til spotprisen. En vannkraftprodusent som har planlagt å produsere en viss mengde i en bestemt time, har som oftest en lav kostnad for å utsette produksjonen til senere. Da kan det være lønnsomt å kjøpe tilbake den planlagte produksjonen for nesten like mye som spotprisen for perioden. Kjernekraftverk kan ha en konkurranseulempe vis-à-vis vannkraft og forbruk, siden kjernekraft typisk ikke kan reguleres like ofte og hurtig. Dermed blir de avhengige av å enten levere blokkbud (som betyr aktivering over en lang periode) eller aktiveringsbud med lite konkurransedyktige priser. Resultatet er uansett at kjernekraft neppe vil bli aktivert så ofte at det vil gi et vesentlig bidrag til inntektene.

Markedet for FCR er mindre enn markedet for mFRR. Betalingen for aktivering av FCR er lik prisen for aktivering av mFRR (og dermed tett på spotprisen). Gjennomsnittlig reservert volum til FCR i NO1 ligger normalt i overkant av 10 MW, pluss rundt 30 MW ekstra for oppregulering i sommerhalvåret.

Se punkt 21.1 og spesielt boks 21.3 for en oversikt over alle systemtjenestene Statnett benytter.

delta med rask regulering (FCR), både opp og ned, og med noe langsommere regulering (mFRR).

I praksis er det ikke alle kjernekraftverk som leverer betalte systemtjenester. I Sverige har kjernekraftverkene for eksempel hittil ikke deltatt i noen av Svenska kraftnäts markeder for betalte tjenester. Forklaringen er først og fremst økonomisk; eksisterende kjernekraftverk er designet og godkjent for jevn produksjon. Det er økonomisk rasjonelt når investeringskostnaden er høy og utgjør en stor andel av de samlede kostnadene, slik tilfellet er for kjernekraftverk. Skal de delta i markeder for systemtjenester, må eieren bygge et reguleringssystem, sørge for ledig kapasitet dersom en vil selge oppregulering, og framfor alt sørge for at en oppdatert sikkerhetsanalyse, som tar hensyn til et noe annet driftsmønster, blir godkjent av Strålsäkerhetsmyndigheten.

Markedene for systemtjenester ser uansett ikke ut til å bli noen vesentlig inntektskilde for kjernekraftverk. Det samlede volumet i disse markedene er begrenset, og prisene er over tid ikke vesentlig forskjellig fra prisene i spotmarkedet (se boks 26.2), selv om de fra tid til annen kan avvike betydelig. Et enkelt kraftverk vil aldri få en vesentlig markedsandel i markedene for systemtjenester; det er normalt et poeng i seg selv at ressurser aktiveres spredt innenfor det enkelte budområde. I 2025 var markedet for systemtjenester i hele Norden preget av betydelige endringer. Blant annet har systemoperatørene lagt større vekt på å sikre ressurser lokalt i hvert enkelt budområde og innført en ny metode for å beregne tilgjengelig nettkapasitet, samtidig som vi har gått over til 15 minutters tidsoppløsning både i spotmarkedet og for avregning av ubalanser. Dette har skapt stor usikkerhet blant aktørene og svært varierende priser på de fleste systemtjenestene. Over tid vil aktørene tilpasse seg nye regler og prisene på systemtjenester vil igjen nærme seg spotprisene. I Norge er det ikke uvanlig å legge til grunn at et vannkraftverk med gode reguleringsegenskaper samlet kan få i størrelsesorden 1 prosent utover spotprisen for salg av systemtjenester. Selv om kjernekraftverk i beste fall trolig bare kan selge noen typer systemtjenester, legger vi likevel til grunn at kjernekraftverk også kan få 1 prosent ekstra inntekter fra salg av reguleringstjenester.

Kjernekraftverk i Norge vil neppe kunne få kapasitetsbetaling. I noen land kan kjernekraftverk delta i, og potensielt få inntekter fra såkalte kapasitetsmarkeder. Kapasitetsmarkeder er nasjonale ordninger som eventuelt gir aktører ekstra betaling dersom de kan garantere leveranse av elektrisk kraft når det ellers er knapphet, for eksempel når det er ekstra kaldt og/eller lav produksjon av sol-

og vindkraft. I EU må slike ordninger godkjennes av Europakommisjonen. Foruten krav om at behovet må dokumenteres på en nøye beskrevet måte, er det normalt en forutsetning at ordningen er basert på konkurranse og ikke utelukker noen aktører eller teknologier fra deltagelse. Derimot kan det (trolig) settes vilkår om utslippsfri kraftproduksjon. Aktører i naboland kan typisk delta indirekte via systemoperatøren for transmisjonsnettet i sitt hjemland. Sverige er det eneste landet i Norden som har gjennomført en slik analyse og konkludert med at det var behov for en begrenset ordning (såkalt strategisk reserve). Ordningen er godkjent av Europakommisjonen, men er uansett ikke relevant for kjernekraft, og under ingen omstendighet for kraftverk i Norge. Kraftverk som deltar i en strategisk reserve kan ikke levere kraft i spotmarkedet til daglig; reserven skal kun aktiveres i helt spesielle situasjoner. Afry (2025) har gjort en beregning i tråd med Europakommisjonens metode, som viser at det ikke er et vesentlig behov for en kapasitetsmekanisme i Norge. Statnett har heller ikke funnet at det er behov for et kapasitetsmarked i Norge de neste 10–15 årene (Statnett, 2023c). Vi legger derfor til grunn at kjernekraftverk i Norge ikke vil kunne få inntekter fra deltagelse i kapasitetsmarkeder.

Varme fra kjernekraftverk har begrenset verdi. I Norge har vi et betydelig behov for oppvarming av bygg og til industrielle prosesser. En skulle derfor tro at restvarme fra kjernekraftverk kunne skape inntekter. SINTEF har imidlertid anslått at rundt 20 TWh restvarme fra industri o.l. går tapt allerede i dag (Røkke, 2024). Enkelte norske datasentre leverer varme til naboer, men dette får de normalt ikke betalt for. I noen tilfeller har datasentrene selv påtatt seg tilleggsinvesteringer for at varmen skal kunne utnyttes (DNV, 2025b). Fra andre land er det få[3] eksempler på kjernekraftverk som får betalt for restvarme. En forklaring er at mange eksisterende kjernekraftverk ble bygget på en tid da muligheten for å utnytte varmen ikke ble vurdert så grundig som en ville gjort i dag, og at de praktiske forholdene dermed ikke ligger så godt til rette for varmeutnyttelse. Det tsjekkiske kjernekraftverket Temelin leverte i 2024 om lag 15 TWh kraft og 0,28 TWh varme. Med to reaktorer, har det en samlet elektrisk effekt på 2 172 MW. Kraftselskapet opplyser på forespørsel at varmeleveransen fører til noen få MW lavere elektrisk effekt. Generelt er det imidlertid godt dokumentert at dersom et kjernekraftverk skal levere varme som har økonomisk verdi for mottageren (det vil si relativt høy temperatur), vil varmeleveransen delvis gå på bekostning av kraftproduksjonen (Stauff m.fl., 2023). For ikke å underestimere potensialet, legger vi til grunn at leveranse av varme vil gi inntekter tilsvarende 5 prosent av inntektene fra kraftsalg, uten at det påløper tilleggskostnader for kjernekraftverket.

26.2 Bedriftsøkonomiske kostnader for et kjernekraftverk

I en bedriftsøkonomisk investeringsanalyse er vi opptatt av hvor høye kostnadene vil bli, og når de påløper. Overordnet sett påløper det først kostnader til å planlegge, bygge og finansiere kraftverket (investeringskostnader og finansieringskostnader). For kjernekraftverk påløper deretter kostnader til anskaffelse og håndtering av brensel, alminnelig vedlikehold, sikkerhet mv. (drifts- og vedlikeholdskostnader) kontinuerlig gjennom anleggets levetid. Etter noen tiår kan det være aktuelt å bytte ut enkelte deler av kjernekraftverket (reinvestering), men på et eller annet tidspunkt vil det ikke lenger svare seg å erstatte komponenter, og kraftverket vil da bli lagt ned. Da påløper det kostnader til å avvikle driften, demontere bygninger, gjenvinne eller deponere materialer, brukt brensel mv. (dekommisjonering og deponering). Kapittel 8 inneholder en relativt omfattende drøfting av de ulike kostnadskomponentene.

Det er «morgendagens» kostnader som er relevante. Uansett politiske vedtak, er det neppe aktuelt å ta investeringsbeslutning for et norsk kjernekraftverk i april 2026. Dersom beslutning for eksempel tas i 2036, er det først og fremst de prisene leverandørene setter i 2036 som er relevante, ikke hva man må regne med å betale dersom man bestiller i dag. Selv om det kan være gode grunner til å håpe at læreeffekter senker kostnadene fra dagens nivå, er det imidlertid bare dagens kostnadsnivå som noenlunde sikkert kan anslås.

I en økonomisk analyse er det like viktig å analysere betydningen av usikkerheten om kostnadene som betydningen av kostnadsnivået. I regneeksempelet nedenfor viser vi derfor hvordan lønnsomheten avhenger av hva blant annet investeringskostnadene faktisk blir. Vi vurderer derfor både høyere og lavere kostnader enn de for eksempel franske EDF legger til grunn for de 9 900 MW de planlegger å ta beslutning om i nær framtid (EDF, 2025).

Finansiering kan være den største enkeltkostnaden. En viktig årsak til høye finansieringskostnader

[3] I IAEAs database finner vi at 16 prosent av kjernekraftverkene som er i drift i verden, leverer varme til prosessformål eller fjernvarme.

er at det tar flere år fra arbeidet med tillatelser starter og kostnadene løper, til inntektene kommer. De siste kjernekraftverkene som er blitt satt i drift i Europa, har hatt lang byggetid (se figur 8.2). Lang byggetid øker finansieringskostnadene for alle prosjekter, enten det er et kraftverk eller en bolig. Jo lenger tid kapital bindes opp i byggefasen, jo lenger tid må prosjektet regne med å bruke på å tilbakebetale lån og gi eierne avkastning på investert kapital. Samlet rentebetaling øker med lånets varighet. Eierne krever avkastning på kapitalen også i byggetiden. Finansieringskostnadene kommer til uttrykk gjennom diskonteringsraten, som forklart under.

Finansieringskostnader avhenger også av risikoen som eiere og långivere tar på seg. De viktigste årsakene til risiko for kjernekraftverk er trolig såkalt markedsrisiko og politisk usikkerhet om kjernekraftens rolle. I prinsippet kan også teknisk risiko ved et prosjekt påvirke finansieringskostnadene.

- Markedsrisiko handler om muligheten for at etterspørselen etter elektrisk kraft blir mindre enn antatt eller kan dekkes til lavere kostnader av andre teknologier enn kjernekraft. Markedsrisikoen er spesielt viktig for kjernekraftverk på grunn av den lange levetiden – det er rett og slett større mulighet for at negative hendelser, som for eksempel konkurs, kan inntreffe når tidsperspektivet er 40–80 år enn om det «bare» er 25 år (slik det ofte antas for eksempelvis vindkraft). Markedsrisiko omfatter også muligheten for at investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader eller brenselskostnader blir høyere enn man forutsetter.
- Politisk risiko omfatter risiko for at rammebetingelsene endrer seg (klimapolitikken og energipolitikken generelt). For et kjernekraftverk er graden av enighet om at kjernekraft skal være en del av kraftmiksen viktig. Det er vanlig å anta at det er bred politisk oppslutning om kjernekraft i for eksempel Frankrike, mens det er like vanlig å anta at det er relativt bred enighet om at kjernekraft ikke lenger er aktuelt i Tysklands energipolitikk.
- Teknisk risiko er regulert gjennom internasjonale konvensjoner, regler og beste praksis som søker å holde risikoen så lav som mulig. Selv om teknisk risiko dermed ikke nødvendigvis påvirker finansieringskostnadene direkte, kan det være en indirekte virkning ved at sikkerhetsfilosofien fører til at investeringskostnadene (og potensielt driftskostnader) blir høyere enn de kunne ha vært uten regler og rutiner for sikkerhet. De fleste land med kjernekraft krever for eksempel at selskapene forsikrer seg mot konsekvenser av uhell og hendelser. Erfaringene fra Finland, England og Frankrike tyder på at det også er betydelig risiko knyttet til byggetid.

For å sammenligne kostnader og inntekter på ulike tidspunkt må vi neddiskontere alle framtidige beløp til samme tidspunkt ved å bruke en diskonteringsrate. Diskontering av framtidige kostnader og gevinster er et sentralt prinsipp i samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske analyser. For prosjekter med svært lang tidshorisont – som kjernekraftverk og industrielle klimatiltak – kan både investeringskostnader og konsekvenser strekke seg over flere generasjoner. Valget av diskonteringsrate uttrykker hvordan vi veier dagens kostnader mot framtidig nytte og ulemper, og har derfor stor betydning for vurderinger av lønnsomhet, risiko og fordeling av virkninger mellom generasjoner.

Diskonteringsrater representerer alternativverdien av kapital, tidspreferanser og risikovurderinger. De som låner ut penger – inkludert staten – forventer rente som kompensasjon for å gi fra seg muligheten til å bruke midlene selv, og for risikoen for at de ikke får alt tilbake. Diskontering bygger på dette prinsippet, og gjør det mulig å sammenligne framtidige kostnader og gevinster med dagens verdier ved å «justere ned» framtidige beløp med en valgt rente som diskonteringsraten reflekterer. Diskontering innebærer at verdien av framtidige kostnader og inntekter vurderes lavere enn tilsvarende beløp i dag, noe som har flere årsaker (se også boks 28.4).

- For det første representerer diskonteringsraten alternativkostnaden for kapital: Med fire prosent årlig rente er 100 kroner i dag det samme som 104 kroner om et år. Dersom pengene i stedet lånes ut til en investor, går långiveren glipp av avkastningen på fire prosent, noe investoren må kompensere långiveren for (dvs. at alternativkostnaden er fire prosent). Derfor vil både kommersielle aktører og samfunnet bruke en diskonteringsrate som representerer alternativ avkastning. Finansdepartementet (2021) anbefaler at for «statlig forretningsdrift i direkte konkurranse med private aktører skal en kalkulasjonsrente tilsvarende den som private bedrifter står ovenfor benyttes». Kalkulasjonsrente er det samme som diskonteringsrate.
- For det andre reflekterer diskonteringsraten tidspreferanse – en preferanse for nytte og avkastning nå framfor senere. Både individer og samfunnet har tidspreferanse (men ikke nødvendigvis den samme tidspreferansen).
- For det tredje fanger diskonteringsraten opp risikoen knyttet til framtidige inntekter og

kostnader (markedsrisiko, politisk risiko og teknisk risiko).

Uten en positiv diskonteringsrate ville alle prosjekter med framtidig gevinst framstå som likeverdige, uavhengig av når gevinstene realiseres. Diskonteringsraten bidrar dermed til effektiv kapitallokering og gir et beslutningsgrunnlag som tar hensyn til både tid, risiko og alternativ anvendelse av ressurser (Hagen, 2011).

Diskontering er også en grunnleggende del av samfunnsøkonomiske analyser, og er særlig viktig i spørsmål som berører flere generasjoner. Utviklingen innenfor samfunnsøkonomifaget har økt forståelsen av fastsettelsen av diskonteringsrater, og faget kan gi et solid grunnlag for kunnskapsbaserte beslutninger med virkninger langt inn i framtiden. Samtidig innebærer fastsettelsen av diskonteringsrater – og den implisitte vektingen av ulike generasjoner – normative valg som krever etiske vurderinger (se kapittel 29). Dette gjelder ikke minst prosjekter som kjernekraft, der konsekvensene av valg i dag kan vare i uoverskuelig framtid. I nåverdiberegningen nedenfor viser vi hvordan lønnsomheten for et kjernekraftverk avhenger av valg av diskonteringsrate.

26.3 Bedriftsøkonomisk lønnsomhet

Utvalgets analyser viser at det ikke er noe potensial for lønnsom kjernekraft i Norge i dag. Bedriftsøkonomisk er kjernekraft med kjente kostnader og prisforventningene i markedet, svært ulønnsomt. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er ikke nevneverdig bedre. Regneeksempelet nedenfor viser at for å finne lønnsomhet, det vil si en positiv nåverdi, må minst en av følgende endringer inntreffe:

- Markedets forventninger til framtidige kraftpriser må heves betydelig. Offentlig tilgjengelige analyser av kraftpriser fra 2040 og utover viser et prisnivå i størrelsesorden 50–80 øre/kWh. På kraftbørsene kunne man i januar 2026 inngå kontrakter for 2032 på om lag 60 øre/kWh for leveranse i NO1.
- Investeringskostnadene må ned fra anslagene presentert i kapittel 8 (som spenner fra 109 000 til 177 000 kr/kW). En reduksjon til om lag 30 000 kr/kW ville gitt en noenlunde sikker positiv nåverdi, gitt dagens forventninger om framtidige kraftpriser.
- Drifts- og vedlikeholdskostnadene samt kostnadene til brensel og deponi, må reduseres vesentlig. Imidlertid ville nåverdien ikke ha blitt positiv selv om alle disse kostnadene ble satt til null, så lenge investeringskostnadene og kraftprisene ble holdt på dagens forventninger.

Resultatene fra utvalgets analyse er sammenlignbare med analyser fra de største kjernekraftaktørene i Norden. Både Vattenfall og Fortum har nylig gitt uttrykk for at de ikke finner det kommersielt interessant å investere i kjernekraft i Norden, med mindre de kan få (statlige) subsidier i form av garantert kraftpris og finansiering på gunstigere vilkår enn de kan få i kapitalmarkedet. Fortums konklusjon er at «Market prices are too low to attract new investments», mens nyheten om Vattenfalls konklusjon hadde overskriften «Vattenfall går videre med planleggingen av ny kjernekraft ved Ringhals – men trenger subsidier».[4] Uniper peker på at levetidsforlengelse av deres kjernekraftverk i Sverige, ikke er lønnsomt med deres forventninger til framtidige priser.[5] Utvalgets beregninger er gjort i et regneark som offentliggjøres som digitalt vedlegg til utvalgets rapport. Leseren kan slik bruke sine egne antagelser og studere virkningene av disse.

Lønnsomheten avhenger av en rekke ulike enkeltfaktorer. Med mindre noe annet forklares i teksten ved figurene nedenfor, er forutsetningene for beregningene som følger:

a. Beslutning om gjennomføring tas i løpet av 2026. Nåverdien gir uttrykk for verdien i 2025. Vi ser dermed bort fra all politisk behandling av spørsmålet om kjernekraft i Norge. Ved senere oppstart forskyves eventuelt tidslinjen tilsvarende, uten reell betydning for nåverdien.
b. Beslutningen gjelder et moderne kjernekraftverk på 1 400 MW som for enkelhets skyld er forutsatt driftsklart i 2040, som en del av en større utbygging. I én beregning har vi sett på betydningen av at man i stedet velger utbygging med SMR-er, og slik oppnår at de første inntektene kommer noe tidligere.
c. Vi legger til grunn at kraftverket vedlikeholdes og oppgraderes slik at det fungerer som forutsatt i 80 år. I stedet for å anta reinvesteringer spredt med jevne mellomrom utover levetiden, er reinvesteringskostnaden lagt inn som en del av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader.

---

4 Presentasjon fra Laurent Leveugle, Vice President New Nuclear i Fortum på Norske kjernekraftkommuners medlemskonferanse 23. januar 2025. Se også Eurasia Review (2025).
Presentasjon fra Vattenfall 19. februar 2024 (Vattenfall, 2024) og oppslag i EnergiWatch samme dag: «Vattenfall går videre med planleggingen av ny kjernekraft ved Ringhals – men trenger subsidier» (Sandvik EnergiWatch, 2024).

5 Presentasjon fra Johan Svenningsen på Annual Nuclear Conference 2026: Nuclear Power in Society and System, Energiforsk og Energiföretagen, 20/1-2026.

d. Kostnader knyttet til deponering av brukt brensel er anslått med forutsetning om at det senere også bygges ut ytterligere 3–4 GW kjernekraft. I motsatt fall måtte vi ha økt kostnadsanslaget for deponi vesentlig. Rent konkret har vi antatt det prinsippet som benyttes i Sverige, der kjernekraftverkene betaler inn til et fond forvaltet av myndighetene, i takt med produksjonen. Når kjernekraftverket dekommisjoneres etter 80 års drift, skal fondet være tilstrekkelig til å dekke kostnadene til dekommisjonering og deponi (se kapittel 8 om kostnader for dekommisjonering og deponi).
e. Gjennomsnittlig årlig driftstid er satt til 7 600 fullasttimer, noe som tilsvarer en kapasitetsfaktor på 86,76 prosent. Dette er høyere enn mange erfaringstall i Europa, jf. punkt 8.2.4. Kapasitetsfaktoren reflekterer planlagt vedlikehold, skifte av brensel, lengre stans for reinvesteringer i siste halvdel av levetiden, og tilpasning til perioder med svært lave kraftpriser.
f. Inntektene fra kraftsalg i markedet av kraft er satt fem prosent høyere enn gjennomsnittlig spotpris; det skyldes at vi antar at kraftverket lykkes med å legge vedlikehold til perioder med relativt lave kraftpriser og ellers tilpasse produksjonen til markedsforholdene. I eksemplet med SMR-er har vi antatt seks prosent høyere inntekt enn gjennomsnittlig kraftpris.
g. Salg av systemtjenester til Statnett gir én prosent (av markedsverdien av kraftproduksjonen) ekstra inntekter.
h. Salg av varme gir ytterligere inntekter, tilsvarende fem prosent av markedsverdien av produksjonen.
i. Finansieringskostnadene kommer til uttrykk gjennom diskonteringsraten eller avkastningskravet. Utvalget har ikke vurdert hvilken diskonteringsrate som er samfunnsøkonomisk korrekt, men legger til grunn at investors avkastningskrav er utgangspunktet også i en samfunnsøkonomisk vurdering, og at eksterne virkninger hensyntas i kontantstrømmen, ikke i diskonteringsraten.[6] I de fleste beregningene har vi brukt fem prosent, som skal forstås som et veiet avkastningskrav eller kapitalkostnad (WACC), reelt før skatt. I figur 26.3 viser vi hvor følsom nåverdien er for ulike antagelser om diskonteringsraten. Til sammenligning er det vanlig blant norske kraftselskap å legge til grunn en kapitalkostnad omkring syv prosent. Private infrastrukturfond i utlandet bruker ofte avkastningskrav i overkant av dette (opp mot nærmere ni prosent for energiprosjekter).
j. Enkelte kostnadsanslag fra eksterne kilder kommer i amerikanske dollar eller euro. Vi har brukt gjennomsnittlige valutakurser for 2025 for å konvertere til norske kroner. Alle beløp i alle figurer nedenfor er i 2025-kroner.

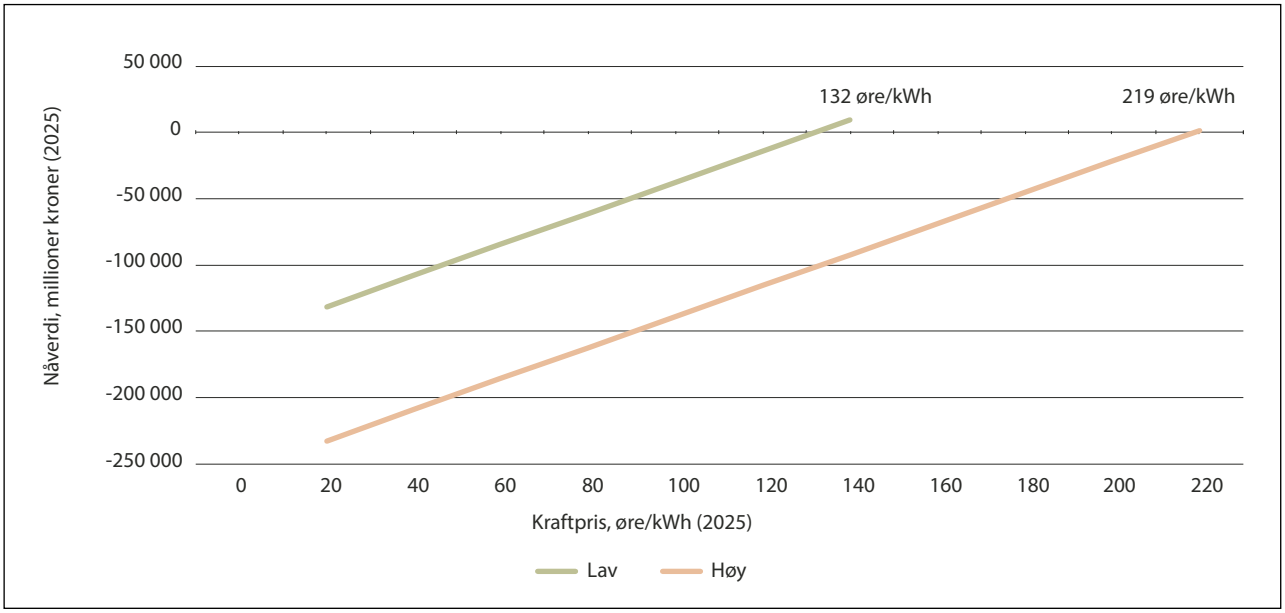
Kraftprisene og investeringskostnadene er avgjørende for lønnsomheten. Figur 26.1 viser lønnsomheten, uttrykt i nåverdi (vertikal akse) av eksempelkraftverket som funksjon av markedsverdien av kraften (horisontal akse), med ulike antagelser om investeringskostnadene. Positiv nåverdi betyr at investeringen er lønnsom. Kurvene merket «Lav» og «Høy», er basert på utvalgets kostnadsanslag (se kapittel 8), med investeringskostnader på henholdsvis 109 000 og 177 000 kr/kW. «Lav» er på samme nivå som NVEs middelanslag for LCOE for kjernekraft (NVE, u.å.e). Til sammenligning har franske EDF nylig offentliggjort kostnadsanslag for seks nye reaktorer under planlegging i Frankrike på 102 000 kr/kW (EDF, 2025), og det statseide slovenske kraftselskapet GEN Energijas har anslått investeringskostnaden for sitt planlagte nye kjernekraftverk til om lag 100 000 kr/kW (EY, 2024).[7]

Kraftprisene må bli minst dobbelt så høye dersom det skal bli lønnsomt å investere i kjernekraft med dagens kostnadstall. Nåverdiberegningene viser at kostnadene er langt høyere enn de inntektene som kan forventes. For at investeringen skal få positiv nåverdi i «Lav» og «Høy» må kraftprisen bli over henholdsvis 132 og 219 øre/kWh. Figur 26.1 forteller også at dersom kraftprisene ikke blir vesentlig høyere enn det som forventes i dag, må investeringskostnadene falle betydelig for at prosjektet skal bli lønnsomt og mulig å finansiere gjennom kapitalmarkedet. Med kjente kostnader og realistiske markedsinntekter, er det med andre ord ikke den økonomiske risikoen som er for stor, det er lønnsomheten som er for lav til at prosjektet kan finansieres kommersielt.

Tidligere inntekter ved utbygging av SMR-er løfter nåverdien, men endrer ikke bildet av lønnsomheten. Tidligere inntekter diskonteres mindre i nåverdiberegningen. Dersom en utbygging med SMR-er innebærer at den første reaktoren kan ferdigstilles raskere og generere inntekter fra kraftmarkedet tidligere, blir nåverdien høyere. I figur

[6] En nåverdikalkyle stiller vanligvis opp en kontantstrøm, med inn- og utbetalinger år for år, gjennom hele prosjektets levetid. Neddiskontering foregår ved at framtidige beløp divideres med en faktor som avhenger av diskonteringsraten og antall år mellom «nå» og tidspunktet for inn- eller utbetaling.

[7] Kostnadstallene er fra slutten av 2024. Vi har ikke inflasjonsjustert anslaget til 2026-kroner.

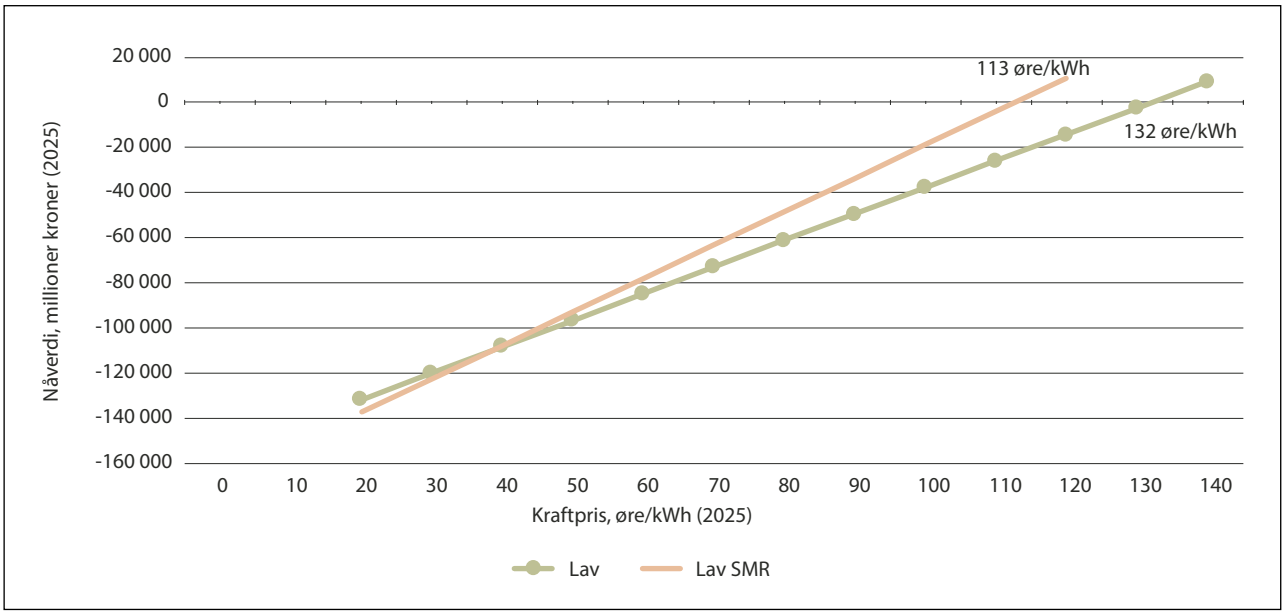


Figur 26.1 Nåverdi av et 1 400 MW kjernekraftverk ved ulike kraftpriser og investeringskostnader, 5 prosent diskonteringsrate.

Kilde: Utvalgets beregninger.

26.2 har vi sammenlignet nåverdien av et storskala kjernekraftverk på 1 400 MW som står klart i 2040, med et SMR-alternativ der en ny blokk á 300 MW klargjøres og får inntekter hvert annet år fra og med 2032. En siste blokk på 200 MW står klar fra 2040. Kostnadene bak begge alternativene er de samme, og tilsvarende «Lav» i figur 26.1. Inntektene for SMR-alternativet er imidlertid noe høyere, fordi verdifaktoren (se punkt 24.5) er antatt å være 106 prosent, mot 105 prosent for et storskala kjernekraftverk. Med kostnader som i «Lav», kan prosjektet klare seg med en forventet kraftpris på 113 øre/kWh.

Nåverdien er mer avhengig av investeringskostnadene enn kostnader til brensel, deponi, drift og vedlikehold. Det skyldes først og fremst at investeringskostnadene ser ut til å bli svært høye også i framtiden. En annen viktig årsak er at summen av



Figur 26.2 Betydningen av tidligere inntekter ved utbygging med SMR-er.

Kilde: Utvalgets beregninger.

Tabell 26.1 Detaljerte kostnadsforutsetninger i de ulike scenarioene

Tall i øre/kWh	Lav	Høy	Slovenia
Brensel og deponi	13	30	12
Drift og vedlikehold, inkludert reinvesteringer			
År 1–20	32,7	51,8	16,6
År 21–40	32,7	51,8	25,9
År 41–60	32,7	51,8	32,9
År 61–80	32,7	51,8	21,3

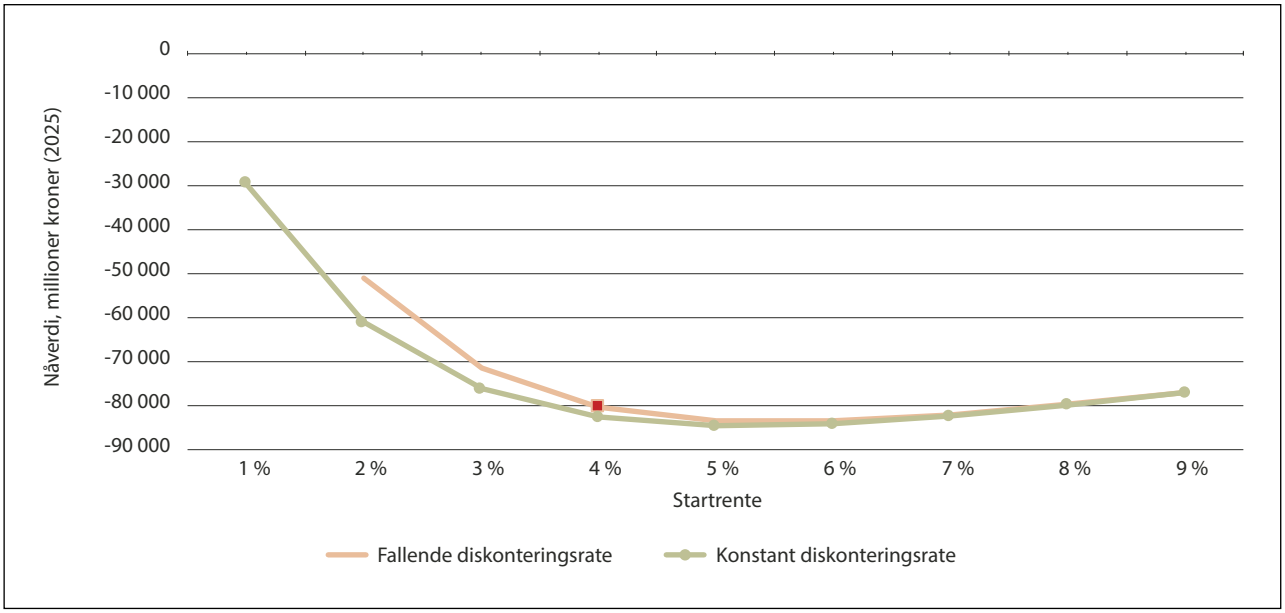
Kilder: Multiconsult & Amentum (2026) og EY (2024).

estimerte kostnader til brensel, deponi, drift og vedlikehold, er relativt like, jf. tabell 26.1. For sammenligningens skyld har vi også beregnet nåverdien av et alternativ der alle kostnader til brensel, deponi, drift og vedlikehold, inkludert reinvesteringer for å sikre drift i 80 år, settes til null. Med investeringskostnader tilsvarende «Lav» og diskonteringsrate lik 5 prosent, blir nåverdien null dersom kraftprisen blir om lag 90 øre/kWh. Det betyr at kraftverket må ha en markedsinntekt på 90 øre/kWh bare for å dekke investeringskostnadene.

Nåverdien er lav uansett diskonteringsrate. Figur 26.3 viser nåverdien av et storskala 1 400 MW kjernekraftverk med kostnader tilsvarende «Lav», og kraftpris lik 60 øre/kWh. I den nederste kurven er det benyttet samme diskonteringsrate gjennom hele levetiden, fra planlegging til dekommisjonering. For at nåverdien skal bli positiv, må diskonteringsraten være under 0,46 prosent, ved høyere rater er den negativ. Den øverste kurven legger til grunn Finansdepartementets anbefaling for svært langsiktige, offentlige prosjekter (i strid med departementets retningslinjer for prosjekter som konkurrerer med private aktiviteter) og bruker en fallende diskonteringsrate over tid. Ved det markerte punktet (rød firkant) er raten satt til 4 prosent de første 40 årene, deretter 3 prosent de neste 35 årene, og deretter 2 prosent for resten av levetiden.

Dagens bilde av lønnsomheten er negativt, men det kan endre seg i framtiden. Beregningene, og figurene basert på dem, forteller oss to vesentlige ting:

1. Med dagens forventninger til framtidige markedspriser i Norge og med kostnadsnivået for



Figur 26.3 Betydningen av diskonteringsraten. Kraftpris 60 øre/kWh, kostnader som «Lav».

Kilde: Utvalgets beregninger for et storskala kraftverk på 1 400 MW. Rød firkant viser nåverdien med diskonteringsrate 4 prosent de første 40 årene, 3 prosent de neste 35, deretter 2 prosent.

kjernekraftverk som kan settes i bestilling «nå», er det ikke bedriftsøkonomisk grunnlag for kommersielle investeringer. Et prisnivå som kunne ha sikret lønnsom drift for et nytt kjernekraftverk er langt over hva eventuelle kjøpere av kraften kan oppnå andre steder i verden.
2. Kostnadene for nye kjernekraftverk, SMR-er eller storskala, må falle med 70–80 prosent fra dagens nivå dersom kjernekraft skal bli lønnsomt med dagens forventninger til framtidige kraftpriser.

26.4 Samfunnsøkonomiske tilleggseffekter

Bedriftsøkonomiske analyser fanger ikke opp effekter som først og fremst gjør seg gjeldende for andre enn investoren. For samfunnet som helhet er hovedspørsmålet om det er bedre å legge til rette for kjernekraft, enn å la være. Svaret på det avhenger til dels av den bedriftsøkonomiske analysen over, som er generell og ikke knyttet til en bestemt lokalisering i Norge, og til dels av en spesifikk sammenligning med ulike konkrete alternativer. Etter utvalgets oppfatning er alternativet til en utvikling med kjernekraft at energiomstillingen fortsetter med økt bruk av elektrisk kraft, der ny kraft i hovedsak kommer fra vindkraft (landbasert og havbasert), foruten noe sol- og vannkraft, jf. modellanalysen (kapittel 24) og analysen av kraftsystemet (kapittel 25). Nedenfor drøfter vi hvilke forskjeller disse to hovedretningene betyr for samfunnet. Forskjellene kan trekke i favør eller disfavør av kjernekraft, men mulighetene for å tallfeste effektene på en robust og realistisk måte, varierer betydelig.

Kjernekraftverk har egenskaper som kan være verdifulle for kraftsystemet, men kan samtidig bidra til økt behov for reserver. Kjernekraftverk har mye rotasjonsenergi når de er i drift (se kapittel 25). Det er imidlertid mange kilder til inerti, ikke minst i vårt eksisterende kraftsystem med usedvanlig høy andel vannkraft. Det er heller ikke utsikter til at vi får et marked for rotasjonsenergi i Norge. Statnett må uansett ha tilstrekkelige ressurser, inkludert inerti, også i perioder hvor et kjernekraftverk er stengt for vedlikehold eller brenselsbytte. Dersom porteføljen av eksisterende kraftverk ikke er tilstrekkelig, kan Statnett kompensere med mer (og mer avansert) kraftelektronikk enn de alternativt ville hatt. Det tyder på at den samfunnsøkonomiske merverdien av rotasjonsenergi fra kjernekraft, ikke er særskilt stor i Norge. Samtidig kan et 1 400 MW kjernekraftverk i NO1 øke Statnetts behov for å kjøpe kapasitet for oppregulering i NO1. Et bærende prinsipp for driften av kraftsystemet er at det må være beredskap for feil i hvert enkelt budområde, selv om man til en viss grad kan basere seg på hjelp fra andre budområder også. En løsning med 1 400 MW kraftproduksjon på ett sted, øker den såkalte dimensjonerende feil (se kapittel 21) for NO1. Samlet kan dette tilsi at den samfunnsøkonomisk korrekte justeringen for systemtjenester snarere er en kostnad enn en fordel ved kjernekraft. Men omfattende havvind tilknyttet fastlandet med 1 400 MW forbindelser kan ha tilsvarende virkning på dimensjonerende feil. Vi legger derfor til grunn at nettovirkningen for kjernekraftalternativet på dette punktet er null.

Kjernekraftverk bidrar positivt til forsyningssikkerheten. Med vannkraft er Norge sårbart for tørrår og eventuelt også sen snøsmelting, men store vannmagasiner og betydelig utvekslingskapasitet til naboland gjør at risikoen for energiknapphet er relativt lav. Med økende strømforbruk som bare delvis motsvares av økt kraftproduksjon, hovedsakelig fra utbygging av vind- og solkraft, har risikoen for energiknapphet økt. Analysene i Afry (2025) og Statnett (2025b) viser imidlertid at forskjellene mellom alternativene med og uten kjernekraft er liten. Statnett (2023c) tyder også på at forsyningssikkerheten må sies å være god. Perspektivene framover er også gode; mange vannkraftaktører planlegger å øke effektkapasiteten i sine anlegg når anleggenes alder tilsier at de uansett må erstatte turbiner og generatorer.

Staten og kommunene har kostnader til forvaltning av samfunnets interesser som er større for kjernekraft enn for andre energiprosjekter. Hele RMEs og betydelige deler av NVEs virksomhet er for eksempel direkte knyttet til statens ivaretagelse av samfunnets interesser knyttet til energiforsyningen. NVE og RME har sin hovedfinansiering over statsbudsjettet, men både NVE og RME får noen deler av tilsynsvirksomheten finansiert med avgifter eller gebyrer betalt av aktører i sektoren. Forvaltningskostnadene ved kjernekraft er mer omfattende fordi en rekke andre instanser også vil få vesentlige oppgaver (se kapittel 17 og 11), som bare delvis kan forventes dekket av aktørene gjennom gebyrer knyttet til for eksempel søknader om tillatelse eller til årlige avgifter. For samfunnet påløper derfor ekstra omkostninger som hovedsakelig er knyttet til sikkerhet og beredskap med tanke på strålefare. I Sverige øker eksempelvis Strålsäkerhetsmyndigheten bemanningen med 80 årsverk i forbindelse med de nye planene for kjernekraft (Klimat- och näringslivsdepartementet, u.å.). Isolert sett svekker dette

den samfunnsøkonomiske lønnsomheten sammenlignet med den bedriftsøkonomiske.

Kjernekraft fører ikke til utslipp av klimagasser i selve kraftproduksjonen. Markedsprisene for elektrisk kraft i Norge (og Europa for øvrig) fanger opp Norges og EUs regulering av utslipp av klimagasser fra kraftproduksjon. Kraftprisen som kjernekraftverket oppnår reflekterer derfor verdien av denne gode egenskapen. Men siden dette da er tatt hensyn til i den bedriftsøkonomiske analysen, er det ikke grunnlag for å legge til ytterligere gevinster til avkarbonisering for løsningen med kjernekraft – også i en alternativ utvikling uten kjernekraft vil Norge kunne avkarbonisere energiforbruket.

Kjernekraft medfører mindre arealbruk og lavere belastning på natur enn andre metoder for kraftproduksjon. Både vannkraftverk, vindkraftverk og solkraft er generelt mer arealkrevende (stort arealbehov per produsert energienhet) enn kjernekraft. En står dessuten friere til å plassere kjernekraft, og kan lettere ta hensyn til avstand til strømnett og kraftforbruk, naturverdier og eventuelle andre interessekonflikter. Nettkostnader fanges imidlertid opp av bedriftsøkonomiske analyser. Slik konsesjonssystemet for vannkraft, vindkraft og solkraft er lagt opp i Norge, gis det ikke konsesjon (fra NVE eller Energidepartementet) med mindre nytteverdiene overstiger blant annet verneinteresser og andre ulemper ved det enkelte prosjektet. Virkninger på natur er derfor i hvert fall delvis reflektert i markedsprisene, og dermed inkludert i den bedriftsøkonomiske analysen. Vi kan likevel legge til grunn at miljøvirkningene av kjernekraft er annerledes enn for vannkraft, vindkraft og solkraft, og at arealavtrykket er lavere. Det er vanskelig å kvantifisere den samfunnsøkonomiske verdien av miljøvirkninger og arealavtrykk, men det gir antakelig isolert sett en positiv verdi utover den bedriftsøkonomiske.

Kapittel 27
Statens rolle hvis vi skal etablere kjernekraft i Norge

I et markedssystem er statens rolle i utgangspunktet å legge rammer for at aktørene kan ta effektive beslutninger. Når det gjelder utbygging av ny kraftproduksjon, er det kraftprodusentene og investorene, ikke myndighetene, som har de beste forutsetningene for å ta beslutninger om investeringer. Statens rolle er fortrinnsvis å legge rammer for investeringene som fører til at aktørene investerer i prosjekter som også er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Når spørsmålet er om staten bør ta en økonomisk rolle i utbyggingen av kjernekraft i Norge, må vi vurdere om dagens rammebetingelser gjør at samfunnsøkonomisk lønnsomme kjernekraftprosjekter også blir lønnsomme investeringer for kommersielle aktører. Et annet spørsmål er om kjernekraft har egenskaper som tilsier at staten må legge spesielle føringer for hvordan aktørene eventuelt planlegger kjernekraftverk.

Kapittelet tar utgangspunkt i beskrivelsen av hvordan kraftforsyningen i Norge er regulert i kapittel 22. Vi drøfter hvordan statlig involvering i investeringer generelt kan begrunnes og motiveres, og hvorvidt slike begrunnelser gjelder for investeringer i kjernekraft i Norge. Avslutningsvis drøfter vi nærmere hvordan staten kan forholde seg til risiko knyttet til utvikling av kjernekraft.

27.1 Begrunnelser for statlig styring

Det er ulike grunner til at stater griper inn i kraftmarkedet. Historisk har statlige myndigheter i de fleste land grepet inn i utviklingen av kraftsystemet på forskjellige måter og av ulike grunner. Mot slutten av forrige århundre gikk de fleste vestlige land vekk fra at staten direkte eller indirekte tok ansvar for investeringer i kraftproduksjon, og la om til markedsbaserte investeringer (se kapittel 22). Det grunnleggende prinsippet for inngrep i en markedsøkonomi, er at staten bør korrigere rammebetingelsene dersom det gir mer effektiv samfunnsøkonomisk ressursbruk. Utviklingen av fornybare energikilder har f.eks. vært drevet fram av ulike støtteordninger. I økonomisk terminologi snakker vi om å fjerne markedssvikt, korrigere for ufullstendige markeder eller rette opp reguleringssvikt (se boks 27.1).

Staten kan også ha andre motiver for inngrep i kraftmarkedet. Staten kan for eksempel ha industripolitiske mål som krever mer kraft enn markedsaktørene vil investere i av seg selv. Land som er avhengig av å importere olje eller gass til sin energiforsyning, kan ha et sikkerhetspolitisk motiv for å stimulere utvikling av innenlandske ressurser i stedet. Sveriges Riksdag har i 2025 vedtatt at staten skal bidra til at det på nytt bygges kjernekraft i Sverige. Ifølge en fersk analyse (Bergman, 2025), som tar utgangspunkt i økonomisk teori, har den svenske staten begrunnet sine inngrep ut fra følgende motiver:

1. Å korrigere for markedssvikt
2. Å kompensere for ufullstendige markeder
3. Å oppnå industripolitiske mål
4. Å oppnå sikkerhetspolitiske mål
5. Å redusere konsekvensene av politisk risiko

Den svenske regjeringens begrunnelser har hovedsakelig vært knyttet til punkt 2–4, mens den femte begrunnelsen er blitt viktigere i senere tid.

Europakommisjonen har fastsatt kriterier for å godkjenne at medlemsstater støtter utbygging av kjernekraft. EUs regelverk (Europakommisjonen, 2025) er langt på vei sammenfallende med det teoretiske rammeverket beskrevet i boks 27.1 og begrunnelsene i Sverige:

– Manglende markedsinstrumenter for fordeling av risiko. Det gjør at risikoen for enkeltaktører blir for høye, og øker kapitalkostnadene og dermed avkastningskravet for prosjektet. Det kan føre til at presumptivt lønnsomme prosjekter ikke blir realisert. Europakommisjonen henviser til at kjernekraftverk er kapitalintensive prosjekter med lengre bygge- og levetider enn fornybarprosjekter. Det innebærer at store kostnader må bæres lenge før inntektene fra markedet, som skal finansiere disse kostnadene, faktisk kommer (se kapittel 26).

Boks 27.1 Samfunnsøkonomiske begrunnelser for statlig inngrep i kraftmarkedet

Markedssvikt beskriver situasjoner der markedet har egenskaper som gjør at fri konkurranse ikke gir det beste resultatet for samfunnet samlet sett. Sentrale forutsetninger for samfunnsøkonomisk effektiv konkurranse er at det er tilstrekkelig mange tilbydere og etterspørrere i markedet; at alle har tilgang til samme informasjon, at det er frivillig å delta i markedet – inkludert fri etableringsrett; at produksjonen ikke er preget av stordriftsfordeler; at produksjon eller forbruk ikke gir opphav til kostnader som påføres andre og som ikke er prissatt (såkalte eksterne kostnader); eller at godet ikke kan prissettes i markedet fordi alle nyter godt av det så snart det er produsert (såkalte kollektive goder). Det klassiske eksemplet på et kollektivt gode er forsvar – når et forsvar er etablert, forsvares alle som befinner seg innenfor det området som forsvares. Markeder kan også produsere for lite av en aktivitet dersom den som betaler kostnaden for aktiviteten, ikke fullt ut høster gevinsten, noe som f.eks. er en begrunnelse for offentlig støtte til forskning og utvikling.

Ufullstendige markeder brukes om situasjoner der det i praksis ikke er mulig for aktørene å inngå nødvendige eller ønskelige avtaler. Begrepet knyttes ofte til muligheter for risikoavlastning, forsikring og forsyningssikkerhet, eller til langsiktige problemstillinger. For eksempel har det vært vanskelig for norske husholdninger å inngå fastprisavtaler om strøm (mens det har vært tilnærmet umulig å få avtale med spotpris for husholdninger i flere land på kontinentet). Et annet eksempel er at framtidige generasjoner ikke kan inngå avtale med dagens aktører, for eksempel om bevaring av natur eller utslipp av klimagasser. Stor usikkerhet eller høye transaksjonskostnader kan være en årsak til ufullstendige markeder, og kan, avhengig av omstendighetene, være et motiv for statlige inngrep.

Reguleringssvikt oppstår når reguleringer har utilsiktede eller uønskede virkninger. De fleste markeder er omfattet av ulike reguleringer, men reguleringene fremmer ikke alltid effektive markeder. Det kan skyldes at reguleringen kunne vært bedre, eller at «perfekt» regulering ikke alltid er mulig med kjente metoder. Ikke alle reguleringer er innført eller utformet for å sikre effektiv konkurranse. For eksempel kan reguleringer være innført av fordelingsmessige grunner eller for å skaffe staten inntekter (gjennom skatter og avgifter). Reguleringene kan også være mangelfulle fordi det har skjedd endringer i markedene, f.eks. gjennom teknologiutvikling eller utvikling av nye produkter. Dagens norske energiregulering er f.eks. ikke utformet med tanke på kjernekraft (se Del V). Såkalt reguleringssvikt kan dermed også være en begrunnelse for endringer i reguleringer for å sørge for likebehandling av teknologier og aktører, eller andre grep for å motvirke uønskede virkninger.

- Regelverk og krav som endres i løpet av prosjektets levetid. Det kan dreie seg om regelverk som gjelder kjernekraft eller andre statlige inngrep i markedet som reduserer inntjeningen til kjernekraft, for eksempel subsidier til andre typer kraftproduksjon eller direkte inngrep i prisdannelsen. Slik risiko kan innebære at private investorer krever en høyere avkastning eller ikke vil investere i det hele tatt.
- Eksterne effekter knyttet til behov for investeringer i annen infrastruktur. Andre typer kraftproduksjon (vind og sol) kan kreve større investeringer i nettet enn kjernekraft. Kjernekraftverkene får med dagens rammebetingelser ikke nødvendigvis uttelling for at de dermed bidrar til lavere systemkostnader, verken gjennom markedsprisen eller nettariffen (se også kapittel 24 og 25).
- Læreeffekter ved investeringer i nye teknologier som SMR-er og AMR-er (se kapittel 7).

Finansiering og økonomisk risiko står sentralt i diskusjoner om statlig engasjement for kjernekraft. De økonomiske risikofaktorene for en utbygger av kjernekraft er ikke prinsipielt forskjellig fra utbygging av andre typer kraftverk. Tidshorisonten er imidlertid svært lang, noe som rett og slett betyr at mulighetene for uheldige situasjoner øker. Erfaringene fra de siste kjernekraftverkene i Europa er også svært negative, med voldsomme kostnadsoverskridelser og forsinkelser ved finske Olkiluoto 3 (se punkt 16.4) og Hinkley Point C i Storbritannia (se punkt 16.6). Europakommisjonen (2025) peker særlig på behovet for å avlaste byggerisiko og markedsrisiko. De understreker også at investorene ikke bør skjermes for all risiko, fordi det i så fall

svekker eller fjerner incentivene til å redusere byggekostnadene og til effektiv drift av kraftverket i forhold til markedssignalene.

27.2 Vurdering av grunnlaget for inngrep i det norske kraftmarkedet

Konkrete inngrep i kraftmarkedet krever spesifikke begrunnelser dersom effektiv bruk av ressursene er et prioritert mål. Det er ikke tilstrekkelig bare å forklare hva som kunne ha vært gode begrunnelser for statlige inngrep i et marked. I det følgende drøfter vi derfor om det finnes forhold i det norske kraftmarkedet som tilsier at statlig støtte til kjernekraftverk er fornuftig.

27.2.1 Har vi relevant markedssvikt?

Vi har generelt sett et velfungerende norsk og nordisk kraftmarked. Etter utvalgets vurdering er det ikke åpenbare grunner til at markedssvikt generelt hindrer samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i det norske og nordiske kraftmarkedet:

- Det norske og nordiske kraftmarkedet er preget av velfungerende konkurranse og fri etableringsrett. Energiselskaper og -investorer kan søke om konsesjon, og får det dersom de oppfyller konsesjonsvilkårene og ikke møter for stor folkelig motstand (vindkraft på land), eller prosjektet er klart samfunnsøkonomisk ulønnsomt.
- Skattlegging av kraftproduksjon er ikke nødvendigvis perfekt fra et økonomisk perspektiv i alle land, men skattene er ikke utformet for å hindre samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter. I mange tilfeller, inkludert i Norge, legger myndighetene stor vekt på at skatter utformes effektivt.
- Forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet er høy, jf. Statnett (2023b), NVE (2024c) og NVE (2026f). Vi har behov for import i tørre år, noe som sikres gjennom mellomlandsforbindelser med stor kapasitet til flere land.
- Nettselskapene er monopoler i sine konsesjonsområder, men deres mulighet til å utnytte monopolmakten begrenses gjennom omfattende og effektive reguleringer.
- Selv om det har skjedd endringer i energibeskatningen de senere årene, er målene for skattepolitikken og beskatningen av kraftproduksjon stabil i forhold til andre land.
- Negative eksterne virkninger av kraftproduksjon håndteres gjennom konsesjonsregler og CO_2-prising.
- Støtte til fornybar kraftproduksjon gjennom elsertifikatmarkedet var begrunnet i et behov for å støtte utvikling av fornybar kraft i en markedsintroduksjonsfase. Utbyggingsmålene i ordningen ble nådd i 2021, og anlegg som siden er satt i drift, mottar ikke sertifikater – nå er investeringer i sol- og vindkraft på land basert på markedsvilkår uten statlig støtte. Tilsvarende er subsidiene til de første havvindprosjektene begrunnet med at prosjektene vil gi læreeffekter som vil få kostnadene ned, gjøre produksjonen lønnsom etter hvert og omstille leverandørindustrien innen olje- og gassvirksomhet til (eksport-)industri for teknologi og tjenester for havvind.
- Siden det er et felles kraftmarked i Europa, som Norge er en del av, begrenses enkeltstatenes handlingsrom av EU-direktiver som regulerer utformingen av og konkurransen i markedet, og av virkemidler for å nå felles klimamål. Siden markedet er felles, kan nasjonale reguleringer både svekke og styrke nasjonale aktørers internasjonale konkurranseposisjon. EUs statsstøtteregelverk krever at statsstøtte ikke er konkurransevridende, og at eventuell støtte gis gjennom differansekontrakter og/eller lån og finansielle garantier fra staten.

Kjernekraft gir neppe opphav til vesentlige positive eksterne virkninger som ikke prises i markedet allerede. Det er fremmet flere argumenter for at staten skal støtte utviklingen av kjernekraft. Blant disse er de viktigste at kjernekraftverk kan bidra med verdier til kraftsystemet som de ikke får betalt for, det vi kaller for positive eksterne virkninger. De oftest nevnte aktuelle eksternalitetene er at kjernekraften produserer nokså stabilt, slik at det blir behov for mindre fleksibilitet i systemet ellers (se kapittel 21 og kapittel 25), og at kjernekraft har egenskaper som støtter systemdriften (rotasjonsenergi). Hvorvidt disse egenskapene gir positive eksterne virkninger, kommer imidlertid an på egenskapene ved systemet ellers og i hvilken grad egenskapene omfattes av betalte tjenester. Analysen i kapitlene foran viser at kjernekraftverk kan få betalt i det omfang de leverer tjenester som systemoperatørene har behov for. Kraftverk som bidrar til å øke behovet for systemtjenester betaler for det direkte gjennom ubalansene de eventuelt skaper, og indirekte gjennom inntekter de går glipp av. Samlet betyr dette at slike eksternaliteter blir internalisert i markedet og ikke lenger et relevant argument for statlige inngrep.

Tidshorisonten for kjernekraft skaper en negativ ekstern virkning. Tidshorisonten for deponering

av brukt brensel og annet høyaktivt og langlivet avfall er i størrelsesorden 100 000 år. Det innebærer irreversible forpliktelser for framtidige generasjoner som de ikke kan være med å ta stilling til. Kostnaden for å etablere og lukke deponier kan langt på vei internaliseres for utviklere av kjernekraft ved at det stilles krav om at utvikleren finner og bekoster en løsning for deponi og setter av penger gjennom levetiden for å håndtere dette.

Kjernekraft skaper risiko som staten ikke kan kvitte seg med. En stat som tillater kjernekraft, blir nødvendigvis sittende med noe risiko selv om en utvikler forsikrer seg mot ulykker eller andre uønskede hendelser. Det henger sammen med at et selskap som utvikler kjernekraft, rettslig sett må kunne gå konkurs.[1] Ettersom det i praksis ikke er mulig å definere en øvre grense for hvor store kostnader et uhell kan medføre, blir staten da ansvarlig overfor andre stater for konsekvensene av en ulykke (se kapittel 15 og boks 15.1 om internasjonale konvensjoner). Selv om det i prinsippet er slik at staten blir sittende med risiko når et hvilket som helst selskap går konkurs, er denne risikoen større og mer uoversiktlig for kjernekraft enn for andre teknologier for kraftproduksjon. Et dambrudd ved et vannkraftverk kan også gjøre betydelig skade, men bare unntaksvis over landegrenser.

Betydelige stordriftsfordeler er en form for markedssvikt. Stordriftsfordelene ved kjernekraft er omfattende og springer ut fra flere forhold. Den relativt omfattende nasjonale infrastrukturen som kreves for kjernekraft, særlig knyttet til regulering, sikring og beredskap og til deponi, blir langt billigere (per energienhet) om den deles mellom flere kjernekraftverk. Dette økonomiske aspektet er en av årsakene til at stater med kjernekraft normalt griper inn, korrigerer for markedssvikten og fastsetter rammene for hvordan kjernekraftverkene skal organisere og finansiere deponiløsninger, bidra til finansiering av nødvendige reguleringsinstitusjoner (for eksempel gjennom avgifter for konsesjonsbehandling) og bidra til sikring og beredskap (for eksempel gjennom krav til beredskapsorganisasjon og regelmessige øvelser).

Noen læreeffekter henger sammen med lokalisering. Høsting av læreeffekter ved utbygging av flere enheter er en viktig motivasjon for utviklingen av SMR-er, og gjør seg dels også gjeldende for storskala kjernekraft. Læreeffekter for en type design eller teknologi kan høstes gjennom utbyggingsvolumer globalt (f.eks. effektiv modularisering). Læreeffekter knyttet til lokale og nasjonale forhold avhenger av hvor mye som bygges ut i hvert land. Erfaringer viser at det er store besparelser knyttet til å bygge flere kraftverk på samme tomt. Det fører imidlertid til at lokaliseringen av kjernekraftverk blir et svært viktig tema for kraftsystemet. Med de økonomiske stordriftsfordelene og den lange tiden for utvikling av kjernekraftverk, og parallell utvikling av kraftsystemet, er det et uvanlig stort behov for gjensidig forpliktende samarbeid mellom kraftutbygger, systemansvarlig nettselskap og energimyndigheter (se også punkt 27.2.3). Dette er et sterkt argument for at eventuell utvikling av kjernekraft koordineres gjennom statlig regi.

27.2.2 Er markedene i praksis ufullstendige?

Norge har en stor industrisektor som er villig til å inngå langsiktige avtaler med kraftprodusenter. Ulike typer industri står for til sammen om lag en tredel av dagens kraftforbruk i Norge. Med omstilling vekk fra fossile brensler vil industriens andel bli større. Eksisterende industri har opptil 100 års erfaring med langsiktige kraftavtaler og har generelt hatt større appetitt for å sikre seg langsiktige avtaler enn dagens kraftprodusenter har hatt. Nye kraftprodusenter i Norden de siste tiårene, som i stor grad har bygget vindkraftverk, har i den grad de har ønsket det, alltid klart å sikre seg langsiktige kraftavtaler med kredittverdige kjøpere. Dette har foregått uten statlige inngrep. Industri og kraftprodusenter har naturligvis ulike oppfatninger om hva som er «riktig» markedspris for langsiktige avtaler. Det er derfor helt naturlig at vi fra tid til annen ser at enkelte virksomheter ikke får kjøpt så mye kraft på så lange kontrakter, som de ønsker – til den prisen de er villige til å betale. Erfaringen i det norske kraftmarkedet er likevel at aktørene inngår avtaler begge parter er fornøyde med på avtaletidspunktet (og som regel i mange år etterpå). Ulik oppfatning om hva som er riktig pris, er imidlertid ikke uttrykk for at markedet er ufullstendig eller ikke fungerer, og er derfor heller ikke noen relevant begrunnelse for at staten skal inngå avtaler med kraftprodusenter. Det er neppe statens oppgave å kjøpe kraft som kraftkundene ikke vil ha.

Finansieringsmulighetene for kraftverk i Norge er gode. Gode prosjekter, både for bygging av nye og for rehabilitering av eksisterende kraftverk, har ikke spesielle utfordringer med finansiering i Norge. Markedsorganiseringen har bidratt til å synliggjøre økonomisk risiko slik at prosjekter med svak eller negativ bedriftsøkonomisk lønn-

[1] Et aksjeselskap er per definisjon et selskap med begrenset ansvar. Det er vanskelig å tenke seg en selskapsform der konkurs er en umulighet.

somhet ikke blir realisert. Gode prosjekter med tilstrekkelig egenkapital er attraktive låntakere for både norske og internasjonale banker og kredittinstitusjoner. Kredittmarkedet i Norge har lang erfaring med kapitalintensiv virksomhet med lang tidshorisont, og til dels begrenset mulighet for langsiktig sikring av inntektene. Kraftproduksjon er ikke den eneste sektoren med slike utfordringer, det gjelder for eksempel også shipping og i noen grad olje og gass.

Markedet for egenkapital til norske kraftverk fungerer godt. Egenkapitalmarkedet for norske vannkraftverk er todelt, fordi andelen som kan eies av andre enn staten og norske kommuner er begrenset (jf. hjemfallsreglene, se NVE (2025i)). Om dette er årsaken, har utvalget ikke vurdert, men vi kan konstatere at omsetningen av egenkapital i vannkraft er relativt lav, bortsett fra det som skjer ved fusjoner mellom eksisterende aktører. Derimot er egenkapital i selskaper som investerer i sol- og vindkraftverk fritt omsettelig. Utviklere av nye prosjekter har til nå erfart at interessen for å investere i vind- og solkraft i Norge er høy, selv om interessen også går opp og ned over tid. Eiere som ønsker å trekke seg ut etter en tid, ser også at det er konkurranse om å få overta eierandeler. Noen enkeltprosjekter har møtt utfordringer, for eksempel fordi de har inngått forpliktende salgsavtaler som det av ulike årsaker har vært vanskelig eller kostbart å oppfylle, og der resultatet har blitt konkurs og refinansiering med nye eiere. Investorene kjenner kraftmarkedet i Norge godt.

Økonomisk risiko forsvinner ikke selv om staten tar en rolle i et prosjekt. Noen begrunner behovet for at staten tar del i – eller avlaster – risikoen ved investeringer i kjernekraft, med at det ikke finnes et privat marked for prosjekter der størstedelen av kostnadene kommer tidlig, mens eventuell avkastning ligger svært langt fram i tid. For investorene kan det være vanskelig, eller for dyrt, å finne kontraktsmotparter som er villige til å sikre inntekter så langt inn i framtiden. Det kan tolkes dithen at det mangler et forsikringsmarked som kan fordele risikoen, og at det er til hinder for at investeringen blir gjennomført. Men markedet kan være ufullstendig fordi markedsrisikoen uansett er for høy i forhold til andre prosjekter. Dersom det er utsikter til at utvikling av SMR-er fører til vesentlig lavere kostnader for nye kjernekraftverk om 10–20 år, kan både investorer og långivere vurdere dagens risiko som så høy at de ikke vil gå inn i prosjektene på egenhånd nå. Usikkerheten om framtidig etterspørsel og kostnadsforhold forsvinner ikke selv om staten går inn i et prosjekt eller garanterer private aktører kostnadsdekning eller risikoavlastning.

Stor usikkerhet er i seg selv ikke uttrykk for at vi har ufullstendige markeder. Finansieringsutfordringene som markedsbaserte kjernekraftinvesteringer står overfor, er derfor ikke markedssvikt. Tvert imot synliggjør de kostnadsulemper for kjernekraft under dagens markedsforhold.

27.2.3 Er reguleringen av kraftmarkedet og kjernekraft mangelfull?

Reguleringen av kraftmarkedet i Norge er god, men ikke tilpasset behov for overordnet koordinering som kjernekraft skaper. Norge har stått modell for regulering av kraftmarkedet i Europa. Det har skjedd gjennom pragmatiske løsninger på kompliserte spørsmål. Reguleringen er i stadig endring, i takt med at vi lærer hva som kan forbedres og hvordan teknologiske endringer skaper nye muligheter og utfordringer. Et stadig aktuelt tema er hvordan kapasitetsbegrensninger i strømnettet best kan håndteres, men det er i praksis et spørsmål som har liten betydning for spørsmålet om hvordan kjernekraft passer inn i kraftsystemet, eller om myndighetens rolle vis-à-vis kjernekraft. Derimot er det klart at dagens norske lover og forskrifter om kraftmarkedet, kraftsystemet og om atomenergi, ikke er utformet med tanke på hvordan kjernekraft kan inkluderes i kraftsystemet. Som forklart i kapittel 25, er det sterke grunner til at staten må ha en mer koordinerende rolle for kjernekraft enn for andre teknologier, dersom staten ønsker at kjernekraft skal kunne være en del av kraftmiksen i Norge. Dette koordineringsbehovet bør i så fall trolig komme klart fram i Energiloven eller relevante forskrifter.

Dagens regulering av kraftsektoren betyr at konsekvenser for natur og miljø samt arealkonflikter, vurderes eksplisitt og nøye i konsesjonsbehandlinger. Areal- og miljøkonsekvenser av ulike teknologier for kraftproduksjon er drøftet i kapittel 23. Metodikken må anvendes med bevissthet om at framtidige generasjoner verken deltar i dagens markeder eller kan representere seg selv i dagens konsesjonsprosesser. Se også en drøfting av generasjonshensyn i et etisk perspektiv i kapittel 29.

27.2.4 Tilsier industripolitiske mål statlig støtte til kjernekraft?

Mange land er opptatt av at det skal være attraktivt å etablere industri eller annen økonomisk aktivitet. Dersom staten sørger for at det bygges ut mer kraftproduksjon enn hva markedet ellers ville ha

utløst, vil kraftprisene i et markedsbasert system bli lavere enn de ellers ville ha vært. Det er noen vesentlige utfordringer ved dette: Det ene er at kostnaden ved kraftproduksjon uansett må dekkes av noen. Dersom (den nye) industrien ikke kan betale disse kostnadene, må noen andre gjøre det. Uansett hvem som tar kostnaden, er det normalt viktig at kraftutbyggingen gjennomføres til lavest mulig kostnad. Da er det ikke gitt at kjernekraft er et konkurransedyktig alternativ, men dette vil kunne variere mellom land. En annen utfordring er at de fleste stater er enige om visse spilleregler knyttet til internasjonal handel. Disse reglene legger begrensninger på hva en stat kan gjøre for å favorisere industri i sitt land. EU- og EØS-land må for eksempel søke om godkjenning av inngrep som kan anses som statsstøtte.

Norge har internasjonalt ledende kompetanse innenfor enkelte fagområder som er relevante for kjernekraft. Det kan tenkes at norske miljøer har konkurransefortrinn, for eksempel innen mekanisk industri, som kan få en viktig rolle med fabrikasjon av moduler til SMR-er (se også kapittel 13 om kompetanse). Samtidig er det usikkert om det er mulig, eller ønskelig, for Norge å satse på å bli en viktig leverandørnasjon for kjernekraftteknologi. Det er usikkert om det kan etableres et hjemmemarked som gir et tilstrekkelig grunnlag for å realisere eksportambisjoner, slik myndighetene har lagt til grunn for havvind. Norge har ingen naturgitte fortrinn på området, og få bedrifter med erfaring fra kjernekraft.

Begrunnelsen for subsidiering av havvind er sammensatt. Den norske staten har i senere tid grepet inn i markedet gjennom subsidier til vindkraft til havs (se boks 21.6). Den politiske begrunnelsen er at Norge trenger mer kraftproduksjon, at andre kraftkilder er begrenset, og at havvind kan skape nye arbeidsplasser i leverandørindustrien både for leveranser til norske prosjekter og for teknologieksport. Særlig for flytende vindkraft har det videre blitt framhevet at teknologien er ny og umoden, og at statlig støtte derfor er nødvendig i en tidlig fase. I den politiske argumentasjonen blir det også vist til at nye teknologier gjerne har høye kostnader i en introduksjonsperiode, og at tidlig utbygging gir læreeffekter som reduserer kostnadene for senere prosjekter. Ut fra denne begrunnelsen, er statens rolle å støtte tidlig utbygging – såkalt markedsintroduksjon. I neste omgang, når læreeffektene er realisert, er tanken at prosjektene skal klare seg uten støtte, og det blir opp til markedsaktørene å vurdere hvorvidt og når videre investeringer er lønnsomme. Utvalget har ikke gjort egne vurderinger av om slike fortrinn foreligger for havvind eller andre kraftteknologier, men argumenterer over for at det ikke foreligger slike fortrinn for kjernekraft i Norge.

27.2.5 Tilsier sikkerhetspolitiske mål støtte til kjernekraft?

Redusert importavhengighet kan være en relevant sikkerhetspolitisk begrunnelse for statlige inngrep i kraftforsyningen. Norges energi- og kraftproduksjon er allerede i usedvanlig liten grad avhengig av import av råvarer. Dette ser annerledes ut for en rekke andre land i Europa, som stadig er avhengig av russisk olje eller gass. Særlig blant de landene som samtidig har begrensede muligheter til å satse på fornybar kraft, er det mange som vurderer eller har bestemt seg for å bygge ut kjernekraft. For Norge innebærer imidlertid kjernekraft en viss økning i importavhengigheten på grunn av behovet for import av brensel. Kjernekraft skaper dessuten nye sikkerhetspolitiske utfordringer knyttet til ikke-spredning og behov for sikring mot uønskede hendelser.

Norge har en svært desentralisert kraftforsyning. Norge har relativt få kraftstasjoner som er svært store; de fleste er relativt små og vesentlig mindre enn mange av SMR-konseptene som er lansert. Stordriftsfordelene ved kjernekraft tilsier at selv om den enkelte reaktor eventuelt er liten, har det stor betydning for økonomien i det enkelte prosjekt om flere reaktorer samlokaliseres. Med kjernekraft kan vi derfor komme i en situasjon med stor kraftproduksjon konsentrert på et lite område, og med det, nye sikkerhetsmessige utfordringer for norsk kraftforsyning. Denne utfordringen er relevant for havvind også, dersom (store) vindparker til havs får felles nettilknytning til land, slik det eksempelvis er planlagt for utbyggingen på Sørlige Nordsjø II.

27.3 Kjernekraft og statlig finansiering eller andre inngrep

Selv om det fra et samfunnsøkonomisk perspektiv kan være vanskelig å begrunne, skjer mye av dagens utbygging av kjernekraft med statlig økonomisk involvering. Kjernekraftverkene som ble bygget fram til 1990-tallet, ble stort sett etablert i land som ikke hadde markedsbasert kraftomsetning, slik vi har i Europa i dag. Nylig besluttede nye kjernekraftverk eller levetidsforlengelser i land som har innført markedsbasert kraftomsetning, støttes gjennom ulike mekanismer, som toveis dif-

feransekontrakter (CfD; Tsjekkia, Polen, Belgia, Hinkley Point C i Storbritannia), risikoavlastning på ulike vis (Sverige gjennom lån via staten, Belgia gjennom statlig overtagelse av ansvar for avfall og deponi)[2] og langsiktige kraftkjøpsavtaler (UAE, Tyrkia). Andre mekanismer omfatter fullfinansiering (Paks II i Ungarn, basert på en avtale mellom Ungarn og Russland), dekning av byggekostnader gjennom nettariffen (to prosjekter i USA), en såkalt RAB-modell som sikrer utbygger en avtalt avkastning på investeringen (Sizewell C i Storbritannia). Gjeldende EU-regulering krever generelt at subsidier til kraftproduksjon løser et identifisert problem, og gis i form av toveis differansekontrakter, gitt at støttebehovet kan begrunnes.[3] I Norge er det inngått en slik kontrakt for havvind fra Sørlig Nordsjø II (se boks 21.6) (Energidepartementet, 2025). Slik statlig støtte er basert på nasjonale politiske prioriteringer, og innebærer ikke i seg selv en samfunnsøkonomisk begrunnelse for slike virkemidler.

Det finnes imidlertid ett kjernekraftverk som er bygget i nyere tid, der beslutningen ikke var basert på statsstøtte fra vertsnasjonen. Det finske kjernekraftverket Olkiluoto 3 er finansiert gjennom den såkalte Mankala-modellen. Dette er ikke statsstøtte eller subsidier, men kan forstås som et samvirkelag der hver deltager skyter inn kapital og forplikter seg til å kjøpe sin andel av produksjonen til selvkost. Samtidig lyktes finnene med å få tilbud der leverandøren hadde indirekte garanti for byggekostnadene fra den franske stat. Bakgrunnen for dette var trolig et sterkt ønske om å «komme i gang» igjen med bygging av kjernekraft og mulighet for økt sysselsetting i Frankrike. Mankala-modellen og statsgaranterte byggekostnader var tilstrekkelig til at eierne kunne sikre seg vanlig lånefinansiering for sitt resterende kapitalbehov. Da det viste seg at utbyggingen ble langt dyrere og tok vesentlig lenger tid enn først antatt, var det til syvende og sist den franske stat som måtte bære det meste av overskridelsen.

Støtteordninger eller andre inngrep bør begrunnes ut fra en konkret vurdering av barrierer eller mangler ved markedet eller rammebetingelsene. Virkemiddelbruken bør tilpasses identifiserte problemstillinger, jf. diskusjonen ovenfor. Støtteordninger bør fortrinnsvis være teknologinøytrale (jf. subsidiaritetsprinsippet) – dvs. at man ikke velger eller skreddersyr støtteordninger til spesifikke teknologier dersom det ikke er nødvendig eller kan begrunnes konkret. EUs regelverk er basert på at støtte kan gis som tosidig differansekontrakt og/eller lån og finansielle garantier fra staten.

Risikoen forsvinner ikke selv om staten tar en rolle i et prosjekt – den overføres bare til staten. Hvis argumentet for statlig involvering er høy risiko, må staten veie risikoen ved å investere mot eventuell risiko ved å ikke investere i kjernekraft. Manglende eller dyr finansiering kan være et tegn på at den grunnleggende økonomiske risikoen ved investering i kjernekraft er for høy, og at aktørene derfor foretrekker å investere i andre prosjekter. Statlig støtte til kjernekraft for å redusere eventuell risiko knyttet til mangelfulle investeringer, må vurderes opp mot andre tiltak og virkemidler.

Utviklingen av kjernekraftteknologi kan tilsi en stor verdi av å vente. Om framtidens SMR-er eller fjerdegenerasjons kjernekraftverk blir svært rimelige med kort byggetid og liten kostnadsrisiko, kan de klare seg uten statlig støtte i kraftmarkedet. Det tar imidlertid mange år før vi vet nok om dette, jf. kapittel 8.

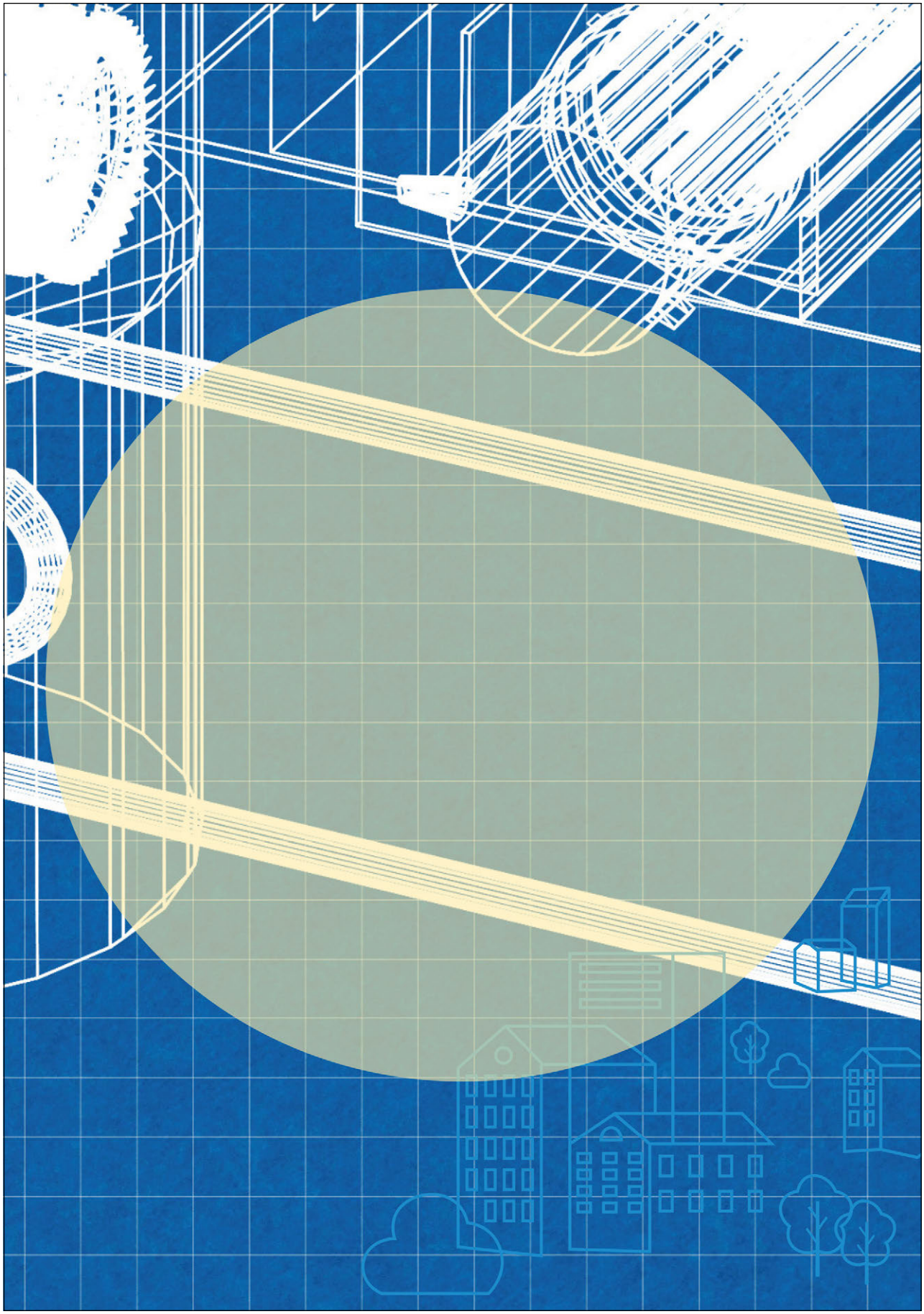
Dersom Norge åpner for etablering av kommersiell kjernekraft, har det konsekvenser for statens rolle. Selv om vi ikke finner grunnlag for at staten skal subsidiere kjernekraft nå, vil vi understreke at staten vil måtte ta en tydeligere og koordinerende rolle dersom Norge skal introdusere kjernekraft. I prinsippet kunne man tenke seg at Norge åpner for etablering av kjernekraft på rent kommersielle vilkår, dersom det finnes investorer som er villige til å finansiere det. En slik tilnærming vil imidlertid ikke komme uten kostnader for staten. For det første krever behandling av konsesjonssøknader om kjernekraft at det på forhånd må bygges opp omfattende ny kompetanse og kapasitet i myndighetsapparatet, selv om det er usikkert om noen kommer til å søke. For det andre er det en gjensidig avhengighet mellom nett- og kjernekraftutvikling som gir behov for å koordinere en kjernekraftutbygging med nettutbygging på en annen og mer forpliktende måte, enn det som gjelder for andre typer kraftproduksjon. Dette er både knyttet til sikkerheten ved kjernekraftverket og til størrelsen og lokaliseringen av kjernekraftkapasiteten, og til de relativt

---

2 Den svenske støttemodellen er nærmere beskrevet i punkt 16.5.

3 Kommisjonen skal lage en veiledning for hvordan medlemslandene skal utforme toveis differansekontrakter, hvordan kontraktene kan kombineres med kraftkjøpsavtaler og jobbe sammen med EIB (den europeiske investeringsbanken) for å fremme kraftkjøpsavtaler på en teknologinøytral måte. «The European Commission is empowered to issue bonds on behalf of Euratom to finance back-to-back loans to investment projects related to nuclear power generation and the nuclear fuel cycle in EU countries. …» (Europakommisjonen, u.å.).

lange ledetidene for både nett og kjernekraft. For det tredje krever kjernekraft en opprusting av myndighetsapparatet knyttet til sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll av radioaktivt materiale, inkludert utvikling av nye risikobilder og økt beredskapsevne og -kapasitet.



Figur 27.1

Del VII
Etiske sider og betydningen av samfunnsaksept

Kapittel 28
Hvordan forstå og vurdere risikoer knyttet til kjernekraft?

Når man skal vurdere konsekvensene av å introdusere kjernekraft i Norge, er det sentralt å forstå risikoene det innebærer. Hvordan forstås og anvendes risikobegrepet i ulike fagtradisjoner? Hva særpreger risikoene ved kjernekraft sammenlignet med andre energikilder, og hvordan håndteres disse risikoene? Hvordan påvirker lange tidshorisonter og et begrenset kunnskapsgrunnlag beslutninger? Disse spørsmålene danner rammen for dette kapittelet.

Vi forklarer hvordan usikkerhet og risiko forstås og håndteres i ulike sammenhenger, og hvorfor dette har betydning for valg av metode, beslutningskriterier og regulering. Vi drøfter også betydningen av klimarisiko i beslutningen av kjernekraft i Norge. Framstillingen bygger særlig på kapittel 11, som beskriver det omfattende sikkerhetsarbeidet i kjernekraftsektoren. Kapittelet avklarer hva risikovurderinger kan og ikke kan avgjøre, og legger grunnlaget for kapittel 29 der verdimessige avveininger behandles eksplisitt. Fordelingen av risiko og tilhørende ulemper påvirker befolkningens aksept, et tema vi belyser i kapittel 30.

28.1 Hva mener vi med risiko og usikkerhet?

Risiko handler om uønskede konsekvenser av våre aktiviteter og usikkerheten knyttet til disse. All aktivitet innebærer en viss risiko, og vi står stadig overfor beslutninger som innebærer risiko. Risiko kan innebære konsekvenser for liv og helse, natur, økonomi, rettslige forhold eller omdømme. Vi velger å ta risiko fordi vi mener nytten overstiger de mulige negative konsekvensene.

Ulike fagtradisjoner bruker begrepene usikkerhet og risiko forskjellig. Risiko er ikke et entydig begrep, men forstås og anvendes ulikt på tvers av fagdisipliner. I dette kapittelet bruker vi «risiko» om uønskede konsekvenser av en aktivitet og usikkerheten knyttet til konsekvensene. Denne måten å forstå risiko på skiller seg fra enkelte fagtradisjoner hvor risiko forstås bredere og også kan omfatte positive konsekvenser av usikkerhet. Ulike fag vektlegger ulike typer konsekvenser, har ulike forutsetninger for å beskrive usikkerhet og benytter ulike kriterier for hvordan risiko tas hensyn til i beslutninger. I noen sammenhenger står optimalisering av forventet nytte sentralt, mens andre legger hovedvekten på forebygging av uakseptable hendelser. Disse forskjellene har betydning for valg av analysemetoder, for hvordan risikovurderinger tolkes, og for hvilke krav som stilles til regulering. Boks 28.2 gir en kort oversikt over sentrale forskjeller i risikoforståelse mellom utvalgte fagområder.

I sin mest generelle form kan usikkerhet defineres som mangel på full sikkerhet om utfallet av en handling eller en hendelse. Denne definisjonen er bevisst vid. Den sier ingenting om hvorvidt usikkerheten kan kvantifiseres, eller om den kan reduseres gjennom mer kunnskap. Nettopp disse spørsmålene skiller de ulike faglige tradisjonene fra hverandre. En sentral distinksjon går mellom usikkerhet knyttet til tilfeldig variasjon (aleatorisk) og usikkerhet knyttet til ufullstendig kunnskap (epistemisk) slik beskrevet i boks 28.1. Skillet er viktig fordi det har direkte betydning for hvordan usikkerhet bør håndteres.

Begrepet risiko brukes ofte som en samlekategori for usikkerhet og konsekvensene av en aktivitet, men har i mange faglige sammenhenger en mer presis betydning. I økonomi og beslutningsteori knyttes risiko gjerne til variabilitet i utfall gitt kjente eller antatte sannsynligheter. Risiko forstås da som et mål på spredning eller ønsket/uønsket variasjon rundt et forventet resultat, og dette resultatet kan være knyttet til nytte, f.eks. økonomisk overskudd. I sikkerhets- og ulykkesanalyse, særlig innen kjernekraft, defineres risiko derimot eksplisitt som en kombinasjon av frekvens (eller sannsynlighet) og konsekvens. Her står ikke optimalisering av forventet nytte sentralt, men forebygging av uakseptable hendelser. Disse ulike risikobegrepene reflekterer ulike formål og beslutningskontekster (se boks 28.2).

Boks 28.1 Aleatorisk og epistemisk usikkerhet

Aleatorisk usikkerhet (tilfeldighetsusikkerhet) viser til iboende tilfeldig variasjon (stokastisk) i naturen eller i tekniske systemer, for eksempel komponentfeil, initierende hendelser[1] og sekvenser av systemsvikt (IAEA, 2022). Denne typen usikkerhet anses som ikke-reduserbar i den forstand at den ikke kan reduseres selv med mer kunnskap. Usikkerheten håndteres derfor ved hjelp av sannsynlighetsmodeller basert på historiske feildata, statistiske fordelinger, og stokastiske prosesser. Det er viktig å understreke at aleatorisk usikkerhet innen kjernekraft ikke betyr at risikoen er ukontrollerbar. Reduksjon av risiko skjer gjennom designvalg som kan redusere sannsynlighet for hendelser (materialer, dimensjoner med mer)[2], mens konsekvensen av hendelser kan reduseres med for eksempel designvalg for redundans, diversitet og barrierer (IAEA, 2021a).

Epistemisk usikkerhet (kunnskapsusikkerhet) skyldes ufullstendig kunnskap om systemet som analyseres, f.eks. begrensede data, modellforenklinger, ufullstendig forståelse av fysiske prosesser eller usikkerhet om menneskelig og organisatorisk atferd under ekstreme forhold. Epistemisk usikkerhet kan i prinsippet reduseres med mer kunnskap, men kan aldri elimineres fullt ut i komplekse systemer. Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) legger derfor til grunn at epistemisk usikkerhet må identifiseres eksplisitt, kvantifiseres der det er mulig (for eksempel gjennom intervaller), og håndteres gjennom konservative antakelser og robuste designvalg der kvantifisering ikke er mulig (IAEA, 2016).

Denne todelingen av usikkerhet er avgjørende fordi den påvirker hvordan usikkerhet bør håndteres. Aleatorisk usikkerhet legitimerer bruk av sannsynlighetsregning, statistiske metoder og simulering. Epistemisk usikkerhet reiser derimot spørsmål om modellgyldighet, robusthet, konservatisme og behovet for eksplisitte beslutnings- og vurderingsprinsipper (IAEA, 2016).

[1] En initierende hendelse defineres av IAEA som en hendelse som skaper en forstyrrelse i anlegget og som kan føre til kjerneskade, avhengig av om de ulike sikkerhetssystemene fungerer som de skal (IAEA, 2022)

[2] (i) *Redundans* innebærer at flere like komponenter eller systemer utfører samme sikkerhetsfunksjon, slik at ett system kan overta dersom et annet feiler. (ii) *Diversitet* betyr at man bruker ulike tekniske løsninger eller prinsipper for å redusere risikoen for felles feilårsaker. (iii) *Barrierer* er fysiske eller organisatoriske tiltak som hindrer at en uønsket hendelse utvikler seg videre, for eksempel gjennom innelukking eller avskjerming.

En god risikobeskrivelse identifiserer relevante konsekvenser, vurderer sannsynligheter og synliggjør styrken i kunnskapsgrunnlaget. Sannsynligheter må ses i lys av hvor solid og pålitelig kunnskapsgrunnlag de bygger på. Samtidig handler risiko ikke bare om tallfestede sannsynligheter og konsekvenser, men også om epistemisk usikkerhet. Ofte er det usikkerhet både knyttet til hvor sannsynlig en hendelse er, og om hvilke konsekvenser den kan få. Vurderingen må også ta høyde for hvordan risiko kan endre seg over tid, og hvilke faktorer som kan påvirke både sannsynligheter og konsekvenser (NOU 2018: 17). Innenfor kjernekraft fungerer risikoanalyse primært som et støtteverktøy for design, regulering og prioritering av sikkerhetstiltak, ikke som et beslutningskriterium.

Risikohåndtering dreier seg om å balansere ulike hensyn, identifisere og vurdere tiltak for å redusere risiko og avgjøre hva som kan anses som akseptabel risiko. Et tiltak anses som akseptabelt dersom risikoen i forhold til nytten ligger innenfor et akseptabelt område. Det finnes ulike strategier for å redusere, overføre eller kontrollere risiko, men selv etter gjennomføring av tiltak vil det normalt gjenstå en restrisiko. Hva som anses som akseptabel restrisiko, er ikke et rent faglig spørsmål basert på tekniske og økonomiske vurderinger, men innebærer også verdimessige avveininger. Dette vurderer vi nærmere i kapittel 29.

Boks 28.2 Risiko forstås og håndteres ulikt på tvers av ulike fagområder

I dette kapittelet bruker vi «risiko» om uønskede konsekvenser av en aktivitet og usikkerheten knyttet til disse. Dette avgrenser mot fagtradisjoner som bruker bredere definisjoner der konsekvenser av usikkerhet kan være både positive og negative. Et viktig poeng i denne sammenhengen er at ikke all usikkerhet bør reduseres til sannsynligheter. I fagtradisjoner med stort konsekvenspotensial og begrensninger i kunnskapsgrunnlaget, bør risikovurderinger utfylle – ikke erstatte – normative avveininger og føre-var-hensyn.

Økonomisk risiko oppstår som følge av usikkerhet knyttet til markedsvariabler som priser, etterspørsel, kostnader og inntekter. Innen økonomi og beslutningsteori forstås risiko ofte som variabilitet i utfall gitt antatte sannsynligheter. Innenfor denne definisjonen beskrives usikkerhet ved at mulige utfall kan tilordnes kjente eller estimerbare sannsynlighetsfordelinger – i motsetning til det Knight (1921) omtalte som genuin usikkerhet, der slike fordelinger ikke er kjent eller ikke lar seg spesifisere på et meningsfullt grunnlag. Innenfor kvantitative fagområder som finans og makroøkonomi, behandles usikkerhet ofte parametrisk[1]. Det vil si at usikkerheten representeres gjennom parametere i antatte sannsynlighetsfordelinger og håndteres ved hjelp av optimalisering, sikring eller porteføljestyring. Usikkerhet kan også håndteres gjennom scenarioer med eksplisitt angitte sannsynligheter. I andre deler av økonomifaget kan usikkerheten være av en mer grunnleggende karakter. I slike tilfeller må beslutninger tas under ambiguitet[2], der sannsynligheter ikke kan spesifiseres entydig, og der standard forventningsbaserte beslutningskriterier ikke nødvendigvis gir entydig veiledning (Gilboa & Schmeidler, 1989).

Klimarisiko omfatter usikkerhet knyttet til framtidige klimautfall og deres konsekvenser. Usikkerheten er i stor grad epistemisk og knyttet til klimasensitivitet, vippepunkter og komplekse tilbakekoblingsmekanismer. Sannsynligheter er ofte modellavhengige og gjenstand for betydelig faglig usikkerhet. I denne sammenhengen anerkjennes begrensningene ved sannsynlighetsbaserte beskrivelser i stor grad. Modellsamlinger og scenarioer brukes for å utforske plausible framtider.[3]

Teknologirisiko gjelder usikkerhet knyttet til ytelse, kostnader og skalerbarhet for nye teknologier. Usikkerheten er i hovedsak epistemisk og knyttet til læringsrater, innovasjonsbaner og manglende erfaringsgrunnlag. Sannsynligheter er sjelden godt fundert i empiriske data og vil ofte være subjektive. Risiko håndteres derfor ofte gjennom diversifisering, fleksibilitet og adaptive strategier eller eksplisitt basert på subjektive sannsynligheter, scenarioanalyser, hva-hvis-analyser eller simuleringer.

Ulykkes- og sikkerhetsrisiko omfatter sjeldne hendelser med potensielt katastrofale konsekvenser. Dette kan for eksempel innebære kjernekraftulykker, store strømbrudd eller tilsiktede angrep. Usikkerheten er en kombinasjon av aleatorisk variasjon og epistemisk usikkerhet knyttet til ukjente feilmønstre. I sikkerhets- og ulykkesanalyse defineres risiko eksplisitt som en kombinasjon av frekvens[4] (eller sannsynlighet) og konsekvens. Frekvensen er i praksis modellavhengig og beheftet med betydelig epistemisk usikkerhet. I denne typen vurderinger er det derfor ikke forventningsverdi som er det sentrale kriteriet, men håndtering av lav-sannsynlige hendelser med svært store konsekvenser (IAEA, 2019).[5]

Opplevd risiko kan forstås som personers opplevelse av usikkerhet og frykt ved bevisstheten om at en handling eller situasjon kan få uønskede konsekvenser. Risiko kan dermed også betraktes fra et psykologisk utgangspunkt. Det er fullt ut rasjonelt for to personer å ha forskjellig opplevd risiko. I beskrivelsen i boksen har vi i hovedsak omtalt risiko som kvantifiserbar. Opplevd risiko lar seg derimot ikke tallfestes, og varierer fra person til person. For enkelte virksomheter i samfunnet kan denne variasjonen være svært stor. Det er lett å blande sammen den tallfestede risiko og den opplevde risiko i behandlingen av risikospørsmål (NOU 1978: 35A).

[1] Parametrisk usikkerhet handler om at usikkerheten er knyttet til inputverdiene (parameterene) som benyttes i modellen, mens modellen antas å være kjent og riktig.

[2] Tilfeller der sannsynlighetene er ukjente omtales i økonomifaget ofte som *ambiguity* (tvetydighet). Daniel Ellsbergs arbeid fra 1961 regnes som et sentralt bidrag til forståelsen av beslutninger under usikkerhet. Han påviste at individer ofte foretrekker valg med kjent risiko framfor ukjent risiko, en atferd som omtales som *ambiguity aversion* (Ellsberg, 1961).

[3] Se boks 28.5 for en nærmere beskrivelse av klimarisiko.

[4] Frekvens i risikosammenheng angir hvor ofte en hendelse forventes å inntreffe over en gitt periode.

[5] Se boks 28.3 for IAEAs risikodefinisjoner, hvor bruken avhenger av kontekst.

Boks 28.2 forts.

Sikringsrisiko omfatter tilsiktede uønskede handlinger med potensielt alvorlige konsekvenser slik som tyveri, cyberangrep, sabotasje, terror eller i verste fall krigshandlinger. Usikkerhetene er store. Historiske data er ofte mangelvare, og trenger heller ikke være så veldig relevante. Risikoen er dynamisk da trusselaktører kan endre og tilpasse målvalget og angrepsmetodene basert på informasjon om sikringstiltak og andre faktorer. Det er et stort antall mulige angrepsscenarioer som gjør det vanskelig å beregne effekten av sikringstiltak og sikringsbarrierer. På grunn av store usikkerheter, advarer IAEA mot å tallfeste sannsynligheter.[6] Anbefalt strategi er å definere dimensjonerende trusselscenarioer (Design Basis Threats, DBT) som kjernekraftverk skal sikre seg mot.[7]

[6] Å ikke tallfeste sannsynligheter i sikringsrisikovurderinger er generelt utbredt også innenfor andre områder enn kjernekraft.

[7] Se punkt 11.3.1 for en nærmere beskrivelse IAEAs anbefalinger for nasjonale trusselvurderinger.

Et viktig aspekt ved risiko er muligheten for overraskelser i forhold til kunnskapen vi har i dag. Dette er hendelser vi i dag ikke forestiller oss kan inntreffe, og som har store konsekvenser.[1] Muligheten for slike hendelser utfordrer vår evne til å forutsi, analysere og vurdere for framtiden.[2] En god risikobeskrivelse bør derfor adressere at det finnes en risiko for overraskelser utenfor dagens kunnskapsgrunnlag. Dersom usikkerhetene vurderes å være store og risikovurderinger alene ikke strekker til, kan det være nødvendig å supplere med alternative strategier som beskrevet under (NOU 2018: 17; Aven, 2023):

- *Forsiktighetsprinsippet:* En strategi der man velger å iverksette tiltak eller avstå fra en aktivitet når det foreligger risiko for skade (stor usikkerhet knyttet til konsekvensene).
- *Føre-var-prinsippet:* En strategi som kan forstås som et underprinsipp av forsiktighetsprinsippet, hvor distinksjonen er knyttet til den vitenskapelige usikkerheten. Prinsippet innebærer at man iverksetter tiltak eller avstår fra aktiviteten når konsekvensene er alvorlige og det foreligger stor vitenskapelig usikkerhet.
- *Robusthet og resiliens*: Begrepene brukes ofte om hverandre i dagligtalen, men de har distinkte forskjeller. Robusthet er evnen systemet har til å tåle påkjenninger og trusler uten vesentlig endring eller svikt, mens resiliens (motstandsdyktighet) er evnen systemet har til å tilpasse og gjenopprette seg etter uforutsette hendelser.[3]

28.2 Hva gjør risikoene ved kjernekraft spesielle?

Alle energiformer innebærer risiko, men kjernekraft skiller seg fra andre teknologier på grunn av kombinasjonen av stort konsekvenspotensial og begrenset empirisk erfaring med de mest alvorlige ulykkene. Konsekvenspotensialet er knyttet til bruken og håndteringen av nukleært materiale, der strålingseksponering og radioaktive utslipp kan gi både akutte og langvarige effekter på mennesker, miljø og samfunnsinteresser. Konsekvensene ved en ulykke eller et tilsiktet angrep kan i verste fall ramme over store områder, også på tvers av landegrenser, og med virkninger som strekker seg over generasjoner.[4] Nettopp fordi potensialet for alvorlige konsekvenser er til stede, har kjernekraftsek-

[1] Slike hendelser omtales ofte som «sorte svaner», et begrep som beskriver uventede og sjeldne hendelser med stor innvirkning, og som i ettertid gjerne framstår som mer forutsigbare enn de virket før.

[2] Selv når en hendelse er kjent som en teoretisk mulighet, kan den likevel framstå som overraskende når den faktisk inntreffer. Fukushima-ulykken i 2011 illustrerer dette. Tsunamirisikoen var kjent på forhånd, blant annet gjennom simuleringer fra operatøren TEPCO i 2008 som viste at bølger på opptil 15,7 meter var mulig (Mainichi Shimbun, 2018). Denne risikoen ble imidlertid vurdert som så lite sannsynlig at den ble neglisjert (Aven, 2014). Som følge av vurderingen, ble nødvendige forebyggende tiltak ikke gjennomført, verken ved å heve beskyttelsesmuren eller sikre reservestrøm. Se boks 11.5 for en nærmere beskrivelse av Fukushima-ulykken.

[3] Eksempler på at slik strategi benyttes innen kjernekraft og strålevern er konseptet «forsvar i dybden» (se punkt 11.3.2).

[4] Alvorlige hendelser på et kjernekraftverk kan ha grenseoverskridende konsekvenser, og medfører et betydelig statlig ansvar for forebygging og beredskap (se punkt 11.2). Slike hendelser kan også utløse svært høye erstatningsbeløp (se punkt 15.2.2 og 17.1.6).

toren etablert omfattende systemer for å redusere risiko og holde den så lav som mulig.[5] Sikkerhet gjennomsyrer derfor alt arbeid i kjernekraftsektoren.

Det er bred internasjonal enighet om felles prinsipper og rammer for sikkerheten ved nukleære anlegg. Enigheten er forankret i ulike retningslinjer, standarder og konvensjoner, som stiller krav til sikkerhet, og utvikles etter hvert som man får ny kunnskap. En sentral del av arbeidet knyttet til kjernekraft dreier seg nettopp om å sikre at risikoene holdes så lave som mulig og innenfor akseptable grenser. Hva som regnes som akseptabel risiko, bestemmes imidlertid av nasjonale myndigheter, som tolker prinsippene innenfor egne juridiske rammer.[6] IAEA har utviklet standarder for sikkerhet og sikring[7], som gir grunnleggende prinsipper, krav og veiledning, og er et uttrykk for internasjonal konsensus (DSA, 2022). Standardene beskrives nærmere i punkt 11.1.1 og 15.2.1. I tillegg spiller standarder utviklet av Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen (ISO) en viktig rolle. ISO-standardene, både generelle og kjernekraftspesifikke, gir definisjoner og veiledning for risikostyring og sikkerhet.

Risikoen forbundet med kjernekraft vurderes som lav innenfor etablerte rammeverk. Risikoen vurderes som lav i betydningen lav frekvens av alvorlige ulykkeskonsekvenser innenfor det etablerte sikkerhetsrammeverk. Uhell på kjernereaktorer med sikkerhetsmessig betydning, klassifiseres etter INES-skalaen (International Nuclear Event Scale), som går fra nivå 1 til 7 (se boks 11.3). Ved utgangen av 2025 hadde verdens kjernekraftreaktorer 20 600 driftsår (IAEA, 2026). Siden 1969 har det inntruffet seks ulykker ved reaktorer primært benyttet til kraftproduksjon, med en klassifisering på nivå 4 eller høyere på INES-skalaen. To av disse ulykkene var på nivå 7 (Tsjornobyl i 1986 og Fukushima i 2011), og medførte betydelige utslipp og spredning av radioaktivt materiale (se hhv. boks 11.4 og 11.5). I tillegg har flere ulykker inntruffet ved prototype-, forsknings- og produksjonsreaktorer, og i forbindelse med reprosessering og brenselstilvirkning.

Samtidig er det viktig å anerkjenne at for hendelser med svært lav eller ukjent sannsynlighet, kjennetegnes risikovurderinger av betydelig kunnskapsusikkerhet (epistemisk usikkerhet). Kunnskapsusikkerhet skyldes ufullstendig kunnskap om systemet som analyseres, f.eks. begrensede data, modellforenklinger, ufullstendig forståelse av fysiske prosesser eller usikkerhet om menneskelig og organisatorisk atferd under ekstreme forhold. I denne typen vurderinger er det derfor ikke forventningsverdi som er det sentrale kriteriet, men håndtering av lav-sannsynlige hendelser med svært store konsekvenser (IAEA, 2019). Det bør her nevnes at en hendelse som er usannsynlig, faktisk kan skje. Risiko kan også forstås psykologisk, som opplevd risiko – menneskers subjektive opplevelse av usikkerhet og frykt knyttet til mulige uønskede konsekvenser. Opplevd risiko kan ikke tallfestes, varierer mellom individer, og kan være særlig ulik mellom ulike grupper i samfunnet. Det er derfor lett å blande sammen tallfestet risiko og opplevd risiko i håndteringen av risikospørsmål.

Kunnskapsusikkerhet kan i prinsippet reduseres med mer kunnskap, men kan aldri elimineres fullt ut i komplekse systemer. IAEA legger derfor til grunn at kunnskapsusikkerhet må identifiseres eksplisitt, kvantifiseres der det er mulig (f.eks. gjennom intervaller), og håndteres gjennom konservative antakelser og robuste designvalg der kvantifisering ikke er mulig (IAEA, 2016). Kunnskapsusikkerhet rundt kjernekraft knyttet til alvorlige hendelser og store konsekvenser, gjør at risiko ikke kan vurderes utelukkende gjennom sannsynligheter og forventningsverdi. Der man har usikkerhet som kan beskrives av frekvens eller sannsynlighet, legitimeres bruk av sannsynlighetsregning, statistiske metoder og simulering. Kunnskapsusikkerhet reiser derimot spørsmål om modellgyldighet, robusthet, konservatisme og behovet for eksplisitte beslutnings- og vurderingsprinsipper (IAEA, 2016). Modeller og data kan heller ikke dekke alle mulige scenarioer eller kombinasjoner av hendelser (Ferrante, 2023). I til-

---

5 Mye av motstanden mot kjernekraft historisk har nettopp hatt sitt utspring i frykten for konsekvensene dersom noe går galt, selv om sannsynligheten er lav (NEA, 2010; Helstrup & Hofstad, 2024). For en nærmere omtale av folkelig motstand mot kjernekraft, viser vi til punkt 30.2.

6 Basert på det internasjonale systemet for strålevern, slik det er fastlagt i Den internasjonale strålevernskommisjonens anbefalinger, benyttes begrepet optimalisering i forbindelse med helserisiko knyttet til ioniserende stråling (ICRP, 2007). I EUs regelverk (Directive 2023/59) er optimalisering definert som følger: «Radiation protection of individuals subject to public or occupational exposure shall be optimised with the aim of keeping the magnitude of individual doses, the likelihood of exposure and the number of individuals exposed as low as reasonably achievable taking into account the current state of technical knowledge and economic and societal factors.». Optimalisering omfatter beskyttelse av enkeltpersoner, sikkerhet (likelihood of exposure) og reduksjon av eksponering i befolkningen (number of individuals exposed).

Prinsippet As Low As Reasonably Achievable (ALARA) brukes ofte i forbindelse med optimalisering, og innebærer at stråledoser skal holdes så lave som mulig, uten at tiltakene blir urimelig dyre eller krevende (se boks 6.1).

7 IAEA Safety Standards og IAEA Nuclear Security Series.

Boks 28.3 IAEAs definisjoner av risiko

Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) definerer risiko på ulike måter, avhengig av kontekst (IAEA, 2022):

- En flerdimensjonal størrelse som uttrykker fare, risiko eller sannsynlighet for skadelige eller skadevoldende konsekvenser knyttet til eksponering eller potensiell eksponering. Den relaterer seg til størrelser som f.eks. sannsynligheten for at spesifikke uønskede konsekvenser kan oppstå, samt omfanget og karakteren av disse konsekvensene.
- Det matematiske gjennomsnittet (forventningsverdien) av et hensiktsmessig mål på en spesifisert (vanligvis uønsket) konsekvens.
- Strålerisiko representerer skadelige helseeffekter av eksponering for stråling (inkludert sannsynligheten for at slike effekter oppstår), og enhver annen sikkerhetsrelatert risiko (inkludert risiko for miljøet) som kan oppstå som en direkte konsekvens av:
  c. Eksponering for stråling;
  d. Tilstedeværelsen av radioaktivt materiale (inkludert radioaktivt avfall) eller utslipp av dette til miljøet;
  e. Tap av kontroll over en reaktorkjerne, en nukleær kjedereaksjon, en radioaktiv kilde eller enhver annen strålingskilde.
- Potensialet for et uønsket utfall som følge av en hendelse innen nukleær sikkerhet, fastsatt av hendelsens sannsynlighet og tilhørende konsekvenser.

legg finnes det mulige hendelser eller sekvenser av hendelser, som ikke er velegnet for risikovurdering basert på sannsynlighet. Eksempler på dette er tilsiktede handlinger med skadehensikt. Det er derfor etablert et normativt og institusjonelt rammeverk som også inkluderer analyse med føre-var-prinsippet, konservativ utforming og forsvar-i-dybden – som er grunnpilarer innen kjernekraftsikkerhet (se boks 11.8).

Innen det nukleære sikkerhetsarbeidet er målet forebygging av uakseptable hendelser. Nukleær virksomhet representerer et særtilfelle innen risikoanalyse, både på grunn av konsekvenspotensialet ved alvorlige hendelser og på grunn av begrenset empirisk erfaringsgrunnlag for de mest alvorlige ulykkene. Dette har ført til utviklingen av et eget, internasjonalt harmonisert rammeverk for sikkerhetsanalyse, der eksplisitt håndtering av både aleatorisk og epistemisk usikkerhet står sentralt. Innen nukleær sikkerhet er målet å forebygge uakseptable hendelser, ikke å optimalisere forventet nytte. Risikoanalyse brukes som et støtteverktøy for design, regulering og prioritering av tiltak, ikke som en beslutningsregel i seg selv. Probabilistisk sikkerhetsanalyse (PSA) er det sentrale kvantitative verktøyet for risikovurderinger, og kombineres ofte med deterministiske tilnærminger (se boks 11.7).

Innen det nukleære sikkerhetsarbeidet forstås risiko gjennom scenarioer, ikke enkeltverdier. Risiko beskrives som kombinasjoner av (i) mulige hendelser og ulykkessekvenser, (ii) hvor ofte de kan inntreffe (frekvens/sannsynlighet), og (iii) hvilke konsekvenser de kan få for mennesker, miljø og samfunn. Tilnærmingen kan spores til Kaplan–Garrick-rammeverket og er innarbeidet i IAEA-standarder (Kaplan & Garrick, 1981; Aven, 2020). Risiko er dermed ikke ett tall, men et sett av scenarioer med tilhørende frekvens- og konsekvensbeskrivelser, der usikkerhet i begge dimensjoner beskrives eksplisitt.

Sikkerheten ved kjernekraftverk gjennom hele livsløpet skal dokumenteres i en sikkerhetsrapport[8]*, som fungerer som en «kontrakt» mellom operatørselskap, myndigheter og allmennheten om at sikkerheten er forsvarlig ivaretatt.* Sikkerhetsrapporten skal være et «levende dokument» som oppdateres gjennom anleggets driftsfase, med systematisk inkludering av nye analyser, driftserfaringer og tekniske endringer. Dette inkluderer dokumentasjon av sikkerhetsprinsipper, designpremisser, anleggets funksjonelle oppbygning og vurdering av interne og eksterne hendelser (IAEA, 2021a). Videre stilles det krav om grundige deterministiske og probabilistiske analyser, inkludert vurderinger av barrierer, sikkerhetssystemer og deres robusthet mot feil og eksterne påkjenninger (se punkt 11.3). Sikkerhetsrapporten skal inkludere nødberedskap og krisehåndtering som en integrert del av sikkerhetsanalysen. Sikkerhetsrapporten skal dokumentere hvordan anlegget er forberedt på alvorlige ulykker, herunder strategier for å håndtere tap av grunnleggende sikkerhetsfunksjoner som kjøling og strømforsyning. Sikker-

[8] Safety Analysis Report (SAR).

het betegner det normative målet om at virksomheten drives på en måte som forebygger ulykker og begrenser skadevirkninger for mennesker og miljø. Risikoanalyser er informasjon som benyttes i sikkerhetsanalysen i sikkerhetsrapporten.

Strenge sikkerhetskrav skal holde risiko innenfor akseptable rammer. I praksis skjer dette gjennom forebyggende tiltak, kontinuerlig overvåkning, fysiske barrierer, redundans og beredskapsplaner. Slike krav har trolig bidratt til at alvorlige ulykker historisk har vært sjeldne.

For å sikre trygg drift av nukleære anlegg og kontroll med nukleært materiale må ulike former for beskyttelse ivaretas gjennom hele livsløpet. De ulike fasene, fra bygging og drift til dekommisjonering, mellomlagring og deponering, har sine særskilte risikobilder og krever tilpassede tiltak. Som beskrevet i punkt 11.1.1 er det etablert en tredeling av formene for beskyttelse: (i) sikkerhet, (ii) sikring og (iii) sikkerhetskontroll av nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi. Nedenfor trekker vi fram enkelte risikofaktorer knyttet til disse tre områdene, som kan få særlig alvorlige konsekvenser. Å kontrollere disse risikofaktorene står sentralt i det nukleære sikkerhetsarbeidet.

i *Sikkerhet:* En alvorlig teknisk svikt kan i verste fall føre til en kjernenedsmelting, som i ulykkene ved Three Mile Island, Tsjornobyl og Fukushima.[9] Slik svikt kan skyldes tekniske feil, menneskelige feil eller eksterne faktorer som naturkatastrofer. Konsekvensene knyttet til radioaktiv eksponering og spredning kan være omfattende, med evakuering av store befolkningsgrupper og langvarige helsemessige og miljømessige følger. Arbeid med lagring og deponering av brukt brensel og annet høyaktivt avfall utgjør i tillegg svært langsiktige sikkerhetsutfordringer, forbundet med risikoer som teknisk svikt i barrierer, vanninntrenging og geologiske endringer over tid.

ii *Sikring:* Et målrettet angrep mot et kjernekraftanlegg kan i ytterste fall få alvorlige følger, som inkluderer skade på reaktoren eller brenselslager, tap av liv, radioaktiv lekkasje, og bortfall av strømforsyning. Å vurdere risikoene for slike tilsiktede handlinger er særlig krevende.

iii *Sikkerhetskontroll:* Dersom kjernefysisk materiale kommer på avveie, kan det i ytterste fall føre til en alvorlig global sikkerhetstrussel. Konsekvensene kan innebære destabilisering av internasjonale forhold, økt risiko for væpnet konflikt og svekket tillit til fredelig bruk av kjernekraft.

Kontinuerlig læring og forbedring er en sentral del av sikkerhetsarbeidet. Teknologien har utviklet seg betydelig siden de første kjernekraftverkene ble bygget. Etter hvert som ny kunnskap, teknologi og erfaring blir tilgjengelig, endres også forståelsen av risiko. Denne læringen bidrar ikke bare til å avdekke risikofaktorer, men også til å redusere epistemisk usikkerhet ved å styrke kunnskapsgrunnlaget om både tekniske systemer, menneskelig atferd og samspillet mellom ulike sikkerhetsbarrierer. Moderne reaktorer har flere sikkerhetsbarrierer og systemer som reduserer sannsynligheten for ulykker, samt begrenser virkningene av ulykker dersom de først inntreffer (Hofstad, 2024b). Erfaringer viser at det skjer betydelig læring på tvers av land og aktører når sårbarheter avdekkes eller ulykker oppstår.

Samtidig finnes det hendelser det er vanskelig å gardere seg fullt ut mot og scenarioer vi har begrenset erfaring med. Krigen i Ukraina har tydelig illustrert dette. Zaporizjzja kjernekraftverk er det første og hittil eneste kjernekraftverket i drift som har blitt rammet av krigshandlinger (Kippe, 2025).[10] Slike hendelser, som vi ikke har historiske data for, gjør risikostyring mer krevende, og illustrerer at det ikke alltid er mulig å identifisere og eliminere alle ukjente risikoer på forhånd.

I likhet med andre store infrastrukturprosjekter, er kjernekraft forbundet med økonomisk risiko. Nærmest alle økonomiske beslutninger tas under en form for usikkerhet, som innebærer en mulighet for økonomisk tap eller større gevinst enn ventet. Denne finansielle risikoen håndteres typisk gjennom markedet.[11] Unntaksvis går staten inn med risikoavlastende mekanismer, typisk da begrunnet med at markedet er ufullstendig og ikke klarer å håndtere risikoen alene.[12] Investeringer i kjernekraft skiller seg fra de fleste andre

[9] Se henholdsvis boks 11.8, 11.4 og 11.5 for en nærmere beskrivelse av ulykkene.

[10] Under krigen i Ukraina har det også vært utført krigshandlinger ved det nedlagte kjernekraftverket i Tsjornobyl. Tidligere har det vært gjennomført enkelte militære angrep i Midtøsten, mot forsøksreaktorer og kjernekraftverk under bygging. Ingen av disse angrepene har resultert i radioaktive utslipp (Kippe, 2025).

[11] Se punkt 26.2 for en beskrivelse av hvordan finansieringskostnader for kjernekraft avhenger av markedsrisiko, politisk risiko og teknisk risiko.

[12] Ufullstendige markeder, som er en form for markedssvikt, brukes om situasjoner der det i praksis ikke er mulig for aktørene å inngå nødvendige eller ønskelige avtaler. Se boks 27.1 om samfunnsøkonomiske begrunnelser for statlig inngrep i kraftmarkedet.

Boks 28.4 Diskontering og framtidige generasjoner: Samfunnsøkonomi og etiske dilemmaer

Diskontering av framtidige kostnader og gevinster er et sentralt prinsipp i både bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske analyser. For prosjekter med svært lang tidshorisont – som kjernekraftverk og klimatiltak – kan både investeringskostnader og konsekvenser strekke seg over flere generasjoner. Valget av diskonteringsrate bestemmer hvordan vi veier dagens kostnader mot framtidig nytte og ulemper, og har derfor stor betydning for vurderinger av lønnsomhet, risiko og fordeling av virkninger mellom generasjoner. For anvendelsen av disse prinsippene i vurderingen av kjernekraftverk, viser vi til punkt 26.2.

Diskontering reflekterer at samfunnet typisk verdsetter nytte eller kostnader i dag høyere enn i framtiden. Dette kan begrunnes med forventet økonomisk vekst (framtidige generasjoner antas å være rikere), men også med rene preferanser for nåtid. I offentlige analyser er såkalt eksponentiell diskontering med fast rente vanlig, selv om denne tilnærmingen reiser etiske spørsmål. En høy og konstant diskonteringsrate gjør nemlig at langsiktige virkninger – som sluttbehandling av radioaktivt avfall på en sikker måte – tillegges svært liten vekt, selv når konsekvensene for framtidige generasjoner kan være store.

Spørsmålet om «riktig» diskonteringsrate i samfunnsøkonomiske analyser har lenge vært sentralt, men fikk ny aktualitet på 2000-tallet, særlig i debatten om klimatiltak og fordeling av virkninger mellom generasjoner. Disputten mellom Nicholas Stern og William D. Nordhaus på 2000-tallet bidro til økt oppmerksomhet om diskontering og utløste en rekke studier. Stern-rapporten (2007) argumenterte normativt for en lav diskonteringsrate (1,4 prosent årlig) for å synliggjøre verdien av langsiktige gevinster ved utslippskutt, basert på en etisk vurdering av at nytten for framtidige generasjoner skal veie like mye som nåværende generasjoner. Nordhaus (2007) tok derimot til orde for en høyere rente (om lag 4,5 prosent) basert på markedsavkastning, noe som innebærer at langtidsvirkninger tillegges betydelig mindre vekt.[1] Senere forskning, bl.a. usikkerhetsjusterte analyser og modeller med fallende diskonteringsrater, viser at stor usikkerhet om framtidig vekst kan begrunne lave eller fallende diskonteringsrater når tidshorisonten er svært lang, spesielt for irreversible miljøvirkninger (Weitzman, 2013; Arrow m.fl., 2014; Groom m.fl., 2022; NOU 2012: 16).

Mange land, deriblant Norge, har innført trappetrinnsmodeller der renten faller over tid, for å fange opp hensyn til framtidige generasjoner og usikkerhet om langsiktig velferd (se oversikt i Groom m.fl. (2022). Dagens norske praksis er forankret i NOU 2012: 16 *Samfunnsøkonomiske analyser,* som anbefaler en risikokorrigert, reell kalkulasjonsrente på 4 prosent for effekter opp til 40 år fram i tid. For effekter som inntreffer senere, benyttes en trappetrinnsmodell: 3 prosent for perioden 40–75 år, og 2 prosent for alt utover 75 år. Denne tilnærmingen balanserer økonomisk effektivitet med fordeling av virkninger på tvers av generasjoner, samtidig som den tar høyde for usikkerhet om langsiktig økonomisk vekst og velferdsutvikling.

[1] I 2018 ble William D. Nordhaus tildelt Sveriges Riksbanks pris i økonomisk vitenskap til minne om Alfred Nobel for sitt bidrag med å integrere klimaendringer i langsiktige makroøkonomiske analyser (DICE-modell). Prisen deler Nordhaus med Paul Romer.

investeringer på grunn av den særlig høye kapitalkostnaden og den særlig lange tidshorisonten. Investeringer i kjernekraft binder store ressurser over mange tiår, noe som gjør prosjektfinansiering krevende. Den lange tidshorisonten til kjernekraft gjør også valg av diskonteringsrate, som reflekterer både tidspreferanser og risiko, særlig viktig. I boks 28.4 forklarer vi hva diskonteringsraten er, og hvordan valget av rentesats påvirker både vektingen av framtidige generasjoner og vurderingen av prosjektlønnsomhet.

28.3 Klimarisiko og kjernekraft i Norge

Et sentralt spørsmål i vurderingen av kjernekraft i Norge er om behovet for å nå nasjonale og internasjonale klimamål i seg selv utgjør et argument for kjernekraft. Kjernekraft er en utslippsfri energikilde i drift, og kan dermed bidra til å redusere klimagassutslipp fra kraftsektoren. Globalt finnes det gode argumenter for å bygge ut mer kjernekraft som del av innsatsen for å begrense global oppvarming, særlig i regioner med høy andel fos-

Boks 28.5 Klimarisiko

Klimarisiko omfatter konsekvenser som følger av klimaendringer og samfunnets respons på disse. Begrepet dekker både direkte og indirekte virkninger på økonomi, samfunn, natur og infrastruktur. Klimarisikoutvalget (NOU 2018: 17) skiller mellom tre hovedtyper:

1. *Fysisk risiko* viser til skadevirkninger av klimaendringer, som økt frekvens og intensitet av ekstremvær, flom, skred, havnivåstigning og hetebølger. Slike klimahendelser kan ramme liv, helse, naturressurser, infrastruktur og økonomisk aktivitet.
2. *Overgangsrisiko* oppstår i forbindelse med omstillingen til et lavutslippssamfunn. Politiske og regulatoriske endringer, teknologisk utvikling, endringer i markedsforhold og forbrukeradferd kan påvirke verdien av investeringer og forretningsmodeller.
3. *Ansvarsrisiko* omfatter mulig rettslig eller økonomisk ansvar som følge av skader eller tap knyttet til klimaendringer eller klimapolitikk. Dette kan innebære søksmål mot stater, selskaper eller investorer. Antall klimarelaterte søksmål internasjonalt er økende.

Klimarisikoutvalget (NOU 2018: 17) konkluderte med at Norge står overfor både fysisk og overgangsrelatert klimarisiko, men at den største risikoen på lengre sikt er knyttet til indirekte virkninger av fysisk risiko i andre deler av verden. Økt risiko for politisk ustabilitet, humanitære kriser og migrasjon kan få ringvirkninger også for Norge. Utvalget understreket samtidig at Norges største nasjonale eksponering ligger i overgangsrisiko, fordi en rask og omfattende internasjonal omstilling kan endre rammevilkår for olje- og gassinntekter og for norsk økonomi.

Globalt rammer klimarisiko skjevt. Sårbare regioner som lavtliggende kystområder, som i Sør-Asia og Afrika sør for Sahara, opplever allerede mer alvorlige konsekvenser i form av ekstremvær, havnivåstigning og matvareusikkerhet. Samtidig er kapasiteten til klimatilpasning lavest i de områdene som rammes hardest, noe som kan forsterke ulikhet både mellom og innad i land (FNs utviklingsprogram, 2025).

Forskning viser at endringer i ekstremvær skjer betydelig raskere nå enn i førindustriell tid, og at klimaendringer øker både intensiteten og hyppigheten av hendelser som flom, hetebølger og uvær (Otto m.fl., 2024). I tillegg til skader i akuttfasen har ekstremværhendelser ofte langvarige økonomiske og sosiale konsekvenser. Jo varmere jorden blir, desto mer ekstreme blir slike hendelser, og oppvarmingen vil fortsette i flere tiår selv om verdenssamfunnet skulle lykkes med ambisiøse utslippskutt. Skadeomfanget avhenger i hovedsak av hvor raskt klimagassutslippene reduseres, siden det er en klar sammenheng mellom konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren og global oppvarming, men også av forebyggende tiltak som kan begrense konsekvensene.

For energisektoren innebærer økende fysisk klimarisiko utfordringer ved at det blir vanskeligere å drive systemer som er avhengige av stabil infrastruktur. Ekstremvær kan ramme kraftproduksjon, -nett og -forsyning. Samtidig er utslippsfri energi en nøkkelfaktor for å redusere overgangsrisiko og begrense oppvarmingen.

Selv om den fysiske klimarisikoen Norge står overfor er liten sammenlignet med hva vi ser i andre deler av verden, har Norge et internasjonalt ansvar for å bidra til å begrense klimaendringene gjennom egne utslippskutt og støtte til klimatiltak globalt. Samtidig er det den samlede, globale mengden klimagassutslipp som påvirker klimaet, uavhengig av hvor utslippene skjer. Selv om innsats fra enkeltland bidrar, er det ikke alene tilstrekkelig for å nå globale klimamål. Internasjonalt samarbeid og tilpasning til nasjonale forhold er nødvendig for å oppnå effektive utslippsreduksjoner og håndtere klimarisiko på globalt nivå.

sil kraftproduksjon. For en bredere drøfting av klimarisiko, se egen boks 28.5.

Når et land vurderer kjernekraft, er det imidlertid vesentlig å vurdere hva alternativet er, og om kjernekraft faktisk vil redusere utslippene eller i praksis kommer i stedet for ny fornybar kraft. For Norges del, som er en del av et integrert nordisk og europeisk kraftmarked, vil dessuten ny produksjon i stor grad påvirke og bli påvirket av utviklingen i nabolandene. Dersom kjernekraft reduserer fornybar utbygging heller enn fossil kraft, blir klimaeffekten begrenset.

Samtidig er det usikkerhet knyttet til hvor raskt og i hvilket omfang fornybar kraftutbygging kan realiseres (se punkt 21.3). Nye vindkraftprosjekter på land kan være omstridt, mens interessen for å bygge ut havvind har vært beskjeden, til tross for betydelig offentlig støtte.[13] Dersom utbygging av fornybar kraft møter store praktiske eller politiske barrierer, kan kjernekraft framstå som et alternativ som gir langsiktig regulerbar og utslippsfri kraftproduksjon, til tross for høye kostnader, lang planleggings- og byggetid og avfallsutfordringer. Samtidig kan kjernekraft også møte motstand, som vi går nærmere inn på i kapittel 30.

Tidsperspektivet er en viktig faktor i vurderingen. Utvalget vurderer at det ikke er realistisk å starte kjernekraftproduksjon før tidligst på midten av 2040-tallet. Dette innebærer at kjernekraft i liten grad kan bidra til å nå klimamålene for 2030 og 2035, men først kan være aktuelt som tiltak for å nå klimamålene fram mot 2050. Kraftproduksjon som skal til for å omstille samfunnet i tråd med 2050-målene, må bygges ut i god tid før 2050. Kjernekraft er således mest relevant for å møte etterspørselen etter 2050. Markedsanalysen i kapittel 24 viser at Norge ikke er avhengig av kjernekraft for å nå klimamålene for 2050. Analysen viser videre at eventuell kjernekraftproduksjon i Norge til en viss grad vil komme i stedet for ny fornybar kraftproduksjon som kan bygges ut tidligere.[14] Kjernekraft kan imidlertid få økt relevans på enda lengre sikt, basert på avveininger mellom klima, natur, kostnader og andre verdier.

28.4 Risikovurderingers begrensninger og behovet for etiske avveininger

En helhetlig vurdering av kjernekraft forutsetter en tydelig forståelse av hvilke risikoer teknologien innebærer, og hvordan disse kan beskrives og håndteres. Kjernekraft skiller seg fra mange andre energiformer ved det store konsekvenspotensialet ved alvorlige hendelser og begrenset empirisk erfaring med de mest alvorlige ulykkene. Samtidig er risikoen innenfor etablerte sikkerhetsrammeverk lav i betydningen svært lav frekvens av alvorlige ulykkeshendelser. Dette nivået oppnås ikke gjennom sannsynlighetsberegninger alene, men gjennom et omfattende internasjonalt rammeverk som kombinerer probabilistiske analyser, deterministiske krav, konservative designvalg og føre-var-prinsipper. De fleste risikoene knyttet til kjernekraft er velkjente, og det finnes robuste systemer for å håndtere dem gjennom hele livsløpet.

Risikobegrepet forstås imidlertid ulikt på tvers av fagtradisjoner, og ulike risikoområder krever ulike måter å håndtere usikkerhet på (se boks 28.2). Økonomisk risiko analyseres ofte med forventningsbaserte kriterier der sannsynligheter antas meningsfulle. Klima- og teknologirisiko preges i større grad av epistemisk usikkerhet, lange tidshorisonter og irreversibilitet, noe som utfordrer rene sannsynlighetsbaserte beslutningsregler. Ulykkesrisiko og nukleær risiko kombinerer probabilistiske analyser med deterministiske krav og føre-var-prinsippet for å forebygge uakseptable hendelser. En god risikovurdering kan derfor si mye om sannsynligheter, konsekvenser og styrken i kunnskapsgrunnlaget, men den kan ikke alene fastsette hva som er riktig eller legitimt å gjøre.

Etikk og risikoanalyse må forstås som gjensidig avhengige elementer i beslutningsprosessen. En god risikoforståelse er et hjelpemiddel for gode beslutninger både knyttet til drift og overordnede beslutninger om etablering, utforming og omfang av kjernekraft i Norge. Et viktig poeng er at risikomodellene har et tydelig, men avgrenset, handlingsrom. De kan beskrive hva vi vet og hva vi ikke vet, men ikke hvordan usikkerhet med store eller irreversible konsekvenser bør vektes. Når usikkerheten er epistemisk og konsekvensene potensielt alvorlige, må beslutninger suppleres med verdibaserte avveininger. Spørsmål om akseptabel risiko, fordeling av risiko og nytte mellom grupper og generasjoner, og hva slags kunnskapsgrunnlag som kreves før en beslutning kan anses legitim, ligger derfor i kjernen av de etiske avveiningene.

I vurderingen av kjernekraftens rolle blir spørsmålene dermed ikke bare teknologiske, men også normative. Hvilket risikonivå er vi som samfunn villige til å akseptere? Hvordan skal risiko fordeles over tid og mellom ulike grupper? Og hvordan bør kjernekraft vurderes i lys av alternative teknologier, samfunnsaksept og langsiktige mål for klima, natur og forsyningssikkerhet? Disse avveiningene kan ikke løses gjennom risikofaglige analyser alene. De forutsetter eksplisitte etiske vurderinger, som drøftes i kapittel 29.

[13] Se boks 21.6 for en beskrivelse av regjeringens satsing på bunnfast og flytende havvind, herunder status for tildeling av prosjektområder og konkurranse om statsstøtte.

[14] Analysen viser at en norsk kjernekraftsatsing vil svekke investeringer i annen kraftproduksjon fram mot 2050. I *Høy-* og *Basisscenarioet* kommer kjernekraft først og fremst i stedet for vindkraft til havs.

Kapittel 29
Etiske sider ved introduksjon av kjernekraft

En eventuell introduksjon av kjernekraft i Norge reiser grunnleggende verdispørsmål som krever etiske vurderinger. Hvilke verdier, prinsipper og avveininger er relevante i en slik beslutning? Hvilke spørsmål kan ikke avgjøres gjennom tekniske, økonomiske eller risikofaglige analyser alene, men forutsetter normative vurderinger av ansvar, rettferdighet, risiko, generasjonshensyn og bærekraft? Dette er spørsmål vi søker å klargjøre i dette kapittelet.

Kapittelet er strukturert slik at vi først forklarer hva vi legger i etiske problemstillinger og introduserer sentrale etiske prinsipper. Deretter presenteres hoveddilemmaene knyttet til kjernekraft i en norsk kontekst, før vi utdyper enkelte etiske problemstillinger som er særskilte for kjernekraft, som f.eks. generasjonsansvar, irreversibilitet, avfallshåndtering og risiko for ulykker. Avslutningsvis gir vi en samlet drøfting av hvordan disse etiske hensynene kan forstås i lys av energitrilemmaet og de verdimessige prioriteringene som må gjøres.

29.1 Hva mener vi med etiske sider av et problem?

En etisk problemstilling krever at vi må ta stilling til verdier, prinsipper og konsekvenser som ikke kan avgjøres utelukkende med henvisning til tekniske eller økonomiske analyser. Det handler om spørsmål som berører rettferdighet, ansvar, risiko og langsiktige effekter – ofte vurdert under usikkerhet. Etiske problemstillinger knyttet til kjernekraft kjennetegnes ved konflikt mellom verdier, irreversible konsekvenser og ansvar overfor framtidige generasjoner.

Ingen fagområder kan gi entydige svar på etiske spørsmål. Bærekraft og rettferdighet er grunnleggende forankret i etiske verdier, selv om de også er viktige verdier både politisk og økonomisk. Problemstillinger knyttet til bærekraft og rettferdighet bør derfor betraktes fra ulike faglige perspektiver. I tillegg til verdsetting vha. nytte-kostnadsmetodikk, trenger vi etiske prinsipper for å vurdere ukjente, potensielt katastrofale utfall og irreversibilitet.

Energitrilemmaet er et eksempel på avveininger mellom ulike hensyn og verdier i energipolitikken. Som samfunn står vi ofte overfor spørsmål som innebærer avveininger mellom ulike verdier som står i konflikt med hverandre. I energipolitikken er det vanlig å snakke om et «energitrilemma», som beskrevet i boks 29.1. Det betyr at man ønsker å oppnå både forsyningssikkerhet, energirettferdighet og miljømessig bærekraft. Trilemmaet oppstår fordi energiforsyning er et samfunnsgode som legger grunnlaget for velferd og sikkerhet, og for et konkurransedyktig næringsliv, samtidig som energiproduksjon gir skader og konsekvenser for natur og miljø. Forsyningssikkerhet, energirettferdighet og miljømessig bærekraft er likestilte verdier som må veies mot hverandre, og vi må begrunne hvorfor dersom vi veier ett hensyn tyngre enn de andre. Hva det skal legges mest vekt på, varierer med politisk ståsted, men også med utvikling i kunnskapen om f.eks. naturkonsekvenser og endringer i den geopolitiske sikkerhetssituasjonen.

Alle verdier kan ikke uttrykkes og sammenlignes i form av kroner og øre. Konsekvenser for natur og miljø og forsyningssikkerhet kan til en viss grad regnes om til kroner og øre, men er også politiske verdispørsmål. Manglende kunnskap om risiko for f.eks. naturtap og konsekvenser av naturtap, spiller også inn, og gir opphav til etiske avveininger: Hvordan skal vi stille oss til beslutninger som innebærer en risiko vi ikke kjenner og som kan ha omfattende negative konsekvenser?[1] Kan vi sammenligne økonomisk tap mot f.eks. uopprettelig naturtap?

Etiske spørsmål dreier seg om andre verdier enn de som er inkludert i tradisjonelle nyttekostnadsanalyser. Tradisjonelle samfunnsøkonomiske analyser bygger på at vi har kunnskap om nytte- og

[1] Se boks 28.1 for en beskrivelse av kunnskapsusikkerhet (epistemisk) og tilfeldighetsusikkerhet (aleatorisk).

Boks 29.1 Dimensjonene i energitrilemmaet

Verdens Energiråd (2024) har utviklet et mye brukt rammeverk for energitrilemmaet, der dimensjonene i trilemmaet defineres som følger:[1]

- *Forsyningssikkerhet (energy security):* et lands evne til å møte dagens og framtidig etterspørsel etter energi på en pålitelig måte, samt å motstå og raskt gjenopprette seg etter forstyrrelser i energisystemet – med minimal påvirkning på energiforsyningen.
- *Energirettferdighet (energy equity):* et lands evne til å sikre universell tilgang til rimelig, pålitelig og tilstrekkelig energi for både husholdninger og næringsliv.
- *Miljømessig bærekraft (environmental sustainability):* i hvilken grad et lands energisystem omstilles for å redusere og unngå potensiell miljøskade, samt begrense konsekvensene av klimaendringer.

[1] Se kapittel 20 for en omtale av avveiningen mellom de tre hovedmålene i den norske energipolitikken (effektiv, klimavennlig og sikker).

kostnadsvirkninger og kan verdsette dem i kroner og øre, eller i hvert fall rangere dem. I den grad risikoanalyser bygger på sannsynligheter og konsekvenser basert på et solid kunnskapsgrunnlag, gir slike analyser grunnlag for å ta en kalkulerbar risiko. Når vi ikke har tilstrekkelig kunnskap om sannsynlighetene eller konsekvensene, må vi ta valg og gjøre avveininger som ikke er kalkulerbare, men som må bygge på andre prinsipper.

Typer av etiske spørsmål er knyttet til ulike aspekter som til dels er overlappende:

- *Ansvar for framtidige generasjoner:* Hvor stor vekt skal vi legge på velferd for dagens generasjon i forhold til framtidige generasjoner?
- *Rettferdighet:* Hvordan skal vi vekte nåtidens behov for energi mot risiko og byrder for kommende generasjoner?
- *Risiko og usikkerhet:* Hvordan ta hensyn til ukjent ulykkesrisiko og risiko, f.eks. for spredning av radioaktivt materiale?
- *Irreversibilitet:* Kjernekraft binder ressurser og beslutninger over svært lang tid og risikerer dermed å begrense framtidige generasjoners valgfrihet.
- *Verdikonflikter:* Hvordan sammenligne økonomisk tap med uopprettelig naturtap?
- *Geopolitisk og etisk ansvar:* Skal vi som samfunn ta ansvar for grenseoverskridende konsekvenser som uranutvinning og risiko for spredning av radioaktivitet?
- *Avhengighet:* Er det etisk forsvarlig å gjøre Norge mer avhengig av utenlandske leverandører og aktører?

Et etisk spørsmål er et verdispørsmål som handler om hva som er rett, galt, godt eller dårlig, og kan ikke besvares med henvisning til fakta. Et eksempel kan være om det er riktig å prioritere økonomisk vekst framfor miljøhensyn – det kan ikke besvares med henvisning til objektive fakta. Et verdispørsmål kan imidlertid også være et etisk dilemma, f.eks. spørsmålet om våre forpliktelser overfor kommende generasjoner. Dersom vi mener at hensynet til eksisterende generasjon og framtidige generasjoner er like viktig, må vi ta like stort ansvar overfor begge. Sannsynligvis må vi likevel prioritere, fordi dagens energiforbruk og klimautslipp ikke er forenlig med å verdsette kommende generasjoner like høyt som eksisterende. Det betyr at vi har å gjøre med et genuint dilemma – en verdikonflikt der vi må velge hvilken generasjon vi skal legge størst vekt på: dagens eller framtidige generasjoner.

29.2 Noen nyttige prinsipper for vurdering av etiske spørsmål

Etiske vurderinger bygger på verdimessige vurderinger utover beregninger av sannsynligheter og konsekvenser. I anvendt etikk vurderes konkrete problemstillinger i lys av etiske teorier og prinsipper, og teorier og prinsipper vurderes i lys av konkrete problemstillinger. Dette utdypes nedenfor.

Føre-var-prinsippet innebærer at beslutninger må ta høyde for alvorlige eller irreversible skader, selv under usikkerhet. Dersom en handling eller politikk kan medføre alvorlig eller irreversibel skade på mennesker eller miljø, bør man unngå den – selv om det ikke finnes full vitenskapelig sikkerhet om risikoen.[2] Det innebærer at det er

[2] Se punkt 28.1 for en nærmere drøfting av risiko og usikkerhet.

Boks 29.2 Føre-var-prinsippet i naturmangfoldloven

Føre-var-prinsippet er nedfelt som miljørettslig prinsipp i naturmangfoldloven (2009, § 9):

> Når det treffes en beslutning uten at det foreligger tilstrekkelig kunnskap om hvilke virkninger den kan ha for naturmiljøet, skal det tas sikte på å unngå mulig vesentlig skade på naturmangfoldet. Foreligger en risiko for alvorlig eller irreversibel skade på naturmangfoldet, skal ikke mangel på kunnskap brukes som begrunnelse for å utsette eller unnlate å treffe forvaltningstiltak.

Naturmangfoldloven inneholder også krav til kunnskapsgrunnlag (§ 8), som bl.a. sier at «Kravet til kunnskapsgrunnlaget skal stå i et rimelig forhold til sakens karakter og risiko for skade på naturmangfoldet».

Føre-var-prinsippet understreker at mangel på kunnskap ikke kan begrunne fravær av tiltak, og at kravet til kunnskapsgrunnlaget skal stå i et rimelig forhold til risiko for skade på naturmangfoldet.

bedre å handle tidlig for å unngå skade enn å vente til skaden er dokumentert. Et viktig poeng er at usikkerhet ikke er et argument for passivitet. Manglende kunnskap fritar oss derfor ikke for ansvar. Føre-var-prinsippet er utviklet i samspill mellom norsk og internasjonal rett, og er nedfelt i naturmangfoldloven (se boks 29.2).

Å velge det alternativet som gir minst skade for de dårligst stilte dersom det verste skjer kalles for maximin-prinsippet. Maximin-prinsippet, er kjent fra både økonomi, filosofi og samfunnsvitenskap, og omtales også som Rawls' rettferdighetsprinsipp (Rawls, 1971). Rawls utviklet rettferdighetsprinsippet med utgangspunkt i en tenkt situasjon der man skal velge samfunnsinstitusjoner uten å vite hvilken framtidig situasjon man selv vil befinne seg i. I situasjoner med stor usikkerhet er det mest rettferdig å velge det alternativet som maksimerer posisjonen til de verst stilte, og sikre at fordeler for de heldigst stilte bare er akseptable dersom det også fremmer velferd for de minst heldige. Dette er et nyttig prinsipp når vi skal fatte beslutninger med mange usikkerheter, f.eks. om Norge bør innføre kjernekraft som energikilde i Norge. I et tenkt ulykkescenario med ukontrollert utslipp fra et kjernekraftverk, vil de verst stilte kunne være de som blir hardest rammet, f.eks. de som befinner seg i nærheten av kjernekraftverket, eller de som kan miste næringsgrunnlaget som matprodusenter fordi området de bor i ikke kan brukes til matproduksjon på lang tid. Da krever maximin-prinsippet at posisjonen til de heldigere stilte bare er akseptabel dersom det også fremmer velferd for de verst stilte. Maximin-prinsippet taler derfor for å velge alternativet som innebærer å avstå fra risikoen.

Når vi må prioritere mellom ellers like viktige verdier, er det nyttig å ta utgangspunkt i prima facie-plikter. Dette er plikter som i utgangpunktet framstår som like viktige, og gjelder likt med mindre de kommer i konflikt med sterkere moralske hensyn (Ross, 1939). Som eksempel kan vi ta utgangspunkt i energitrilemmaet: selv om forsyningssikkerhet, energirettferdighet og miljømessig bærekraft er like viktig kan vi likevel bli tvunget til å prioritere en av dem, høyest. Da trenger vi å begrunne hvorfor vi legger større vekt på det ene framfor de andre to. Prima facie-plikter anvendes i ulike sammenhenger, bl.a. innenfor medisin (se boks 29.3).

29.3 Verdsetting og kategorimistak

Vekting av ulike konsekvenser er et verdispørsmål. Ikke alle verdier kan måles på samme skala; økonomiske kostnader kan ikke direkte sammenlignes med tap av livsgrunnlag eller naturmangfold. En beslutning om kjernekraft innebærer at vi må foreta en etisk verdsetting og vekting av fordeler og ulemper ved kjernekraft og alternativene:

- Hvordan verdsette de ulike egenskapene ved kjernekraft opp mot hverandre? (i) Kjernekraft har store fordeler, men også store (alvorlige) ulemper som ikke kan sammenlignes eller vektes direkte mot hverandre. (ii) Alternativene kommer også med vanskelig avveininger: Skal vi f.eks. ofre natur og/eller knappe ressurser som arbeidsplasser for å redde klimaet? (iii) Enda vanskeligere blir det hvis vi må velge mellom kjernekraft og vindkraft. Hva som er best, kommer an på hva vi prioriterer: Hvis vi velger kjernekraft, «redder» vi både naturen og klimaet, men kostnaden kan bli stor knyttet til både risikoen for ulykker med store konsekvenser og avfallsproblematikken som kan bli veltet over på framtidige generasjoner. Hvis vi velger vindkraft, risikerer vi (kanskje) å ofre natur for å redde klimaet.

Boks 29.3 Prima facie-plikter i medisinsk sammenheng

Innen medisinsk etikk er det vanlig å referere til fire viktige prinsipper som har prima facie-status, og er like viktig i behandling og forskning (Beauchamp & Childress, 2019):

- *Velgjørenhet* (forebygge skade og gjøre godt)
- *Ikke-skade* (unngå å påføre mer skade og lidelse)
- *Autonomi* (respektere pasientens selvbestemmelse)
- *Rettferdighet* (rettferdig fordeling av ressurser og behandling)

Noen av disse pliktene kan vi også gjenkjenne i det etiske rammeverket fra Den internasjonale kommisjon for strålevern (ICRP, 2018): spesielt *velgjørenhet* og *ikke-skade* mht. individ, samfunn og miljø; *rettferdighet* mht. fordeler og ulemper knyttet til risiko; samt *verdighet*, dvs. alle mennesker har ukrenkelig verdi og rett til respekt, inkl. retten til å ta informerte valg selv (jf. *autonomi* i medisinsk etikk). Felles for disse prinsippene (innenfor både medisin, og strålevern) er at de er like relevante og viktige, selv om de ikke er absolutte. Noen ganger må vi likevel prioritere mellom dem, og det krever en begrunnelse.

- Kjernekraft har åpenbare fordeler fordi teknologien krever lite areal sammenlignet med f.eks. vindkraft, men hvordan skal vi sammenligne mindre areal med risiko for stråling og spredning av nukleært materiale? Og hvor sikre kan vi være på at vindkraft bidrar til mer naturødeleggelse og mindre naturmangfold på kort og lang sikt? Og hva med grunnlaget for å sammenligne vind og kjernekraft i lys av bærekraftbegrepet? Det hefter ulike fordeler og ulemper ved begge energikilder, men de kan ikke uten videre måles på samme skala.
- Hvordan verdsetter vi effektene av arealinngrep på naturødeleggelser og naturmangfold?

I lys av energitrilemmaet og prima facie-plikter, er det ulike etiske spørsmål knyttet til ulike energikilder. Kjernekraft kan bidra til høyere forsyningssikkerhet, men ikke nødvendigvis til økt energirettferdighet, selv om kjernekraft muligens kan bidra til miljømessig bærekraft.[3] Her må man sammenligne ulike energikilder i lys av trilemmaet, samtidig som man må gjøre en verdimessig vurdering av hva som skal veie tyngst dersom det ikke er mulig å oppnå både forsyningssikkerhet, energirettferdig tilgang og miljømessig bærekraft.

Kjernekraftdebatten tvinger fram en vurdering og sammenlikning av ulike typer verdier. Det gjelder bl.a. kostnader og skadepotensialer ved utbygging. Hva veier tyngst: utbyggings- og driftskostnader; sikkerhet; framtidige generasjoner; reversible mot irreversible teknologier? Noen verdier er sammenliknbare, andre ikke. Med Einstein kan det uttrykkes slik: «Ikke alt som kan telles, teller, og ikke alt som teller, kan telles». Med andre ord må man ta høyde for at alle viktige verdier ikke nødvendigvis er inkludert eller kan kvantifiseres i f.eks. nytte-kostnadsanalyser.

Når vi skal ta stilling til om kjernekraft er bra for Norge, kan vi ikke uten videre måle alle verdier på samme skala. En viktig etisk problemstilling er avveining mellom verdier som tilhører ulike kategorier. Sammenlikning innen samme kategori gir mening, f.eks. sammenlikning mellom el-biler og fossil-biler i noen kontekster. Men ikke alle verdier i kjernekraftdebatten er sammenliknbare på samme skala. Derfor er det nødvending å undersøke hvilke risikoer ved kjernekraft (og andre kraftkilder) som hører til samme eller ulike kategorier. Er det f.eks. rimelig å sammenligne økonomisk tap med uopprettelig naturtap? Fordi økonomisk tap hører til en annen type tap enn irreversibelt naturtap, berører de ulike dimensjoner. Det samme gjelder rettferdighet og autonomi som heller ikke kan omsettes til økonomiske verdier målt i kroner og øre. Velstand for dagens generasjon kan på liknende vis heller ikke sammenlignes med tap av livsgrunnlag for framtidige generasjoner.[4]

En viktig del av vektingen er å foreta en verdsetting av mulige utfall. Vi kan anta at framtidig teknologi kan løse mange problemer, bl.a. knyttet til effektivitet og trygghet. Men selv om teknologi kan fikse mange tekniske sider ved problemer, er det et kategorimistak å anta at moralske og eksistensielle problemstillinger knyttet til teknologien kan løses vha. teknologi.

---

[3] For en omtale av kjernekraftens klima-, natur- og arealpåvirkning, samt en redegjørelse for teknologiens klassifisering som en omstillingsaktivitet i EUs taksonomi, viser vi til punkt 23.3.3.

[4] Spørsmålet om hvordan vi bør vekte framtidige generasjoner, har en nær parallell i økonomifaget gjennom valget av diskonteringsrente. Diskonteringsrenten uttrykker i praksis hvor mye vekt vi legger på framtidig nytte og kostnader sammenlignet med dagens, og innebærer dermed et normativt valg om generasjonsrettferdighet (se boks 28.4).

29.4 Etiske spørsmål og dilemmaer ved introduksjon av kjernekraft i Norge

En beslutning om introduksjon av kjernekraft i Norge reiser flere spørsmål og dilemmaer som til syvende og sist er verdivalg som må tas på politisk nivå. Utvalget vurderer at sentrale etiske spørsmål og dilemmaer knyttet til kjernekraft, er:

1. Er kjernekraft nødvendig for å oppfylle Norges klimaforpliktelser og befolkningens og samfunnets grunnleggende behov for energi? Klimaendringene tar liv i hele verden, og risikoen for tap av liv ved atomulykker er uansett liten i forhold. Det er imidlertid usikkert om kjernekraft i Norge er nødvendig for å nå klimamålene. Våre analyser tyder ikke på at det er tilfelle i dag. Men om vi vurderer det som nødvendig, må vi samtidig akseptere ulemper og risiko knyttet til kjernekraft.
2. Hvordan skal vi veie ulemper og risiko med kjernekraft opp mot ulemper og risiko knyttet til alternativene, når det samtidig er stor usikkerhet om potensialer, ulemper og risiko? Ulemper og risiko knyttet til kjernekraft må ses opp mot miljøeffekter og arealbeslag (naturtap) knyttet til utbygging av andre teknologier.
3. Er det etisk forsvarlig å akseptere risikoen ved langsiktige lagring og deponering for å oppnå utslippskutt og forsyningssikkerhet? Vi lagrer avfallet så sikkert vi kan basert på den kunnskapen og de teknologiske mulighetene vi har i dag. Det er imidlertid umulig å overskue alt som kan skje flere tusen år fram i tid, og umulig å gardere seg fullstendig mot at etterkommerne våre kan bli skadelidende hvis lageret blir ødelagt eller åpnet.
4. Er det riktig av Norge å melde seg på i konkurransen om begrenset tilgang til global og europeisk kjernekraftrelatert kompetanse når andre land har et større behov for ny utslippsfri kraftproduksjon og har færre alternativer enn oss?
5. Dersom subsidier er nødvendig for kjernekraft i Norge, burde vi heller bruke midlene til andre verdifulle formål?

For å besvare disse spørsmålene må vi gi en etisk begrunnelse for hvilke hensyn som skal ha forrang. Nålevende generasjon har mulighet til å gjøre valg som innebærer risiko som kan ramme framtidige generasjoner uten at det rammer oss selv. Det er bare denne generasjonen som kan påvirke hvilke kalkuler- og ikke-kalkulerbare risikoer knyttet til introduksjon av kjernekraft vi tar i dag. En beslutning om utbygging av kjernekraft kan ikke kalles tilbake av framtidige generasjoner.

29.4.1 Refleksjoner rundt hovedspørsmålene

I dette avsnittet reflekterer vi rundt de etiske hovedspørsmålene 1–5, med utgangspunkt i de etiske prinsippene presentert ovenfor.

1. Er kjernekraft nødvendig for å oppfylle Norges klimaforpliktelser og befolkningens og samfunnets grunnleggende behov for energi?

Det er allmenn oppslutning om viktigheten av å nå klimamålene, noe som er en viktig bakgrunn for vurderingen om kjernekraft i Norge. Hovedspørsmålet er om etablering av kjernekraft i Norge er en nødvendig forutsetning for å nå målene. Utvalgets analyser tilsier at vi kan nå målene uten kjernekraft, også om vi ikke lykkes med satsningen på flytende havvind (se kapittel 24). Vi står overfor verdivalg der vi må prioritere hvilke alternativer som er viktige av andre grunner, f.eks. ulemper og risiko knyttet til miljø og natur.

En etisk vurdering av utfasing av kjernekraft i Tyskland i 2011 vurderte at det var unødvendig å ta risikoen siden energiomstillingen kunne gjennomføres på andre måter. Den etiske kommisjonen som vurderte kjernekraft i Tyskland, anbefalte utfasing av kjernekraft, men begrunnelsen var ikke entydig. På den ene siden mente de kjernekraften burde fases ut fordi Fukushima-ulykken demonstrerte at det er grenser for hvor forberedt man kan være på en kjernekraftulykke. På den annen side mente de at Tyskland burde avstå fra risikoen ved fortsatt kjernekraftdrift fordi energiomstillingen kan oppnås ved bruk av mindre risikable alternativer. I sin begrunnelse understreket kommisjonen vår tids etiske forpliktelse til å beskytte framtidige generasjoner mot risiko knyttet til nukleært avfall og potensielle atomulykker (Etikkommisjonen for sikker energiforsyning, 2011).

For å ta stilling til om Norge trenger å bygge kjernekraft, må vi vurdere om det er en nødvendig eller unødvendig risiko for Norge. Ulike land vurderer fordeler og ulemper med kjernekraft forskjellig, som eksempelet fra Tyskland ovenfor viser. De faset ut kjernekraft, begrunnet med risikoen for kjernekraftulykker og miljøhensyn. Polen er derimot i ferd med å bli et nytt kjernekraftland, ut fra annen vektlegging enn Tyskland (se punkt 16.3). Noen av begrunnelsene vektlegger miljøhensyn mer generelt, mens andre legger størst vekt på ulykker og strålingsfare, samt hensynet til framtidige generasjoner.

2. Ulemper og risiko knyttet til kjernekraft må ses opp mot miljøeffekter og arealbeslag (naturtap) knyttet til utbygging av andre teknologier.

Verken forskning eller offentlig debatt om kjernekraft gir entydige svar på hvordan kjernekraft skal vurderes opp mot alternative energikilder. Utbygging av kjernekraft trenger utvilsomt mindre areal enn en tilsvarende utbygging av vindkraft på land, samtidig som vi vet lite om langtidseffekter mht. miljø og naturtap. Selv om risiko for ulykker statistisk sett er liten, vil en mulig ulykke (pga. tilsiktede eller utilsiktede hendelser) kunne bidra til irreversibel skade. Det vil alltid være en restrisiko for uakseptable konsekvenser vi har et moralsk ansvar for.[5] Vi snakker derfor om en ikke målbar risiko for uakseptable konsekvenser vi har et moralsk ansvar for, selv om de er lite sannsynlige. Det er vanskelig å sette økonomisk verdi på verdier som miljø og natur. Det betyr at vi må gjøre verdivalg på usikkert grunnlag. Etiske prinsipper kan hjelpe til å sortere hvilke hensyn som skal ha forrang (prima facie), eller heldigste utfall for de verst stilte om det verste skulle skje (maximin). Eksempel på bruk av prima facie: I henhold til energitrilemmaet er forsyningssikkerhet, energirettferdighet (energitilgang) og miljømessig bærekraft like viktige. Likevel kan vi ha grunner for å prioritere miljømessig bærekraft over energirettferdighet, fordi vi tillegger miljømessig bærekraft større vekt enn lik tilgjengelighet til energi for hele befolkningen. En prima facie-plikt er aldri absolutt, men må begrunnes i vekting mellom andre like viktige plikter.

3. Er det etisk forsvarlig å akseptere risikoen ved langsiktige lagring og deponering for å oppnå utslippskutt og forsyningssikkerhet?

Her står vi veldig direkte overfor et genuint dilemma dersom kjernekraft vurderes som nødvendig for å oppnå utslippskutt og forsyningssikkerhet. Det er imidlertid ikke klart at dette er nødvendig dersom vind-, vann-, og solkraft er tilstrekkelig for utslippskutt og forsyningssikkerhet. Da står vi tilbake med spørsmål om risikoene for våre etterkommere. Dagens kjernekraftteknologi er sikrere enn gårdagens, men menneskelig svikt i omgang med teknologi går aldri ut på dato. Igjen står vi overfor en situasjon med beslutning under usikkerhet, og da kan både føre-var- og maximin-prinsippene veilede vurderingen.

4. Er det riktig av Norge å melde seg på i konkurransen om begrenset tilgang til global og europeisk kjernekraftrelatert kompetanse når andre land har et større behov for ny utslippsfri kraftproduksjon og færre alternativer enn oss?

Det er mange land som har lansert behov og planer for kjernekraftproduksjon. Her reiser vi spørsmål om det er fornuftig av Norge å konkurrere med andre land som har større behov for kjernekraft, særlig med land som er avhengig av å erstatte fossil energiproduksjon. Dette er dels et spørsmål om konkurranse om knappe ressurser, inkludert kjernekraftrelatert kompetanse, men også et spørsmål om konkurranse eller samarbeid. Igjen står vi overfor verdivalg som må ta utgangspunkt i hva vi vektlegger mest: samarbeide med våre naboland (Finland og Sverige) som er kjernekraftland, eller konkurrere med andre som har større behov enn Norge for å bygge ut. Igjen må vi prioritere basert på hva vi vil vektlegge mest.

5. Er det riktig å bruke store subsidier til kjernekraft hvis vi kan bruke midlene til andre verdifulle formål?

Det er et prinsippspørsmål hva Norge skal subsidiere. I dag er det ikke utsikter til at det lar seg gjøre å bygge kjernekraft i Norden uten statsstøtte. Det grunnleggende verdivalget er hvorfor kjernekraft bør subsidieres. Et svar kan være knyttet til markedssvikt, ufullstendige markeder, sikkerhetspolitiske hensyn eller industripolitiske mål.[6] Motargumenter er at slik støtte vil redusere det økonomiske handlingsrommet til å ivareta andre gode formål, og at vi uansett ikke er avhengige av kjernekraft for å dekke kraftbehovet – vi har alternativer. Spørsmålet tvinger fram et valg som ikke alene kan baseres på økonomiske anslag eller forutsigbare konsekvenser. Også dette er i bunn og grunn et verdivalg der de etiske prinsippene presentert her kan veilede oss et stykke på vei.

Til syvende og sist stiller kjernekraft oss overfor noen verdivalg der vi må prioritere. De etiske prinsippene kan veilede oss et stykke på vei: hva er viktigst av flere innbyrdes like viktige verdier (prima facie); hva vil gjøre minst skade om det verste skulle skje (maximin); hvilke risikoer er det ansvarlig å ta når vi ikke vet utfallet, men har noe grunnlag for å vurdere konsekvenser (føre-var).

---

5 Risikoen forbundet med kjernekraft vurderes som lav innenfor det etablerte rammeverket, med lav hyppighet av alvorlige ulykkeskonsekvenser (se punkt 28.2).

6 Utvalget vurderer imidlertid disse begrunnelsene som lite relevante for subsidiering av kjernekraft i Norge. Utvalget finner ingen øvrige indikasjoner på markedssvikt eller andre samfunnsøkonomiske forhold som tilsier statlig støtte til kjernekraft i Norge (se punkt 27.2).

29.4.2 Utdyping av spesielle etiske sider ved kjernekraft

Nedenfor utdyper vi de etiske refleksjonene ved å gå nærmere inn på de sider ved kjernekraft som reiser spesielt alvorlige problemstillinger til forskjell fra alternativene.

Beslutning med særlig lang horisont – hensynet til framtidige generasjoner, og håndtering og lagring av brukt brensel, er blant de viktigste etiske problemstillingene.

Kjernekraft reiser særskilte spørsmål knyttet til bindinger, beslutninger og ansvar som pålegges framtidige generasjoner. Tidshorisonten og irreversibiliteten er viktige grunner til at kjernekraft skiller seg fra de andre kraftkildene. Valg av kjernekraft innebærer at vi fatter beslutninger som vi ikke er i stand til å ta ansvar for på vegne av mennesker som ennå ikke er født. Beslutninger med betydning for framtidige generasjoner er ikke unikt for kjernekraft, men utfordringen er risikoene forbundet med det brukte brenslet, som inneholder enkelte isotoper med spesielt lang halveringstid.

Selv med utvikling av nye konsepter som forbedrer sikkerheten ytterligere mangler vi grunnlag for å vite hvordan framtidige generasjoner vil påvirkes dersom vi velger kjernekraft i dag. Vi snakker om valg som er irreversible av ulike grunner: For det første fordi kjernekraft forplikter de neste generasjonene framover til å måtte bruke ressurser på kjernekraftproduksjon, sikkerhet og beredskap, avfallsbehandling og dekommisjonering, og for det andre fordi deponering av kjernefysisk avfall kan representere en risiko for våre etterkommere i flere tusen år.

Ansvaret for deponi som påføres framtidige generasjoner kan utfordre «forurenser betaler»-prinsippet. Selv hvis operatørselskapet ilegges en avgift som går inn i fond for å dekke framtidige kostnader ved dekommisjonering og deponi, vil det ligge et ansvar for deponiet på framtidige generasjoner. Det kan komme i konflikt med det viktige «forurenser betaler»-prinsippet i klima- og miljøpolitikken (*Polluter Pays Principle*, PPP).[7] Etter at all aktivitet ved et deponi er gjennomført og avsluttet, blir det forseglet (se punkt 6.4). Deponier bygges med passiv sikkerhet som skal forhindre lekkasjer til miljøet, og man anser derfor at «forurenser betaler»-prinsippet oppfylles av fondsavgiftene. Dersom det ansvarlige selskapet for deponiet går konkurs, eller på annen måte opphører å eksistere, finnes imidlertid ikke lenger en forurenser (selskap) som kan holdes økonomisk ansvarlig. I henhold til avfallskonvensjonen vil da staten ha det endelige ansvaret. Imidlertid finnes det fortsatt restrisiko knyttet til ikke-spredning (villede handlinger) og muligheten for at uvedkommende kan forsøke å få tilgang. Denne risikoen må også tas i betraktning.[8]

Samme problematikk gjelder også uhell som har generasjonsoverskridende konsekvenser. Med andre ord finnes områder der PPP ikke kan gjelde, fordi det er vanskelig å holde noen bestemt ansvarlig for «oppryddingen». Også fornybare energikilder kan medføre naturtap som svekker grunnlaget for framtidige generasjoner, og dermed gjøre PPP vanskelig å anvende. Tidshorisonten og irreversibiliteten stiller likevel kjernekraft i en særstilling, noe som viser at PPP ikke tilfredsstiller krav til en god begrunnelse i klimaspørsmål.

Spørsmål for kjernekraft er hvor store, og hvilke risikoer vi er villige til å akseptere knyttet til eksempelvis ulykker, ondsinnede handlinger, lagring, spredning og våpenbruk. Det er viktig at slike vurderinger skjer i lys av risikoene knyttet til alternative kraftkilder. Eksempel på viktige problemstillinger:

- Hvilket ansvar har vi for å sikre at framtidige generasjoner ikke påføres betydelige risikoer eller byrder som følge av valg vi foretar i dag?
- Hvordan ta valg som påvirker generasjoner som enda ikke er født?
- Er det akseptabelt å etterlate radioaktivt avfall og brukt brensel til framtidige generasjoner?

I tillegg innebærer kjernekraft irreversible valg som reiser prinsipielle spørsmål om rettferdighet mellom generasjoner. Her står bærekraft sentralt. Hvilken rett har vi i dag til å ta valg som i verste fall kan svekke livsgrunnlaget for de som kommer etter oss? Og hvilken rett har vi til ikke å gjøre det som må til for å motvirke klimaendringene, bl.a. ved å avstå fra økt velstand for vår generasjon.

Risiko med mulig store konsekvenser – atomulykker og samhandling menneske/ teknologi

Kjernekraft som energikilde innebærer alltid en risiko for at det verst tenkelige (og utenkelige) kan skje, f.eks. at radioaktivt materiale laget for fredelige formål kommer på avveie eller i hendene på noen med ondsinnede hensikter, eller at uforutsette ulykker kan skje. I tillegg til sikkerhetsaspekter omtalt i kapittel 11, er vi her ute etter en

[7] Tilsvarende problematikk gjelder også for farlig avfall fra gruvedrift.

[8] Se også punkt 17.1.7 om roller og ansvar ved konkurs.

etisk vurdering: Bør risikoen for større ulykker med enorme konsekvenser for noen få medføre at vi velger bort kjernekraft selv om risikoen er forsvinnende liten? Spørsmålet kan ikke besvares utelukkende med henvisning til nytte-kostnadsanalyser eller teknologi, det er en genuint etisk problemstilling, bl.a. om lav risiko for ulykke og ødelagt liv for noen få er akseptabel? Dette kan vektes på ulike vis, enten ved å legge vekt på forskjellen mellom få eller mange liv som går tapt (konsekvensetikk), eller at det er feil å risikere liv uavhengig av konsekvensene (pliktetikk).

I forbindelse med kjernekraft innebærer maximin-prinsippet at vi skal velge det alternativet som fører til minst skade om det verste skulle skje. De verste konsekvensene av kjernekraft er ulykker med alvorlig strålingsskade på mennesker og natur, eller at radioaktivt materiale kommer på avveie og blir brukt til våpen. Valget kan bl.a. avhenge av hvordan vi verdsetter sikkerhet for mennesker og natur, og hvor stor tillit vi har til at vi kan unngå menneskelig og teknologisk svikt. Dersom strålingsskade ikke kan repareres, bare forebygges, vil maximin-prinsippet være en rasjonell strategi. Poenget er at vi ikke vet hvor sannsynlig det er at det verst tenkelige inntreffer, og likevel må vi foreta et fornuftig/rasjonelt valg. Uansett må vi ta ansvar for valget, jf. også føre-var-prinsippet som krever at mangel på kunnskap ikke kan brukes som begrunnelse for å utsette eller unnlate å treffe beslutninger.

Samlet innebærer føre-var- og maximin-prinsippene at vi tar høyde for at det verste kan skje. Det krever at vi må foreta en samlet vurdering av forsyningssikkerhet, energirettferdighet og miljømessig bærekraft (jf. energitrilemmaet), og veie utfallet for kjernekraft opp mot de andre energikildene, dvs. risikoer ved å innføre eller ikke innføre kjernekraft i den framtidige energimiksen. I tillegg er det noen dilemmaer som unndrar seg trilemmaet, som hensynet til framtidige generasjoner og risiko for hendelser som har negativ virkning for andre enn oss, f.eks. naboland. Kontekstuelle forhold, som f.eks. hvordan den geopolitiske situasjonen påvirker tilgang på uran, kan avgjøre hvilken del av trilemmaet som avgjør hva vi bør prioritere. Dersom vi vektlegger forsyningssikkerhet mer enn miljømessig bærekraft, eller prioriterer miljømessig bærekraft over energirettferdighet, trenger vi en ytterligere begrunnelse. Hva energirettferdighet innebærer, er imidlertid ikke åpenbart: betyr det at alle i et gitt område skal ha lik tilgang på kraft uavhengig av hva de benytter energien til, at spesifikk begrunnelse trengs for å tillate forskjeller, at noen har rett til mer basert på ytelse, eller noe annet? Ut fra et overordnet bærekraftperspektiv basert på maximin-prinsippet, vil energirettferdighet innebære at forskjeller er akseptable bare dersom det fremmer velferd for de minst heldige, altså en maksimering av posisjonen til de verst stilte.

Maximin-prinsippet kan veilede oss i valg der vi må håndtere stor grad av usikkerhet. Fordi ingen teknologi eksisterer uavhengig av menneskelig håndtering av teknologien vil det alltid være en usikkerhet til stede selv om teknologien i seg selv er sikrere. En viktig kilde til risiko med mulig store konsekvenser er knyttet til samhandling mellom menneske og teknologi. Menneskelige feil skjer, og muligheten for å ta i bruk kjernekraft til atomvåpen er tenkelig. Vi kan i begrenset grad forutse konsekvensene av feilaktig eller uønsket samhandling mellom menneske og teknologi, og likevel må vi fatte ansvarlige beslutninger som potensielt har irreversible konsekvenser.

Det etiske valget kommer an på hva slags scenarier vi legger til grunn. Innramming, perspektiv og premisser som legges til grunn i ulike scenarier, er i utgangspunktet basert på etiske valg. Går vi ut fra at kjernekraft er nødvendig for å innfri klimaforpliktelsene, har vi implisitt også lagt mange andre forutsetninger til grunn: at klimaforpliktelsene bare kan nås med kjernekraft i miksen; at det er riktig at hvert land isolert skal oppfylle klimaforpliktelser; og at klima er viktigste begrunnelse for valg av kjernekraft i utgangspunktet.

Når de ulike pliktene og prinsippene kan komme i konflikt med hverandre, må vi vurdere hvilken plikt som skal prioriteres. Ovenfor har vi sett nærmere på et par etiske problemstillinger som er spesielt viktig å belyse når vi skal ta stilling til om Norge bør velge kjernekraft. Vi har gjort bruk av et par sentrale etiske prinsipper for etisk refleksjon (føre-var og maximin). I tillegg har vi introdusert et tredje prinsipp som kan være nyttig når vi skal foreta etiske vurderinger, nemlig prima-facie-plikter. Det er plikter som hver for seg kan være like viktige (som i energitrilemmaet), men som kan komme i konflikt med hverandre og derfor krever at vi må vurdere hvilken plikt som har prioritet i hver enkelt situasjon.

I likhet med hvordan man anvender disse prima facie-pliktene innen medisin og helsevern, kan vi anvende den samme metoden når prinsippene kommer i konflikt innen energipolitikken. Skal forsyningssikkerhet, energirettferdighet eller miljømessig bærekraft veie tyngst? Og kan svaret si noe om hvorvidt kjernekraft i Norge er et fornuftig valg? Den store utfordringen er at vi må sette en verdi på de ulike alternativene, som diskutert i punkt 29.3.

Energitrilemmaet og prima facie

Spørsmål om miljømessig bærekraft og energirettferdighet er sentrale ved valg av energikilde. Men hvordan skal man velge dersom energitilgangen verken er bærekraftig eller rettferdig? Selve spørsmålet viser til verdier som ofte kommer i konflikt med hverandre: forsyningssikkerhet, energirettferdighet og miljømessig bærekraft (energitrilemmaet). Hva skal veie tyngst dersom man ikke kan vektlegge alle dimensjonene likt? Hvordan kan man sikre tilgang på ikke-fornybar energi, samtidig som sikkerheten utfordres av ekstremvær og geopolitisk uro? Og hvordan kan vi dekke økt etterspørsel etter kraft til elektrifisering av industri, sokkel og transport samtidig som vi ivaretar energirettferdighet, både nasjonalt og globalt? Ulike energikilder har ulike styrker og svakheter. Fornybar energi er utslippsfri og kan til dels realiseres raskt, men er væravhengig (forsyningssikkerhet) og innebærer nedbygging av natur. Fossile energikilder kan gi stabil energitilgang med begrensede arealinngrep, men har betydelige negative miljøkonsekvenser. Hvilke hensyn skal veie tyngst, og på hvilket grunnlag?

Miljø/bærekraft og geopolitisk usikkerhet er to forhold som er spesielt viktige når vi vurderer kjernekraft mot alternative eller komplementære energikilder i dag. Vi har relativt god kunnskap om hvordan ulike energikilder påvirker miljøet, men vi vet langt mindre om hvordan den geopolitiske utviklingen vil påvirke de tre dimensjonene i energitrilemmaet. Derfor bør kjernekraft vurderes i lys av energitrilemmaet – og sammenlignes med andre energiformer.

Boks 29.4 Oversikt over områder for etisk refleksjon behandlet i dette kapittelet

Klima, miljø og risiko:

- Kjernekraft for å nå klimamål må vektes mot risiko for tap av liv ved atomulykker.
- Analyser tyder på at vi kan nå målene uten kjernekraft. Er etablering av kjernekraft i Norge dermed en unødvendig risiko?
- Risiko ved langsiktig lagring og deponering (skadelidende etterkommere) må vektes mot utslippskutt og forsyningssikkerhet. Er det etisk forsvarlig å ta ulykkesrisiko gitt lav sannsynlighet med mulig katastrofale konsekvenser?
- Nødvendig å vurdere risiko ved å fatte beslutning om kjernekraft uten tilstrekkelig kunnskaps- og refleksjonsgrunnlag (i befolkningen, hos beslutningstakere).
- Gitt naturtap – miljøeffekter og arealbeslag, hva er fordeler og ulemper med kjernekraft?
- Miljøansvar for framtidige generasjoner: verdivalg fordi det er vanskelig å sette økonomisk verdi.

Rettferdighet og fordeling:

- Er det riktig av Norge å konkurrere om kjernekraftkompetanse med land som har færre alternativer enn Norge for utslippsfri kraftproduksjon?
- Subsidier til kjernekraft må vektes mot andre verdifulle formål.
- Hvem betaler for bygging, drift og dekommisjonering?
- Generasjonsrettferdighet – hvilke kriterier skal veie tyngst? (Her kan vi reflektere ut fra føre-var, prima facie og maximin.)

Avhengighet, forsyningssikkerhet og geopolitisk situasjon:

- Vekting av risikoen for avhengighet av leverandører som ikke deler våre verdier og mål, f.eks. ikke-demokratiske land.
- Vekting av risikoen for avhengighet som kan skape rom for ytre press fra andre nasjoner.
- Vurdere hvordan bygging av kjernekraft er forenlig med å løse situasjonen fram mot 2050 dersom havvindsatsningen ikke lykkes.

Demokrati:

- Legitimitet, hvordan sikre informert støtte i befolkningen à minoritets-/majoritetsinteresser?
- Utfordringer med forankring i befolkningen fordi kompleksitet gjør det vanskelig for folk flest å forstå risiko og konsekvenser.

Økonomi:

- Bør Norge bruke store subsidier til kjernekraft dersom fornybar energi kan dekke energibehovet?

Vekting av alternativer:

Beslutning om kjernekraft eller ei: Vurdere betydning for framtidige generasjoner mht. hvilke kriterier som skal veie tyngst?

- Klima/bærekraft/fornybar energi.
- 100 000-årsperspektivet for avfall.
- Utvikling næringsliv.
- Velferd.

Kapittel 30
Samfunnsaksept er en forutsetning

En etablering av kjernekraft i Norge er en stor beslutning som vil berøre mange deler av samfunnet – lokalt, nasjonalt og over svært lang tid. Folkelig motstand har tidligere bidratt til å stanse store infrastrukturprosjekter i både Norge og andre land, og var også medvirkende da de norske kjernekraftplanene ble skrinlagt på 1980-tallet. For å forstå betydningen av samfunnsaksept ved en eventuell kjernekraftsatsing i Norge i dag, må vi derfor forstå hvordan oppslutning formes, hva som kan svekke den, og hva som skal til for at den kan opprettholdes over flere tiår i møte med skiftende politiske og samfunnsmessige rammer, som vi i dag ikke kan forutse.

Vi innleder dette kapittelet med å belyse hva som kjennetegner samfunnsaksept i denne sammenhengen, konsekvensene av manglende aksept, hvorfor meningsmålinger alene ikke gir et tilstrekkelig beslutningsgrunnlag, og hvilken rolle tillit, legitimitet og opplevd rettferdighet spiller over tid. Deretter går vi gjennom historiske erfaringer med kjernekraft og andre store energi- og industriprosjekter som har vært konfliktfylte. Videre belyser vi, gjennom eksempler fra andre land, hvordan involvering, åpenhet og medvirkning kan bidra til å bygge og opprettholde tillit, særlig i spørsmål om lokalisering av kjernekraftverk og deponiløsninger. Avslutningsvis drøfter vi hva disse erfaringene innebærer for en kjernekraftsatsing i Norge.

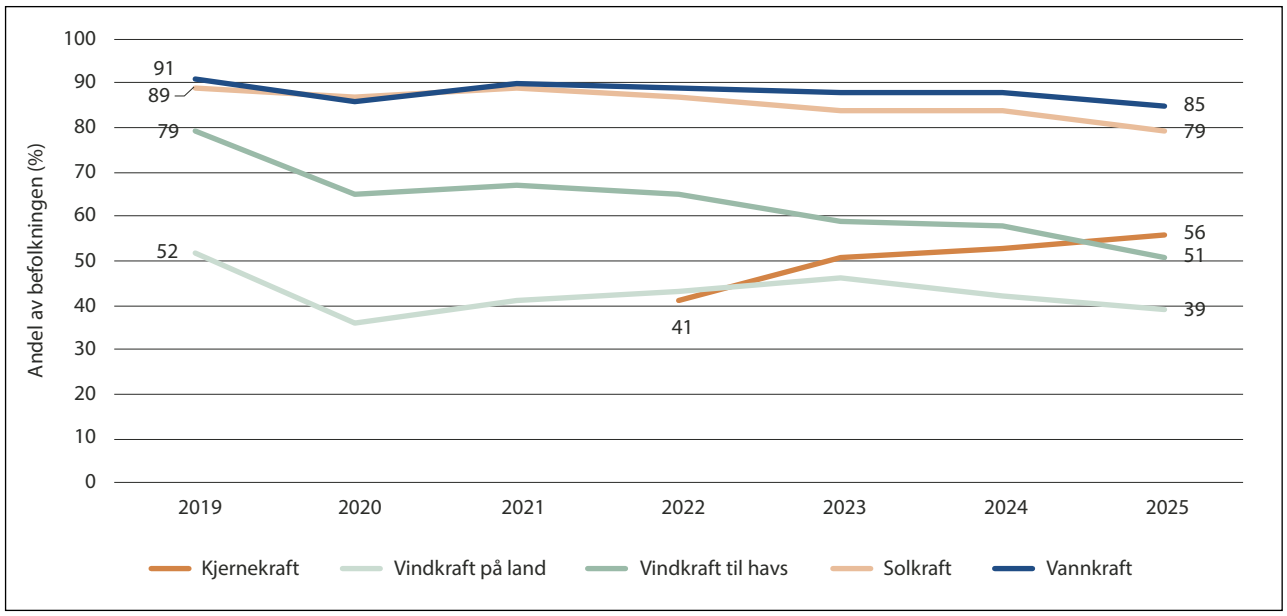
30.1 Hva mener vi med samfunnsaksept og hvorfor er det avgjørende?

I takt med økende interesse har kjernekraft aktualisert seg som ny energiform i Norge. Meningsmålinger viser at det har skjedd store holdningsendringer til kjernekraft i Norge. Ifølge Kantars Klimabarometer (2025) var om lag 10 prosent av befolkningen positive til kjernekraft som kraftkilde i 2009, mens andelen i 2025 hadde økt til 56 prosent (figur 30.1 viser utviklingen fra 2019 til 2025). Tilsvarende finner CICERO (2026) og Tvinnereim og Liu (2024) at i overkant av halvparten av befolkningen er positive til at Norge bør utvikle kjernekraft, mens i underkant av 30 prosent er negative. Slike undersøkelser gir verdifull innsikt i holdningsendringer.[1] Samtidig sier slike generelle holdningstall lite om faktisk aksept for konkrete lokasjoner eller prosjekter. Aksept i befolkningen er et sammensatt spørsmål som omfatter flere dimensjoner, noe vi drøfter nærmere i dette kapittelet.

Samfunnsaksept handler om at tiltak og politikk oppfattes som legitime, rettferdige og tillitvekkende av befolkningen, beslutningstakere og markedsaktører. Det er en prosess over tid, og påvirkes av både hvordan beslutninger tas og hvordan virkninger fordeles (Ruud m.fl., 2016). I energiprosjekter er spørsmålet om samfunnsaksept særlig framtredende, siden slike prosjekter ofte berører grunnleggende demokratiske prinsipper, som f.eks. rett til informasjon, innsyn, medvirkning og erstatning, samt ytringsfrihet og et uavhengig rettssystem (NOU 2023: 3).

---

[1] I både Finland og Sverige er støtten til kjernekraft høy, og den har økt de siste 5–10 årene (se figur 16.1 og 16.2). Globalt er oppslutningen også betydelig. Ifølge PACE-indeksen for 2024 oppgir 46 prosent av respondentene at de støtter kjernekraft, sammenlignet med 23 prosent som er imot. I mange land har støtten avtatt noe siden nivået i 2023 som var preget av energikrisen i Europa – samtidig har motstanden knapt økt. Undersøkelsen omfatter land som til sammen representerer 64 prosent av verdens befolkning, og er basert på svar fra nærmere 32 000 respondenter (Radiant Energy Group, 2025).



Figur 30.1 Utvikling i støtte til ulike kraftkilder i Norge.

Figuren viser respondentene i undersøkelsen som har svart *«Ganske positiv»* eller *«Svært positiv»* om deres holdninger til de aktuelle kraftkildene. Øvrige svaralternativer var *«Vet ikke»*, *«Verken positiv eller negativ»*, *«Ganske negativ»* og *«Svært negativ»*.
Kilde: Kantar Klimabarometer (2025)

Tapt eller manglende samfunnsaksept kan få store økonomiske, politiske og sosiale konsekvenser. Erfaringer fra energiprosjekter viser at folk har en tendens til å være mest for løsninger som er lengst unna. Når prosjekter konkretiseres, kommer gjerne motstanden fort til syne.[2] I dag jobber vestlige demokratier som har, eller planlegger, kjernekraft systematisk for å sikre involvering og forankring av anleggene, samt av deponiløsningene som er nødvendige. Et kjernekraftverk er en svært kostbar investering med en lang investeringshorisont og stor finansiell risiko. Dersom et kjernekraftverk må stenges fordi motstanden i befolkningen blir for stor, kan det gi investorer betydelige økonomiske tap. Det samme gjelder staten, som tidlig må investere ressurser i infrastruktur, sikkerhet, konsesjonsbehandling og tilsyn (se kapittel 9). Lokalsamfunn som berøres, vil både miste arbeidsplasser og inntekter – og de vil oppleve belastningen det innebærer å være i sentrum for en kontroversiell sak med et høyt konfliktnivå. Dette understreker betydningen av å arbeide systematisk og langsiktig med samfunnsaksept for kjernekraft.[3]

Aksept bør forstås som foreløpig og avhengig av kontekst. Meningsmålinger gir nyttig informasjon om holdninger, men er i begrenset grad egnet til å forklare aksept. Skjølsvold og Solbu (2026) problematiserer å ta for gitt hva respondenter legger i svarene «for» eller «mot» kjernekraft, ettersom slike svar kan romme svært ulike vurderinger. Hvordan stiller folk seg egentlig til de mer konkrete spørsmålene som bl.a. avfallsløsning, eierskapsform, lokale virkninger? Forskerne understreker derfor betydningen av å være tydelig på hva som faktisk måles. Videre peker de på at det er særlig krevende å måle aksept for noe en ikke har erfaring med, og som er forbundet med betydelig usikkerhet (se punkt 28.2). I slike tilfeller formes holdninger ofte av framtidsforestillinger

[2] I en norsk sammenheng illustrerer særlig erfaringene med landbasert vindkraft at motstanden ofte har økt etter hvert som prosjekter konkretiseres (se punkt 30.3). Tilsvarende mønstre er også dokumentert for kjernekraft. Holdningsundersøkelser fra Storbritannia viser at støtten til kjernekraft avtar når anlegg planlegges i respondentenes nærområde (se punkt 16.6). Samtidig viser forskningen at lokalsamfunn som over tid har levd med kjernekraft i sitt nærområde, kan ha høyere aksept enn befolkningen ellers, som omtalt i Skjølsvold og Solbu (2026). Forventninger er ofte mest positive og samlende når det gjelder teknologier eller løsninger som ligger langt fram i tid, som omtalt i Borup m.fl. (2006). Forskerne peker blant annet på at tidlige teknologiske forventinger ofte først og fremst dreier seg om teknologien, og underspiller de organisatoriske og kulturelle faktorene som teknologien avhenger av. Fordi forventningene er så høye i tidlige faser, vil disse visjonene ofte avvike fra den framtidige realiteten når hindringer blir synlige.

[3] I et intervju med NRK 11. januar 2026 understreket stedfortredende leder for ny kjernekraft i Vattenfall, Martin Darelius, at lokal aksept og støtte fra kommunen er de viktigste faktorene ved lokalisering av nye reaktorer i Sverige (NRK, 2026).

snarere enn av konkrete erfaringer. På denne bakgrunnen anbefaler Skjølsvold og Solbu (2026) at aksept bør forstås som betinget, foreløpig og situert (altså knyttet til en bestemt kontekst).

Det mangler gode data på hva befolkningen vil velge hvis ulike energiformer skal veies mot hverandre. Mange av spørreundersøkelsene på energiområdet spør om holdninger til hver energiform isolert, men vi mangler gode data på hvordan folk vil velge dersom de skal gjøre mer helhetlige avveininger. Det er sannsynlig at man kan få helt andre svar dersom folk blir invitert til å si sin mening om ulike, helhetlige alternativer opp mot hverandre (Firestone & Kirk, 2019; Aasen m.fl., 2024).

En kjernekraftutbygging vil berøre ulike former for aksept samtidig. Mye av forskningen på feltet forstår aksept langs tre dimensjoner etter Wüstenhagen (2007), som gir et nyttig utgangspunkt: (i) sosiopolitisk aksept (legitimitet hos allmennheten, beslutningstakere, (ii) myndigheter og interesseorganisasjoner), markedsaksept (tillit hos investorer, finansinstitusjoner, leverandører og kunder til lønnsomhet, risikoavlastning og stabile rammer) og (iii) lokal aksept (opplevd rettferdig prosess og håndterbare virkninger for berørte lokalsamfunn). Ettersom «aksept» er såpass sammensatt, peker Skjølsvold og Solbu (2026) på at i stedet for å spørre *om* vi har aksept, bør vi spørre om hvem som skal akseptere hva, hvor og på hvilke vilkår.

Miljø- og naturutfordringer knyttet til fornybar energi berører ikke bare lokalbefolkning, men også befolkningen generelt. Dersom prosjekter oppleves å ha negativ effekt på natur og miljø, kan det svekke den brede støtten i befolkningen – også blant dem som ikke er direkte berørt. Derfor er ikke bare lokal aksept viktig, men også sosiopolitisk aksept – den generelle aksepten i befolkningen. Selv om ulik bruk av begrepet samfunnsaksept gjør det utfordrende å trekke overordnet lærdom på tvers av studier, er dette et poeng som går igjen i litteraturen.

Å oppnå og videreføre oppslutning til kjernekraft er et kontinuerlig arbeid gjennom hele levetiden. Skjølsvold og Solbu (2026) framhever at aksept formes av en kontekst som stadig er under endring – preget av bl.a. kraftpriser, geopolitikk og naturkonflikter. Opinionen kan raskt bevege seg, noe erfaringer fra vindkraft har vist (se figur 30.1). Blant de politiske partiene har vi sett et stemningsskifte for kjernekraft – på kort tid har kjernekraft gått fra å være kontroversielt tema til å bli noe de fleste partiene støtter å utrede (Seljom m.fl., 2025). Med forpliktelsene det innebærer å etablere kjernekraft må den langsiktige oppslutningen strekke seg over flere generasjoner, og er ikke etablert en gang for alle.[4]

Forskning på vindkraft viser hvor viktig rettferdige prosesser, fordeling av fordeler og ulemper, og former for eierskap er for å sikre lokal aksept. Tidligere forskning har bygd på problematiske antakelser: at motstand har vært knyttet til feilinformasjon eller uvitenhet, og at hensikten med å forstå motstand er å overvinne den, typisk gjennom informasjon og opplysning (Aitken, 2010). Senere forskning, blant annet dokumentert i Leiren (2019), har bidratt til en bredere og mer nyansert forståelse av lokale holdninger til vindkraft, hvor fokus flyttes fra aksept som et mål i seg selv til spørsmål om en rettferdig prosess og en rettferdig fordeling. En rettferdig prosess handler om å involvere befolkningen i beslutningsprosessen, der deltakelse, muligheten til å bli lyttet til, tilgang til relevant informasjon og riktig tidspunkt for involvering er sentrale faktorer. Videre framhever forskningen at rettferdig fordeling, særlig mellom investor og lokalsamfunn, er viktig for at lokalsamfunnet skal oppleve nytte. Lokalt medeierskap kan bidra til at lokalsamfunnet opplever en rettferdig fordeling. Selve formålet med kraftproduksjonen kan også spille en viktig rolle: enkelte studier indikerer at holdningene er mer positive dersom kraften brukes nasjonalt og bidrar til industriutvikling, framfor at den eksporteres (Leiren, 2019).

Den folkelige støtten til utbygging av vindkraft henger tett sammen med den generelle tilliten i samfunnet. Lindvall m.fl. (2024) finner at aksept for store energiprosjekter ikke bare avhenger av lokale forhold og nærhet til vindkraftprosjekter, men også av politisk ideologi og hvorvidt folk har tillit til myndigheter, institusjoner og aktører i sektoren. Når beslutningsprosesser oppfattes som åpne og rettferdige, øker sannsynligheten for støtte.

Til tross for utbredt bruk, er aksept et begrep som mangler en klar og felles definisjon, og som kan oppfattes som normativt ladet. Forskningen innen samfunnsaksept er preget av uklar begrepsbruk, og at det følgelig er krevende å sammenligne empiriske resultater (Kyselá m.fl., 2019). Batel m.fl. (2013) peker på at begrepet «aksept» kan gi inntrykk av en ovenfra-og-ned-tilnærming, der folk bare passivt godtar noe som myndigheter eller selskaper foreslår. I motsetning til begrepet

[4] Den samlede tidsperioden for bygging, drift og dekommisjonering av et kjernekraftverk kan typisk strekke seg over 60 til 100 år (se hhv. punkt 8.1.4, 4.6 og 6.2). I tillegg kan deponering kreve ressurser i lang tid etter at kjernekraftverket er dekommisjonert (se kapittel 6).

«støtte» eller «oppslutning», som antyder en mer aktiv og positiv holdning, framstår «aksept» som en reaksjon på noe som kommer utenfra.

30.2 Historiske erfaringer og sårbar oppslutning om kjernekraft

Mange av dagens kjernekraftverk ble etablert i en tid hvor involvering av befolkningen var begrenset. Dagens kjernekraftflåte i Europa og Nord-Amerika ble i hovedsak bygget på 1960- og 1970-tallet (se punkt 7.2). Beslutningene om kjernekraft på denne tiden, som ved andre infrastruktur- og industrietableringer, var ofte drevet av tekniske og politiske vurderinger, med begrenset åpenhet og dialog med lokalsamfunn. Siden den gang har historien vist hvor skjør oppslutningen kan være. I dag stiller vi imidlertid langt større krav til involvering, åpenhet og tillit. Dette reflekteres i at land som har, eller planlegger kjernekraft, gjennomføres omfattende og åpne prosesser for å sikre legitimitet og oppslutning.

Kjernekraftulykker som har inntruffet historisk, har fått betydning for oppslutningen om og videre drift av kjernekraft i andre land. I 1979 inntraff en alvorlig atomulykke på Three Mile Island i Pennsylvania, USA. Ulykken utløste ikke bare til reaksjoner knyttet til det aktuelle anlegget eller i USA alene, men bidro også til global motstand som følge av frykt for ulykkeskonsekvenser.[5] Det ble en global nedgang i utbyggingen av kjernekraftverk og innføring av strengere sikkerhetskrav i mange land. Ulykken bidro også til økt folkelig motstand mot kjernekraft i Norge, og hadde betydning da Stortinget samme år slo fast at det ikke var behov for kjernekraft i Norge. Med det ble planene om kjernekraft i Norge inntil videre lagt på is. Da reaktorulykken i Tsjornobyl i Ukraina inntraff i 1986, førte det blant annet til direkte avvikling av kjernekraftverk i Italia, og ytterligere generell global skepsis mot kjernekraft. Et par måneder senere slo Stortinget videre fast at kjernekraft ikke var en aktuell energikilde i Norge – en beslutning som innebar at norske planer om kjernekraft endelig ble forlatt (se punkt 10.4). Nyere tid har vært preget av Fukushima-ulykken i Japan i 2011. Ulykken førte til en global debatt om sikkerheten ved kjernekraftverk og politiske kursendringer i enkelte land. Mest markant var Tysklands beslutning om å avvikle sine kjernekraftverk i kjølvannet av ulykken (Tomkiv, 2024; Hofstad, 2023b; IAEA, 2021b).[6]

Historien gir oss flere eksempler på at oppslutningen om kjernekraft er sårbar. Kursendringen i Østerrike illustrerer hva som kan skje ved manglende forankring. Landet ferdigstilte et kjernekraftverk i Zwentendorf i 1978, som aldri ble tatt i bruk. Folkelig motstand mot kjernekraftverket vokste mens utbyggingen pågikk, og i november 1978 ble det gjennomført en folkeavstemming der 50,5 prosent av befolkningen stemte imot. Dette førte til at anlegget aldri ble startet opp, og at resten av planene for utbygging av kjernekraft i Østerrike ble lagt på is (Hofstad, 2022). I Sverige ble det også avholdt en folkeavstemming om kjernekraft (i 1980), som førte til at Riksdagen besluttet å fase ut kjernekraften innen 2010. Full utfasing ble imidlertid aldri gjennomført. Landet har derimot endret kurs fra 2023, med en ny satsing på kjernekraft og en oppslutning som har økt betydelig de senere årene (Hofstad, 2024a). Også Sveits, Belgia, Polen og Nederland, har endret kurs og planlegger nå å reversere nedleggingsplaner, forlenge levetiden på eksisterende anlegg eller bygge nye reaktorer.[7]

Det kan skje ulykker ved kjernekraftverk også i framtiden, selv om sikkerheten er ytterligere forbedret. Kjernekraft vil være en del av verdens energimiks i lang tid framover. Mange land, særlig i Asia, bygger nye kjernekraftverk, mens europeiske land, USA og Canada, som i stor grad bygget kjernekraft på 1970- og 1980-tallet, står overfor valg om avvikling, levetidsforlengelse eller nybygging. For land som satser på kjernekraft, er det derfor avgjørende å ha gode prosesser for å bygge og opprettholde tillit i befolkningen. Sikkerhet og beredskap må være godt ivaretatt og kommunisert på en måte som skaper trygghet. Uten dette kan enkelthendelser eller økende generell mistillit føre til folkelig motstand. Av den grunn gjennomfører mange kjernekraftland omfattende prosesser for å forankre oppslutning om kjernekraft.

---

5 Mye av den historiske motstanden mot kjernekraft har hatt sin rot i frykten for konsekvensene dersom noe går galt. Se kapittel 28 for en drøfting av risikoen forbundet med kjernekraft.

6 For en nærmere beskrivelse av ulykkene ved Three Mile Island, Tsjornobyl og Fukushima se henholdsvis boks 11.8, 11.4 og 11.5. Se også punkt 29.4.1 om de vurderinger som ble gjort i Tyskland.

7 Prosessen for ny kjernekraft i Polen og Sverige beskrives i henholdsvis punkt 16.3 og 16.5. Se også boks 11.3 om INES-skalaen.

30.3 Konfliktfylte kraft- og industriutbygginger i Norge

Flere energiprosjekter i Norge har vært konfliktfylte og gir viktige lærdommer for framtidige etableringer. Som nevnt var folkelig motstand en av hovedårsakene til at Stortinget valgte å ikke gå videre med planene om kjernekraft i Norge på 1980-tallet, men det har også vært stor strid rundt andre kraftutbygginger. Særlig utbygginger av vannkraft, vindkraft og kraftlinjer har utløst betydelig lokal og nasjonal motstand. Fra den norske kjernekrafthistorien er lokaliseringen av avfallsanlegget i Himdalen et særlig relevant eksempel.

Vannkraftutbygginger har vært omstridt i Norge. Den første store mobiliseringen mot de store naturinngrepene som vannkraftutbygging medfører, kom i Mardøla i 1970. Det ble aksjonert med sivil ulydighet, og aksjonen ses på som starten på en organisert miljøbevegelse i Norge (Tvedt, 2024). Utbyggingen av Altavassdraget er den største konflikten i Norge knyttet til vannkraftutbygging. Folkeaksjonen mot utbygging av Alta-Kautokeinovassdraget hadde 20 000 medlemmer. De første planene for utbygging skulle legge hele bygda Masi under vann. Planene ble imidlertid endret og omfanget av utbyggingen redusert. Utbyggingen var særlig omstridt fordi den gikk ut over samiske interesser og rettigheter, og det ble gjennomført sultestreiker foran Stortinget. Det var 800 personer som var samlet i Stilla i januar 1981 da det ble gjennomført en omfattende politiaksjon der 532 demonstranter ble pågrepet. Aksjonene førte ikke fram, men utbyggingen ble mindre omfattende enn opprinnelig planlagt (Hansen & Philstrøm, 1981; Tvedt & Berg-Nordlie, 2025).

Motstanden mot vannkraftutbyggingen har i stor grad lagt seg etter at utbyggingene er gjennomført. Til tross for vannkraftverkenes lange levetid, er det i dag ikke på samme måte som tidligere, aksjoner og stor motstand mot de inngrepene som allerede er skjedd, eller krav om at de skal reverseres. Dagens motstand er av en annen karakter, og dreier seg i hovedsak om å beskytte det biologiske mangfoldet i og ved vassdragene, landskap og reinbeiteområder.[8] Det er i dag 390 vassdrag som er vernet mot utbygging, og hovedlinjen i norsk energipolitikk er at det er i liten grad aktuelt med utbygging av nye, urørte vassdrag. Samtidig vedtok Stortinget i 2025 å åpne for konsesjonsbehandling av kraftverk over 1 MW i vernede vassdrag der samfunnsnytten, f.eks. i form av flomdempende effekt, vurderes som betydelig, samtidig som miljøkonsekvensene anses som akseptable (Innst. 123 S (2024–2025), s. 7).[9] Beslutningen har møtt motstand fra miljøbevegelsen som mener det svekker vassdragsvernet (Strandberg, 2025). Store dammer kan også representere en potensiell sikkerhetsrisiko for omkringliggende lokalsamfunn, men forvaltningen av damsikkerhet har over tid bidratt til bred tillit til myndighetenes håndtering av slike anlegg.[10] Samtidig gir vannkraften også betydelige fordeler som er synlige både nasjonalt og lokalt. Nær 90 prosent av vannkraften i Norge eies av det offentlige, stat og kommuner, og nasjonalt eierskap er også sikret gjennom hjemfallsretten (NVE, 2025). Mange kommuner har store inntekter fra vannkraft, og industrianlegg er ofte lokalisert der kraften produseres. Utbyggingen og driften har bidratt til lokale arbeidsplasser, og reguleringen av vassdrag er i dag også en viktig del av flomberedskapen mange steder i landet.

Konflikten om «monstermastene» i Hardanger illustrerer hvordan store energiprosjekter kan utløse omfattende motstand når naturverdier og lokaldemokrati oppleves som truet. I 2010 godkjente regjeringen Statnetts plan om å bygge en 92 km lang 420 kV kraftlinje mellom Sima og Samnanger for å sikre strømforsyning til Bergensområdet (Tufto & Strand, 2011). Prosjektet møtte massiv motstand fra lokalpolitikere, miljøorganisasjoner, reiselivsnæringen og privatpersoner, som mente at luftspenn med opptil 45 meter høye master ville gi uakseptable inngrep i Hardangers fjordlandskap. Motstanderne krevde at kraftledningen skulle legges som sjøkabel, og aksjonene fikk bred politisk støtte (Hofseth, 2008). Regjeringen åpnet for en ny uavhengig utredning av sjøkabelalternativet, men opprettholdt til slutt konsesjonen (Olje- og energidepartementet, 2011). Kraftlinjen ble satt i drift i 2013 med luftledninger, og offisielt åpnet i 2014. Etter dette har konflikten i liten grad preget den offentlige debatten, men begrepet «monstermaster» står fremdeles som et symbol

[8] Opprusting/utvidelse (O/U) av eksisterende reguleringer og endret bruk av vannet, er sammen med nye, større vannkraftprosjekter mest omstridt. Da er det miljøhensyn som f.eks. reindrift, villrein og laks som reiser de vanskeligste spørsmålene. Vilkårsrevisjoner for gjeldende konsesjonsvilkår er ofte mindre omstridt når de ikke kobles sammen med O/U-prosjekter som medfører endringer i reguleringspraksis.

[9] Vedtak 13. februar 2025.

[10] I Norge klassifiseres dammer i konsekvensklasser fra 0 til 4, som fastsettes av NVE. Klasse 0 omfatter dammer med ubetydelige følger ved brudd, mens klasse 4 gjelder dammer med de mest alvorlige konsekvensene (dersom 150 boenheter eller flere rammes). Per juli 2023 var 225 dammer klassifisert som konsekvensklasse 4 (NVE, 2023).

på konflikten mellom nasjonale energihensyn og vern av natur og lokalsamfunn.

Vindkraftutbygginger hadde stor oppslutning i Norge i 2018, men den ble kraftig redusert i løpet av få år. Fra 2018 til 2021 tredoblet kapasiteten av vindkraft i Norge seg (NVE, 2025). I takt med utbyggingen økte også den folkelige motstanden, på tvers av velgergrupper, slik klimaundersøkelsen til CICERO (2026) dokumenterer. Resultatene fra undersøkelsen viser også at i 2018 sa i overkant av 10 prosent seg ganske eller svært uenige i at Norge bør øke vindkraftproduksjonen på land. I 2021, samme år som Høyesterett avsa dom i Fosen-saken[11], hadde motstanden økt til nærmere 40 prosent. Forskningslitteraturen framhever særlig tre faktorer som påvirker lokal aksept for vindkraft på land: (i) hvordan interessenter blir involvert i utvikling av prosjektene, (ii) tiltro til at prosjektene gir positive økonomiske effekter for lokalsamfunnet og (iii) hvordan klima, natur og landskap påvirkes (Nordisk ministerråd, 2025). Det er også nærliggende å tenke seg at lokal og organisert motstand mot vindkraft, medieoppmerksomhet og politiske diskusjoner har hatt betydning for utviklingen i den generelle befolkningens holdninger (sosiopolitisk aksept).

Norsk kjernekrafthistorie har heller ikke vært uten konflikter – etableringen av avfallslageret i Himdalen møtte lokal motstand. KLDRA, Norges kombinerte lager for deponi for lavt- og mellomaktivt avfall, ligger i Aurskog-Høland kommune i Akershus og ble tatt i bruk i september 1998 (se punkt 10.2). Anlegget ble etablert for å håndtere avfall fra Institutt for Energiteknikks (IFE) forskningsvirksomhet, samt avfall fra blant annet sykehus og industri. Planleggingen ble gjennomført av daværende Nærings- og energidepartementet i samarbeid med daværende Statens strålevern og Statsbygg, hvorav sistnevnte stod for byggingen (Innst. S. nr. 114 (1993–1994)). Stortinget vedtok Himdalen som lokasjon for anlegget 28. april 1994 (Statens strålevern, 2007). Prosessen for valg av lokalisering og graden av åpenhet om løsninger ble imidlertid kritisert både før og under etableringen (Bjørkmann & Eriksen, 1994; Eriksen, 1992).[12] Vertskommunen Aurskog-Høland uttrykte sterk motstand mot etableringen, på grunn av bekymringer knyttet til farene ved anlegget og fordi anlegget ikke medførte økonomiske fordeler for kommunen slik forespeilet (Eriksen, 1998). I kommunens høringsprosesser ble lag, foreninger og kommunale organer invitert til å uttale seg, og konklusjonen var entydig negativ, også fra kommunestyret.[13] I forkant av Stortingets vedtak ble det organisert flere protestaksjoner av grupper i Aurskog-Høland, samt i de nærliggende kommunene Trøgstad, Askim og Eidsberg (i nåværende Indre Østfold kommune).

30.4 Lærdommer fra andre kjernekraftlands erfaringer[14]

Etablering og lokalisering av kjernekraft og deponi har i flere land møtt lokal motstand, hvor erfaringene i ettertid har gitt viktige lærdommer. Bekymringer knyttet til sikkerhet, miljøkonsekvenser og lokalisering har utløst protester og forsinkelser, særlig når prosessene har manglet åpenhet og lokal forankring. Erfaringer viser at legitimitet og tillit er avgjørende for å lykkes med langsiktige løsninger. Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) har en viktig rolle i å støtte medlemslandene med veiledning, opplæring og målrettet bistand for å sikre god involvering av interessenter gjennom hele kjernekraftprogrammet.

IAEA framhever at sterk og kontinuerlig støtte er nødvendig gjennom alle fasene i et kjernekraftprogram. Involvering av interessenter inngår som ett av de 19 infrastrukturområdene i milepælstilnærmingen. Effektiv involvering av interessenter innebærer å gi mulighet til å uttrykke synspunkter, adressere bekymringer tidlig, informere om begrunnelse, planer og framdrift, og bygge tillit mellom interessenter og beslutningstakere. IAEAs anbefalinger for involvering av interessenter er nærmere beskrevet i boks 9.1.

For å styrke arbeidet med involvering har IAEA utviklet en egen veileder og tilbyr målrettet støtte. Veilederen framhever fem grunnleggende prinsipper for effektiv involvering: å bygge tillit, å utvise ansvarlighet, å vise åpenhet og gjennomsiktighet, å involvere interessenter tidlig og ofte, og å kommunisere både fordeler og risiko ved kjernekraft (IAEA, 2021c). Gjennom en egen rådgivningstje-

[11] Fosen-saken dreide seg om en konflikt mellom to vindkraftverk på Fosen i Trøndelag og reindriftssamenes rettigheter. I oktober 2021 avviste Høyesterett saken om utmåling av ekspropriasjonserstatning, med begrunnelse om at konsesjonsvedtakene til vindkraftverkene krenket reindriftssamenes rett til kulturutøvelse.

[12] IFE har bidratt med innhenting av historisk informasjon om anlegget i Himdalen.

[13] Se punkt 17.1.3 om statlige myndigheters roller og ansvar for tillatelser til etablering av kjernekraft, under dagens regelverk.

[14] Se også punkt 16.3 og 16.8 for en beskrivelse av arbeidet i Polen og Frankrike med å informere og involvere befolkningen i forbindelse med kjernefysisk virksomhet.

neste for involvering av interessenter (SEAS[15]) tilbyr IAEA videre uavhengig ekspertvurdering og praktisk veiledning for å forbedre involvering av interessenter i kjernekraftprogrammer. SEAS har som hovedmål å styrke involvering av interessenter, gjennomgå og forbedre nasjonale strategier, samt dele internasjonale erfaringer og beste praksis. Gjennomgangen tilpasses behovene i det enkelte land (IAEA, u.å.).

I Sverige mislyktes tidlige forsøk på lokalisering av deponi fordi prosessen manglet åpenhet og lokal forankring. På 1970- og 1980-tallet var arbeidet med lokalisering av deponi preget av storpolitiske hensyn og tekniske vurderinger, der eksperter søkte etter de beste geologiske plasseringene uten å involvere berørte lokalsamfunn (Östhammar kommune, u.å.). Manglende kommunikasjon med innbyggerne førte til sterke protester og folkelig uro, og prosessen måtte til slutt startes på nytt. Erfaringene førte til et skifte i strategi: frivillighet og vetorett ble innført som bærende prinsipper i det videre arbeidet med lokalisering (SKB, 2025).

Etter flere tiår med tillitskapende arbeid, har Sverige lyktes gjennom en prosess med tydelig kommunal medvirkning og beslutningsrett. Den svenske regjeringen ga i 2022 klarsignal til Svensk Kärnbränslehantering (SKB) om deponi i Forsmark (Östhammar) og kapslingsanlegg i Oskarshamn etter omfattende vurderinger av Strålsäkerhetsmyndigheten og Mark- och miljödomstolen (Sveriges regjering, 2022). Arbeidet i Forsmark ble igangsatt i 2025 og anleggene er planlagt å ta imot brukt brensel på 2030-tallet. Høy lokal tillit og støtte har vært avgjørende, noe som holdes ved like gjennom systematiske målinger og avtaler om lokal verdiskaping. En undersøkelse gjennomført av Novus fra 2024 viser at om lag 80 prosent av innbyggerne i Östhammar og Oskarshamn kommune støtter de planlagte anleggene og at tilliten til SKB er høy (SKB, 2024). Kommunene har hatt en formell vetoposisjon og er involvert i oppfølgingen, noe som har styrket legitimiteten til prosessen.

Den svenske modellen bygger på en trinnvis prosess som gir kommunene tid og handlingsrom før endelig beslutning. Å gå inn i prosessen innebærer ikke et bindende ja til etablering, men en mulighet til å følge utviklingen og avvente myndighetenes vurdering av sikkerhet og miljøkonsekvenser. Tilnærmingen gjør det mulig å bygge kunnskap og kompetanse lokalt før forpliktende vedtak fattes. Prosessen støttes av finansieringsordninger som dekker kommunenes kostnader til informasjon, utredninger og medvirkninger, slik at deltakelsen ikke belaster lokale budsjetter (Sveriges riksdag, 2024).

Belgia har dratt nytte av lokale partnerskap og permanente møteplasser for å bygge tillit til deponi for lav- og mellomaktivt avfall. Da den belgiske avfallsetaten[16] i 1994 la fram en liste over 98 mulige lokasjoner for et slikt deponi, møtte forslagene betydelig folkelig motstand, og lokaliseringsarbeidet strandet. Myndighetene endret deretter sin tilnærming fra å søke en teknisk optimal lokasjon, til å vektlegge en bredere kombinasjon av tekniske, økologiske, sosiopolitiske og økonomiske hensyn (NEA, 2010a; NND, 2025). Kursendringen la grunnlaget for et mer lokalt forankret arbeid som senere skulle lykkes. Byggingen av deponi ble påbegynt i Dessel kommune i 2025. Kommunen er fra før av vertskap for prosessering og midlertidig lagring av alt av landets radioaktive avfall, i tillegg til flere nukleære virksomheter, og har i lang tid arbeidet med involvering av lokalsamfunnet. Et sentralt tiltak var etableringen av det lokale partnerskapet STORA[17] i 2005. STORA fungerer som et bindeledd mellom innbyggere, kommuner og myndigheter, overvåker den nukleære aktiviteten, formidler kunnskap, og informerer befolkningen om aktiviteten som foregår. STORA sørger også for å involvere befolkningen direkte i beslutningsprosessene. Dessel huser også besøkssenteret Tabloo som åpnet i 2022. Senteret formidler kunnskap og skaper åpenhet rundt lagring av radioaktivt avfall, gjennom blant annet utstillinger, møteplasser og omvisninger i tilknytning til anleggsområdet. Arbeidet bidrar til å redusere avstanden mellom tekniske beslutninger og lokalsamfunnet (Tomkiv, 2024; Tabloo, u.å.).

Nederland har involvert innbyggerne direkte gjennom et eget panel som har utarbeidet lokale betingelser for kjernekraftprosjekter. Borsele kommune, som ligger i den sørvestlige delen av Nederland, er vertskap for landets eneste kjernekraftverk som er i drift i dag (Hofstad, 2023a). I 2022 utpekte den nederlandske regjeringen Borsele som foretrukket lokasjon for to nye kjernekraftverk (Openeer, 2025). For å sikre legitimitet og ivareta lokale interesser tok Borsele kommune og provinsen Zeeland initiativ til å etablere et innbyggerpanel. Målet var å sikre at lokalbefolkningens behov, forventinger og livskvalitet ivaretas der-

[15] Stakeholder Engagement Advisory Service.

[16] ONDRAF/NIRAS.

[17] Studie- en Overleggroep Radioactief Afval (Studie- og rådgivningsgruppe for radioaktivt avfall).

som en stor utbygging realiseres. Panelet, kalt *Borsele Voorwaarden,* bestod av 100 tilfeldig utvalgte innbyggere som i 2023 formulerte 39 krav til blant annet helse, sikkerhet, landskap, eierskap og kompensasjon. Deltakerne i panelet ble trukket ut for å speile befolkningen, og fikk faglig støtte underveis. Panelet satte blant annet krav til at det ikke skal brukes kjøletårn og at det skal brukes jordkabler framfor høyspentmaster i landskapet. Kommunestyret vedtok kravene enstemmig i 2024 og overleverte dem til myndighetene senere samme år. En revisjon av kravene pågikk i 2025 (Tomkiv, 2024; Borsele kommune, u.å.a, u.å.b).

I Tyskland er åpenhet og medvirkning formelt forankret gjennom en egen lokaliseringslov for deponi. I kjølvannet av at den tyske Forbundsdagen i 2011 besluttet å utfase alle kjernekraftverkene i landet, har myndighetene lagt stor vekt på å sikre åpenhet, bred medvirkning og uavhengig tilsyn i arbeidet med dekommisjonering og lokalisering av deponi, gjennom lovverk, institusjoner og omfattende medvirkningsprosesser. I 2013 vedtok den tyske Forbundsdagen en lokaliseringslov (StandAG, 2017[18]) som «nullstilte» arbeidet med å finne en egnet lokasjon for deponi (BGE, u.å.). Loven gir offentlig deltakelse en sentral rolle: den slår fast at befolkningen skal informeres grundig og systematisk på et tidlig stadium og gjennom hele prosessen om prosjektets mål og konsekvenser, og at offentligheten blir involvert gjennom de planlagte medvirkningsformene (BASE, 2024).

En nasjonal rådgivende komité og omfattende medvirkningsprosesser skal sikre uavhengighet, tillitsbygging og bred offentlig involvering i lokaliseringsspørsmålet. På grunnlag av lokaliseringsloven etablerte Tyskland i 2016 en nasjonal rådgivende komité[19] som følger prosessen, har innsyn i saksdokumenter, kan gi råd til Forbundsdagen og fungerer som tillitsbygger (BMUKN, 2026). Komitéen har som mål å følge lokaliseringsprosessen på en meklende og uavhengig måte, med sikte på å fremme tillit til gjennomføringen av prosessen (StandAG, 2017, § 8). Seks av medlemmene i komitéen velges blant et tilfeldig utvalg av borgere, hvorav to av dem skal representere den yngre generasjonen. Som en del av den første fasen i lokaliseringsprosessen ble det i 2020 og 2021 arrangert medvirkningsmøter[20] med mål om å identifisere såkalte delområder som forventes å ha gunstige geologiske forhold. Møtene hadde flere tusen deltakere, og formålet med en slik medvirkningsform var å gjøre prosessen transparent og forståelig for alle på et tidlig stadium. Alle interesserte kunne delta i møtene, stille spørsmål og bidra i diskusjonene (BASE, 2025). I tillegg finnes det andre møteplasser og forum i Tyskland som legger til rette for dialog og involvering av offentligheten.

30.5 Implikasjoner for Norge – før, under og etter en beslutning

Langsiktig oppslutning til kjernekraft krever åpenhet, politisk forankring, tillit til beslutningsprosessene og tydelig informasjon om valg og konsekvenser. Ved en eventuell norsk kjernekraftsatsing må formål, risiko, usikkerhet og konsekvenser forklares ærlig og forståelig, i tråd med IAEAs prinsipper for effektiv involvering. Sikkerhetsutfordringer må omtales på en faktabasert og tilgjengelig måte, og beslutninger må bygge på at valget er trygt, forsvarlig og godt begrunnet.

En kjernekraftsatsing må presenteres helhetlig og tydelig, slik at gevinster, ulemper og forutsetninger synliggjøres. Det må komme klart fram hva kjernekraft kan bidra med i Norge, hvilke ulemper og risiko som følger med, og hvilke forutsetninger som må være oppfylt. Samtidig er bred og stabil politisk forankring avgjørende: et knepent flertall kan raskt bli skjørt når politiske flertall endres, mens en tverrpolitisk beslutning gir trygghet for både befolkningen og markedsaktørene som skal bære risiko over flere tiår. Legitimiteten styrkes også gjennom en åpen diskusjon om hvor mye ny fossilfri kraft samfunnet trenger, og hva vi er villige til å betale for den.

Tidlig og kontinuerlig involvering av befolkning er avgjørende for å sikre langvarig legitimitet. Erfaringer fra både vindkraft og internasjonale kjernekraftprosesser viser at motstand ofte øker når prosjekter konkretiseres. Involveringsprosesser må derfor starte i god tid før det tas beslutning om hvorvidt kjernekraft skal etableres, og bør følge anbefalingene i IAEAs milepælstilnærming. Arbeidet må videreføres gjennom hele livsløpet: fra planlegging og utbygging, gjennom drift og til dekommisjonering. Som forskningen viser, bør det være klart hvem som skal akseptere hva, hvor

[18] Korttittel av «Gesetz zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle» (lov om søk og valg av lokalisering for sluttlager for høyaktivt radioaktivt avfall). Loven ble vedtatt i 2013 og senere revidert i 2017.

[19] Das Nationale Begleitgremium (Den nasjonale rådgivende komité)

[20] Fachkonferenz Teilgebiete (Fagkonferanse delområder)

og under hvilke betingelser. Det finnes mange store utfordringer ved å introdusere kjernekraft, særlig knyttet til finansiering og sikkerhet. Den mest avgjørende utfordringen er imidlertid beslutningens legitimitet. Uten langsiktig støtte og forankring i befolkningen vil det ikke være et stabilt grunnlag for kjernekraftproduksjon. Samfunnsaksept er derfor en grunnleggende forutsetning for introduksjon av kjernekraft i Norge.

Planleggingsfasen må bygge på et solid kunnskapsgrunnlag, klare rammer og reelle vurderinger av alternativer. Lovverk og reguleringer må avklares før planleggingen starter, for å unngå forsinkelser, økte kostnader og svekket tillit til prosessen. Alternativer til kjernekraft må samtidig utredes helhetlig og etterprøvbart. Sammenligninger bør synliggjøre tidslinjer, kostnader, tekniske aspekter, arealbehov, risikoer og konsekvenser for natur og lokalsamfunn. For å sikre legitimitet er det nødvendig med åpenhet om støtteordninger og risikodeling. Spørsmålet om lokalisering er særlig avgjørende – både for kjernekraftverk og deponiløsning. Lokalisering bør avklares gjennom en aktiv rolle fra myndighetene, for å redusere konfliktnivå og skape forutsigbarhet.

Lokal aksept krever reell medvirkning, synliggjøring av fordeler og ulemper og god beredskap for håndtering av konsekvenser. Lokalbefolkningen må oppleve innflytelse og rettferdighet i prosessen, som forskningen viser betydningen av. Erfaringer fra Belgia og Nederland viser at åpne møteplasser, innbyggerpaneler og dokumentasjon av hvordan innspill påvirker beslutningene, kan bygge tillit og redusere avstanden mellom tekniske vurderinger og lokalsamfunn. Kunnskap må bygges og tillit etableres før forpliktende avgjørelser tas. Samtidig må konkrete lokale gevinster, som arbeidsplasser, skatteinntekter og kompetanseutvikling, synliggjøres og forankres.

Anleggs- og driftsfasen stiller særskilte krav til dialog, beredskap og lokal koordinering. Anleggsperioden kan innebære flere tusen arbeidere over flere år, og gi betydelige konsekvenser for boligmarked, transport, støy og trafikk. Disse konsekvensene må håndteres gjennom tidlig dialog, avbøtende tiltak og tydelig rolle- og ansvarsfordeling. Sikkerhetstiltak må forklares på en måte som skaper trygghet, ikke utrygghet. Beredskapsplaner må kommuniseres klart og øves regelmessig i samarbeid med kommuner og nødetater. Nabokommuner og kommuner langs transportruter bør også inkluderes i dialogen.

Tillit må bygges og vedlikeholdes kontinuerlig gjennom hele livsløpet til et kjernekraftverk. Dette krever en praksis basert på åpenhet og ansvarlighet, med en tydelig rollefordeling mellom eier, stat og lokalsamfunnet. Gjennom hele livsløpet må det synliggjøres hvordan anlegget bidrar til lokalsamfunnet. Åpenhet og løpende informasjon til allmennheten om hendelser og ulykker, kan bidra til å bygge og opprettholde tillit. Systemer for regelmessige målinger av tillit og aksept, kan bidra med å raskt identifisere utfordringer, og legge til rette for målrettede tiltak.

Gode, inkluderende og tillitvekkende prosesser tar tid, men er avgjørende for gode og stabile rammer for en kjernekraftsatsing. Befolkningen som helhet, politiske partier, investorer, bank og finanssektoren og lokalsamfunn må støtte opp om slike prosjekter. Demokratiske prosesser er tidkrevende, og erfaringene viser at forhastede prosesser uten tilstrekkelig involvering kan føre til tilbakeslag og svekket tillit.



Figur 30.2

Del VIII
Samlede vurderinger og anbefalinger

Kapittel 31
Kjernekraft i det norske kraftsystemet – muligheter og begrensninger

Introduksjon av kjernekraft i det norske energisystemet krever avveininger mellom ulike aspekter knyttet til økonomi, juss, teknologi, og samfunnsmessige hensyn. I de foregående kapitlene har vi gått gjennom sentrale temaer knyttet til kjernekraftteknologi og -kostnader, forsyningskjeder og avfallshåndtering, hvordan kjernekraft passer inn i det norske kraftsystemet, hvilke forpliktelser som vil påligge aktører og myndigheter knyttet til sikkerhet og beredskap, krav til regelverksutforming og myndighetsorganisering, kompetanse, ringvirkninger, etiske sider og betydningen av samfunnsaksept. Denne avsluttende delen presenterer utvalgets samlede vurdering av kjernekraft i Norge på tvers av disse temaene.

Det er bred politisk enighet om at Norge trenger mer kraft framover. Den forventede veksten i kraftforbruket er delvis knyttet til politiske mål og delvis knyttet til utviklingen i økonomien. Norge har mål og forpliktelser om å redusere utslippene av klimagasser mot 2050. Vi vet imidlertid ikke akkurat hvor mye kraft industri, næringsliv og husholdninger vil etterspørre i framtiden.

Kjernekraft må ses opp mot andre utviklingstrekk i det norske kraftsystemet, alternativene som fins og hvordan kjernekraft passer inn. Utvalgets vurderinger av muligheter og begrensninger knyttet til introduksjon av kjernekraft i det norske kraftsystemet bygger på noen sentrale erkjennelser vi har kommet til gjennom arbeidet med utredningen. I dette kapittelet oppsummerer vi disse erkjennelsene og vår vurdering av kjernekraft i lys av andre utviklingstrekk i det norske kraftsystemet og opp mot alternativene.

31.1 Sentrale erkjennelser utvalgets vurderinger bygger på

Utvalget mener at kjernekraft kan bygges, driftes og avvikles med lav risiko for helse og miljø i Norge. Forutsetningen er at utbyggingen planlegges på en systematisk måte og baseres på internasjonale standarder for sikkerhet, sikring og sikkerhetskontroll for nukleært materiale, nukleære anlegg og nukleær teknologi. For at et nytt kjernekraftland kan etablere og drive kjernekraftverk med forsvarlig sikkerhet, må det gjøres en helhetlig gjennomgang av alt relevant regelverk. Ansvarsfordelingen mellom ulike myndigheter må avklares og tydeliggjøres. Det må sikres at nasjonale og lokale myndigheter og alle involverte selskaper har høy kompetanse og tilstrekkelige ressurser. I tillegg må sikkerheten ved hver enkelt lokalisering vurderes særskilt.

Selv om kravene til forsvarlig sikkerhet er oppfylt, må en rekke andre hensyn vurderes før det kan tas en politisk beslutning om Norge skal åpne for investeringer i kjernekraft. Kjernekraft må vurderes opp mot alternative muligheter for å produsere kraft med lave klimagassutslipp, både når det gjelder naturinngrep og kostnader. Avveiningene må gjøres i et generasjonsperspektiv fordi en kjernekraftreaktor kan være i drift i opptil 80 år, og fordi noe av det radioaktive avfallet, spesielt brukt brensel, må deponeres sikkert i 100 000 års perspektiv. En forutsetning for å starte kjernekraftproduksjon, er at det foreligger en forpliktende plan for framtidig dekommisjonering av kraftverkene og deponering av det radioaktive avfallet, inkludert brukt brensel, og hvordan dette skal finansieres.

Det norske kraftsystemet er ikke avhengig av systemegenskapene til kjernekraften. Fordi Norge har rikelig med vannkraft, har vi gode forutsetninger for å balansere både kjernekraft og andre typer kraftproduksjon i vårt kraftsystem. Vannkraftens reguleringsevne gjør at kjernekraftens systemegenskaper har begrenset merverdi i det norske energisystemet. Norge står derfor friere enn mange andre land når vi skal vurdere å introdusere kjernekraft.

Hensynet til kraftsystemet er en viktig grunn til at plassering av kjernekraft bør være en nasjonal

beslutning. Dersom det er en nasjonal beslutning hvor eventuelle kjernekraftverk skal lokaliseres, kan kjernekraft bidra effektivt til å dekke kraftbehovet i de områdene av landet der det er høyt forbruk og lav produksjon. Statnetts analyser viser at kjernekraft ikke påvirker nettplanleggingen vesentlig dersom kjernekraften plasseres i underskuddsområder og der nettet allerede er sterkt.

Utvalget viser til at det vil ta flere tiår å etablere kjernekraft i Norge. Erfaringer fra andre land som ikke har hatt kjernekraft fra før, viser at det ikke er realistisk å få i gang kjernekraftproduksjon i Norge før tidligst på midten av 2040-tallet. I tillegg til tiden det tar å utvikle regelverk, kompetanse, kapasitet og annen infrastruktur i henhold til internasjonale anbefalinger, kan nødvendige demokratiske prosesser, konsesjonsprosesser og involveringsprosesser ikke forhastes. Endelig strekker byggeperioden seg over flere år. Kjernekraft må derfor vurderes opp mot utviklingstrekkene i kraftsystemet på lang sikt.

Norge vil, uavhengig av valg om kjernekraft, måtte bygge ut betydelig ny utslippsfri kraftproduksjon de kommende tiårene. Analyser fra en rekke kilder er samstemte om at norsk kraftetterspørsel vil øke mot 2050. Fram mot midten av 2040-tallet må økt kraftbehov dekkes av oppgradering av vannkraft og utbygging av vindkraft og solkraft, fordi det ikke vil være mulig å få kjernekraft i produksjon før den tid.

I Norden er det, med dagens kunnskap og forutsetninger, ikke utsikter til at kjernekraft kan bygges og drives uten støtte fra staten. Utvalget viser til at kostnadene for kjernekraft er høye i dag i forhold til vannkraft, solkraft, vindkraft på land og bunnfast havvind. De kjernekraftverkene som nylig er bygget eller som er under bygging i vestlige land, har høye kostnader sett i forhold til prisutsiktene og kostnadsutviklingen for annen kraftproduksjon. Eiere av eldre kjernekraftverk i Europa søker også statsstøtte for å forlenge levetiden.

Utvalget viser til at det er kommersielle vurderinger av risiko og mulig framtidig avkastning, som avgjør om noen vil investere i kjernekraft. Viljen til å investere i kjernekraft påvirkes av flere faktorer, som usikkerhet om lover og regelverk, hvilke myndigheter som har ansvar for hva, politisk oppslutning og folkelig støtte over tid, tilgang til kompetent arbeidskraft, teknologiutvikling, framtidige kraftpriser og rentenivå.

Utvalget mener at Norge ikke kan satse på «litt» kjernekraft fordi det blir uforholdsmessig dyrt. Et kjernekraftland må ha en omfattende infrastruktur, blant annet knyttet til myndighetsapparat og regelverk, sikkerhet, beredskap, kompetanse, forskning, utdanning, avfallshåndtering og deponi for brukt brensel. Dette krever betydelige ressurser og kapasitet hos både myndigheter og kjernekraftaktører. Dersom disse ressursene utnyttes av et eller et fåtall kjernekraftverk, blir kostnaden for samfunnet uforholdsmessig høy. For å dekke kostnadene for nye deponiløsninger til en rimelig enhetskostnad, snakker dagens kjernekraftaktører i Sverige og Finland om at investeringer i ny kjernekraft krever en realistisk forventning om at det bygges ut 4–5 GW kjernekraft.

31.2 Kjernekraft sett i lys av andre utviklingstrekk i det norske kraftsystemet

Dagens markedsorganisering og rammebetingelser fører til at kraftressursene og nettet blir effektivt utnyttet. Det norske kraftmarkedet ble liberalisert fra 1991 og har tjent Norge godt. Kraftmarkedet i Norge er integrert i kraftmarkedene i Norden og Europa. Utvalget legger til grunn at markedsorganiseringen vil bli videreført.

Vi vil trenge mer kraft for å bli et lavutslippssamfunn fram mot 2050, men det er usikkert hvor mye. Etterspørselen er først og fremst knyttet til klimapolitikken og utfasing av fossil energibruk, ønsker om å etablere nye næringer basert på utslippsfri kraft og digitaliseringen av samfunnet. Det er likevel betydelig usikkerhet knyttet til hvor raskt og i hvilket omfang kraftforbruket vil vokse, blant annet fordi forbruket delvis avhenger av hvor mye kraftproduksjon som faktisk bygges ut. Elektrifisering av olje- og gassektoren, industrien på fastlandet og transportsektoren drives delvis av klimapolitikken og delvis av internasjonale trender i de ulike markedene. De neste tiårene kan det også komme økende kraftetterspørsel fra både nye og eksisterende næringer.

På lang sikt bør Norge holde muligheten for å etablere flere kraftteknologier åpen, siden både framtidig kraftbehov og teknologiutvikling er svært usikkert. Norge er ikke avhengig av kjernekraft for å dekke kraftbehovet verken før eller etter 2050 slik det ser ut i dag. Skal vi øke kraftproduksjonen mye på lang sikt, har vi mulighet til å bygge ut betydelig mer vindkraft på land og/eller havvind, i tillegg til noe vannkraft og solkraft. Andre energiteknologier kan også bli aktuelle på lang sikt. Det er imidlertid stor usikkerhet rundt kraftbehovet både fram mot 2050, etter 2050 og fram mot slutten av dette århundre. Det er også usikkerhet rundt hvordan teknologien og kostnadene, både for fornybar kraft og kjernekraft, vil

utvikle seg. På lang sikt er det hensiktsmessig å holde flere opsjoner åpne.

Norsk vannkraft er svært fleksibel og gjør at det norske kraftsystemet kan tilpasse seg både kjernekraft og vind- og solkraft. Norge har et unikt utgangspunkt med et kraftsystem dominert av vannkraft. I motsetning til mange andre land, har vi ikke fossile kraftverk eller aldrende kjernekraftverk som må erstattes med utslippsfri produksjon. Vannkraft med magasiner tilpasser seg lett variasjoner i vind- og solkraft, og det koster relativt lite å opprettholde eksisterende vannkraftverk. Selv om vi dekker en betydelig økning i kraftforbruket fra andre kilder, vil det norske kraftsystemet også i framtiden være preget av vannkraften. Norge har elektriske forbindelser med stor kapasitet til andre land i Norden og Europa. I kombinasjon med vannkraften, gir det oss stor fleksibilitet og trygg forsyningssikkerhet også i framtiden. Vannkraften har også gode egenskaper knyttet til driften av kraftnettet. Systemegenskapene til kjernekraften er derfor ikke et sterkt argument for kjernekraft i det norske kraftsystemet.

Utbygging av et kjernekraftprogram kan gi et betydelig kraftoverskudd. Analysene utvalget har fått gjennomført, tyder på at utbygging av et kjernekraftprogram kan gi et stort kraftoverskudd i perioden etter at kjernekraftproduksjonen starter, selv om utbyggingen av fornybar kraftproduksjon dempes mens man venter på kjernekraft. Økt kraftoverskudd etter at kjernekraft er på plass, kan øke etterspørselen etter 2050.

En relativt rask og omfattende utbygging av havvind gir også kraftoverskudd, men utbygging av vindkraft kan i større grad tilpasses etterspørselsutviklingen. Selv om regjeringen har en ambisjon om å tildele arealer tilsvarende 30 GW havvind innen 2040, vil det være opp til markedsaktørene å avgjøre hvor mye som blir realisert. Havvindutbygging kan lettere skaleres opp eller ned enn kjernekraftutbygging.

Subsidier gir større kraftoverskudd og lavere priser, selv om det som bygges ut er ulønnsomt. Kraftprisnivået kommer an på hvor mye som bygges ut, ikke på kostnadene for det som bygges ut. Når et kraftverk først er bygd, er det ikke lønnsomt for en produsent å ta hensyn til historiske investeringskostnader når de leverer bud til spotmarkedet eller tilbud om langsiktige kontrakter til industrikunder. Det sørger konkurransen i markedet for. Kommersielle investorer vil bare bygge nye kraftverk når de er tilstrekkelig sikre på at framtidige markedspriser blir høye nok til å forrente investeringen. Når investeringene er basert på markedspriser, vil markedsprisene på lang sikt dermed reflektere kostnadene for ny kraftproduksjon. Dersom staten subsidierer ny kraftproduksjon, blir strømprisen lavere. Samtidig vil de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene øke dersom prosjektene ikke er lønnsomme uten støtte.

En politisk varslet satsing på kjernekraft kan bidra til økt usikkerhet om det framtidige kraftmarkedet og dermed redusere eller utsette investeringer i andre kraftkilder. Vi må derfor regne med at kraftbalansen blir strammere både i perioden før en beslutning tas og, dersom beslutningen er positiv, før kjernekraften kommer i produksjon. En strammere kraftbalanse vil påvirke kraftprisen og dermed etterspørselen. Det kan svekke forsyningssikkerheten og forsinke elektrifiseringen og dermed oppnåelsen av norske klimamål. Når Stortinget og regjeringen behandler spørsmålet om hvorvidt Norge skal legge til rette for kjernekraft, må man samtidig vurdere hvordan man kan sikre tilstrekkelig fornybar kraftproduksjon i perioden før kjernekraften kommer i drift. Erfaringer fra nylige igangsatte og ferdigstilte kjernekraftutbygginger tilsier også at man må ta høyde for at byggefasen tar lengre tid enn opprinnelige planer tilsier.

31.3 Kjernekraft i Norge – vurdert opp mot andre alternativer

Det er fordeler og ulemper med alle typer kraftproduksjon. Spørsmålet for Norge er om en introduksjon av kjernekraft utgjør et verdifullt supplement til, eller er bedre enn de alternativene vi har. Utvalget tar utgangspunkt i at Norge skal oppfylle sine klimaforpliktelser om å være et lavutslippssamfunn i 2050. Det innebærer en omfattende elektrifisering av samfunnet og behov for økt kraftproduksjon, selv om energiforbruket effektiviseres. Vindkraft på land og oppgradering av vannkraft er den fornybare kraften som kommersielt sett kan bygges ut rimeligst i Norge. Fordi kjernekraftproduksjon tidligst kan etableres i Norge på midten av 2040-tallet, vil den i liten grad bidra til at samfunnsomstillingen kan starte i tide for å nå klimamålene i 2050. Kjernekraft vil først og fremst være aktuelt for å møte en eventuell økning av energietterspørselen etter 2050.

Gitt dagens kunnskap og forutsetninger, mener utvalget det er lite trolig at det vil bli samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i kjernekraft i Norge før 2050. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten henger sammen med kostnadsutviklingen både for kjernekraft og for alternativene, og med framtidige kraftpriser.

Også for havvind er kostnadsutviklingen usikker. Potensialet for bunnfast havvind i Norge er betydelig, men geografisk avgrenset. I Norge har den første planlagte bunnfaste havvindparken, på Sørlige Nordsjø II, fått tildelt statlig støtte. Utbygger planlegger å sette vindturbinene i drift i desember 2031. Det er forventninger om at bunnfast havvind i Europa skal kunne bygges ut uten støtte framover, men de siste årene har kostnadene økt. Det store potensialet for havvind utenfor norskekysten er basert på flytende turbiner. Flytende havvind er en relativt umoden teknologi som ennå ikke er bygd ut i stor skala. Per i dag er det stor usikkerhet om kostnadsutviklingen for flytende havvind. Som for kjernekraft, er det forventninger om læreeffekter og kostnadsreduksjoner mot 2050, men det er usikkert hvor langt ned kostnadene kan komme, og om utbygging vil bli samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Kjernekraft som bygges ut eller planlegges i verden i dag, er basert på velprøvd teknologi, men små modulære reaktorer (SMR) representerer nye og delvis uprøvde design. Både kjernekraftverk basert på storskala reaktorer (1000 MW pluss) og SMR-er (under 500 MW) som planlegges i dag, er lettvannsreaktorer som bruker lavanriket uran som brensel. SMR-er er en samlebetegnelse på nye reaktordesign som har som mål å redusere kostnadene gjennom modularisering og økt bruk av passive sikkerhetssystemer. Modularisering skal muliggjøre standardisering og masseproduksjon, og raskere utbygging. Samtidig utvikles også designet av storskala reaktorer i retning av mer passive sikkerhetssystemer og økt modularisering. Avanserte modulære reaktorer (AMR-er) med ny teknologi, ligger lengre fram i tid enn SMR-er, og det er uvisst hvilke reaktorteknologier og -design som vil bli kommersielt tilgjengelige.

Foreløpig er det stor usikkerhet om kostnadsutviklingen for både storskala reaktorer og SMR-er. På nåværende tidspunkt er flere SMR-design i en tidlig kommersialiseringsfase, og det er ikke bygget opp noen produksjonslinjer eller fungerende forsyningskjeder ennå. Mindre reaktorer trekker i retning av høyere kostnader per MW, mens standardiserte moduler trekker i retning av lavere kostnader. Der det bygges eller planlegges utbygging av SMR-er i dag, legges flere anlegg på samme sted.

Kjernekraft krever lite areal og gir små naturinngrep i forhold til vindkraft på land og solkraft. Vindkraft påvirker større arealer, men gir mindre direkte inngrep enn solkraft og vannkraft. Vindkraft på land og solkraft kan etableres med en plan for restaurering av naturområdene og inngrepene kan tilbakestilles når anleggene demonteres etter endt levetid. Kjernekraft, inkludert deponi, krever mindre areal. Selve kjernekraftverket binder areal i over 100 år fra byggestart til ferdig dekommisjonert anlegg, før arealet kan frigjøres til annen bruk.

Kjernekraft innebærer risiko for atomulykker med radioaktive utslipp, selv om den oppfyller alle anbefalte og påkrevde sikkerhetstiltak. All kraftproduksjon må planlegges ut fra risiko for ulykker og havari forårsaket av vær og vind, uhell og villede, ondsinnede handlinger. Vindkraftverk til havs kan ødelegges eller saboteres, og forbindelsene til nettet på land kan kuttes. Ødeleggelse av vannkraftanlegg og magasiner, kan føre til evakuering og store skader. Alle skader på kraftproduksjon kan begrense tilgangen til kraft, noe som også kan ha store konsekvenser. På grunn av strålingsfaren kan en stor kjernekraftulykke få mer langtrekkende konsekvenser, som alvorlige helseskader og at stor befolkningsgrupper må evakueres og bosettes andre steder. Det kan også føre til forurensning av landbruksjord og beiteområder som rammer matproduksjonen i lang tid. Forurensningen kan også bli grenseoverskridende.

Kjernekraft kan legges der det passer best i kraftsystemet, mens vind og vannkraft i større grad må plasseres ut fra naturgitte forhold. Flytende havvind kan plasseres mange steder langs norskekysten. Siden vindforholdene generelt er gode, kan vindkraftverkene plasseres slik at de kan knyttes til nettet på land der det er mest gunstig. Vind på land, sol og vannkraft må plasseres der det er gode forhold for slik kraftproduksjon. En fordel med kjernekraften er derfor at den kan plasseres slik at den øker krafttilgangen der behovet er størst, noe som også kan redusere behovet for nettinvesteringer. Stabile grunnforhold og tilgang til tilstrekkelig kjølevann, transportinfrastruktur og arbeidskraft er imidlertid en forutsetning.

Kjernekraft krever import av nukleært brensel. Kjernekraft innebærer en form for energiimport, selv om det dreier seg om import av brensel til kraftproduksjon, og ikke kraftimport. Slik energiimport kan gjøre Norge mer sårbar i en geopolitisk situasjon som påvirker verdenshandelen. Utbygging av produksjon basert på innenlandske energikilder som vann, vind og sol, innebærer ikke en tilsvarende langsiktig sårbarhet. I dag er det ikke mangel på uran eller varer og tjenester som er nødvendige for forsyning av brensel til kjernekraftproduksjon, men vestlige land, særlig i Europa, arbeider for å redusere avhengigheten av russiske leverandører.

Etablering av kjernekraft innebærer at staten påtar seg utvidet ansvar og en rekke forpliktelser. Staten plikter å utvikle regelverket i tråd med internasjonale forpliktelser, føre tilsyn og sikkerhetskontroll med anleggene, og sørge for at kommuner, fylker og nasjonale organer har nødvendig atomberedskap på plass. Staten får et ansvar i forbindelse med opprydning og rehabilitering etter alvorlige ulykker, ved konkurs eller dersom et selskap ikke kan oppfylle sine forpliktelser. Selv om kjernekraftaktørene må ta ansvaret for forsvarlig dekommisjonering av anleggene og deponering av avfall, må staten sørge for etterfølgende institusjonell kontroll i overskuelig framtid.

Etablering av et kjernekraftanlegg kan gi betydelige ringvirkninger i de lokalsamfunnene og regionene der de lokaliseres. I anleggsfasen vil det være omfattende virksomhet for å etablere kjernekraftanlegg som kraftverk, avfallsbehandlingsanlegg og deponier, og for å klargjøre infrastruktur og å bygge selve anlegget. Det må etableres brakkebyer og tjenester som kan gi arbeidsplasser til lokalbefolkningen og lokalt næringsliv, men som også vil kreve arbeidskraft utenfra. Dette vil omfordele arbeidskraft fra andre deler av landet og andre sektorer og tiltrekke arbeidskraft fra utlandet. Når driftsfasen begynner, må det etableres faste arbeidsplasser for å drifte selve anlegget, innen sikkerhet og beredskap og til ulike tjenester. Hvor mange arbeidsplasser det vil dreie seg om, avhenger bl.a. av anleggets størrelse.

Dersom utbygging og drift av kjernekraft krever omfattende statlige subsidier, vil den nasjonale verdiskapingen reduseres i forhold til annen virksomhet som ikke subsidieres. Nasjonalt vil subsidiert kjernekraft fortrenge andre og rimeligere kraftverk, redusere energieffektiviseringen og binde opp statlige midler som kunne ha blitt benyttet til andre utbygginger og oppgaver. Etablering av kjernekraft kan skape lokale og regionale ringvirkninger der kraftverkene lokaliseres, på bekostning av andre kommuner og regioner. Nasjonalt har Norge knapphet på arbeidskraft, og store satsinger på ett område betyr at området prioriteres foran andre nasjonale oppgaver.

Kapittel 32
Hva krever det hvis Norge skal satse på kjernekraft?

Hvis Norge, som ikke har erfaring fra før, skal innføre kjernekraft, må det bygge på solid politisk forankring, et helhetlig regelverk i tråd med internasjonale avtaler og retningslinjer, rammebetingelser som gir grunnlag for et trygt investeringsklima, og flere viktige samfunnsmessige avveininger.

I dette kapittelet beskriver vi hvordan vi ser for oss de politiske prosessene knyttet til en milepælstilnærming i norsk kontekst, de forutsetningene som bør være til stede og viktige vurderinger og avveininger en kjernekraftbeslutning må bygge på.

32.1 Beslutningsprosesser og forankring i Stortinget, kommunene og befolkningen

Utvalget anbefaler at etablerte, erfaringsbaserte internasjonale retningslinjer følges hvis det skal legges til rette for kjernekraftproduksjon i Norge. Internasjonale anbefalinger og veiledninger er oppsummert i IAEAs milepælstilnærming som omfatter 19 infrastrukturområder, tre faser og en milepæl etter hver fase. Disse infrastrukturområdene, som til sammen utgjør rammebetingelsene for kjernekraft, dreier seg om lovverk, myndighetsorganisering og -koordinering, ansvarsfordeling, opplegg for sikkerhet og beredskap, kompetanse og kapasitet både i myndighetsapparatet og i utvikling, ledelse og drift av kjernekraftverkene, etablering av deponi, bred involvering av berørte interesser i prosesser for trygg og varig forankring og aksept i befolkningen, finansiering mv.

Utvalget vil fraråde at Norge introduserer kjernekraft uten å bygge på IAEAs milepælstilnærming. En milepælstilnærming gir nødvendig grunnlag for tillit til prosessen, større forutsigbarhet for investorer og redusert risiko for kostbare forsinkelser. Alternativet er at det ved hver konsesjonsbehandling vil dukke opp nye spørsmål som må avklares gjennom hele prosessen. Hvis lovendringer skal utredes, behandles og vedtas etter hvert som behovet oppstår, risikerer man en langdryg og uforutsigbar prosess. Uavklarte ansvarsforhold for myndigheter, eiere, utbyggere og operatørselskap vil i tillegg føre til stor usikkerhet og stor risiko i beslutningsprosesser for alle involverte, ikke minst for investorer.

Utvalget anbefaler derfor at konsesjonssøknader for enkeltprosjekter ikke behandles før steg to i en eventuell milepælsprosess, i tråd med IAEAs anbefalinger. En viktig grunn til at kjernekraftutbygginger i den senere tid har blitt langt dyrere enn forutsatt, er forsinkelser i byggeprosessen og nye krav og problemstillinger som måtte løses underveis. Flere etablerte kjernekraftaktører peker på at "langsom planlegging og rask utbygging" er avgjørende for å holde kostnadene ned og under kontroll.

Utvalget anbefaler at de viktigste beslutningene for å introdusere kjernekraft i Norge vedtas i Stortinget. I tråd med milepælstilnærmingen forutsetter et kjernekraftprogram en eksplisitt politisk beslutning om hvorvidt kjernekraft skal være del av norsk kraftforsyning. Samtidig bør ansvar og planer for avfallshåndtering avklares. Beslutninger som bør tas i Stortinget er:

- For det første *om det skal settes i gang en prosess* etter mønster av milepælstilnærmingens fase 1 for å utarbeide et beslutningsgrunnlag. Stortingsbehandling sikrer en politisk vurdering av konsekvensene av å sette i gang en prosess: Å starte og gjennomføre den første fasen vil kreve ressurser og arbeid. Videre vil et slikt vedtak, med påfølgende prosess, kunne bidra til økt usikkerhet om framtidige kraftpriser og dermed redusere eller utsette investeringer i andre kraftkilder. Utvalgets utredning kan være et utgangspunkt for et slikt arbeid, men er ikke et tilstrekkelig grunnlag for en beslutning om å starte utvikling av et kjernekraftprogram i tråd med milepælstilnærmingen.
- For det andre *om det skal vedtas et kjernekraftprogram* (milepæl 1). I norsk demokratisk tradisjon er det selvsagt at et slikt nasjonalt standpunkt må fattes av Stortinget. En slik beslut-

ning bør være basert på et bredt flertall. Et kjernekraftprogram vil strekke seg over flere tiår, og krever derfor stabil politisk oppslutning over tid for å sikre forutsigbarhet for lokalsamfunn og investorer.

– For det tredje *om konsesjon og lokalisering av kjernekraftverkene og planer for et nasjonalt deponi*. Hvordan det enkelte kjernekraftverket passer inn i elektrisitetsforsyningen, så vel som sikkerhetsmessige hensyn, har betydning. Utvalget mener at lokalisering av de konkrete kjernekraftverkene er en viktig nasjonal beslutning, og at det er avgjørende for forankringen av hvert enkelt anlegg, at det er Stortinget som gjør vedtaket. Dette er også i tråd med dagens lovverk. En slik beslutning bør ikke fattes uten tilslutning fra berørte kommuner.

Hvis Stortinget beslutter at Norge skal satse på kjernekraft, er det en rekke prosesser som må settes i gang, i første omgang på myndighetsnivå. Dette vil ta tid fordi det er et omfattende regelverk som må på plass, og fordi det må bygges opp kompetanse, utdanningstilbud og forskning, kunnskap og kapasitet i forvaltningen og blant investorer og i industrien. I tillegg må det sikres oppslutning og støtte i befolkningen, ikke bare på kort sikt, men gjennom hele bygge-, drifts-, avviklings- og deponeringsperioden.

Norge må sikre at en eventuell kjernekraftutbygging oppfyller internasjonale konvensjoner og sikkerhetsstandarder. Utvalget viser til at utvikling av et omfattende sett av internasjonale nukleære standarder og regulatoriske krav, har sørget for en kjernekraftindustri som produserer med lav risiko og vurderes som forsvarlig i dagens kjernekraftland. Utvalget mener derfor at det er viktig å bruke tilstrekkelig tid og ressurser for å sikre at kompetanse, kapasitet og lovverk iht. internasjonale standarder og konvensjoner er på plass.

Utvalget viser til at utbygging og drift av kjernekraft har vært omstridt i mange land. Det finnes 412 kjernekraftverk i drift globalt per januar 2026. Det er imidlertid 95 anlegg som opp gjennom årene har vært påbegynt eller ferdigstilt uten at de er blitt satt i drift. Dette skyldes manglende oppslutning, lav lønnsomhet eller høye kostnader. Det har med andre ord vært gjennomført store investeringer i kjernekraftverk som aldri har gitt noen avkastning. Dette understreker viktigheten av stabile forhold, gode politiske prosesser, god forankring i befolkningen og avklaringer om fordeling av kostnader, ansvar og risiko for kjernekraft.

Erfaringen viser at oppslutningen om kjernekraftinvesteringer varierer over tid og påvirkes når det skjer ulykker med alvorlige konsekvenser. Det er derfor viktig å sikre bred og velinformert forankring av en politisk beslutning om å gå i gang med prosessen. Forankring tar også tid. Dersom man ikke investerer nødvendig tid og ressurser til å forberede introduksjon av eventuell kjernekraft, kan det føre til motreaksjoner og tilbakeslag. En forhastet beslutning om kjernekraft øker usikkerheten for både myndigheter og investorer som kan hindre eller forsinke investeringer i både kjernekraft og fornybar kraft, og føre til feilinvesteringer i kraftnettet.

Utvalget mener at beslutningen om lokaliseringen av hvert enkelt kjernekraftverk må forankres i lokalsamfunnet og tas av Stortinget. Kjernekraftverk kan bli omdiskutert i de aktuelle lokalsamfunnene, og det er først når planer om et kjernekraftverk blir konkretisert og lokaliseringen bestemt, at man har oversikt over fordeler, ulemper og risiko. Samtidig bør kjernekraft bygges der produksjonen gir størst nytte fra et nasjonalt perspektiv, både sett i forhold til kraftsystemet og de statlige og offentlige forpliktelsene som følger med. Derfor er lokaliseringen en viktig beslutning på nasjonalt nivå.

Utvalget mener at beslutninger må baseres på strukturerte og åpne prosesser på lokalt nivå. Valg og vurdering av tomt bør gjennomføres som en strukturert og transparent fase i kjernekraftprosjektet, med klare kriterier og bred involvering av lokalbefolkningen, relevante fagmiljøer og myndigheter. Norge bør innføre prelisensieringsaktiviteter med åpne samrådsprosesser og dialogarenaer, og sikre at både formelle og uformelle medvirkningsformer tas i bruk. Utvalget viser til at kommunene i Norge har stor makt når det gjelder utbygging av vindkraft på land. I Sverige krever både lokalisering av kjernekraftverk og deponi berørte kommuners godkjennelse. Ved et eventuelt valg om å åpne for kjernekraft bør Stortinget vurdere særskilt hvilken formell myndighet kommunene skal ha når det gjelder lokalisering av kjernekraftverk og deponier.

Aktuelle kommuners kapasitet til å delta i slike forankringsprosesser bør sikres gjennom økonomisk støtte. I Sverige gir f.eks. staten bidrag til potensielle kjernekraftkommuner slik at de kan gjennomføre gode prosesser i forbindelse med lokalisering av kjernekraftverk og deponi. Nærmere kriterier for tildeling av slik støtte må avklares. Industrien bør pålegges å bidra økonomisk til medvirkningsprosessene, enten direkte eller gjennom avgifter, for å sikre uavhengighet og kapasitet hos myndigheter og lokalsamfunn.

32.2 Regelverks- og myndighetsutvikling, kompetanse og kapasitet

Norsk lovverk er ikke utviklet med tanke på kjernekraftproduksjon. Utvalget mener det er behov for en helhetlig gjennomgang og oppgradering av lovverket og avklaring av ansvarsforholdene dersom Norge skal innføre kjernekraft. Blant annet må Stortinget ta stilling til i hvilken grad vi skal lage én samlet kjernekraftlov eller beholde en regelstruktur med ulike lover.

Det er flere typer bestemmelser som må videreutvikles ved introduksjon av kjernekraft. Det må vurderes om det skal innføres mekanismer for overordnet styring av lokalisering av kjernekraftverk, og hvilke krav som skal settes til lokalisering. Søknadsprosessen må gjennomgås for å sikre nødvendig samordning mellom myndigheter og myndighetsprosesser og hvilke saksbehandlingstrinn prosessen skal inneholde. Det må vurderes om det skal settes nærmere kriterier for tildeling av konsesjon, inkludert krav til hvem som kan tildeles konsesjon, og hvordan bestemmelser om konsesjonsvilkår skal utformes og lovfestes. Det er behov for å vurdere hvordan etablering av kjernekraft påvirker etablerte ordninger for atomsikkerhet og atomberedskap sett opp mot ordninger for sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.

Utvalget mener at klare ansvarsforhold for dekommisjonering, avfallshåndtering og deponering er avgjørende. Også når kjernekraftverket er i drift og når det dekommisjoneres, gjelder prinsippet om ansvar – den som produserer avfallet, har det fulle ansvaret for oppryddingen. Konsesjonssøknaden må inneholde en forpliktende plan for forsvarlig håndtering av produsert radioaktivt avfall og brukt brensel, fram til deponiene er forseglet. Et deponiprogram strekker seg over generasjoner. Derfor må finansieringsmodellen være robust, med klare ansvarsforhold. Krav til lokalisering av deponi dreier seg om forsvarlige grunnforhold og trygg transport av brukt brensel. I tillegg bør forhold som tilgang til vei- og jernbaneinfrastruktur, avstand til befolkede områder og andre relevante hensyn, inngå i vurderingsgrunnlaget.

Kjernekraft bør plasseres ut fra en helhetlig, nasjonal strategi som inkluderer transport, lagring og deponi. Mange kommuner har signalisert interesse for å øke kunnskapen om hva det innebærer å være vertskapskommune for kjernekraft. Oppmerksomheten om lokalisering av anlegg og deponi for avfall fra kjernekraftproduksjon synes å være mindre. Plassering av kjernekraft må imidlertid ta høyde for hele livsløpet til brukt brensel, der lagringsstrategi og sikkerhet og beredskap integreres i lokaliseringsvurderinger fra tidlig fase. Erfaring viser at prosesser omkring lokalisering av anlegg for farlig avfall kan være krevende og konfliktfylte.

Utviklingen av norsk regelverk bør skje i samsvar med anbefalingene i IAEAs milepælstilnærming og med gjennomføring av en INIR (Integrated Nuclear Infrastructure Review) i andre fase. Milepælstilnærmingen innebærer regelverksutvikling i tre faser. I arbeidet med norsk regelverksutvikling, bør erfaringene fra tidligere gjennomførte internasjonale vurderinger fra IAEA analyseres og vurderes nøye i første fase. I andre fase, som settes i gang når en positiv beslutning om et kjernekraftprogram er tatt og det foreligger et gjennomarbeidet forslag til nytt norsk regelverk, er det særlig aktuelt at IAEA gjennomgår forslaget gjennom en såkalt INIR-prosess.

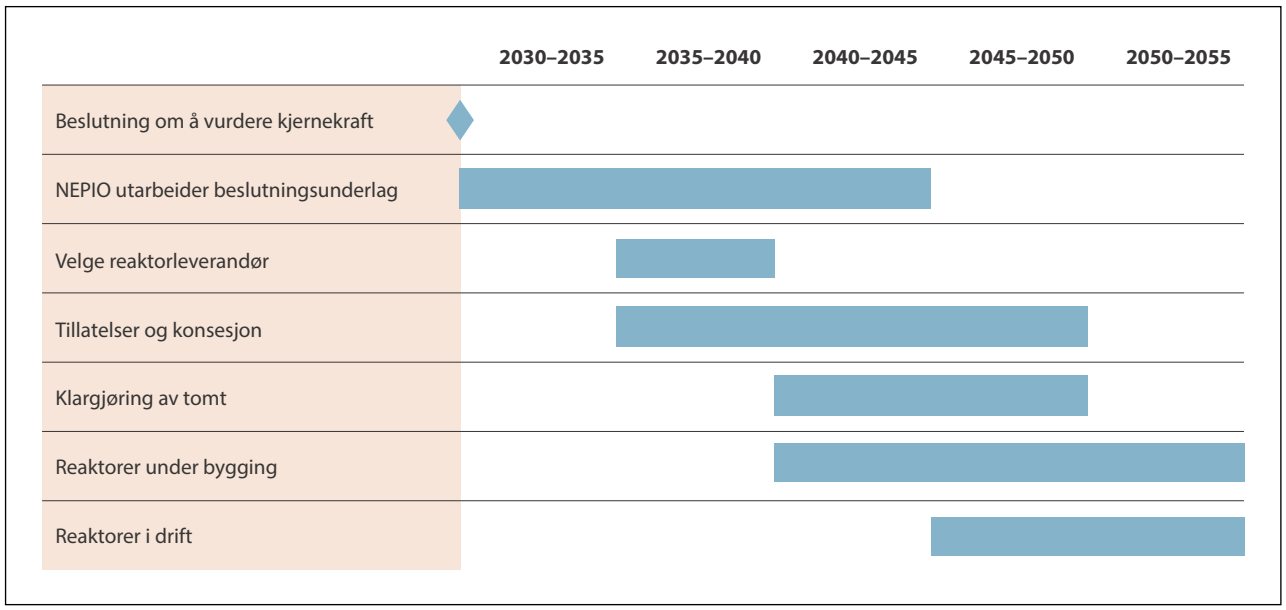
En norsk milepælsprosess må forberedes før den settes i gang, og gjennomføringen vil ta mange år. Tabell 32.1 viser fasene i en tenkt norsk prosess for å innføre et kjernekraftprogram i tråd med milepælstilnærmingen, som starter med overleveringen av utvalgets rapport. Tabellen skisserer både de ulike fasene og de politiske beslutningene som må tas underveis, med en ikke uttømmende oversikt over temainnhold i de ulike fasene. Figur 32.1 viser en tentativ tidslinje for gjennomføring av stegene i milepælstilnærmingen i et nytt kjernekraftland. Den viser at det må påregnes 15–25 år fra det tas en beslutning om å etablere en NEPIO (Nuclear Energy Programme Implementing Organization) til den første reaktoren er godkjent og satt i produksjon.

Tabell 32.1 Myndighetsprosess for realisering av kjernekraft i Norge hvis Stortinget vedtar en milepælstilnærming jf. anbefaling fra IAEA

Faser og milepæler	Politiske beslutninger	Arbeid som skal utføres	Eksterne vurderinger
Fase 0: Før første behandling i Stortinget			
	Energidepartementet mottar utvalgets utredning (NOU)		
		NOU-en sendes på høring	
		Energidepartementet utarbeider stortingsmelding	
	Regjeringen fremmer Stortingsmeldingen med anbefalinger til Stortinget		
		Energi- og miljøkomiteen behandler stortingsmeldingen, partiene avklarer sine standpunkter	
	Stortinget vedtar å sette i gang en norsk milepælsprosess		
Fase 1: Vurdering av om det skal startes et kjernekraftprogram			
	Regjeringen oppretter en NEPIO – Nasjonalt organ som koordinerer aktivitetene i fase 1–3		Melding til IAEA om behov for INIR
		NEPIO utarbeider og legger fram analyser av alle faktorer i en dybde og et omfang som er tilstrekkelig for en velinformert beslutning om å starte et norsk kjernekraftprogram	Norge får plass i INIR-køen
		Befolkningen informeres om de planlagte prosessene og innholdet i et kjernekraftprogram.	
		Energidepartementet (i samarbeid med andre berørte departementer) utarbeider beslutningsgrunnlag til Stortinget	
	Regjeringen fremmer sak for Stortinget med anbefaling		
		Energi- og miljøkomiteen behandler saken (eventuelt også andre komiteer)	
Milepæl 1	Stortinget vedtar at det skal startes et kjernekraftprogram		
Fase 2: Kjernekraftprogrammet utvikles og detaljeres			
		NEPIO starter utviklingen av et kjernekraftprogram og planleggingen av etablering av kjernekraft i Norge	INIR gjennomføres
		Teknisk og institusjonell kompetanse, juridisk og regulatorisk rammeverk, myndighetsprosesser og anskaffelsesprosesser utvikles	
		Gjennomgang av lovverket – én kjernekraftlov eller oppdatering av flere lovverk?	
		Eventuell nedsettelse av eget lovutvalg	
		Ulike departementer utarbeider forslag til oppdatering av lovverk/lovendringer/ny lover	

Tabell 32.1 forts.

Faser og milepæler	Politiske beslutninger	Arbeid som skal utføres	Eksterne vurderinger
	Regjeringen fremmer alle nødvendige lovendringer til Stortinget		
		De respektive stortingskomiteene behandler forslag til lovendringer	
	Stortinget vedtar lovendringer		
		NEPIO anbefaler lokalisering av ett eller flere kjernekraftverk	
		Lokale prosesser og forankring	
		Plan for deponering av avfall	
		Energidepartementet (og andre berørte departementer) utarbeider beslutningsgrunnlag til Stortinget	
	Regjeringen fremmer sak til Stortinget med anbefaling		
Milepæl 2	Stortinget vedtar grunnlaget for konkret konsesjonsbehandling av søknader om kjernekraftverk		
Fase 3: Realisering av det første kjernekraftverket			
		Private investorer gjør seg klare til å realisere investeringer i kjernekraftverk	
		Finansiering og kompetanse kommer på plass	
		Konsesjonsbehandling	
		Investeringsbeslutninger og byggestart	
		Klargjøring av infrastruktur	
		Lokale forberedelser av sikkerhet og beredskap	
		Byggeperiode	
Milepæl 3	Godkjenning og oppstart av det første kjernekraftverket		



Figur 32.1 Tidslinje for etablering av kjernekraft i et nytt land fra opprettelse av NEPIO til idriftsettelse av det første kraftverket.

Kilde: Tilpasset fra Multiconsult & Amentum (2025).

Norske myndigheter bør følge med på utviklingen i regelverksutforming i andre land. I flere land gjennomgås kjernekraftregelverket med tanke på tilpasning til SMR-er og nye teknologier. Behovet for særskilte regler for nye teknologier og design må også vurderes på tidspunktet for revisjon av det norske regelverket. Blant annet må det gjøres en nærmere vurdering av om det er grunnlag for å ha andre krav til SMR-er enn til andre kjernekraftverk.

Norge bør oppdatere sine rutiner for tidlig varsling og konsultasjon med berørte naboland. Dette bør skje ved planlegging av en kjernekraftstrategi, planer for kjernekraftverk og -anlegg og andre kjernekraftrelaterte tiltak, inkludert nye anlegg, levetidsforlengelser og avfallsdeponier. Slike rutiner bør være i samsvar med Norges forpliktelser etter Espoo-konvensjonen og SEA-protokollen.

Forholdet til Euratom må vurderes og avklares nærmere i dialog med Euratom. Norge er ikke medlem av EU eller Euratom og regnes derfor som et tredjeland med begrenset samarbeid. Medlemskap i Euratom gir tilgang til et felles marked for teknologi, utstyr og nukleært materiale, men innebærer også plikter knyttet til regelverk og Euratoms forsyningsbyrå. En avtale mellom Norge og Euratom vil kreve bilaterale forhandlinger, mens fravær av tilknytning innebærer større behov for å bygge opp nasjonal kompetanse og regelverk.

Myndighetsorganisering, ansvar, roller og koordinering på statlig nivå må avklares. Norsk myndighetsstruktur bygger generelt på sektorprinsippet. Utvalget anbefaler at plassering av myndighetsansvaret for kjernekraft tar utgangspunkt i samme prinsipp, og at de enkelte myndigheters ansvar og koordineringen mellom dem, avklares tydelig. Plassering av myndighetsansvar må omfatte langt flere myndighetsoppgaver enn tillatelse til etablering av kjernekraftverk. Det må lovfestes at strålingssikkerhetsmyndigheten skal være uavhengig slik at den ikke kan instrueres av overordnede departementer i enkeltsaker. Regulering av myndighetsorganiseringen bør inkludere en vurdering av prinsipper for betaling for myndighetenes arbeid.

Regelverk, ansvar og myndighet for sikringen av kjernekraftverk må videreutvikles. Norge må for eksempel avklare om sikring skal skje av bevæpnet personell, og om det er politiet som skal ha ansvar for slik sikring. Utvalget anbefaler å se hen til regelverket og praksisen i våre naboland og andre relevante kjernekraftland.

Kommunenes, nødetatenes og operatørenes planverk, utrustning, trening og øving for å håndtere både tilsiktede og utilsiktede hendelser må utvikles. Kommunene og nødetatene har generelt et beredskapsansvar for alle mulige hendelser i sitt område, men kjernekraftverk vil kreve spesialisert kompetanse og utstyr samt større ressurser

lokalt. Det må avklares hvordan behovet for ekstra ressurser skal finansieres.

Etablering av kjernekraftverk i Norge vil kreve at risikobildet utvides til å inkludere ulykker ved og angrep mot kjernekraftverk. Det betyr at det totale sikkerhets- og beredskapsarbeidet må styrkes med tilstrekkelige ressurser. Risikoer knyttet til aktuelle kjernekraftverk må tas inn i de dimensjonerende scenarioene for atomberedskapen, samt nasjonale, regionale og kommunale risiko- og sårbarhetsanalyser. Nye planscenarioer vil kreve ekstra ressurser til lokalt, regionalt og nasjonalt sikkerhets- og beredskapsarbeid. Det må avklares hva som skal kreves og hvordan dette skal finansieres.

En norsk satsing på kjernekraft vil kreve et bredt og langsiktig kunnskapsløft som omfatter industri, myndigheter og forskningsmiljøer. Norge har allerede betydelig kompetanse ved universiteter og forskningsinstitutter innen blant annet fysikk, kjemi, materialteknologi, ingeniørfag og teknologiutvikling. Denne kompetansen må videreutvikles og suppleres gjennom en helhetlig og tverrfaglig tilnærming, der både teknologiske, naturvitenskapelige, samfunnsvitenskapelige, juridiske og etiske perspektiver inngår.

Et slikt kunnskapsløft bør ikke begrenses til enkeltfag, men omfatte grupper av fagområder som er relevante for utvikling, regulering og sikker drift av kjernekraft. Aktuelle fagområder kan være alt fra reaktorteknologi, system- og sikkerhetsforståelse og strålings- og miljøvurderinger, til samfunnsvitenskapelige analyser, beredskap, forvaltning og juridiske rammer. Det innebærer behov for å styrke utdanningstilbudene, videreutvikle forskningsmiljøer, sikre rekruttering av eksperter, og tilgang til nødvendig forskningsinfrastruktur som laboratorier, simulatorer og testfasiliteter. Kompetanseutviklingen må være koordinert og basert på internasjonale anbefalinger og erfaringer fra land som nylig har bygget ut kjernekraft. Samtidig bør Norge bygge videre på styrkene vi allerede har i eksisterende universiteter og forskningsmiljøer. Dette er investeringer som krever langsiktighet, forutsigbarhet og vilje til å ta kostnadene som følger med.

Vi må bygge opp kompetanse og kapasitet hos myndighetene i forkant. Myndighetenes oppgaver knyttet til behandling, kontroll, tilsyn og oppfølging av kjernekraftverk og avfallsanlegg i bygge-, drifts- og dekommisjoneringsfasen er omfattende og krever spisskompetanse på flere områder. Det vil ta tid å bygge opp nok kompetanse og den kapasiteten som er nødvendig for å behandle konsesjonssøknader for bygging, drift, mellomlagring av radioaktivt avfall, dekommisjonering og endelig deponiløsning.

Som et nytt kjernekraftland vil vi møte et internasjonalt kompetansemarked som strammes til når mange land trapper opp sine kjernekraftprogrammer. Norge starter fra et svakere utgangspunkt enn etablerte kjernekraftnasjoner. Mange av disse landene vil levetidsforlenge eksisterende kraftverk eller bygge nye, noe som øker konkurransen om internasjonal arbeidskraft. Kjernekraftverk krever også sikkerhetsklarering for viktige stillinger som det kan være utfordrende for utenlandske statsborgere å få.

32.3 Lønnsomhet og stabile rammebetingelser

Utvalget legger til grunn at staten setter rammene for utbygging av kjernekraft og at kommersielle aktører skal ta investeringsbeslutningene. Utvalget er bedt om å vurdere hvilke rammebetingelser og øvrige forutsetninger som må være på plass for etablering av kommersiell og industridrevet kjernekraft. Det siste tolker vi dithen at det ikke er aktuelt at staten skal investere direkte i kjernekraft i Norge. Investeringsbeslutningene skal tas av kommersielle aktører innenfor de rammebetingelsene staten setter, i prinsippet på samme måte som investeringer i annen produksjonskapasitet. Det betyr at Stortinget og regjeringen kan legge til rette for kjernekraft etter en grundig politisk behandling, men at investeringer i og drift av kjernekraft bør gjøres av kommersielle selskaper. Kjernekraftprodusentene bør også bære kostnader knyttet til sikkerhetstiltak og konsesjonsbehandling.

I dag er det ikke utsikter til at det lar seg gjøre å bygge kjernekraft i Norden uten statsstøtte. Våre analyser tyder på at kjernekraft heller ikke i Norge blir lønnsomt basert på markedspriser i overskuelig framtid. Det er også i tråd med Vattenfalls og Fortums analyser av nye kjernekraftverk i Norden. Sverige har utarbeidet retningslinjer for statsstøtte til svenske kjernekraftverk gjennom garantier, lån og differansekontrakter. Det er en politisk beslutning om det er aktuelt med statsstøtte til kjernekraftutbygging i Norge. Innenfor EØS-avtalens rammer må det besluttes hvordan støtten i så tilfelle skal utformes, hvor omfattende støtten skal være og om den skal finansieres over statsbudsjettet eller gjennom avgifter på forbruk.

Utvalget finner ingen indikasjoner på markedssvikt eller andre samfunnsøkonomiske forhold som tilsier statlig støtte til kjernekraft i Norge. Med

dagens kostnads- og markedsutsikter er kjernekraft ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt. Begrunnelser for statlig støtte til kraftutbygging – som markedssvikt, ufullstendige markeder, sikkerhetspolitiske hensyn eller industripolitiske mål – er i liten grad relevante for kjernekraft i Norge. Vi har et velfungerende kraftmarked, høy forsyningssikkerhet og gode finansieringsmuligheter for lønnsomme prosjekter. Kjernekraft gir ikke vesentlige samfunnsøkonomiske nyttevirkninger ut over energiproduksjon og systemtjenester som kan selges i markedene, men skaper irreversible forpliktelser knyttet til avfallshåndtering og sikkerhetsrisiko som staten uansett må bære. Norge har heller ingen spesielle fortrinn når det gjelder etablering av kjernekraft og utvikling av en kjernekraftindustri, slik myndighetene så langt har lagt til grunn at Norge har for havvind.

Avfallshåndtering må integreres i planleggingen av kjernekraft fra start og gjennom hele prosessen. Det er viktig for å sikre realistiske kostnadsberegninger og vurderinger av finansieringsbehovet over hele livsløpet. Staten må stille krav om at eierne av kjernekraftverk oppretter og setter av midler i et fond for avfallshåndtering i og etter driftsfasen for å dekke kostnader til avvikling, lagring og sluttbehandling og deponi, i tråd med internasjonal praksis. Staten bør utforme regler for fondsforvaltning, for kjernekrafteiernes innbetaling av avgifter til fondet og for utbetalinger fra fondet. Fondsforvaltningen må være uavhengig av selskapene.

Kjernekraftverk i Norge bør levere kraft inn på strømnettet. Det er flere forhold som tilsier at kjernekraftverk i Norge bør være tilknyttet kraftnettet og eventuell varmeleveranse til lokale energisystem. Utbygging av kjernekraft krever oppbygging av et omfattende myndighets-, sikkerhets- og beredskapsapparat, og gir den norske staten svært langsiktige forpliktelser i henhold til internasjonale konvensjoner. Det gjelder uavhengig av om kjernekraftverkene knyttes til kraftnettet eller ikke. Eventuelle kjernekraftverk i Norge bør derfor være integrert i det norske kraftsystemet. Sikkerhetshensyn tilsier også at kjernekraftverk bør ha tilgang til strøm fra nettet både ved normal drift og ved uforutsette hendelser.

32.4 Viktige vurderinger og avveininger

En beslutning om kjernekraft er spesielt kompleks fordi den er langsiktig og innebærer irreversible bindinger for framtidige generasjoner. Langsiktigheten og irreversibiliteten innebærer en særlig lang samfunnsmessig forpliktelse som krever en større langsiktighet når det gjelder finansiering, bred politisk oppslutning og stabil folkelig aksept lokalt og nasjonalt enn andre investeringer. Det gjelder ikke minst i lys av de særegne risiko- og sikkerhetsaspektene ved kjernekraft.

Utvalget konstaterer at det er en stor og viktig beslutning om Norge skal bli et kjernekraftland. En kjernekraftutbygging vil sikre en betydelig kraftproduksjon for generasjonene framover. Dette kan redusere behovet for annen kraftutbygging og dermed dempe presset på arealbruk og natur. På den annen side vil det også begrense rommet for å ta i bruk andre teknologier og løsninger som kan bli aktuelle på lang sikt. Tar vi høyde for levetidsforlengelser og lange prosesser for bygging og dekommisjonering, snakker vi om minst et 100-årsperspektiv, på linje med vannkraftverk med store magasiner. Kjernekraft har særegne risiko- og sikkerhetsaspekter som krever særskilte tiltak. Behovet for sikker deponering av brukt brensel i 100 000 år gir kjernekraft en særegen tidshorisont sammenlignet med både andre energiprosjekter og andre store infrastrukturprosjekter.

Etablering av kjernekraft i Norge endrer det samlede risikobildet og stiller dermed økte krav til kapasiteter innen sikkerhet, sikring, sikkerhetskontroll og beredskap i hele livsløpet. Det må avklares hvordan de økte økonomiske forpliktelsene ved en slik styrking skal løses. Den lange tidshorisonten for avfallshåndtering og deponering medfører at en slik styrking må bli permanent.

Det finnes velfunderte tiltak for å minimere risikoen for en atomhendelse og begrense konsekvensene hvis det skjer. Når risikoen forbundet med kjernekraft vurderes som lav innenfor etablerte rammeverk, henger det sammen med at ulykker med alvorlige konsekvenser er sjeldne. Likevel viser historien at hendelser med omfattende konsekvenser kan skje. Klassifisert ut fra den internasjonalt etablerte INES-skalaen, var det mellom 1969 og 2025 seks ulykker ved verdens kjernekraftreaktorer, med alvorlige konsekvenser ut over kun lokale områder. To av disse, Tsjornobyl i 1986 og Fukushima i 2011, som medførte betydelig utslipp og spredning av radioaktivt materiale, er klassifisert på høyeste nivå.

Det er likevel viktig å anerkjenne at kunnskapen om hendelser med svært lav eller ukjent sannsynlighet er usikker. Kunnskapsusikkerheten skyldes mangelfull kunnskap om systemet som analyseres, om fysiske prosesser eller om menneskelig og organisatorisk atferd under ekstreme forhold. Vurderinger av denne typen risiko må ta hensyn til at hendelser som er usannsynlige, faktisk kan

skje. Noen land har vedtatt å legge ned sine nasjonale kjernekraftprogram, og flere land har funnet det utfordrende å ta en beslutning, bl.a. på bakgrunn av risikoen. IAEA legger til grunn at kunnskapsusikkerhet må identifiseres eksplisitt, kvantifiseres der det er mulig, og håndteres gjennom konservative antakelser og robuste designvalg hvis kvantifisering ikke er mulig.

Ny kunnskap kan redusere kunnskapsusikkerhet om komplekse systemer, men den kan aldri elimineres fullt ut. Kunnskapsusikkerhet knyttet til alvorlige hendelser gjør at risikoen ikke kan vurderes utelukkende på basis av sannsynligheter og forventningsverdi. Det finnes mulige hendelser eller sekvenser av hendelser som ikke er velegnet for risikovurdering basert på sannsynlighet, f.eks. tilsiktede handlinger med skadehensikt. For å etablere, drive og avvikle kjernekraft med høy sikkerhet må man i tillegg til risikoanalyser etablere et normativt og institusjonelt rammeverk som inkluderer analyse med føre-var-prinsipper, konservativ utforming og forsvar-i-dybden, som er grunnpilarer i internasjonal kjernekraftsikkerhet.

Risiko kan også forstås psykologisk, som opplevd risiko. Opplevd risiko er menneskers subjektive opplevelse av usikkerhet og frykt knyttet til mulige uønskede konsekvenser. Opplevd risiko kan ikke tallfestes, varierer mellom individer, og kan være svært ulik mellom ulike grupper i samfunnet. Det er derfor viktig å ikke blande sammen tallfestet risiko og opplevd risiko i håndteringen av risikospørsmål. Dersom Norge skal introdusere kjernekraft, bør det være basert på en grundig, åpen og velinformert prosess om både risikoene og hvordan sikkerheten i alle dimensjoner kan ivaretas. Et trygt og troverdig grunnlag for politiske beslutninger og forankring i befolkningen er avgjørende for stabile og forutsigbare forhold for alle parter.

Utvalget konstaterer at mange land har vurdert kjernekraft som akseptabelt når sikkerhetshensyn er tilstrekkelig ivaretatt og landet følger internasjonale retningslinjer. Kjernekraft er en del av den globale energimiksen. Omfanget av kjernekraft varierer i ulike scenarier, men mange land planlegger å øke kapasiteten og forlenge levetiden til eksisterende kjernekraftverk eller bygge nye kjernekraftverk for å utvide kapasiteten. Begrunnelsene er knyttet til den nasjonale konteksten og kan være økt kraftbehov, erstatning av fossil produksjon for å kutte utslipp, forsyningssikkerhet og sikkerhetspolitikk, ofte i ulike kombinasjoner.

Kapittel 33
Utvalgets anbefalinger

Utvalget vil peke på at Norge kan velge tre alternative strategier som oppfølging av utvalgets utredning:

- Det første alternativet er å konkludere med at kjernekraft ikke er aktuelt i Norge.
- Det andre alternativet er å allerede nå starte et omfattende arbeid med sikte på å ta en positiv beslutning om at Norge skal bli et kjernekraftland.
- Et tredje alternativ anerkjenner at det ikke er hensiktsmessig å starte et omfattende kjernekraftprogram nå. Derimot er det mulig å gjøre forberedelser som kan gjøre veien til kjernekraft kortere, dersom det blir aktuelt på et senere tidspunkt. Dette alternativet fokuserer på et kompetanseprogram der man bygger kunnskap om kjernekraft, gjennomgår deler av regelverket og myndighetsorganiseringen, og søker samarbeid med Sverige og Finland.

Utvalget anbefaler det siste alternativet. Vi beskriver først det anbefalte alternativet nærmere, dernest begrunner vi hvorfor vi ikke anbefaler alternativ to, og til slutt gir vi en kommentar til alternativ én.

33.1 Et grunnlag for en raskere prosess dersom kjernekraft blir aktuelt i framtida

Utvalget konstaterer at kjernekraft i Norge tidligst kan være i drift på midten av 2040-tallet. Introduksjon av kjernekraft krever svært mange avklaringer og beslutninger som må tas basert på solid demokratisk forankring. Slike prosesser tar tid. Derfor må Norge i de nærmeste tiårene uansett dekke kraftbehovet med vannkraft og andre alternativer.

Utvalget viser til at det er stor usikkerhet om hvordan kraftetterspørselen og energiproduksjonen vil utvikle seg på lang sikt. Hvor mye kraft som produseres i Norge etter 2050, avhenger av mange forhold. Etterspørselen etter kraft er selvsagt avgjørende og vanskelig å forutsi i dag. Andre teknologier og løsninger kan komme inn i kraftmiksen. Det kan skje store teknologiske framskritt, og kostnadene kan bli betydelig redusert. Geopolitiske forhold kan endre prioriteringer knyttet til kraftproduksjon.

Utvalgets utredning dokumenterer at Norge ikke er forberedt til å ta en beslutning om å introdusere kjernekraft nå. Utvalget viser til at forrige gang Stortinget behandlet en offentlig utredning om kjernekraft var i 1980. Etter dette har det ikke vært aktuelt å bygge kjernekraft i Norge. Det er heller ikke gjennomført tiltak når det gjelder regelverk, myndighetsorganisering eller kompetanseoppbygging som gjør at Norge kan ta en slik beslutning uten en tidkrevende og omfattende prosess i forkant.

Utvalget erkjenner at det noen år fram i tid kan bli mer aktuelt å etablere kjernekraft i Norge. I dag ser vi at veien fram til kjernekraft i Norge er lang. I de neste 10–15 årene er det utsikter til at kostnadene ved kjernekraftproduksjon vil være høye. Senere kan det hende at kostnadene ved kjernekraft blir vesentlig redusert, og at avveininger mellom kostnader, miljø og andre verdier tilsier at det likevel er ønskelig å bygge ut kjernekraft i Norge. Det kan derfor være fornuftig å legge grunnlaget for at framtidige beslutningstakere kan gjennomføre en raskere prosess.

Utvalget anbefaler at Norge bør utvikle en opsjon for kjernekraft i framtida gjennom etablering av et nasjonalt kompetanseprosjekt for kjernekraft. Utvalget mener at et nasjonalt kompetanseprosjekt, med eget mandat, bør etableres for minst en tiårsperiode. Prosjektet bør etableres under det departementet regjeringen bestemmer, og kompetanse fra ulike departementer, etater og sektorer bør knyttes til arbeidet.

Utvalget mener at det må utarbeides et klart mandat til et nasjonalt kompetanseprosjekt. Mandatet bør inneholde en jevnlig oppdatering av status for den teknologiske, kommersielle og kostnadsmessige utviklingen for kjernekraft globalt, og særlig i Europa, USA og Canada. Som supplement

og støtte til prosjektet, kan berørte etater få i oppdrag å inkludere kjernekraft som mulig teknologi i sine analyser. Oppdateringene og analysene bør deles med et bredt publikum og med Stortinget, slik at debatten rundt kjernekraft er inkluderende, godt opplyst og kunnskapsbasert. Utvalget viser til at dagens SMR-er er kjent teknologi i ny design. Det skjer imidlertid mye annet utviklingsarbeid på kjernekraftfeltet som kan gjøre AMR-er, som er basert på ny teknologi og nye brensler som f.eks. thorium, mer aktuelle en gang inn i framtida.

Utvalget mener også at mandatet for prosjektorganisasjonen skal inkludere en vurdering av hvordan IAEAs milepælstilnærming kan tilpasses norske forhold. Formålet med en slik gjennomgang skal være å sortere ut aktuelle problemstillinger som allerede de neste årene kan avklares eller forberedes. Det kan for eksempel dreie seg om å identifisere de delene av norsk regelverk som bør endres for å kunne behandle søknader om kjernekraftetablering. Et annet viktig spørsmål er avklaring av ansvarsforhold mellom ulike nasjonale myndigheter. I tillegg er det aktuelt å tydeliggjøre hva som eventuelt vil være vertskommuners ansvar og hvordan berørte nabokommuner bør involveres. Et slikt arbeid kan forkorte gjennomføringen av en framtidig formell milepælstilnærming betydelig, dersom Stortinget på et senere tidspunkt ønsker å vurdere om Norge skal bli et kjernekraftland.

Utvalget viser til at bred og langvarig støtte til kjernekraft og deponiløsninger i befolkningen, er en avgjørende rammebetingelse for kjernekraft. Knepent flertall for kjernekraftetablering i et begrenset tidsrom skaper stor usikkerhet både for investorer og for nasjonale og lokale myndigheter. Investeringer i kjernekraft krever at prosessen og beslutningen oppleves som legitim, rettferdig og tillitvekkende. All kommunikasjon og informasjon, også den som skjer lenge før det eventuelt blir aktuelt å etablere kjernekraftverk, bør bidra til å bygge tillit til prosessene.

Utvalget understreker at etiske avveininger er sentrale for en beslutning om kjernekraft. Beslutningen kan ikke bare legge vekt på teknologiske og økonomiske forhold. Kjernekraft reiser en rekke etiske spørsmål. For eksempel deponering av avfall i 100 000 års perspektiv, økonomiske forpliktelser i svært mange år og risiko for atomulykker, legger et betydelig ansvar på mange generasjoner framover som annen kraftutbygging ikke gjør. På den andre siden reiser kraftutbygginger med vesentlig større arealinngrep andre etiske dilemmaer, for eksempel når det gjelder nedbygging av natur. Det er derfor viktig at også slike avveininger belyses i et kompetanseprosjekt.

Utvalget mener Norge bør investere i oppbygging av kritisk kompetanse og forskningsmiljøer. En målrettet satsing kan gjøre Norge betydelig bedre rustet dersom kjernekraft skulle bli aktuelt på et senere tidspunkt. Et nasjonalt kompetanseprosjekt bør definere et slikt kompetanseløft nærmere, men utvalget foreslår at det etableres et begrenset, men målrettet fagmiljø innen kjernekraftteknologi ved norske universiteter, og tilrettelegges for deltakelse i internasjonale forskningsprogrammer med tilgang til utenlandske laboratorier og forskningsreaktorer. En slik kunnskapsopprustning vil gjøre det mulig å utvikle egne forskningsbaserte fagmiljøer i et tempo som er økonomisk og politisk håndterbart, og som kan gi grunnlag for å etablere og oppskalere utdanningsløp raskere. Kompetansen vil komme Norge til gode uavhengig av om kjernekraft realiseres eller ikke, siden teknologiene overlapper med behovene vi uansett har innen avfallshåndtering, strålevern, materialteknologi, beredskap, industriell sikkerhet og radiofarmasøytisk utvikling.

Utvalget viser til at det kan være fordelaktig å etablere et tettere samarbeid om regelverk, forskning og kompetansebygging for kjernekraft med Sverige og Finland. Muligheter for å høste fordeler gjennom harmonisering av regelverk, kompetansebygging, og felles forskningsinfrastruktur og overføring av læring fra ulike prosjekter og deponiløsninger, bør undersøkes. Et utgangspunkt kan være å styrke de samarbeidsstrukturene som allerede er etablert for dagens samarbeid mellom strålevernmyndighetene i Norden.

Utvalget mener det kan være en aktuell oppgave for et nasjonalt kompetanseprosjekt å utvikle et nasjonalt rammeverk for lokalisering av eventuelle kjernekraftverk og deponi. I denne rapporten har vi bl.a. gjennomgått ulike forhold som er viktige for plassering og lokalisering av kjernekraftverk. Det kan være verdifullt å konkretisere dette nærmere for å klargjøre hvilke områder av landet som kan være aktuelle for kjernekraft, og ikke minst hvilke som ikke er aktuelle. Slik informasjon vil være et viktig grunnlag for myndigheter, kommuner og investorer dersom det blir aktuelt å bygge ut kjernekraftverk i framtida.

33.2 Det settes ikke i gang en omfattende prosess for å forberede at Norge kan bli et kjernekraftland nå

Utvalget anbefaler at regjeringen og Stortinget ikke starter en prosess med sikte på at Norge skal bli et kjernekraftland nå. Milepælstilnærmingen som IAEA anbefaler for nye kjernekraftland, beskriver et systematisk og svært omfattende arbeid, som derfor er tid- og kostnadskrevende. Å sette i gang en slik prosess nå, vil beslaglegge store ressurser. I første omgang er det mange departementer og underliggende etater som må involveres i gjennomgangen av regelverk og myndighetsorganisering og utvikle forslag til endringer. I tillegg vil det kreve prioritering og omfattende arbeid i regjeringen og Stortinget. En så betydelig innsats vil gå på bekostning av andre oppgaver og kan bare forsvares dersom det er aktuelt for Norge å bli et kjernekraftland før 2050.

Utvalget viser til at markedsanalyser basert på den kunnskapen vi har i dag, ikke gir utsikter til at kraftprisene i Norge vil dekke kostnadene ved kjernekraft. Utvalget har ikke funnet samfunnsøkonomiske begrunnelser for at det bør innføres statlige subsidier til eventuelle kjernekraftinvesteringer og -produksjon i Norge nå.

Utvalget viser til at Norge skal oppfylle sine klimaforpliktelser om å være et lavutslippssamfunn i 2050. Fordi kjernekraftproduksjon tidligst kan være i drift i Norge på midten av 2040-tallet, vil den i liten grad bidra til den samfunnsomstillingen som skal til for å oppnå klimamålene i 2050. Kjernekraft må først og fremst sees som en mulig løsning ved en økning av energibehovet etter 2050.

Utvalget viser til at Norge ikke har erfaring med kommersiell kjernekraftproduksjon og ingen komparative fortrinn på området. Utvalget mener derfor at Norge er tjent med å la erfarne kjernekraftland gjennomføre kjernekraftinvesteringer og prøve ut nye konsepter, før Norge eventuelt vurderer kjernekraft. Da kan Norge dra nytte av kostnadsreduksjoner og teknologiske nyvinninger dersom kjernekraft blir aktuelt en gang i framtida.

Utvalget viser til at SMR-er som planlegges i dag, er basert på foreløpig uprøvd design. SMR-er er mindre reaktorer basert på kjent teknologi, men med nye reaktordesign som er i en tidlig kommersialiseringsfase. Dersom man lykkes med å modularisere og standardisere SMR-er og bygge industrielle volumløsninger, samt å harmonisere lisensieringsprosessene, kan kostnadene komme ned over tid.

Utvalget viser til at det kan skje teknologiske nyvinninger innenfor kjernekraftområdet de neste årene. Det er ulike teknologier under utvikling som så langt ikke er aktuelle alternativer til dagens kjernekraftverk. Disse kan ha fordeler framfor dagens reaktorer og kan bli aktuelle alternativer på sikt.

Utvalget viser til at Norge mangler tilstrekkelig kompetanse og kapasitet på kjernekraftområdet, og at det vil ta lang tid å bygge det opp. Mange erfarne kjernekraftland i Europa mangler kompetanse og kapasitet til å forlenge levetiden på eldre kjernekraftverk og til å investere og drifte nye. Som et nytt kjernekraftland vil Norge være avhengig av både utenlandsk og nasjonal kompetanse, og konkurransen om slik kompetanse vil være hard de nærmeste tiårene. Det tar tid å bygge opp innenlandsk kompetanse. Sikkerhetshensyn begrenser også hvem som kan ansettes fra utlandet.

Utvalget peker på at selv om Stortinget beslutter et omfattende kjernekraftprogram, er det til syvende og sist investorene som avgjør om kjernekraftprosjekter blir realisert. Selv om Stortinget vedtar at det skal legges til rette for kjernekraft de kommende tiårene, er det ingen garanti for at investorer vil se slike prosjekter som kommersielt attraktive. For investorene innebærer investeringer i Norge, som nytt kjernekraftland, høyere usikkerhet og risiko enn investeringer i etablerte kjernekraftland. I tillegg forventes kraftprisene framover å være for lave til å gjøre kjernekraft lønnsomt. Andre investeringer vil derfor fremstå som mer attraktive. Resultatet kan bli at omfattende offentlige forberedelser ikke fører til realiserte kjernekraftprosjekter. I mellomtiden kan utsikter til realisering av et kjernekraftprogram i Norge sette andre kraftutbygginger på vent.

Kort oppsummert mener utvalget at det er dyrt og unødvendig at Norge starter fullskala forberedelser til å bli et kjernekraftland nå. Fram mot 2050 har Norge gode alternativer som er etablerte eller under utvikling, og vi har mye å hente på at erfarne kjernekraftland er «first movers» når det gjelder nye investeringer i kjernekraft i Europa.

33.3 Det er ikke tilrådelig å bare fortsette som i dag

Selv uten utbygging av kjernekraft, må Norge opprettholde og videreutvikle nukleær og radiologisk kompetanse. Norge har fortsatt behov for å følge den internasjonale utviklingen innen kjernekraft de kommende årene. Norge har også flere tusen radioaktive kilder i bruk i helse, forskning og

industri. Dekommisjoneringen av forskningsreaktorene og etableringen av nye lagre for radioaktivt avfall vil pågå i flere tiår. Nye mineralnæringer vil potensielt måtte håndtere thorium- og uranholdige mineraler. Norge har også et raskt voksende forsknings- og industrimiljø innen radiofarmasi og isotopbasert kreftbehandling. I tillegg krever beredskap mot atomulykker og håndtering av et mer usikkert sikkerhetspolitisk landskap, kompetanse hos myndigheter, kommuner, helsevesen og beredskapsorganer. Utvalget anbefaler derfor at kunnskapen på alle disse områdene må sikres og ved behov rustes opp.

Referanseliste

Del III Hva er kjernekraft

Abou-Jaoude, A., Lohse, C., S., Larsen, L. M., Guaita, N., Trivedi, I., Joseck, F., C., Hoffman, E., Stauff, N., Shirvan, K og Stein, A. (2024). Meta-Analysis of Advanced Nuclear Reactor Cost Estimations. *Idaho National Laboratory (INL)*. https://doi.org/10.2172f/2371533

Arena. (2014). *Commercial Readiness Index for Renewable Energy Sector*. https://arena.gov.au/assets/2014/02/Commercial-Readiness-Index.pdf

ASN. (2024). *Radioactive waste: – How to implement lasting solutions to protect human health and the environment?* Les cahiers de l'ASN #06. AUTORITÉ DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Belli, M. & Indovina, L. (2020). The Response of Living Organisms to Low Radiation Environment and Its Implications in Radiation Protection. Front Public Health. 2020 Dec

Beghein, E., Radigues, P., Steenbergen, A. V. (2025). Choices Towards Net-Zero: A PRIMES exploration of Belgium's low carbon future (FPB).

Bently, C. (2025, 9. desember). *AI is bringing old nuclear plants out of retirement*. https://www.wbur.org/hereandnow/2025/12/09/nuclear-power-ai

Bodansky, D. (2004). *Nuclear Energy: Principles, Practices, and Prospects* (2. utg.). Springer.

Borax. (u.å.). *Boron in nuclear energy*. U.S. Borax. Hentet 15. februar 2026 fra https://www.borax.com/products/applications/nuclear-energy

Buck. A., L. (1983). *A history of the atomic energy commision.* U.S. Department of Energy (DOE). https://www.osti.gov/opennet/servlets/purl/16130958-BUEwKo/16130958.pdf

Buongiorno, J., Corradini, M., Parsons, J. og Petti, D. (2018). *The future of nuclear energy in a carbon-constrained world*. Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative (MIT). http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf

Busby, J., T. (2012, 28. februar). *Challenges for Reactor Materials*. [Presentasjon]. Oak Ridge National Laboratory (ORNL). 2012 Nanonuclear Workshop, Rice University, USA. https://www.tms.org/meetings/2012/nanonuclear/pdfs/background/BusbyReactorMaterialsChallenges.pdf

Cany, C., Mansilla, C., Mathonnière G. og da Costa, P. (2018). Nuclear contribution to the penetration of variable renewable energy sources in a French decarbonised power mix. *Energy. Volume 150.*

Carter, J. (1977). *Nuclear Power Policy*. Presidential Documents: Jimmy Carter, 1977. Volume 13 – Number 15. https://www.nrc.gov/docs/ml1209/ML120960615.pdf

CBC News. (2025, 21. oktober). *Small nuclear reactors: Why Canada is investing billions*. [video]. YouTube. https://youtu.be/rB1U0yiRne8?si=Y2fzSKOFxlnZgZ-U

Centrus. (u.å.). *Megatons to Megawatts*. Hentet 29. september 2025 fra https://www.centrusenergy.com/who-we-are/history/megatons-to-megawatts/

CNSC. (2025, 4. april). *Decision by the Commission to authorize Ontario Power Generation Inc. to construct 1 BWRX-300 reactor at the Darlington New Nuclear Project site*. Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC). https://www.canada.ca/en/nuclear-safety-commission/news/2025/04/decision-by-the-commission-to-authorize-ontario-power-generation-inc-to-construct-1-bwrx-300-reactor-at-the-darlington-new-nuclear-project-site.html

CRS. (2008, 27. mars). *Nuclear Fuel Reprocessing: U.S. Policy Development*. Congressional Research Service (CRS). https://www.congress.gov/crs_external_products/RS/PDF/RS22542/RS22542.5.pdf

DOE. (2024, 12. november). *U.S. Sets Targets to Triple Nuclear Energy Capacity by 2050: U.S. targets map out 200 GW of new nuclear capacity by 2050.* Office of Nuclear Energy. https://www.energy.gov/ne/articles/us-sets-targets-triple-nuclear-energy-capacity-2050

DOE. (2025, 4. november). *Uranium Enrichment, Explained*. https://www.energy.gov/ne/articles/uranium-enrichment-explained

DSA. (2023, 27. januar). Stråledoser. https://www.dsa.no/om-straling-og-radioaktivitet/straledoser

DSA. (2025). *Nasjonal strategi for strålevern og atomsikkerhet*. Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA). https://www.dsa.no/publikasjoner/nasjonal-strategi-for-stralevern-og-atomsikkerhet/Norges%20forpliktelse%20og%20strategi%20for%20str%C3%A5levern%20og%20atomsikkerhet.pdf

Duffey R., & Pioro, I. (2019, 11. november). *What Happened to the Nuclear Renaissance?* The American Society Of Mechanical Engineers. https://www.asme.org/topics-resources/content/what-happened-to-the-nuclear-renaissance

Eash-Gates, P., Klemun, M., M., Kavlak, G., McNerney, J., Buongiorno, J., Trancik, J., E. (2020). *Sources of Cost Overrun in Nuclear Power Plant Construction Call for a New Approach to Engineering Design*. Joule, volume 4, issue 11. https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.10.001

EIA. (2017, 27. april). *Most U.S. nuclear power plants were built between 1970 and 1990*. U.S. Energy Information Administration (EIA) https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30972

EIA. (2019, 7. oktober). *Five states have implemented programs to assist nuclear power plants*. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41534

Eriksson, J., Molin, S., Facciolo, L., Bergroth, N., Värri, K., Rantakaulio, V. & Vollmer, T. R. (2025). *Novelties in light-water SMR designs suitable for Sweden's future electricity production needs: Report ANItA project A2*. Uppsala Universitet.

Europakommisjonen. (2019). REPORT FROM THE COMMISSION TO THE COUNCIL AND THE EUROPEAN on progress of implementation of Council Directive 2011/70/EURATOM and an inventory of radioactive waste and spent fuel present in the Community's territory and the future prospects. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024SC0127

Europakommisjonen. (2025a). *Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of the Euratom Treaty for the opinion of the European Economic and Social Committee*. https://energy.ec.europa.eu/publications/communication-nuclear-illustrative-programme-under-article-40-euratom-treaty_en

Europakommisjonen. (2025b, 21. februar). *Commission approves Belgian State aid measure to support lifetime extension of two nuclear reactors*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_565

Europakommisjonen. (2026). *Euratom Research and Training Programme*. Hentet 23 februar fra https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe/euratom-research-and-training-programme_en

European Nuclear Society. (2026). *Yellow cake*. Hentet 12 januar fra https://www.euronuclear.org/glossary/yellow-cake/

Farley, D., R. (2020). *Global Trends of ASME «N-Stamp» Certifications for Nuclear Component Vendors.* Sandia National Laboratories. https://doi.org/10.2172/1813661

FNs miljøprogram. (2016). Radiation Effects and Sources. https://wedocs.unep.org/items/10058dfa-780f-4472-82be-463363c30f7a

Finan, A., Foss, A., Goff, M., King, C. & Lohse, C. (2022). *Nuclear Energy: Supply Chain Deep Dive Assessment*. U.S. Department of Energy (DOE).

Finansdepartementet. (2024). Promemoria – Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft.

Flyvbjerg B., & Gardner, D. (2023). *How Big Things Get Done: The Surprising Factors Behind Every Successful Project.* MacMillan.

Fujinami, S. (2025, 1. mai). *Fuel Cycle.* [Presentasjon]. Nuclear Energy Insitute (NEI). U.S.-Norway Nuclear Energy Roundtable, Washington DC, USA

Gaio, P. (2009, 27. oktober). *AP1000: The PWR Revisited*. [Presentasjon]. Westinghouse Electric Company. https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/P1500_CD_Web/htm/pdf/topic3/3S05_P.%20Gaio_PM.pdf

Gallier, S. (2025, 2. mai). *U.S. nuclear capacity factors: Stability and energy dominance.* Nuclear Newswire. American Nuclear Society. https://www.ans.org/news/2025-05-02/article-6967/us-nuclear-capacity-factors-stability-and-energy-dominance/

Gardner, T. (2026, 28. januar). *US seeks interest from states in nuclear waste and reprocessing sites.* Reuters. https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/us-seeks-inter-

est-states-nuclear-waste-reprocessing-sites-2026-01-28/

GE Vernova. (2025. oktober). BWRX-300 General Description. https://www.gevernova.com/content/dam/gevernova-nuclear/global/en_us/documents/carbon-free-power/005N9751-BWRX-300-General-Description.pdf

GIF. (2026). *Summary of GIF organization to develop the next-generation reactors*. Generation IV International Forum (GIF). Hentet 11 februar fra https://gif.jaea.go.jp/about/index_eng.html

Glaser, A. (2005, 6.-10. november). *About the Enrichment Limit for Research Reactor Conversion : Why 20% ?*. [artikkel]. The 27th International Meeting on Reduced Enrichment for Research and Test Reactors (RERTR), Boston, Massachusetts, USA

Goldberg, S., M & Rosner, R. (2011). *Nuclear Reactors: Generation to Generation.* American Academy of Arts and Sciences

GOV.UK. (2024, 30. juli). *GDF Report 2024 – Protecting people and our environment.* https://www.gov.uk/government/publications/gdf-report-2024/gdf-report-2024-protecting-people-and-our-environment

Gösgen-Däniken AG. (2025). *Nachhaltigkeitsbericht 2024*. Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG. https://www.kkg.ch/api/rm/845X9YVF4C895QF/nachhaltigkeitsbericht-2024.pdf

Halimi, A. & Shirvan, K. (2024). Scale effects on core design, fuel costs, and spent fuel volume of pressurized water reactors. *Annals of Nuclear Energy. Volume 209*. https://doi.org/10.1016/j.anucene.2024.110847

Harbitz, O. & Skuterud, L. (1999). Radioaktiv forurensning : betydning for landbruk, miljø og befolkning. Landbruksforlaget AS.

Hiser, A. (2021). *Overview of Nuclear Power Plant License Renewal and Considerations for 40-Year Renewals* [Presentasjon]. Nuclear Regulatory Commission (NRC). https://www.nrc.gov/docs/ML2104/ML21042B879.pdf

Høibråten, S., Dullum, O., Aas, P. (2001). AMMUNISJON MED UTARMET URAN - BAKGRUNN OG VIRKNINGER. Forsvarets forskningsinstitutt (FFI)

IAEA. (1972). The Structure and Content of Agreements Between the Agency and States Required in Connection with the Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons. (INFCIRC/153).

IAEA. (1991, 2.-5. desember). *Impact of extended burnup on the nuclear fuel cycle*. Det internasjonale atomenergibyrået (IAEA). Proceedings of an Advisory Group Meeting, Wien, Østerrike.

IAEA. (2004). *Transition from Operation to Decommissioning of Nuclear Installations.* (STI/DOC/010/420)

IAEA. (2005). *Natural circulation in water cooled nuclear power plants.* (IAEA-TECDOC-1474).

IAEA. (2009a). *Passive Safety Systems and Natural Circulation in Water Cooled Nuclear Power Plants.* (IAEA-TECDOC-1624).

IAEA. (2009b). *Classification of Radioactive Waste.* (STI/PUB/1419).

IAEA. (2010). *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050. 2010 edition.* (IAEA-RDS-1/30)

IAEA. (2011a). *Disposal of Radioactive Waste: Specific Safety Requirements.* (STI/PUB/1449)

IAEA. (2011b). *Geological Disposal Facilities for Radioactive Waste.* (STI/PUB/1483)

IAEA. (2012). *Efficient Water Management in Water Cooled Reactors* (STI/PUB/1569).

IAEA. (2014). *Decommissioning of Facilities: General Safety Requirements Part 6.* (STI/PUB/1652)

IAEA. (2015). *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050: 2015 edition.* (IAEA-RDS-1/35)

IAEA. (2019a). *World Thorium Occurrences, Deposits and Resources.* (IAEA-TECDOC-1877).

IAEA. (2019b). *Decommissioning of Medical, Industrial and Research Facilities, Specific Safety.* (STI/PUB/1841).

IAEA. (2020a). *Storage of Spent Nuclear Fuel: Specific Safety Guide.* (STI/PUB/1882)

IAEA. (2020b, 26. november). *Finland's Spent Fuel Repository a «Game Changer» for the Nuclear Industry, Director General Grossi Says.* www.iaea.org/newscenter/news/finlands-spent-fuel-repository-a-game-changer-for-the-nuclear-industry-director-general-grossi-says

IAEA. (2020c). *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050. 2020 edition.* (IAEA-RDS-1/40)

IAEA. (2022). *Near Term and Promising Long Term Options for the Deployment of Thorium Based Nuclear Energy: Final Report of a Coordinated Research Project.* (IAEA-TECDOC-2009).

IAEA. (2023a, 10. august). *New CRP: Enhancing Global Knowledge on Deep Borehole Disposal for Nuclear Waste (T22003)*. www.iaea.org/newscenter/news/new-crp-enhancing-global-knowledge-on-deep-borehole-disposal-for-nuclear-waste-t22003

IAEA. (2023b, 13. september). *What are Small Modular Reactors (SMRs)?* https://www.iaea.org/newscenter/news/what-are-small-modular-reactors-smrs

IAEA. (2024a). *Guidebook on Spent Fuel Storage Options and Systems 3rd Edition.* STI/DOC/010/240/3.

IAEA. (2024b). *Roadmap for Implementing a Geological Disposal Programme.* (STI/PUB/2088)

IAEA. (2025b, 24. november). *Two More Countries Join Global Pledge to Triple Nuclear Energy by 2050.* https://www.iaea.org/newscenter/news/two-more-countries-join-global-pledge-to-triple-nuclear-energy-by-2050

IAEA. (2025a). *Nuclear Power Reactors in the World: 2025 Edition.*

IAEA. (2025c). *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050. 2025 edition.* (IAEA-RDS-1/45)

IAEA. (2025d, 11. juni). *Nuclear Harmonization and Standardization Initiative (NHSI).* https://nucleus.iaea.org/sites/smr/SitePages/Nuclear-Harmonization-and-Standardization-Initiative.aspx

IAEA. (2025e). *World Fusion Outlook 2025.* (IAEA/PAT/012). https://doi.org/10.61092/iaea.agh6-zpih

IAEA. (2025f). Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States. (IAEA/OPEX/2025).

IAEA. (2026, 14. mars). *Power Reactor Information System (PRIS).*

IAEA. (u.å.). THE NUCLEAR FUEL CYCLE. International Atomic Energy Agency. Hentet 14. februar 2026 fra https://www.iaea.org/sites/default/files/19/02/the-nuclear-fuel-cycle.pdf

IEA. (2025a). The Path to a New Era for Nuclear Energy. International Energy Agency. (IEA). https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy

IEA. (2025b, 3. november). *Energy Technology RD&D Budgets Data Explorer.* https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-technology-rdd-budgets-data-explorer

IEA. (2025c). *World Energy Outlook 2025.* https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025

IEA. (2026). Electricity 2026: Analysis and forecast to 2030. https://www.iea.org/reports/electricity-2026

Ikonen, J-P., Lindroos, T., J., Kirppu, H., Kössi, P., Næraa, R., Lindboe, H., H. & Bjørn, T. (2026). *Small Modular Reactors in Denmark: A Technology and Cost Review*

IPFM. (2022). *Global Fissile Material Report 2022: Fifty Years of the Nuclear Non-Proliferation Treaty: Nuclear Weapons, Fissile Materials, and Nuclear Energy.* International panel of fissile materials (IPFM) https://fissilematerials.org/library/gfmr22.pdf

IRSN. (2018). *Storage of nuclear spent fuel: concepts and safety issues*. IRSN Report No 2019-00181. Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). https://research-assessment.asnr.fr/sites/en/files/2023-09/IRSN_Report-2019-00181_Storage-of-spent-fuel.pdf

ITER. (u.å.). *What will ITER do?.* Hentet 23. februar 2026 fra https://www.iter.org/fusion-energy/what-will-iter-do

Jaison, A., S. (2026, 20. februar). *Vattenfall's new nuclear – the Värö peninsula case.* [Presentasjon]. Vattenfall. Annual Nuclear Conference 2026: Nuclear Power in Society and System. Stockholm, Sverige.

Kara, M., Kullander, S., Rührich, D., Dujardin, T., Kadi, Y., Hval, S., Salbu, B., Ingebritsen, F., Jacobsen, B., Knagenhjelm, M. & Moen, L., A. (2008). *Thorium som energikilde – Muligheter for Norge*. Thoriumutvalget.

Kim, P. & Macfarlane A. (2026). Challenges of small modular reactors: A comprehensive exploration of economic and waste uncertainties associated with U.S. small modular reactor designs. *Progress in Nuclear Energy, Volume 190*. https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2025.105989

Kinsey, S., & Jessup, W. (2018). *United States Nuclear Manufacturing Infrastructure Assessment*. MPR Associates, Inc., Alexandria. https://doi.org/10.2172/1494317

KLD. (2024). *Strategi for trygg, sikker og forsvarlig håndtering av radioaktivt avfall i Norge*. Klima- og miljødepartementet (KLD). https://www.regjeringen.no/contentassets/668cb30be86e40e2a596731c7f7a5324/no/pdfs/strategi-radioaktivt-avfall-i-norge.pdf

Kozeracki, J., Vlahoplus, C., Erwin, K., Propp, A., Razdan, S., Auguste, R., Stuhldreher, T., Walrond, C., Bates, M., Bickford, E., Foss, A., Gaston, D., Herman, C., Stanley, R., Valderrama, B., Scott, K., Granzier-Nakajima, T., Donohoo-Vallet, P., Fanning, T., Dixon, B., Abou-Jaoude, A., Lohse, C. (2024). Pathways to Commercial Liftoff: Advanced Nuclear

Krass, A., S., Boskma, P., Elzen B., Smit, W., A. (1983). *Uranium Enrichment and Nuclear Weapon Proliferation*. Stockholm International

Peace Research Institute (Sipri). Taylor & Francis Ltd

Lag (1984:3). (1984). *Lag (1984:3) om kärnteknisk verksamhet.* Lag (1984:3) om kärnteknisk verksamhet. Lagen.nu

Lamarsh, J. R. & Baratta, A. J. (2001). *Introduction to Nuclear Engineering* (3. utg.). Prentice Hall.

Larson, A. (2023, 1. november). *Olkiluoto Unit 3 Provides Carbon-Free Nuclear Power and Energy Security for Finland*. Power. https://www.powermag.com/olkiluoto-unit-3-provides-carbon-free-nuclear-power-and-energy-security-for-finland/

Laughter M. D. (2009). *Profile of World Uranium Enrichment Programs—2009*. (ORNL/TM-2009/110). Oak Ridge National Laboratory (ORNL).

Laurier D., Billarand Y., Klokov D., & Leuraud K. (2023) *The scientific basis for the use of the linear no-threshold (LNT) model at low doses and low dose rates in radiological protection*. Journal of Radiological Protection. Volume 43. Number 2. https://doi.org/10.1088/1361-6498/acdfd7

Liinder, J. (2026, 27. februar). *Atom*. https://snl.no/atom

Lilley, J. (2001). *Nuclear Physics: Principles and Applications*. Wiley.

Liu, S., He, G., Qiu, M. & Kammen, D., M. (2025). *Can China break the 'cost curse' of nuclear power?* Nature. Vol 643. https://doi.org/10.1038/d41586-025-02341-z

Lovering, J., R. & McBride, J., R. (2020). Chasing Cheap Nuclear: Economic Trade-Offs for Small Modular Reactors. *The Bridge. Vol.50. No. 3.*

Lovering, J., R., Yip, A. & Nordhaus T. (2016). Historical construction costs of global nuclear power reactors. *Energy Policy. Volume 91.* https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.011

Meade. T. & Supko E. (2013, 9. oktober). *Goodbye gaseous diffusion*. Nuclear Engineering International. https://www.neimagazine.com/analysis/goodbye-gaseous-diffusion/

MPO. (2025, 4. juni). *EPC contract for completion of Dukovany has been signed. Minister of Industry and Trade, Lukáš Vlček will visit Korea again in July*. Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic (MPO). https://mpo.gov.cz/en/guidepost/for-the-media/press-releases/epc-contract-for-completion-of-dukovany-has-been-signed--minister-of-industry-and-trade--lukas-vlcek-will-visit-korea-again-in-july--287912/

Multiconsult & Amentum (2026). *Survey and assessment of the status of available nuclear reactors technologies and designs.*

NDA. (2020). *Overview of the Production and Management of Radioactive Waste in the UK*. The Nuclear Decommissioning Authority (NDA). https://ukinventory.nda.gov.uk/wp-content/uploads/2021/03/20201222-Official-Rep-PO023346-Main-UKRWI-Report_Final.pdf

NEA. (2005). *The Safety of the Nuclear Fuel Cycle. Third edition.* NEA No. 3588. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264014220-en

NEA. (2006). *Releasing the Sites of Nuclear Installations: A Status Report*. OECD Publishing. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/nea6187-release.pdf

NEA. (2011). *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/29e7df00-en

NEA. (2012). *International Structure for Decommissioning Costing (ISDC) of Nuclear Installations.* OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264991736-en

NEA. (2013). *The Economics of the Back End of the Nuclear Fuel Cycle*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264208520-en

NEA. (2014). *Uranium 2014: Resources, Production and Demand*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/uranium-2014-en

NEA. (2015). *Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management.* OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264241749-en

NEA. (2016). Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264266865-en

NEA. (2019). *Uranium 2014: Resources, Production and Demand*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/uranium-2018-en

NEA. (2020a), *Management and Disposal of High-Level Radioactive Waste: Global Progress and Solutions*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/33f65af2-en

NEA. (2020b). *National Inventories and Management Strategies for Spent Nuclear Fuel and Radioactive Waste*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/ab90866d-en

NEA. (2020c). *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/33ba86e1-en

NEA. (2021a). *Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies*

(NEA No. 7524). OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/36bf165e-en

NEA. (2021b). *Advanced Nuclear Reactor Systems and Future Energy Market Needs*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/beb24009-en

NEA. (2023). *Uranium 2022: Resources, Production and Demand.* OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/2c4e111b-en

NEA. (2025a). *The NEA Small Modular Reactor Dashboard: Third Edition.* OECD Publishing. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2025-09/web_-_smr_dashboard_-_third_edition.pdf

NEA. (2025b). *Uranium 2024: Resources, Production and Demand*. OECD Publishing. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2025-04/7683_uranium_2024_-_resources_production_and_demand_2025-04-22_14-29-2_928.pdf

NEA. (2025c). *Strategic Roadmap for Nuclear Reactor Safety Research.* OECD Publishing, Paris

NERAC & GIF. (2002). *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems: Ten Nations Preparing Today for Tomorro's Energy Needs.* U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee (NERAC) og the Generation IV International Forum (GIF). https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2013-09/genivroadmap2002.pdf

NND. (2025a, 19. august). Håndtering av brukt atombrensel. Norsk Nukleær dekommisjonering (NND). Notat til utvalget.

NND. (2025b, 7. august). *NND øker kostnadsestimatet for atomoppryddingen*. https://www.norskdekommisjonering.no/nyheter/nnd-oker-kostnadsestimatet-for-atomoppryddingen

NRC. (2023a, 21. februar). *Basis for U.S. 40-year Reactor License Term*. Nuclear Regulatory Commission. https://www.nrc.gov/docs/ML2305/ML23052A148.pdf

NRC. (2023b, 16. juni). *Dry Cask Storage*. https://www.nrc.gov/waste/spent-fuel-storage/dry-cask-storage

NRC. (2025, 15. september). *Design Certification Applications for New Reactors*. United States Nuclear regulatory Commission (NRC). https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/large-lwr/design-cert

O'Sullivan, P. (2023). *Nuclear Decommissioning: Addressing the Past and Ensuring the Future.* IAEA Bulletin. Nuclear Decommissioning. Volume 64-1

OPG. (2025, 23. oktober). OPG marks new milestones in construction of G7's first Small Modular Reactor. https://www.opg.com/news-resources/newsroom/our-stories/story/opg-marks-new-milestones-in-construction-of-g7s-first-small-modular-reactor/

Orano. (2025a). *The world leader in recycling used nuclear fuels.* Hentet 19 desember 2025 fra https://www.orano.group/en/nuclear-expertise/from-exploration-to-recycling/world-leader-in-recycling-used-nuclear-fuels

Orano. (2025b). *Tricastin*. Hentet 13. september 2025 fra https://www.orano.group/en/nuclear-expertise/orano-s-sites-around-the-world/uranium-transformation/tricastin/managing-the-facilities--life-cycle

Orano. (u.å.). *SWU Calculator* Hentet 4. januar 2026 fra https://www.urenco.com/swu-calculator

Patel, S. (2018, 1. februar). *THE BIG PICTURE: Abandoned Nuclear*. Power https://www.powermag.com/the-big-picture-abandoned-nuclear/

Patel, S. (2021, 23. juni). *GE Hitachi: Nuclear Costs, Innovation Must Be a Pivotal Focus for Carbon-Free Future.* Power. https://www.powermag.com/ge-hitachi-nuclear-costs-innovation-must-be-a-pivotal-focus-for-carbon-free-future /

Peterson, J., MacDonell, M., Haroun, L. & Monette, F. (2007). *Radiological and Chemical Fact Sheets to Support Health Risk Analyses for Contaminated Areas*. Argonne National Laboratory

Posiva. (u.å.). Repository in ONKALO: The construction work of ONKALO®, located in Olkiluoto, Eurajoki, started in June 2004. Hentet 22. mars fra https://www.posiva.fi/en/index/finaldisposal/researchandfinaldisposalfacilitiesatonkalo.html

Radioactivity.EU. (u.å.a). *Spent fuel storage*: *Interim storage in pools and then dry locations*. Radioactivity.EU.com. Hentet 15. januar 2026 fra https://radioactivity.eu.com/articles/radioactive_waste/is_spent_fuels

Radioactivity.EU. (u.å.b). *Irradiation rate and energy supplied by fuel*. Radioactivity.EU.com. Hentet 14. desember 2025 fra https://radioactivity.eu.com/articles/radioactive_waste/burn_up

Radioactivity.EU. (u.å.c). *Generation II Reactors: 1970-2009: the rise of nuclear energy.* Hentet 11. februar 2026 fra: https://radioactivity.eu.com/articles/nuclearenergy/generation_ii_reactors

Riksdagen. (2025). *Förbudet mot utvinning av uran tas bort: Betänkande 2025/26:NU7*. Sveriges Riksdag. https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/betankande/forbudet-mot-utvinning-av-uran-tas-bort_hd01nu7/

Riksgälden. (2025). *Delredovisning av uppdrag att utreda finansiering av omhändertagande av kärntekniska restprodukter från nya kärnkraftsreaktorer.* (KN2024/01133, KN2024/01243 och KN2024/01812).

Rolls-Royce. (2025). *Our technology*. Hentet 12. desember fra https://gda.rolls-royce-smr.com/our-technology

Scheepers, M., Gregorio, M., N., Beres, R., Sijm, J., Fattahi, A., Chavarriaga, J., G., Kooiman, A. Palacios, S., G., Oudenaren, G., Grutter, A., Oving, J., Iovanovici, S. (2025). *Integration of nuclear energy in the energy system: Scenario analysis for the Dutch energy system.* (TNO 2025 R10612)

Shirvan, K. (2024). *2024 Total Cost Projection of Next AP1000.* (MIT-ANP-TR-201). https://web.mit.edu/kshirvan/www/research/ANP201%20TR%20CANES.pdf

Shirvan, K. & Csontos, A. (2025). Unlocking Economic Nuclear Capacity: The Role of Advanced Fuel Technologies in Power Uprates. http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.5365778

SKB. (2025b, 21. oktober). *Vår metod för slutförvaring*. https://skb.se/projekt-for-framtiden/karnbransleforvaret/var-metod/

SKB. (2025a, 12. august). *Clab – Central Interim Storage Facility for Spent Nuclear Fuel*. https://skb.com/our-operations/clab/

SKB. (2025c, 21. oktober). *Ägarna står för kostnaderna*. Svensk Kärnbränslehantering (SKB). https://skb.se/det-har-ar-skb/finansiering/

SKB. (2025d). *Plan 2025: Kostnader från och med år 2027 för kärnkraftens radioaktiva restprodukter, Underlag för avgifter och säkerheter åren 2027–2029.* (ISSN 1404-1804).

SSMFS 2008.37. (2008). Strålsäkerhetsmyndighetens författningssamling. SSMFS 2008:37. Strålsäkerhetsmyndighetens föreskrifter och allmänna råd om skydd av människors hälsa och miljön vid slutligt omhändertagande av använt kärnbränsle och kärnavfall.

Spangler, R., Qin, S., Larsen, L. M., Bolisetti, C., Abou-Jaoude, A., Shirvan, K., Asgari, M., Stewart, W. R., Krellenstein, J., & Wilkinson, G. (2025). Potential Cost Reduction in New Nuclear Deployments Based on Recent AP1000 Experience. *Idaho National Laboratory (INL)* https://doi.org/10.2172/2571083

SSM. (2025, 24. januar). *Slutförvar för radioaktivt avfall och använt kärnbränsle*. https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/radioaktivt-avfall/slutforvar/

Stewart, W., R. & Shirvan, K. (2023). *Construction schedule and cost risk for large and small light water reactors.* Nuclear Engineering and Design. https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2023.112305

Stewart, W., R., Wilkinson, G., R., Krellenstein, J., B. (2025). *Evaluating labor needs for fleet-scale deployments of large vs. small*. Nuclear Engineering and Design, volume 444. https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2025.114377

STUK. (2010). *Safety assessment of Olkiluoto NPP units 1 and 2: Decision of the Radiation and Nuclear Safety Authority regarding the periodic safety review of the Olkiluoto NPP.* (STUK-B 111). Säteilyturvakeskus. https://www.julkari.fi/server/api/core/bitstreams/b22f34bd-37af-4331-b775-c1324015b2f7/content

Taylor, R., Bodel, W., Stamford, L., & Butler, G. (2022). *A Review of Environmental and Economic Implications of Closing the Nuclear Fuel Cycle—Part One: Wastes and Environmental Impacts*. Energies, 15(4), 1433. https://doi.org/10.3390/en15041433

TEM. (2026). *Det använda kärnbränslet slutförvaras i Finland*. Työ- ja elinkeinoministeriö. Hentet 15. januar fra https://tem.fi/sv/anvant-karnbransle

Tigerstedt, A. (2026, 22. januar). Uniper: Ta inte livtidsförlängning av O3-reaktorn för givet. *Montel*. https://montelnews.com/nordic/news/06f190c3-889c-4993-b5a2-2c99e7dae724/uniper-ta-inte-livstidsforlangning-av-o3-reaktorn-for-givet

Todreas N. E. & Kazimi M. S. (1993). *NUCLEAR SYSTEMS I: – Thermal Hydraulic Fundamentals.* Taylor & Francis

TVO. (2008). *Nuclear power plant units Olkiluoto 1 and Olkiluoto 2*. Teollisuuden Voima Oy (TVO). https://www.tvo.fi/uploads/File/nuclear-power-plant-units.pdf

TVO. (2010). *Nuclear Power Plant Unit Olkiluoto 3*. https://www.tvo.fi/uploads/julkaisut/tiedostot/ydinvoimalayks_OL3_ENG.pdf

United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), 2012 Report to the UN General Assembly, Annex A: https://www.unscear.org/unscear/uploads/documents/publications/UNSCEAR_2012_Annex-A.pdf

Van Marcke P., Crawford M., Wickham S., Galson D, Cormenzana J.L., Shaughnessy P, Beswick

J., Zeni J., Travis K, Prévot L., Prasad S. (2025). *Final report – Multi-criteria analysis to identify preferred Deep Borehole Disposal concept options in Norway*. (361-SB2-C002-REP-006). SB2 Deep Borehole Disposal Technical Assistance to NND.

Vattenfall. (2012). *Technical information on Ringhals*, https://karnkraft.vattenfall.se/siteassets/ringhals/in-english/about-ringhals/technical-information-ringhals-2014.pdf

Vattenfall. (2024a, 17. juni). *Forsmark och Ringhals siktar på 80 års drifttid av befintliga kärnkraftreaktorer*. https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2024/forsmark-och-ringhals-siktar-pa-80-ars-drifttid-av-befintliga-karnkraftreaktorer

Vattenfall. (2024b, 19. februar). *Status i Vattenfalls arbete med ny kärnkraft*. [Presentasjon]. https://group.vattenfall.com/se/siteassets/documents/status-i-vattenfalls-arbete-med-ny-karnkraft-240219.pdf

Vattenfall. (u.å.). *Avveckling Ringhals 1 och 2*. Vattenfall. Hentet 10 november 2025 fra https://karnkraft.vattenfall.se/ringhals/produktion/avveckling-ringhals-1-och-2

Wang, S. & Lloyd, J. (2025). *China's Impressive Rate of Nuclear Construction: What Do Fast Chinese-Led Builds Mean for Nuclear's Future?*. Breakthrough Insitute. https://thebreakthrough.org/issues/energy/chinas-impressive-rate-of-nuclear-construction

Westinghouse. (2021). *AP1000 ® Plant: Passive Safety Systems and Timeline for Station Blackout*. Westinghouse Electric Company LLC. https://westinghousenuclear.com/media/3pipeoof/ap1000-station-blackout.pdf

Wikimedia Commons. (2017). *Illustration of a typical nuclear fission reaction*. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Nuclear_fission_reaction.svg

Wikimedia Commons. (2021). *The Bohr model of a Carbon atom – 6 protons, 6 neutrons, and 6 electrons. It has 4 valence electrons.* https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Carbon_atom_(Bohr_model).png

WNA. (2010, 1. januar). *International Standardization of Nuclear Reactor Designs*. https://world-nuclear.org/our-association/publications/working-group-reports/cordel-standardization-of-reactor-designs

WNA. (2019, 6. august). *How is used nuclear fuel managed?* https://world-nuclear.org/our-association/publications/technical-positions/how-is-used-nuclear-fuel-managed

WNA. (2020, 19. mai). *Is the Cooling of Power Plants a Constraint on the Future of Nuclear Power?*. World Nuclear Association (WNA). https://world-nuclear.org/our-association/publications/technical-positions/cooling-of-power-plants

WNA. (2021a, 26. august). *Fast Neutron Reactors*. https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/fast-neutron-reactors

WNA. (2021b, 13. oktober). *Nuclear Fuel and its Fabrication*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/fuel-fabrication

WNA. (2022, 3. mai). *Decommissioning Nuclear Facilities*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-waste/decommissioning-nuclear-facilities

WNA. (2023). The World Nuclear Supply Chain: 2023 edition.

WNA. (2024, 2. mai). *Thorium.* World Nuclear Association. https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/thorium

WNA. (2024, 23 august). *Processing of Used Nuclear Fuel*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/processing-of-used-nuclear-fuel

WNA. (2025a, 6. juni). *Uranium Enrichment*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichment

WNA. (2025b, 23. september). *Nuclear Fuel Cycle Overview*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/introduction/nuclear-fuel-cycle-overview

WNA. (2025c, 11. februar). *Safety of Nuclear Power Reactors*. https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/safety-of-nuclear-power-reactors

WNA. (2025d, 9. desember). *Uranium Mining Overview*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/uranium-mining-overview

WNA. (2025e). *World Nuclear Fuel Report: Global Scenarios for Demand and Supply Avaiability 2025-2040*.

WNA. (2025f, 28. februar). *Transport of Radioactive Material*. https://world-nuclear.org/information-library/Nuclear-Fuel-Cycle/Transport-of-Nuclear-Materials/Transport-of-Radioactive-Materials

WNA. (2026a, 20. januar). *In-Situ Leach Mining of Uranium*. https://world-nuclear.org/informa-

tion-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/in-situ-leach-mining-of-uranium
WNA. (2026b, 16. februar). *Nuclear Power Reactors*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-power-reactors/overview/nuclear-power-reactors
WNA. (2026c, 14. januar). *Heavy Manufacturing of Power Plants*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/heavy-manufacturing-of-power-plants
WNA. (2026d, 17. februar). *Country profiles: Nuclear Power in China*. https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power
WNA. (2026e, 19. februar). *Country profiles: Nuclear Power in France*. https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france
WNA. (2026f, 13. februar). *Financing Nuclear Energy*. https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy
WNA. (2026g, 18. februar). *Plans For New Reactors Worldwide.* https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide
WNA. (2026h, 2. februar). C*ountry profiles Nuclear Power in the USA*. https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/usa-nuclear-power
WNA. (u.å.). *Reactor Database Report – grid connections: 1951 to 1969*. Hentet 13 desember 2025 fra https://world-nuclear.org/nuclear-reactor-database/summary/report?report=gen&status=Operational&grid-connections=1951;1969
WNISR. (2016, 7. august). *Novovoronezh-6, First Russian Generation III Reactor Connected to the Grid*. World Nuclear Industry Status Report (WNISR). https://www.worldnuclearreport.org/Novovoronezh-6-First-Russian-Generation-III-Reactor-Connected-to-the-Grid.html
WNISR. (2025). *The World Nuclear Industry: Status Report 2025*. https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2025-v2.pdf
WNMO. (u.å.). Activities in the Wabigoon Lake Ojibway Nation-Ignace area. Hentet 22. februar fra https://www.nwmo.ca/Site-selection/Wabigoon-Lake-Ojibway-Nation-Ignace-area/Activities-in-the-Wabigoon-Lake-Ojibway-Nation-Ignace-area
WNN. (2022, 6. desember). SMR siting work progresses in Canada and Czech Republic. https://www.world-nuclear-news.org/Articles/SMR-siting-work-progresses-in-Canada-and-Czech-Rep
WNN. (2021, 11. februar). Rolls-Royce on track for 2030 delivery of UK SMR. https://world-nuclear-news.org/Articles/Rolls-Royce-on-track-for-2030-delivery-of-UK-SMR
WNN. (2023, 9. november). *Idaho SMR project terminated.* https://www.world-nuclear-news.org/articles/idaho-smr-project-terminated
WNN. (2024, 30. august). *Further delay to Japanese reprocessing and MOX plants.* World Nuclear News (WNN). https://www.world-nuclear-news.org/articles/further-delay-to-japanese-reprocessing-and-mox-pla
WNN. (2025a, 28. Oktober). *Duane Arnold restart underpins NextEra Energy and Google collaboration*. https://www.world-nuclear-news.org/articles/duane-arnold-restart-underpins-nextera-energy-and-google-collaboration
WNN (2025b, 4. november). Chinese molten salt reactor achieves conversion of thorium-uranium fuel. *World Nuclear News (WNN)*. https://www.world-nuclear-news.org/articles/chinese-msr-achieves-conversion-of-thorium-uranium-fuel
WNN. (2025c, 28. januar). *Major contracts awarded for OPG SMR and life extension projects.* World Nuclear News (WNN). https://www.world-nuclear-news.org/articles/major-contracts-awarded-for-opg-smr-and-life-extension-projects
WNN. (2025d, 8. desember). *French repository.* https://www.world-nuclear-news.org/articles/regulator-approves-safety-case-for-french-repository
WNN. (2025e, 6. Juni). *Canada begins public engagement on siting of second repository.* https://www.world-nuclear-news.org/articles/canada-begins-public-engagement-on-siting-of-second-repository

Del IV Utgangspunktet for og implikasjoner av introduksjon av kjernekraft i Norge

Ansvaret for samfunnssikkerhet i sivil sektor på nasjonalt nivå og Justis- og beredskapsdepartementets samordningsrolle innen samfunnssikkerhet og IKT-sikkerhet. (2017). Ansvaret for samfunnssikkerhet i sivil sektor på nasjonalt nivå og Justis- og beredskapsdepartementets samordningsrolle innen samfunnssikkerhet og IKT-sikkerhet (FOR-2017-03-10-312).

Lovdata. https://lovdata.no/dokument/DEL/forskrift/2017-03-10-312

Atomenergiloven. (1972). Lov om atomenergivirksomhet (atomenergiloven) (LOV-1972-05-12-28). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1972-05-12-28

Aven, T., Ben-Haim, Y., Andersen, H. B., Cox, T., Droguett, E. L., Greenberg, M., Guikema, S., Kröger, W., Renn, O., Thompson, K. M. & Zio, E. (2018) Society for Risk Analysis Glossary. The Society for Risk Analysis (SRA). https://www.sra.org/wp-content/uploads/2020/04/SRA-Glossary-FINAL.pdf

Berg, J. K. Litvinenko-saken i Store norske leksikon. snl.no. Hentet 22. februar 2026 fra https://snl.no/Litvinenko-sakenBistandsinstruksen. (2017).

Bistandsinstruksen. (FOR-2017-06-16-789). Instruks om Forsvarets bistand til politiet. Lovdata. https://lovdata.no/dokument/INS/forskrift/2017-06-16-789

Brann- og eksplosjonsvernloven. (2002). Lov om vern mot brann, eksplosjon og ulykker med farlig stoff og om brannvesenets redningsoppgaver (brann- og eksplosjonsvernloven) (LOV-2002-06-14-20). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2002-06-14-20

Brann- og eksplosjonsvernloven. (2022). Forskrift om kommunal beredskap mot akutt forurensning. (FOR-2022-01-04-10). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2022-01-04-10

Brann- og redningsvesenforskriften. (2021). Forskrift om organisering, bemanning og utrustning av brann- og redningsvesen og nødmeldesentralene (brann- og redningsvesenforskriften) (FOR-2021-09-15-2755). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2021-09-15-2755

CNPA. (2024). Civil Nuclear Police Authority (CNPA). Three year Strategic Plan 2024/27. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6605ac9de8c442197c22032c/CNPA_three-year_Strategic_Plan_2024-25_-_accessible_PDF.pdf

Direktorat for strålevern og atomsikkerhet. (2026). *Atomberedskap i Norge.*

DSA, DSB & NVE (2025a). *Innstilling til utredningsprogram.* https://www.nve.no/media/18793/innstilling-til-utredningsprogram-kjernekraftverk-i-taftoey-naeringspark-heim-og-aure-kommuner.pdf

DSA, DSB & NVE (2025b). *Svar på oppdrag – Innstilling til utredningsprogram for et kjernekraftverk i Heim og Aure kommuner. Oversendelsesbrev.*

DSA. (2022, 1. juli). *Veiledning til arbeidsgivere og yrkesgrupper med kritiske samfunnsfunksjoner ved råd om innendørsopphold pga. radioaktivt utslipp til luft.* https://www.dsa.no/atomberedskap/hva-kan-jeg-gjore/Veiledning%20arbeidsgivere%20og%20yrkesgrupper%20i%20kritiske%20samfunnsfunksjoner%20ved%20r%C3%A5d%20om%20innend%C3%B8rsopphold.pdf

DSA. (2024a). Joint Convention on the Safety of Spent Fuel: National Report of the Kingdom of Norway to the Eighth Review Meeting 17–28 March 2025.

DSA. (2024b, 9. januar) Hva kan skje? https://www.dsa.no/atomberedskap/hva-kan-skje

DSA. (u.å.). Tilsyn. https://www.dsa.no/tilsyn?tema=atomsikkerheit-og-kjernekraft

DSA. (2025a). Verneområder for kjernekraftanlegg: Arealkrav. Notat til utvalget.

DSA. (2025b). Krav til plassering av et kjernekraftverk. Notat til utvalget.

EDF (2024) *Steam Generator approaching Hinkley Point C* https://www.edfenergy.com/sites/default/files/2024-05/BD00652-247.jpg

EDF. (2025a, 7. mai). *New figures show Hinkley Point C is driving growth across Britain and boosting the South West's economy.* https://www.edfenergy.com/media-centre/new-figures-show-hinkley-point-c-driving-growth-across-britain-and-boosting-south-wests

EDF. (2025b). *Driving Growth: Hinkley Point C Socio-economic Impact Report 2025.* Hentet 20 februar fra https://www.edfenergy.com/sites/default/files/2025-05/Socio%20Economic%20Brochure%202025.pdf

Energi21 (2024). Innspill til Energidepartementet om kunnskapsbehov innen kjernekraft. Brev til Energidepartemenet att. Energiminister Terje Aasland, 10. oktober 2024.

Energidepartementet (2026). *Konsekvensutgreiingsprogram for kjernekraftverk i Aure og Heim kommunar* https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/konsekvensutgreiingsprogram-for-kjernekraftverk-i-aure-og-heim-kommunar/id3148890/

Energiloven. (2023). Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) (LOV-1990-06-29-50). Lovdata Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) – Lovdata

Eriksson, A. & Eriksen, B. (2023). Job Classification and Taxonomy in the Nuclear Sector, Lite-

rature review. JRC Technical Report, Europakommisjonen.

Europakommisjonen. (2025). Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of the Euratom Treaty for the opinion of the European Economic and Social Committee.

Europakommisjonen. (u.å.a). Euratom Research and Training Programme. Hentet 19. februar 2026 fra https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe/euratom-research-and-training-programme_en

Finan, A., Foss, A., Goff, M., King, C. & Lohse, C. (2022). Nuclear Energy: Supply Chain Deep Dive Assessment. U.S. Department of Energy (DOE).

FNs miljøprogram. (2016). Radiation Effects and Sources. https://wedocs.unep.org/items/10058dfa-780f-4472-82be-463363c30f7a

Forskrift om farlig last på norske skip. 2014. (FOR-2014-07-01-944) Lovdata https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2014-07-01-944

Forskrift om landtransport av farlig gods. 2009. (FOR-2009-04-01-384) Lovdata https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-04-01-384

Forskrift om nukleære materialer og anlegg. (1984). *Forskrift om fysisk beskyttelse av nukleært materiale og nukleære anlegg.* (FOR-1984-11-02-1809). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1984-11-02-1809

Forskrift om transport av gods i luftfartøy. 2003. (FOR-2003-01-11-41) Lovdata https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2003-01-11-41

Forsvaret (2022, 2. oktober) Heimevernet bistår politiet med forsterket vakthold. https://www.forsvaret.no/aktuelt-og-presse/presse/pressemeldinger/hv-vakthold

Forurensningsloven. (1981). Lov om vern mot forurensninger og om avfall (forurensningsloven) (LOV-1981-03-13-6). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1981-03-13-6

Fukushima Prefecture (2026, 13. Januar) Transition of the number of evacuees (Fukushima Revitalization Information Portal Site). https://www.pref.fukushima.lg.jp/site/portal-english/en-1-4-1.html

Fylkesmannens samfunnssikkerhetsinstruks. (2015). Instruks for Fylkesmannens og Sysselmannen på Svalbards arbeid med samfunnssikkerhet, beredskap og krisehåndtering. (FOR-2015-06-19-703) Lovdata https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2015-06-19-703

Genèvekonvensjonene av 1949 med tilleggsprotokoller. Tilleggsprotokoll I. (1977). Artikkel 56.

Hallqvist, E., Nöu, S., Ljungemyr, E., Kromnow, O., Rosqvist, L. (2025). Lokaliseringsutredning. WSP Sverige AB.

Google & Airbus (2025). *Darlington Nuclear Generating Station* [Satelittbilde]. Google Earth Pro.

Hatamura, Y., Abe, S., Fuchigami, M., Kasahara, N., Iino, K. (2014). *The 2011 Fukushima Nuclear Power Plant Accident: How and Why It Happened, 1st Edition*. Woodhead publishing.

Helse- og omsorgstjenesteloven. (2011). Lov om kommunale helse- og omsorgstjenester m.m. (helse- og omsorgstjenesteloven) (LOV-2011-06-24-30). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-30

Helseforetaksloven. (2001). Lov om helseforetak m.m. (helseforetaksloven) (LOV-2001-06-15-93). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2001-06-15-93

Hofstad, K. (2026, 22. februar). Three Mile Island. I *Store Norske Leksikon*. https://snl.no/Three_Mile_Island

Hofstad, K. (2026. 20. februar). Ringhals. I *Store Norske Leksikon*. https://snl.no/Ringhals.

Holtebekk, T., Hofstad, K., Brøgger, A. (2026. 20. februar). Atomvåpen. I *Store Norske Leksikon*. https://snl.no/atomv%C3%A5pen

Humalajoki. P., Julin, A., Lehto, M. (2024, 7-11. oktober). *Regulatory Viewpoints on Risk Assessment of Spent Nuclear Fuel Final Disposal*. [artikkel]. 17th International Conference on Probabilistic Safety Assessment and Management & Asian Symposium on Risk Assessment and Management, Sendai, Miyagi, Japan.

Hungnes, H., Midttun, S., & Strøm, B. (2022). Ringvirkninger av petroleumsnæringen i norskøkonomi. Oslo: Statistisk sentralbyrå.

IAEA. (1970). Treaty on the Non-proliferation of nuclear Weapons (Ikkespredningsavtalen). (INFCIRC/140). https://www.iaea.org/sites/default/files/publications/documents/infcircs/1970/infcirc140.pdf

IAEA. (2011). *Workforce Planning for New Nuclear Power Programmes.* (STI/PUB/1477)

IAEA. (2012). *Project Management in Nuclear Power Plant Construction: Guidelines and Experience.* (STI/PUB/1537)

IAEA. (2013). *Managing Regulatory Body Competence.* (STI/PUB/1635)

IAEA. (2014a). *Managing Environmental Impact Assessment for Construction and Operation in*

New Nuclear Power Programmes. (STI/PUB/1625).

IAEA. (2014b). *Decommissioning of Facilities: General Safety Requirements Part 6.* (STI/PUB/1652)

IAEA. (2015a). *The Fukushima Daiichi accident — Vienna: International Atomic Energy Agency.* (STI/PUB/1710).

IAEA. (2015b). Preparedness and Response for a Nuclear or Radiological Emergency. (STI/PUB/1708). https://doi.org/10.61092/iaea.3dbe-055p

IAEA. (2015c). *Site Survey and Site Selection for Nuclear Installations. Specific Safety* (STI/PUB/1690)

IAEA. (2016). *Evaluation of the Status of National Nuclear Infrastructure Development.* (STI/PUB/1737)

IAEA. (2018). *Technical and Scientific Support Organizations Providing Support to Regulatory Functions.* (IAEA-TECDOC-1835).

IAEA. (2019a). *Security during the lifetime of a Nuclear Facility.* (STI/PUB/1849)

IAEA. (2019b). *Site Evaluation for Nuclear Installations.* (STI/PUB/1837)

IAEA. (2020a). *Establishing the safety infrastructure of nuclear power programme.* (STI/PUB/1901).

IAEA. (2020b). *Storage of Spent Nuclear Fuel.* (STI/PUB/1882)

IAEA. (2021a, 24. mai). *UAE's Nuclear Power Journey Has Lessons for Newcomers as IAEA Restarts In-Person Revi*ews. https://www.iaea.org/newscenter/news/uaes-nuclear-power-journey-has-lessons-for-newcomers-as-iaea-restarts-in-person-reviews

IAEA. (2021b). *Format and content of the safety analysis report for nuclear power plants.* (STI/PUB/1884)

IAEA. (2021c). *Stakeholder Engagement in Nuclear Programmes.* (STI/PUB/1967)

IAEA. (2021d). *Systematic Approach to Training for Nuclear Facility Personnel: Processes, Methodology and Practices.* (STI/PUB/1909)

IAEA. (2022a). *IAEA safeguards glossary: 2022 edition.* International Atomic Energy Agency.

IAEA. (2022b). *Resource Requirements for Nuclear Power Infrastructure Development.* (STI/PUB/1997)

IAEA. (2022c). Managing Siting Activities for Nuclear Power Plants. STI/PUB/2000

IAEA. (2023a). *Nuclear Energy in Climate Resilient Power Systems.* IAEA/PAT/003. https://doi.org/10.61092/iaea.47gr-efvv

IAEA. (2024a). *Assessment of Defence in Depth for Nuclear Power Plants.* (STI/PUB/2008). https://doi.org/10.61092/iaea.dbwn-89a9

IAEA. (2024a). *Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power.* (STI/PUB/1704). https://doi.org/10.61092/iaea.hff3-zuam

IAEA. (2024c). *Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants.* (STI/PUB/1430).

IAEA. (2024d). *Guidebook on Spent Fuel Storage Options and Systems.* (STI/DOC/010/240/3)

IAEA. (2025a). *United Arab Emirates*. Hentet 5. februar fra https://cnpp.iaea.org/public/countries/AE/profile/preview

IAEA. (2025b). *Verification and monitoring in the Islamic Republic of Iran in light of United Nations Security Council resolution 2231 (2015).* (GOV/2025/8).

IAEA. (2025c). *International Nuclear and Radiological Event Scale (INES)* https://www.iaea.org/resources/databases/international-nuclear-and-radiological-event-scale

IAEA. (2025d). *Development and Application of Level 2 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants.* (STI/PUB/1443).

IAEA. (u.å.h). *Integrated Nuclear Infrastructure Review (INIR*). Hentet 20. februar 2026 fra https://www.iaea.org/services/review-missions/integrated-nuclear-infrastructure-review-inir

IAEA. (u.å.f). *The Advanced Reactor Information System (ARIS) database.* Hentet 2 februar fra https://aris.iaea.org/

IAEA (u.å.g) *Siting of Nuclear Facilities* Hentet 13. mars 2026 fra https://www.iaea.org/topics/siting

IAEA. (u.å.a). Coordinated Research Activities. Hentet 19. februar 2026 fra https://www.iaea.org/services/coordinated-research-activities

IAEA. (u.å.b). Nuclear knowledge management. Hentet 19. februar 2026 fra https://www.iaea.org/topics/nuclear-knowledge-management

IAEA. (u.å.c). IAEA Open Learning Management System. Hentet 19. februar 2026 fra https://elearning.iaea.org/m2/

IAEA. (u.å.d). International Nuclear Management Academy (INMA). Hentet 19. februar 2026 fra https://www.iaea.org/topics/nuclear-knowledge-management/international-nuclear-management-academy

IAEA. (u.å.e). International Nuclear Information System (INIS). Hentet 19. februar 2026 fra

https://www.iaea.org/resources/databases/inis

IEA, 2025, The Path to a New Era for Nuclear Energy

IFE. (u.å.). IFE styre, strategier og rapporter. Hentet 11. januar 2026 fra www.ife.no/om-ife/styret-strategi-og-rapportering/

IFE. (u.å.b). Norges atomanlegg. Hentet 10. januar. 2026 fra https://ife.no/atomanlegg/

Innst. 126 S (1998-99). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om videreføring av Haldenprosjektet. Energi- og miljøkomiteen. https://stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/1998-1999/inns-199899-126/

Innst. 185 S (2024–2025). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om representantforslag om å be det internasjonale atomenergibyrået foreta en gjennomgang av forutsetningene for å etablere kjernekraft i Norge. https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2024-2025/inns-202425-185s/?all=true

IRSN. (2014). Methodology used in IRSN nuclear accident cost estimates in France, PRP-CRI/SESUC/2014-132

IRSN. (2020). *Effets de la canicule sur la production et la sûreté des centrales nucléaires. Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire*. https://recherche-expertise.asnr.fr/sites/default/files/documents/actualites_presse/actualites/IRSN_NI-canicule-et-centrales-nucleaires_31072020.pdf

Kara, M., Kullander, S., Rührich, D., Dujardin, T., Kadi, Y., Hval, S., Salbu, B., Ingebritsen, F., Jacobsen, B., Knagenhjelm, M. & Moen, L., A. (2008). Thorium som energikilde – Muligheter for Norge. Thoriumutvalget.

Kelley, M.B. (2012, 2. juni). Obama Administration Admits Cyberattacks Against Iran Are Part Of Joint US-Israeli Offensive. Business insider https://www.businessinsider.com/obama-cyberattacks-us-israeli-against-iran-2012-6

Kemeny, J., G., Babbit, B. Haggerty, P., E., Lewis, C., Marks, P., A., Marrett, C., B., McBride, L., McPherson, H., C., Peterson, R., W., Pigford, T., Hl, Taylor, T., B., Trunk, A., D. (1979). The President's Commision On The Accident At TMI.

Kim, S.-B. & Keppler, J. (2013). The Barakah Nuclear Power Plants. [Presentasjon]. OECD NEA. OECD NEA Workshop on Electricity Prices and Nuclear New Build. Paris, 19. September 2013. https://www.oecd-nea.org/ndd/workshops/wpne/presentations/docs/4_2_KIM_%20Barakah%20presentation.pdf

Kippe, H. (2025). *Sikkerhetsaspekter ved kjernekraft i Norge*. Forsvarets forskningsinstitutt (FFI). FFI-rapport 25/017

KN. (u.å.). How the Swedish Radiation Safety Authority is expanding to meet the needs of the nuclear expansion. Klimat- och näringslivsdepartementet (KN). https://visitors-centre.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/poster_flyer/handout_iaea-swedish-radiation-safety-authority-final.pdf

Kunnskapsdepartementet (2023). *200 millioner til nasjonalt senter for nukleær forskning*. https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/200-millioner-til-nasjonalt-senter-for-nuklear-forskning/id2967760/

Lantmäteriet, 2026. Kart over Ringhals.

Larson, A. (2023, 1. november). Olkiluoto Unit 3 Provides Carbon-Free Nuclear Power and Energy Security for Finland. Power. https://www.powermag.com/olkiluoto-unit-3-provides-carbon-free-nuclear-power-and-energy-security-for-finland/

Lovering, J., Swain, M., Blomqvist, L., Hernandez, R.R. (2022). Land-use intensity of electricity production and tomorrow's energy landscape. PLoS ONE 17(7): e0270155. https://doi.org/10.1371/journal.pone.0270155

Mandat for Kriseutvalget for atomberedskap m.m. (2013). Mandat for og sammensetning av Kriseutvalget for atomberedskap med rådgivere, samt mandat for Statsforvalteren. (FOR-2013-08-23-1023). Lovdata https://lovdata.no/dokument/INS/forskrift/2013-08-23-1023

Mark C.J. (1993). Explosive Properties of Reactor-Grade Plutonium. Science & Global Security, Volume 4.

Mattilsynet. (2022) Tiltak for næringsmidler ved et radioaktivt nedfall. https://www.mattilsynet.no/mat-og-drikke/radioaktivitet/tiltak-for-naeringsmidler-ved-et-radioaktivt-nedfall

Mattilsynet. (2025, 15. januar) Tsjernobyl-ulykken og konsekvenser for mat i Norge. https://www.mattilsynet.no/mat-og-drikke/radioaktivitet/tsjernobyl-ulykken-og-konsekvenser-for-mat-i-norge

Meld. St. 16 (2023–2024) *Brann- og redningsvesenet – Nærhet, lokalkunnskap og rask respons i hele landet*. Justis- og beredskapsdepartementet. https://www.regjeringen.no/contentassets/dbc69851e2be4e80a1ec1a42d0d4c912/no/pdfs/stm202320240016000dddpdfs.pdf

Meld. St. 22 (1998–99) *Videreføring av Haldenprosjektet*

Meld. St. 35 (2023–2024) *Bærekraftig bruk og bevaring av natur – Norsk handlingsplan for naturmangfold*. Klima- og miljødepartementet. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-35-20232024/id3054780/

Meld. St. 5 (2020–2021) *Samfunnssikkerhet i en usikker verden*. Justis- og beredskapsdepartementet. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-5-20202021/id2770928/

Meld. St. 8 (2020–2021) *Trygg nedbygging av norske atomanlegg og håndtering av atomavfall*. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-8-20202021/id2784721/

Meld. St. 9 (2024–2025) *Totalberedskapsmeldingen – Forberedt på kriser og krig*. Justis- og beredskapsdepartementet. https://www.regjeringen.no/contentassets/c24e6978185f4a49a7d2689a4741a9b1/no/pdfs/stm202420250009000dddpdfs.pdf

Meld. St. 29 (2024–2025) *Eksport av forsvarsmateriell fra Norge i 2024, eksportkontroll og internasjonalt ikke-spredningssamarbeid*. https://www.regjeringen.no/contentassets/be0fad88f6d645dbbfad02df13061104/no/pdfs/stm202420250029000dddpdfs.pdf

Menon Economics. (2024). *Ringvirkninger av kjernekraftanlegg i Halden kommune*.

Ministry of Climate (2020). Polish Nuclear Power Programme, avsnitt 2.1.

MRS. (2021). Årsrapport for I FEs nukleære virksomhet: 2021 https://www.regjeringen.no/contentassets/53436603bed544968229ad356036d7eb/ife_arsrapport_2021.pdf

MRS. (2024). Årsrapport for IFEs nukleære virksomhet: 2024. https://www.regjeringen.no/contentassets/036ffda0c81e4b3f99456a78ec31df0e/arsrapport-2024-for-ifes-nukleare-virksomhet.pdf

Multiconsult & Amentum. (2026). *Survey and assessment of the status of available nuclear reactor technologies and designs.*

Nasjonal sikkerhetsstrategi (2025, 8.mai) Statsministerens kontor https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nasjonal-sikkerhetsstrategi/id3099304/

NEA. (2000a). *Nuclear Energy in a Sustainable Development Perspective*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/g2gh1d07-en

NEA. (2000b). *Methodologies for Assessing the Economic Consequences of Nuclear Reactor Accidents*. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264181472-en

NEA. (2002). Environmental Remediation of Uranium Production Facilities. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264194809-en

NEA. (2014). *Supplementary Report on the Regulation of Site Selection and Preparation*. OCED Publishing

NEA. (2018). *Measuring Employment Generated by the Nuclear Power Sector.* OCED Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264305960-en.

NEA. (2025). *Roadmaps to new nuclear 2025, Report for Ministers and CEOs*. OCED Publishing.

NEA. (2025a). *The NEA Small Modular Reactor Dashboard: Third Edition*. OECD Publishing. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2025-09/web_-_smr_dashboard_-_third_edition.pdf

NEA. (u.å.a). NEA Global Forum on Nuclear Education, Science, Technology and Policy. Hentet 19. februar fra https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_57917/nea-global-forum-on-nuclear-education-science-technology-and-policy

NEA. (u.å.b). DATA BANK. Hentet 19. februar fra https://www.oecd-nea.org/jcms/rni_6530/jportal-data-bank-workspace

NEI. (u.å.). *Security the nuclear power industry takes security seriously.* Nuclear Energy Institute (NEI). Hentet 14. mars 2026 fra https://www.nei.org/fundamentals/safety/security

NFD. (2025). Statsbudsjettet 2025: Oppdragsbrev til Institutt for energiteknikk. Nærings- og fiskeridepartementet (NFD). https://www.regjeringen.no/contentassets/036ffda0c81e4b3f99456a78ec31df0e/ife-oppdragsbrev-2025.pdf

NIRS (Nuclear Information and Resource Service Chernobyl). Chernobyl (2026, 22. februar) https://www.nirs.org/reactor-watch/accidents/chernobyl/

NND. (2025a). Hovedinstruks. www.norskdekommisjonering.no/publikasjoner/hovedinstruks

NND. (2025b, 7. august). NND øker kostnadsestimatet for atomoppryddingenNorsk Nukleær dekommisjonering (NND). https://www.norskdekommisjonering.no/nyheter/nnd-oker-kostnadsestimatet-for-atomoppryddingen

NND. (2025c, 26. juni). NNDs samfunnsoppdrag. Notat til utvalget.

NNRC. (2025). Innspill til kjernekraftutvalget fra Norsk Nukleært Forskningsenter (NNRC). Notat mottatt 22. august 2025

Nordic Strategy Group (2025). Enhancing Nordic cooperation in Nuclear and Radiation Safety.

Nordic Nuclear and Radiation Safety Authorities DEMA, DSA, GR, SIS, SSM, STUK.

NOU 2012: 16 *Samfunnsøkonomiske analyser.* Finansdepartementet

NOU 2023: 30 *Utfordringer for lønnsdannelsen og norsk økonomi.* Finansdepartementet

NOU 2023: 17 *Nå er det alvor – Rustet for en usikker framtid*. Justis og beredskapsdepartementet.

NRC. (2009). § 50.150 Aircraft impact assessment. https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0150

NRC. (2021a). Radioactive Effluents from

Nuclear Power Plants: Annual Report 2021. NUREG/CR-2907. Volume 27

NRC. (2021b). Geologic and Geotechnical Site Characterization Invesetigations for Nuclear Power Plants. [NRC-2021-0153].

NRC. (2023). Emergency Preparedness for Small Modular Reactors and Other New Technologies. (NRC-2015-0225)

NRC. (2025a, 2. oktober) Backgrounder on the Three Mile Island Accident. https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/3mile-isle

NRC. (2025b). The Sunset Rule. NRC-2025-0479, RIN 3150-Al39.

Nuclear power. (2026) https://www.nuclear-power.com/nuclear-power/reactor-physics/nuclear-safety/defence-in-depth-principle/

Olav Njølstad. (1999). Strålende forskning, Institutt for energiteknikk 1948 – 98. Tano Aschehoug

Organisasjonsplan for redningstjenesten. (2019). Organisasjonsplan for redningstjenesten (FOR-2019-12-06-1740). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2019-12-06-1740

Oxford Research. (2019). JEEP II: Utredning og evaluering av reaktorens nytteverdi. https://ife.no/wp-content/uploads/2019/08/190811-JEEP-II-Utredning-og-evaluering-Rapport-final.pdf

Percebois, J., Thiollière, N., (2023) Nuclear Economy 2: Nuclear Issues in the Energy Transition. Wiley

Politidirektoratet. (2020). PBS 1. Politiets beredskapssystem del 1. Retningslinjer for politiets beredskap. https://www.politiet.no/globalassets/dokumenter-strategier-og-horinger/pod/pbsi.pdf

Posiva. (2025). https://www.posiva.fi/en/index/finaldisposal/long-termsafety.html, november 2025

Prop. 87 S (2023–2024) *Forsvarsløftet – for Norges trygghet*. Forsvarsdepartementet.

Regeringskansliet. (2025, 19. september). Långsiktiga budgetsatsningar på kärnkraft för den svenska elförsörjningen. Pressemelding. https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2025/09/langsiktiga-budgetsatsningar-pa-karnkraft-for-den-svenska-elforsorjningen/

Sæle, S.O., og Kristiansen, H. (2023). Fra ord til handling – en innledende mulighetsstudie om kjernekraft i Norge. Norsk Kjernekraft AS.

Salbu, B., Reitan, J. B. Tsjernobyl-ulykken i Store norske leksikon på snl.no. Hentet 11. november 2025 fra https://snl.no/Tsjernobyl-ulykken

Samfunnssikkerhetsinstruksen (2017). Instruks for departementenes arbeid med samfunnssikkerhet (samfunnssikkehetsinstruksen) (FOR-2017-09-01-1349). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/INS/forskrift/2017-09-01-1349

Sikkerhetsloven. (2019). Lov om nasjonal sikkerhet (sikkerhetsloven) (LOV-2018-06-01-24). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2018-06-01-24

Sivilbeskyttelsesloven. (2010). Lov om kommunal beredskapsplikt, sivile beskyttelsestiltak og Sivilforsvaret (sivilbeskyttelsesloven) (LOV-2010-06-25-45). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2010-06-25-45

Skuterud, L. & Harbitz, O. (1999). Radioaktiv forurensning: betydning for landbruk, miljø og befolkning. Landbruksforlaget, 1999. ISBN 8252921973

SOU 2025:7. Ny kärnkraft i Sverige – effektivare tillståndsprövning och ändamålsenliga avgifter. Delbetänkande av Kärnkraftsprövningsutredningen.

Spesialisthelsetjenesteloven. (1997). Lov om spesialisthelsetjenesten m.m. (LOV-1999-07-02-61, LOV-2024-06-25-53 fra 01.07.2024). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1999-07-02-61

Statens strålevern. (2007). The Kyshtym Accident, 29th September 1957. NRPABulletin 8-07 https://www.dsa.no/publikasjoner/straleverninfo-8-2007-the- kyshtym-accident-29th-september-1957/StralevernInfo_8_2007.pdf

Statens strålevern. (2014, 24 mars) Scenarier for planlegging av norsk atomberedskap og krisehåndtering. StrålvernInfo 1:14 https://www.dsa.no/publikasjoner/straleverninfo-1-2014-scenarier-for-planlegging-av-norsk-atomberedskap-og-krisehandtering/StralevernInfo_1-2014.pdf

Statnett. (2025). Kjernekraft i Norge – mulig påvirkning for nettplanleggingen og systemdriften av det norske kraftsystemet. Innspill til kjernekraftutvalget.

Stewart, W., R., Wilkinson, G., R., Krellenstein, J., B. (2025). *Evaluating labor needs for fleet-scale deployments of large vs. small*. Nuclear Engineering and Design, volume 444. https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2025.114377

Stewart, W.R., Gregory, J. & Shirvan, K. (2022). Impact of modularization and site staffing on construction schedule of small and large water reactors, Nuclear Engineering and Design vol. 397. https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2022.111922

Strålevernloven. (2000). Lov om strålevern og bruk av stråling (LOV-2000-05-12-36) Lovdata https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2000-05-12-36

Strålsäkerhetsmyndigheten (2025). Framtidens kompetensbehov inom strålningsområdet.

STUK (2025). Regulatory oversight of nuclear safety in Finland. Emmi Tyllilä (ed), Annual Report 2024.

Tveten, U., Brynildsen, L., Amundsen, I. & Bergan, T. D. S (1998)). Economic consequences of the Chernobyl accident in Norway in the decade 1986–1995. Journal of Environmental Radioactivity, 41(3), 233–255.

UAE government (2008). Policy of the United Arab Emirates on the Evaluation and Potential Development of Peaceful Nuclear Energy.

UNECE. (2022). Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources.

Uniper (u.å.) *How we dismantle our nuclear power plants* Hentet 13. mars 2026 fra https://www.uniper.energy/sweden/barseback/dismantling-and-demolition/how-we-dismantle-barseback

UNSCEAR. (2000) Assessments of the radiation effects from the Chernobyl nuclear reactor accident. https://www.unscear.org/unscear/en/areas-of-work/chernobyl.html

UNSCEAR. (2013). Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation: United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation 2013 Report to the General Assembly, with Scientific Annexes, Vol. I. Scientific Annexe A: Levels and effects of radiation exposure due to the nuclear accident after the 2011 great east-Japan earthquake and tsunami. e-ISBN: 978-92-1-056501-1.

UNSCEAR (2018). Evaluation of data on thyroid cancer in regions affected by the chernobyl accident, A white paper to guide the Scientific Committee's future programme of work. https://www.unscear.org/unscear/uploads/documents/publications/Chernobyl_WP_2017.pdf

UNSCEAR. (2021). Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation: United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation 2020/2021 Report to the General Assembly, with Scientific Annexes, Vol. II. Scientific Annex B: Levels and effects of radiation exposure due to the accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station: implications of information published since the UNSCEAR 2013 Report. e-ISBN: 978-92-1-001004-7.

USFCRFC. (1986). *File:IAEA 02790015*. IAEA Imagebank / Wikimedia Commons. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:IAEA_02790015_(5613115146).jpg

Vannforskriften. (2006). Forskrift om rammer for vannforvaltningen (FOR-2006-12-15-1446). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2006-12-15-1446

Vattenfall. (2014). *Technical information on Ringhals.* https://karnkraft.vattenfall.se/siteassets/ringhals/in-english/about-ringhals/technical-information-ringhals-2014.pdf

Webb, G. (2011). Mike Weightman (02810459). IAEA Imagebank.

WNA. (2025a, 23. juli). *Nuclear Power in the United Arab Emirates*. https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-arab-emirates

WNA. (2025b, 6. juni). *Uranium Enrichment*. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichment

WNA. (2026, 20. februar). *Plans For New Reactors Worldwide.* https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide

WNN. (2020, 10 august). Viewpoint: A historic moment for the UAE. https://world-nuclear-news.org/Articles/An-historic-moment-for-the-UAE

Del V Reguleringer og myndighetsorganisering

AFRY. (2025, 9. mai). Rapport. Självutvärdering av aktuell status inom svensk kärnkraftinfrastruktur för utveckling av ny kärnkraft. https://karnkraftssamordningen.se/wp-content/uploads/2025/06/AFRYs-slutrapport-Sjalvutvardering-av-aktuell-status-inom-svensk-karn-

kraftinfrastruktur-for-utveckling-av-ny-karnkraft.pdf

Alvik, Ivar & Bjørnebye, Henrik. (2020). *Om konsesjoner og konsesjonsrett.* Jussens Venner vol. 55, s. 85-104.

Analysgruppen. (2026, 31. januar). *Fortsatt tydligt stöd för kärnkraft i Sverige*. https://www.analys.se/opinion/

Andra. (u.å.a). *Andra*. Hentet 22. februar 2026 fra https://international.andra.fr/

Andra. (u.å.b). Cigeo. Hentet 22. februar 2026 fra https://international.andra.fr/solutions-long-lived-waste/cigeo

ASNR. (u.å). *L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR)*. Hentet 22. februar 2026 fra https://www.asnr.fr/

Atomenergiloven. (1972). *Lov om atomenergivirksomhet*. (LOV-1972-05-12-28).

Atomlovkomitéen (1966, august). *Innstilling fra Komitéen til å utre spørsmålet om atomenergilovgivningen i Norge*. Industridepartementet. https://urn.nb.no/URN:NBN:no-nb_digibok_2012062108069

Bærekraftforskriften. (2022). *Forskrift til lov om offentliggjøring av bærekraftsinformasjon i finanssektoren og et rammeverk for bærekraftige investeringer.* (FOR-2022-12-20-2354).

Bærekraftloven. (2021). *Lov om offentliggjøring av bærekraftsinformasjon i finanssektoren og et rammeverk for bærekraftige investeringer.* (LOV-2021-12-22-161).

Baker McKenzie. (2025). *Nuclear Energy in Poland – Assessment of Readiness for the Construction of the First Nuclear Power Plant*. https://www.bakermckenzie.com/-/media/files/locations/poland/nuclear-energy-in-poland/baker-mckenzie-polityka-insight-report-nuclear-energy-in-poland-2025_eng.pdf

Brann- og eksplosjonsvernloven. (2002). *Lov om vern mot brann, eksplosjon og ulykker med farlig stoff og om brannvesenets redningsoppgaver.* LOV-2002-06-14-20.

Byggesaksforskriften. (2010). *Forskrift om byggesak*. (FOR-2010-03-26-488).

C-59/23 P. EU-domstolen. (2025). Østerrike vs. Europakommisjonen.

C-594/18 P. EU-domstolen. (2020). Østerrike vs. Europakommisjonen.

Canadas lov om håndtering av brukt brensel. *Nuclear Fuel Waste Act 2002*.

Canadas lov om konsekvensutredninger. *Impact Assessment Act 2019*.

Canadas om nukleær sikkerhet og tilsyn. *Nuclear Safety and Control Act 1997*.

Cire.pl. (2024, 29. juli). *Gdzie będą składowane odpady promieniotwórcze? Problemy z wyborem nowej lokalizacji składowiska. (på norsk: Hvor skal det radioaktive avfallet lagres? Problemer med å velge en ny lokalisering for deponiet.)* https://gospodarka.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/ministerstwo-przemyslu-nadal-nie-ma-gmin-ktore-chcialyby-u-siebie-skladowac-odpady-promieniotworcze

CNA. (2023, 16. januar). *Public Attitudes to Nuclear Power*. https://cna.ca/wp-content/uploads/2023/01/Environics-CNA-Final-Report-Jan-2023.pdf

CNDP. (u.å). *The CNDP, an independent entity.* Hentet 22. februar 2026 fra https://www.debatpublic.fr/en/cndp-independent-entity-1285

Commission Delegated Regulation (EU) 2022/1214 of 9 March 2022 amending Delegated Regulation (EU) 2021/2139 as regards economic activities in certain energy sectors and Delegated Regulation (EU) 2021/2178 as regards specific public disclosures for those economic activities

Commission Delegated Regulation (EU) 2024/1366 of 11 March 2024 supplementing Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council by establishing a network code on sector-specific rules for cybersecurity aspects of cross-border electricity flows.

Consolidated text: Regulation (EC) No 216/2008 of the European Parliament and of the Council of 20 February 2008 on common rules in the field of civil aviation and establishing a European Aviation Safety Agency, and repealing Council Directive 91/670/EEC, Regulation (EC) No 1592/2002 and Directive 2004/36/EC.

CoRWM. (2022, oktober). Implications of inshore siting of a GDF. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/635b89d08fa8f56538805726/corwm-implications-inshore-siting-gdf-report-3824.pdf

Council Directive 2006/117/Euratom of 20 November 2006 on the supervision and control of shipments of radioactive waste and spent fuel.

Council Directive 2009/71/Euratom of 25 June 2009 establishing a Community framework for the nuclear safety of nuclear installations.

Council Directive 2011/70/Euratom of 19 July 2011 establishing a Community framework for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste.

Council Directive 2013/51/Euratom of 22 October 2013 laying down requirements for the protection of the health of the general public with regard to radioactive substances in water intended for human consumption

Council Directive 2013/59/Euratom of 5 December 2013 laying down basic safety standards for protection against the dangers arising from exposure to ionising radiation, and repealing Directives 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom and 2003/122/Euratom.

Council Directive 2014/87/Euratom of 8 July 2014 amending Directive 2009/71/Euratom establishing a Community framework for the nuclear safety of nuclear installations.

Cour des Comptes. (2025a, 17. november). *La maintenance du parc électronucléaire d'EDF en France.* https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-maintenance-du-parc-electronucleaire-dedf-en-france

Cour des Comptes. 2025b, 16. juli). *Rapport Entreprise Publique: La maintance du parc electronucleaure d'EDF en France.* https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2025-11/20251117-S2025-1528-Maintenance-parc-electronucleaire-EDF-en-France.pdf

CRE. (2024, 31. juli). Rapport Annuel l à la Commission européenne. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/Rapport_annuel_DG_ENER_2024_CRE.pdf

Danmarks nationalleksikon (u.å). *Canada – retssystem*. Hentet 21. februar 2026 fra https://lex.dk/Canada_-_retssystem

Delegeringsvedtak. (1999). *Delegering av myndighet til Forsvarsdepartementet og Helse- og omsorgsdepartementet til å gi konsesjon for anløp av reaktordrevne fartøyer etter atomenergiloven § 4.* (FOR-1999-11-05-1144, jf. FOR-2005-02-18-218).

Delegeringsvedtak. (2025). *Delegering av myndighet etter energiloven til Norges vassdrags- og energidirektorat.* (FOR-2025-06-26-1340)

Department for Energy Security and Net Zero. (2024). *Civil Nuclear: Roadmap to 2050.* https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65c0e7cac43191000d1a457d/6.8610_DESNZ_Civil_Nuclear_Roadmap_report_Final_Web.pdf

Department for Energy Security and Net Zero. (2024, januar). *Civil Nuclear: Roadmap to 2050.* https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65c0e7cac43191000d1a457d/6.8610_DESNZ_Civil_Nuclear_Roadmap_report_Final_Web.pdf

Difi. (2014). Mot alle odds? Veier til samordning i norsk forvaltning. https://dfo.no/sites/default/files/fagomr%C3%A5der/Rapporter/Rapporter-Difi/mot-alle-odds.-veier-til-samordning-i-norsk-forvaltning-difi-rapport-2014-7_0.pdf

Digitalsikkerhetsforskriften. (2025). *Forskrift om digital sikkerhet.* (FOR-2025-06-20-1131).

Digitalsikkerhetsloven. (2023). *Lov om digital sikkerhet.* (LOV-2023-12-20-108).

Directive (EU) 2016/1148 of the European Parliament and of the Council of 6 July 2016 concerning measures for a high common level of security of network and information systems across the Union.

Directive (EU) 2022/2464 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2022 amending Regulation (EU) No 537/2014, Directive 2004/109/EC, Directive 2006/43/EC and Directive 2013/34/EU, as regards corporate sustainability reporting.

Directive (EU) 2022/2555 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2022 on measures for a high common level of cybersecurity across the Union, amending Regulation (EU) No 910/2014 and Directive (EU) 2018/1972, and repealing Directive (EU) 2016/1148 (NIS 2 Directive).

Directive 2001/42/EC of the European Parliament and of the Council of 27 June 2001 on the assessment of the effects of certain plans and programmes on the environment.

Directive 2001/42/EC of the European Parliament and of the Council of 27 June 2001 on the assessment of the effects of certain plans and programmes on the environment.

Directive 2014/52/EU of the European Parliament and of the Council of 16 April 2014 amending Directive 2011/92/EU on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment Text with EEA relevance.

Directive 2014/52/EU of the European Parliament and of the Council of 16 April 2014 amending Directive 2011/92/EU on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment Text with EEA relevance.

DSA. (2018). *StrålevernHefte 2018:33: Generelle vilkår for vurdering av søknader om konsesjon etter atomenergiloven*. https://www.dsa.no/publikasjoner/stralevernhefte-33-generelle-vilkar-for-vurdering-av-soknader-om-konsesjon-

etter-atomenergiloven/Str%C3%A5levernHefte_33_Generelle%20vilk%C3%A5r%20for%20vurdering%20av%20s%C3%B8knader%20om%20konsesjon%20etter%20atomenergiloven.pdf

DSA. (2022). *DSA-hefte 5: Veileder til de generelle konsesjonsvilkårene.* https://www.dsa.no/publikasjoner/dsa-hefte-5-veileder-til-de-generelle-konsesjonsvilkarene/DSA-hefte%205%20Veileder%20til%20de%20generelle%20konsesjonsvilk%C3%A5rene.pdf

DSA. (2024, 7. mai). *Pianoforte.* https://www.dsa.no/forskning-og-kunnskapsutvikling/pianoforte

DSB. (u.å). *Retningslinjer for bruk av samordningskanal.* https://www.dsb.no/ros-og-beredskap/samfunnssikkerhet-og-samordning/dsbs-samordningsansvar/retningslinjer-for-bruk-av-samordningskanal

EASA. (u.å.) *Safety Management System and Management System — the integrated approach.* https://www.easa.europa.eu/en/domains/safety-management/safety-management-system-sms

EDF. (u.å). *Le programme du Grand Carénage.* Hentet 22. februar 2026 fra https://www.edf.fr/groupe-edf/innover/rd-un-savoir-faire-mondial/la-rd-et-le-grand-carenage

Eksportkontrolloven. (1987). *Lov om kontroll med eksport av strategiske varer, tjenester og teknologi m.v.* (LOV-1987-12-18-93).

Ekspropriasjonsloven. (1959). *Lov om oreigning av fast eigedom.* (LOV-1959-10-23-3).

Energiloven. (1990). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* (LOV-1990-06-29-50).

Energinyheter. (2025, 21. januar). *Ny modell för stöd till kärnkraft i Finland*. https://www.energinyheter.se/20250121/32591/ny-modell-stod-till-karnkraft-i-finland

ENS. (u.å.). *Support For Nuclear Energy Remains Strong In Finland.* https://www.euronuclear.org/news/support-for-nuclear-energy-remains-strong-in-finland/

EØS-avtalen. (1992, 2.mai). *Avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde (EØS)*. https://lovdata.no/register/eosAvtalen

ESA. (2008/114/EC,Euratom: Council Decision of 12 February 2008 establishing Statutes for the Euratom Supply Agency https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/revised-statutes-for-the-euratom-supply-agency.html

ESA. (2025) *ESA Annual Report 2024*. https://euratom-supply.ec.europa.eu/publications/esa-annual-reports_en

Euratom traktaten. (1957). *Treaty establishing the European Atomic Energy Community*, consolidated version. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012A/TXT

Europakommisjonen. (2024, 18. desember) Commission opens in-depth State aid investigation into Polish support for nuclear power plant. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_6437

Europakommisjonen. (2025, 9. desember) *Commission approves State aid for the construction and operation of Poland's first nuclear power plant*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_2963?

Europalov. (2026a, 26. januar). *Cybersikkerhetsforordning 2 (endringsforslag 2025)* – uke 4/2026. https://europalov.no/rettsakt/cybersikkerhetsforordning-2-endringsforslag-2025/id-33675

Europalov. (2026b, 26. januar). *Forordning om digitale nettverk (Digital Networks Act, DNA)* – uke 4/2026. https://europalov.no/rettsakt/forordning-om-digitale-nettverk-digital-networks-act-dna/id-33808

Finansdepartementet. 2015. Rundskriv R-112/15. *Bestemmelser om statlig gebyr- og avgiftsfinansiering.* https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_112_2015.pdf

Finlands arbeids- og næringsdepartement. (2025, 7. augst). *Kolumn: Reform av kärnenergilagstiftningen gör regleringen smidigare och skapar en grund för kommande projekt.* https://tem.fi/sv/-/kolumn-reform-av-karnenergilagstiftningen-gor-regleringen-smidigare-och-skapar-en-grund-for-kommande-projekt

Finlands kjernekraftforskrift. *Kärnenergiförordning 161/1998.* Svensk versjon.

Finlands kjernekraftlov. *Kärnenergilagen* 990/1987**.** Svensk versjon.

Finlands klimalov. *Klimatlag 423/2022*. Svensk versjon.

Finnish Government. (2025, 31. januar). *Column: Paths to Promote Nuclear Energy Investments*. https://valtioneuvosto.fi/en/-/1410877/column-paths-to-promote-nuclear-energy-investments

FISA. (u.å.) *Radioactive Waste Management Plant (ZUOP.* https://fisa-euradwaste2025.ncbj.gov.pl/radioactive-waste-management-plant-zuop

FNs konvensjon om sivile og politiske rettigheter. (1966). *Internasjonal konvensjon om sivile og politiske rettigheter.* (1966, 16. desember.) https://lovdata.no/pro/#document/TRAKTAT/traktat/1966-12-16-1

Forskrift i medhold av oreigningslovens § 3 om rett til å foreta eiendomsinngrep. (1960). Forskrift. FOR-1960-06-02-2.

Forskrift i medhold av oreigningslovens § 5 om rett til å gjøre vedtak om eller gi samtykke til eiendomsinngrep. (1960). Forskrift. (FOR-1960-06-02-1)

Forskrift om energiutredninger. (2024). Forskrift. (FOR-2024-01-25-106).

Forskrift om fraktførers ansvar for skade ved lufttransport av passasjer, reisegods og gods. (2011) Forskrift. (FOR-2011-01-06-9).

Forskrift om fysisk beskyttelse av nukleært materiale og nukleære anlegg. (1984). Forskrift. (FOR-1984-11-02-1809).

Forskrift om luftromsorganisering. (2021). Forskrift. (FOR-2021-12-14-3530).

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. (2022) Forskrift. (FOR-2002-05-07-448).

Forskrift om forurensningslovens anvendelse på radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall. (2010). Forskrift. (FOR-2010-11-01-1394).

Forskrift om kommunal beredskapsplikt. (2011). Forskrift. (FOR-2011-08-22-894).

Forskrift om statlige planretningslinjer for klima og energi. Forskrift. (FOR-2024-12-20-3359).

Fortum. (2025, 24. mars). *Fortum concludes new nuclear feasibility study – continues to develop nuclear as a future option*. https://www.fortum.com/media/2025/03/fortum-concludes-new-nuclear-feasibility-study-continues-develop-nuclear-future-option

Forurensningsloven. (1981). *Lov om vern mot forurensninger og om avfall.* (LOV-1981-03-13-6).

Forvaltningsloven. (2025). Lov om saksbehandlingen i offentlig forvaltning (forvaltningsloven). LOV-2025-06-20-81. https://lovdata.no/pro/#document/LTI/lov/2025-06-20-81?from=NL/lov/1967-02-10/

Frankrikes byplanleggingslov. *Code de l'Urbanisme*.

Frankrikes energilov. *Code de l'énergie*.

Frankrikes forskrift om etablering av DINN. *Décret n° 2022-1411 du 7 november 2022 instituant une délégation de programme interministeriélle au niveau nucléaire*.

Frankrikes lov om kjernekrafttransparens mv. *Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à transparence et á la sécurité en matierère nucléaire*.

Frankrikes lov om organiseringen og styringen av nukleær sikkerhet og strålevern for å møte utfordringen med å gjenopplive kjernekraftindustrien. *Loi n° 2024-450 av 21 mai 2024 relative á l'organisation de la gouvernance de sûreté nucléaire et de la radioprotection pur répondre au défi de la relance de la fière nucléaire*

Frankrikes lov om raskere prosedyrer for bygging av nye nukleære anlegg nær eksisterende nukleære anlegg og driften av eksisterende nukleære anlegg. *LOI n° 2023-491 du 22 juin 2023 relative à l'accélaration des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximé de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes*.

Frankrikes miljølov. *Code de l'environnement*.

FRS (2020) *French Nuclear Deterrence Policy, Forces, And Future: A Handbook.* Foundation pour la reserche stratégique https://www.frstrategie.org/sites/default/files/documents/publications/recherches-et-documents/2020/202004.pdf

Gifen. (2025, 16. januar.). *The French are in favour of nuclear power: discover the significant results of a Harris survey commissioned by GIFEN and Bastille Magazine.* https://www.gifen.fr/en/news/detail/the-french-are-in-favour-of-nuclear-power-discover-the-significant-results-of-a-harris-survey-commissioned-by-gifen-and-bastille

Gouvernement. 2023, 13. juni*). France 2030 : un plan ambitieux sur le nucléaire de demain.* https://www.economie.gouv.fr/france-2030-plan-ambitieux-nucleaire-demain

Gov.pl. (u.å.a). *92,5 proc. Polaków za budową elektrowni jądrowych w Polsce (på norsk: 92,5 prosent. Polakker som støtter bygging av kjernekraftverk i Polen)*. https://www.gov.pl/web/polski-atom/925-proc-polakow-za-budowa-elektrowni-jadrowych-w-polsce2

Gov.pl. (u.å.b). *Program polskiej energetyki jądrowej. (på norsk: Polsk kjernekraftprogram.* https://www.gov.pl/web/polski-atom/program-polskiej-energetyki-jadrowej

Gov.pl. (u.å.c). *Ministerstwo Energii. På norsk: Energidepartementet*. https://www.gov.pl/web/energia/biura-i-departamenty3

Gov.pl. (u.å.d). *Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych. (på norsk: Radioaktivt avfallsdeponeringsanlegg*. https://www.gov.pl/web/zuop

Gov.pl. (u.å.e). *Nuclear Facilities and Radioactive Waste Repositories.* https://www.gov.pl/web/paa-en/Nuclearfacilities

Government of Canada. (u.å.a) *Provinces and territories.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.canada.ca/en/intergovernmental-affairs/services/provinces-territories.html

Government of Canada. (u.å.b). *SMR action plan – About the Action plan.* Hentet 21. februar 2026 fra https://smractionplan.ca/

Government of Canada. (u.å.c). *SMR action plan – Statement of Principles.* Hentet 21. februar 2026 fra https://smractionplan.ca/statement-principles

Government of Canada. (u.å.d). *Green Bond Framework.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.canada.ca/en/department-finance/programs/financial-sector-policy/securities/debt-program/canadas-green-bond-framework.html

Government of Canada. (u.å.e). *Canadian Nuclear Safety Commission.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.cnsc-ccsn.gc.ca/eng/

Government of Canada. (u.å.f). *Regulatory framework plans.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.cnsc-ccsn.gc.ca/eng/acts-and-regulations/regulatory-framework/regulatory-framework-plan/

Government of Canada. (u.å.g). *Memorandum of Understanding Between Health Canada as represented by the Radiation Protection Bureau and The Canadian Nuclear Safety Commission*. Hentet 21. februar 2026 fra https://www.cnsc-ccsn.gc.ca/eng/acts-and-regulations/memorandums-of-understanding/mou-healthcanada/

Government of Canada. (u.å.h). *Health Canada.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.canada.ca/en/health-canada.html

Government of Canada. (u.å.i). *Impact Assessment Agency of Canada.* https://www.canada.ca/en/impact-assessment-agency.html

Gov-UK. (2021, 24. mai). *Nuclear sites: environmental regulation*. https://www.gov.uk/guidance/nuclear-sites-environmental-regulation#regulating-nuclear-sites-with-environmental-permits

Gov-UK. (2024a, 3. juli). *DESNZ Public Attitudes Tracker: Energy infrastructure and energy security, Spring 2024, UK*. https://www.gov.uk/government/statistics/desnz-public-attitudes-tracker-spring-2024/desnz-public-attitudes-tracker-energy-infrastructure-and-energy-security-spring-2024-uk

Gov-UK. (2024b, 22. juli) *Sizewell C gets green light with final investment decision.* https://www.gov.uk/government/news/sizewell-c-gets-green-light-with-final-investment-decision

Gov-UK. (2024c, 13. September). *Designation of the National Energy System Operator (NESO*). https://www.gov.uk/government/publications/designation-of-the-national-energy-system-operator-neso

Gov-UK. (2025a, 10. juni). *Rolls-Royce SMR selected to build small modular nuclear reactors*. https://www.gov.uk/government/news/rolls-royce-smr-selected-to-build-small-modular-nuclear-reactors

Gov-UK. (2025b, 13. november). *North Wales to pioneer UK's first small modular reactor.* https://www.gov.uk/government/news/north-wales-to-pioneer-uks-first-small-modular-reactors

Gov-UK. (2025c, 6. februar). *Government rips up rules to fire-up nuclear power.* https://www.gov.uk/government/news/government-rips-up-rules-to-fire-up-nuclear-power

Gov-UK. (2025d, 12. november). *National Policy Statement for nuclear energy generation (EN-7): new consultation, and response to earlier consultation (HTML)*. https://www.gov.uk/government/consultations/draft-national-policy-statement-for-nuclear-energy-generation-en-7/national-policy-statement-for-nuclear-energy-generation-en-7-new-consultation-and-response-to-earlier-consultation-html

Gov-UK. (2025e, 18. desember). *National Policy Statement for nuclear energy generation (EN-7)*. https://www.gov.uk/government/publications/national-policy-statement-for-nuclear-energy-generation-en-7

Gov-UK. (2025f, 10. juni). *Rolls-Royce SMR selected to build small modular nuclear reactors.* https://www.gov.uk/government/news/rolls-royce-smr-selected-to-build-small-modular-nuclear-reactors

Gov-UK. (2025g, 24. november). *Nuclear Regulatory Taskforce: role and membership.* https://www.gov.uk/government/publications/nuclear-regulatory-taskforce/nuclear-regulatory-taskforce-role-and-membership

Gov-UK. (2025h, 24. november). *Nuclear Regulatory Review 2025.* https://www.gov.uk/government/publications/nuclear-regulatory-taskforce

Gov-UK. (2025i, 26. november). *Prime Minister's strategic steer to the nuclear sector following the 2025 Nuclear Regulatory Taskforce's Review.* https://www.gov.uk/government/publications/prime-ministers-strategic-steer-to-the-nuclear-sector/prime-ministers-strategic-steer-to-the-nuclear-sector-following-the-2025-nuclear-regulatory-taskforces-review

Gov-UK. (2025j, 21. juli). *2022 Inventory for Geological Disposal: summary.* https://www.gov.uk/government/publications/2022-inventory-for-geological-disposal/2022-inventory-for-geological-disposal-summary

Gov-UK. (2025k, 27. januar). *Identifying Areas of Focus: Our methodology.* https://www.gov.uk/government/publications/finding-a-suitable-site-for-a-geological-disposal-facility/identifying-areas-of-focus-our-methodology

Gov-UK. (2025l, 30. juli). *GDF Report 2024 – Protecting people and our environment.* https://www.gov.uk/government/publications/gdf-report-2024/gdf-report-2024-protecting-people-and-our-environment

Gov-UK. (2026, 4. februar). *Advanced nuclear framework.* https://www.gov.uk/government/publications/advanced-nuclear-framework

Gov-UK. (u.å.a). *Department for Energy Security and Net Zero – About us.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-energy-security-and-net-zero/about

Gov-UK. (u.å.b). *Environment Acency*. Hentet 21. februar 2026 fra https://www.gov.uk/government/organisations/environment-agency

Gov-UK. (u.å.c). *Natural Resources Wales – About us.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.gov.uk/government/organisations/natural-resources-wales/about

Gov-UK. (u.å.d). Planning Inspectorate – About us. Hentet 21. februar 2026 fra https://www.gov.uk/government/organisations/planning-inspectorate/about

Gov-UK. (u.å.e). *NDA – About us*. Hentet 21. februar 2026 fra https://www.gov.uk/government/organisations/nuclear-decommissioning-authority/about

Grunnloven 1814, 17. mai). *Kongeriket Norges Grunnlov*. https://lovdata.no/pro/#document/NL/lov/1814-05-17

House of Commons Library. (2025, 26. juni). *Nuclear weapons profile: United Kingdom*. https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9077/CBP-9077.pdf

IAEA. (2003). *Independence in Regulatory Decision Making*. INSAG-17. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1172_web.pdf

IAEA. (2006). *Fundamental Safety Principles* No. SF-1. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1273_web.pdf

IAEA. (2009). Safety Standard: Classification of Radioactive Waste. General Safety Guide No GSG-1. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1419_web.pdf

IAEA. (2012, juli). *The official report of the Fukushima Nuclear Accident Independent Investigation Commission.* https://inis.iaea.org/records/8g6jp-ftv06

IAEA. (2013, 18-22. mars). *Mission report of the integrated nuclear infrastructure review (INIR)*. https://www.iaea.org/sites/default/files/documents/review-missions/inir_mission_to_poland_march_2013.pdf

IAEA. (2015a, 16. oktober). *IAEA Completes Nuclear Security Review Mission in Norway.* https://www.iaea.org/newscenter/pressreleases/iaea-completes-nuclear-security-review-mission-norway-0

IAEA. (2015b, 9. februar). *Vienna Declaration of Nuclear Safety.* https://www.iaea.org/sites/default/files/cns_viennadeclaration090215.pdf

IAEA. (2016a). Safety Standard: Governmental, Legal and Regulatory Framework for Safety. No. GSR Part 1 (Rev. 1). https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1713web-70795870.pdf

IAEA. (2016c, 1. juli). *Poland Progresses in Developing Infrastructure for its Nuclear Power Programme, IAEA Review Concludes*. https://www.iaea.org/newscenter/news/poland-progresses-in-developing-infrastructure-for-its-nuclear-power-programme-iaea-review-concludes

IAEA. (2016d). IAEA Nuclear Energy Series NG-T-3.2 (Rev. 1). *Evaluation of the Status of National Nuclear Infrastructure Development.* https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB1737_web.pdf

IAEA (2019, juni). Integrated Regulatory Review Service (IRRS) Mission to Kingdom of Norway. https://www.iaea.org/sites/default/files/documents/review-missions/irrs_norway_2019.pdf

IAEA. (2019, 16-28. juni). *IRRS Mission to Norway.* https://www.iaea.org/node/46082

IAEA. (2022). *IAEA Nuclear Safety and Security Glossary. 2022 (Interim) Edition.* https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/IAEA-NSS-GLOweb.pdf

IAEA. (2024, 15-25. april). *Mission report of the integrated nuclear infrastructure review (INIR) – phase 2.* https://www.iaea.org/sites/default/files/documents/review-missions/inir-report-poland-250424.pdf

IAEA. (2025a, 4. desember). *List of Member States.* https://www.iaea.org/about/governance/list-of-member-states

IAEA. (2025b, 2. desember). *IAEA Mission Recognizes Norway's Commitment to Strengthen Nuclear and Radiation Safety.* https://www.iaea.org/newscenter/pressreleases/iaea-mission-recognizes-norways-commitment-to-strengthen-nuclear-and-radiation-safety

IAEA. (2025c, 24. november). *Two More Countries Join Global Pledge to Triple Nuclear Energy by 2050.* https://www.iaea.org/newscenter/news/two-more-countries-join-global-pledge-to-triple-nuclear-energy-by-2050

IAEA (2025d, 2. desember). IAEA Mission Recognizes Norway's Commitment to Strengthen Nuclear and Radiation Safety. https://www.iaea.org/newscenter/pressreleases/iaea-mission-recognizes-norways-commitment-to-strengthen-nuclear-and-radiation-safety

IAEA. (u.å.a). *The Statue of the IAEA.* Hentet 18. februar 2026 fra https://www.iaea.org/about/statute

IAEA. (u.å.b). *Integrated Nuclear Infrastructure Review (INIR).* https://www.iaea.org/services/review-missions/integrated-nuclear-infrastructure-review-inir

IAEA. (u.å.c). *Nuclear Harmonization and Standardization Initiative.* (NHSI)https://nucleus.iaea.org/sites/smr/SitePages/Nuclear-Harmonization-and-Standardization-Initiative.aspx

IAEA. (u.å.d). *Small Modular Reactor (SMR) Regulators' Forum.* https://www.iaea.org/topics/small-modular-reactors/smr-regulators-forum?

IBA. (2024, 16. juni). Polish legal framework for nuclear small modular reactors.

Innst. 185 S. (2024–2025). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om representantforslag om å be det internasjonale atomenergibyrået foreta en gjennomgang av forutsetningene for å etablere kjernekraft i Norge. https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2024-2025/inns-202425-185s/?all=true

Innst. 307 S. (2022–2023). *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om representantforslag om forskning på trygg kjernekraft og opprettelse av en kjernekraftmyndighet og representantforslag om mer kunnskap om behovet for kjernekraft i Norge.* https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2022-2023/inns-202223-307s/?all=true

Innst. O. nr. 36 (1992–1993) *Innstilling frå energi- og industrikomiteen om lov om endringer i lov av 12. mai 1972 om atomenergivirksomhet.* https://stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Stortingsforhandlinger/Lesevisning/?p=1992-93&paid=6&wid=ba&psid=DIVL421&pgid=ba_0349&s=True

Innst. O. XIII (1971–1972). Innstilling frå industrikomitéen om lov om atomenergivirksomhet. https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Stortingsforhandlinger/Lesevisning/?p=1971-72&paid=6&wid=b&psid=DIVL1267&pgid=b_0502

Innst. S. nr. 61 (2008–2009) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om representantforslag fra stortingsrepresentantene Ketil Solvik-Olsen, Torbjørn Andersen, Tord Lien og Kåre Fostervold om utarbeidelse av stortingsmelding om kjernekraft.* https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2008-2009/inns-200809-061/

InPL(u.å.). *What is Sp. z o.o.?* https://inpl.eu/en/chto-takoe-sp-z-oo

Ipsos. (2023, 20. oktober). *Just over half (55%) of Canadians support using nuclear energy to generate electricity.* https://www.ipsos.com/en-ca/over-half-canadians-support-using-nuclear-energy-to-generate-electricity

Kärnavfallsfonden. (u.å.). *Kärnavfallsfonden – Swedish Nuclear Waste Fund.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.karnavfallsfonden.se/

Kärnkraftssamordnaren. (2025a, 30. januar). *Delrapport 2: Redovisning av Kärnkraftssamordnarens insatser avseende utbyggnad av ny kärnkraft i Sverige – Januari 2025.* https://www.regeringen.se/contentassets/d300281781244cc299cca23790ccc7e1/delrapport-2-redovisning-av-karnkraftssamordnarens-insatser-avseende-utbyggnad-av-ny-karnkraft-i-sverige-sverige–januari-2025-.pdf

Kärnkraftssamordnaren. (2025b, 7. november). *Delrapport 3: Redovisning av Kärnkraftssamordnarens insatser avseende utbyggnad av ny kärnkraft i Sverige – november 2025.* https://karnkraftssamordningen.se/wp-content/uploads/2025/11/Karnkraftssamordnarens-delrapport-03.pdf

Kgl.res. (1978). *Resolusjon om opprettelse av Olje- og energidepartementet.* (FOR-1978-01-11-1).

Kgl.res. (1992). *Omorganisering av departementsstrukturen fra 1. januar 1993 – endringer i opp-*

gaver, ansvarsområder og ressursfordeling. (FOR-1992-12-18-1074).

Kgl.res. (2017). *Ansvaret for samfunnssikkerhet i sivil sektor på nasjonalt nivå og Justis- og beredskapsdepartementets samordningsrolle innen samfunnssikkerhet og IKT-sikkerhet*. (FOR-2017-03-10-312).

Klareringsforskriften. (2018). *Forskrift om sikkerhetsklarering og annen klarering*. (FOR-2018-12-20-2054).

Klimat- och näringslivsdepartementet. (2025, mai). *Promemoria: En mer ändamålsenlig prövning av kärntekniska anläggningar*. https://www.regeringen.se/contentassets/5487d574a8434cb7bd15678b2c655203/en-mer-andamalsenlig-provning-av-karntekniska-anlaggningar.pdf

Konsekvensutredningsforskriften. (2017). *Forskrift om konsekvensutredninger*. (FOR-2017-06-21-854).

Kraftberedskapsforskriften. (2012). *Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen*. (FOR-2012-12-07-1157).

KSO. (u.å). *Om KSO – Kärnkraftskommunerna*. Hentet 21. februar 2026 fra https://www.karnkraftskommunerna.se/om/

Luftfartsloven. (1993). Lov om luftfart. (LOV-1993-06-11-101).

Luftsfartstilsynet. (u.å) Security. https://www.luftfartstilsynet.no/aktorer/security/

Meld. St. 10 (2022–2023) *Bærekraftig og sikker luftfart – Nasjonal luftfartsstrategi*. https://www.regjeringen.no/contentassets/e1519da991e3439787a8c82add1004db/no/pdfs/stm202220230010000dddpdfs.pdfSamferdselsdepartmentet.

Miljöministeriet. (u.å.). *Finlands nationella klimatpolitik*. Hentet 20. februar 2026 fra https://ym.fi/sv/finlands-nationell-klimatpolitik

Ministère de la Transition Energétique. (u.å.) *Stratégie française pour l'énergie et le climat*. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/23242_Strategie-energie-climat.pdf

Ministère Transition Ecologique Aménagment du Territorie Transport Ville et Logement. 2025. *Présentation du Plan National d'Adaptation du Changement Climatique*. https://www.adaptation-changement-climatique.gouv.fr/agir/espace-documentaire/presentation-du-plan-national-dadaptation-du-changement-climatique

Ministry of Environment and Water (u.å.) *EIA report desember 2024: Extending the service lifte of the Olkilouto 1 and Olkilouto 2 plant units and uprating their thermal power*. https://www.moew.government.bg/static/media/ups/articles/attachments/English_FINALb32365f7bfa969cbbd9830ef67fb1e60.pdf

NAO. (2024, 23. oktober). *Decommissioning Sellafield: managing risks from the nuclear legacy*.

Nasjonal strategi for strålevern og atomsikkerhet. (2025, 24. november). https://www.regjeringen.no/contentassets/6e197342577740fbbe63485d6645e1d9/no/pdfs/stralevern-og-atomsikkerhet_no.pdf

Naturvårdsverket. (2025, 27. rovember. Kommunala pilotprojekt för planering av ny kärnkraft. https://www.naturvardsverket.se/4adb4f/globalassets/om-oss/slutredovisade-regeringsuppdrag/redovisning-ru-kommunala-pilotprojekt-for-planering-av-ny-karnkraft.pdf

Naturvårdsverket. (2026, 15. januar). *Sveriges klimatmål och klimatpolitiska ramverk*. https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/sveriges-klimatarbete/sveriges-klimatmal-och-klimatpolitiska-ramverk/

NCBJ. (2025, 31. oktober). *NCBJ and Westinghouse have signed a cooperation agreement. This is a strategic partnership for the development of the Polish nuclear programme*. https://www.ncbj.gov.pl/en/news/ncbj-and-westinghouse-have-signed-cooperation-agreement-strategic-partnership-development

NEA (u.å.b) *Radioactive Waste Management Committee (RWCM)* https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_25191/radioactive-waste-management-committee-rwmc

NEA. (1995) *Statute of the OECD Nuclear Energy Agency*. Hentet 18. februar 2026 fra https://www.oecd-nea.org/general/about/statute.html

NEA. (u.å.a) *Nuclear Law Committee (NLC)*. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_21472/nuclear-law-committee-nlc

NEA. (u.å.c) *Committee on Decommissioning of Nuclear Installations and Legacy Management (*CDLM) https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_25186/committee-on-decommissioning-of-nuclear-installations-and-legacy-management-cdlm

NFP. (2025, 21. august). *South Korean firm withdraws from nuclear plant project in Poland*. https://notesfrompoland.com/2025/08/21/south-korean-firm-withdraws-from-nuclear-plant-project-in-poland/

NLF. (u.å.). *Our purpose – About us*. Hentet 21. februar 2026 fra https://www.nlf.uk.net/about-us/our-purpose

Norsk Petroleum. (u.å.a.). Grunnleggende forvaltningsprinsipper. https://www.norskpetroleum.no/rammeverk/rammeverkgrunnleggende-forvaltningsprinsipper/

Norsk Petroleum. (u.å.b.). *Statlig organisering av virksomheten.* https://www.norskpetroleum.no/rammeverk/rammeverkstatlig-organisering-av-petroleumsvirksomheten/

NOU 1986: 19 *Informasjonskriser*. Sosialdepartementet. https://www.nb.no/items/URN:NBN:no-nb_digibok_2014010906036

NOU 1986: 24 *Tiltak mot kjernekraftulykker – delutredning 1: erfaringene etter kjernekraftulykken i Tsjernobyl*. https://www.nb.no/items/URN:NBN:no-nb_digibok_2013121006128

NOU 1987: 1 *Tsjernobyl-ulykken*. https://www.nb.no/items/URN:NBN:no-nb_digibok_2012071805091

NOU 2019: 5 *Ny forvaltningslov – Lov om saksbehandlingen i offentlig forvaltning (forvaltningsloven)*. Justis- og beredskapsdepartementet.

NOU 2024: 7 *Norge og EØS: Utvikling og erfaringer*. Utenriksdepartementet.

NRK. (2022, 19. juli). *Frankrike nasjonaliserer energiselskapet EDF*. https://www.nrk.no/nyheter/frankrike-nasjonaliserer-energiselskapet-edf-1.16043250

Nucnet. (2026, 28. januar). *Poll Shows Over 90% Support For Nuclear Power In Poland*. https://www.nucnet.org/news/poll-shows-over-90-support-for-nuclear-power-in-poland-1-3-2026

NWMO (u.å.c) Integrated Strategy for Canada's Radioactive Waste. https://radwasteplanning.ca/

NWMO. (2023, desember). *Confidence in Safety – Revell Site – 2023 Update*. https://www.nwmo.ca/-/media/Reports-MASTER/Technical-reports/NWMO-TR-2023-07-Confidence-in-Safety--Revell-Site--2023-Update.ashx?rev=6180a2f1bd95498f96d4dec51c8e406c&sc_lang=en

NWMO. (u.å.a). *Who we are*. https://www.nwmo.ca/Who-we-are

NWMO. (u.å.b). *Vision, mission, values.* https://www.nwmo.ca/Who-we-are/Our-commitment/Vision-mission-values

NWMO. (u.å.d). *Canada's plan for used nuclear fuel.* https://www.nwmo.ca/canadas-plan

NWMO. (u.å.e). *How we selected a site.* https://www.nwmo.ca/site-selection

ONR. (2017, februar). *Licence condition handbook.* https://www.onr.org.uk/media/gixbe2br/licence-condition-handbook.pdf

ONR. (2021, november). *Licensing nuclear installations.* https://www.onr.org.uk/media/30nh5c0f/licensing-nuclear-installations.pdf

ONR. (u.å.) *Land use planning.* Hentet 21. februar 2026 fra https://www.onr.org.uk/our-work/what-we-regulate/other-regulationslegislations/land-use-planning

Ontario. (2025, 1. januar. *Ontario Exploring New Nuclear Energy Generation in Port Hope.* https://news.ontario.ca/en/release/1005585/ontario-exploring-new-nuclear-energy-generation-in-port-hope

Oppdrag om utredningsprogram Aure/Heim. (2025, 8. april). Oppdrag til NVE, DSA og DSB – utredningsprogram for etablering av kjernekraftverk i Aure kommune i Møre og Romsdal fylke og Heim kommune i Trøndelag fylke https://www.regjeringen.no/globalassets/departementene/ed/2025/pdf/diverse/oppdragsbrev-l1669464.pdf

Orano. (u.å.). *Internatonal industrial group*. Hentet 22. februar 2026 fra https://www.orano.group/en

Ot.prp. nr. 11 (1964–65) *Om lov om endring i lov frå 23.oktober 1959 om oreigning av fast eigedom.* Tilgjengelig på lovdata.

Ot.prp. nr. 18 (1992–93) *Om lov om endringer i lov 12. mai 1972 nr. 28 om atomenergivirksomhet*. https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Stortingsforhandlinger/Lesevisning/?p=1992-93&paid=4&wid=a&psid=DIVL619&pgid=a_0605

Ot.prp. nr. 43 (1989–90) *Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven)*. https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Stortingsforhandlinger/Lesevisning/?p=1989-90&paid=4&wid=a&psid=DIVL749&pgid=a_0569

Ot.prp. nr. 51 (1970–71) *Om lov om atomenergivirksomhet*. Industridepartementet. https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Stortingsforhandlinger/Lesevisning/?p=1970-71&paid=4&wid=b&psid=DIVL279&pgid=b_0231&tab=True

PAA (u.å.a). K*rajowe ramy prawne. (på norsk: Nasjonalt rettslig rammeverk)*. https://www.gov.pl/web/paa/krajowe-ramy-prawne

PAA. (2022, 12. april). *Strategia BJiOR przyjęta przez Radę Ministrów (på norsk: BJiOR-strategien vedtatt av ministerrådet)*. https://

www.gov.pl/web/paa/strategia-bjior-przyjeta-przez-rade-ministrow

PAA. (u.å.b). *Państwowej Agencji Atomistyki. (på norsk Statens atomenergibyrå*. https://www.gov.pl/web/paa/

PEJ. (u.å.). What we do. https://pej.pl/en/about-us/what-we-do/

Petroleumsforskriften. (1997). *Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet*. (FOR-1997-06-27-653).

Petroleumsloven. (1996). *Lov om petroleumsvirksomhet.* (LOV-1996-11-29-72).

Plan- og bygningsloven. (2008). *Lov om planlegging og byggesaksbehandling*. (LOV-2008-06-27-71).

Polens atomlov. *Prawo atomowe*.

Polens Klima- og miljødepartement. (u.å.) *Energy Policy of Poland until 2040 (EPP2040)*. Hentet 20. februar 2026 fra https://www.gov.pl/web/climate/energy-policy-of-poland-until-2040-epp2040.

Polens regjering. (u.å.) *Prime Minister Donald Tusk Presents His New Cabinet.* Hentet 2. mars 2026 fra https://www.gov.pl/web/primeminister/prime-minister-donald-tusk-presents-his-new-cabinet

Polens spesiell atomlov. *Specjalna ustawa atomowa.*

Power Technology. (2025, 24. februar). *EDF delays FID on six new nuclear reactors to H2 2026* https://www.power-technology.com/news/edf-delays-fid-nuclear-reactors-2026/

Premier Ministre. (u.å.a*). Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN)*. https://www.info.gouv.fr/organisation/delegation-interministerielle-au-nouveau-nucleaire

Premier Ministre. (u.å.b*). Missions.* https://www.info.gouv.fr/organisation/delegation-interministerielle-au-nouveau-nucleaire/missions

Prop. 91 L (2009–2010) *Lov om kommunal beredskapsplikt, sivile beskyttelsestiltak og Sivilforsvaret (sivilbeskyttelsesloven)*. https://www.regjeringen.no/contentassets/fc7c0211495b45788798b94df2841c03/no/pdfs/prp200920100091000dddpdfs.pdf

Regeringen. (2024, 4. januar). Kommittédirektiv Dir. 2024:1. En nationell samordnare för utbyggnad av kärnkraft. https://www.regeringen.se/contentassets/364833615c8d415fac8e9300017aafee/en-nationell-samordnare-for-utbyggnad-av-karnkraft-dir.-20241.pdf

Regeringen. (2026, 5. februar). *Lagrådsremiss: Ny kärnkraft i Sverige – fler möjliga platser vid kusten*. https://www.regeringen.se/contentassets/33d56ac340c44d039fe483321c02fbd4/ny-karnkraft-i-sverige–fler-mojliga-platser-vid-kusten.pdf

Regeringens proposition 2009/10:172. *Kärnkraften – förutsättningar för generationsskifte.* https://www.regeringen.se/contentassets/84dbbc115d6c442492a95eea7547edc4/karnkraften--forutsattningar-for-generationsskifte-prop.-200910172

Regeringens proposition 2023/24:19. *Ny kärnkraft i Sverige – ett första steg*. https://www.regeringen.se/contentassets/9e9319a8ecfd4939bedcd50dfb0bc00d/ny-karnkraft-i-sverige–ett-forsta-steg-prop-20232419.pdf

Regeringens proposition 2024/25:150. *Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft*. Det svenske finansdepartementet. www.regeringen.se/contentassets/06039e8504de48ad83de3829d101d6f9/finansiering-och-riskdelning-vid-investeringar-i-ny-karnkraft-prop.-202425150.pdf

Regeringskanseliet. (2023, 16. november). *Regeringen lanserar en färdplan för ny kärnkraft i Sverige.* https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2023/11/regeringen-lanserar-en-fardplan-for-ny-karnkraft-i-sverige/

Regeringskanseliet. (2024, 29. august). *Naturvårdsverket får i uppdrag att underlätta kommuners planering och arbetssätt med tillståndsprocesser för effektivare etablering av ny kärnkraft.* https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2024/08/naturvardsverket-far-i-uppdrag-att-underlatta-kommuners-planering-och-arbetssatt-med-tillstandsprocesser-for-effektivare-etablering-av-ny-karnkraft/

Regeringskansliet. (2025, 2. oktober). *Remiss av Riksgäldskontorets delredovisning av uppdraget att utreda finansiering av omhändertagande av kärntekniska restprodukter från nya kärnkraftsreaktorer.* https://www.regeringen.se/remisser/2025/10/remiss-av-riksgaldskontorets-delredovisning-av-uppdraget-att-utreda-finansiering-av-omhandertagande-av-karntekniska-restprodukter-fran-nya-karnkraftsreaktorer/

Regjeringen. (2025, 6. oktober). *Remiss av Kärnkraftsprövningsutredningens delbetänkande Ny kärnkraft – ett samlat system för omhändertagande av radioaktivt avfall* https://www.regeringen.se/remisser/2025/10/remiss-av-karnkraftsprovningsutredningens-delbetankande-ny-karnkraft–ett-samlat-system-for-omhandertagande-av-radioaktivt-avfall/

Regulation (EU) 2019/881 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 on

ENISA (the European Union Agency for Cybersecurity) and on information and communications technology cybersecurity certification and repealing Regulation (EU) No 526/2013 (Cybersecurity Act).

Regulation (EU) 2024/2847 of the European Parliament and of the Council of 23 October 2024 on horizontal cybersecurity requirements for products with digital elements and amending Regulations (EU) No 168/2013 and (EU) 2019/1020 and Directive (EU) 2020/1828 (Cyber Resilience Act).

Regulation (EU) 2025/38 of the European Parliament and of the Council of 19 December 2024 laying down measures to strengthen solidarity and capacities in the Union to detect, prepare for and respond to cyber threats and incidents and amending Regulation (EU) 2021/694 (Cyber Solidarity Act).

Regulation (EU) No 537/2014 of the European Parliament and of the Council of 16 April 2014 on specific requirements regarding statutory audit of public-interest entities and repealing Commission Decision 2005/909/EC.

Riksgälden. (u.å.). *Om vår verksamhet*. https://www.riksgalden.se/sv/om-riksgalden/om-var-verksamhet/

Riksgälden. 2025, 29. september. *Delredovisning 2 av uppdrag att utreda finansiering av omhändertagande av kärntekniska restprodukter från nya kärnkraftsreaktorer.* https://www.riksgalden.se/globalassets/dokument_sve/karnavfall--yttranden-och-rapporter/delredovisning-2-av-uppdrag-att-utreda-finansiering-av-karnavfall-fran-nya-reaktorer.pdf

Rozporzadzenie. *(2012, 10. august) w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za spełniający wymogi lokalizacji obiektu jądrowego oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego. (på norsk: forordning om det detaljerte omfanget av vurderingen av området som er ment for lokalisering av et kjernekraftanlegg, tilfellene som utelukker muligheten for å anse området som oppfyllende kravene til lokalisering av et kjernekraftanlegg, samt om kravene til lokaliseringsrapporten for et kjernekraftanlegg.*

Ruud, Morten & Ulfstein, Geir. (2023). *Innføring i folkerett*. (6. utgave). Universitetsforlaget.

Sameloven. (1987). *Lov om Sametinget og andre samiske rettsforhold*. (LOV-1987-06-12-56).

Samfunnssikkehetsinstruksen. (2017). *Instruks for departementenes arbeid med samfunnssikkerhet*. Forskrift. (FOR-2017-09-01-1349).

Sikkerhetsloven. (2018). *Lov om nasjonal sikkerhet.* (LOV-2018-06-01-24).

Sivilbeskyttelsesloven. (2010). *Lov om sivil beskyttelse og beredskap*. (LOV-2010-06-25-45).

SKB. (2010, desember**).** Rapport R-10-42: *Platsval – lokalisering av slutförvaret för använt kärnbränsle.* https://skb.se/upload/publications/pdf/R-10-42.pdf

SKB. (u.å.). *Tillsammans tar vi hand om framtiden*. Hentet 21. februar 2026 fra https://skb.se/

SKI. (2002). SKI-rapport 02:54. *Erfarenheter av den svenska linjen tungt vatten och naturligt uran i Ågesta kraftvärmeverk*. https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/contentassets/fc3a984a0b5148afba3dfaa28408e240/200254-erfarenheter-av-den-svenska-linjen-tungt-vatten-och-naturligt-uran-i-agesta-kraftvarmeverk

SKI. (2007). SKI rapport 2007:18. *Marvikenreaktorn – ett industripolitiskt utvecklingsprojekt i otakt med tiden*. https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/contentassets/cc1a3c563fd3457a8787b88f0f42b9e2/200718-marvikenreaktorn--ett-industripolitiskt-utvecklingsprojekt-i-otakt-med-tiden

SOU 2025:7. *Ny kärnkraft i Sverige: effektivare tillståndsprövning och ändamålsenliga avgifter*.

St.meld. nr. 17 (2002–2003) *Om statlige tilsyn*. https://www.regjeringen.no/contentassets/60849a3dd9624ed483947cafb75b6c28/no/pdfs/stm200220030017000dddpdfs.pdf

St.meld. nr. 19 (2008–2009) *Ei forvaltning for demokrati og fellesskap*. https://www.regjeringen.no/contentassets/307c7a3832184bbba25b75f4b6c5a40e/no/pdfs/stm200820090019000dddpdfs.pdf

St.prp. nr. 100 (1991–92) *Om samtykke til ratifikasjon av Avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområdet.* Utenriksdepartementet. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/stprp100_1991/id627296/

St.prp. nr. 40 (1993–94) *Om medlemskap i Den europeiske union.* Utenriksdepartementet. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/st-meld-nr-40_1993-94/id190909/

Statista. (2026). *From what you know, or have heard about using nuclear energy for generating electricity in the UK, do you support or oppose its use?* https://www.statista.com/statistics/426157/united-kingdom-uk-attitudes-towards-nuclear-energy/

Statsrådets publikationer 2023:59. *Ett starkt och engagerat Finland – Regeringsprogrammet för statsminister Petteri Orpos regering*. https://valtioneuvosto.fi/sv/regeringar/regeringsprogrammet#/7/0
Storbritannias energilov 2004. *Energy Act 2004.*
Storbritannias energilov 2008. *Energy Act 2008.*
Storbritannias energilov 2013. *Energy Act 2013*
Storbritannias energilov 2023. *Energy Act 2023*
Storbritannias kjernekraftfinansieringslov. *Nuclear Energy Financing Act 2022.*
Storbritannias klimalov. *Climate Change Act 2008.*
Storbritannias lov om nukleære anlegg. *Nuclear Installations Act 1965.*
Store norske leksikon. (u.å.) *LoVeSe*. Hentet 26. februar 2026. https://snl.no/LoVeSe
Støtteprosessloven. (2022). *Lov om nasjonale saksbehandlingsregler i saker om offentlig støtte*. (LOV-2022-03-04-7).
Strålevernforskriften. (2016). *Forskrift om strålevern og bruk av stråling.* (FOR-2016-12-16-1659).
Strålevernloven. (2000). *Lov om strålevern og bruk av stråling***.** **(**LOV-2000-05-12-36).
Sveriges kjernekraftavikklingslov. *Lag om om kärnkraftens avveckling. 1997:1320.*
Sveriges kjernekraftstøtteloven. *Lag om statligt stöd för investeringar i ny kärnkraft*. 2025:587.
Sveriges kjerneteknikklov. *Lag om kärnteknisk verksamhet*. 1984:3.
Sveriges lov om finansiering av kjernetekniske restprodukter. *Lag om finansiering av kärntekniska restprodukter*. 2006:647
Sveriges miljølov. *Miljöbalk*. 1998:808.
T-625/22. Retten i Den europeiske union. (2025). Østerrike vs. Europakommisjonen.
The Canadian Encyclopedia. (2025, 19. november). *Canada and Nuclear Weapons.* https://thecanadianencyclopedia.ca/en/article/canada-and-nuclear-weapons
Tilleggsprotokoll 1-1 til Den europeiske menneskerettskonvensjonen. (1952) https://lovdata.no/pro/#document/NL/lov/1999-05-21-30/emkn/p1/a1
UNECE. (2014, mai). *Application of the Espoo Convention to nuclear energy-related activities: current practice and recommendations for a unified approach.* https://unece.org/fileadmin/DAM/env/eia/documents/mop6/presentations/Espoo_and_nuclear_energy_brochure_2014.pdf
UNECE. (2022, november). ADR (Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road. https://unece.org/transport/publications/agreement-concerning-international-carriage-dangerous-goods-road-adr-2023
Utlåtande. (u.å.). *Utkast till regeringens proposition med förslag till kärnenergilag och till vissa lagar som har samband med den.* Hentet 20. februar 2026 fra https://www.lausuntopalvelu.fi/SV/Proposal/Participation?proposalId=db42fc99-44a7-46e7-801f-36299124ca3b&__cf_chl_tk=xdFPNd2pRiSnRl7UACjJIid0t8dayW2sW_yvyDp6_.Q-1763128657-1.0.1.1-7HO5pNxao74pTZAt46SjhHYnwKIftYezgJ5gb9D.W9Q
Vassdragsreguleringsloven. (1917). *Lov om regulering og kraftutbygging i vassdrag.* (LOV-1917-12-14-17).
Vattenfall. (u.å.a). *Vattenfall har valt leverantörer på resan mot ny kärnkraft.* https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2025/vattenfall-har-valt-leverantorer-pa-resan-mot-ny-karnkraft
Vattenfall. (u.å.b). *Vattenfall startar nytt kärnkraftsbolag för att möjliggöra ny kärnkraft i Sverige – och förbereder för delägarskap från industrin.* https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2025/vattenfall-startar-nytt-karnkraftsbolag-for-att-mojliggora-ny-karnkraft-i-sverige--och-forbereder-for-delagarskap-fran-industrin
Vattenfall. (u.å.c). *Vattenfall: Videberg Kraft ansöker om statligt stöd för investering i ny kärnkraft*. https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2025/vattenfall-videberg-kraft-ansoker-om-statligt-stod-for-investering-i-ny-karnkraft
Vie publique. (2022, 10. februar). *Déclaration de M. Emmanuel Macron, président de la République, sur la politique de l'énergie, à Belfort le 10 février 2022.* https://www.vie-publique.fr/discours/283773-emmanuel-macron-10022022-politique-de-lenergie
Vie publique. (2025, 18. juni). *Nucléaire : un nouveau contrat stratégique pour relancer la filière.* https://www.vie-publique.fr/en-bref/299101-nucleaire-un-nouveau-contrat-strategique-pour-relancer-la-filiere
Virksomhetsikkerhetsforskriften. (2018). *Forskrift om virksomheters arbeid med forebyggende sikkerhet.* (FOR-2018-12-20-2053). https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2018-12-20-2053.
VTT. (u.å.). *Decommissioning of FiR 1 nuclear reactor.* Hentet 20. februar 2026 fra https://www.vttresearch.com/en/ourservices/decommissioning-fir-1-nuclear-reactor

WNA. (2024, 13. November) *Six More Countries Endorse the Declaration to Triple Nuclear Energy by 2050 at COP29*. https://world-nuclear.org/news-and-media/press-statements/six-more-countries-endorse-the-declaration-to-triple-nuclear-energy-by-2050-at-cop29

WNA. (2025a). *Reactor Database*. Hentet 31. desember 2025 fra https://world-nuclear.org/nuclear-reactor-database/summary

WNA. (2025a, 12. juni). Nuclear Development in the United Kingdom

WNA. (2025b, 16. september). *Uranium in Canada.* https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/canada-uranium

WNA. (2025c, 9. desember*). Nuclear Power in Canada.* https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/canada-nuclear-power

WNA. (2026a). *Nuclear Power in Poland.* https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland

WNA. (2026b, 5. januar). *Nuclear Power in Finland*. https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland

WNA. (2026c, 10. februar). Nuclear Power in Sweden. https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden

WNA. (2026d, 19. januar). *Canada – World Nuclear Outlook Report.* https://world-nuclear.org/our-association/publications/world-nuclear-outlook-report/canada--world-nuclear-outlook-report

WNA. (2026e, 19. Februar). *Nuclear Power in France*. https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france

WNN. (2020, 1. Oktober). *Polish government to take over nuclear development firm.* https://world-nuclear-news.org/Articles/Polish-government-to-take-over-nuclear-development

WNN. (2023, 18. august) *Poland launches search for new repository site*. https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Poland-launches-search-for-new-repository-site

WNN. (2024, 23. januar). *EDF announces Hinkley Point C delay and rise in project cost*. https://www.world-nuclear-news.org/articles/edf-announces-hinkley-point-c-delay-and-big-rise-i

WNN. (2025a, 28. august). *Site of Poland's first SMR selected*.https://world-nuclear-news.org/articles/site-of-polands-first-smr-selected

WNN. (2025b, 10. november. *Potential sites identified for Helsinki SMR plant.* https://www.world-nuclear-news.org/articles/potential-sites-identified-for-helsinki-smr-plant

WNN. (2025c, 5. desember). *Further delay in Finnish repository licence review.* https://www.world-nuclear-news.org/articles/further-delay-in-finnish-repository-licence-review

WNN. (2025d, 23. mai). *Canada's first SMR project: How is CAD20.9 billion cost calculated?* https://www.world-nuclear-news.org/articles/what-is-the-budget-for-canadas-first-smr-project

Yle, 2022, 2. mai). *Fennovoima sa upp avtal med Rosatom – stoppar kärnkraftsbygget i Pyhäjoki.* https://yle.fi/a/7-10016014

Del VI Kjernekraft i det norske energisystemet

Abousahl, S., Carbol, P., Farrar, B., Gerbelova, H., Konings, R., Lubomirova, K., Martin Ramos, M., Matuzas, V., Nilsson, K., Peerani, P., Peinador Veira, M., Rondinella, V., Van Kalleveen, A., Van Winckel, S., Vegh, J., & Wastin, F. (2021). *Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')* (EUR 30777 EN). Publications Office of the European Union. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC125953

Afry Consulting AS. (2025). *Markedskonsekvenser av kjernekraft i Norge – en analyse av ulike utviklingsløp for Norges kraftsystem – med og uten kjernekraft.*

Almeida, L., & Ambrose, J. (2026, 26. januar). *UK joins European offshore windfarm plan to create world's largest 'clean energy reservoir'*. The Guardian. https://www.theguardian.com/environment/2026/jan/26/uk-among-10-countries-to-build-100gw-wind-power-grid-in-north-sea

BCG. (2025). *Offshore wind industry update.* https://www.bcg.com/publications/2025/offshore-wind-industry-update

Bergman, L. (2025). *Statens rolle i elsystemets utveckling*. Energiforsk. https://energiforsk.se/rapporter/statens-roll-i-elsystemets-utveckling/

Bongiorno, M., & Karlsson, D. (2024). *Balans och stabilitet i elektriska kraftsystem*. Svenskt centrum för elenergilagring och balansering (SESBC). https://www.sesbc.se/media/5vch5laq/balans-och-stabilitet-i-elektriska-kraftsystem-dka20241018.pdf

Boucher, S.-P., Gagnon, M.-H., & Power, G. J. (2025). *Speculative trading in energy markets: Evidence from macroeconomic surprises.* The Energy Journal, 47(2). https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/01956574251369707

Crownhart, C. (2024, 26. september). *Why Microsoft made a deal to help restart Three Mile Island*. MIT Technology Review. https://www.technologyreview.com/2024/09/26/1104516/three-mile-island-microsoft/

De Laurentiis, V., Secchi, M., Bos, U., Horn, R., Laurent, A., & Sala, S. (2019). *Soil quality index: exploring options for a comprehensive assessment of land use impacts in LCA. Journal of Cleaner Production, 215, p. 63–74.* https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC113865

Derr, E. (2022, 29. april). *Nuclear needs small amounts of land to deliver big amounts of electricity.* Nuclear Energy Institute. Hentet 17. desember 2025 fra https://www.nei.org/news/2022/nuclear-brings-more-electricity-with-less-land

DNV. (2025a). *Energy Transition Outlook Norway 2025*. https://www.dnv.no/energy-transition-outlook/norway-2025/

DNV. (2025b). *Ekte kraft til kunstig intelligens: Framskrivning av kraftbehov og implikasjoner for kraftnettet mot 2040.* DNV AS for Fornybar Norge. https://www.fornybarnorge.no/contentassets/bcd9c95d4d954de0ac31568bb0fda2b6/ekte-kraft-til-kunstig-intelligens_dnv-ferdig-rapport.pdf

Dorber, M., May, R. F., & Verones, F. (2018). *Modeling net land occupation of hydropower reservoirs in Norway for use in life cycle assessment. Environmental Science & Technology, 52*(4), 2375–2384. https://doi.org/10.1021/acs.est.7b05125

DSA, DSB og NVE. (2025). *Innstilling til utredningsprogram for kjernekraftverk i Taftøy næringspark i Heim og Aure kommuner.* https://www.dsb.no/siteassets/aktueltvedlegg/innstilling-til-utredningsprogram--kjernekraftverk-i-taftoy-naringspark--heim-og-aure-kommuner.pdf

EDF. (2025, 18. desember). *EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72,8 Md€*. https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/edf-presente-son-devis-previsionnel-du-programme-epr2-a-hauteur-de-728-mdeu

Elhub. (u.å.). *Strømforbruk*. https://elhub.no/data-og-innsikt/stromforbruk

Energidepartementet. (2025, 12. november). *Sørlige Nordsjø II.* Regjeringen. https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/havvind/sorlige-nordsjo-ii/id2967231/

Energifakta Norge (2025a, 26. november). *Kraftproduksjon.* https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/

Energifakta Norge. (2024, 7. november). *Verdt å vite om norsk energipolitikk*. https://energifaktanorge.no/om-energisektoren/verdt-a-vite-om-norsk-energipolitikk/

Energifakta Norge. (2025b, 18. September). *Strømnettet.* https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/

Energiföretagen Sverige. (2026). *Aktuellt magasinsläge Sverige – veckorapport* (uke-rapport). Hentet 8. februar 2026 fra https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/

ENTSO-E. (2021a). *Technical Requirements for Fast Frequence Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area – External document.* https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/reservemarkeder/ffr/technical-requirements-for-ffr-v1.1.pdf

ENTSO-E. (2021b). *Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration.* https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/RDC%20documents/210331_Grid%20Forming%20Capabilities.pdf

ENTSO-E. (2023). *Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area.* https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/reservemarkeder/fcr/pq-dokumenter/fcr-technical-requirements.pdf

ENTSO-E. (2024). *ENTSOE Grid Map Northern Europe*. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/maps/2024/ENTSOE_Grid_Map_Northern_Europe.pdf

Environment.fi. (u.å.). *Waterpower situation: Reservoir content and inflow energy*. Hentet 8. februar 2026 fra https://wwwi2.ymparisto.fi/i2/finergy/indexe.html

Eurasia Review. (2025, 24. mars). *Fortum concludes nuclear feasibility study: Continues to develop nuclear as future option*. https://www.eurasiareview.com/24032025-fortum-concludes-nuclear-feasibility-study-continues-to-develop-nuclear-as-future-option/

Europakommisjonen. (2021). *Opinion of the Group of Experts referred to in Article 31 of the*

Euratom Treaty on the Joint Research Centre's Report: Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation'). https://energy.ec.europa.eu/document/download/c4bef6e3-d862-4863-8687-2c57d8e163b3_en?filename=opinion_of_article_31_goe_on_the_jrc_report_28_june_2021.pdf

Europakommisjonen. (2025). *Commission approves Belgian State aid measure to support lifetime extension of two nuclear reactors*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_25_565/IP_25_565_EN.pdf

Europakommisjonen. (u.å.). *Euratom*. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/eu-budget/eu-borrower-investor-relations/euratom_en

EU-SCORES. (2024). *D7.12 White Paper on expected learning rates*. https://euscores.eu/wp-content/uploads/2024/10/D7.12-White-Paper-on-expected-learning-rates-V1_09.10.2024.pdf

EY. (2024, 15. oktober). *Independent review of economic analysis input data of the JEK2 project*. https://www.ey.com/content/dam/ey-unified-site/ey-com/fr-fr/insights/energy-resources/documents/ey-report-independent-review-of-economic-analysis-input-data.pdf

Finansdepartementet. (2021). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser* (R-109/2021) [Rundskriv]. Regjeringen. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2021.pdf

Finansdepartementet. (2025, 3. juni). *Utredningsinstruksen (Reglement)*. Regjeringen. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/utredningsinstruksen/id3060944/

Guide to an offshore wind farm. (u.å.). Guide to an offshore wind farm. https://guidetoanoffshorewindfarm.com/

Hagen, K. P. (2011). *Verdsetting av fremtiden. Tidshorisont og diskonteringsrenter* (Concept-rapport nr. 27). NTNU. https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010703/Verdsetting+av+fremtiden.+Tidshorisont+og+diskonteringsrenter.pdf

Hatziargyriou, N., Milanović, J. V., Rahmann, C., Ajjarapu, V., Cañizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., SanchezGasca, J., Stanković, A., Van Cutsem, T., Vittal, V., & Vournas, C. (2021). *Definition and classification of power system stability – revisited & extended*. *IEEE Transactions on Power Systems, 36*(4), 3271–3281. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774

IEA. (2026a). *Germany – Energy mix*. https://www.iea.org/countries/germany/energy-mix

IEA. (2026b). *United Kingdom — Energy mix*. https://www.iea.org/countries/united-kingdom/energy-mix

IEA. (2026c). *The Netherlands – Energy mix*. https://www.iea.org/countries/the-netherlands/energy-mix

Innst. 520 S (2024–2025). *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Klimamelding 2035 og fem representantsforslag som omhandler reduksjon av utslipp. Stortinget*. https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/innstillinger/stortinget/2024-2025/inns-202425-520s.pdf

IRENA. (2025). *Renewable power generation costs in 2024* (ISBN 978-92-9260-669-5). https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

Keramidas, K., Fosse, F., Aycart Lazo, F. J., Dowling, P., Garaffa, R., Ordonez, J., Petrovic, S., Russ, P., Schade, B., Schmitz, A., Soria Ramirez, A., van der Vorst, C., & Weitzel, M. (2025). *Global Energy and Climate Outlook 2024* (JRC Research Reports JRC139986). Publications Office of the European Union. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139986

Kjørstad, E. (2025, 4. mars). *Slik vil han bygge ut kjernekraft i Norge*. forskning.no. https://www.forskning.no/alternativ-energi-atomkraft-energi/slik-vil-han-bygge-ut-kjernekraft-i-norge/2471305

Klimaloven. (2017). (LOV-2017-06-16-60). Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60

Klima- og miljødepartementet. (2025). *Regjeringens klimastatus og -plan*. Regjeringen. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/regjeringens-klimastatus-og-plan/id3123115/

Klimat- och näringslivsdepartementet. (u.å.). *How the Swedish Radiation Safety Authority is expanding to meet the needs of the nuclear expansion [PDF-handout]*. https://visitors-centre.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/poster_flyer/handout_iaea-swedish-radiation-safety-authority-final.pdf

Kommunal- og distriktsdepartementet & Energidepartementet. (2024, 27. august). *Planlegging og konsesjonsbehandling av vindkraftanlegg på land*. Regjeringen. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/planlegging-og-

konsesjonsbehandling-av-vindkraftanlegg-paland/id3051373/

Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Cañizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stanković, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., & Vittal, V. (2004). *Definition and classification of power system stability. IEEE Transactions on Power Systems, 19*(3), 1387–1401. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981

Maisch, M. (2025, 21. november). *Engie completes 800 MWh battery in Belgium, considers expansion*. PV-Magazine. https://www.pv-magazine.com/2025/11/21/engie-completes-800-mwh-battery-in-belgium-and-considers-expansion/

Meld. St. 31 (2023–2024) *Perspektivmeldingen 2024.* Finansdepartementet. https://www.regjeringen.no/contentassets/7400c9d08a5543b8912fbf700f3344fd/no/pdfs/stm202320240031000dddpdfs.pdf

Meld. St. 25 (2024-2025). *Klimamelding 2035 - på vei mot lavutslippssamfunnet*. Klima- og miljødepartementet.

Meld. St. 35 (2023–2024) *Bærekraftig bruk og bevaring av natur – Norsk handlingsplan for naturmangfold.* Klima- og miljødepartementet.

Miljødirektoratet, Enova, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet & Norges vassdrags- og energidirektorat. (2020). *Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030* (Rapport M-1625). https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf

Miljødirektoratet. (2021). *Faktagrunnlag for vurdering av avgift på klimagassutslipp fra nedbygging av arealer* (Rapport M-2179). https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2021/desember-2021/faktagrunnlag-for-vurdering-av--avgift-pa-klimagassutslipp--fra-nedbygging-av-arealer/

Miljødirektoratet. (2022). *Grønn omstilling: Klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning.* https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2022/september/gronn-omstilling-klimatiltaksanalyse/

Miljødirektoratet. (2026). *Klimatiltak i Norge 2026: veivalg og utslippsbaner mot 2050.* https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2026/februar-2026/klimatiltak-i-norge-2026/

Miljødirektoratet. (u.å.). *Klimagassutslipp fra innsatsfordeling og EU ETS.* https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimagasser-utslippstall-regnskap/norske-utslipp-og-opptak-av-klimagasser/Klimagassutslipp-fra-innsatsfordeling-og-eu-ets/

Nordic TSOs (Energinet, Fingrid, Svenska kraftnät & Statnett). (2025). *Nordic Grid Development Perspective 2025*. https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nordic-grid-development-perspective-2025.pdf https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nordic-grid-development-perspective-2025.pdf?

Norges bank. (u.å.). *Valutakurser.* Hentet 17. februar 2026. https://www.norges-bank.no/tema/statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR&frequencyTab=3

NOU 2015: 15 *Sett pris på miljøet.* Finansdepartementet. https://www.regjeringen.no/contentassets/38978c0304534ce6bd703c7c4cf32fc1/no/pdfs/nou201520150015000dddpdfs.pdf

NOU 2022: 20 *Et helhetlig skattesystem.* Finansdepartementet. https://www.regjeringen.no/contentassets/2dcc57a783cc4403bbdb48558514dc38/no/pdfs/nou202220220020000dddpdfs.pdf

NOU 2023: 25 *Omstilling til lavutslipp – Veivalg for klimapolitikken mot 2050.* Klima- og miljødepartementet. https://www.regjeringen.no/contentassets/20944f0c5bf14bd5b5112ae8aa08e853/no/pdfs/nou202320230025000dddpdfs.pdf

NOU 2023: 3 *Mer av alt – raskere*. Energidepartementet. https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcecae3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nou202320230003000dddpdfs.pdf

NVE. (2019a). *Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig: Virkningen av klimaendringer på tilsiget til vannkraften i Norge* (NVE rapport 50/19). https://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_50.pdf

NVE. (2019b). *Forslag til nasjonal ramme for vindkraft: Del D*. https://www.nve.no/media/19307/nasjonalramme-for-vindkraft.pdf

NVE. (2020*). Ny kraft: endelige tillatelser og utbygging, fjerde kvartal 2020*. https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/b61a5621-9aad-44b7-8e8a-e322bcbe9dbb/201202014/3420898

NVE. (2021). *Ny kraft: endelige tillatelser og utbygging, fjerde kvartal 2021.* https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/ny-kraftproduksjon/

NVE. (2023a, 25. april). *Identifisering av utregningsområder for havvind: Sørvest F (inkl. Sørlige Nordsjø II)*. https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/sorvest-f-inkl-sorlige-nordsjo-ii/

NVE. (2023b, 13. april). *NVE har fastsatt økonomiske krav for nedlegging av vindkraftanlegg.* https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-tilsyn/nve-har-fastsatt-oekonomiske-krav-for-nedlegging-av-vindkraftanlegg/

NVE. (2024a, 31 januar). *Energibruk i bygg.* https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energibruk-i-bygg/

NVE. (2024b, 14 oktober). *Hydrologiske data til kraftsituasjonsrapporten.* https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/hydrologiske-data-til-kraftsituasjonsrapporten/

NVE. (2024c). *Rapport NR. 20/2024 Norsk og Nordisk effektbalanse mot 2035*. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2024/rapport2024_20.pdf

NVE. (2024d). *Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon.* https://www.nve.no/media/17531/metode-og-forutsetninger-for-beregning-av-kostnader-for-kraftproduksjon.pdf

NVE. (2024e, 11. september). *Nedlegging av vannkraftanlegg.* https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/soeknadspliktige-tiltak/nedlegging-av-vannkraftanlegg/

NVE. (2025a). *Energibruksrapporten 2025.* https://publikasjoner.nve.no/rapport/2025/rapport2025_28.pdf

NVE. (2025b, 11. desember). *Energibruk i petroleumsektoren.* https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energibruk-i-petroleumssektoren/

NVE. (2025c, 11. desember). *Energibruk i industrien.* https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energibruk-i-industrien/

NVE. (2025d, 12. desember). *Energibruk til transport.* https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energibruk-til-transport/

NVE. (2025e, 05. september). *Oppdaterte tall for magasinkapasitet i Norge*. https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/oppdaterte-tall-for-magasinkapasitet-i-norge/

NVE. (2025f). *Rapport NR. 15/2025 Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025*. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2025/rapport2025_15.pdf

NVE. (2025g, 17. november). *Kunnskapsgrunnlag om virkninger av vindkraft på land.* https://www.nve.no/energi/energisystem/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/

NVE. (2025h, 23. juni). *Utredning av generelle virkninger* – i *Strategisk konsekvensutredning av vindkraft til havs – del 2: Faggrunnlag*. https://veiledere.nve.no/havvind/strategisk-konsekvensutredning-av-vindkraft-til-havs-del-2/faggrunnlag/utredning-av-generelle-virkninger/#pageSection-8

NVE. (2025i, 17. november). Arealbruk for vindkraftverk. https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vindkraft-paa-land/arealbruk-for-vindkraftverk/

NVE. (2026a, 28 januar). *Kraftproduksjon.* https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/

NVE. (2026b, 29. januar). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/

NVE. (2026c, 27. januar). *Termisk kraft.* https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-kraft/

NVE. (2026d, 13. januar). *Status for ny vannkraftproduksjon*. https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/status-for-ny-vannkraft-produksjon/

NVE. (2026e, 29. januar). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/

NVE. (2026f). *NVE er ikke bekymret for forsyningssikkerheten denne vinteren.* https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nve-er-ikke-bekymret-for-forsyningssikkerheten-denne-vinteren/

NVE. (u.å.a). *Oversikt over solkraftanlegg i Norge.* Hentet 15.februar 2026 fra https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraftanlegg-i-norge/

NVE. (u.å.b). *Vannkraftdatabase*. Hentet 15. februar 2026 fra https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/

NVE. (u.å.c). *Sørlige Nordsjø II havvindanlegg med nettilknytning* (Konsesjonssak). Hentet 19. februar 2026 fra https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=19377&type=A

NVE. (u.å.d). *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet 24. september 2025 fra https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/

NVE. (u.å.e). *Havvind.* NVE digital veileder. https://veiledere.nve.no/havvind/

Ny Teknik. (2024, 21. oktober). *Forsmark 2 ur drift – på ägarnas begäran*. https://www.nyteknik.se/energi/forsmark-2-ur-drift-paagarnas-begaran/4299500

OECD-NEA. (2021). *Summary report on the licensing process of new reactor applications* (NEA/CNRA/R(2020)1). https://www.oecd-nea.org/

upload/docs/application/pdf/2021-10/nea_cnra_r_2020_1.pdf

Oslo Economics. (2022). *Industrien: etterspørsel etter kraft, beslutningsfaktorer og energieffektivisering*.https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcecae3143d1bf9cade7da6afe6e/no/sved/vedlegg3.pdf

Ove Arup & Partners Limited. (2025). *Renewable energy generation cost and technical assumptions – Offshore Wind: Cost of Electricity Report Update 2024* (Final report). Department for Energy Security and Net Zero. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6966a5c7e8c04eb2919f773d/lcoe-2024-offshore-wind.pdf

Regeringskansliet. (2025, 9. september). *Långsiktiga budgetsatsningar på kärnkraft för den svenska elförsörjningen*. Hentet 10. november 2025 fra https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2025/09/langsiktiga-budgetsatsningar-pa-karnkraft-for-den-svenska-elforsorjningen/

Riksrevisjonen. *(2024)*. *Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes styring og samordning for å nå Stortingets vedtatte klimamål Dokument 3:15 (2023–2024)*. https://www.riksrevisjonen.no/globalassets/rapporter/no-2023-2024/myndighetenes-styring-og-samordning-for-a-na-stortingets-vedtatte-klimamal.pdf

RME. (2024, 19. september). *Dette er tilknytningsplikten.* https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/dette-er-tilknytningsplikten/

Røkke, P. E. (2024, 6. des). *Energieffektivitet: Hvordan frigjøre 20 TWh konfliktfri energi*. SINTEF-blogg. https://blogg.sintef.no/energi/energieffektivitet-hvordan-frigjore-20-twh-konfliktfri-energi/

Sandvik, L. (2024, 19. februar). *Vattenfall går videre med planleggingen av ny kjernekraft ved Ringhals – men trenger subsidier.* EnergiWatch. https://energiwatch.no/nyheter/fornybar/article16860761.ece

SCHEER. (2021). *SCHEER review of the JRC report on technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')*. European Commission. https://finance.ec.europa.eu/system/files/2021-07/210629-nuclear-energy-jrc-review-scheer-report_en.pdf

SINTEF Energi AS. (2021). *Vurdering av klimagassutslipp fra vannkraft til EUs taksonomi* (Notat). https://www.fornybarnorge.no/contentassets/b327ca1364d34df4a16334e07c81ee35/sintef-notat—vurdering-av-klimagassutslipp-fra-vannkraft-til-eus-taksonomi-atle-harby.pdf

Statistisk sentralbyrå (SSB). (2026a, 5. februar). *14091: Elektrisitetsbalanse (MWh), etter produksjon og forbruk, statistikkvariabel og måned*. https://www.ssb.no/statbank/table/14091

Statistisk sentralbyrå (SSB). (2026b, 10. februar). *14704: Konsumprisindeks, etter vare- og tjenestegruppe, statistikkvariabel, måned og avledet serie.* https://www.ssb.no/statbank/table/14704

Statnett. (2022). *Tilknytningspunkter Sørlige Nordsjø II fase 1 og Utsirda Nord.* https://www.statnett.no/globalassets/havvind/2022-11-tilknytningspunkter-pa-land-for-sorlige-nordsjo-ii–og-utsira-nord.pdf

Statnett. (2023a). *Stabilitet i et kraftsystem i endring.* https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/sup/temarapport—stabilitet-i-et-kraftsystem-i-endring.pdf

Statnett. (2023b). *Analyse av transportkanaler 2023-2050*. https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/atk/analyse-av-transportkanaler-2023-2050.pdf

Statnett. (2023c). *Et effektivt markedsdesign for fremtidens kraftsystem*. https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/temarapport—et-effektivt-markedsdesign-for-fremtidens-kraftsystem.pdf

Statnett. (2025a). *Systemutviklingsplan 2025.* https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/sup/systemutviklingsplan-2025.pdf

Statnett. (2025b). *Kjernekraft i Norge – mulig påvirkning for nettplanleggingen og systemdriften av det norske kraftsystemet.*

Statnett. (2025c). *Langsiktig Markedsanalyse 2024-50.* https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2024-50.pdf

Statnett. (2025d, 17. desember). *Sekundærreserver – aFRR.* https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/

Statnett. (2025e, 23. juni). *Tertiærreserver – mFRR.* https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/

Statnett. (2025f). *Utvikling av nett til havs 2025.* https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/rapport-utvikling-av-nett-til-havs/

Statnett. (2025g). *Nettutredning Sørvest F.* https://www.statnett.no/globalassets/havvind/nett-til-havs/nettutredning-sorvest-f.pdf

Statnett (2025h). *Analyse av transportkanaler 2025-2050.* https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/atk/analyse-av-transportkanaler-2025-2050.pdf

Statnett. (2025i). *Kortsiktig Markedsanalyse 2025-2030.* https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/

Statnett. (u.å.). *Statistikk om tilknytningssaker.* Hentet 27. februar 2026 fra: https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/foresporsler-og-reservasjon-i-nettet/

Stauff, N. E., Mann, W. N., Moisseytsev, A., Durvasulu, V., Mantripragada, H., & Fout, T. (2023). *Assessment of nuclear energy to support negative emission technologies* (ANL/NSE-23/33). U.S. Department of Energy, Systems Analysis and Integration. https://publications.anl.gov/anlpubs/2023/07/183428.pdf

Stortinget. (2025). *Vedtak 985 (2024–2025) – vedtak knyttet til Meld. St. 25 (2024–2025) Klimamelding 2035 – på vei mot lavutslippssamfunnet.* https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=103137

Strømprisutvalget. (2023). *Balansekunst.* https://www.regjeringen.no/contentassets/10f00b5fc453430a867deea8b9d1f355/stromprisutvalgets-rapport.pdf

Svenska Kraftnät. (2021). *Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling*. https://www.svk.se/siteassets/1.om-kraftsystemet/legalt-ramverk/foreskrifter/svkfs-2021_1_forbrukningsfrankoppling.pdf

Svenska Kraftnät. (2026, 14 januar). *Utbud på marknaderna för reserver.* https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-nu-och-i-framtiden/utbud-pa-marknaderna-for-reserver/

THEMA Consulting Group AS, COWI, Motiva & CIT Renergy. (2025). *Demand-side flexibility in the Nordics – Lessons learned from 10 case studies* (Nordic Energy Research Report No. 2025:03). Nordic Energy Research.

UNECE. (2022). *Carbon neutrality in the UNECE region: Integrated life-cycle assessment of electricity sources*. https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf

Vattenfall AB. (2024, 19. februar). *Status of Vattenfall`s initiative for new nuclear.* https://group.vattenfall.com/se/siteassets/documents/vattenfall-plan-for-new-nuclear-20240219.pdf

Vista Analyse. (2020). *Ringvirkningsanalyse av den norske fornybarnæringen* (rapport 2020/05). https://vista-analyse.no/site/assets/files/6822/va-rapport_2020-05_betydningen_av_fornybarnaeringen.pdf

Del VII Etiske sider og betydningen av samfunnsaksept

Aasen, M. (2025, 7. august). *Nordmenn er mer positive til kjernekraft enn vindkraft.* CICERO. https://cicero.oslo.no/no/artikler/nordmenn-mer-positive-til-kjernekraft-enn-vindkraft

Aasen, M., Westskog, H., & Ytreberg, N. (2024). Folk om forbruk, omstilling og virkemidler – resultater fra gruppeintervjuer og spørreundersøkelse. *Include Rapport 3/2024*. https://www.globe.uio.no/include/publikasjoner-media/rapporter/include-rapport-2024-3-folk-om-forbruk-og-omstilling.pdf?

Aitken, M. (2010). Why we still don't understand the social aspects of wind power: A critique of key assumptions within the literature. *Energy Policy.* https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.060

Arrow, K. J., Cropper, M. L., Gollier, C., Groom, B., Heal, G. M., Newell, R. G., Nordhaus, W. D., Pindyck, R. S., Pizer, W. A., Portney, P. R., Sterner, T., Tol, R. S. J., & Weitzman, M. L.. (2014). Should Governments Use a Declining Discount Rate in Project Analysis? *Review of Environmental Economics and Policy. Volume 8, Number 2.* https://doi.org/10.1093/reep/reu008

Aven, T. (2014). Implications of black swans to the foundations and practice of risk assessment and management. *Reliability Engineering & System Safety Volume 134.* https://doi.org/10.1016/j.ress.2014.10.004

Aven, T. (2020). Three influential risk foundation papers from the 80s and 90s: Are they still state-of-the-art? *Reliability Engineering & System Safety. Volume 193.* https://doi.org/10.1016/j.ress.2019.106680

Aven, T. (2023, 26. januar). Forsiktighetsprinsippet. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/forsiktighetsprinsippet

BASE. (2024, 31. januar). *The nuclear phase-out in Germany.* Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (Det føderale kontoret for sikkerhet ved håndtering av atomavfall i

Tyskland). https://www.base.bund.de/en/nuclear-safety/nuclear-phase-out/nuclear-phase-out.html

BASE. (2025, 30. september). *Fachkonferenz Teilgebiete.* https://www.base.bund.de/de/endlager/beteiligung-endlagersuche/rueckblick/fachkonferenz/fachkonferenz-teilgebiete_inhalt.html

Batel, S., Devine-Wright, P. & Tangeland, T. (2013). Social acceptance of low carbon energy and associated infrastructures: A critical discussion. *Energy Policy Volume 58.* https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.018

Beauchamp, T. L., & Childress, J. F. (2019). *Principles of Biomedical Ethics* (8th ed.). Oxford University Press.

BGE. (u.å.). *Das Verfahren.* Bundesgesellschaft für Endlagerung (Det føderale byrået for sluttlagring av radioaktivt avfall i Tyskland). Hentet 18. desember 2025 fra https://www.bge.de/de/endlagersuche/standortauswahlverfahren/

Bjørkmann, K. E. & Eriksen, Ø. (1994, 29. april). Stortinget sa ja til Himdalen. *Indre Smaalenenes Avis,* s. 3. https://urn.nb.no/URN:NBN:no-nb_digavis_indresmaalenenesavis_null_null_19940429_96_49_1

BMUKN. (2026, 2. februar). *Das Nationale Begleitgremium.* Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (Det føderale departementet for miljø, klimabeskyttelse, naturvern og atomsikkerhet i Tyskland). https://www.bundesumweltministerium.de/themen/nukleare-sicherheit/endlagerung/ueberblick-endlagerung/das-nationale-begleitgremium

Borsele kommune. (u.å.a). *Borsel Conditions.* Hentet 25. september 2025 fra https://www.borsele.nl/borselse-voorwaarden

Borsele kommune. (u.å.b). *New construction of nuclear power plants.* Hentet 25. september 2025 fra https://www.borsele.nl/nieuwbouw-kerncentrales

Borup, M., Brown, N., Konrad, K. & Van Lente, H. (2006). The Sociology of Expectations in Science and Technology. *Technology Analysis & Strategic Management.* https://doi.org/10.1080/09537320600777002

CICERO. (2026). *CICEROs klimaundersøkelse 2025.* https://cicero.oslo.no/no/ciceros-klimaundersokelse/ciceros-klimaundersokelse-2025

Directive 2013/59. *Council Directive 2013/59/Euratom of 5 December 2013 laying down basic safety standards for protection against the dangers arising from exposure to ionising radiation, and repealing Directives 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom and 2003/122/Euratom.* https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2013/59

DSA. (2022). *Veileder til de generelle konsesjonsvilkårene.* https://www.dsa.no/publikasjoner/dsa-hefte-5-veileder-til-de-generelle-konsesjonsvilkarene/DSA-hefte%205%20Veileder%20til%20de%20generelle%20konsesjonsvilk%C3%A5rene.pdf

Ellsberg, D. (1961). Risk, Ambiguity, and the Savage Axioms. *The Quarterly Journal of Economics,* 75(4), 643-669. https://doi.org/10.2307/1884324

Eriksen, Ø. (1992, 18. november). Ruster til kamp. *Indre Akershus Blad,* s. 5. https://urn.nb.no/URN:NBN:no-nb_digavis_indreakershusblad_null_null_19921118_85_133_1

Eriksen, Ø. (1998, 11. mars). – Lettere å løpe fra løfter enn å ta ansvar. *Indre Akershus blad*, s. 4. https://urn.nb.no/URN:NBN:no-nb_digavis_indreakershusblad_null_null_19980311_91_30_1

Etikkommisjonen for sikker enegiforsyning. (2011). *Germany's energy transition – A collective project for the future.* Ethics Commission for a Safe Energy Supply. https://www.bundesregierung.de/resource/blob/2065474/457334/bae4db36ddee0379dac83f1a14cab337/2011-05-30-abschlussbericht-ethikkommission-en-data.pdf

Ferrante, F. (2023, 19.–23. februar). *Integrated Risk Informed Decision Making. Uncertainties and their role in decision making.* IAEA–Fukui Workshop on the IRIDM Framework and Current Practices. Fukui, Japan.

Firestone, J., Kirk, H. (2019). *A strong relative preference for wind turbines in the United States among those who live near them.* Nat Energy 4, 311–320. https://doi.org/10.1038/s41560-019-0347-9

FNs utviklingsprogram. (2025). *2025 Global Multidimensional Poverty Index (MPI): Overlapping Hardships: Poverty and Climate Hazards.* United Nations Development Programme.

Gilboa, I., & Schmeidler, D. (1989). Maxmin expected utility with non-unique prior. *Journal of mathematical economics, 18(2), 141-153.* https://doi.org/10.1016/0304-4068(89)90018-9

Groom, B., Drupp, M. A., Freeman, M. C., & Nesje, F. (2022). The future, now: A review of social discounting. *Annual Review of Resource Economics*, *14*, 467-491.

Hagen, K. P. (2011). Verdsetting av fremtiden. Tidshorisont og diskonteringsrenter. Concept rapport nr. 27. NTNU.

Hansen, J. D. & Pihlstrøm, K. (1981). *Stormen om Stilla.* Egil Trohaugs Forlag. https://urn.nb.no/URN:NBN:no-nb_digibok_2007070901046

Helstrup, H. & Hofstad, K. (2024, 27. november). *Kjernekraftulykker.* Store Norske Leksikon. https://snl.no/kjernekraftulykker

Hofeseth, A. (2008, 31. mai). Får byggje gigantkraftline. *Bergens Tidende.* Hentet 23. september 2025 fra https://web.archive.org/web/20100708044736/http:/www.bt.no/nyheter/lokalt/Faar-byggje-gigant-kraftline-573670.html

Hofstad, K. (2022, 4. mars). Kjernekraft i Østerrike. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/Kjernekraft_i_%C3%98sterrike

Hofstad, K. (2023a, 26. januar). Borssele. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/Borssele

Hofstad, K. (2023b, 17. april). Kjernekraft i Tyskland. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/kjernekraft_i_Tyskland

Hofstad, K. (2024a, 11. mars). Kjernekraft i Sverige. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/kjernekraft_i_Sverige

Hofstad, K. (2024b, 26. november). Kjernekraftsikkerhet. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/kjernekraftsikkerhet

IAEA. (2016). *Safety Assessment for Facilities and Activities. No. GSR Part 4 (Rev. 1).*

IAEA. (2019). *Security during the Lifetime of a Nuclear Facility. IAEA Nuclear Security Series No. 35-G.*

IAEA. (2021a). *Format and Content of the Safety Analysis Report for Nuclear Power Plants. Specific Safety Guide No. SSG-61.*

IAEA. (2021b, 11. mars). *Nuclear Power 10 Years After Fukushima: The Long Road Back.* https://www.iaea.org/newscenter/news/nuclear-power-10-years-after-fukushima-the-long-road-back

IAEA. (2021c). *Stakeholder Engagement in Nuclear Programmes.* (STI/PUB/1967).

IAEA. (2022). *IAEA Nuclear Safety and Security Glossary. 2022 (Interim) Edition.*

IAEA. (2023). *Integrated Life Cycle Risk Management for New Nuclear Power Plants.* (STI/PUB/2047)

IAEA. (2024). *Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power.* (STI/PUB/2073)

IAEA. (2026, 1. mars). *The Power Reactor Information System (PRIS).* https://pris.iaea.org/pris/home.aspx

IAEA. (u.å.). *Stakeholder Engagement Advisory Service for Nuclear Power Programmes (SEAS).* Hentet 19. februar 2026 fra https://www.iaea.org/services/review-missions/seas

ICRP. (2007). *ICRP Publication 103.The 2007 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection.* International Commission on Radiological Protection.

ICRP. (2018). *ICRP Publication 138. Ethical Foundations of the System of Radiological Protection.* International Commission on Radiological Protection.

Innst. 123 S (2024–2025). Energi- og miljøkomiteen.

Innst. S. nr. 114 (1993–1994). Energi- og miljøkomiteen.

Kantar. (2025). *Klimabarometeret 2025.*

Kaplan, S. & Garrick, J. B. (1981). On The Quantitative Definition of Risk. *Risk Analysis. Volume 1, Issue 1.* https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.1981.tb01350.x

Kippe, H. (2025). *Sikkerhetsaspekter ved kjernekraft i Norge.* Forsvarets forskningsinstitutt (FFI). FFI-rapport 25/017

Knight, F. H. (1921). *Risk, uncertainty and profit.* Boston MA: Hart, Schaffner and Marx; Houghton Mifflin.

Kyselá, E., Ščasný, M. & Zvěřinová, I. (2019). Attitudes toward climate change mitigation policies: a review of measures and a construct of policy attitudes. *Climate Policy. Volume 19.* https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1611534

Leiren, M. D. (2019, 14. mars). *Lokale forhold og prosess avgjør holdninger til vindkraft.* CICERO. https://www.cicero.oslo.no/no/artikler/lokale-forhold-og-prosess-avgjor-holdninger-til-vindkraft

Lindvall, D., Sörqvist, P. & Barthel, S. (2024). Overcoming the headwinds: Can policy design shape public acceptance of wind power in Sweden? *Energy Research & Social Science. Volume 116.* https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103674

Mainichi Shimbun. (2018, 20. oktober). *Putting tsunami countermeasures on hold at Fukushima nuke plant 'natural': ex-TEPCO VP.* https://mainichi.jp/english/articles/20181020/p2a/00m/0na/018000c

Naturmangfoldloven. (2009). *Lov om forvaltning av naturens mangfold* (LOV-2009-06-19-100). Lovdata.
NEA. (2010a). *Partnering for Long-term Management of Radioactive Waste.* OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264083707-en
NEA. (2010b). *Public Attitudes to Nuclear Power.* OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264097933-en
NND. (2025, 29. september). *Slik lyktes man å lokalisere deponi i Belgia.* https://www.norskdekommisjonering.no/nyheter/slik-lyktes-man-a-lokalisere-deponi-i-belgia
Nordhaus, W. D. (2007). A review of the Stern review on the economics of climate change. *Journal of economic literature*, *45*(3), 686-702.
Nordisk ministerråd. (2025). *Social acceptance as a prerequisite for the green transition.*
NOU 1978: 35A *Kjernekraft og sikkerhet.* Olje- og energidepartementet.
NOU 2012: 16 *Samfunnsøkonomiske analyser.* Finansdepartementet.
NOU 2018: 17 *Klimarisiko og norsk økonomi.* Finansdepartementet.
NOU 2023: 3 *Mer av alt – raskere.* Energidepartementet.
NRK. (2026, 11. januar). *Helgemorgen. Framtidas energibehov.* NRK TV. https://tv.nrk.no/serie/helgemorgen-tv/sesong/202601/episode/DNRR62000426
NVE. (2023, 31. juli). *Norsk damsikkerhetsarbeid.* https://www.nve.no/energi/tilsyn/damsikkerhet/norsk-damsikkerhetsarbeid/
NVE. (2025, 11. august). *Eierskap til kraftverk.* https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/eierskap-til-kraftverk/
NVE. (2026, 29. januar). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge.* https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/
Olje- og energidepartementet. (2011, 1. mars). *Kraftfremføringen fra Sima til Samnanger.* https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/ev/010311_sima_samnanger_brev.pdf
Openeer, R. (2025, 19. juni). Vernieuwd eisenpakket in de maak voor energieprojecten. *Omroep Zeeland* (Nederlandsk offentlig kringkaster i Zeeland-provinsen). https://www.omroepzeeland.nl/nieuws/17560098/vernieuwd-eisenpakket-in-de-maak-voor-energieprojecten-waaronder-twee-nieuwe-kerncentrales-borsele-zoekt-meedenkers
Östhammar kommune. (u.å.). *Slutförvar för använt kärnbränsle.* Hentet 24. September 2025 fra https://www.osthammar.se/sv/slutforvar/slutforvaren/SFK/
Otto, F., Giguere, J., Clarke, B., Barnes, C., Zachariah, M., Merz, N., Philip, S., Kew, S., Pinto, I., & Vahlberg, M. (2024). When risks become reality: Extreme weather in 2024. *World Weather Attribution*. https://www.dx.doi.org/10.25561/116443
Radiant Energy Group. (2025). *Public Attitudes toward Clean Energy 2024 – Nuclear.* https://www.radiantenergygroup.com/reports/2024-public-attitudes-toward-clean-energy-nuclear
Rawls, J. (1971). *A Theory of Justice*. Belkmap Press.
Ross, W.D. (1939). *The Foundations of Ethics*. Oxford University Press.
Ruud, A., Wold, L. C. & Aas, Ø. (2016). Økt samfunnsaksept for fornybar energi. Hvordan redusere konflikter under planlegging, utbygging og drift? *Centre for Environmental Design of Renewable Energy (CEDRE)*.
Seljom, P., Solbu, G., Espegren, K. & Skjølsvold, T. M. (2025). Energi- og klimaomstilling under press. Stortingspartienes politikk og mulige konsekvenser fram mot 2050. *Norwegian Centre for Energy Transition Strategies.*
SKB. (2024, 25. april). *Högt förtroende och fortsatt starkt stöd för SKB:s anläggningar.* Svensk Kärnbränslehantering. https://skb.se/nyhet/hogt-fortroende-och-fortsatt-starkt-stod-for-skbs-anlaggningar/
SKB. (2025, 11. mars). *Presentasjon til kjernekraftutvalget ved Anna Porelius.* Svensk Kärnbränslehantering. Solna, Sverige.
Skjølsvold, T. M. & Solbu, G. (2026). En utvidet akseptforståelse for kjernekraft. *Norwegian Center for Energy Transition Strategies.*https://www.ntnu.no/documents/1284688443/0/Policynotat+-+01.26+Kjernekraft.pdf/
Skogvang, S. F. (2025, 27. januar). Fosen-saken. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/Fosen-saken
StandAG. (2017). *Gesetz zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle.* Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Det føderale departementet for justis og forbrukervern i Tyskland).
Statens strålevern. (2007, 20. september). *Forespørsel om synspunkter på konsesjonssøknad KLDRA Himdalen.*
Stern, N. (2007). *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Cambridge University Press.

Strandberg, T. (2025, 13. februar). Åpner for kraftutbygging i vernede vassdrag. *Aftenposten.* https://www.aftenposten.no/norge/i/xmdGXX/stortinget-stemte-for-kraftutbygging-i-vernede-vassdrag

Sveriges regjering. (2022, 27. januar). *Slutförvaret för använt kärnbränsle.* https://www.regeringen.se/artiklar/2022/01/slutforvaret-for-anvant-karnbransle/

Sveriges riksdag. (2024). *Finansiering av kommuners medverkan i frågor om slutförvar. Försvarsutskottets betänkande 2023/24:FöU8.*

Tabloo. (u.å.). *History.* Hentet 24. september 2025 fra https://tabloo.com/en/history

Tomkiv, Y. (2024, 19. november). *Presentasjon til kjernekraftutvalget.* Oslo.

Tufto, J. & Strand, T. (2011, 15. september). Godkjenner omstridt kraftlinje i Hardanger. *Aftenposten.* https://www.aftenposten.no/norge/i/yRXja/godkjenner-omstridt-kraftlinje-i-hardanger

Tvedt, K. A. & Berg-Nordlie, M. (2025, 28. april). Alta-saken. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/Alta-saken

Tvedt, K. A. (2024, 26. november). Mardøla-aksjonen. *Store Norske Leksikon.* https://snl.no/Mard%C3%B8la-aksjonen

Tvinnereim, E. & Liu, S. (2024). Hva mener folk i Norge om kjernekraft? *DIGSSCORE, Universitetet i Bergen.*

Verdens Energiråd. (2024). *World Energy Trilemma 2024: Evolving with Resilience and Justice.*

Weitzman, M. L. (2013). Tail-hedge discounting and the social cost of carbon. *Journal of Economic Literature*, *51*(3), 873-882.

Wüstenhagen, R., Wolsink, M & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy. Volume 35, Issue 5.* https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001

Vedlegg 1

Oversikt over hvilke avtaler Norge har inngått med andre land[1] om kjernekraft

1963 Avtale mellom Norge, Danmark, Finland og Sverige og Det internasjonale atomenergibyrå (IAEA) om gjensidig hjelp i forbindelse med strålingsuhell 17.10.1963

1964 Avtale mellom partene i Den nordatlantiske pakt om samarbeid vedr. atomopplysninger 18.06.1964

1972 Avtale mellom Norge og Det internasjonale atomenergibyrå (IAEA) om utføring av sikkerhetskontroll i forbindelse med traktat om ikke-spredning av kjernefysiske våpen 01.03.1972

1976 Note med retningslinjer for kontakt vedr. nukleære anlegg ved grenser mellom Danmark, Finland, Norge og Sverige ang. sikkerhetsmessige spørsmål 15.11.1976

1984 Revidert samarbeidsavtale mellom Norge og USA om fredelig utnyttelse av atomenergi 12.01.1984

1987 Avtale mellom Norge og Finland om informasjonsutveksling og varsling vedr. norske og finske kjernefysiske anlegg og nukleære hendelser

1987 Avtale mellom Norge og Storbritannia om tidlig varsling av atomulykker og utveksling av opplysninger av betydning for sikkerheten i forbindelse med drift og ledelse av kjernefysiske anlegg 24.11.1987

1989 Avtale mellom Norge og Nederland om tidlig varsling av atomulykker og utveksling av opplysninger av betydning for sikkerheten i forbindelse med drift og ledelse av kjernefysiske anlegg 18.04.1989

1989 Avtale mellom Norge og Polen om tidlig varsling av atomulykker og samarbeid innen atomsikkerhet og strålevern 15.11.1989

1994 Samarbeidsavtale mellom Norge og Det Europeiske atomenergifellesskapet om strålevern 20.07.1994

1994 Avtale mellom Norge og Ukraina om tidlig varsling av atomulykker og om utveksling av informasjon om atomanlegg 28.09.1994

1995 Avtale mellom Norge og Litauen om tidlig varsling av atomulykker og om utveksling av informasjon om atomanlegg 13.02.1995

1998 Endringsavtale til Avtale mellom Partene i Den nordatlantiske pakt om samarbeid vedr. atomopplysninger 02.06.1998

1999 Tilleggsprotokoll til Avtale mellom Norge og Det internasjonale atomenergibyrå (IAEA) om utføring av i forbindelse med traktat om ikke-spredning av kjernefysiske våpen 29.09.1999 – protokoll 1 + II

2003 Avtale mellom Det Europeiske atomenergifellesskapet (EURATOM) og stater som ikke er medlemmer av Den europeiske union EU om disse staters deltakelse i fellesskapet ordning for rask utveksling av informasjon i en radiologisk krisesituasjon (ECURIE) 29.01.2003

2016 Samarbeidsavtale mellom Norge og USA om fredelig utnyttelse av atomenergi 11.06.2016

2020 Noteveksling med erklæring fra Norge til Den europeiske union om overgangsperioden i forbindelse med Storbritannias uttreden av Den europeiske union og Det europeiske atomenergifellesskap 27.01.2020

---

[1] I noen tilfeller er avtalene inngått med organisasjoner.

Vedlegg 2

Euratomdirektiver

Norsk tittel	Innhold	Referanse
Direktivet om grunnleggende sikkerhetsnormer	Direktivet fastsetter normer for beskyttelse mot ioniserende stråling for arbeidstakere og allmennheten. Det stilles krav til strålevernprogram for arbeidstakere og beredskapsarbeidere. Direktivet omfatter beskyttelse av allmennheten i normalsituasjoner og i akutte eksponeringssituasjoner. Det er fastsatt grenseverdier for stråledoser for arbeidstakere og befolkning. Direktivet krever at medlemsstatene etablerer et rettslig og administrativt rammeverk bl.a. for å sikre at personer får passende utdanning, opplæring og informasjon om strålevern. Medlemsstatene må ta hensyn til både nødsituasjoner på deres territorium og utenfor eget territorium. Direktivet gjelder både for planlagte og akutte situasjoner som innebærer risiko for eksponering for ioniserende stråling. Direktivet har bestemmelser om myndighetskontroll i form av varsling, godkjenning og inspeksjoner. Videre har direktivet bestemmelser om at det kan kreves tillatelse bl.a. for drift, avvikling og nedleggelse av alle anlegg for langtidslagring, deponering eller håndtering av radioaktivt avfall.	Direktiv 2013/59/Euratom
Direktivet om atomsikkerhet	Direktivet gjelder for kjernekraftverk, anlegg for anriking, anlegg for brenselsproduksjon, anlegg for reprosessering, forskningsreaktorer, anlegg for lagring av brukt brensel og anlegg for lagring av radioaktivt avfall i tilknytning til disse. Direktivet stiller krav om at medlemsstatene etablerer og opprettholder et nasjonalt rammeverk for lovgivning og organisering av atomsikkerhet. De nasjonale kravene skal dekke alle stadier av livssyklusen til nukleære anlegg. Det skal også være krav om tillatelse for drift av slike anlegg og forbud mot drift uten tillatelse. I tillegg skal det være et system for kontroll av atomsikkerhet fra en tilsynsmyndighet. Direktivet bygger på prinsippet om at atomsikkerhet er medlemsstatenes nasjonale ansvar, og at hovedansvaret for atomsikkerheten ligger på den som har tillatelse. Direktivet bygger på de grunnleggende sikkerhetsprinsippene som er fastsatt av IAEA. Disse innebærer bl.a. at det skal gjennomføres sikkerhetsevalueringer av alle kjernekraftverk minimum hvert tiende år, og tilgjengeliggjøre informasjon for offentligheten.	Direktiv 2009/71/Euratom

Norsk tittel	Innhold	Referanse
Direktivet om ansvarlig og sikker håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall	Direktivet gjelder for alle stadier av håndteringen av brukt brensel og radioaktivt avfall fra sivil virksomhet. Direktivet pålegger medlemsstatene å etablere og opprettholde en nasjonal politikk, et nasjonalt program for gjennomføring av politikken og et nasjonalt rammeverk for lovgivning og organisering for håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall. Direktivet omfatter nasjonale ordninger for sikker håndtering, krav om tillatelse for virksomhet og/eller anlegg for håndtering av brukt brensel og radioaktivt avfall, og at virksomhet uten tillatelse er forbudt. Videre omfatter det bestemmelser om håndhevingstiltak, ansvarsfordeling mellom de som er involvert i virksomheten, krav til informasjon og medvirkning fra allmennheten, og finansieringsordninger i samsvar med prinsippet om at forurenser betaler. Direktivet krever at medlemsstatene gjennomfører egenevalueringer minimum hvert tiende år.	Direktiv 2011/70/Euratom
Direktivet om overvåkning av og kontroll med overførsel av radioaktivt avfall og nukleært brensel	Direktivet fastsetter et fellesskapssystem for overvåkning og kontroll av grensekryssende transporter av brukt brensel og radioaktivt avfall i, gjennom og utenfor EU. Direktivet stiller krav om obligatorisk bruk av ordning for melding og standard kontrolldokument.	Direktiv 2006/117/Euratom
Direktivet om beskyttelse av befolkningens sunnhet med hensyn til radioaktive stoffer i drikkevann	Direktivet inneholder krav til beskyttelse av befolkningens helse med hensyn til radioaktive stoffer i drikkevann. Direktivet fastsetter grenseverdier og krav til overvåking for radioaktive stoffer i vann ment for drikke, matlaging og andre husholdningsformål, samt vann brukt i næringsmiddelproduksjon.	Direktiv 2013/51/Euratom

Vedlegg 3

Forkortelser

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor (reaktordesign fra GE-Hitachi)
AdSec	Advisory Group on Nuclear Security
AECL	Atomic Energy of Canada, Ltd.
ALARA	Redusere stråleeksponering så mye som mulig, innenfor rimelighetens grenser (As Low As Reasonably Achievable), IAEAs grunnprinsipper for strålevern
AMR	Avansert modulær reaktor (Advanced Modular Reactor)
ARTEMIS	Assessment of the Maturity and Effectiveness of Radioactive Waste Management and Decommissioning Strategies
BAT	Beste tilgjengelige teknologi (Best Available Technology)
BWR	Kokvannsreaktor (Boiling Water Reactor)
CANDU	Canadisk reaktordesign basert på tungtvann (Canada Deuterium Uranium)
CDLM	Committee on Decommissioning of Nuclear Installations and Legacy Management
CfD	Differansekontrakt (Contract for Difference)
CSS	Commission on Safety Standards
DFØ	Direktoratet for forvaltning og økonomistyring
Difi	Direktoratet for forvaltning og IKT (nå en del av Digitaliseringsdirektoratet)
DINN	Den franske interdepartementale enheten for ny kjernekraft (Délégation Interministérielle au Nouveau Nucléaire)
DSA	Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet
DSB	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
EASA	Det europeiske flysikkerhetsbyrået (European Union Aviation Safety Agency)
ECURIE	European Community Urgent Radiological Information Exchange
ED	Energidepartementet
EFTA	Det europeiske frihandelsforbund (European Free Trade Association)
ESA	European Supply Agency
ESG	Miljømessige, sosiale og forretningsetiske forhold (Environmental, Social and Governmental)
Euratom	Det europeiske atomenergifellesskap
EØS	Det europeiske økonomiske samarbeidsområde
FOAK	Første av sitt slag (First of a Kind)
FN	De forente nasjoner
GW	Gigawatt elektrisk kapasitet
GWh	Gigawattime elektrisk energi
GWt	gigawatt termisk kapasitet
HALEU	Uran anriket til mellom 5 og 20 prosent uran-235 (High-Assay Low-Enriched Uranium)
Havtil	Havindustritilsynet
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
HLW	Høyaktivt avfall (high-level waste)
HOD	Helse- og omsorgsdepartementet
IEA	Det internasjonale energibyrået (International Energy Agency)
IAEA	Det internasjonale atomenergibyrået (International Atomic Energy Agency)
ICAO	International Civil Aviation Organization
ICRP	Den internasjonale kommisjonen for strålevern (International Commission on Radiological Protection)
IFE	Institutt for energiteknikk
INIR	IAEAs helhetlig gjennomgang av infrastruktur for kjernekraft ihht til deres standarder (Integrated Nuclear Infrastructure Review)
INSARR	Integrated Safety Assessment of Research Reactors
IPPAS	International Physical Protection Advisory Service
IRRS	IAEAs helhetlige gjennomgang av regulatorisk infrastruktur for strålevern, atomsikkerhet, håndtering av radioaktivt avfall, transport og atomberedskap ihht. deres standarder

	(Integreted Regulatory Review Service)
ISCA	Independent Safety Culture Assessment
ISDC	International Structure for Decommissioning Costing
JD	Justis- og beredskapsdepartementet
JRC	Det felles forskningssenter (Joint Research Centre)
KEPCO	Korea Electric Power Corporation
KLD	Klima- og miljødepartementet
KLDRA	Kombinert lager og deponi for radioaktivt avfall (i Aurskog Høland)
kW	Kilowatt elektrisk kapasitet
kWh	Kilowattime elektrisk energi
LEU	Lavanriket uran, anriket til mellom 5 og 20 prosent uran-235 (Low-enriched Uranium)
MEU	Medium-enriched uranium (uran anriket til mellom 5 og 20 prosent uran-235)
MW	Megawatt elektrisk kapasitet
MWh	Megawattime elektrisk energi
Mdir	Miljødirektoratet
NEA	Nuclear Energy Agency
NEPIO	Organisasjon for innføring av et kjernekraftprogram (Nuclear Energy Program Implementing Organization)
NFD	Nærings- og fiskeridepartementet
NMBU	Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
NND	Norsk nukleær dekommisjonering
NPT	Ikkespredningsavtalen (Nuclear Non-Proliferation Treaty)
NOAK	N'te i sitt slag (Nth of a kind)
NOFO	Norsk Oljevernforening for Operatørselskap
NSG	Nuclear Suppliers Group
NSM	Nasjonal sikkerhetsmyndighet
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OCC	Investeringskostnader uten finansieringskostnader (Overnight contstruction costs)
OECD-NEA	Organisasjonen for økonomisk samarbeid og utvikling – Atomenergibyrået (Organization of Economic Cooperation and Development – Nuclear Energy Agency)
OED	Olje- og energidepartementet
PPP	«Forurenser betaler»-prinsippet (Polluter Pays Principle)
PSA	Probabilistisk sikkerhetsanalyse (Probabilistic Safety Assessment)
PWR	Trykkvannsreaktor (Pressurized Water Reactor)
RBMK	Sovjetisk reaktordesign, blant annet brukt ved Tsjornobyl
RME	Reguleringsmyndigheten for energi
ROS	Risiko- og sårbarhet
RSU	Regjeringens sikkerhetsutvalg
RWMC	Radioactive Waste Management Committee
SDØE	Statens direkte økonomiske engasjement
SKB	Svensk Kärnbränslehantering
SMR	Små modulære reaktorer (Small Modular Reactors)
Sodir	Sokkeldirektoratet
SSM	Den svenske strålingssikkerhetsmyndigheten (Svenska strålsäkerhetsmyndigheten)
STUK	Den finske strålingssikkerhetsmyndigheten (Säteilyturvakeskus)
TEM	Det finske arbeids og næringsdepartementet
TRISO	Tri-structural ISOtropic, en type uranbasert brensel
TSO	Teknisk-vitenskapelig støtteorganisasjon (Technical and Scientific Support Organization)
TVO	Finsk kraftsselskap (Teollisuuden Voima Oyj)
UAE	De forente arabiske emirater (United Arab Emirates)
UiB	Universitetet i Bergen
UiO	Universitetet i Oslo
UiT	Universitetet i Tromsø - Norges arktiske universitet
UNECE	FNs økonomiske kommisjon for Europa (United Nations Economic Commission for Europe)
UNSCEAR	United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation
URL	Underjordisk forskningslaboratorium (Underground Research Laboratory)
WNA	World Nuclear Association

Norges offentlige utredninger 2025

Arbeids- og inkluderingsdepartementet:
NOU 2025: 4 Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2025
NOU 2025: 5 Kvinners arbeidshelse

Forsvarsdepartementet:
NOU 2025: 9 Nederlaget – Norge i Afghanistan 2015–2021

Helse- og omsorgsdepartementet:
NOU 2025: 2 Samfunnsvern og omsorg
NOU 2025: 8 Folkehelse – verdier, kunnskap og prioritering

Justis- og beredskapsdepartementet:
NOU 2025: 2 Samfunnsvern og omsorg
NOU 2025: 6 Samboerloven

Klima- og miljødepartementet:
NOU 2025: 3 Ny kulturmiljølov

Kommunal- og distriktsdepartementet:
NOU 2025: 10 Teknisk beregningsutvalg for kommunal og fylkeskommunal økonomi

Kultur- og likestillingsdepartementet:
NOU 2025: 7 Musikklandet

Kunnskapsdepartementet:
NOU 2025: 1 Felles ansvar, felles gevinst

Nærings- og fiskeridepartementet:
NOU 2025: 11 Revidert konkurranselov

Utenriksdepartementet:
NOU 2025: 9 Nederlaget – Norge i Afghanistan 2015–2021

Bestilling av publikasjoner

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon
publikasjoner.dep.no
Telefon: 22 24 00 00

Publikasjonene er også tilgjengelige på
www.regjeringen.no

Omslags- og delillustrasjoner: Konsis AS

Trykk: Departementenes sikkerhets- og
serviceorganisasjon – 04/2026



Trykksak
2041 0446