



DET KONGELIGE  
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

# Meld. St. 25

(2015–2016)

Melding til Stortinget

## Kraft til endring

Energipolitikken mot 2030





# Innhold

<b>1</b>	<b>De fornybare energiressursene som grunnlag for klimavennlig velferd og verdiskaping</b> .....	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>Energi og næring</b> .....	<b>69</b>
1.1	Forsyningssikkerhet for energi, klimautfordringer og næringsutvikling sett i sammenheng .....	5	5.1	Energisektorens rolle i norsk økonomi .....	69
1.2	Styrket forsyningssikkerhet .....	8	5.2	Produksjon, salg og overføring av kraft .....	69
1.3	Lønnsom utbygging av fornybar energi .....	8	5.3	Energi som grunnlag for industri ..	74
1.4	Mer effektiv og klimavennlig bruk av energi .....	9	5.4	Leverandørindustrien i energisektoren .....	77
1.5	Næringsutvikling og industri basert på våre fornybare energiressurser .....	10	5.5	Internasjonalisering av fornybar-næringen .....	80
<b>Del I</b>	<b>Norges utgangspunkt</b> .....	<b>13</b>	5.6	Norges internasjonale engasjement innen energi .....	<b>81</b>
<b>2</b>	<b>Energibruk i Norge</b> .....	<b>16</b>	<b>6</b>	<b>Europas betydning for den norske energiforsyningen</b> .....	<b>83</b>
2.1	Innledning .....	16	6.1	Innledning .....	83
2.2	Utvikling i sluttforbruk av energi i Fastlands-Norge .....	17	6.2	Utviklingen av en energipolitikk i EU .....	85
2.3	Energibruk og utslipp av klimagasser .....	18	6.3	Felles europeiske mål i energi- og klimapolitikken .....	88
2.4	Energibruken i ulike sektorer .....	20	6.4	Nærmere om EUs regelverk for energi-, miljø og klimapolitikk .....	92
2.5	Nærmere om elektrisitetsforbruket i Norge .....	26	<b>Del II</b>	<b>Perspektiver for energisystemet</b> .....	<b>101</b>
<b>3</b>	<b>Hovedtrekk i den norske energiforsyningen</b> .....	<b>29</b>	<b>7</b>	<b>Globale energimarkeder</b> .....	<b>104</b>
3.1	Innledning .....	29	7.1	Energibruk .....	104
3.2	Egenskaper ved den norske kraftforsyningen .....	29	7.2	Energimiksen .....	105
3.3	En markedsbasert kraftforsyning .....	32	7.3	Perspektiver for de globale energimarkedene .....	106
3.4	En fornybar kraftforsyning .....	35	<b>8</b>	<b>Perspektiver for det europeiske kraftmarkedet</b> .....	<b>109</b>
3.5	Et integrert kraftmarked .....	38	8.1	Omstilling i Europa .....	109
3.6	En sikker strømforsyning .....	42	8.2	Trender i dagens kraftmarked .....	109
3.7	Andre deler av energiforsyningen i Norge .....	46	8.3	Perspektiver mot 2030 .....	115
<b>4</b>	<b>Virkemidler på energiområdet</b> .....	<b>50</b>	<b>9</b>	<b>Perspektiver for energibruken i Norge</b> .....	<b>121</b>
4.1	Lovverket .....	50	9.1	Innledning .....	121
4.2	Øvrige rammer for konsesjonsbehandlingen .....	51	9.2	Perspektivene for norsk økonomi og drivere for energibruken mot 2030 .....	121
4.3	Konsesjonsbehandling .....	53	9.3	Økende elektrisitets- og effektforbruk .....	123
4.4	Regulering av nettvirkomheten ..	56	<b>10</b>	<b>Perspektiver for kraftmarkedet i Norge og Norden</b> .....	<b>128</b>
4.5	Skatter, elsertifikater og andre ordninger .....	58	10.1	Innledning .....	128
4.6	Forskning og innovasjon .....	60	10.2	Kraftoverskudd og utviklingen i nordisk kraftproduksjon .....	128
4.7	Enova .....	62			
4.8	Andre virkemidler knyttet til energibruk .....	66			

10.3	Sterkere tilknytning til Europa – flere kabler og et sterkere nett .....	132	15.2	Vannkraften er ryggraden i energiforsyningen .....	188
10.4	Utviklingen i kraftpriser i Norge og Norden .....	135	15.3	Vindkraft .....	192
10.5	Perspektiver for norsk og nordisk forsyningssikkerhet .....	136	15.4	Tiltak for en mer effektiv konsesjonsbehandling .....	194
<b>11</b>	<b>Ny teknologi i det norske kraftsystemet .....</b>	<b>144</b>	15.5	Elsertifikater .....	197
11.1	Innledning .....	144	15.6	Opprinnelsesgarantier .....	198
11.2	Bruk av IKT i nettet .....	144	15.7	Fjernvarme .....	198
11.3	Brukere av nettet .....	148	<b>16</b>	<b>Mer effektiv og klimavennlig bruk av energi .....</b>	<b>201</b>
11.4	IKT-sikkerhet .....	151	16.1	Innledning .....	201
11.5	Lagringsteknologier .....	153	16.2	Enova .....	202
<b>12</b>	<b>Grunnlaget for fornybar energiproduksjon i Norge .....</b>	<b>155</b>	16.3	Landstrøm .....	204
12.1	Ressursgrunnlag og potensial for fornybar energiproduksjon i Norge .....	155	16.4	Energibruk i bygg blir mer effektiv .....	205
12.2	Verdien av de ulike ressursene ....	164	16.5	Et ambisiøst mål for energieffektivisering .....	207
12.3	Grunnlaget for ny kraftproduksjon frem til 2030 .....	167	16.6	Forbud mot fossil olje til oppvarming i bygg .....	209
12.4	Fornybare energiressurser til varme- og transportformål .....	168	16.7	Overgang fra fossile til fornybare energikilder .....	209
<b>13</b>	<b>Utviklingstrekk mot 2050 .....</b>	<b>170</b>	<b>17</b>	<b>Effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser gir grunnlag for næringsutvikling og verdiskaping .....</b>	<b>212</b>
13.1	Innledning .....	170	17.1	Innledning .....	212
13.2	Forskning er nødvendig – de store teknologisprangene og de små skrittene .....	171	17.2	Handel med kraft og nye forretningsområder .....	212
13.3	Klimaendringer – virkninger for kraftproduksjon .....	173	17.3	Grunnlag for økt industriutvikling .....	218
13.4	Klimaendringenes innvirkning på driftssikkerheten .....	174	17.4	Leverandørindustrien .....	220
<b>Del III</b>	<b>Energipolitikken mot 2030 .....</b>	<b>177</b>	17.5	Internasjonalisering av fornybar-næringen .....	221
<b>14</b>	<b>Forsyningssikkerheten skal styrkes .....</b>	<b>180</b>	17.6	Forskning, utvikling og innovasjon av ny energiteknologi .....	222
14.1	Innledning .....	180	17.7	Fornybar AS .....	225
14.2	Markedet som et viktig verktøy for en sikker kraftforsyning .....	181	17.8	Regjeringens strategi for CO2-håndtering .....	225
14.3	Et sterkt overføringsnett for kraft .....	182	17.9	Hydrogenstrategi .....	226
14.4	Ny teknologi og nye løsninger gir fleksibilitet og økt forsyningssikkerhet .....	185	17.10	Bruk av naturgass .....	227
<b>15</b>	<b>Lønnsom utbygging av fornybar energi .....</b>	<b>187</b>	<b>18</b>	<b>Økonomiske og administrative konsekvenser ...</b>	<b>229</b>
15.1	Innledning .....	187	18.1	Forsyningssikkerhet .....	229
			18.2	Fornybar energi .....	229
			18.3	Næringsutvikling og verdiskaping .....	229
			18.4	Effektiv og klimavennlig bruk av energi .....	229



DET KONGELIGE  
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

# Meld. St. 25

(2015–2016)

Melding til Stortinget

## Kraft til endring

Energipolitikken mot 2030

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet 15. april 2016,  
godkjent i statsråd samme dag.  
(Regjeringen Solberg)*

## 1 De fornybare energiressursene som grunnlag for klimavennlig velferd og verdiskaping

### 1.1 Forsyningsikkerhet for energi, klimautfordringer og næringsutvikling sett i sammenheng

Utviklingen av Norge til en energinasjon startet for over hundre år siden. Grunnlaget for det moderne Norge ble skapt da vi klarte å foredle energien i elver og fossefall til kraft. Allerede sent på 1800-tallet ga denne kraften grunnlag for kraftintensiv industri, som igjen var et viktig bidrag til utviklingen av det moderne Norge. Parallelt med utviklingen av kraftproduksjon og kraftforedling fulgte også utviklingen av prinsipper for energiforvaltning. De overordnede prinsippene som ble vedtatt med de «Castbergske konsesjonslover» allerede i 1909 er prinsipper som i stor grad gjelder for energiforvaltningen den dag i dag.

Senere har olje- og gassressursene bidratt til å gjøre Norge til det landet vi kjenner i dag. Energiressursene våre vil også i fremtiden gjøre Norge til et land med store muligheter.

Det har skjedd store endringer på energiområdet siden siste energimelding ble lagt frem i 1999. Energimarkedene og energipolitikken i landene omkring oss har endret seg betydelig og utvikler seg stadig. Utviklingen har også påvirket den norske energiforsyningen.

I denne stortingsmeldingen gir regjeringen en bred gjennomgang av utviklingstrekk, status og perspektiver for den innenlandske energiforsyningen i Norge. De fleste andre samfunnssektorer drar nytte av en effektiv og klimavennlig energiforsyning. Disse sektorene omtales i noe grad der det er relevante grenseflater mot den innenlandske energiforsyningen.

Energisystemet er en sentral del av norsk økonomi. Det må være bærekraftig, både økonomisk, økologisk og sosialt. Verdenskommisjonen for miljø og utvikling, ledet av Gro Harlem Brundtland, uttrykte det for 20 år siden slik: «En bærekraftig utvikling skal ivareta den nåværende generasjons behov uten å ødelegge mulighetene til kom-



Figur 1.1 Bygging av Glomfjord kraftverk i 1918.

Kilde: Statkraft

*mende generasjoner til å tilfredsstille sine behov». Energi inngår også i ett av FNs nye mål for bærekraftig utvikling: «Sikre tilgang til bærekraftig energi som alle kan ha råd til».*

Energisystemet må gjøre det mulig å skape verdier og arbeidsplasser gjennom produksjon og foredling av energi, og sikre energitilgang for alle til en akseptabel kostnad. Samtidig må hensynet til viktige miljøverdier ivaretas. Energisystemet må innrettes slik at det skaper mest mulig verdier for samfunnet, til lavest mulig kostnad.

Spørsmålet om hvordan det kan skapes en energiforsyning som er bærekraftig i et langsiktig perspektiv er sentralt i energipolitikken i mange land. Særlig har klimautfordringen bidratt til store endringer i mange av energisystemene i Europa, der kraftforsyningen i stor grad har vært basert på energi fra kullkraftverk. Europeiske energimarkeder gjennomgår omstillinger som både gir nye utfordringer og muligheter for Norge.

Elektrisitet tas i bruk på stadig nye områder, og andelen strøm i den samlede energibruken

øker i mange land. Betydningen av en sikker strømforstyrning blir stadig viktigere for alle samfunnsfunksjoner. Overgangen til mer uregulerbar fornybar energiproduksjon, introduksjon av nye teknologier og nye bruksområder for elektrisitet i husholdninger og næringsliv innebærer større kompleksitet og økte kostnader i driften av energisystemene.

Paris-avtalen er den første rettslig bindende klimaavtalen med reell deltakelse fra alle land. Avtalen vil bidra til økt innsats for utslippsreduksjoner, og forsterke arbeidet med klimatilpasning. Dette vil også påvirke utviklingen på energiområdet.

Samtidig med en styrket global klimainnsats, skjer det en rask teknologitviking. Fallende kostnader for klimavennlige energiteknologier, og økt bruk av IKT, vil over tid endre energimarkedene.

Utviklingen av lokale produksjonsteknologier og batterier, smarte styringssystemer og mer effektiv bruk av energi vil til sammen påvirke

energisystemet på en måte det er vanskelig å forutse i dag. Egenskapene ved de nye løsningene må vurderes opp mot samlet nytte og kostnad for hele samfunnet.

Norge har et godt utgangspunkt i møte med utfordringene og mulighetene.

*Vi har en energiforsyning med lave klimautslipp.* Der andre land nå er i starten på sin omstilling til en mer klimavennlig energiforsyning, er norsk kraftsektor nær utslippsfri. Med samme type kraftproduksjon som i Europa, ville klimagassutslippene fra den norske kraftsektoren tilsvare nesten halvannen ganger dagens samlede utslipp i Norge. Vi har en stor industri med utgangspunkt i vannkraft, og vi bruker fornybar strøm i husholdningene og deler av transportsektoren.

*Vi øker andelen fornybar energi i vår samlede energibruk.* Norges fornybarandel, slik dette regnes etter fornybardirektivet, har vokst fra 58 prosent i 2004 til 69 prosent i 2014. Norge har sammen med Island den høyeste fornybarandelen i Europa. Energibruken har også blitt mer effektiv: Energiintensiteten (energibruk/BNP) i den norske økonomien har sunket med over 40 prosent siden 1990. Befolkningen har vokst, og det har vært sterk vekst i økonomien. Samtidig var netto innenlands energibruk i 2014 på samme nivå som i 1998.

*Vi har en effektiv energiforsyning.* Norge var tidlig ute med markedsreformer i kraftsektoren, og det første landet som åpnet for markedsadgang for husholdningene. I år er det 25 år siden Stortinget vedtok energiloven, og kraftsektoren ble deregulert. Det er 20 år siden Norge og Sverige etablerte felles kraftmarked. Siden har Danmark og Finland kommet til. Den tette sammenkoblingen av de nordiske kraftsystemene gjør at vi er avhengige av hverandre for å bevare et effektivt kraftmarked og god forsyningsikkerhet. I *World Energy Outlook* for 2015 fremhever Det internasjonale energibyrået (IEA) det nordiske kraftmarkedet som en viktig årsak til at landene i Norden det siste tiåret har opplevd jevn økonomisk vekst uten tilsvarende vekst i klimagassutslipp.

*Vi har store fornybare energiresurser og muligheter for å ta de i bruk.* Vannkraften er både fornybar, og den viktigste av få fornybare energikilder med stor grad av regulerbarhet. Den store magasin kapasiteten har lenge vært Norges batteri, som til lav kostnad kan lagre energi over korte og lange tidsrom. Den regulerbare vannkraften gir oss gode muligheter til også å utnytte andre forny-

bare energikilder, og likevel opprettholde stabiliteten i kraftsystemet.

*Vi har et velutbygd overføringsnett som dekker hele landet.* Kraftsystemet består av mange kraftverk av forskjellig størrelse over hele landet. Dette har lagt grunnlaget for et velutbygd overføringsnett, som i dag effektivt kan overføre kraft til alle sluttbrukere.

*Vi er tidlig ute i å ta i bruk nye løsninger.* IKT er et viktig verktøy i driften av kraftsystemet. I driften av kraftnettet benyttes IKT og avanserte kontrollsystemer. I løpet av få år vil også sluttbrukere være en del av dette, gjennom innføringen av AMS (avanserte måle- og styringssystemer). AMS vil gjøre det enklere å følge med på egen bruk av energi og effekt, og tilpasse strømforbruket til prissvingninger. Nye markeder og teknologier vil forme hvordan vi produserer og bruker energi.

Også i Norge vil vi stå ovenfor utfordringer på energiområdet i årene fremover. Befolkningen vil fortsette å vokse mot 2030 og 2050. Industrien og næringslivet skal videreutvikles, og nye næringer vil komme til. En effektiv og klimavennlig energiforsyning skal gi grunnlag for fortsatt vekst og velferd. Endringene i de internasjonale energi-markedene vil påvirke oss, og kan utfordre både energiforsyningsikkerheten og lønnsomheten i energisektoren. Vi må forvente at deler av energisystemet vårt over tid vil se annerledes ut enn i dag.

Norge har kraft til endring. De fornybare energiresursene og den velfungerende energisektoren er konkurransefortrinn for Norge. Vi skal legge til rette for å modernisere energisystemet og tilpasse virkemidler og rammebetingelser til markeder i stor endring. Utformingen av energipolitikken må på god måte ta hensyn til energiforsyningsikkerheten, klimautfordringene, natur og miljø og verdiskaping. Vi kan erstatte bruk av fossile energikilder i bygg, transportsektoren og industrien med fornybar energi. Regjeringen vil legge til rette for en fortsatt effektiv, klimavennlig og sikker energiforsyning i Norge. Oppgavene må løses på måter som gir mest mulig verdier for samfunnet, til lavest mulig kostnad.

Regjeringen vil prioritere fire hovedområder for energipolitikken mot 2030

- styrket forsyningsikkerhet
- lønnsom utbygging av fornybar energi
- mer effektiv og klimavennlig bruk av energi
- næringsutvikling og verdiskaping gjennom effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarresurser.

## 1.2 Styrket forsyningssikkerhet

---

Et godt fungerende kraftmarked er avgjørende for forsyningssikkerheten for strøm. Samtidig har myndighetene en rekke virkemidler som også påvirker hvordan forsyningssikkerheten utvikler seg. Sentrale myndigheter konsesjonsbehandler kraftlinjer og produksjonsanlegg. Det gis tilskudd til visse typer produksjon. Myndighetene bruker avgifter, støtteordninger og regulerer nettariffene. Byggeforskriftene påvirker utviklingen i energibruken. Beslutninger om hvordan vi bygger, etablerer infrastruktur, eller investerer i industrivirkosomhet legger føringer for fremtidens energisystem.

I Norge er forsyningssikkerheten i stor grad knyttet til kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere strøm til sluttbruker. Strømforbruket varierer over døgnet, året og mellom år. Nedbør, vind og solinnstråling, som er grunnlaget for produksjonen av fornybar kraft varierer også, men ikke på samme måte som forbruksprofilene. Kraftsystemet må være i stand til å håndtere variasjonene.

Fleksibilitet på produksjonssiden og forbruksiden er gunstig for forsyningssikkerheten. Det samme er reguleringsmagasiner for vannkraft og utenlandshandelen med strøm. Fremover kan nye teknologier brukes til å styre energibruken i større grad enn i dag. Det er prissignalene som er avgjørende for hvilke elementer i den kortsiktige fleksibiliteten som blir utnyttet.

Samfunnets krav til forsyningssikkerhet for energi er økende. Den økonomiske og teknologiske utviklingen har gitt oss økt velferd og nye muligheter. Stadig flere har elbiler, induksjonstopper og annet elektrisk utstyr som bidrar til økt behov for elektrisk effekt. Samtidig som vi har god tilgang på energi, må vi legge til rette for at den økende etterspørselen etter effekt kan håndteres på en god måte.

Regjeringen mener at driften av kraftsystemet og krafthandelen så langt som mulig må baseres på markedsmessige løsninger. Effektive markeder gir riktige prissignaler om knapphet og overskudd av produksjon, nett og forbruk, og legger til rette for god ressursutnyttelse, innovasjon og forsyningssikkerhet.

Regjeringen vil legge til rette for et sterkt overføringsnett for strøm. Alle viktige samfunnsfunksjoner, næringsliv og husholdninger er avhengige av en pålitelig strømforsyning. Derfor må vi sørge for at strømmettet blir vedlikeholdt og bygget ut for å møte fremtidens utfordringer. Det pågår store investeringer i overføringsnettet nå. Dette bidrar til å styrke forsyningssikkerheten.

Regjeringen vil legge til rette for at utviklingen av nye teknologier og nye markedsløsninger skal bidra til å styrke forsyningssikkerheten. Avanserte måle- og styringssystemer (AMS) og smart styring av energibruken kan bidra til å dempe behovet for investeringer i kraftnettet. Myndighetenes reguleringer skal legge til rette for at nye, effektive løsninger kan bidra til forsyningssikkerheten i fremtidens energisystem.

Regjeringen ønsker å styrke det nordiske samarbeidet på energiområdet, både i samarbeidet om forsyningssikkerhet og med tanke på felles tilnærming til prosesser i EU på energiområdet. Energipolitikken i EU påvirker rammene for energisystemet vårt. Det er derfor viktig å føre en aktiv politikk i de mange energipolitiske prosessene i EU.

## 1.3 Lønnsom utbygging av fornybar energi

---

Regjeringen vil legge til rette for lønnsom produksjon av fornybar energi i Norge. Dette bør i størst mulig grad skje i et kraftmarked der kraftproduksjon bygges ut etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet. På den måten kan vi utnytte de fornybare energiressursene våre på en måte som skaper mest mulig verdier for samfunnet, til lavest mulig kostnad. Regjeringen fortsetter også innsatsen for å bidra til utvikling og bruk av nye teknologier for fornybar energi.

Den store regulerbare vannkraften vil fortsatt være ryggraden i energisystemet vårt. Vannkraftproduksjon er viktig i et europeisk klimaperspektiv, og gjør at vi opprettholder forsyningssikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet.

Konsesjonspolitikken for ny vannkraft etter 2020 må i større grad vektlegge evnen til å produsere når behovet er størst. Dette blir enda viktigere når en større andel av kraftproduksjonen ikke er regulerbar. Det er viktig å ta vare på og utvikle kraftverk som har disse egenskapene.

Det er av stor verdi for kraftsystemet vårt at vannkraften som allerede er bygd ut opprettholdes og videreutvikles. En stor del av norsk vannkraftproduksjon er bygd i årene etter krigen og til slutten på 1980-tallet. Det er derfor et betydelig behov for vedlikehold og reinvesteringer fremover.

Regjeringen ønsker en mer effektiv konsesjonsbehandling, og foreslår at Samlet plan for vassdrag avvikles.

Olje- og energidepartementet sikter på å oppnevne en ekspertgruppe som skal gi anbefalinger



om omlegging av ordningene med konsesjonskraft og -avgift for vannkraft. Formålet er å oppnå en effektiv og samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av vannkraftressursene på en bedre måte.

Regjeringen vil øke oppmerksomheten om vannkraftreguleringenes bidrag til flomdemping. Klimaendringer gjør dette perspektivet viktigere enn før.

Regjeringen vil legge til rette for miljøforbedringer i vassdrag med eksisterende vannkraftutbygging, blant annet som en oppfølging av vanddirektivet. Vannkraften representerer en betydelig miljøpåvirkning i norske vassdrag. De miljøforbedringer som kan oppnås må veies opp mot tapt kraftproduksjon og reguleringsevne. De nærmeste årene vil det bli behandlet flere saker om revisjon av vilkår i eldre vassdragsreguleringskonsesjoner.

Regjeringen legger til grunn at det er viktig å bevare et representativt utvalg av den norske vassdragsnaturen. Verneplan for vassdrag ligger i hovedsak fast. I særskilte tilfeller med vesentlig samfunnsnytte, for eksempel i form av vesentlig flom- og/eller skreddempende effekt, og akseptable miljøkonsekvenser, bør det kunne åpnes for konsesjonsbehandling av vannkraftverk i vernede vassdrag. For å opprettholde helheten i vassdragsvernet, vil regjeringen gå inn for å styrke verneverdier i enkelte vassdrag som inngår i Verneplan for vassdrag gjennom områdevern etter naturmangfoldloven.

Regjeringen vil legge til rette for en langsiktig utvikling av lønnsom vindkraft i Norge, og en politikk som demper konflikter og bidrar til at de beste vindkraftlokalitetene blir valgt. Olje- og energidepartementet vil derfor utarbeide en nasjonal ramme for konsesjonsbehandling av vindkraft på land. Det tas også sikte på å klargjøre hvilke havområder det kan være aktuelt å åpne for søknader om konsesjon for vindkraft til havs.

Regjeringen vil ikke innføre nye mål under elsertifikatsystemet etter at fristen for det eksisterende systemet løper ut i 2021. De senere årene har subsidieordninger vært avgjørende for investeringer i ny energiproduksjon. Det har samtidig vært krevende for aktørene i kraftmarkedet å finne lønnsomhet i investeringer i ny produksjonskapasitet. Et velfungerende marked vil gjennom kraftprisene gi effektive signaler om verdien av produksjon og langsiktige investeringer.

Elsertifikatmarkedet er medvirkende til situasjonen i det nordiske kraftmarkedet. Elsertifikatordningen bidrar til å øke den fornybare kraftproduksjonen, men stimulerer ikke nevneverdig til teknologiutvikling. Ordningen innebærer støtte til

kjent teknologi, for eksempel vindkraftverk og små vannkraftverk. Regjeringen vil legge til rette for lønnsom utnyttelse av de fornybare energiresursene våre, og samtidig støtte opp under utvikling av ny energiteknologi.

Departementet vil fremme norske synspunkter i EUs arbeid med revisjon av fornybardirektivet. Det er viktig å unngå at ordningen med opprinnelsesgarantier virker villedende når det gjelder sammenhengen mellom produksjon og forbruk av strøm.

#### 1.4 Mer effektiv og klimavennlig bruk av energi

---

Store deler av energiforsyningen vår er allerede basert på fornybare energikilder. Norge har i dag en tilnærmet utslippsfri kraftsektor. Bruk av energi i transport, industri, olje- og gassutvinning og til oppvarming gir imidlertid fortsatt utslipp av klimagasser. Regjeringen vil utvikle og tilrettelegge for en mer effektiv og klimavennlig bruk av energi.

##### *Enova*

Enova er, i samspill med det øvrige virkemiddelapparatet, et sentralt virkemiddel i utviklingen av fremtidens energisystem og lavutslippssamfunnet. Enova har fått nye oppgaver og økte bevilgninger.

Regjeringen legger opp til at Enovas overordnede mål skal være reduserte klimagassutslipp og styrket forsyningssikkerhet for energi, samt teknologiutvikling som på lengre sikt også bidrar til reduserte klimagassutslipp.

Enova kan rekruttere prosjekter fra alle sektorer. Prosjekter som gir reduserte klimagassutslipp prioriteres. Dette inkluderer også teknologiprojekter som kan gi reduserte klimagassutslipp globalt.

Regjeringen har gitt Enova i oppdrag å bidra til reduserte klimagassutslipp i transportsektoren. Det finnes flere virkemidler på dette området. Enovas innsats fungerer i samspill med det øvrige virkemiddelapparatet. Utvikling av ny energi- og klimateknologi i industrien er også et viktig arbeidsområde for Enova. De siste årene har Enova støttet en rekke nyskapende prosjekter i industrien, blant annet innen kobberproduksjon, aluminiumsproduksjon, biokullproduksjon og ny smelteverksteknologi som tilrettelegger for bruk av hydrogen i stedet for kull.

Regjeringen ønsker å dreie oppmerksomheten i energipolitikken fra støtte til kjente produksjonsteknologier, over mot innovasjon og utvikling av nye energi- og klimaløsninger. Enovas virkemidler skal være utløsende for prosjekter, og de skal sikte mot varige markedsendringer.

Regjeringen vil at Enova fortsatt skal ha stor faglig frihet til å utvikle virkemidler og tildele støtte til enkeltprosjekter. Departementets overordnede styring gjennom fireårige avtaler har gjort det mulig for Enova å utnytte kunnskapen om de relevante markedene til å utvikle stadig nye satsingsområder. Regjeringen legger opp til at Olje- og energidepartementet inngår ny avtale med Enova for perioden 2017–2020 basert på den eksisterende styringsmodellen.

#### *Energieffektivisering*

Regjeringen vil legge til rette for fortsatt energieffektivisering. I Norge bidrar energieffektivisering i mindre grad til reduserte klimagassutslipp enn i land der energiforsyningen i større grad er basert på kullkraft og andre fossile energikilder. Effektiv bruk av energi kan likevel bidra til et økonomisk og miljømessig bærekraftig energisystem.

Regjeringen foreslår å fastsette et ambisiøst og kvantifiserbart nasjonalt mål for energieffektivisering, og ønsker å fastsette et mål om å redusere energiintensiteten (energibruk/BNP) med 30 prosent innen 2030. Målet skal bidra til at vi lykkes i å effektivisere bruken av energi ytterligere.

Byggeforskriftene og Enovas virksomhet er viktige virkemidler for å bedre energieffektiviteten i bygg. Energikravene i byggt teknisk forskrift (TEK 15) er skjerpet. Nye bygg vil bli om lag 20–25 prosent mer energieffektive enn det som var kravet tidligere. Samtidig nærmer vi oss en grense der ytterligere innskjerping av energikravene kan være u hensiktsmessig med dagens kostnadsnivå og teknologier.

Regjeringen vil etablere en egen strategi for satsing på hydrogen. Hydrogen kan komme til å spille en større rolle enn i dag i fremtidens energisystem.

Regjeringen arbeider med utforming av et forslag til forbud mot fyring med fossil olje i husholdninger og til grunnlast i øvrige bygg i 2020. Regjeringen vurderer om forslaget til forbud også bør omfatte spisslast i alle bygg, og vil samtidig vurdere virkemidler for å fase ut bruken av fossil olje i fjernvarme.

### **1.5 Næringsutvikling og industri basert på våre fornybare energiresurser**

Regjeringen er opptatt av at fornybarnæringen i Norge i seg selv utgjør en viktig næring. Næringen sysselsetter totalt om lag 20 000 årsverk i hele landet, inkludert sysselsettingen innen nettvirksomheten. Leveransene av fornybar energi er grunnleggende for positiv utvikling i annen industri og næringsliv. Vannkraften har i over hundre år lagt grunnlaget for industriutviklingen og norsk velferd. Fornybarnæringen vil fortsette å være en sentral næring i den videre overgangen til mer klimavennlig energibruk i Norge og Europa.

Regjeringen vil legge til rette for at vi kan videreutvikle og fortsatt dra nytte av konkurransefortrinnene de fornybare energiresursene gir oss. Velfungerende markeder skal gi effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser som gir grunnlag for næringsutvikling og verdiskaping. Den regulerbare vannkraften, utstrakt bruk av elektrisitet til mange formål og en tidlig markedsomlegging av kraftsektoren gir fortrinn i et Europa som skal gå i samme retning.

Den gode tilgangen til fornybar kraft har lagt grunnlaget for en betydelig energiforedlende industri i Norge. Regjeringen vil bygge på dette i utviklingen av nye markeder med energitjenester, ny teknologi og nye energiintensive produkter. Vi må fortsette å ta kraften i bruk, og vi skal bruke den mest mulig effektivt.

Regjeringen ønsker å sikre at industrielle eiere av vannkraft, innenfor dagens konsolideringsmodell, kan ivareta sitt behov for forutsigbar krafttilgang også i fremtiden. Regjeringen har derfor fremmet Prop. 96 L (2015–2016) med forslag til endringer i industrikonsesjonsloven. Forslaget gir industrien muligheter og langsiktig tilgang på kraft.

Regjeringen vil styrke forbindelsene til de europeiske energimarkedene og legge forholdene til rette for lønnsom utnyttelse av den regulerbare vannkraften. Formålet er å bidra til økt lønnsomhet for kraftproduksjon og -handel. Utenlandsforbindelsene til Storbritannia og Tyskland vil knytte norsk vannkraft direkte til nye markeder. Handelen med kraft gir produsentene tilgang til nye markeder og gir inntjening i form av flaskehalsinntekter.

Regjeringen vil legge til rette for at et mer mangfoldig aktørbilde og økt konkurranse skal bidra til rasjonell utvikling av overføringsforbindelsene til utlandet. Regjeringen har derfor fremmet en stortingsproposisjon med forslag om at

også andre enn Statnett kan eie og drive utenlandsforbindelser for kraft.

Regjeringens styrkede satsing på Enova utover klimaforliket bidrar til gode betingelser for moderne kraftintensiv industri i Norge. Industri og myndigheter samarbeider om å utnytte fortrinnene den fornybare energien og vår industrielle kompetanse gir oss. Regjeringen legger også til rette for ny industrivirksomhet, og har foreslått å innføre redusert sats i el-avgiften for store data-senter og skip i næringsvirksomhet.

Regjeringen arbeider for å skape en mest mulig sømløs virkemiddelbruk mellom ulike institusjoner og programmer i innovasjonsskjeden. Innovasjon Norge, Forskningsrådet, Enova og Gassnova utgjør utgjør til sammen et sterkt virkemiddelapparat. Fremtidig verdiskaping avhenger av evnen vår til videre innovasjon og kunnskapsutvikling.

Regjeringen vil bygge videre på strategien som er utarbeidet av næringsaktører, forskningsinstitusjoner og offentlige myndigheter gjennom Energi 21. Vannkraft og fleksible ener-

gisystemer trekkes spesielt frem som to sentrale områder som kan danne grunnlag for stor verdiskaping. Norge har også sterke miljøer på utvikling av aluminiumsteknologi, silisiumteknologi, leverandører av teknologi og løsninger på offshore vind, energieffektivisering i industri og bygg og CO<sub>2</sub>-håndtering.

En energipolitikk som legger til rette for lønnsom utbygging av fornybar energi, og en klimapolitikk som priser utslipp slik at fossil energi fortsetter å bli gradvis faset ut, bidrar til en effektiv overgang fra fossile til fornybare energikilder. Politikken bygger videre på innsatsområdene som omtales i Meld. St. 13 (2014–2015) om ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU.

Regjeringen legger i denne stortingsmeldingen frem en helhetlig energipolitikk, som samlet skal bidra til forsyningssikkerhet, næringsutvikling og mer effektiv og klimavennlig energibruk. Politikktutformingene på alle disse områdene skal legge til rette for en fortsatt overgang fra fossil til fornybar energi.



*Del I*  
*Norges utgangspunkt*



## Innledning

Norge er et relativt tynt befolket land i en kjølig klimasone med mye fjell, nedbør og en lang kystlinje. Disse kjennetegnene bidrar i stor grad til å forklare forskjellene mellom energisystemene i Norge og andre land. Det mest særegne med det norske energisystemet er at det brukes mye elektrisitet, og at nesten all elektrisiteten kommer fra ren, utslippsfri vannkraft. Energimiksen i de fleste andre land har større innslag av andre energikilder, for eksempel gass og olje, og en elektrisitetsproduksjon som i mye større grad baserer seg på varmekraft.

Energikildene som brukes i varmekraftverk (kull, gass, olje, biobrensel) kan stort sett anskaffes når det er behov for det. Tilgang på vann til elektrisitetsproduksjon i Norge i stor grad avhenger av værforhold. Tilsiget kan variere både mellom sesonger og år. En stor andel av den norske produksjonskapasiteten er tilknyttet vannmagasiner som kan lagre vannet slik at det kan brukes når behovet er størst. Magasinkapasiteten utgjør om lag tre fjerdedeler av årlig norsk elektrisitetsproduksjon og er en viktig brikke i det norske energisystemet.

Tilgangen på relativt billig vannkraft har formet energibruken vår, og Norge er i dag mer elektrifisert enn de fleste andre land. Norge har en stor kraftintensiv industri, og elektrisitet blir i mye større grad enn i andre land benyttet til oppvarming av bygninger og tappevann. Bruken av fornybar elektrisitet gjør at det er lave klimagassutslipp knyttet til norsk stasjonært energibruk.

Energiforsyningen i Norge inkluderer i prinsippet utvinning, foredling, transport og salg av

energivarer. Den brede definisjonen inkluderer dermed også olje- og gassindustrien. Denne stortingsmeldingen handler i all hovedsak om energiforsyningen innenlands.

Investeringene som er gjort i energiforsyningen utgjør store verdier. Vannkraftutbyggingen startet allerede på slutten av 1800-tallet. De store utbyggingene fant sted etter krigen og ut på 1980-tallet. Helt siden vannkraftepoken startet i Norge har det vært et ønske om at vannkraften skulle tjene flere formål. Kraftforsyning til industri, næringsliv og husholdninger skulle bidra til industrialisering, samfunnsutvikling og vekst.

Elektrisitet er i dag en viktig innsatsfaktor i verdiskapning i andre næringer. Særlig i den kraftintensive industrien er kraft en nødvendig innsatsfaktor i produksjonen. De kraftintensive industriene har vært svært viktige for utviklingen av distriktene og lokal verdiskapning og sysselsetting.

Overføringsnettets for strøm ivaretar en av de grunnleggende funksjonene i kraftforsyningen, og er en helt sentral infrastruktur i ethvert moderne samfunn. Nettets funksjon er å transportere elektrisk kraft fra produsenter til forbrukere. Det må være nok energi tilgjengelig til å møte forbruket på ethvert tidspunkt, og kraftnettet må ha stor nok kapasitet til å dekke forbruket også på de kaldeste dagene.

Nesten alle viktige samfunnsoppgaver og -funksjoner er kritisk avhengige av et velfungerende kraftsystem med pålitelig strømforsyning. Forsyningssikkerheten i Norge er i dag god.

## 2 Energibruk i Norge

### 2.1 Innledning

Energibruken i Norge påvirkes av en rekke forhold. Årlige variasjoner i energibruken skyldes gjerne svingninger i værforhold og i priser på energi og energiintensive varer og tjenester. Mer langsiktige endringer har sammenheng med befolkningsvekst og demografisk utvikling, og nivå og sammensetning på den økonomiske veksten. Økonomisk aktivitet krever økt innsats av energivarer. Høyere inntekter gir økt etterspørsel etter varer og tjenester fra forbrukerne, som igjen fører til økt energibruk i andre deler av økonomien.

Befolkningsutviklingen påvirker energibruken direkte og indirekte. Jo flere mennesker i landet, desto større blir arbeidsstyrken, og dermed også produksjonen av varer og tjenester som bidrar til å øke energibehovet. En større befolkning betyr også at samlet etterspørsel etter energitjenester fra husholdningene øker, både til transport, oppvarming og bruk av elektrisk utstyr. Flere mennesker krever flere skoler, barnehager og helse-tjenester, som bruker energi til oppvarming og utstyr. Også sammensetning og spredning av befolkningen har betydning for energibruken. Sentralisering innebærer typisk at flere bor i leiligheter, noe som betyr mindre boareal og dermed lavere oppvarmingsbehov per person. Energibe-

hovet til transport blir også mindre ved sentralisering som følge av kortere reiseavstander

Næringsstrukturen er av stor betydning for utviklingen i energibruken. Endringer fra næringer med høy energiintensitet til næringer med lavere energiintensitet trekker i retning av redusert energibruk. Teknologit utvikling påvirker energibruken ved at produksjonsprosesser og produkter blir mer energieffektive.

En stor del av energibruken i Norge går til oppvarmingsformål, særlig i tjenesteytende sektor og husholdninger. År med kalde vintre fører dermed til høyere energibruk. Høyere energipriser bidrar normalt til å begrense forbruket. Offentlig regulering og virkemidler påvirker også energibruken på kort og lang sikt.

Denne stortingsmeldingen omhandler innenlandsk energi, og vil dermed i all hovedsak fokusere på netto innenlandsk sluttforbruk. Det vil si at meldingen ikke omhandler energibruk på sokkelen, energi brukt som råstoff eller energi brukt i energiproduserende næringer.

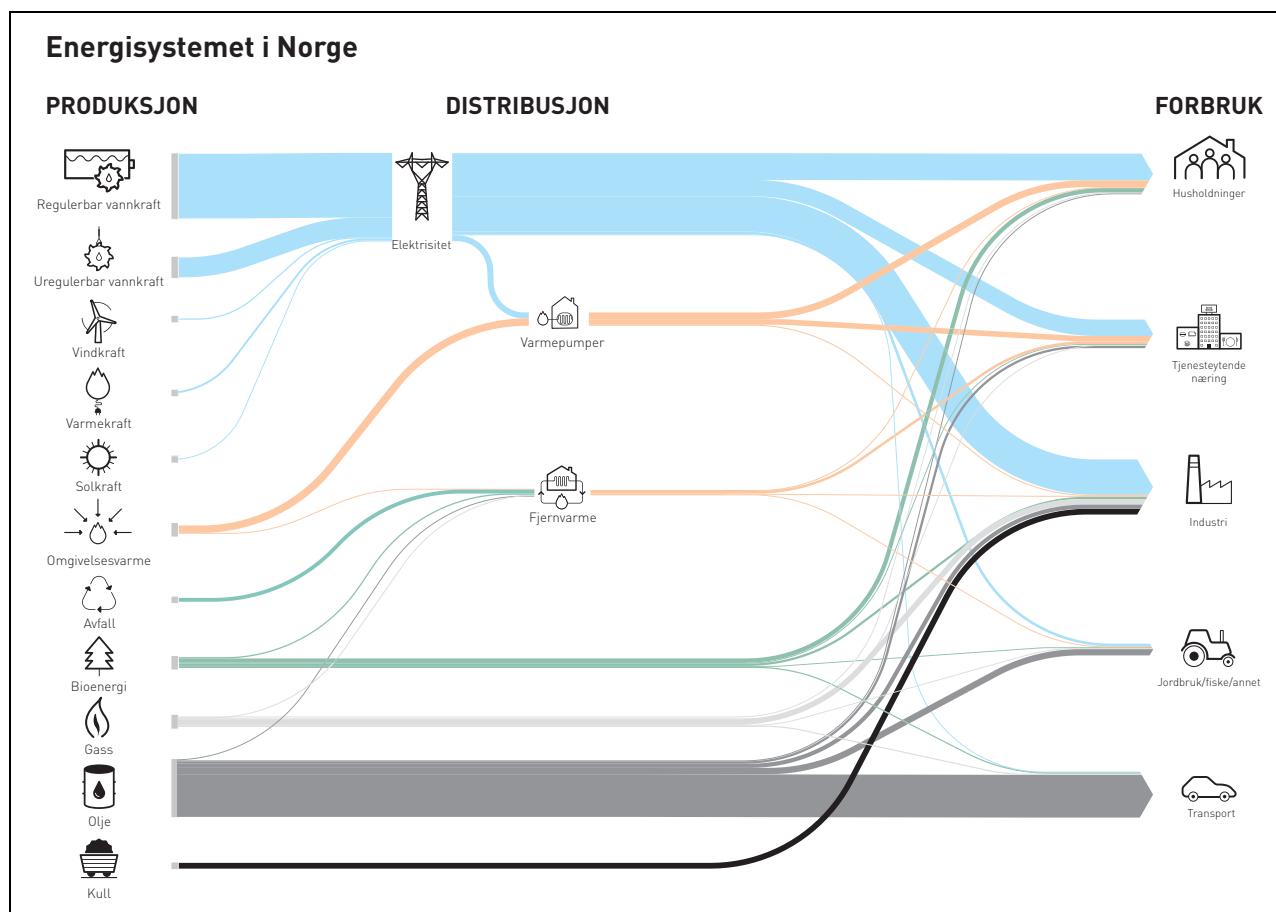
Elektrisitet har en stor rolle i det norske energisystemet, men spiller sammen med en rekke andre energibærere. Figur 2.1 gir et øyeblikksbilde av det norske innenlandske energisystemet. Figuren viser at elektrisitet utgjør om lag halvparten av energibruken i Fastlands-Norge, men også

#### Boks 2.1 Definisjoner

- *Samlet norsk energibruk* omfatter energibruk innenlands og på norsk sokkel<sup>1</sup>. I 2014 lå dette på om lag 305 TWh.
- *Innenlandsk energibruk* viser til energibruk i fastlands-Norge og ekskluderer dermed energibruk på sokkelen, men inkluderer råstoff, kraft fra land og sjøfart fordi drivstoffet omsettes på land. I 2014 lå dette på om lag 258 TWh.
- *Netto innenlandsk sluttforbruk av energi* omfatter energien som leveres til sluttforbrukere innenlands, justert for tap i omforming og overføring av energi. I SSBs statistikk finnes denne mengden i Energibalansen, og lå i 2014 på 209 TWh.
- *Intensitet*: Energiintensiteten angir hvor mye energi som brukes for hver enhet av en gitt størrelse, for eksempel befolkning eller produksjon. Et mål på energiintensiteten i økonomien kan være energibruk per BNP. Tilsvarende er utslippsintensiteten i energibruken et uttrykk for utslipp per enhet energibruk.

<sup>1</sup> Utenriks luft- og sjøfart omfattes ikke.





Figur 2.1 Illustrasjon av Energisystemet i Fastlands-Norge.

Tykkelsen på pilene er dimensjonert etter faktiske størrelser. For at også de tynneste pilene skal være synlige er de gjort noe større enn den faktiske mengden skulle tilsi.

Kilde: SSB/NVE/OED

at fossile energikilder utgjør en betydelig andel, særlig til transportformål og i industrien.

## 2.2 Utvikling i sluttforbruk av energi i Fastlands-Norge

I løpet av de siste 25 årene har befolkningen i Norge vokst med 20 prosent, og verdien av den norske økonomien<sup>1</sup> har nesten doblet seg. I samme tidsrom har sluttforbruket av energi i fastlands-Norge<sup>2</sup> vokst med 10 prosent.

Mesteparten av veksten i energibruken i denne perioden fant sted før årtusenskiftet, jf. figur 2.2. Frem til 1999 vokste energibruken jevnt over i alle sektorer av fastlandsøkonomien. Etter dette har veksten i energibruken i husholdningene flatet ut, og energibruken i industrien gått

ned. Netto innenlandsk sluttforbruk av energi var 209 TWh i 2014, på nivå med forbruket i 2000.

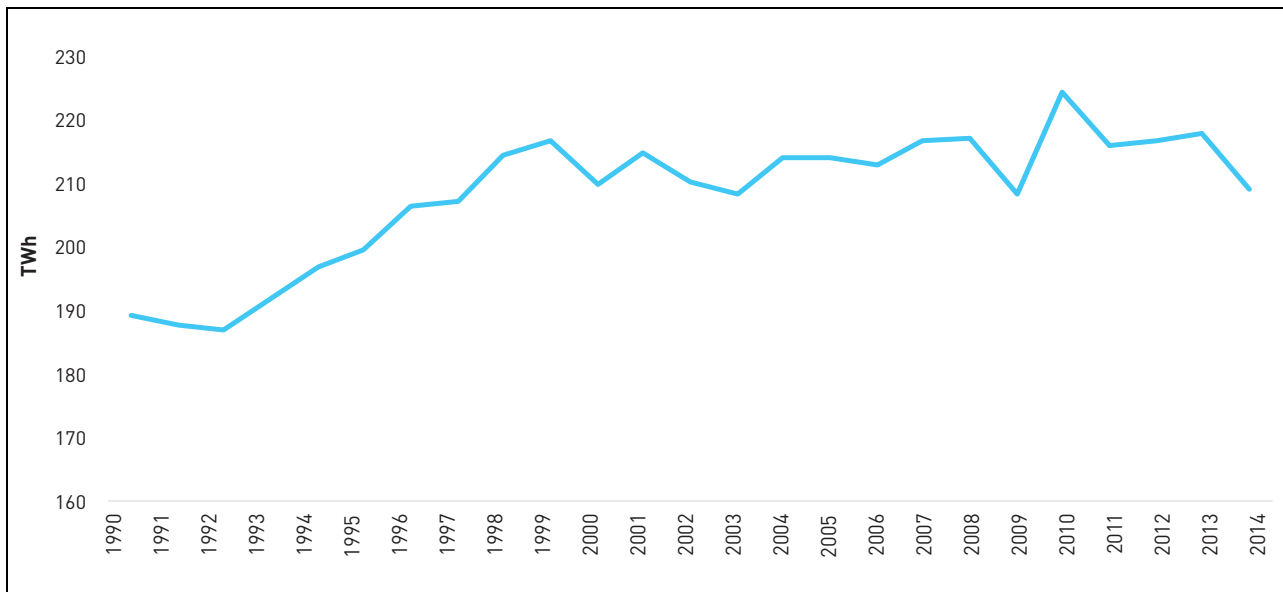
Særlig to faktorer forklarer denne utviklingen. Økonomien som helhet har skiftet mot mindre energiintensive aktiviteter, der det kreves mindre energi per produsert enhet. Tjenesteytende næringer har vokst, og industrisektorens andel av økonomien har blitt relativt mindre.

Samtidig har det skjedd en effektivisering av energibruken. Teknologisk utvikling i retning av mer energieffektive maskiner og apparater, overgang fra fossile energikilder til elektrisitet, og målrettede tiltak for å forbedre energieffektiviteten har trolig bidratt til lav vekst i energibruken.

Veksten i økonomien generelt, og i det private konsumet spesielt, har medført økende energibruk knyttet til transport av personer og varer. I motsetning til øvrige sektorer har energibruk til transport vokst jevnt siden 1990. Energibruken i 2014 var 37 prosent høyere enn i 1990. Økt bruk av diesel, sammen med generell teknisk fremgang, har imidlertid bidratt til å gjøre energibru-

<sup>1</sup> Målt som vekst i BNP for fastlands-Norge fra 1990 til 2014.

<sup>2</sup> Målt ved netto innenlandsk sluttforbruk uten råstoff.



Figur 2.2 Utvikling i netto innenlandsk energiforbruk, 1990: 189 TWh; 2014: 209 TWh.

Kilde: SSB

ken mer effektiv. Det ble brukt mindre energi per personkilometer og tonnkilometer i 2014 enn i 1990.<sup>3</sup>

Samlet sett har utviklingen de siste 25 årene ført til at den norske økonomien gradvis har blitt mindre energiintensiv. Figur 2.3 viser at energiintensiteten i norsk økonomi har sunket med over 40 prosent siden 1990. Dette tyder på en svakere kobling mellom de underliggende trendene for økonomisk vekst og energiforbruk i Norge de siste 25 årene.

Sluttforbruket av energi i Norge målt per innbygger, har også blitt redusert i denne perioden. Målt per innbygger var energiforbruken 8 prosent lavere i 2014 enn i 1990, jf. figur 2.3.b

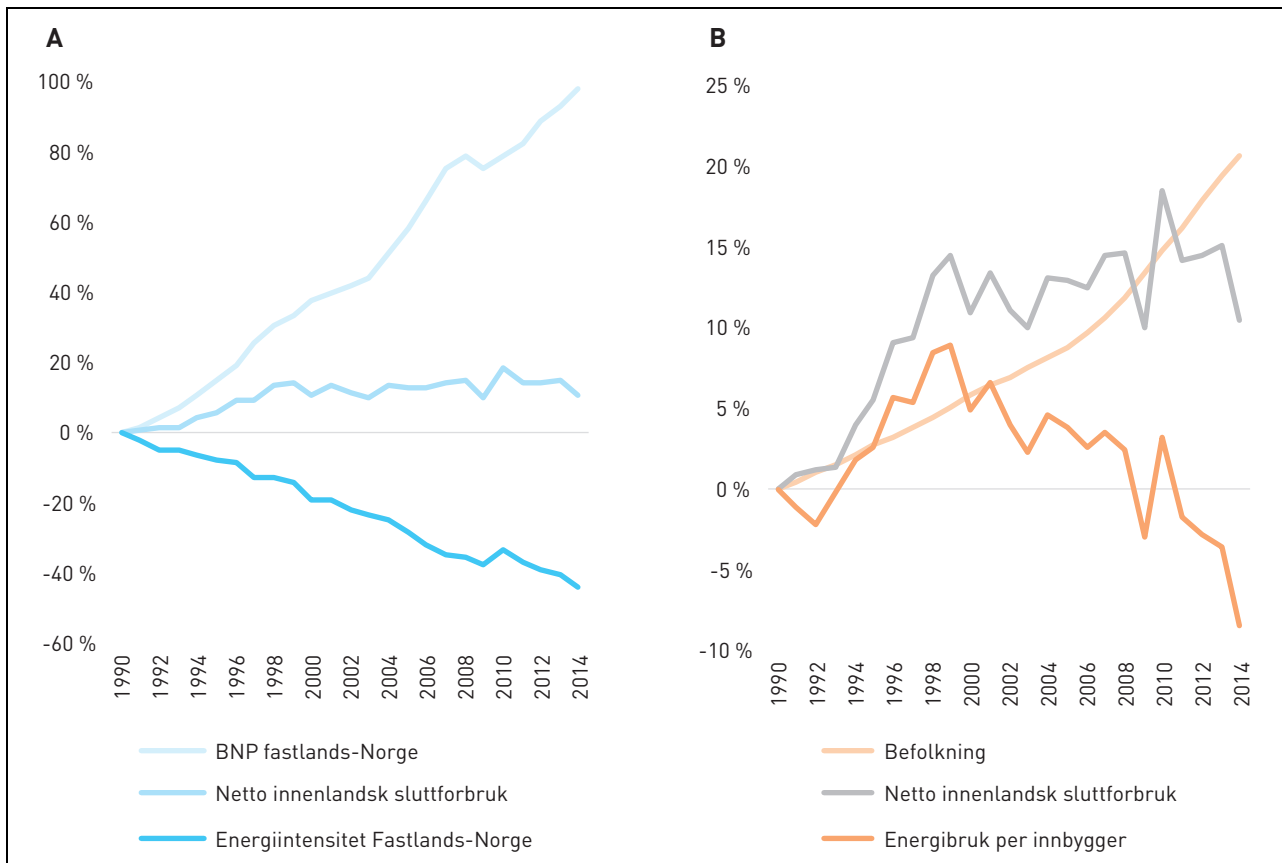
Også energiforbruken i husholdningene viser samme utviklingstrekk. Gjennomsnittlig energiforbruk per person i husholdningene har gått ned gjennom perioden, og var i 2014 lavere enn i 1990. Denne utviklingen har funnet sted på tross av at det stadig blir færre personer per husholdning, at boligarealet per person har økt og at verdien på privat konsum har mer enn doblet seg. Mer energieffektive apparater, strengere byggeforskrifter og økt bruk av elektrisitet og varmepumper til oppvarming har bidratt til å redusere energiforbruken i husholdningene.

### 2.3 Energiforbruk og utslipp av klimagasser

Norges innenlandske energiforbruk er forbundet med lavere utslipp enn i mange andre land, også når olje- og gasssektorens utslipp fra energiforbruk inkluderes jf. figur 2.4. Dette skyldes at norsk elektrisitetsproduksjon er fornybar og at Norge har en stor andel elektrisitet i sluttforbruket sammenliknet med andre land. Samlede norske utslipp av klimagasser var 53,2 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2014, opp fra 51,9 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 1990. Utslippene forbundet med innenlandsk energiforbruk var 34,9 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2014. De resterende utslippene er knyttet til olje- og gassutvinning (14,7 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter) og energiproduksjon, inkludert raffinering (3,6 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter).

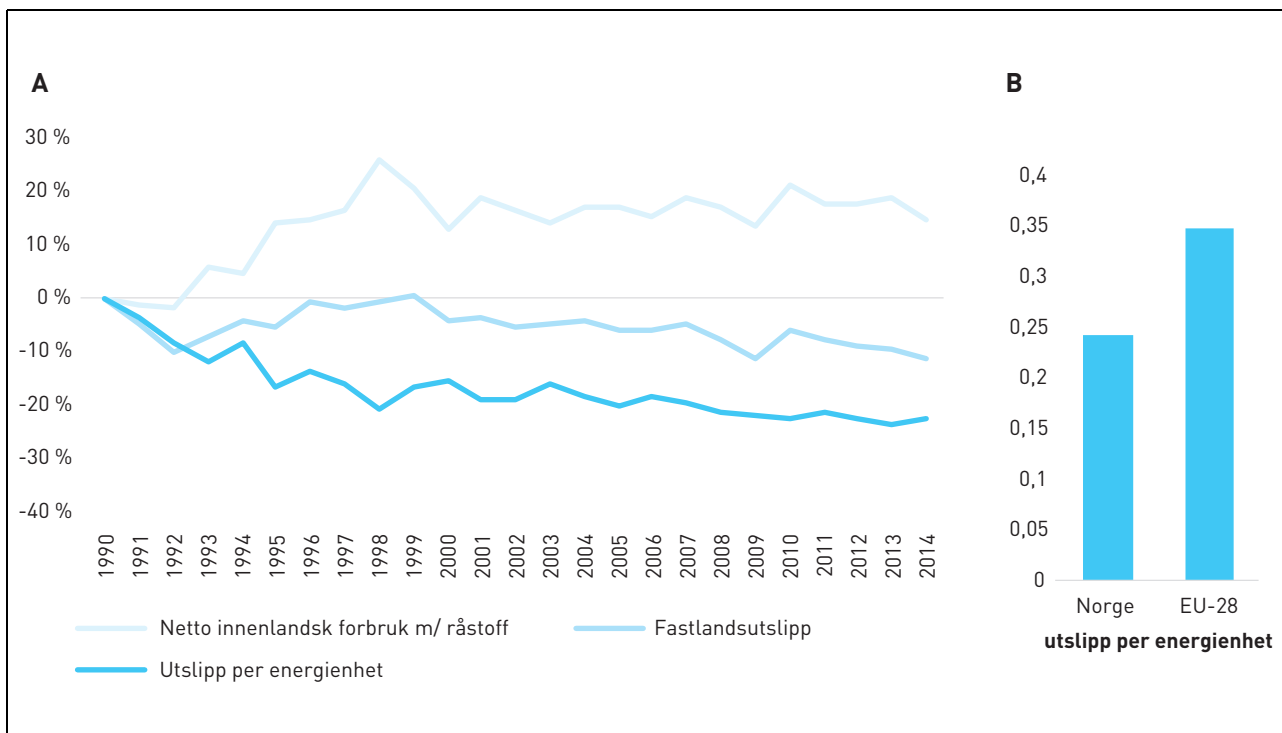
I perioden 1990–2014 økte netto innenlandsk sluttforbruk inkludert råstoff med over 14 prosent, samtidig som de tilhørende utslippene gikk ned med nesten 16 prosent, jf. figur 2.4a. Utslippene per enhet energiforbruk har dermed avtatt med over 26 prosent siden 1990. Dette gjenspeiler at sammensetningen av energibærere har endret seg. Bruken av energibærere som er forbundet med lite utslipp eller som er karbonnøytrale, slik som elektrisitet, fjernvarme og bioenergi, har økt eller ligger fast. En konvertering fra fossil energikilder til elektrisitet innebærer både en effektivisering av energiforbruken gjennom forbedret virkningsgrad, og reduserte utslipp. I tillegg har forbruket av fossile energikilder endret sammenset-

<sup>3</sup> Personkilometer angir summen av reiselengde x antall personer transportert. Totalt antall tonnkilometer er summen av reiselengde x antall tonn godsmengde transportert.



Figur 2.3 a) Utvikling i energiintensiteten i fastlandsøkonomien, målt i prosentvis endring siden 1990. b) Utvikling i sluttforbruk av energi per innbygger, målt i prosentvis endring siden 1990.

Kilde: SSB



Figur 2.4 a) Utvikling i utslipp per energienhet i Norge, 1990–2014. b) Sammenlikning av utslipp per energienhet i Norge og EU-28 i 2013.

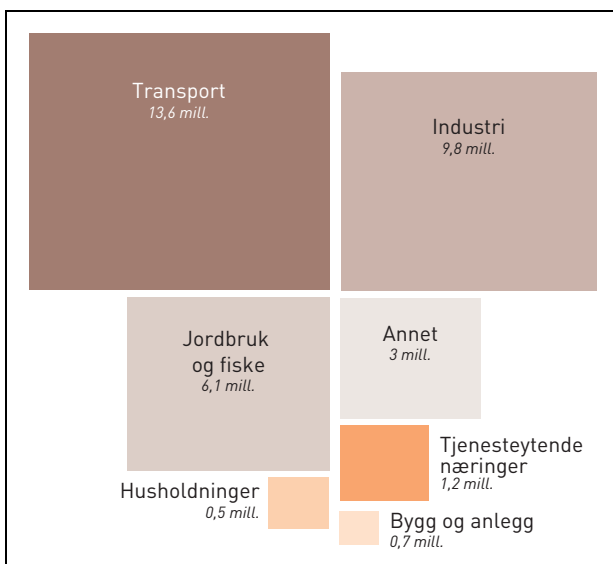
Kilde: SSB, Eurostat

### Boks 2.2 Prosessutslipp

Forholdet mellom energibruk og klimagassutslipp i en sektor avhenger ikke bare av hvor mye energi som brukes, men også av hvilke energibærere som er mest utbredt og til hvilke formål de anvendes. Om lag 70 prosent av utslippene i industrien (7 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter), og 66 prosent av utslippene fra jordbruk og fiske (4,4 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter), er for eksempel prosessutslipp. Disse utslippene er i liten grad knyttet til energikilder, men er i stedet forbundet med industrielle og kjemiske prosesser. I industrien benyttes energikilder som kull, gass og olje i prosesser der det er de kjemiske egen-

skapene, heller enn selve energiinnholdet, som utnyttes. I jordbruket er prosessutslippene forbundet med forråtnelsesprosesser og husdyrhold. Det som i figur 2.5 er angitt som «annet» omfatter også utelukkende prosessutslipp, blant annet fra avfallsdeponi og fluorgasser.

Av de i 2014 om lag 34,9 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter forbundet med innenlandske utslipp var om lag 14,3 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter prosessutslipp. De resterende 20,6 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalentene stammer fra energibruk til energiformål.



Figur 2.5 Utslipp forbundet med innenlandsk energibruk fordelt på sektor i 2014: 34,9 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.

Kilde: SSB

ning. Bruken av kull og koks og de tyngste petroleumsprodukter har avtatt, mens gass- og dieselforbruket har økt.

Av de ulike sektorene er det transportsektoren som står for de største utslippene, etterfulgt av industrien, jf. figur 2.5. Transportsektoren hadde i 2014 utslipp på 13,6 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Disse utslippene er utelukkende forbundet med fossil energibruk. Sektoren hadde til sammenlikning et energibruk på 56,4 TWh, som gir en utslippsintensitet på om lag 0,24 kg CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per kWh.

Utslippene fra industrien var i 2014 på 9,8 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, med en tilhørende energibruk inkludert råstoff på 88,8 TWh. Av dette er

2,8 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter forbundet med energibruk. Dette gir en utslippsintensitet på om lag 0,023 kg CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per kWh, og gjenspeiler at en stor del av energibruken er elektrisk.

Jordbruk og fiske utgjør den tredje største kilden til utslipp av klimagasser forbundet med sluttforbruk. Til sammen var utslippene i 2014 6,2 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Størstedelen av disse utslippene var imidlertid prosessutslipp, jf. boks 2.3. De resterende utslippene på 1,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter er nært forbundet med energibruk og stammet fra maskiner, redskaper og fiskefartøy. Energibruken knyttet til de sistnevnte utslippene var i 2014 på 8,1 TWh. Dette gir en utslippsintensitet på om lag 0,22 kg CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per kWh, og gjenspeiler den utstrakte bruken av petroleumsprodukter i denne sektoren.

De to sektorene der energibruk fører til minst utslipp er tjenesteyting og husholdninger. Disse sektorene bruker nesten utelukkende elektrisitet, bioenergi og fjernvarme. Energibruken som forårsaker utslipp er knyttet til fossilbasert oppvarming, maskiner og redskaper. Utslippene fra de to sektorene utgjør i overkant av 1,7 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Energibruken er til sammenlikning nesten 75 TWh, noe som gir en utslippsintensitet på om lag 0,023 kg CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per kWh.

Til sammen utgjorde utslipp knyttet til energibruk til energiformål 20,6 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2014.

## 2.4 Energibruken i ulike sektorer

Figur 2.6 viser sammensetningen og størrelsen på energibruken i de ulike sektorene i 1990 og 2014.

Netto innenlandsk sluttforbruk av energi i Norge utgjorde 209 TWh i 2014, en økning på om lag 20 TWh fra 1990. Industri, bergverk og transport har gjennom hele perioden hatt det høyeste sluttforbruket av energi i Fastlands-Norge. Tjenesteytende sektor og husholdninger har vært de nest største forbrukerne, mens øvrige sektorer som bygg- og anleggssektoren, landbruk og fiske, har utgjort en mindre andel av energibruken.

Sammensetningen av energibruken har imidlertid endret seg i perioden. Blant annet har forbruket av fjernvarme i husholdninger og tjenesteytende næringer økt. Bruk av gass i industrien og i transportsektoren er også større. Disse energibærerne har blant annet erstattet fyringsolje til oppvarming og kull, koks og tyngre petroleumsprodukter i industriprosesser. Det er imidlertid elektrisitet som har vært den dominerende energibæreren gjennom hele perioden. Forbruket av elektrisitet har økt i takt med den totale energibruken. Petroleumsprodukter er den nest største energikilden. Forbruket er nær uendret fra 1990 til 2014, på tross av at transportaktiviteten har økt svært mye.

#### 2.4.1 Industri og bergverk

Industri og bergverk står for den største andelen av sluttforbruket av energi i Fastlands-Norge, nærmere 32 prosent i 2014. Industrien omfatter mange forskjellige typer næringer med ulike energibehov, men energibruken i sektoren reflekterer i stor grad Norges utstrakte bruk av elektrisitet. Elektrisitetsandelen er i dag på om lag 66 prosent.

Den kraftintensive industrien<sup>4</sup> sto i 2014 for om lag to tredjedeler av industrisektorens energibruk, noe som tilsvarer om lag 51 TWh. 70 prosent av dette var elektrisitet. Dette skyldes i stor grad at aluminiumsproduksjon nesten utelukkende anvender elektrisitet som energikilde. Produksjon av øvrige metaller og kjemiske råvarer har et større innslag av andre energikilder, særlig gass, kull og koks, mens treforedling bruker mer biomasse. Øvrig industri benytter nesten utelukkende elektrisitet.

Figur 2.6 viser energibruken i industrien fordelt på energibærere i 1990 og 2014. I 1990 var energibruken i industrien høyere enn i dag. Bruken økte ytterligere frem til årtusenskiftet før den deretter avtok. Industrien hadde en sterk nedgang i energibruken i 2009 i forbindelse med finanskrisen. Selv om energibruken har økt noe

etter dette, har den ikke nådd samme nivå som før 2009.

Fordelingen mellom ulike energibærere har endret seg siden 1990. Elektrisitet, fjernvarme og gass utgjorde alle en større andel i 2014 enn i 1990, mens andelen kull, koks og olje er blitt redusert. Andelen biobrensel og avfall er uendret.

Den generelle nedgangen i energibruken, og den endrede sammensetningen av energibærere reflekterer også at sammensetningen av industrien har endret seg siden 1990. Produksjon av aluminium og kjemiske råvarer har økt, mens treforedlingsaktiviteter og tradisjonell produksjon i jernverk er redusert. Flere energiintensive bedrifter og anlegg har blitt lagt ned. Samtidig har aktiviteten i andre deler av industrien tiltatt. Strukturendringene og introduksjon av mer energieffektiv produksjonsteknologi har ført til lavere energibruk. Samtidig har verdien av produksjonen økt. Dette gjør at norsk industri i 2014 produserte større verdier per energienhet enn i 1990.

Utviklingen reflekteres også i at utslippene fra energibruken i industri og bergverk har gått ned. Utslippene er redusert fra i overkant av 17,7 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 1990, til om lag 9,8 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2014. Dette er en nedgang på 40 prosent, og innebærer en lavere utslippsintensitet per energienhet i industriens produksjon.

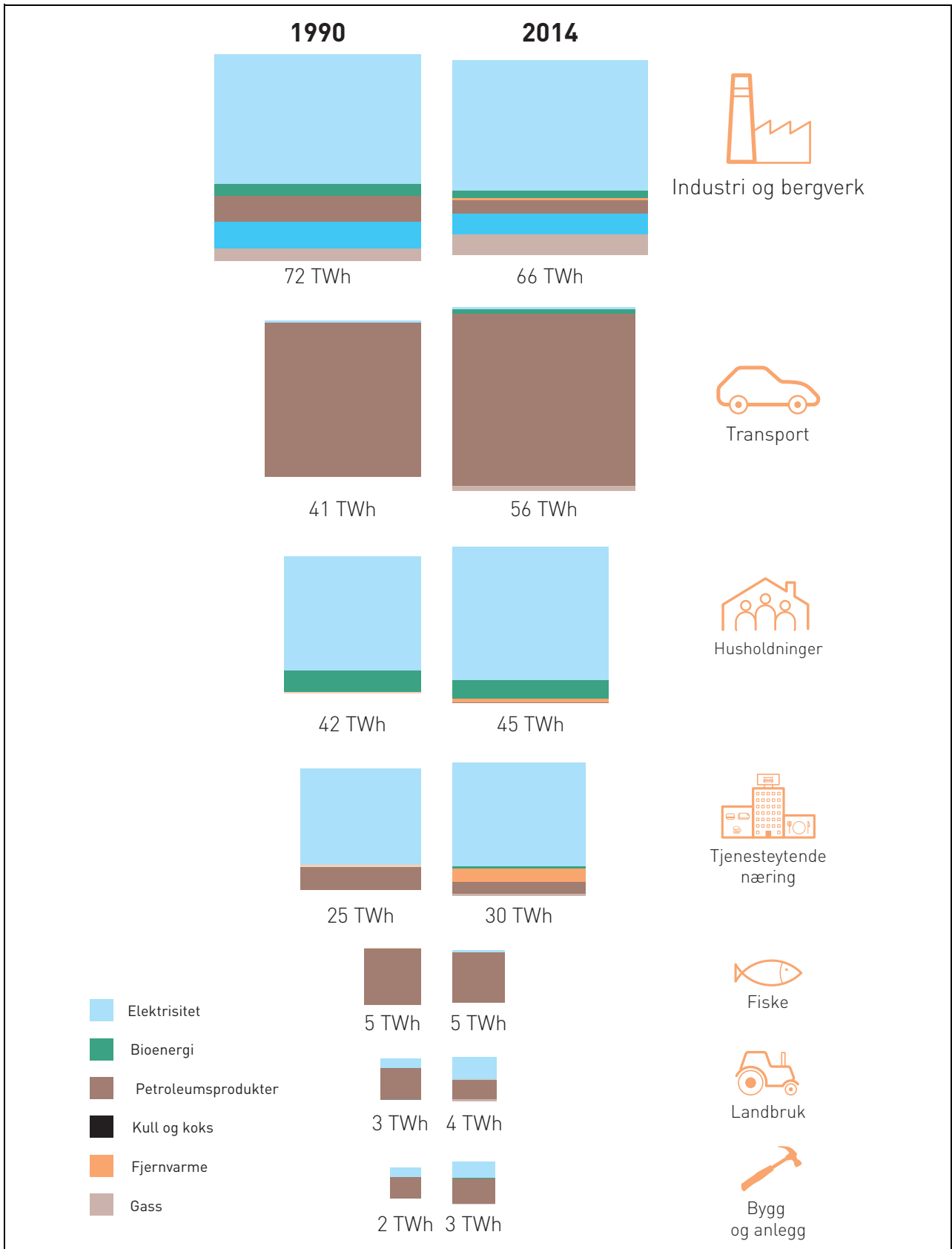
#### 2.4.2 Tjenesteytende næringer

Tjenesteytende næringer sto for 14 prosent av energibruken i Norge i 2014, noe som tilsvarer i underkant av 30 TWh. Fra 1990 til 2014 har energibruken økt om lag 20 prosent. Produksjonen av varer og tjenester har økt mer. Energiintensiteten i tjenesteytende sektor har dermed falt i løpet av perioden.

Det meste av energibruken i tjenesteytende næringer skjer i bygg, og går til oppvarming av bygninger og tappevann, belysning og drift av elektrisk utstyr. De to sistnevnte aktivitetene benytter utelukkende elektrisitet, mens det for oppvarming av bygg og tappevann finnes alternativer. Andelen elektrisitet i tjenesteytende næringer utgjorde 78 prosent av sektorens energibruk i 2014.

Etter elektrisitet har petroleumsprodukter tradisjonelt vært den mest anvendte energikilden i tjenesteytende næringer, men på et betydelig lavere nivå. I 2014 overtok fjernvarme denne plassen. Av et petroleumsforbruk på 2,8 TWh i tjenesteytende sektor er det kun 1,5 TWh som brukes til oppvarming. Fjernvarmen har i flere år vært det

<sup>4</sup> Treforedling og produksjon av metaller og kjemiske råvarer

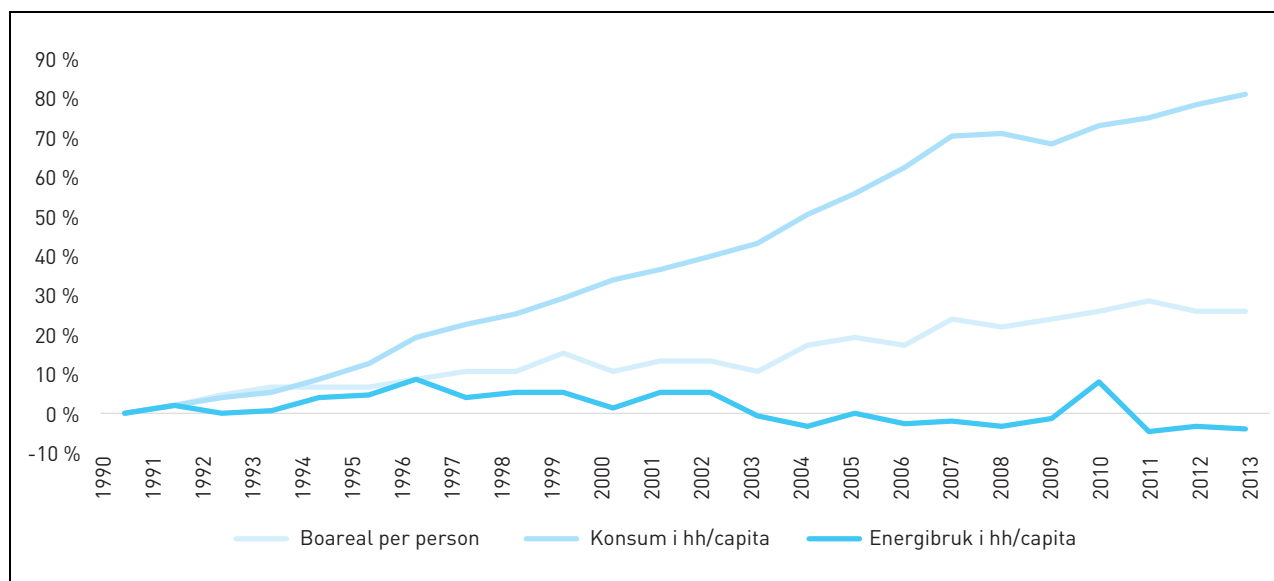


Figur 2.6 Netto innenlandsk energibruk uten råstoff, 1990 og 2014.

1990: 189 TWh 2014: 209 TWh.

Jo mindre boksen er, desto mindre energi brukes i sektoren. Fargene representerer forskjellige energikilder. Arealene på de forskjellige fargene representerer også her mengden energi brukt av den aktuelle energikilden.

Kilde: SSB



Figur 2.7 Utvikling i boareal per person, konsum i husholdningene og energibruk i husholdningene per capita.

Kilde: SSB

mest utbredte oppvarmingsalternativet etter elektrisitet i denne sektoren.

Høy elektrisitetsandel og relativt stor utbredelse av fjernvarme gjør at utslippene av klimagasser fra energibruk i tjenesteytende næringer er små. Tjenesteytende næringer stod for utslipp av om lag 1,2 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, noe som er marginalt lavere enn i 1990. I forhold til produksjonsverdien har tjenesteytende næringer både lav energiintensitet og lave utslipp.

### 2.4.3 Husholdninger

Energibruken i husholdningene var 45 TWh i 2014. Dette tilsvarer 21 prosent av det innenlandske sluttforbruket av energi. Energibruken har økt med 8 prosent fra 1990. Veksten må sees i sammenheng med både demografiske og økonomiske forhold, og sammen med utviklingen i boareal, jf. figur 2.7.

Verdien av privat konsum per person har nesten doblet seg i perioden, og boligarealet per person har økt med over 25 prosent. Likevel har energibruken per person gått ned med nesten 4 prosent siden 1990. Årsaker til denne utviklingen er bedre varmeisolering av bygg, at elektriske apparater har blitt stadig mer energieffektive og at bruken av varmepumper har økt.

Energibruken i husholdningene har mange likhetstrekk med energibruken i tjenesteytende næringer. I begge sektorer er oppvarming, belys-

ning og drift av elektrisk utstyr en stor del av energibruken.

Også i husholdningene utgjør elektrisitet mesteparten av energibruken. Andelen elektrisitet har gått opp fra 73 prosent i 1990 til 83 prosent i 2014. Dette skyldes blant annet flere elektriske apparater og nær utfasing av bruken av fossile energikilder til oppvarming<sup>5</sup>. Fossilbruken var fire ganger høyere i 1990 enn i 2014.

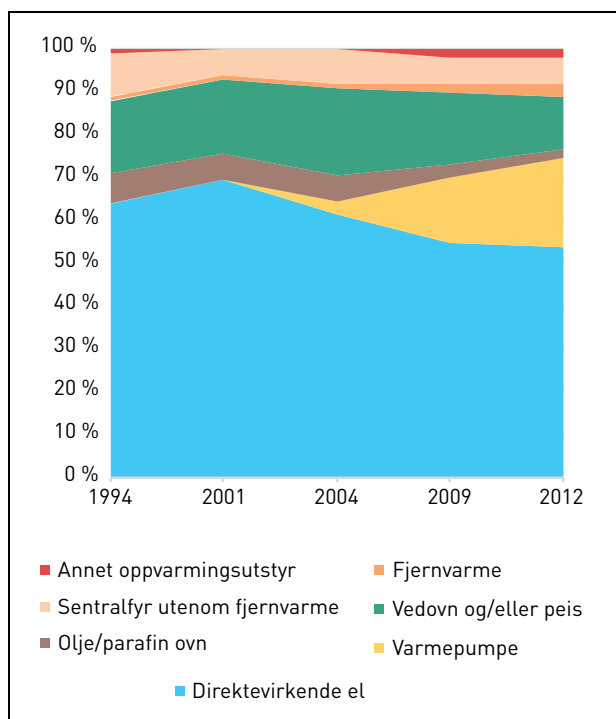
Etter elektrisitet er det biobrensel som dekker det meste av oppvarmingsbehovet i husholdningene. I 2014 sto biobrensel for om lag 5,3 TWh av energibruken. I hovedsak er dette bruk av ved, med mindre innslag av energibærere som pellets og bioolje.

Den utstrakte bruken av elektrisitet, vedfyring og fjernvarme gjør at det er lave utslipp av klimagasser forbundet med sluttforbruket av energi i husholdningene. I 2014 var utslippene fra husholdningene om lag 0,5 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Dette er om lag en tredjedel av hva utslippene var i 1990.

#### Nærmere om oppvarming av bygg

Oppvarming utgjør i Norge en stor del av energibruken i bygg. For husholdninger er det estimert

<sup>5</sup> Petroleumsprodukter brukes fortsatt i diverse maskiner og redskaper. Det er estimert at det til sammen benyttes om lag 1 TWh fossile brenslere til disse formålene i husholdningene og tjenesteytende næringer.



Figur 2.8 Sammensetningen av oppvarmings-teknologier i husholdningene. Den enkelte husholdning kan ha flere typer oppvarmingsutstyr.

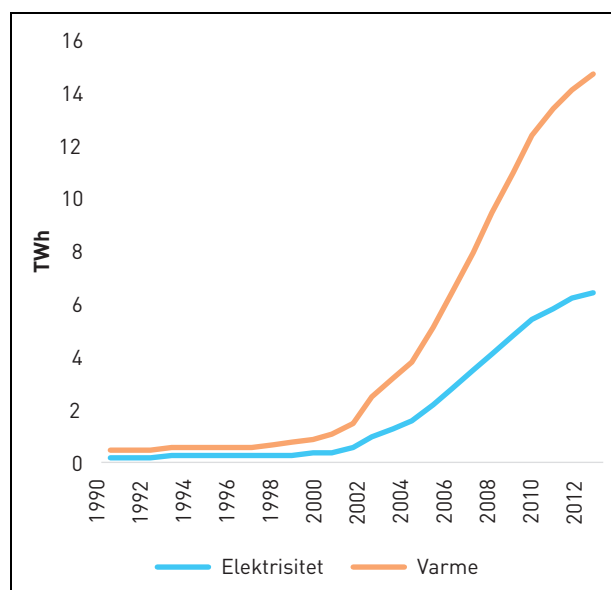
Kilde: SSB, husholdningsundersøkelsen

at om lag 78 prosent av energibruken går til oppvarming av bygg og til varmtvann.

Elektrisitetsandelen i oppvarming av bygg varierer mellom 70 og 80 prosent, avhengig av blant annet pris. Ved siden av elektrisitet har olje- og vedfyring tradisjonelt dekket mesteparten av det resterende oppvarmingsbehovet. Oljefyring har vært utbredt både i boliger og i øvrige bygg, mens vedfyring i hovedsak har funnet sted i private boliger. De senere årene har det vært en omlegging av energibruken i bygg, fra fossile energikilder til bruk av elektrisitet, fjernvarme og varmepumper. Salget av fyringsoljer og fyringsparafin har sunket med over 60 prosent siden 1990, til om lag 2,7 TWh i 2014. Samtidig har fjernvarmeleveranser økt fra 0,8 TWh til 4,7 TWh, og estimert varmeproduksjon fra varmepumper har økt fra 0,4 TWh til om lag 15 TWh i samme periode, jf. figur 2.9.

### Varmepumper

Varmepumper henter energi fra omgivelsene til oppvarmingsformål i bygg og bruker noe strøm til denne prosessen. Varmepumpen bruker likevel langt mindre strøm for å levere samme mengde varme sammenlignet med en varmeovn basert på



Figur 2.9 Estimert elektrisitetsforbruk og varme-produksjon i varmepumper, 1990–2014.

Kilde: NOVAP

direktevirkende elektrisitet. Det er estimert at de anslagsvis 736 000 varmepumpene i Norge i 2014 brukte 6 TWh elektrisitet til å produsere 15 TWh varme.

Varmepumper kan utnytte omgivelsesvarmen, ikke bare fra luften utenfor bygget, men også fra bakken eller sjøen. Den største forskjellen mellom disse typene varmepumper er at temperaturen i bakken og i sjøen er mer stabil gjennom døgnet og året enn temperaturen i luften. Det betyr at virkningsgraden på en luft-luft-varmepumpe synker om vinteren. Jo lavere lufttemperaturen er, desto mindre varme klarer en varmepumpe å levere. På kalde dager vil det ofte være behov for å supplere med andre oppvarmingskilder, for eksempel vedovner eller elektriske varmeovner.

Det er desidert flest luft-luft varmepumper i drift i Norge i dag. Dette er sannsynligvis fordi luft-luft varmepumper ikke krever et vannbårent varmesystem i bygget og at de derfor er vesentlig billigere. Bare om lag 4 prosent av solgte varmepumper de siste 25 årene har vært væske-vann varmepumper.

### 2.4.4 Transport

Transportsektoren<sup>6</sup> sto for 27 prosent av innenlandsk sluttforbruk av energi i 2014, noe som til-

<sup>6</sup> Transport inkluderer vei-, bane-, kyst- og innenriks lufttransport. Fiske er sortert under jordbruk og fiske, mens maskiner og redskaper er sortert under relevante sektorer.



### Boks 2.3 Utgifter til energibruk

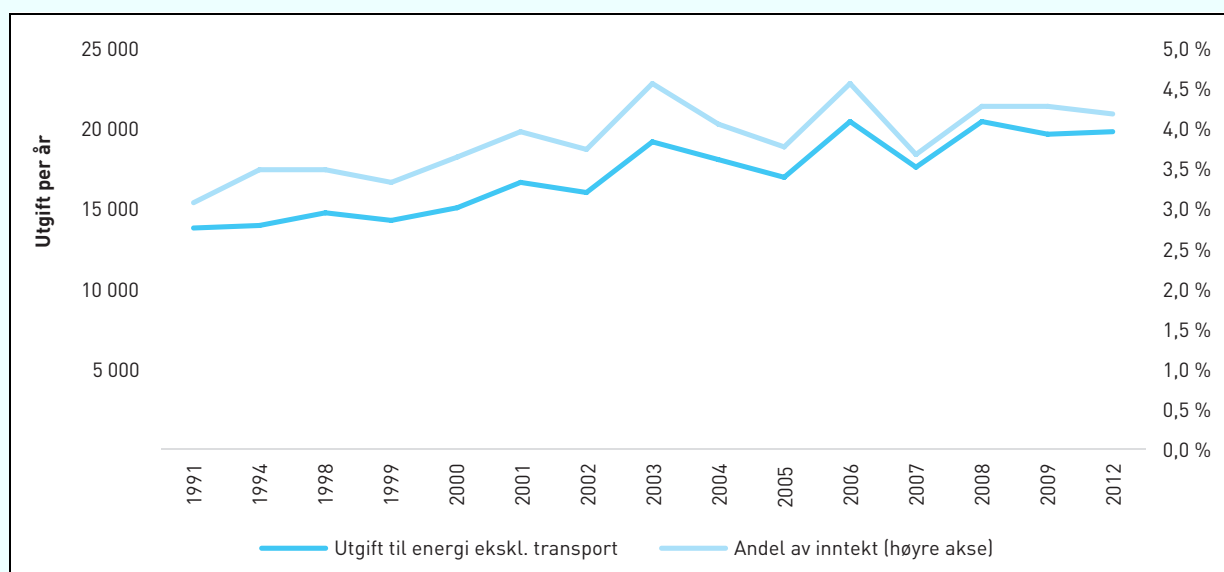
Utgiftene til energi endres over tid. Hvor stor del av en husholdnings utgifter som går med til energi er avhengig av priser og avgifter på energivarene og mengden energi som forbrukes. Mengden energi påvirkes igjen av faktorer som boareal, antall personer i husholdningen, klimaet, priser og tekniske standarder.

Husholdningenes utgifter til energi har økt siden 1991, jf. figur 2.10. I samme periode har inntektene til husholdningene økt, og dermed dempet virkningene av økte energiutgifter. Utgifter til energi utgjorde 3,1 prosent av inntektene i 1991. I 2012 utgjorde de 4,2 prosent. Veksten i utgiftene var størst frem til tidlig på 2000-tallet. Dette sammenfaller med en periode med økte energipriser og høyere energibruk per person i husholdningene.

Til sammenlikning utgjorde utgiftene til lys og brensel 6 prosent av husholdningenes inntekter for 50 år siden.

I forhold til andre europeiske land ligger Norge litt under gjennomsnittet i hvor stor andel av inntektene vi bruker på energiutgifter. Norge har lave elektrisitetspriser, men vi bruker mer elektrisitet der andre land bruker gass og andre energibærere til oppvarming. Gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk per husholdning i EU ligger på mellom 2 500 og 5 000 kWh i året. For en gjennomsnittlig europeisk husholdning var sluttbrukerprisen på elektrisitet i 2013 1,9 kr/kWh, mens den for en gjennomsnittlig norsk husholdning med et forbruk på 16 000 kWh, var 1,1 kr/kWh.

Blant våre naboland er det bare Sverige og Finland som har lavere andel av utgifter til energi enn Norge, og forskjellen er liten. I Storbritannia, Nederland, Tyskland og Danmark utgjorde utgifter til energi en større andel enn i Norge.<sup>1</sup>



Figur 2.10 Husholdningers utgifter til energi. Faste 2014-priser.

Kilde: NVE

<sup>1</sup> 2010-tall

svarer en energibruk på 56 TWh. Energibruken har økt med 37 prosent siden 1990. Transportsektoren har dermed stått for størstedelen av veksten i energibruken i perioden 1990–2014. Denne veksten foregikk imidlertid i hovedsak før 2007, og energibruken har siden dette vært nær uendret.

Veksten i energibruken til transport før 2007 kan i stor grad forklares med befolkningsvekst og økt velferd. Blant annet har økt aktivitet i norsk økonomi og sterk vekst i privat konsum gitt større etterspørsel etter transporttjenester. Som et resultat av den økte etterspørselen har gods- og persontransporten økt med henholdsvis 97 prosent

og 46 prosent siden 1990. Energibruk til veitransport utgjør i dag hele 75 prosent av energibruken til transport, fulgt av kysttransport, lufttransport, og banetransport.

Forbruket av petroleumsprodukter står for over 94 prosent av total energibruk i transportsektoren. Med et forbruk på 54,2 TWh, utgjør dette 76 prosent av all innenlandsk bruk av petroleumsprodukter. Sammensetningen av petroleumsprodukter har imidlertid endret seg siden 1990. Bensinforbruket er halvert og dieselforbruket er blitt doblet.

Andelen som ikke er petroleumsprodukter har økt fra 2 prosent til 6 prosent siden 1990. I 1990 sto elektrifiserte sporveier for den eneste energibruken som ikke var petroleumsprodukter. De senere årene har bruk av biodrivstoff i landtransport, og gass i maritim anvendelse ført til en viss diversifisering av energikildene. Tallene er fortsatt små, med et biodrivstofforbruk i 2014 på 1,5 TWh, naturgass forbruk på 1,4 TWh og et forbruk av elektrisitet på 0,7 TWh. Særlig i maritim sektor har det de siste årene vært en økning i antall gassdrevne skip, men også i landtransporten har bruken av gass økt. Maritim sektor har også en økende bruk av elektrisitet, både i kombinasjon med andre drivstoff (hybriddrift og landstrøm), men også alene. I tillegg brukes noe biodrivstoff. Fra 2016 er det også faste leveranser av biodrivstoff til luftfart på Oslo lufthavn Gardermoen.

Selv om deler av elektrifiseringen av transportsektoren startet tidlig er elektrisitetsandelen i transportsektoren fortsatt lav. I 2014 utgjorde elektrisitet kun 1,2 prosent av energibruken. Dette tallet representerer nesten utelukkende tog, trikk og bane.<sup>7</sup> Samtidig som det har vært en marginal økning i elektrisitetsbruken over perioden, har det funnet sted en kraftig økning i transportarbeidet utført. I 1990 reiste 115 millioner med banetransport, mens tallet for 2014 var 219 millioner. Dette innebærer at energieffektiviteten har økt betydelig siden 1990.

De siste årene har det vært en sterk vekst i antall elektriske kjøretøy på norske veier. Ved utgangen av 2015 var det registret 69 100 elbiler på norske veier. Elektrisitetsforbruket til elbiler vises ikke i transportstatistikken, siden lading stort sett foregår hjemme eller på jobb. Det er imidlertid estimert at elektriske kjøretøy brukte 68 GWh elektrisitet i 2014.

Ved konvertering til elektrisk drift oppnås en stor energieffektiviseringsgevinst som følge av høyere virkningsgrad. En elbil bruker om lag 1/3 av energien til en bensin/diesebil. Elektrifiseringen har kommet lengst for personbiler, men også i andre transportsegmenter etableres det hel- eller deelektriske kjøretøy/fartøy. I Stavanger er det satt inn to elbusser, og på sambandet Lavik-Oppe dal går den helelektriske fergen Ampere. Ampere har et årlig elektrisitetsforbruk på om lag 2 GWh. Den andre fergen i sambandet bruker til sammenlikning om lag 8,8 GWh diesel.

På grunn av den høye bruken av petroleumsprodukter er utslippene av klimagasser fra energibruk i transportsektoren større enn for mange andre sektorer i økonomien. Transport medførte i 2014 utslipp på 13,6 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Dette er en økning på 25 prosent siden 1990. Transportmidlene har imidlertid blitt mer energieffektive. Det reflekteres i at energibruk og utslipp har flatet ut siden 2007 og at utslippsintensiteten har falt.

#### 2.4.5 Andre sektorer

Den resterende energibruken i andre sektorer utgjør 12,5 TWh, eller 6 prosent av innenlandsk sluttforbruk av energi. Dette fordeler seg på fiske, landbruk og bygg og anlegg. I alle disse sektorene brukes det energi til maskiner, redskaper og fartøy som ikke er fanget opp under omtalen av transport. Det meste av dette er fossile drivstoff og petroleumsprodukter, og utgjør en relativt stor del av energibruken i de tre sektorene.

### 2.5 Nærmere om elektrisitetsforbruket i Norge

Forbruket av elektrisitet i Norge har to fremtredende karakteristika. Den første er at en relativt stor andel av samlet forbruk benyttes i kraftintensive industrinæring. Det andre er at bruk av elektrisitet er utbredt til oppvarming. Forbruket av elektrisitet per person er dermed høyt i Norge sammenliknet med mange andre land. Elektrisitetsforbruket er også mer temperaturavhengig og har større sesongvariasjon enn i andre land, der direkte bruk av gass, fjernvarme og andre energiløsninger er mer utbredt til oppvarming.

Elektrisitet blir tatt i bruk til flere og flere formål. Samfunnet blir stadig mer digitalisert, og nesten alle tjenester i økonomien er i dag avhengig av elektrisitet. Teknologikutviklingen har gjort at elektriske apparater blir mer effektive og billi-

<sup>7</sup> Enkelte jernbanestrekninger er ikke elektrifiserte enda. Dette gjelder Nordlandsbanen, Raumabanen og Røros- og Solørbanen.



Figur 2.11 Jernbanens elektrifisering: Montering av kontaktledningsanlegget på Stavanger stasjon.

Foto: Ellingsen, Olaf A/ Norsk jernbanemuseum, Jernbaneverket

gere, og antallet apparater i norske hjem fortsetter å øke. I tjenesteytende sektorer bidrar elektriske apparater til forenkling av stadig flere oppgaver. I industrien automatiseres stadig flere prosesser og gir produktivitetsøkninger. Miljøhensyn fører til at også flere sektorer går over fra bruk av fossil energi til bruk av utslippsfri elektrisitet, og at nye bransjer etablerer seg i Norge basert på dette fortrinnet. Elektrisitet fra land til olje- og gassutvinning har også vokst i omfang de siste årene. Også i transportsektoren øker bruken av elektrisitet.

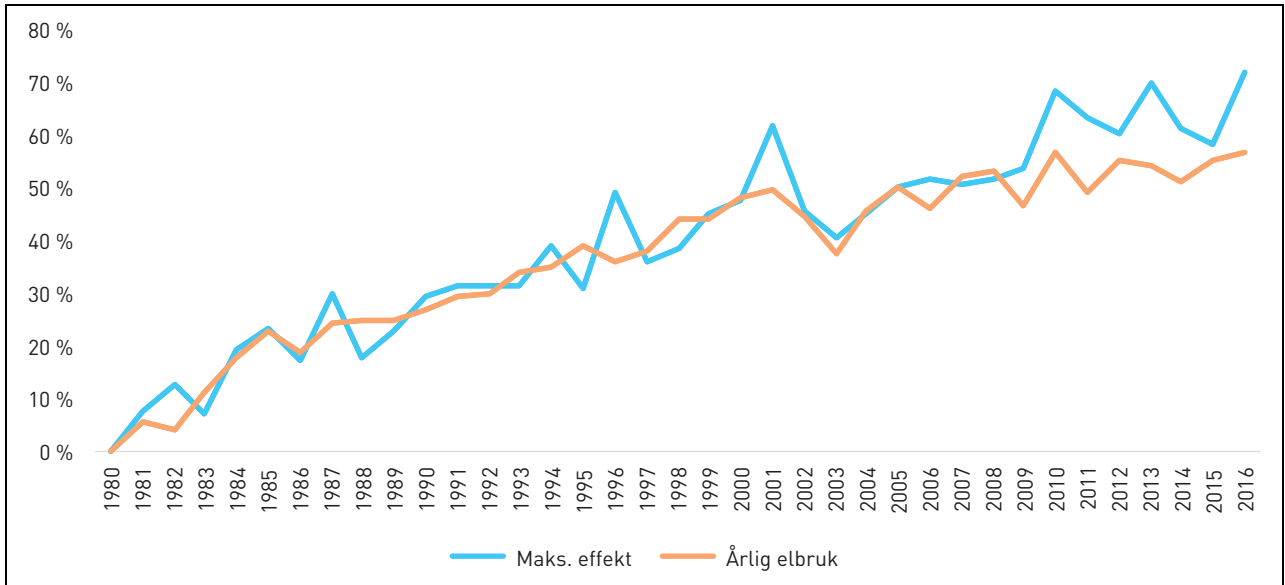
I 1990 var brutto innenlandsk forbruk av elektrisitet på 106 TWh. I 2015 var tilsvarende forbruk økt til 133 TWh, jf. figur 2.12. Den største veksten fant sted i perioden 1990–2000. I dette tiåret økte forbruket med 17 prosent. I perioden etter årtusenskiftet har veksten i elektrisitetsbruken variert mer fra år til år, avhengig temperatur og økonomiske forhold.

På samme måte som for energibruken, har befolkningsveksten og den økonomiske veksten vært viktige drivere i utviklingen av elektrisitetsforbruket. Det innenlandske elektrisitetsforbruket per innbygger har imidlertid falt, og elektrisitetsforbruket per innbygger i husholdningene ligger i dag på omtrent samme nivå som i 1990.

#### *Nærmere om effektforbruket*

Forbruket av elektrisitet varierer over døgnet og året, avhengig av temperaturer og aktivitet i næringsliv og i husholdningene. Typisk er forbruksuttaket av strøm lavest på nattetid og høyest på morgenen og ettermiddagen. Den høye andelen elektrisitetsforbruk til oppvarming innebærer at det på kalde vintersdager vil være enkelte timer med topper i elektrisitetsforbruket.

Mens elektrisitetsforbruket angir forbruket over tid, kalles forbruket av strøm i et enkelt øyeblikk for effektforbruk. Selv om effektuttaket vil



Figur 2.12 Utviklingen i årlig elektrisitetsforbruk og maksimalt effektuttak, 1980–2015. Prosentvis endring siden 1980.

Kilde: NVE, Statnett

varierte med temperaturer, har trenden vært at effektforbruket øker i tråd med veksten i det generelle elektrisitetsforbruket. I 1990 var maksimalt effektuttak 18,42 GW. Den 21. januar 2016 ble det registrert en ny forbruksrekord, med et effektuttak på 24,49 GW i timen mellom 8 og 9 om

morgenen jf. figur 2.12. Effektuttaket har dermed økt med 33 prosent siden 1990, og har hatt en sterkere vekst enn elektrisitetsbruket. Dette er utviklingstrekk som forventes å prege det norske kraftforbruket fremover, jf kap. 9.

## 3 Hovedtrekk i den norske energiforsyningen

### 3.1 Innledning

Energiforsyningen i Norge består av alle deler av energisektoren innenlands som produserer, omsetter og frakter energi til sluttbrukere. Kraftforsyningen utgjør den største delen av norsk energiforsyning.

### 3.2 Egenskaper ved den norske kraftforsyningen

Den norske kraftforsyningen har en normalårsproduksjon på om lag 138 TWh. Av dette står fornybar kraft for om lag 98 prosent. Den norske kraftsektoren har dermed den høyeste fornybarandelen og de laveste utslippene i Europa. Med en tilsvarende elektrisitetssammensetning som gjennomsnittet i EU, ville Norges totale utslipp av CO<sub>2</sub> vært mer enn det dobbelte av i dag.

Kraftmarkedet i Norge ble deregulert i 1991, jf. boks 3.4. Få land hadde på det tidspunktet et markedsbasert kraftsystem. Markedet er i dag en grunnleggende del av den norske kraftforsyningen. Kraftprisene gir signaler om den underliggende ressursbalansen, samtidig som markedet

#### Boks 3.1 The Global Energy Architecture Performance Index (EAPI)

EPAI-indeksen gir en vurdering av hvor godt de nasjonale energisystemene samlet sett fungerer i ulike land. 125 land er vurdert ut fra tre hovedkriterier: Energisystemets effekt på økonomisk vekst, klima- og miljøpåvirkning og energitilgang- og sikkerhet. indeksen er utviklet av World Economic Forum.

Den norske energisektoren har vært rangert som enten nummer en eller to siden indeksen ble lansert i 2013. Norge skårer høyest av alle land innenfor energitilgang- og sikkerhet.

#### Boks 3.2 Hovedegenskaper ved den norske kraftforsyningen

- Fornybar
- Fleksibel
- Markedsbasert
- Integrert
- Sikker

bidrar til å balansere produksjon, forbruk og overføring av strøm på kort sikt.

I Norge utgjør vannkraft hoveddelen av kraftforsyningen, og ressursgrunnlaget avhenger av nedbørmengden. Dette er annerledes enn for de termiske kraftsystemene i Europa, der brensel er tilgjengelig i markedene og produksjonsevnen i stor grad er gitt ut i fra den installerte kapasiteten.

Et særtrekk ved Norges fornybare kraftforsyning er muligheten til å lagre energi. Norge har halvparten av Europas magasinkapasitet, og over 75 prosent av produksjonskapasiteten er regulerbar<sup>1</sup>. Særlig for større vannkraftverk gir magasinene en mulighet til separasjon i tid mellom tilsig og produksjon, innenfor de begrensninger som er gitt av konsesjon og vannvei. Magasinkraftverkene har høy fleksibilitet og kan reguleres raskt, til lave kostnader. Elvekraftverk, og mange av de små vannkraftverkene, har mer begrensede lagringsmuligheter. Slike kraftverk må produsere når energien er tilgjengelig. Det samme gjelder vindkraft. Uregulerbar kraftproduksjon kan reguleres ned om det er overskudd, men kan ikke reguleres opp i perioder med lite vann eller vind. I kraftsystemet som helhet er det behov for å balansere forbruk og produksjon gjennom døgnet og innenfor den enkelte timen. Et stort innslag av uregulerbar produksjon stiller større krav til fleksibilitet i det resterende kraftsystemet.

<sup>1</sup> Magasinkraftverk over 10 MW. Enkelte elve- og småkraftverk ligger nedstrøms fra magasinkraftverk og vil derfor også indirekte reguleres når magasinkraftverkene justerer produksjonen.

### Boks 3.3 Energiforsyningens utvikling i Norge<sup>1</sup>

Historien om tilgang på energi i Norge er i stor grad en historie om økonomisk vekst og økt levestandard for folk flest. Rundt 1900 var elektrisitet sett på som en luksusvare og hadde liten utbredelse sammenliknet med andre energikilder. Mesteparten av befolkningen brukte fortsatt parafin- og gasslamper, talg- og stearinlys som belysning og ved, torv, kull og koks til oppvarming.

Fra midten av 1800-tallet vokste det frem relativt store gassnettverk i de største byene som ble brukt til belysning på gateplan og i store bygg. Gassverkene, som baserte seg på gassifisering av kull og koks, økte i popularitet og ble etablert i perioden 1848 (Christiania) til 1913 (Lillehammer). Etter hvert økte bruksområdene, og Bergens Gassverk ble landets største. I 1954 leverte de gass til 44 914 apparater som hovedsakelig varmet opp vann og kokeplater. Gassverkene var en viktig del av norsk energiforsyning svært lenge, og det var i Oslo og Bergen de var i virksomhet lengst. Gassverkene i disse byene ble lagt ned i henholdsvis 1978 og 1984.

Allerede rundt århundreskiftet ble elektrisitetsverkene en sterkere konkurrent for gassen. De første elektrisitetsverkene ble etablert i privat regi og ofte til industrielle formål. Det var i denne perioden at norsk industriell utvikling skjøt fart. I 1930 var energibruken i den kraftintensive industrien nesten 6 TWh, dvs.  $\frac{3}{4}$  av all norsk elektrisitetsbruk.

Elektrisitet ble etter hvert anerkjent som et fellesgode, spesielt i byene. Bruken av koks, kull og ved til oppvarming og matlaging førte til store miljøbelastninger og dårlig luftkvalitet i byene. Hammerfest var den første byen til å vedta kommunal elektrisitetsforsyning i 1890, og frem mot århundreskiftet sto flere kommunale elektrisitetsverk ferdige. Oslo fikk sitt i 1892, mens Bergen og Trondheim fulgte etter i 1900 og 1901. De første verkene var gjerne dampdrevne og ble fyrt med kull. I starten var formålet med elektrisiteten først og fremst gatebelysning, men privilegerte kunder kunne også abonnere på strøm til bue- og glødelampene sine.

Etter hvert kom også kravene om at flere mennesker og større deler av byene måtte få tilgang til elektrisitet. Med dette økte både produksjonen og forbruket, og vannkraften ble i økende grad tatt i bruk. Utover 1920- og 30-tallet fikk elektrisiteten stadig flere bruksområder. Apparater som strykejern, kokeplater og varmeovner fikk større utbredelse, noe som gjorde arbeidet i hjemmet veldig mye enklere.

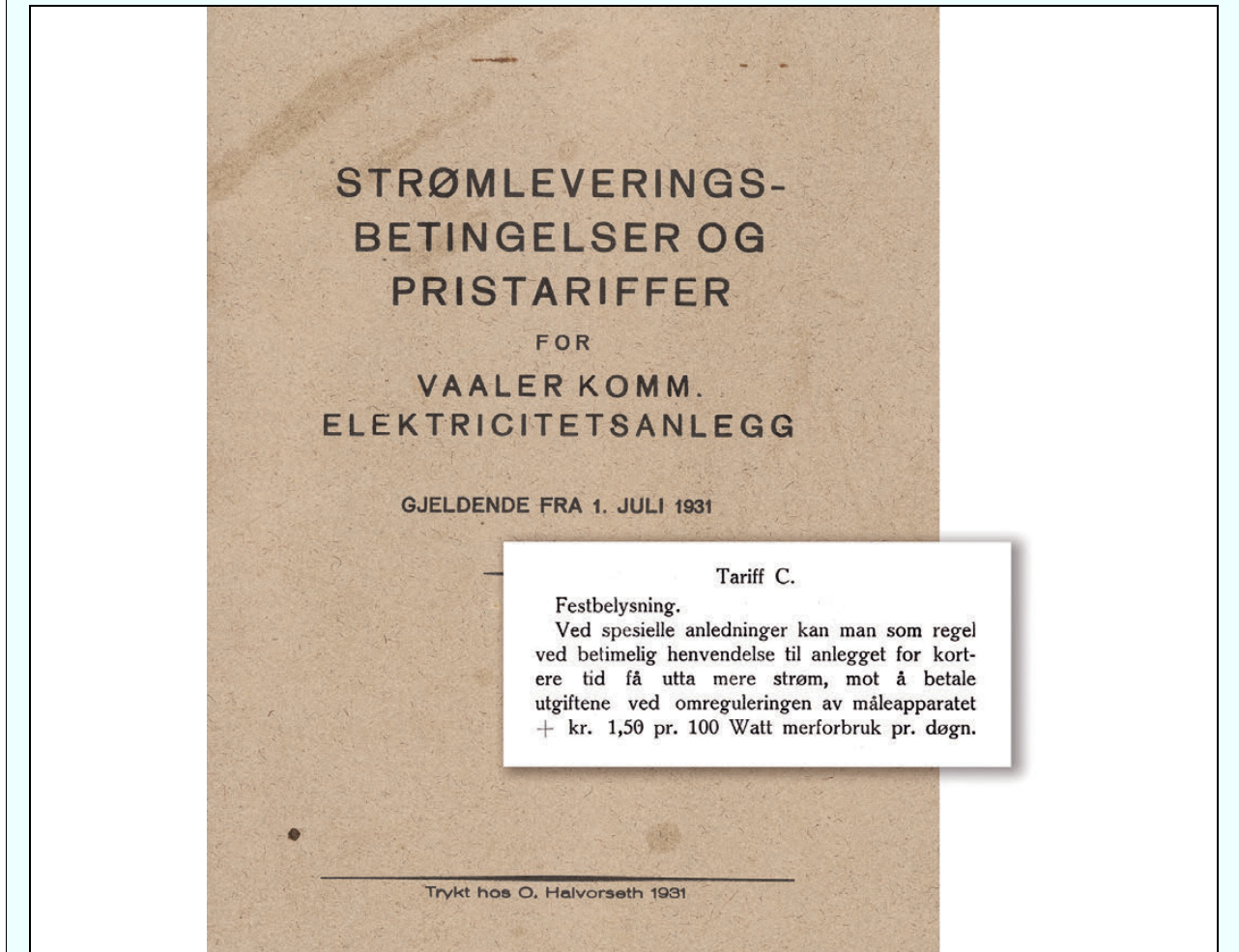
Tilgangen til elektrisitet i Norge var i høy grad avhengig av hvor man bodde. I 1945 hadde nesten alle boliger i Oslo, Akershus og Bergen tilgang til elektrisitet, mens bare 42 prosent av innbyggerne i Nordland og Troms hadde strøm i hjemmene sine.

Etter krigen vokste både utbyggingsraten og forbruket i en forrykende fart, både i hjemmene og i industrien. I 1960 hadde tilnærmet alle, unntatt en liten andel i Finnmark, tilgang til strøm i hjemmene sine. Strømmen ble brukt til elektriske apparater og til oppvarming, men oljefyring og ved var fortsatt populære oppvarmingskilder. I samme periode ble industrien en stadig større og viktigere næring. I 1970 var energibruken i denne sektoren på om lag samme nivå som i dag. Elektrisitetsforbruket var noe lavere den gang, så sammensetningen av energibærere har endret seg. Oljeprodukter var den nest største energibæreren. Oljekrisen på 1970-tallet hadde store konsekvenser for det norske oljeforbruket, og førte til at det falt markant. I denne perioden økte elektrisitetsforbruket på bekostning av oljen, særlig innenfor oppvarming og industri.

Økende motstand mot nye utbygginger på 1970- og 1980-tallet på grunn av miljøhensyn førte til økt oppmerksomhet om ENØK-tiltak og fjernvarmeutbygging. Dette skjøt fart på starten av 2000-tallet. I dag finnes det fjernvarmenettverk i de aller fleste norske byer, og varmepumper forsyner norske bygninger med om lag 10 TWh varme årlig. De siste tiårene er det også bygget gasskraftverk og vindkraftverk. Men det er fortsatt vannkraften som dominerer elektrisitetsforsyningen vår.

<sup>1</sup> Kilder: OED, SSB og Hafslund

## Boks 3.3 forts.



Figur 3.1 Strømløsningsbetingelser fra Vaaler kommunes elektrisitetsanlegg 1931.

I Vaaler kommune kostet det i 1931 320 kroner per installert kW. Salget skjedde på samme måte som i dag, med å måle hvor mye strøm som ble brukt. Prisen lå fast på 40 øre/kWh, som tilsvarer om lag 14 kroner/kWh i dagens kroneverdi. Prisene var mye høyere enn i dag, men volumene var også mindre. Forbruket ble målt med en såkalt vippemåler. Brukte man mer effekt enn abonnementet tilsa, måtte man betale dobbel pris på overforbruket sitt. Hvis man visste at forbruket skulle bli høyt en kveld, fantes det egne tariffar for festbelysning. Da måtte man varsle elektrisitetsverket, og fikk så egne priser for dette. Selv uten elektrisitetsmarkeder fantes det ordninger som prøvde å legge til rette for at folk skulle tilpasse forbruket sitt til produksjonen.

Lokaliseringen av fornybar kraftproduksjon er i all hovudsak basert på ressurstilgangen. Produksjonskapasiteten er derfor ujevnt fordelt regionalt. Overføringsnett er avgjørende for at kraften kan overføres til forbrukere i ulike deler av landet. Et sammenhengende og godt utbygd overføringsnett er en forutsetning for et velfungerende kraftmarked og en sikker kraftforsyning.

Norge er tett integrert med de nordiske kraftsystemene både markedsmessig og fysisk. Utviklingen i våre naboland er av stor betydning for det norske kraftsystemet. Særlig har tilgangen på væruavhengig produksjon vært viktig. Det nor-

diske markedet er videre integrert med Europa gjennom overføringsforbindelser for kraft til Nederland, Tyskland, Baltikum, Polen og Russland. Dette gjør at prisutviklingen i Norge er nært knyttet til utviklingen i de europeiske energimarkedene.

Tilknytningen til andre lands kraftsystemer, et velutbygd overføringsnett og vannkraftens produksjonsegenskaper gir samlet sett den norske kraftforsyningen stor fleksibilitet og reduserer sårbarheten for vekslende produksjon over sesonger og år.

### Boks 3.4 25 år med en markedsbasert kraftforsyning<sup>1</sup>

Norge var tidlig ute med innføringen av en markedsbasert omsetning for kraft. I Norge ble det ikke lagt opp til noen trinnvis overgang til markedet, slik det ble gjort i mange europeiske land. I prinsippet ble markedet åpnet for alle kunder fra starten<sup>2</sup>, og Norge var det første landet med markedsadgang for husholdningskundene.

Kraftbørsen Statnett Marked AS (i dag Nord Pool) ble opprettet i 1993. Vannkraftens varierende produksjon i ulike deler av landet ga behov for markedsordninger og handel også før dette. I 1971 opprettet produsentene i Norge en kraftbørs for omsetning av tilfeldig kraft, kalt Samkjøringen. Foreningen Samkjøringen ble etablert allerede i 1931, basert på samarbeid og kraftutveksling som hadde funnet sted mellom elektrisitetsverkene i mange år.

I dag er alle de nordiske landene tett integrert i et felles kraftmarked, både fysisk og finansielt. Sentralt i markedet står kraftbørsen Nord Pool. Dette ble verdens første internasjonale børs for omsetning av elektrisk energi, etter at Sverige, Danmark og Finland kom med fra 1996 og utover. Gjennom overføringsforbindelene og sammenkobling av børser er Norden også integrert fysisk og finansielt med de europeiske kraftmarkedet.

<sup>1</sup> Kilde: Statens Nett: Dag Ove Skjold og Lars Thue, Universitetsforslaget 2007.

<sup>2</sup> Det var de første årene et gebyr for å bytte leverandør.

### 3.3 En markedsbasert kraftforsyning

Markedet har stor betydning for at ressursene utnyttes effektivt og for forsyningssikkerheten i kraftsystemet.

Kraftprisene gir signaler om hvor stor knapphet det er på strøm, og bidrar til at det investeres tilstrekkelig i ny kraftproduksjon. Den kortsiktige markedstilpasningen og et tilstrekkelig utbygd overføringsnett sørger for at det er de rimeligste produksjonsressursene som blir tatt i bruk først.

De fysiske egenskapene til strømforsyningen gjør det nødvendig å sikre at produksjon, forbruk og strømmettet til enhver tid er koordinert og at nødvendige sikkerhetsmarginer overholdes. Markedslikevekten settes i spotmarkedet en dag i for-

veien. I intradagmarkedet kan produsenter og leverandører handle seg i balanse helt frem til den aktuelle driftstimen. Markedsorganiseringen bidrar på denne måten til balanse i kraftsystemet.

Kraftmarkedet deles inn i et engrosmarked og et sluttbrukermarked. I engrosmarkedet handles store kraftvolum mellom kraftprodusenter, kraftleverandører, meglere, energiselskaper og store forbrukere. I sluttbrukermarkedet er det den enkelte forbruker som inngår avtale om kjøp av kraft fra en fritt valgt kraftleverandør.

#### 3.3.1 Engrosmarkedet og markeder for reserver

Engrosmarkedet består av flere organiserte markeder hvor aktørene legger inn bud og hvor det fastsettes priser:

- Elspot – day-aheadmarked
- Elbas – kontinuerlig intradagmarked
- Balansemarkeder

Elspot og Elbas driftes av Nord Pool. Statnett driver balansemarkedene. For å få tilgang til å handle i engrosmarkedet, er det krav om at aktører inngår en balanseavtale med Statnett som er avregningsansvarlig. Aktøren må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer aktørens ubalanse mot avregningsansvarlig. Med balanse menes i denne sammenheng at avtalt forbruk eller produksjon må være lik faktisk forbruk eller produsert volum.

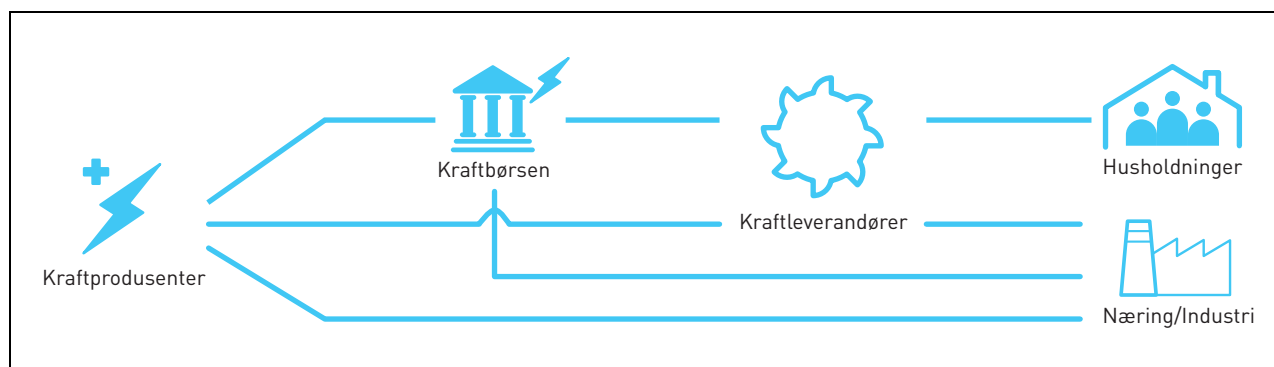
Elspot (day-aheadmarked) er hovedmarkedet for krafthandel i Norden og Baltikum, hvor mesteparten av volumene på Nord Pool handles. I Elspot handles det kontrakter med levering av fysisk kraft time for time i neste døgn. Elspotmarkedet er koblet med spotmarkedene i store deler av Europa gjennom såkalt implisitt auksjon<sup>2</sup>. Systemprisen og områdepriser fastsettes i elspotmarkedet. Det nordiske kraftmarkedet er også priskoblet med store deler av Europa<sup>3</sup>. Priskoblingen betyr at spotpriser i de ulike områdene kalkuleres med samme prisalgoritme, til samme tid hver dag.

I intradagmarkedet, Elbas, handles det kontinuerlig i tidsrommet mellom klareringen i Elspotmarkedet og frem til én time før driftstimen. Intradagmarkedet gir aktørene en mulighet til å handle seg i balanse dersom de ser at faktisk produksjon eller forbruk blir annerledes enn deres meldte

<sup>2</sup> Implisitt auksjon vil si at en byr på energi og overføringskapasitet simultant.

<sup>3</sup> Priskoblingen kalles Price Coupling of Regions (PCR).





Figur 3.2 Illustrasjon av kraftmarkedet.

posisjon i Elspotmarkedet. I motsetning til Elspot, som har implisitt auksjon, har Elbas kontinuerlig handel<sup>4</sup>. Elbas er i dag et felles intradagmarked for Norden, Baltikum, Tyskland og Storbritannia.

Selv om Elspot- og Elbasmarkedet skaper balanse mellom planlagt produksjon og forbruk, vil det stadig være hendelser som forstyrrer balansen i driftstimen, jf kap. 3.6.2. Dette er noe av bakgrunnen for et nordisk prosjekt som skal analysere virkningen av en finere tidsoppløsning i day-aheadmarkedet, slik at en enda større andel av balanseringen vil skje der.

For å sikre den momentane balansen benytter Statnett balansemarkedene for å regulere forbruk/produksjon opp eller ned, avhengig av ubalansen. I Norden deles balansemarkedene inn i primærreserver, sekundærreserver og tertiærreserver. Primær- og sekundærreserver aktiveres automatisk som følge av endringer i frekvensen, mens tertiærreservene aktiveres manuelt av de nordiske systemoperatørene.

Ubalanser reguleres først ved hjelp av primærregulering. Statnett, som systemansvarlig, har ansvar for at det til enhver tid er nok primærreserver. Dersom ubalansene vedvarer over flere minutter, vil sekundærreguleringen ta over, og frigjør primærreguleringsressursene for regulering av nye ubalanser.

Systemansvarlig kjøper inn sekundærreserver i et eget ukemarked. Markedet for sekundærreserver ble åpnet i 2013. Ved ytterligere behov, aktiveres tertiærregulering, oftest omtalt som regulerkraft. Dette er manuelle reserver som har en aktiveringstid opp mot 15 minutter. Regulerkraftmarkedet (RK) er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet.

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) benyttes for å sikre at det er tilstrekkelig oppregule-

ringsressurser tilgjengelig i den norske delen av regulerkraftmarkedet. RKOM er et opsjonsmarked hvor tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet, uavhengig av om ressursene benyttes eller ikke.

### 3.3.2 Sluttbrukermarkedet og sluttbrukerpris

Konkurransen i sluttbrukermarkedet sikrer at sluttbrukere får mulighet til å velge forskjellige kontrakter tilpasset den enkelte sluttbrukerens behov. Kraften som mates inn på nettet følger fysiske lover, og det er ikke mulig å skille ulike kraftleveranser fra hverandre. En forbruker som slår på strømmen kan ikke vite hvem som har produsert kraften han benytter eller hvor langt den er transportert gjennom kraftnettet. Nettselskapene holder imidlertid regnskap med hvor mye kraft den enkelte produsent leverer og hvor mye den enkelte forbruker tar ut. Dette danner grunnlaget for avregning. Produsenter får betalt for den mengden kraft de leverer, og sluttbrukere betaler for sitt forbruk.

Den totale strømregningen for en sluttbruker består av flere komponenter jf. figur 3.4: Kraftprisen, kostnad for bruk av overføringsnettet (nettleie), forbruksavgift på elektrisk kraft (elavgift) og merverdiavgift. I tillegg kommer et påslag som er øremerket Energifondet (Enova) og betaling for elsertifikater. Elavgiften og Enovapåslaget er politisk bestemte størrelser, mens kostnaden til elsertifikatene varierer med det tilhørende sertifikatmarkedet. Nettleien fastsettes av nettselskapene basert på en inntektsramme og prinsipper for tariffing gitt av NVE. Nettleien reflekterer kostnadene ved å transportere strømmen frem til sluttbrukeren.

Kraftprisens andel av sluttbrukerprisen avhenger av prisnivået i markedet gjennom året, jf. figur 3.4. Justert for inflasjon, var den gjennomsnittlige

<sup>4</sup> Kontinuerlig handel innebærer kjøp og salg mellom kjøper og selger til en pris de blir enige om på dette tidspunktet.

### Boks 3.5 Prisdannelsen i kraftmarkedet

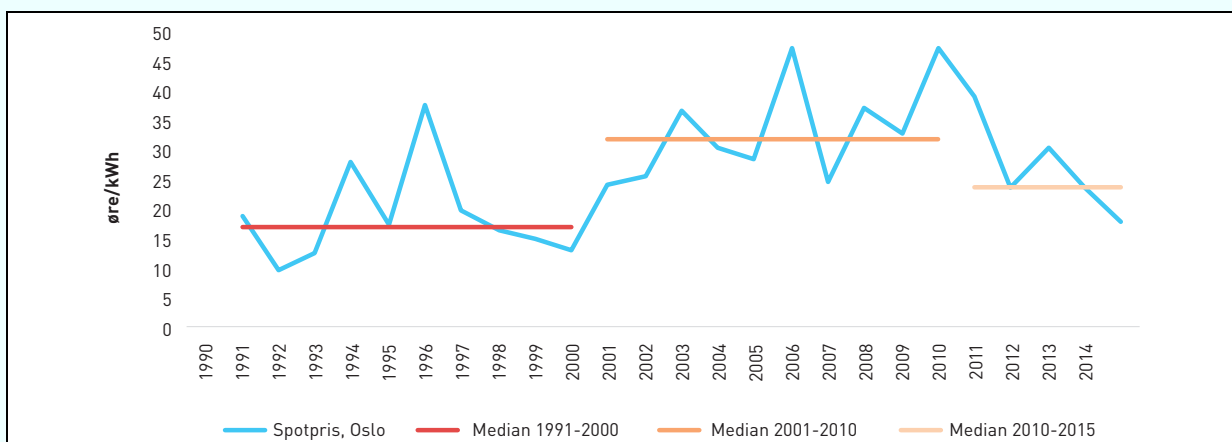
Hver dag beregner kraftbørsen Nord Pool systemprisen for kraft det kommende døgnet. Produsentene melder inn hvor mye de ønsker å produsere til et gitt prisnivå. Budene gjenspeiler den verdi produsenten mener produksjonen har, som i stor grad er knyttet til de løpende produksjonskostnadene ved kraftverket. Forbrukerne melder hvor mye de vil bruke til ulike prisnivå. Ut fra de bud som kommer inn på tilbuds- og etterspørselssiden, blir prisen bestemt av det som gir likevekt mellom produksjon og forbruk.

I markedsliekevekten er det kostnadene ved å produsere kraft i den «siste» kraftenheten, marginalkostnaden, som setter prisen. Dette sørger for at det er de rimeligste energiressursene som benyttes, slik at kraftbehovet blir dekket til en lavest mulig kostnad for samfunnet. Den høye utvekslingskapasiteten mot utlandet gjør at prisnivået i Norge i stor grad påvirkes av kostnadene ved å produsere kraft i termiske kraftverk, spesielt prisen på kull, gass og utslippskvoter. Den fornybare produksjonen og forbruksmengden i landene vi er knyttet til spiller også inn.

En stor andel vannkraft i den norske og svenske produksjonsmiksen gjør at variasjonen i tilsig til vannmagasinene har stor effekt på prisvariasjonen i Norden. I perioder med høyt tilsig er det stort tilbud av kraft og prisene presses nedover. I år med lite nedbør og mindre tilsig øker prisene. Det samme gjelder for perioder med mye eller lite vind. Markedsprisen påvirkes også av temperatursvingninger, da dette blant annet virker inn på oppvarmingsbehovet i husholdningene.

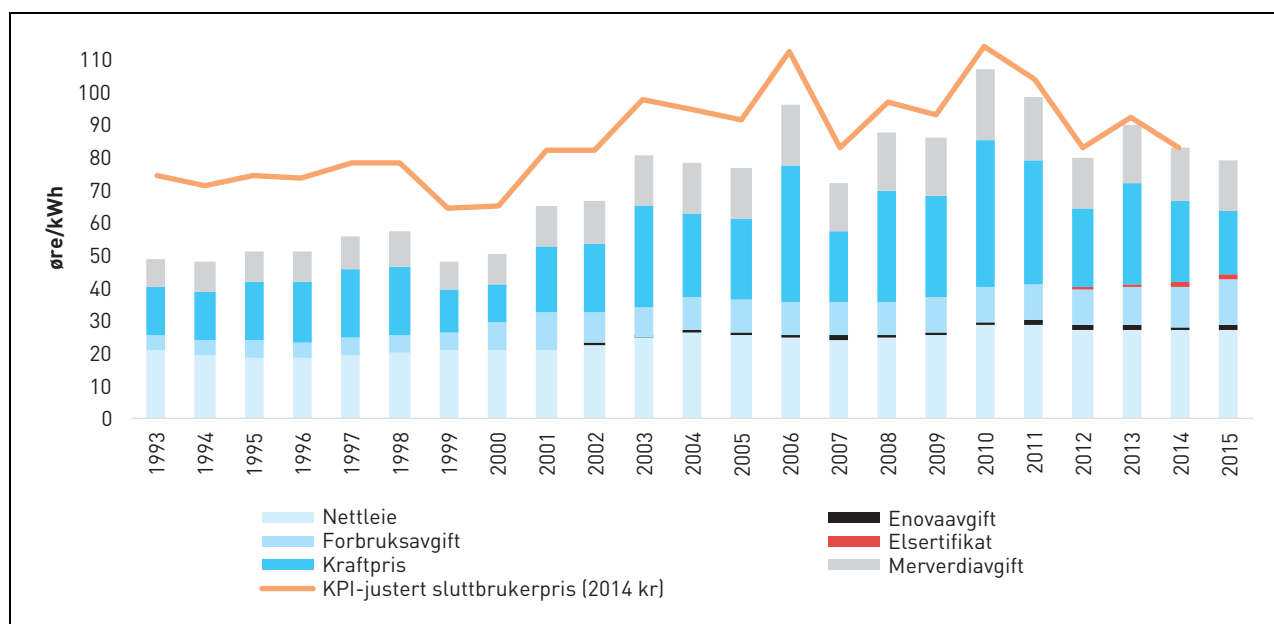
Som følge av begrensninger i overføringskapasiteten for kraft, vil det i perioder være behov for forskjellige områdepriser for å balansere tilbud og etterspørsel etter kraft regionalt. Inndeling i prisområder betyr ikke at det automatisk oppstår ulike priser, men det vil være tilfelle i perioder der overføringskapasiteten reelt sett begrenser flyten mellom områdene. Den største flaskehalsen i det norske kraftnettet i dag ligger mellom Sør-Norge og Midt-Norge. Det har ført til at de to nordligste prisområdene ofte har like priser som Nord-Sverige, der det er bedre overføringskapasitet enn til Sør-Norge.

Prisutviklingen på kraft har variert betydelig over tid. Figur 3.3 illustrerer hvordan prisen i ulike perioder har tilpasset seg markedsutviklingen i den norske kraftforsyningen. Etter dereguleringen i 1991 fulgte en periode med et gjennomsnittlig lavt prisnivå, som følge av et overskudd på kraft. Kraftprisene på 2000-tallet var preget av et marked i vekst og økende brensels- og kvotepriser. De siste årene har denne trenden snudd. Den norske kraftprisutviklingen preges av et betydelig prisfall i de europeiske energimarkedene, stor utbygging av fornybar kraft i Norden, svak vekst i etterspørselen og høyt tilsig til vannkraften. Gjennomsnittlig systempris i 2015 ble 18,8 øre/kWh, den laveste siden starten av 2000-tallet. De lave kraftprisene gir i dag utfordringer for lønnsomheten innen både investering og drift i den norske og nordiske kraftproduksjonen.



Figur 3.3 Spotprisen på kraft fra 1990–2015.

Kilde: NVE



Figur 3.4 Utvikling i sluttbrukerprisen (årsforbruk 16 000 kWh) fordelt på komponenter i løpende priser og KPI-justert sluttbrukerpris i 2014-kroner.

Kilde: NVE

sluttbrukerprisen 72 øre/kWh mellom 1993 og 2000. I perioden frem til 2010 økte prisen til nærmere 100 øre/kWh. De siste fem årene har kraftprisene falt, noe som også har gitt lavere priser for sluttbrukerne. Dette til tross for en økning i de resterende komponentene på om lag 8 prosent.

### 3.4 En fornybar kraftforsyning

Den norske kraftforsyningen hadde per 1. januar 2015 en kapasitet på 33000 MW og en normalproduksjon på om lag 138 TWh. Produksjonsevnen har økt jevnt de siste 15 årene, både som følge av økt utbygging og større tilsig til vannkraftsystemet.<sup>5</sup>

Den norske vannkraften har en installert kapasitet på over 31000 MW, fordelt på om lag 1550 kraftverk. Vannkraften står for 96 prosent av den norske normalårsproduksjonen, og har en beregnet normalårsproduksjon på 132,3 TWh per år.

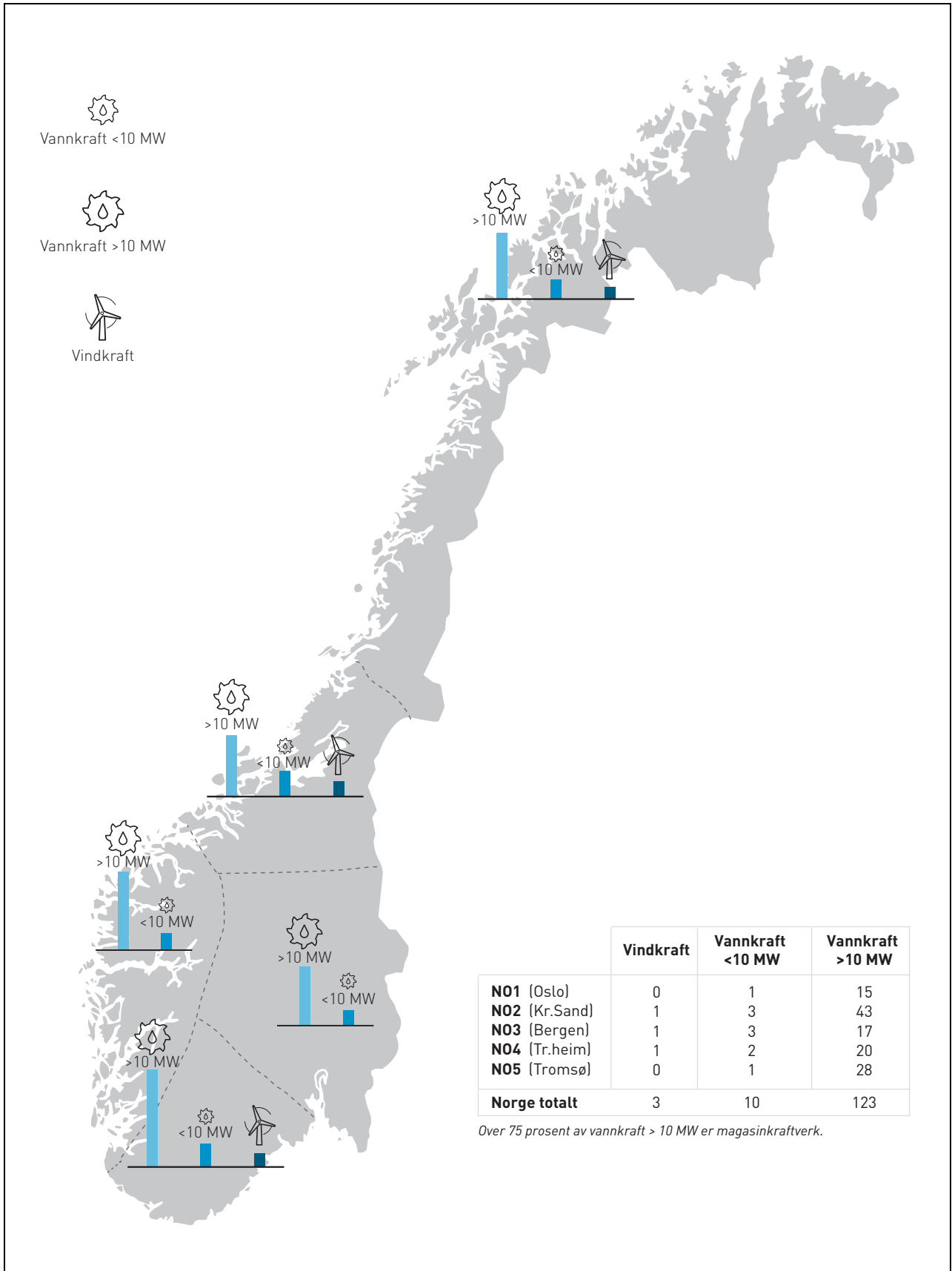
I perioden 1990–2015 er det bygget ut over 4000 MW ny vannkraftkapasitet i om lag 900 kraftverk. Den største utbyggingen har skjedd de siste ti årene. Ved utgangen av 2015 var det om lag 2,3 TWh (1000 MW) vannkraft under utbygging.

<sup>5</sup> NVE har oppdatert tilsigsperioden som benyttes for å beregne normalårsproduksjonen to ganger siden 1990. Referanseperioden er i dag 1980–2010. Dette har økt anslagene på hva vannkraften kan produsere i et normalår.

Varmekraften og vindkraftens andeler av kraftforsyningen har økt på 2000-tallet. Totalt står disse to teknologiene for om lag 4 prosent av normalårsproduksjonen og 4,5 prosent av den installerte kapasiteten i Norge.

Produksjonen fra vindkraft varierer med værforholdene. Vindforholdene kan variere mye mellom dager, uker og måneder. Ved utgangen av 2015 var det 25 vindkraftverk i Norge med en samlet installert kapasitet på 873 MW. Normalårsproduksjonen fra disse kraftverkene utgjør om lag 2,5 TWh. Det er flere vindkraftverk under planlegging. I februar 2016 besluttet Statkraft, TrønderEnergi og det europeiske investorkonsortiet Nordic Wind Power DA utbygging av seks vindparker på Fosen og i Snillfjord. Prosjektet vil ha en kapasitet på 1000 MW, og bli det største vindkraftprosjektet i Europa, med antatt årsproduksjon på om lag 3,4 TWh.

Varmekraftstasjonene i Norge er ofte lokalisert til større industribedrifter som selv har behov for elektrisiteten som produseres. Produksjonen følger derfor i stor grad kraftbehovet i industrien. Energiressursene som benyttes til kraftproduksjon i de termiske anleggene er blant annet kommunalt avfall, industriavfall, spillvarme, olje, naturgass og kull. De 33 varmekraftstasjonene i Norge har i dag en samlet installert kapasitet på om lag 730 MW<sup>6</sup>, og de siste tre årene har energiproduksjonen ligget forholdsvis stabilt på 3,5 TWh.



Figur 3.5 Fornybar kraftproduksjon i Norge (normalårsproduksjon) fordelt på prisområde. TWh.

Kilde: NVE

### 3.4.1 Magasiner og regulerbarhet

Vanntilslig og installert kapasitet danner grunnlag for hva den norske vannkraften kan produsere. Tilsigsforholdene varierer betydelig gjennom året og fra år til år, jf. figur 3.6.

Omtrent halve tilsiget til vannmagasinene kommer i løpet av snøsmeltingen på våren. Den regulerbare vannkraften kan ved hjelp av magasinene produsere kraft selv i perioder med lite nedbør og lavt tilsig. Tilgangen på stor magasin kapasitet gir mulighet til å utjevne produksjonen over år, sesonger, uker og døgn avhengig av markedsforhold. Produksjonen fra den uregulerbare vannkraften følger utviklingen i tilsiget. Slike kraftverk har stor produksjon gjennom vår og sommer, når forbruket er på sitt laveste.

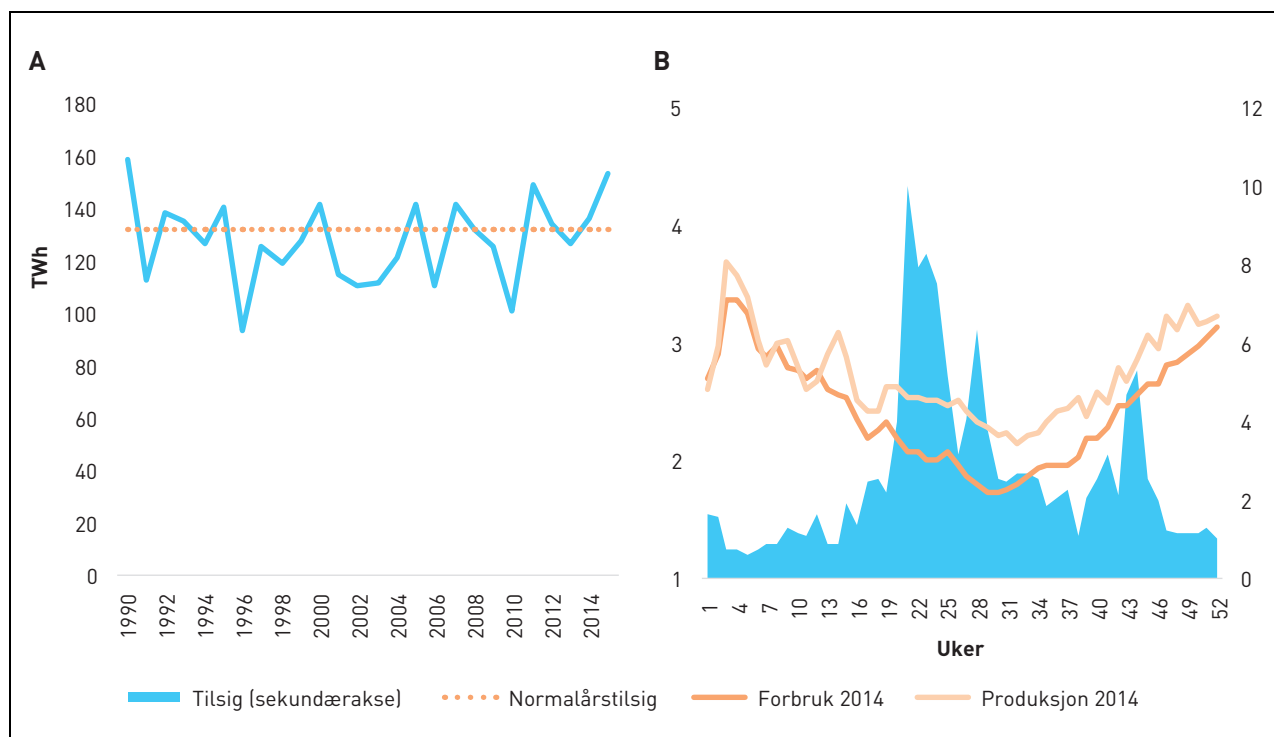
Norge har i dag over 1000 magasiner med en samlet kapasitet på 84 TWh. Om lag halvparten av den norske lagringskapasiteten dekkes av de 30 største magasinene. Samlet magasin kapasitet tilsvarer en evne til å lagre energi tilsvarende 70 prosent av det norske kraftforbruket. Størsteparten av magasinene ble bygd før 1990. Oppgraderinger

og utvidelser av kraftverkene har økt evnen til å utnytte magasinene.

Reguleringsevnen til de ulike kraftverk og magasiner varierer. Noen vannkraftverk med små magasiner er regulerbare på kort sikt og kan flytte vann fra lavlasttimer på natten til høylasttimer på dagen. Andre kraftverk med større magasiner kan holde igjen vann i flomperioden på våren og deretter produsere vinterstid når forbruket er størst og prisnivået høyest. Blåsjø er Norges største magasin med en kapasitet på 7,8 TWh. Magasinet rommer tre års normaltilsig, men kan med full produksjon tømmes i løpet av 7–8 måneder. Hensikten med så store magasiner er å kunne lagre vann i nedbørsrike år til bruk i nedbørfattige år. En stor del av magasin kapasiteten i Norge er i fjellområdene i Sør-Norge, spesielt i Telemark, og i Vestland fylkene (Rogaland, Hordaland og Sogn og Fjordane) og i Nordland.

Magasinene gir mulighet til å disponere vannet slik at det skapes størst mulig inntekter fra vannressursene. For samfunnet som helhet er målet å fordele produksjonen i tid slik at det tilsiget av vann utnyttes best mulig over året og eventuelt mellom år. En grunnleggende forutsetning for dette er at produsentene står overfor økonomiske insentiver som reflekterer de underliggende fysiske forholdene. Markedet har derfor en

<sup>6</sup> Eksklusiv gasskraftverket på Kårstø, som er søkt nedlagt, og de to reservekraftverkene i Møre- og Romsdal.



Figur 3.6 A) Tilsigsvariasjon, 1990–2015 og normalårtilsig gitt produksjonskapasitet per 01.01.2015. B) Tilsig, forbruk og produksjon av kraft i Norge i 2014.

Kilde: NVE, Nordpool Spot

### Boks 3.6 Produsentenes markedstilpasning

En vannkraftprodusent har lave variable kostnader siden innsatsfaktoren, vann, er gratis. Eieren av et elvekraftverk vil derfor være villig til å produsere til priser rett over null. Det samme prinsippet gjelder uregulerbare teknologier som vind- og solkraft. Uregulerbar produksjon skjer generelt uavhengig av pris, men varierer med værforholdene. For termiske kraft, som kull, gass- og kjernekraftverk er det lønnsomt å produsere så lenge kraftprisen dekker produksjonskostnaden i den aktuelle driftstimen<sup>1</sup>. Disse kostnadene vil i stor grad avhenge av prisen på kull, gass og utslippskvoter for CO<sub>2</sub>.

For en vannkraftprodusent som har magasiner og muligheten til å lagre vannet vil vurderingen være annerledes. Slike produsenter må til enhver tid vurdere om det skal produseres i dag, eller om vannet skal holdes tilbake for å kunne få en høyere pris på et senere tidspunkt. Det er forskjellen mellom den faktiske og den forventede kraftprisen som eventuelt gjør det lønnsomt

å lagre vannet for korte eller lengre perioder.

Den grunnleggende utfordringen ved disponeringen av vannkraftmagasinene er at ingen vet sikkert hvor mye tilsig kraftverkene får fremover, eller hvordan markedsforholdene vil utvikle seg. Magasindisponeringen krever derfor betydelig lokalkunnskap og evne til å tolke stadig ny, kompleks og usikker informasjon om tilsig, forbruk og markedsutvikling.

De norske magasin kraftverkene regulerer også produksjonen etter den kortsiktige prisutviklingen, som i stor grad henger sammen med produksjonsmengden fra den uregulerbare kraftproduksjonen i Norden og Europa. Et vel fungerende kraftmarked bidrar til at magasin kraftverkene tilpasser produksjonen i forhold til kraftbehovet, de øvrige nordiske produksjonsressursene og krafthandelen med kontinentet.

<sup>1</sup> På grunn av kostnader ved å øke og redusere produksjonen i termiske kraftverk kan en produsent også være villig til å produsere til en pris lavere enn produksjonskostnaden i en kortere periode.

viktig rolle i å sikre en effektiv disponering av vannet i magasinene.

#### 3.4.2 Kraftbalansen

Kraftbalansen uttrykker forholdet mellom produksjon og forbruk, og hvorvidt det i et enkelt år er eksport eller import fra det norske kraftsystemet. Det er store variasjoner i kraftbalansen fra år til år. Bare de siste fem årene har utfallsrommet vært på om lag 25 TWh. Forbruket varierer i stor grad med temperaturene, og kraftproduksjonen varierer med tilsig og vindforhold. Den underliggende ressursituasjonen i den norske kraftforsyningen kan illustreres ved å ta utgangspunkt i den norske produksjonsevnen i et normalt år sammenstilt med det temperaturkorrigerede kraftforbruket, jf. figur 3.7. Ved inngangen til 90-tallet var det et betydelig overskudd i det norske kraftsystemet som ble synliggjort ved dereguleringen av markedet. Etter en periode med fallende investeringer i ny kraftproduksjon og en relativt høy vekst i forbruket, ble kraftoverskuddet redusert utover 2000 tallet. Etter finanskrisen i 2008–2009 har svakere forbruksutvikling og økt kraftproduksjon bidratt til et voksende kraftoverskudd. De siste årene har vært preget av synkende kraftpriser. Nye investe-

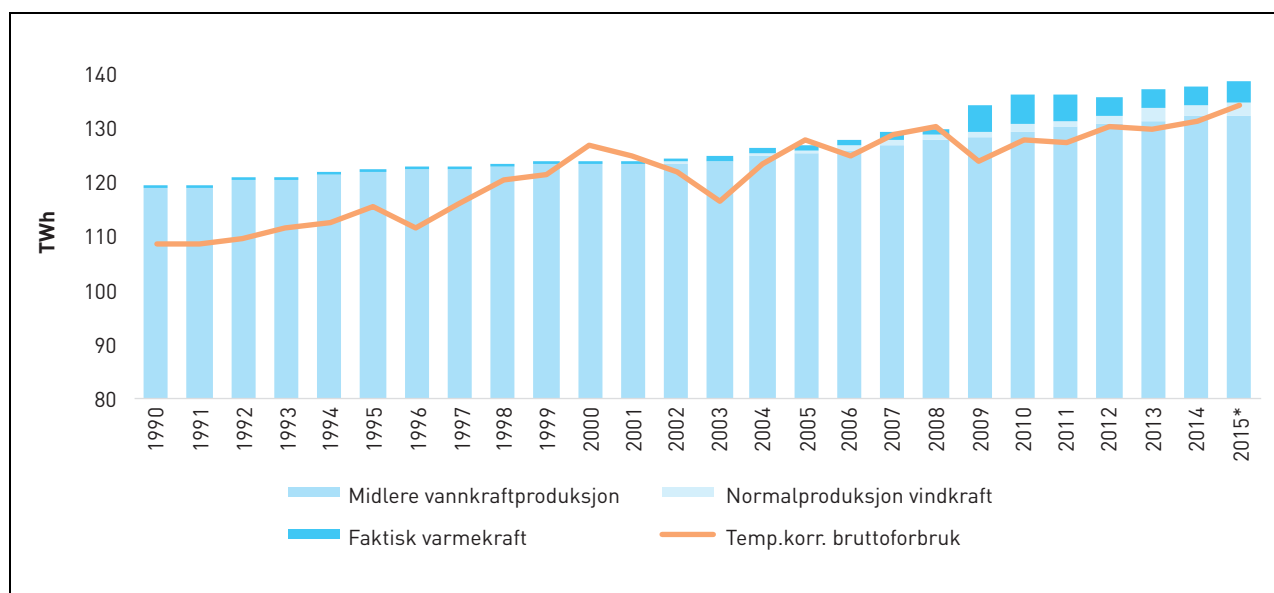
ringer har hovedsakelig vært drevet frem av elsertifikatornningen. Differansen mellom midlere produksjonsevne og temperaturkorrigeret forbruk har variert mellom 5 og 11 TWh/år.

Selv med en god kraftbalanse kan svikt i tilsiget og hendelser utenfor Norge i perioder gi utfordringer for kraftforsyningen. Forsyningssikkerheten kom i fokus vinteren 2009/2010 som følge av en kombinasjon av kaldt vær, tilsigsvikt og en betydelig reduksjon i tilgjengeligheten ved svenske kjernekraftverk. Vinteren 2010/2011 var også preget av rekordlave magasin fyllinger og rekordhøye kraftpriser i enkelte timer, som følge av en lengre periode med lave temperaturer og tilsig.

### 3.5 Et integrert kraftmarked

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked som er tett integrert både fysisk, finansielt og regulatorisk. Det nordiske kraftmarkedet er videre integrert i det europeiske kraftmarkedet gjennom overføringsforbindelser til Nederland (fra Norge), Tyskland, Baltikum og Polen<sup>7</sup>. Nor-

<sup>7</sup> Finland har også en betydelig importkapasitet fra Russland.



Figur 3.7 Produksjonsevne og temperaturkorrigeret forbruk 1990–2015<sup>1</sup>, TWh.

<sup>1</sup> Foreløpige tall for 2015.

Kilde: NVE

ges utvekslingskapasitet med utlandet er på rundt 6000 MW, eller nærmere 20 prosent av installert produksjonskapasitet. Om lag 90 prosent av utvekslingskapasiteten er knyttet til Norden.

I oktober 2014 fikk Statnett konsesjon til ytterligere to nye utenlandsforbindelser, én til Tyskland og én til Storbritannia. Disse forbindelsene vil innebære en økning av dagens utvekslingskapasitet med over 45 prosent.

### 3.5.1 Nordisk kraftmarked

Internordisk samarbeid på kraftområdet har foregått siden kraftprodusentene i Sør-Sverige og Østersund knyttet seg sammen gjennom en sjøkabel over Østersund tidlig i forrige århundre. Men det var først på 1960 tallet at de nordiske kraftsystemene for alvor ble integrert. I 1959 kom den første forbindelsen mellom Sverige og Finland, etterfulgt av den første forbindelsen mellom Norge og Sverige ved etableringen av Nea-Jærpstrømmen i 1960. I løpet av de neste 20 årene ble det bygd flere større overføringer mellom de nordiske landene. Senest i 2014 ble det satt i drift en ny kabel mellom Norge og Danmark. Norge, Sverige, Finland og deler av Danmark er i dag et felles synkronområde, som innebærer felles frekvens.

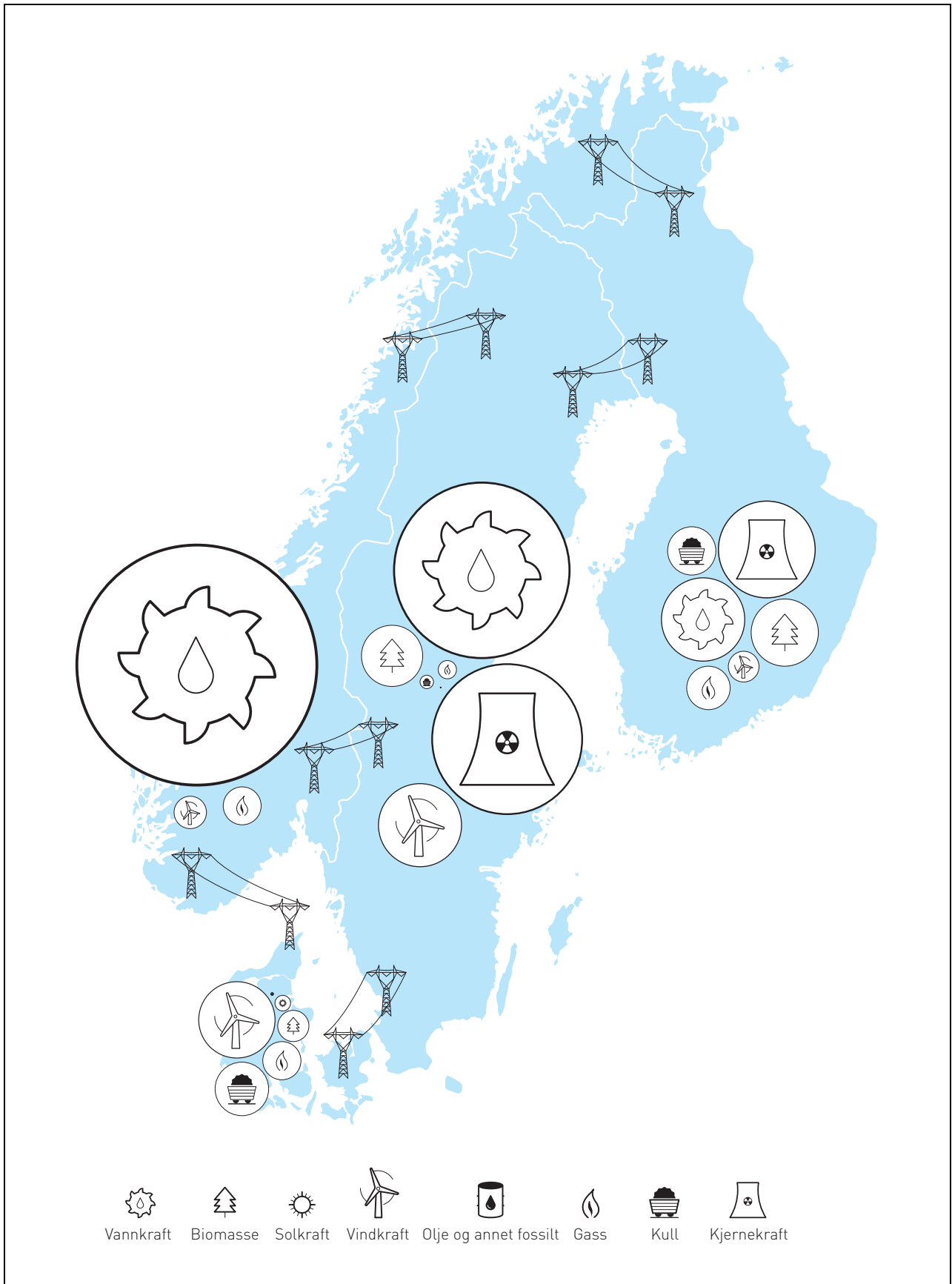
Sammenkoblingen av de nordiske markedene har styrket forsyningssikkerheten, redusert de samlede kostnadene i kraftforsyningen og lagt til rette for en økende andel fornybar produksjon. Det norske og svenske kraftsystemet er sårbart

for de samme værmessige variasjonene på grunn av vannkraftens rolle i begge landene. Tilknytningen til væruavhengig produksjon har derfor stor betydning for forsyningssikkerheten. Samtidig kan norske magasinkraftverk levere kortsiktig fleksibilitet i markeder som er basert på termiske produksjonsteknologier. Dette har blant annet vært viktig for den danske vindkraftutbyggingen, og i senere år også den svenske.

Den nordiske produksjonen er i dag sammensatt av et bredt spekter av kraftteknologier. Dette gir god forsyningssikkerhet og høy fleksibilitet. Den samlede magasinkapasiteten i vannkraften er over 123 TWh (84 TWh i Norge, 34 TWh i Sverige og 5 TWh i Finland). Deler av den termiske produksjonen kan også reguleres ved behov. Den regulerbare termiske produksjonen er imidlertid nedadgående, samtidig som andelen uregulerbar produksjon øker. Kjernekraften og de termiske kraftverkene er en viktig del av grunnlasten i det nordiske kraftsystemet.

### 3.5.2 Norsk krafthandel

Siden 1990 har den norske overføringskapasiteten økt med over 2000 MW, i hovedsak gjennom nye overføringsforbindelser til Danmark og Nederland. Norge har vært nettoeksportør i 17 av de siste 25 årene, jf figur 3.10. Perioden fra midten av 90-tallet til midten av 2000-tallet var preget av flere år med nettoimport av kraft enn tidligere. De siste ti årene har kraftbalansen bedret seg, og Norge



Figur 3.8 Sammensetning av kraftproduksjon i Norden (eks Island) i 2014 fordelt på teknologi.

Sirklenes areal tilsvarer størrelse på produksjonen (både mellom land og teknologier).

Kilde: NVE



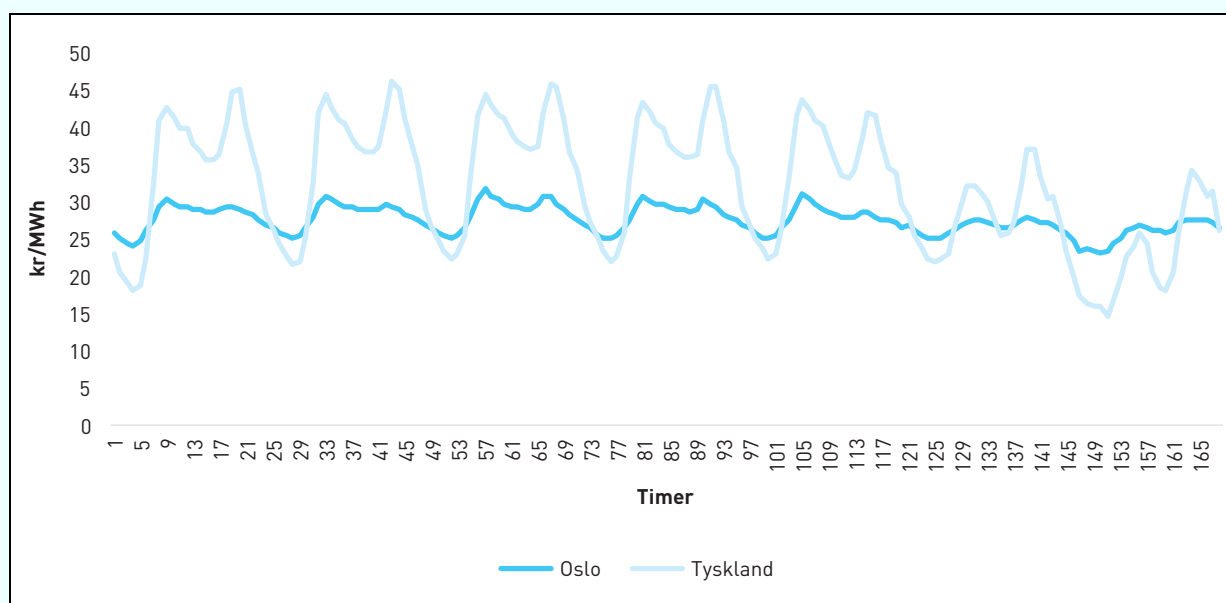
### Boks 3.7 Nytten av krafthandel

Gjennom kraftutveksling er det mulig å dra gjensidig nytte av forskjeller i naturressurser, produksjonssystemer og forbruksmønstre. Et samspill mellom flere land bidrar til at de samlede kostnadene blir lavere enn om hvert land skal løse utfordringene alene.

Kraftutvekslingen er organisert med det formål at kraften til enhver tid skal flytte dit hvor den har størst verdi, det vil si fra områder med lav pris til områder med høy pris. Kraftutveksling mellom Norges vannkraftbaserte system og termiske kraftsystemer på kontinentet over ulike perioder illustrerer dette. Det norske kraftsystemet har relativt flat prisstruktur som følge av at det er små kostnader ved å regulere produksjonen opp og ned. I termiske kraftsystemer er det kostbart å regulere produksjonen, og man

ser derfor en større variasjon i prisen på kraft over døgnet, jf. figur 3.9. Forskjellene i prisstruktur gjør at Norge kan importere relativt rimelig kraft fra utlandet om natten og eksportere kraft om dagen, når forbruket og prisene er høyere.

Sett over året er den norske krafteksporten tradisjonelt sett høyest i sommerhalvåret når tilslaget er høyt og det norske forbruket er lavt. Importen er som regel størst om vinteren når de norske kraftprisene er høyest. På denne måten demper kraftutvekslingen prisoppgangen i Norge på vinteren, samtidig som prisene på sommerhalvåret øker. På samme måte gir handel tilgang til relativt billig kraft i tørrår, og øker verdien på den norske kraften i overskuddsår.



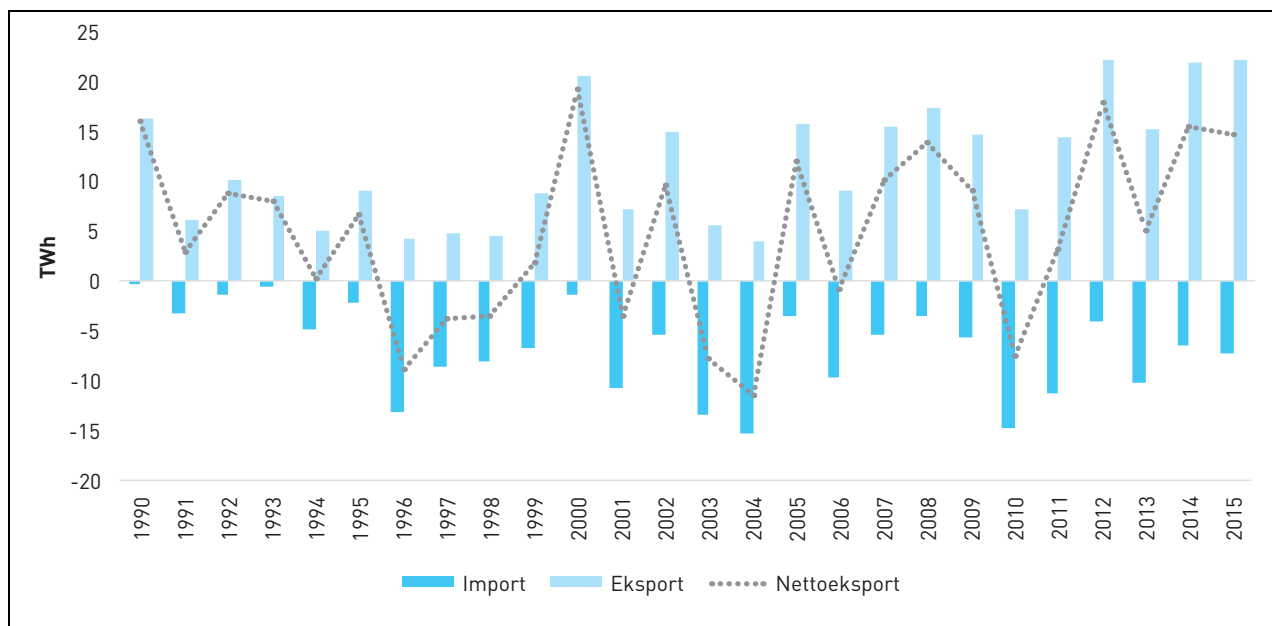
Figur 3.9 Gjennomsnittlig prisprofil gjennom uka, Oslo og Tyskland, 2011–2014.

Kilde: NVE

har hatt en gjennomsnittlig nettoeksport på omtrent 8 TWh per år. 2015 var preget av høyt tilslag til magasinene, noe som ga gode produksjonsforhold. Som følge av dette hadde Norge en nettoeksport på 14,6 TWh i 2015.

Andelen import og eksport varierer både fra år til år og mellom ulike perioder av året. Generelt har Norge en forholdsvis balansert handel med både Danmark og Sverige, der kraftutvekslingen i stor grad drives av kortsiktige endringer i forbruk og produksjon. Etter hvert som vindkraft har fått

stadig større innslag i den nordiske produksjonsmiksen har vindforholdene fått stor betydning for kraftflyten innad i Norden. Når det blåser mye i våre naboland presses de nordiske kraftprisene nedover. På grunn av fleksibiliteten til den norske vannkraften kan de norske produsentene spare vannet i magasinene slik at innenlands forbruk i større grad forsynes av import fra utlandet. Motsatt kan Norge eksportere kraft i vindstille perioder, når kraftprisen er høyere.



Figur 3.10 Norsk kraftutveksling 1990–2015.

Kilde: SSB, NVE

Utvekslingsmønsteret mot Nederland er noe mindre balansert. Norge har vært nettoeksportør i 7 av de 8 årene Norned-kabelen har vært i drift. Nederland har et kraftsystem som i større grad er basert på termisk produksjon, der kostnadene ved å produsere gass- og kullkraft bestemmer prisen i store deler av året. Så lenge det nederlandske prisnivået ligger over det norske vil kraften flyte i retning Nederland. Når ressursituasjonen i Norge er knapp, vil det norske prisnivået kunne øke og kraftflyten periodevis skifte retning.

I 2015 ble det handlet totalt 29,4 TWh over overføringsforbindelsen fra Norge. Omtrent 45 prosent av dette volumet var utveksling med Sverige, 30 prosent med Danmark, mens Nederland utgjorde om lag 20 prosent. Handelsvolumet til Russland og Finland utgjorde til sammen i underkant av 1 prosent.

### 3.6 En sikker strømforsyning

Forsyningssikkerheten for strøm i Norge er god. Markedet har en sentral rolle i å skape løpende balanse mellom produksjon og forbruk. Statnett er systemansvarlig for det norske kraftsystemet, og samarbeider også med de nordiske landene om driften.

#### 3.6.1 Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til kontinuerlig å levere strøm av en gitt kvalitet til sluttbrukere, og omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet, jf. boks 3.8.

##### *Energiknapphet og SAKS-tiltak*

Forsyningssikkerheten for energi har i perioder hatt stor oppmerksomhet i Norge som følge av varierende produksjonstilgang fra vannkraftsystemet. Situasjonen vinteren 2002/2003 førte blant annet til innføringen av nye tiltak for svært anstrengte kraftsituasjoner. Også senere har det vært perioder der tilsigsvikt sammen med andre hendelser har gitt høye kraftpriser gjennom vinteren, jf. kap. 3.4.2.

Statnett som systemansvarlig vurderer energisituasjonen basert på sannsynligheten for rasjonering. En svært anstrengt kraftsituasjon (SAKS) er en situasjon der sannsynligheten for rasjonering vurderes til å være over 50 prosent. Statnett må søke NVE om tillatelse til å bruke ekstraordinære SAKS-tiltak. Dette er først innløsning av energioppsjoner i forbruket, og deretter bruk av reservekraftverk. Formålet med SAKS-tiltak er å redusere risikoen for rasjonering, og kan anses som en forsikring mot rasjonering. Ingen av tiltakene har hittil vært i bruk. I dag vurderer Statnett at energiknapphet er lite sannsynlig, og vurderer at sannsynligheten for rasjonering er mellom 0,1 og 1 prosent.

### Boks 3.8 Forsyningssikkerhet er energi-, effekt- og driftssikkerhet

- *Energisikkerhet* er definert som kraftsystemets evne til å dekke energibruken. Energifknapphet eller svikt i energisikkerhet karakteriseres ved redusert produksjon av elektrisk energi på grunn av mangel på primærenergi (vann, gass, kull etc.).
- *Effektsikkerhet* defineres som kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning, og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet. Mens energifknapphet handler om situasjoner som kan vare i flere uker, handler effektknapphet om kapasiteten i enkelttimer med høyt forbruk.
- *Driftssikkerhet* defineres som kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides. Med gitte grenser siktes det til grenseverdier for frekvens, spenning og termisk overføringskapasitet på kabler og ledninger. Termisk overføringskapasitet er den maksimale mengden strøm en ledning kan overføre og samtidig forhindre eventuelle materialskader på grunn av for høy temperatur. Driftssikkerhet gjelder den kontinuerlige driften av kraftsystemet, helt ned på minutt- og sekundnivå. Blant annet kan feil ved komponenter eller styrings-systemer påvirke driftssikkerheten.

### Boks 3.9 Om overføringsnettet i Norge

Det er tre nettnivåer i Norge, transmisjonsnett<sup>1</sup>, regionalnett og distribusjonsnett.

- *Transmisjonsnettet* utgjør hovedveiene i kraftsystemet. Det binder sammen regionene, store produsenter og forbrukere i et landsdekkende system. Transmisjonsnettet omfatter også utenlandsforbindelsene.
- *Regionalnettet* binder sammen transmisjonsnettet og distribusjonsnettet, og kan også omfatte produksjons- og forbruksradialer på høyere spenningsnivå.
- *Distribusjonsnett* er de lokale kraftnettene som vanligvis sørger for distribusjon av kraft til mindre sluttbrukere.

I prop. 35 L ble det foreslått å lovfeste en ny definisjon av transmisjonsnettet. Transmisjonsnettet viderefører i stor grad det tidligere sentralnettet. Transmisjonsnettet har vanligvis et spenningsnivå på 300 til 420 kV, men i enkelte deler av landet inngår også linjer på 132 kV. Transmisjonsnettet utgjør om lag 11 000 km. Regionalnettet har et spenningsnivå på 33 kV til 132 kV, og utgjør om lag 19 000 km.

Distribusjonsnettet har spenning opp til 22 kV, og man skiller mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett. Skillet går på 1 kV, og det lavspente distribusjonsnettet er normalt 400 V eller 230 V for levering til alminnelig forbruk. Det

høyspente distribusjonsnettet over 1 kV utgjør om lag 100 000 km.

Større produksjonsanlegg knyttes til transmisjons- eller regionalnettet, mens mindre produksjonsanlegg tilknyttes regional- eller distribusjonsnettet. Store forbrukere, som kraftintensiv industri eller petroleumsvirksomhet, kobles gjerne på transmisjons- eller regionalnettet. Alminnelig forbruk til husholdning, tjenesteyting og småindustri er vanligvis tilknyttet distribusjonsnettet.

Det arbeides med sikte på å redusere antall nettnivå fra tre til to. I ekspertgrupperapporten «Et bedre organisert strømnett» fra 2014, var en av anbefalingene å fjerne regionalnettet som eget nettnivå og innlemme det i distribusjonsnettet.

EUs energiregelverk opererer også med to nettnivå: transmisjon og distribusjon. Da EUs andre energimarkedspakke ble gjennomført i Norge i 2006, ble både regional- og distribusjonsnettet klassifisert som distribusjon. Denne klassifiseringen har betydning for gjennomføringen av tredje energimarkedspakke, som stiller strengere krav om blant annet eiermessig skille for den som eier og driver transmisjonsnett.

<sup>1</sup> Tidligere sentralnett

### Strømnettet

Overføringsnettet utgjør bindeleddet i kraftforsyningen mellom produsenter, forbrukere og kraftsystemene i utlandet, jf. boks 3.9.

Det er mange steder store avstander mellom produksjon og forbruk i Norge. Et velutbygd overføringsnett bidrar til at strøm kan overføres fra magasinverkene på Sør-Vestlandet og i Nord-Norge til forbruk både i andre deler av Norge og i utlandet.

For å kunne sikre kraftforsyningen i alle situasjoner må overføringsnettet kunne håndtere variasjonene i forbruk og produksjon av kraft som kan forekomme på kort og lang sikt. Dette innebærer at nettet må dimensjoneres både for å håndtere toppene i kraftforbruket, som typisk forekommer på de kaldeste dagene i det kaldeste året, og for å kunne importere tilstrekkelig kraft gjennom en lengre periode, for eksempel i tørrår. I tillegg må nettet ha kapasitet til å frakte strøm ut av en region når forbruket er lavt, men strømproduksjonen høy. De store variasjonene i forbruk og produksjon innenlands gir behov for overføringskapasitet mellom ulike landsdeler og mellom Norge og utlandet.

### Leveringspåliteligheten for strøm

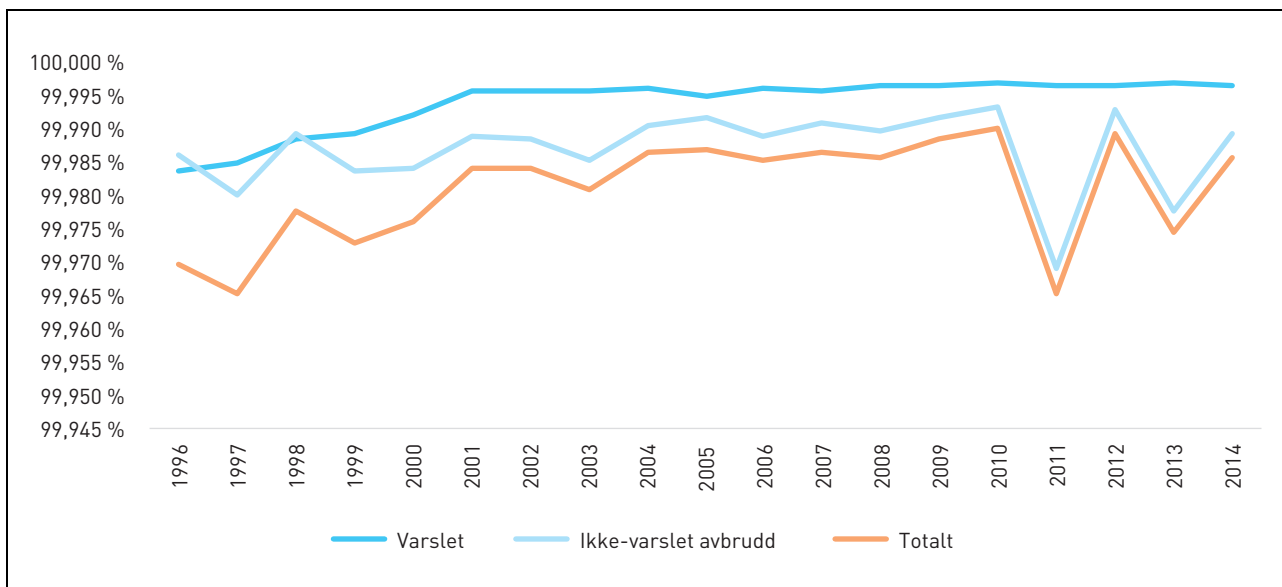
Leveringspåliteligheten for strøm er knyttet til hyppigheten og varigheten av avbrudd i forsyningen. Leveringspåliteligheten i Norge er stabilt

god, og er nærmere 99,99 prosent i år uten ekstremvær, jf. figur 3.11.

Leveringspåliteligheten for strøm kan aldri bli 100 prosent. Å sikre en avbruddsfri kraftforsyning vil kreve urimelig store investeringer i infrastruktur. Det er derfor ikke stilt krav som garanterer en avbruddsfri kraftforsyning. Aktører som er helt avhengig av en uavbrutt strømforsyning, må derfor sørge for alternativ forsyning gjennom nødstrømsaggregat eller andre løsninger. Samfunnets sårbarhet overfor avbrudd i strømforsyningen er derfor også avhengig av graden av egenberedskap hos sluttbrukere.

Avbruddsstatistikk er nyttig for å vurdere leveringspåliteligheten. I 2014 hadde sluttbrukere i gjennomsnitt 2,2 kortvarige og 2,4 langvarige avbrudd. Langvarige avbrudd er avbrudd som varer mer enn 3 minutter. Viktige årsaker til avbrudd er tordenvær (lyn), vind og vegetasjon (herunder trefall på linjene), og snø/is. Ulike tiltak kan iverksettes for å redusere avbrudd som følge av disse årsakene. Linjerydding er et viktig tiltak for å redusere avbrudd som følge av trefall på linjene. Jordkabel reduserer også påvirkningen fra trefall. I distribusjonsnettet skal bruk av jordkabel være hovedregelen, jf. Meld. St. 14 (2011–2012).

NVE vil sette fokus på skogrydding, og som en del av dette vil det utarbeides en veileder. Denne kan danne grunnlag for pålagt utarbeidelse av strategier og planer for skogrydding hos nettselskap. Dette vil åpne for at skogryddingen tilpas-



Figur 3.11 Leveringspålitelighet, 1996–2014.

Ekstremværet Dagmar bidro til fallet i leveringspåliteligheten i 2011. Mange av utfallene ble forårsaket av vind og trær som falt ned på kraftnettet.

Kilde: NVE

ses lokale forhold og vil i mye større grad enn spesifikke tekniske krav legge til rette for ivaretagelse av hensyn til økonomi, miljø og forsyningssikkerhet på en balansert måte.

#### *Kraftforsyningsberedskap*

Kraftforsyningen i Norge er robust. Samfunnets økende avhengighet av elektrisitet gjør kraftforsyningsberedskap viktigere. Dette handler om å forebygge utfall, men også å være godt rustet til å håndtere feil på en effektiv måte når de oppstår. Det er derfor utarbeidet et sektorregelverk som gir gode insentiver til forebygging og hurtig gjenoppretting ved feil.

Beredskapsforskriften er spesielt viktig, og omfatter blant annet krav til reparasjonsberedskap, sikringstiltak, informasjonssikkerhet, beskyttelse av driftskontrollsystemer, samt organiseringen av Kraftforsyningsberedskapsorganisasjon (KBO). Reparasjonsberedskap er viktig for hurtig gjenoppretting av forsyningen. Hensynet til liv og helse og annen samfunnskritisk virksomhet skal prioriteres ved gjenoppretting. Forskriften krever også at selskapene skal ha robuste kommunikasjonsløsninger. Egne kommunikasjonslinjer i sektoren gjør at selskapene kan kommunisere med hverandre, selv om for eksempel mobiltelefoni ikke fungerer.

NVE organiserer KBO, som ved beredskaps hendelser løser oppgaver knyttet til gjenoppretting av kraftforsyningen. KBO består av NVE, Statnett og større kraftprodusenter, nettselskaper og fjernvarmeselskaper. Kraftforsynings distriktssjefer (KDS) er energiforsynings regionale representanter, som utpekes av NVE. KDSene har ansvar for hvert sitt geografiske område, og representerer også energiforsyningen i fylkesmannens beredskapsråd.

NVE sikrer etterlevelse av regelverket blant annet gjennom tilsyn, veiledninger, øvelser og informasjonsdeling. Dette bidrar til å øke oppmerksomheten og fokuset på beredskap.

### **3.6.2 Driften av kraftsystemet**

Statnett er systemansvarlig for det norske kraftsystemet. Dette innebærer at de er ansvarlig for at kraftsystemet er i balanse til enhver tid. Statnett skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Statnetts systemansvar reguleres gjennom Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FOS), en forskrift under energiloven. Her utdypes det blant annet at systemansvarlig skal sørge

for frekvensregulering, sikre momentan balanse i kraftsystemet, utvikle markedsløsninger som bidrar til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet, og i størst mulig grad bruke virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper. Systemansvarlig koordinerer driften av kraftsystemet, sørger for fastsettelse av kapasitet til markedet, håndtering av flaskehals og handel med andre land.

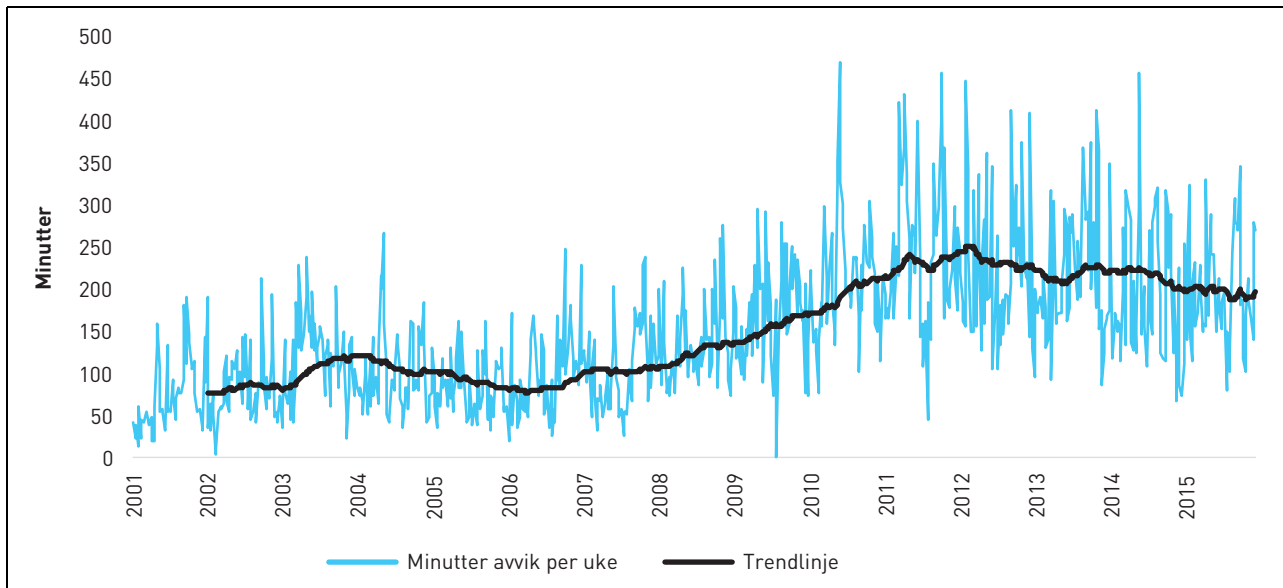
Elektrisitet er ferskvare, og det må til enhver tid produseres like mye strøm som det forbrukes. Dette kalles den momentane balansen i kraftsystemet. Kraftmarkedet er helt sentralt for balansen mellom tilbud og etterspørsel etter kraft. Resultatene fra den daglige prisberegningen i day-ahead-markedet er grunnlaget for Statnetts planlegging og opprettholdelse av momentan balanse i det påfølgende driftsdøgnet. Den kontinuerlige balanseringen av produksjon og forbruk er svært viktig for driftssikkerheten i systemet. Dersom det oppstår ubalanser, iverksetter systemansvarlig tiltak for å gjenopprette balansen, som å justere produksjonen eller forbruket.

#### *Frekvenskvalitet*

Frekvensen er et mål for den momentane balansen, og er den samme i hele det nordiske synkronområdet, som omfatter Norge, Sverige, Finland og deler av Danmark. Frekvensen skal være 50 Hertz (Hz), med en normalvariasjon mellom 49,9 og 50,1 Hz.

Siden Norden har felles frekvens, vil ubalanser i et område påvirke hele synkronområdet. Dette innebærer at et lands nettinvesteringer, valg av markedsløsninger eller tiltak innen driftssikkerhet påvirker hele synkronsystemet. Det er derfor nødvendig med et tett samarbeid mellom de nordiske landene.

Frekvenskvaliteten kan illustreres ved frekvensavviket, som forteller hvor mange minutter frekvensen er utenfor normalvariasjonsbåndet mellom 49,9–50,1 Hz. Frekvensavvik kan komme av feilhendelser, ubalanser knyttet til endringer i flyten på utenlandsforbindelser, eller plutselige endringer i kraftproduksjonen. For å sikre den momentane balansen og motvirke at plutselige endringer eller feilhendelser fører til frekvensavvik og i verste fall avbrudd, må systemansvarlig ha tilgjengelige reserver for å håndtere ubalanser. Reserver kommer ofte fra kraftverk med reguleringssevne, som regulerer produksjonen opp eller ned for å stabilisere systemet. Det er viktig for driftssikkerheten at systemansvarlig har god nok



Figur 3.12 Frekvensavvik, 2001–2015.

Antall minutter utenfor 49,9–50,1 Hz per uke.

Kilde: Statnett

tilgang på reserver, og dette skaffes gjennom balansemarkedene.

Frekvenskvaliteten ble gradvis forverret frem mot 2011, noe som indikerer en økt risiko i systemet. Den svekkede frekvenskvaliteten skyldes at kraftsystemet driftes med større og hurtigere flytendringer, og med mindre marginer i driften enn tidligere. Spesielt gir dette utslag på frekvensen ved timeskift i perioder med store endringer i produksjon og forbruk, og større endringer av flyt på mellomlandsforbindelsene. Fra 2012 har frekvenskvaliteten blitt noe forbedret. Bedringen skyldtes ulike tiltak fra Statnett og de nordiske TSOene, blant annet implementering av automatiske sekundærreserver i Norden fra 2013, og krav til produksjonsplaner med kvarterstoppløsning ved større produksjonsendringer.

Spenningen skal også være tilfredsstillende og innenfor gjeldende grenser. Mens frekvensen er den samme i hele det nordiske systemet, er spenning en lokal størrelse. Nettselskapene har ansvaret for spenningen i sitt nett. Spenningen i nettet påvirkes blant annet av endringer i produksjon og forbruk. Hvor mye spenningen som påvirkes av disse endringene, avhenger av hvor sterkt nettet er. Et sterkt nett kjennetegnes av høy kortslutningsystemytelse og lite motstand (lav impedans), noe som betyr at nettet håndterer svingninger i produksjon og forbruk bedre.

Nytt forbruk som medfører høyt uttak av effekt kan skape kapasitetsutfordringer for nettet,

særlig hvis høyt effektuttak sammenfaller med eksisterende lasttopper på kalde vinterdager.

Egenskaper ved elektriske apparater kan også påvirke spenningskvaliteten i nettet, og medføre for eksempel flimrer hos nærliggende sluttbrukere. Svake nett er mer utsatt for slike spenningsforstyrrelser enn sterke nett. Elektriske apparater som kan være utfordrende for nettet er for eksempel noen typer varmepumper, høytrykksspylere, induksjonstopper og elbilladere. Apparatene kan påvirke spenningskvaliteten gjennom hvor stor lastendringen er når apparatene skrues av eller på, og hvor ofte apparatet skrues av og på. Slike apparater kan i noen tilfeller være en utfordring i det norske lavspenningsnettet, enten fordi nettet er svakt og/eller fordi nettet har en systemjording som er annerledes enn det som er vanlig ellers i Europa.

## 3.7 Andre deler av energiforsyningen i Norge

### 3.7.1 Innledning

Foruten kraftforsyningen består energiforsyningen av flere segmenter basert på produksjon og transport av ulike energibærere til sluttbrukere. Dette omfatter for eksempel bioenergi, fjernvarme og gass. Felles for disse energibærerne er at de til dels har ulike typer infrastruktur og bruksområder, og at de fleste brukes i tillegg til

strøm. Markedene for andre energibærere i energiforsyningen utgjør i dag mer begrensede markeder sammenliknet med kraftmarkedet og har mindre transparent prisdannelse.

### 3.7.2 Fjernvarme

Innslaget av fjernvarme i det norske energisystemet har økt siden 2000. Det er gjort store investeringer i fjernvarmeinfrastruktur. I 2014 ble det levert 4,5 TWh fjernvarme, en tredobling siden 2000, jf. figur 3.13. Dette dekker om lag en tiendedel av behovet for romoppvarming og tappevann i Norge. Installert effekt for fjernvarme er 3600 MW.

Det er særlig de største byene i landet som har fjernvarmeanlegg av betydelig størrelse. Forbruket av fjernvarme i Oslo er alene på 1,6 TWh, og kan dekke 25 prosent av byens effektbehov. Totalt er det etablert 89 større eller mindre fjernvarmeanlegg i 75 kommuner.

Fjernvarmesektoren har vært gjennom en periode med høyt investeringsnivå og mange nye tildelinger av fjernvarmekonsesjoner. Dette kan blant annet ses i sammenheng med at det i 2009 ble innført et deponiforbudet for nedbrytbart avfall, som skapte behov for mer forbrenningskapasitet. Mange nye fjernvarmeanlegg er blitt etablert i tilknytning til avfallsforbrenningsanlegg. Investeringene i fjernvarmesektoren nådde toppen i 2010 og har siden vært nedadgående. Enova har gjennom flere år hatt støtteprogram rettet mot fjernvarme.

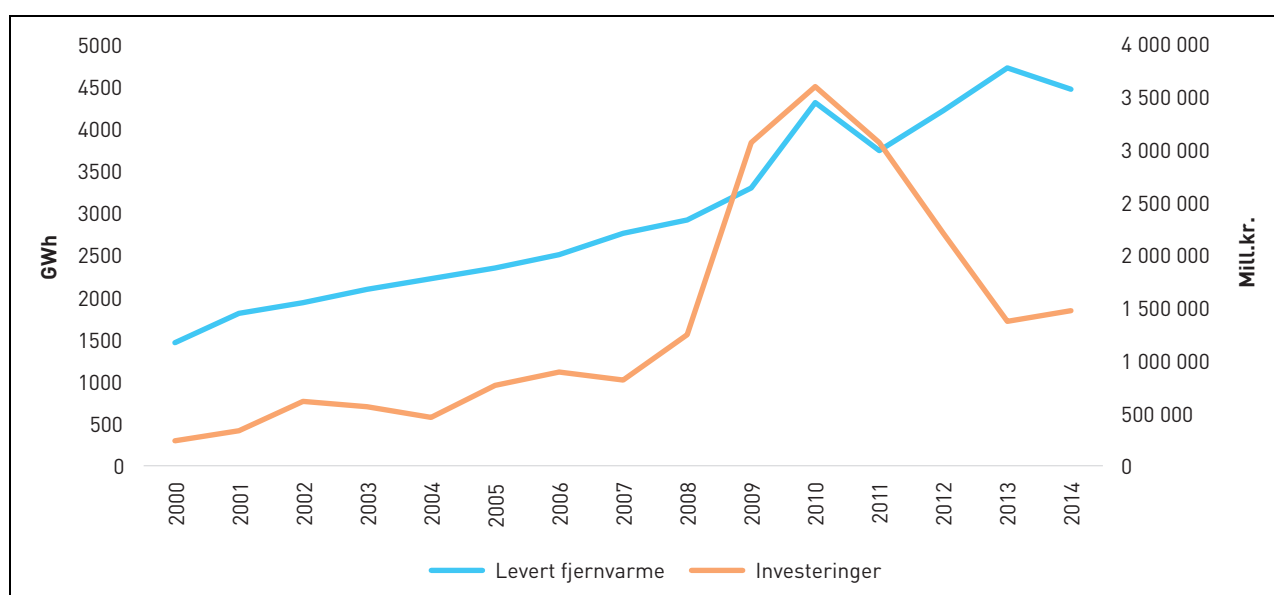
Fjernvarme kan produseres med mange forskjellige brenselstyper, jf. figur 3.14. Avfall har i flere år vært det viktigste brensel og dekket 50 prosent av fjernvarmeproduksjonen i 2014. Den nest største energikilden var bioenergi med en andel på rundt 17 prosent. Bruken av bioenergi i fjernvarmen har vært økende det siste tiåret. Bruk av petroleumsprodukter har blitt redusert kraftig de siste årene.

Tjenesteyting står for om lag to tredjedeler av forbruket av fjernvarme. Viktige bygg i denne kategorien er helsebygninger, kultur- og forskningsbygg og kontorbygg. Resten av fjernvarmen blir levert til boligblokker og industrien.

Fjernvarme samspiller på en god måte med kraftforsyningen. Dersom fjernvarme kan erstatte kraftforbruk om vinteren, kan dette begrense behovet for investeringer i kraftsystemet. Fjernvarmeanleggene kan gå på elektrisitet når kraftprisen er lav og andre energibærere når kraftprisen er høy.

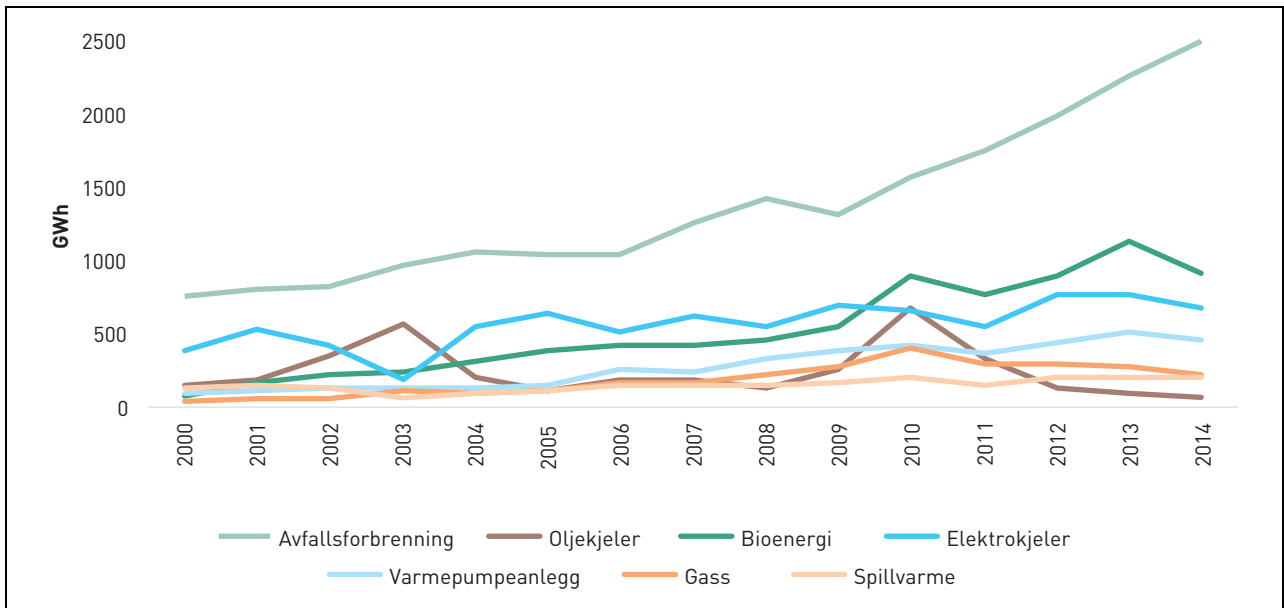
Fjernvarme har en fordel ved at sentraliserte varmeanlegg har bedre virkningsgrad enn lokale varmeanlegg. Styring og regulering av slike anlegg skjer med avansert teknisk utstyr. Det stilles også krav til renseteknologi.

Om lag 1 TWh fjernvarme blir levert til boligblokker hvor det skjer en forgreining til flere bruksenheter av varmtvann til romoppvarming og tappevann. Ofte fordeles energikostnadene mellom bruksenheter etter en fast fordelingsnøkkel. Dette kan føre til et unødig høyt energibruk fordi kundene ikke ser noen sammenheng mellom for-



Figur 3.13 Levert fjernvarme og fjernvarmeinvesteringer.

Kilde: SSB



Figur 3.14 Brensel til fjernvarme 2000–2014.

Kilde: SSB

**Boks 3.10 Bioenergi**

Bioenergi er en viktig energikilde til produksjon av varme i Norge og kan bidra med energifleksibilitet og reduksjon av klimagassutslipp. Ved varmeproduksjon fra bioenergi utnyttes totalt 85–90 prosent av energien i brenselet. Årlig bruk av bioenergi i Norge økte fra 10 TWh i 1990 til 18 TWh i 2012. Ved i husholdninger utgjør den største andelen av forbruket med 7,5 TWh/år, etterfulgt av industrien, som bruker flis og annet virke som brensel i produksjonsprosesser. Bruk av både flis og biobasert avfall som brensel i fjernvarmeanlegg har også økt, og utgjør i dag omtrent en fjerdedel av brenselmiksen til produksjon av fjernvarme. Biobrensel kan også være et godt alternativ som brensel for nærvarmeanlegg. For et nærvarmeanlegg er kundegrunnet og leveringsomfanget mindre enn for et fjernvarmeanlegg. Biobrenselanlegg i regi av landbruket har vært en viktig varmekilde for mange nærvarmeanlegg og bidratt med 350 GWh siden 2003.

bruk og kostnad. Det finnes i dag eksempler på individuell måling av fjernvarme per kunde, men det er svært lite utbredt.

**3.7.3 Fjernkjøling**

Bruken av fjernkjøling har hatt en jevn og kraftig økning siden 2003, og i 2014 ble det levert totalt 169 GWh fjernkjøling. Mens det i 2001 kun var tre produsenter som leverte fjernkjøling i Norge, hadde antallet økt til om lag 20 i 2013. Markedsaktørene som leverer fjernkjøling er hovedsakelig virksomheter som også produserer og distribuerer fjernvarme. Størstedelen av fjernkjøleproduksjonen i Norge kommer fra kjølesentraler basert på varmepumper. Fjernkjøling er fortsatt beskjeden sammenliknet med fjernvarmeforbruket i Norge. Kundene er nesten utelukkende tjenesteytende næringer.

**3.7.4 Gass**

Norge har store gassressurser. I 2015 produserte Norge 114 mrd standard kubikkmeter ( $\text{sm}^3$ ) gass fra norsk sokkel. Om lag 95 prosent går til eksport via gassrørnettet i Nordsjøen til Storbritannia og det europeiske kontinentet. Utvinning av olje og gass er energikrevende, og i 2014 gikk det med 4,5 mrd  $\text{sm}^3$  til ulike prosesser ved utvinningen av olje og gass.

Ved de fem ilandføringsterminalene for gass i Norge; Melkøya, Tjeldbergodden, Nyhamna, Kollsnes og Kårstø, er gass tilgjengelige for innenlandsk bruk. En betydelig bruker er metanolfabrikken på Tjeldbergodden som produserer metanol med gass som råstoff.



Ved flere av ilandføringsstedene er det kraftverk som bruker gass til produksjon av kraft og varme. Dette gjelder varmekraftverket på Mongstad og gasskraftverkene i Hammerfest og på Kårstø. Samlet bruk av naturgass til produksjon av kraft og varme var i 2014 på 4,3 TWh. Det har kun vært stabil produksjon i kraftverkene på Hammerfest og Mongstad. Naturkraft har søkt om avvikling av gasskraftverket på Kårstø.

I 2014 ble i tillegg 5 TWh naturgass distribuert gjennom distribusjonsrørnettverk eller som småskala LNG-distribusjon. Den rørbaserte distribusjonen utgjør om lag 2 TWh og er avgrenset til de to gassrørnettverkene i Rogaland. Det ene nettet har en lengde på 120 km rør og forsyner brukere på Haugalandet, mens det andre nettet er 620 kilometer og leverer gass i Stavanger-området. Mengden gass distribuert gjennom de to distribusjonsnettene har vært stabil de siste årene. Kundene er i hovedsak bedrifter som bruker gass til termiske formål.

De siste ti årene har det vokst frem et marked for distribusjon av LNG.<sup>8</sup> LNG produseres ved fire fabrikk i Rogaland og Hordaland, og har en produksjonskapasitet på til sammen 440.000 tonn per år. I tillegg har LNG-anlegget på Melkøya en betydelig produksjon hvor nesten alt går til eksport.

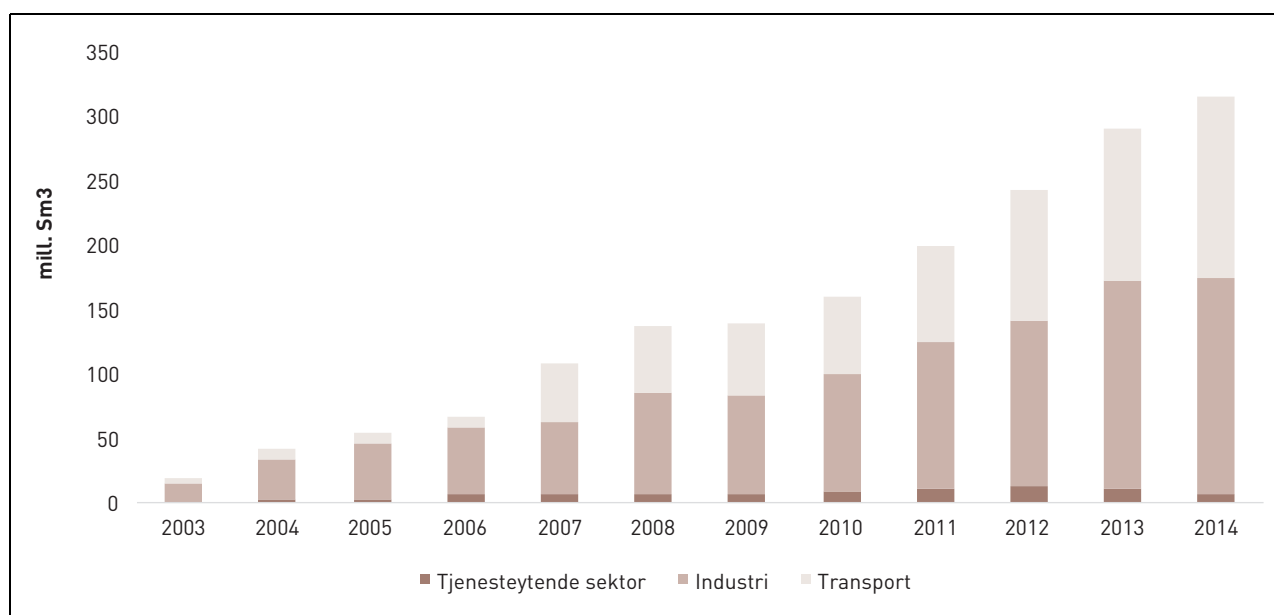
<sup>8</sup> LNG er nedkjølt gass i væskeform

LNG kan fraktes i tankbiler eller på mindre LNG-frakteskip til mottaksanlegg hos kundene. Ved mottaksanlegget blir LNG regassifisert og kan benyttes til for eksempel industrielle formål. LNG kan også brukes direkte som drivstoff i skip eller tungtransport. Innenlandsk bruk av LNG utgjorde om lag 3,1 TWh 2014. Om lag en tredjedel ble brukt som drivstoff i ferger, skip og vei-transport, mens resten blir stort sett benyttet i industrien til termiske formål, jf. figur 3.15.

Det er i dag om lag 70 terminaler i varierende størrelse som betjener LNG til industrikunder, og skip som bruker LNG som drivstoff. Leveransene av LNG har hittil stort sett skjedd med langsiktige avtaler. De fleste av terminalene er blitt finansiert av LNG-leverandørene, men noen er betalt av kundene selv.

I perioden 2004–2011 har Enova bidratt med 152 mill. kroner i investeringsstøtte til 9 større mottaksterminaler for LNG. Støtteprogrammet til Enova for bygging av småskala LNG-anlegg opphørte i 2011. Næringslivets NO<sub>x</sub>-fond har bidratt til å fremme bruken av LNG ved å gi investeringsstøtte til skip som bruker LNG som drivstoff og til omlegginger i industrien fra olje til bruk av LNG.

Overgang til LNG i skip og industri representerer miljøgevinster i form av reduserte utslipp av NO<sub>x</sub>, svoveldioksid og partikkelutslipp. Konvertering til naturgass kan også bidra til reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp. Det er forbedringene av den lokale luftkvaliteten som er den viktigste miljøgevinsten.



Figur 3.15 Utvikling for småskala LNG-distribusjon i Norge, 2003–2013.

Kilde: SSB

## 4 Virkemidler på energiområdet

Energi- og vannressurssektoren i Norge er underlagt et omfattende lov- og forskriftsverk som er utviklet over lang tid. Lovverket er utformet for å ivareta viktige hensyn som god ressursforvaltning, forsyningssikkerhet, miljø, verdiskaping, effektiv produksjon, overføring og bruk av energi, samt offentlig eierskap til vannkraftressursene.

Det har skjedd store endringer i virkemiddelbruken på enkelte områder siden siste energimelding ble lagt frem i 1998. EUs energipolitikk og regelverksutvikling har blant annet fått økende betydning. Samtidig ligger grunnlaget for myndighetenes forvaltning av de norske energiressursene, for eksempel gjennom konsesjonsbehandlingen, i all hovedsak fast.

Kraftmarkedet er regulert gjennom en rekke juridiske og økonomiske virkemidler, blant annet for å hindre at nettselskapene utnytter sin monopolstilling, og for å sikre en forsyningssikkerhet med god leveringskvalitet.

I Norge benyttes ulike typer virkemidler for å fremme fornybar energi, energieffektivisering og mer klimavennlig energibruk. Elsertifikatmarkedet med Sverige er et virkemiddel for å fremme produksjon av ny fornybar elektrisitet. Det er også en betydelig satsing på omlegging til bruk av fornybar energi, energieffektivisering og utvikling av energi- og klimateknologi i Norge. Enova har en viktig rolle i dette arbeidet.

Avgifter, støtteordninger, lover og forskrifter, informasjon og rådgivning inngår også i virkemiddelbruken på energiområdet. Støtte til forskning og utvikling skal bidra til en effektiv utnyttelse og verdiskaping basert på de norske energiressursene.

### 4.1 Lovverket

Lov- og forskriftsverket innenfor energi- og vannressurssektoren skal sørge for en samfunnsmessig rasjonell forvaltning av energi- og vannressursene, og sikre at allmenne og private interesser blir ivaretatt.

Energiloven har som formål å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling

og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det skal tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt. Loven tilrettelegger for konkurranse innenfor produksjon og omsetning av elektrisitet. Utbygging og drift av nett er et naturlig monopol, og kontrollen med nettselskapenes inntekter er hjemlet i energiloven. I medhold av energiloven reguleres også markedsplass for omsetning av elektrisk energi, overføringsforbindelser til utlandet, fjernvarmeanlegg, systemansvar, leveringskvalitet, energiplanlegging og kraftforsyningsberedskap.

For å kunne bygge et vindkraftanlegg eller kraftledninger med høy spenning, må tiltakshaver søke om anleggskonsesjon etter energiloven. For ledninger på lavere spenningsnivå i distribusjonsnettet gis nettselskapene en generell områdekonsesjon. Det betyr at det ikke er nødvendig å søke konsesjon for hvert enkelt anlegg.

For vannkraft er det nødvendig med konsesjoner knyttet til eierskap og ressursutnyttelse som forankres i industrikonsesjonsloven, vassdragsreguleringsloven og vannressursloven.

For å utnytte vann til produksjon av elektrisitet må utbygger ha rettigheter til vannfallet. For andre enn staten kreves det konsesjon etter industrikonsesjonsloven for erverv av fallrettigheter. Småkraft uten reguleringsanlegg omfattes ikke av denne loven. Industrikonsesjonsloven skal sikre at vannkraftressursene forvaltes til beste for fellesskapet gjennom offentlig eierskap på statlig, fylkeskommunalt og kommunalt nivå.

Tidligere åpnet loven for at også private aktører kunne gis konsesjon, men med tidsbegrensning og vilkår om hjemfall. Hjemfall innebærer at staten vederlagsfritt overtar vannfall og produksjonsanlegg ved konsesjonstidens utløp. Etter EFTA-domstolens avgjørelse i hjemfallssaken i 2007 ble industrikonsesjonsloven endret for å sikre offentlig eierskap. Konsesjoner kan i dag bare gis til offentlige aktører. Private kan eie inntil 1/3 av selskap som har rettigheter som omfattes av industrikonsesjonsloven. I konsesjoner etter industrikonsesjonsloven settes det blant annet vilkår om konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.

Mens industrikonsesjonsloven regulerer eierskapet, kreves det konsesjon etter vassdragsreguleringsloven for å regulere eller overføre vann for bruk til kraftproduksjon over en viss størrelse. For elvekraftverk med årlig produksjon over 40 GWh gjelder også flere av vassdragsreguleringslovens bestemmelser. I konsesjonen fastsettes høyeste og laveste tillatte regulerte vannstand i magasiner, og det kan pålegges næringsfond til utbyggingskommunen. Det fastsettes et manøvreringsreglement med vilkår. Dette kan inneholde krav om minstevannføring og bestemmelser om hvilke vannmengder som skal slippes til ulike tider over året. Etter vassdragsreguleringsloven kan det også settes vilkår om konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.

I tillegg til vannkraft finnes det en rekke andre typer inngrep i vassdrag. Vannressursloven gjelder for alle typer tiltak i vassdrag, ikke bare kraftutbygging. Eksempler på andre typer tiltak kan være vannuttak til fiskeoppdrettsanlegg eller masseuttak. Småkraft blir også behandlet etter vannressursloven. Mindre inngrep som ikke ventes å medføre nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser, trenger ikke konsesjon etter vannressursloven. Også etter vannressursloven kan det settes en rekke vilkår for å kompensere og avbøte skader.

Havenergilova regulerer fornybar energiproduksjon og omforming og overføring av elektrisk energi til havs. Loven legger det juridiske grunnlaget for fremtidig utvikling av fornybar energiproduksjon til havs.

Elsertifikatloven regulerer elsertifikatorordningen som skal fremme produksjon av fornybar elektrisitet. Elsertifikatorordningen er beskrevet i kap. 4.5.

I tillegg til lovene som Olje- og energidepartementet forvalter, har en rekke lover og forskrifter betydning for energi- og vannressursområdet. EUs vanddirektiv (2000/60/EF) er gjennomført i Norge gjennom vannforskriften som er hjemlet i forurensningsloven, plan- og bygningsloven og vannressursloven. Forskriften gir regler om utarbeiding av forvaltningsplaner for å opprettholde og forbedre miljøtilstanden i ferskvann og kystvann. Betydningen av vannforskriften er nærmere beskrevet i kap. 4.3 og i kap. 15.

Produksjon og overføring av energi kan berøre naturmangfold, og må vurderes etter prinsippene i naturmangfoldloven. Naturmangfoldloven gjelder for alle sektorer når det offentlige utøver myndighet og treffer beslutninger som berører naturen. Loven skal sikre at naturen tas vare på ved bærekraftig bruk og vern, også slik at

den gir grunnlag for menneskelig aktivitet og virksomhet. Reglene i naturmangfoldloven om prioriterte arter, utvalgte naturtyper og områdevern, kan også ha betydning for produksjon og overføring av energi.

Plan- og bygningsloven gjelder i stor grad parallelt med energi- og vassdragslovgivningen, men det er gjort viktige unntak. Sentral- og regionalnettet er unntatt fra viktige deler av plan- og bygningsloven, men omfattes av reglene om konsekvensutredninger. Forskrift om konsekvensutredninger stiller egne krav til utredninger av tiltak som konsesjonsbehandles. Byggteknisk forskrift inneholder energikrav til bygninger.

Dersom en utbygger mangler nødvendige rettigheter for å bygge energi- og vassdragsanlegg, kan det søkes om ekspropriasjon etter oreigningslova. Kulturminneloven, forurensningsloven og reindriftsloven skal der det er relevant, vurderes i konsesjonsbehandlingen av energi- og vassdrags tiltak. Reindriftsloven skal bevare reindriften som et viktig grunnlag for samisk kultur, i samsvar med Grunnlovens og folkerettens regler om urfolk og minoriteter.

Forvaltningsloven gir generelle regler om saksbehandlingen. Loven inneholder regler om blant annet saksforberedelse og klage over enkeltvedtak, og kommer i tillegg til de spesielle saksbehandlingsreglene i energi- og vannressurslovgivningen.

## 4.2 Øvrige rammer for konsesjonsbehandlingen

Innenfor lovverket er det etablert en rekke rammer for konsesjonsbehandlingen slik som planer eller retningslinjer.

### *Samlet plan*

Samlet plan for vassdrag ble fremmet for Stortinget i tre stortingsmeldinger: St.meld. nr. 63 (1984–85), St.meld. nr. 53 (1986–87) og St.meld. nr. 60 (1991–92). Det ble gjort et omfattende arbeid på prosjektnivå med å vurdere økonomisk lønnsomhet, tekniske egenskaper og grad av konflikt med miljø- og brukerinteresser.

Planen har som formål å styre utbyggingsrekkefølgen for de gjenværende vannkraftressursene. Rimelige utbyggingsprosjekter med små konflikter skal realiseres før dyrere prosjekter med større konflikter. Prosjektene er derfor delt inn i ulike kategorier. For prosjekter i kategori I

kan det søkes konsesjon. For prosjekter i kategori II kan det ikke søkes konsesjon direkte.

Etter behandling av den siste meldingen i 1993 har planen ikke vært forelagt Stortinget. Før konsesjonsbehandling av et større vannkraftverk må det gjøres en avklaring mot Samlet plan. Vedtak i slike saker fattes av Miljødirektoratet i samråd med NVE. For prosjekter i kategori II må det søkes om omplassering til kategori I. Nye prosjekter som ikke tidligere er behandlet i Samlet Plan behandles som unntakssøknader. Ved suppleringen av Verneplan for vassdrag (St.prp. nr. 75 (2003–2004)) ble alle prosjekter på opptil 10 MW eller med årsproduksjon på opptil 50 GWh fritatt for behandling etter Samlet plan. Småkraftverk kan derfor konsesjonsbehandles direkte.

#### *Verneplan for vassdrag*

Stortinget har vedtatt fire verneplaner for vassdrag i årene 1973 til 1993, og suppleringer i 2005 og 2009. Disse omtales samlet som Verneplan for vassdrag, og omfatter 389 vassdrag eller vassdragsavsnitt som til sammen utgjør et representativt utsnitt av norsk vassdragsnatur. Verneplanen er en bindende instruks fra Stortinget til forvaltningen om ikke å gi konsesjon til vannkraft i disse vassdragene. Vernet gjelder først og fremst mot kraftutbygging, men verneverdiene skal også tas hensyn til ved andre typer inngrep.

Stortinget vedtok ved suppleringen av verneplanen i 2005 at det kan åpnes for konsesjonsbehandling av vannkraftverk med installert effekt inntil 1 MW i vernede vassdrag, med unntak for Bjerkreimsvassdraget hvor grensen ble satt til 3 MW. Slike prosjekter kan bare tillates dersom hensynet til verneverdiene tillater det. En del vernede vassdrag eller deler av vernede vassdrag er også vernet etter naturmangfoldloven, og flere har status som nasjonale laksevassdrag i tråd med St.prp. nr. 79 (2001–2002) og St.prp. nr. 32 (2006–2007).

#### *Retningslinjer og regionale planer*

Det er utgitt flere retningslinjer om hvordan ulike hensyn skal vektlegges i konsesjonsbehandlingen av ulike typer energianlegg. Disse skal legges til grunn av kommunene, regionale myndigheter og statlige etater ved planlegging og ved konsesjonsbehandling.

Olje- og energidepartementet og Kommunal- og moderniseringsdepartementet utga i 2015 en

veileder for kommunal behandling av mindre vindkraftanlegg. Regjeringen har lagt til rette for kommunal behandling av mindre vindkraftanlegg, ved at grensen for konsesjonsplikt etter energiloven for vindkraftanlegg er satt til 1 MW samlet installert effekt med en begrensning på fem vindturbiner innenfor hvert prosjekt. Mindre vindkraftanlegg behandles av kommunene etter plan- og bygningsloven.

Noen fylker har utarbeidet regional plan etter plan- og bygningsloven for småkraft og vindkraft. En slik plan tar ikke stilling til konkrete utbyggingsprosjekter, men skal inngå i beslutningsgrunnlaget for konsesjonsbehandlingen, og være retningsgivende for kommunal og statlig virksomhet. Det er også utarbeidet regionale planer for våre nasjonale villreinområder. Godkjent regional plan inngår i beslutningsgrunnlaget for konsesjonsbehandlingen av enkeltprosjekter.

#### *Tematisk konfliktvurdering for vindkraft*

Konfliktvurderingene skal systematisere og kategorisere informasjon om mulige konflikter mellom planlagte vindkraftanlegg og andre interesser, og legge til rette for avklaring av disse gjennom konsesjonsbehandlingen. Vurderinger knyttet til reindrift foretas av Reindriftsforvaltningen, og temaer knyttet til forsvaret foretas av Forsvarsbygg. Innen miljø gjøres vurderingene av Miljødirektoratet og innen kulturminner av Riksantikvaren. NVE har ansvaret for å koordinere og sikre gjennomføringen av tematiske konfliktvurderinger av meldte og konsesjonssøkte vindkraftanlegg.

#### *Kraftsystemutredninger*

I henhold til forskrift om energiutredninger skal det utarbeides kraftsystemutredninger (KSU) annet hvert år. 17 regionale nettselskap utarbeider KSUer for ulike deler av regionalnettet. Statnett utarbeider KSU for transmisjonsnettet. KSUene har en del som er offentlig og en del som av beredskapsmessige grunner er unntatt offentlighet. Den offentlige delen av transmisjonsnettets KSU omtales som Nettutviklingsplanen. KSUene skal gi oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge, og bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av regional- og transmisjonsnettet. Utredningene er viktige i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg, spesielt for større kraftledninger.

### *Konseptvalgutredning for store kraftledninger*

Før nettselskapene kan sende melding om nye, store kraftledninger, skal det gjennomføres en ekstern kvalitetssikring av selskapets behovsanalyse og en utredning av konseptet. Denne ordningen ble innført etter Stortingets behandling av Meld. St. 14 (2011–2012), og er hjemlet i energiloven. Med store kraftledningsanlegg menes anlegg med spenningsnivå på minst 300 kV og lengde på minst 20 km. Utenlandsforbindelser er ikke omfattet av ordningen.

Formålet med ordningen er å styrke energimyndighetenes styring med konseptvalget, synliggjøre behov og valg av hovedalternativ, samt å sikre at den faglige kvaliteten på beslutningsunderlaget er godt. Konseptvalgutredningen oversendes Olje- og energidepartementet som sender den på høring. Departementet avholder normalt høringsmøte. Etter høringen avgir departementet en uttalelse, før nettselskapet kan melde og søke om konsesjon. Departementets behandling av konseptvalg er viktig for at den etterfølgende planleggings- og konsesjonsprosessen skal være effektiv og ryddig for både myndigheter og interessenter. Når behov og konsept forankres godt før en mer detaljert utforming av prosjektet, kan det spares tid senere i prosessen.

## **4.3 Konsesjonsbehandling**

Ved konsesjonsbehandlingen av energitiltak avveies fordeler opp mot ulemper for ulike interesser. For å gi konsesjon skal de samlede fordelene for samfunnet overstige ulempene.

Regelverket for konsesjonsbehandling sikrer at ulike hensyn ivaretas. På den ene siden vil utbygging av energiprojekter bidra til forsyningsikkerhet og gi økonomiske fordeler for både utbygger og samfunnet. På den andre siden vil naturmangfold, landskap, friluftsliv, fiske, turisme, kulturminner og reindrift kunne bli berørt. Prosjektene blir ofte tilpasset underveis i konsesjonsbehandlingen, og det kan settes vilkår for å avbøte skader som følge av inngrepet. Vilkårene kan være tilpasset det enkelte tiltak, eller bli gitt i form av såkalte standardvilkår som gir myndighetene muligheter til å pålegge avbøtende tiltak eller kunnskapsinnhenting etter at konsesjonen er tatt i bruk.

Det er flere faktorer som påvirker tidsbruken for konsesjonsbehandlingen, blant annet konfliktgrad og kompleksitet i det enkelte prosjekt. En rekke hensyn og konsekvenser må utredes. Fra

konsesjonsmyndighetenes side blir det lagt stor vekt på å koordinere produksjons- og nettsaker i samme område. Behandlingen skal sikre forsvarlige og helhetlige vurderinger, og samtidig være effektiv. Lovverket stiller krav til høring og involvering av berørte interesser, og det arrangeres folkemøter og befaringer på flere stadier i prosessen.

### **4.3.1 Saksgangen ved konsesjonsbehandling**

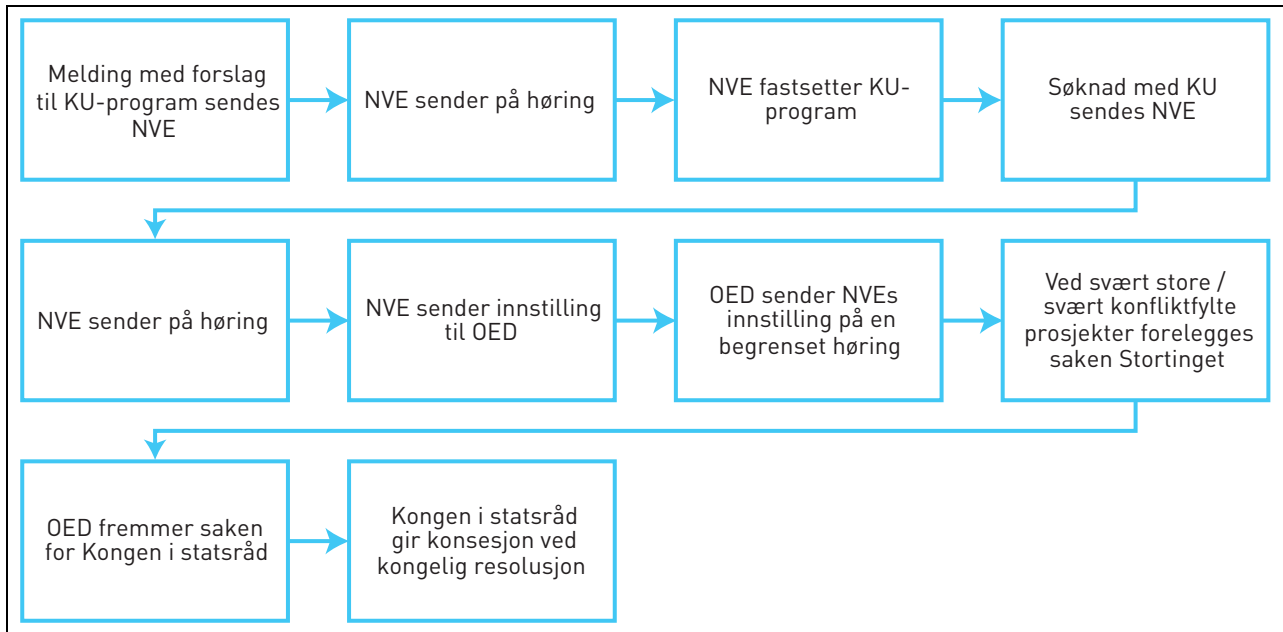
For å bygge, eie og drive kraftverk, transformatorstasjoner og kraftledninger på høyere spenningsnivåer, må det søkes om anleggskonsesjon etter energiloven i hvert enkelt tilfelle. For vannkraftverk vil det i tillegg være nødvendig med konsesjon etter vassdragsreguleringsloven eller vannressursloven, og eventuelt etter industrikonsesjonsloven.

Ordningen med anleggskonsesjon gjelder for alle elektriske anlegg av en viss størrelse. Vannkraftverk, vindkraftverk, kraftledninger og termiske kraftverk er omfattet.

Forskrift om konsekvensutredninger (KU) har regler for hvilke energitiltak som utløser krav om konsekvensutredning. For de mindre tiltakene utføres konsekvensutredninger gjennom den alminnelige konsesjonsbehandlingen. For de store tiltakene må utbygger først sende melding med forslag til konsekvensutredningsprogram til NVE.

En melding NVE mottar, blir lagt ut til offentlig ettersyn og sendt på høring til lokale myndigheter og organisasjoner. NVE fastsetter deretter endelig konsekvensutredningsprogram etter å ha forelagt et utkast for Klima- og miljødepartementet. Når konsekvensutredningene er gjennomført, kan tiltakshaver søke om konsesjon. NVE sender søknaden, sammen med konsekvensutredningene, på høring til berørte myndigheter, organisasjoner og grunneiere.

Elvekraftverk med årlig produksjon over 40 GWh, samt tiltak som medfører overføring og/eller reguleringer over 500 naturhestekrefter, behandles etter vassdragsreguleringsloven. I slike saker foretar NVE en forberedende behandling, og oversender innstilling til Olje- og energidepartementet. Kongen i statsråd gir endelig konsesjon ved kongelig resolusjon. Vassdragsutbygginger som øker vannkraften i vassdraget med minst 20 000 naturhestekrefter, eller hvor betydelige interesser står mot hverandre, skal forelegges Stortinget før konsesjon formelt gis av Kongen,



Figur 4.1 Saksgang for utbygging av stor vannkraft.

med mindre departementet finner det unødvendig.

Konsesjonsbehandlingen av kraftledninger som er lenger enn 20 km og på spenningsnivå fra og med 300 kV og oppover, følger samme prosess som større vannkraftutbygginger. For mindre kraftledninger og for vindkraft gis anleggskonsesjon av NVE, med mulighet for å klage til Olje- og energidepartementet. Det er ikke klageadgang i større vannkraft- og nettsaker der konsesjon gis av Kongen. Saksgangen for større vannkraftsaker er vist i figur 4.1.

Mindre vannkraftverk under 10 MW behandles av NVE etter vannressursloven. Slike kraftverk er underlagt noe enklere saksbehandlingsregler enn større prosjekter. Fylkeskommunene har fra 2010 fått delegert myndighet til å gi konsesjon til mini- og mikrokraftverk under 1 MW med unntak for kraftverk i vernede vassdrag. NVE har de siste årene i stor grad behandlet søknader om småkraftverk innenfor en region eller et nærmere avgrenset geografisk område samlet. Dette gjør det lettere å se sakene i sammenheng, vurdere samlet belastning og planlegge nettilknytning. Olje- og energidepartementet er klageinstans for vedtak fattet av NVE og fylkeskommunene.

I tillegg til sektorlovene, skal ny produksjon og overføring også vurderes etter annet lovverk. Ved konsesjonsbehandling av vannkraft skal konsesjonsmyndighetene for eksempel gjøre vurderinger etter vannforskriftens § 12 og naturmangfoldloven. Miljømålene etter vannforskriften hindrer ikke utbygging av ny vannkraft.

Fjernvarmeanlegg over 10 MW må ha konsesjon fra NVE. Fjernvarmeanlegg der samlet ytelse overstiger 150 MW skal konsekvensutredes. Konsesjonsvedtaket kan påklages til Olje- og energidepartementet som fatter endelig avgjørelse.

Etter at konsesjon til et energianlegg er gitt, skal NVE godkjenne detaljerte planer for anlegget før byggestart. Dette skal sikre at anleggene holder seg innenfor rammene som er satt i konsesjonen og at krav knyttet til dimensjonering, arealtilpassning, veier, miljø og private interesser oppfylles.

#### 4.3.2 Miljøkonsekvenser ved ulike energiprojekter

Ethvert energitiltak har konsekvenser for miljøet. Konsekvensene vil variere mellom prosjekter. Nyten vil også variere mye fra prosjekt til prosjekt. Avveiningene i konsesjonsbehandlingen er ofte knyttet til miljø- og brukerinteresser som reindrift, friluftsliv, fiske, landskap og naturmangfold, jf. boks 4.1. I enkelte saker kan det være en avveining mellom ulike typer miljøhensyn, for eksempel mellom minstevannføring nedstrøms et magasin og høy magasinifilling visse tider av året.

Hensynet til naturmangfold er sentralt i konsesjonsbehandlingen. Viktige verktøy i denne sammenheng er blant annet Norsk rødliste for arter, rødliste for naturtyper, regionale planer for villrein og kartportalen [www.naturbase.no](http://www.naturbase.no). Det skal blant annet tas hensyn til utvalgte naturtyper og prioriterte arter etter naturmangfoldloven. De

### Boks 4.1 Vanlige miljøkonsekvenser ved ulike energiprojekter

#### Vannkraft

Fisk og fiske har historisk sett vært viktige tema i forbindelse med vannkraftutbygging. Norge har et spesielt ansvar for å ta vare på atlantisk laks og har utpekt 52 vassdrag som nasjonale laksevassdrag. Om lag halvparten av disse er regulerte vassdrag. Fiske er også tradisjonelt en viktig friluftaktivitet og kan være en viktig del av utmarksbasert næringsvirksomhet. Vannkraft kan også ha andre negative konsekvenser for miljøverdier som naturmangfold, kulturminner, friluftsliv og landskap.

Vannkraft som kan gi økt effekt vil fremover være mer verdifullt for samfunnet. Effektkjøring kan samtidig gi miljøkonsekvenser som må vurderes i hvert enkelt tilfelle.

#### Vindkraft

Ved etablering av vindkraftanlegg er særlig fugl utsatt for kollisjoner og forstyrrelser. Viktige

fugletrekk må kartlegges og tas hensyn til. Andre utfordringer er knyttet til landskap, friluftsliv, støy, reindrift og naturmangfold mer generelt. Det er særlig viktig å ta hensyn til landskap som er sjeldne, har stor opplevelsesverdi eller som er nasjonalt viktige kulturlandskap. Norge har blant annet forpliktet seg til den europeiske landskapskonvensjonen.

#### Nett

Etablering av nett kan ha konsekvenser for naturmangfold, landskap, lokalsamfunn og andre arealinteresser. Visuelle virkninger står sentralt i konsesjonsbehandlingen. Fugl er den artsgruppen som er mest utsatt for påvirkning fra luftledninger.

almennelige bestemmelser i naturmangfoldloven kap. II om bærekraftig bruk skal legges til grunn ved utøving av myndighet.

Sumvirkninger eller «samlet belastning» er et relativt nytt begrep i norsk forvaltning. I de siste årene har det vært et sentralt tema innen miljøutredninger, særlig i forbindelse med planlegging av vindkraft og liten vannkraft. Det er ofte samspillet mellom flere ulike tiltak og andre påvirkningsfaktorer som til sammen kan skape uheldige sumvirkninger på landskapet og på naturmangfoldet.

De nasjonale målene for naturmangfold tilsier god tilstand i økosystemene, at ingen arter eller naturtyper skal utryddes og at et representativt utvalg av norsk natur skal ivaretas. Målene er i tråd med mål i naturmangfoldloven og er konkretisert med tiltak i Meld. St. 14 (2015–2016) Natur for livet – Norsk handlingsplan for naturmangfold.

Ny aktivitet eller nye inngrep som berør vassdrag skal også vurderes etter Vannforskriftens § 12. Vurderingene foretas som en del av konsesjonsbehandlingen. Vilkårene i § 12 må være oppfylt for at det skal kunne gis tillatelse. Vilkårene er

knyttet til behov for avbøtende tiltak, fordeler og ulemper ved utbyggingen og om formålet kan oppnås på en annen måte som er miljømessig vesentlig bedre.

En rekke områder og forekomster er vernet i medhold av ulike lovverk. Dette er områder som er viktige for å ivareta interesser knyttet til landskap, naturmangfold, friluftsliv, kulturminner og kulturmiljø. Utbygging innenfor vernede områder er normalt ikke aktuelt. Konfliktpotensialet ved etablering av et energianlegg i eller i nærheten av et vernet område vil avhenge av i hvilken grad tiltaket kommer i konflikt med verneverdiene.

Kunnskapen om miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak er mye bedre nå enn tidligere. Forskrift om konsekvensutredning stiller krav til at relevante tema utredes i forbindelse med søknad om energitiltak. FoU-programmer bidrar til stadig ny kunnskap. Like viktig som ny kunnskap er det å ta i bruk eksisterende kunnskap i konsesjonsbehandlingen. God kunnskap innebærer både et ansvar for at miljøverdier blir tilstrekkelig kartlagt, at kartleggingsdata har god kvalitet, samt at de gjøres tilgjengelig i offentlige databaser.

### 4.3.3 Nye krav til utbygde vannkraftanlegg

Det kan oppstå behov for å endre vilkårene for allerede utbygde vannkraftanlegg. Når tidsbegrensede vassdragskonsesjoner skal fornyes, står konsesjonsmyndigheten i utgangspunktet fritt til å vurdere om det skal gis en ny konsesjon og eventuelt på hvilke vilkår.

Kravene i konsesjoner for større vannkraftanlegg kan også endres gjennom revisjon hvert trettiende år. Så mange som 340 reguleringskonsesjoner kan i prinsippet revideres frem mot 2022. Revisjon er så langt bare gjennomført i et fåtall vassdrag. Hovedformålet med en revisjon vil være å bedre miljøforholdene ved å bringe konsesjonsvilkårene mer i tråd med dagens vilkår. Dette må avveies mot formålet med konsesjonen, som er kraftproduksjon. Revisjon vil innebære en modernisering av konsesjonsvilkårene. Privatrettslige forhold omfattes ikke av en revisjonssak.

Olje- og energidepartementet, i samråd med Klima- og miljødepartementet, ga i 2012 ut retningslinjer for behandlingen av revisjonssaker. NVE og Miljødirektoratet har deretter foretatt en gjennomgang av alle vassdragene det kan foretas revisjon i, og gitt en felles anbefaling om hvilke vassdrag som bør prioriteres med tanke på miljøforbedrende tiltak som gir krafttap. På bakgrunn av gjennomgangen har departementene gitt nasjonale føringer om prioritering. Disse vil bli lagt til grunn for vannforvaltningsplanene som Klima- og miljødepartementet skal godkjenne i 2016.

Noen vannkraftutbygginger ble gjennomført før det ble innført krav om konsesjon. Også i slike tilfeller er det mulighet til å sette vilkår ved i særlige tilfeller å innkalle til konsesjonsbehandling. Innkalling kan også være aktuelt i forbindelse med revisjon, for å se hele vassdraget under ett. Det er også mulighet for i særlige tilfeller å endre enkeltvilkår i konsesjoner som har tillatelse etter vannressursloven. Slik omgjøring kan skje av hensyn til både allmenne og private interesser.

## 4.4 Regulering av nettvirksomheten

Et viktig prinsipp i reguleringen av kraftmarkedet er skillet mellom monopol og marked.

Kraftproduksjon og kraftomsetning er konkurranseutsatt virksomhet, og energiloven legger til grunn prinsippet om en markedsbasert kraftomsetning. Overføring og distribusjon av elektrisk kraft er et naturlig monopol. Kostnadene ved å bygge nett er høye, og det er ikke samfunnsmessig rasjonelt å bygge flere konkurrerende nett.

Det er derfor ikke åpnet for konkurranse innenfor nettvirksomheten. Nettvirksomheten er underlagt monopolkontroll.

Nettkundene betaler såkalte punktтарiffer for overføring av strøm. Størrelsen på tariffen er avhengig av nettnivå, men uavhengig av den geografiske avstanden til den man kjøper kraften fra.

### 4.4.1 Direkte regulering og økonomisk regulering

For å hindre at nettselskapene utnytter sin monopolstilling er sektoren underlagt omfattende regulering. For å bygge, eie og drive nettanlegg er det krav om konsesjon etter energiloven. Konsesjonærene er underlagt både direkte reguleringer i form av spesifikke krav og plikter, og insentivbasert regulering i form av inntektsregulering. Dette skal samlet sett sikre en samfunnsmessig rasjonell drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Den direkte reguleringen skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres og at nettet vedlikeholdes og driftes på en tilfredsstillende måte. Det pålegges spesifikke plikter og krav som nettselskapet må oppfylle, uavhengig av bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Den direkte reguleringen skal blant annet sikre at alle som ønsker det har tilgang til nettet, at kapasiteten er tilstrekkelig og leveringskvaliteten tilfredsstillende, og at forsyningsikkerheten opprettholdes i krevende situasjoner.

Innenfor rammene av de ulike reguleringene har nettselskapene betydelig frihet til å velge hvordan kravene skal oppfylles. Inntektsrammereguleringen skal gi nettselskapene insentiver til å oppfylle kravene på en kostnadseffektiv måte. Dette er viktig fordi en regulert monopolist som automatisk får dekket alle sine kostnader ikke uten videre vil ha insentiver til å være kostnadseffektiv.

NVE fastsetter årlig en tillatt inntekt for hvert enkelt nettselskap. Denne skal fastsettes slik at inntekten over tid dekker kostnader ved drift og avskrivning av nettet samt gir en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Inntektsreguleringen skal ivareta de økonomiske rammebetingelsene til nettselskapene, samtidig som den skal ivareta nettkundene gjennom å sørge for at størrelsen på nettleien er rimelig.

Nettselskapene får i hovedsak sine inntekter gjennom nettleien. Nettselskapene skal fastsette tariffene slik at den faktiske inntekten over tid ikke overstiger tillatt inntekt.



Inntektsrammereguleringen skal også gi nettselskapene insentiver til å opprettholde leveringspåliteligheten i nettet på et optimalt nivå. KILE-ordningen (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi) reduserer nettselskapenes tillatte inntekt når det er avbrudd i leveringen. I tillegg kan sluttbrukere som opplever strømbrudd i over 12 timer kreve å få utbetalt en kompensasjon fra nettselskapet.

I tillegg til direkte og økonomiske reguleringer er tilsynsvirksomhet sentralt. NVE er reguleringsmyndighet og fører løpende tilsyn med nettvirksomheten. NVE har adgang til å gi pålegg om etterlevelse av regelverk og konsesjonsvilkår.

#### 4.4.2 Tariffering

Nettkunder betaler såkalte punktтарiffer for overføring av strøm. Det innebærer at størrelsen på tariffen er avhengig av tilknytningspunktet. Kunden betaler tariffen til sitt lokale nettselskap og får adgang til hele kraftmarkedet. Tariffene skal bidra til å dekke kostnader som oppstår i det nettnivået man er tilknyttet, samt kostnader til overliggende nett.

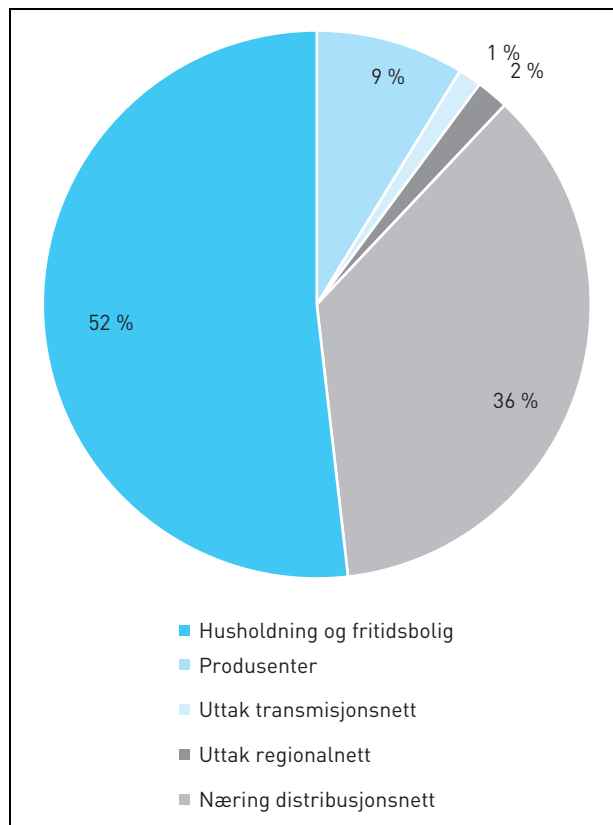
For uttakskunder har nettnivået man er tilknyttet derfor betydning for størrelsen på tariffen. Uttakskunder som er tilknyttet transmisjonsnettet betaler nettleie basert på kostnadene i transmisjonsnettet. Disse har derfor en lavere tariff enn kunder tilknyttet regionalnettet. Uttakskunder i distribusjonsnettet bidrar til å dekke kostnader i alle de tre nettnivåene.

Produsenter betaler et fastledd<sup>1</sup> uavhengig av nettnivået de er tilknyttet. Denne innmatingstariffen har i dag et tak på 1,2 øre/kWh.

Som det fremgår av figur 4.2 er det husholdnings- og fritidsboligkunder tilknyttet distribusjonsnettet som samlet betaler mest, etterfulgt av diverse næringsvirksomhet knyttet til distribusjonsnettet.

Tariffene for uttak varierer også mellom de ulike nettselskapene. Årsaken er blant annet at nettselskapene operer under ulike rammevilkår, noe som påvirker kostnadene ved å føre frem kraft til kundene. Vanskelige naturgitte overføringsforhold og spredt bosetting kan bidra til høyere overføringskostnader. I tillegg er det variasjon i hvor effektivt de ulike nettselskapene driver nettet.

Det er nettselskapene selv som fastsetter tariffene, men de overordnede prinsippene for



Figur 4.2 Fordeling av nettselskapenes inntekter etter kundegruppe, 2013.

Kilde: NVE

tarifferingen er regulert av myndighetene. Nettselskapenes totale inntekter skal over tid være innenfor den tillatte inntekten fastsatt av NVE. Tariffene skal være objektive og ikke-diskriminerende, og utforming og differensiering av tariffene skal gjøres på bakgrunn av relevante nettforhold. Videre skal tariffene i størst mulig grad gi langsiktige signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Boks 4.2 omtaler nærmere utforming av de ulike tariffleddene.

I tillegg til de ulike tariffleddene kan nettselskapene, etter nærmere regler, fastsette et anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder. Formålet med anleggsbidraget er å synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning. Kundene skal kunne vurdere sitt behov for nett opp mot kostnadene det medfører. I tillegg har anleggsbidraget som formål å fordele kostnadene mellom kunden som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder. Hovedprinsippet er at investeringer i nettet som utløses av en kunde, betales av kunden som utløser investeringen.

<sup>1</sup> Se boks 4.2 om tariffutforming for beskrivelse av de ulike tariffleddene

## Boks 4.2 Tariffutforming

### *Energiledd*

Et bærende prinsipp for utforming av optimale tariffen er at brukerne av nettet stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnaden disse aktørene påfører nettet på kort sikt. Når strøm overføres gjennom nettet går deler av strømmen tapt. Størrelsen på tapet avhenger av den samlede belastningen på nettet. Endringen i tapet kan være positiv eller negativ, avhengig av om endret innmating eller uttak øker eller reduserer tapene i nettet.

I transmisjons- og regionalnettet og for innmating av produksjon i distribusjonsnettet skal energileddet fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader. Uttak- og innmating i samme punkt i transmisjons- og regionalnettet har samme energiledd, men med motsatt fortegn. For uttak i distribusjonsnettet kan energileddet i tillegg dekke en andel av de øvrige faste kostnadene i nettet. I praksis settes energileddet i distribusjonsnettet vesentlig høyere enn marginaltapskostnadene ved overføring, som antas å utgjøre ca. 5 øre/kWh.

I transmisjonsnettet fastsettes energileddet ut fra marginale tapssatser for hvert enkelt utvekslingspunkt multiplisert med områdeprisen fastsatt i day-aheadmarkedet. Det er en administrativ øvre og nedre grense på tapssatsene på +/- 15 prosent. Enkelte regionalnett viderefører en slik grense for sin avregning av energileddet, det samme gjelder for innmating i distribusjonsnettet. Tapssatsene beregnes og publiseres i forkant for dag og natt/helg for kommende uke.

I distribusjonsnettet er det ikke krav til beregning av punktvis tapspersent ved beregning av energileddet. Tapsprosenten set-

tes gjerne lik marginaltapet i nærmeste utvekslingspunkt med overliggende nett pluss gjennomsnittlig marginaltap for området. Energiledene blir fastsatt i forkant, ofte for ett år av gangen.

### *Fastledd og effektledd*

På grunn av nettets kostnadsstruktur, med høye faste kostnader og lave kostnader ved løpende bruk, vil ikke inntektene fra marginaltapsleddet være tilstrekkelig for å dekke de faste kostnadene. Nettselskapene har derfor andre tariffledd som sørger for å dekke disse kostnadene, samt gi en rimelig avkastning på investeringene i nettet.

Alle kunder i distribusjonsnettet betaler et fastledd. Fastleddet dekker kundespesifikke kostnader i tillegg til en andel av øvrige faste kostnader i nettet. Nettselskapene deler kundene inn i kundegrupper som tilbys ulike tariffen, basert på relevante nettforhold. Det er ikke uvanlig at husholdninger, fritidsboliger eller næring tariffen ulikt fastledd.

For kunder som er effektavregnet, skal det i tillegg til fastledd, benyttes et tariffledd basert på kundens effektuttak i definerte perioder. Effektavregnede kunder er i hovedsak næringskunder, men effektavregning benyttes i enkelte distribusjonsnett for husholdningskunder som har installert timemåling. Det er varierende praksis ved fastsettelse av effektgrunnlag. Noen nettselskap benytter kundens maksimaleffekt per måned, mens andre legger til grunn gjennomsnittlig effekt av flere målinger over samme periode.

## 4.5 Skatter, elsertifikater og andre ordninger

### 4.5.1 Skattlegging av kraftsektoren

Overskuddet i kraftforetak skattlegges som alminnelig inntekt på samme måte som i andre foretak. I tillegg beregnes det skatt til staten på grunnrenten i vannkraftverk. Det ilegges også en naturressursskatt (til kommune/fylkeskommune) som er fradragsberettiget krone for krone mot utlignet

skatt til staten. Videre kan kommunene fastsette eiendomsskatt.

### 4.5.2 Konesjonsavgift

Eiere av større vannkraftverk har plikt til å betale konesjonsavgifter til staten og kommuner som er berørt av kraftutbyggingen. Avgiften avhenger av kraftgrunnlaget. Kraftgrunnlaget er basert på en teoretisk beregning av effekten som kraftverket kan gi, og beregnes uavhengig av kraftverkets fak-

tiske produksjonskapasitet. Kraftgrunnlaget regnes i naturhestekrefter (nat.hk.), og blir beregnet ut fra regulert vannføring og fallhøyde. Avgiftssatsen settes normalt til 24 kroner per nat.hk. til kommuner og 8 kroner til staten i nye konsesjoner, men varierer betydelig i tidligere gitte konsesjoner. Avgiftssatsene er normalt gjenstand for jevnlig justeringer. Kommunene og staten mottok 770 millioner kroner i konsesjonsavgifter i 2014.

Både industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven har bestemmelser om konsesjonsavgifter. I konsesjoner gitt i medhold av vannressursloven kan det ikke pålegges konsesjonsavgift.

Konsesjonsavgift ble opprinnelig innført for å gi kommunene og staten en kompensasjon for generelle skader og ulemper som følge av utbygging av vassdrag, som ikke blir kompensert på annen måte. Videre gir avgiftene kommunene en andel av verdiskapningen.

#### 4.5.3 Konsesjonskraft

Eiere av større vannkraftverk har plikt til å levere inntil 10 prosent av kraftgrunnlaget til utbyggingskommunen, og eventuelt fylkeskommunen, som konsesjonskraft.

Hensikten med konsesjonskraftordningen har vært å sikre utbyggingskommunene kraft til alminnelig forsyning til en rimelig pris. For konsesjoner gitt før 10. april 1959 fastsettes prisen basert på en selvkostberegning for det aktuelle kraftverket. For konsesjoner gitt etter denne datoen fastsetter departementet prisen, basert på gjennomsnittlig selvkost for et representativt utvalg av kraftverk. Denne prisen kalles OED-prisen, og er for 2016 fastsatt til 11,42 øre/kWh.

Kommuner og fylkeskommuner mottar om lag 8,7 TWh konsesjonskraft årlig. Differansen mellom prisen på konsesjonskraft og markedsprisen på kraft gir kommunene inntekter som svinger betraktelig med kraftprisene. For 2014 er verdien av konsesjonskraften anslått til 1,2 milliarder kroner.

#### 4.5.4 Elsertifikater

Norge og Sverige har hatt et felles elsertifikatmarked fra 1. januar 2012. Innen 2020 skal Sverige og Norge øke den årlige fornybare kraftproduksjonen med 28,4 TWh. Norske forbrukere skal finansiere 13,2 TWh og svenske forbrukere 15,2 TWh uavhengig av om produksjonen kommer i Norge eller i Sverige.

Et elsertifikat er et bevis på at det er produsert én MWh fornybar elektrisitet. Kraftprodusenter får tildelt ett elsertifikat for hver MWh ny produksjon og det er lovpålagt å kjøpe elsertifikater. Det skapes dermed et tilbud og en etterspørsel og det dannes priser på elsertifikater. Når kraftprodusentene selger elsertifikatene, og får en inntekt utover kraftprisen, bidrar det til en bedre lønnsomhet for utbygging av kraftverk.

Husholdninger, tjenesteytende næring og deler av industrien betaler for elsertifikatordningen. Kraftleverandørene står for innkjøp på vegne av sine kunder og elsertifikatkostnaden inngår i strømrregningen. Hvor mange elsertifikater som må kjøpes bestemmes av elsertifikatplikten, som utgjør en andel av kraftforbruket. Elsertifikatplikten øker gradvis frem mot 2020 til om lag 20 prosent, før den reduseres mot 2035. Kraftleverandørene annullerer elsertifikatene 1. april hvert år, og det betyr at elsertifikatplikten er oppfylt. Det ilegges en avgift dersom plikten ikke er oppfylt.

All ny kraftproduksjon basert på fornybare energikilder kvalifiserer for elsertifikater. Ved utvidelse av eksisterende anlegg kan det tildeles elsertifikater for den økte produksjonen. Anlegg må være idriftsatt innen 31. desember 2021 for å bli med i ordningen. Det kan tildeles elsertifikater i 15 år, men ikke lenger enn ut 2035.

NVE er ansvarlig for å forvalte og føre tilsyn med elsertifikatordningen på norsk side. Elsertifikatene eksisterer i to elektroniske registre i Norge og Sverige. Statnett er ansvarlig for driften av det norske elsertifikatregisteret.

Det er tett samarbeid mellom norske og svenske myndigheter om forvaltningen av ordningen. Landene har avtalt at det med jevne mellomrom skal være kontrollstasjoner med utredninger og drøftelser av eventuelle behov for justeringer. Ved den første kontrollstasjonen ble det gjort noen justeringer i elsertifikatsystemet. Lovendringene trådte i kraft 1. januar 2016. Den andre kontrollstasjonen er planlagt slik at eventuelle lovendringer kan tre i kraft fra 1. januar 2018.

#### 4.5.5 Opprinnelsesgarantier og varedeklarasjon

Opprinnelsesgarantier ble introdusert i fornybardirektiv I (2001/77/EF). Alle produsenter av fornybar elektrisitet har rett til å få utstedt opprinnelsesgarantier. Bestemmelsen om opprinnelsesgarantier ble videreført i fornybardirektiv II (2009/28/EF), der også fornybar varme og kjøling ble omfattet.

Opprinnelsesgarantier er omsettelige. Et anlegg som er godkjent for opprinnelsesgarantier er godkjent i fem år, deretter må anlegget godkjennes på nytt.

Flere land deltar i et internasjonalt samarbeid som sikrer at det blir ført oversikt over kjøp og salg av opprinnelsesgarantier. I Norge fører Statnett registeret, og NVE fører tilsyn med opprinnelsesgarantiordningen.

Opprinnelsesgarantier utgjør ikke en støtte som kan sies å utløse utbygging av ny produksjon. Opprinnelsesgarantiene kan brukes i markedsføring. Noen land, herunder Norge, har lagt til rette for å bruke opprinnelsesgarantier i varedeklarasjon av strøm. Krav til at elleverandører skal oppgi produksjonsmiks i en varedeklarasjon følger av EUs elmarkedsdirektiv. Det er ingen krav fra EUs side om å bruke opprinnelsesgarantiene i denne sammenheng. For eksempel kan man bruke produksjonsstatistikken til varedeklarasjon.

Opprinnelsesgarantiordningen berører ikke de forpliktelsene om en fornybarandel i 2020 som Norge har påtatt seg etter EUs fornybardirektiv. Fornybardirektivet baserer seg på offisiell energistatistikk.

#### 4.5.6 Avgifter

Utslipp av klimagasser og andre stoffer til luft er ofte nært knyttet til bruk av fossil energi. I en uregulert markedsøkonomi er miljøkostnadene ved utslipp til luft ikke priset. Det fører til overforbruk av fossil energi.

For å korrigere for de negative virkningene av forurensing brukes ulike virkemidler. Markedssvikten kan i utgangspunktet best rettes opp ved at prisen på bruk av fossil energi reflekterer samfunnets kostnader ved bruk av energien. Dette kan oppnås med riktige utformede miljøavgifter. Generelt bidrar miljøavgifter til å endre produksjons- og forbruksmønstre over tid og til at ny teknologi utvikles og blir tatt i bruk. Kvotehandelsystem for utslippsrettigheter har tilsvarende virkning. I Norge er om lag 80 prosent av utslippene av klimagasser underlagt kvoteplikt eller avgift. Det meste av dette er avgift eller kvoteplikt på bruk av fossile energikilder.

Utslipp av klimagasser i det meste av landbasert industri, petroleumsvirksomhet og luftfart er omfattet av EUs kvotesystem og står overfor en kvotepris på 50–60 kroner per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Petroleumssektoren og innenriks luftfart er i tillegg ilagt CO<sub>2</sub>-avgift og betaler nesten 500 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.

I ikke-kvotepliktig sektor varierer avgiftene. Den generelle CO<sub>2</sub>-avgiften på mineralolje er på nærmere 340 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. For bensin, diesel og innenlands bruk av gass er avgiften rundt 420 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.

Avgiftsnivået på fossil energi i Norge er blant de høyeste i verden. Ifølge OECD er effektiv avgiftssats på drivstoff til veitrafikk i underkant av 2000 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Bare Storbritannia har høyere avgifter i denne sektoren, mens Sverige ligger på nivå med Norge. I USA er avgiften knapt 100 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.

## 4.6 Forskning og innovasjon

Innovasjonsløpet strekker seg fra grunnforskning frem til marked. Suksessrik innovasjon er avhengig av bidrag fra flere aktører, som teknologiutviklere, teknologibrukere, myndigheter og finansieringskilder. I tillegg spiller forskningsinfrastrukturen en vesentlig rolle for utnyttelse av muligheter for test- og demonstrasjon samt verifisering av nye teknologiske løsninger. Interaksjon og samarbeid er viktig for en effektiv innovasjonsprosess og realisering av nye produkter og tjenester.

I all teknologiutvikling er det ulike former for markedssvikt i de ulike fasene av innovasjonskjeden. Kunnskap kan spres, utnyttes og videreutvikles uten at den forringes. Bedrifter som investerer i ny teknologi og kunnskap får derfor ikke selv hele gevinsten. I utviklingen av miljøteknologi er det i tillegg noen særskilte markedsimperfeksjoner. Dette innebærer at næringslivet vil investere for lite i forskning og utvikling generelt, og miljøteknologi spesielt. Grønn skattekommisjon (NOU 2015: 15) omtaler dette temaet, jf. boks 4.3.

Det er viktig at det statlige virkemiddelapparatet er tilpasset de ulike fasene i innovasjonskjeden. Norge har et solid virkemiddelapparat som forvalter offentlige midler til forskning og innovasjon innenfor et bredt spekter av energiteknologier. Innsatsen er konsentrert særlig på områder der norske forskningsmiljøer og næringsliv har spesiell kompetanse og posisjon.

Hovedmålet med satsingen på forskning, utvikling og demonstrasjon på energiområdet er å bidra til økt verdiskaping og en sikker, kostnads-effektiv og bærekraftig utnyttelse av de norske energiressursene. Forskningsinnsatsen skal bidra til kunnskaps- og kompetansebygging, teknologiutvikling, reduserte konsekvenser for miljø og klima, og gi grunnlag for politikkutvikling og god forvaltning av energiressursene. Innsatsen skal legge grunnlag for næringsutvikling på området

### Boks 4.3 Grønn skattekommisjon om utvikling av miljøteknologi

Grønn skattekommisjon argumenterer for at det er gode grunner til å ha en spesiell innsats for utvikling av miljøteknologi. De viser til at mange miljøproblemer ikke har vært tilstrekkelig regulert historisk, og det er derfor forsket for lite på miljø- og klimavennlige teknologier. Det innebærer at den eksisterende kunnskapsbasen er smal. Den samfunnsøkonomiske gevinsten av innovasjoner på dette området er derfor svært høy. Kommisjonen viser også til at fremtidig miljøpolitikk vil påvirke lønnsomheten av innovasjoner på miljøområdet. Usikkerhet om fremtidig politikk kan også bidra til for liten innsats på forskning og utvikling fra markedsaktørenes side.

Når en teknologi er ferdig utviklet, og skal tas ut i markedet, vil det også være eksternaliteter. En positiv eksternalitet er at det skjer en læring, særlig i en tidlig fase, som gjør at kostnadene kan falle betydelig. For å få spredning av teknologi vil den generelle miljøpolitikken og forventningene til fremtidig politikk være viktig, for eksempel at det påløper kostnader ved utslipp av klimagasser. Det kan argumenteres for å sette avgifter som er høyere enn det som reflekterer skaden ved utslipp. Direkte reguleringer som teknologikrav kan også bidra til at innovasjoner blir spredt.

Kommisjonen anbefaler en kombinasjon av miljøavgifter og økonomisk støtte til teknologiutvikling. Miljøteknologi bør støttes spesielt, også i spredningsfasen. Kommisjonen anbefaler også at Norge deltar i internasjonalt samarbeid innen miljøteknologiutvikling.

og fremme nødvendig omstilling til lavutslippssamfunnet.

For å bidra til en samordnet, effektiv og målrettet forsknings- og teknologiinnsats, ble strategiorganet Energi21 opprettet av Olje- og energidepartementet i 2007. Energi21 favner hele energisektoren og gir råd til myndighetene om innretningen av offentlige forskningsbevilgninger. Energi21 har et permanent styre med representanter fra energi- og leverandørbedrifter, bransjeforeninger, forsknings- og utdanningsmiljøer og myndigheter. Sekretariatet er lagt til Norges forskningsråd.

Styret i Energi21 har lagt frem en nasjonal strategi for forskning, utvikling, demonstrasjon og kommersialisering av ny klimavennlig energiteknologi. En revidert strategi fra 2014 anbefaler en prioritert satsing på områdene vannkraft, fleksible energisystemer, solkraft, offshore vindkraft, energieffektivisering og CO<sub>2</sub>-håndtering. Energi21 anbefaler spesielt at områdene vannkraft og fleksible energisystemer løftes frem.

Norges forskningsråd forvalter det meste av de offentlige forskningsmidlene på energiområdet. Midlene fordeles til ulike programmer og støtteordninger som til sammen tematisk dekker hele energiområdet, inklusive energieffektivisering, fornybar energi og CO<sub>2</sub>-håndtering. Programmene har virkemidler som dekker langsiktig, grunnleggende forskning, anvendt forskning, teknologiutvikling, småskala pilotprosjekter samt samfunnsfaglig forskning. Det offentlige støtter grunnleggende forskning med 100 prosent. For prosjekter lenger ut i innovasjonsskjeden må det private bidra med minst 50 prosent egenfinansiering. De viktigste satsingene på energiområdet er programmet ENERGIX og Forskningsssentrene for miljøvennlig energi (FME).

Olje- og energidepartementet er største bidragsyter til den offentlig støttede energiforskningen. Det er i 2016 bevilget om lag 445 mill. kroner til formålet over departementets budsjett. I tillegg bevilger departementet 230 mill. kroner gjennom Forskningsrådet og Gassnova til henholdsvis FoU og demonstrasjon av CO<sub>2</sub>-håndteringsteknologier gjennom CLIMIT-programmet. Departementet støtter også forvaltningsrettet forskning gjennom NVE med om lag 23 mill. kroner i 2016.

Forskningsrådets store energiforskningsprogram, ENERGIX, støtter forskning på fornybar energi, effektiv energibruk, miljøvennlig energi i transport, et bærekraftig energisystem og energipolitikk. Programmet dekker både teknologisk, naturvitenskapelig, samfunnsvitenskapelig og humanistisk forskning og utvikling. ENERGIX retter seg mot norske bedrifter og forskningsmiljøer for å videreutvikle energinæringen og andre tilknyttede næringer. Gjennom programmet stimuleres det til deltakelse i internasjonalt forskningssamarbeid.

Forskningsssentrene for miljøvennlig energi (FME) er en satsing på forskning innenfor fornybar energi, energieffektivisering, CO<sub>2</sub>-håndtering og samfunnsvitenskap. FME-ene innebærer langsiktig samarbeid mellom de beste forskningsmiljøene, bedrifter og myndigheter innenfor prioriterte tematiske områder. Sentrene finansieres

med 50 prosent av Norges forskningsråd, som skal utløse 25 prosent egeninnsats fra de deltakende forskningsinstitusjoner, og minimum 25 prosent finansiering fra næringslivsaktører eller andre brukerpartnere. Brukerpartnere skal delta aktivt i senterets styring, finansiering og forskning. Målet med FME-ordningen er å løse sentrale utfordringer på energiområdet, utvikle løsninger for lavutslippssamfunnet og styrke innovasjonsevnen i næringslivet. Det ble i 2009 etablert åtte teknologisk rettede sentre og i 2011 tre samfunnsvitenskapelige sentre. Sentrene kan ha en varighet på inntil åtte år.

For å hente ut gevinster fra forskning og teknologiutvikling er det nødvendig å fortsette innsatsen også i den siste delen av innovasjonsskjeden. Enova fyller rollen når det gjelder modning og markedsintroduksjon av ny energi- og klimateknologi og tilbyr investeringsstøtte til demonstrasjonsprosjekter av nye energi- og klimateknologier under reelle driftsforhold. Det vises til nærmere omtale av Enovas satsing på energi- og klimateknologi.

Deltakelse i internasjonalt FoU-samarbeid på energiområdet har høy prioritet og er et viktig supplement til den nasjonale forskningen. Et tett og godt samarbeid på tvers av landegrensene bidrar til å løse felles utfordringer, heve det faglige nivået i norske forsknings- og teknologimiljøer, danne kunnskapsgrunnlag for og åpne dører for næringslivssamarbeid.

Horisont 2020 er EUs rammeprogram for forskning og innovasjon for perioden 2014–2020, og er den klart viktigste internasjonale samarbeidsarenaen for norske energiforskningsaktører. Tematisk treffer energiprogrammet i Horisont 2020 den norske forskningssatsingen godt. Norske forskningsmiljøer og næringslivet har generelt hatt god uttelling i søknadsrundene innenfor energidelen av EUs rammeprogrammer for forskning.

Det internasjonale energibyrådet (IEA) har opprettet en rekke forskningsprogrammer knyttet til ulike energitemaer. Norge er medlem i flere slike samarbeidsprogrammer. De utøvende deltakerne fra norsk side kan være fra industrien, fra forskningsmiljøene eller fra myndighetene.

Nordisk energiforskning (NEF) er en institusjon under Nordisk ministerråd. Den skal styrke de nasjonale programmene og forskningsinstitusjonene i Norden, og bidra til en felles strategi for forskning og utvikling på de deler av energiområdet som er av felles nordisk interesse.

Gjennom de næringsrettede virkemidlene skal den offentlige støtten forsterke næringslivets

egen satsing på forskning og innovasjon. Midlene skal gå til prosjekter med samfunnsøkonomisk nytte, som uten den offentlige støtten ikke ville blitt realisert, eller blitt realisert i et mindre omfang enn samfunnsøkonomisk optimalt. Et viktig mål er å styrke kompetansen i norske forskningsmiljøer som kan bygge opp under næringslivets satsing på ny energiteknologi, og videreutvikle en norskbasert energinæring som er konkurransedyktig både nasjonalt og internasjonalt og som kan bidra til verdiskaping og sysselsetting.

For å kunne videreutvikle forvaltningen av energiressursene, er det også en viktig målsetting at energiforskningen resulterer i relevant kunnskap og metodeutvikling. Dette innebærer at forskningsmiljøene og brukerne i offentlig forvaltning må ha tett kontakt.

Regjeringen mener at offentlig sektor kan spille en viktig rolle som pådriver for innovasjon gjennom sine anskaffelser. Stor innkjøpsmakt og betydelig evne til å bære risiko, gjør at staten og kommunene aktivt kan benytte sin bestillerrolle til å fremme innovasjon i mange næringer. Det er store muligheter for å øke innovasjonen i offentlig sektor og i norsk næringsliv gjennom offentlige anskaffelser, også på energi- og klimaområdet. For eksempel ble verdens første elektriske ferge utviklet som resultat av samarbeid mellom maritim sektor og Statens vegvesen.

## 4.7 Enova

---

### 4.7.1 Innledning

Enova er et statsforetak og har over tid vært et viktig virkemiddel i arbeidet med miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon samt utvikling av energi- og klimateknologi. Virksomheten finansieres gjennom energifondet, som i 2016 blir tilført om lag 2,3 mrd. kroner. Gjennom målrettede programmer tilbyr Enova investeringsstøtte på en rekke forskjellige områder.

En viktig forutsetning for bruken av investeringsstøtte er at virkemiddelet er kostnadseffektivt. Enova skal få mest mulig igjen i form av kWh for den støtten som gis. Støttenivået måles i støtte per energieresultat (kr/kWh), jf tabell 4.1.

Det er nå 15 år siden Enova ble opprettet. Foretaket har utviklet et omfattende virkemiddelapparat rettet mot alle sektorer i samfunnet. Det har variert hva som har vært tyngdepunktet i arbeidet, jf. figur 4.3. Fra 2006 til 2008 var det stor interesse for å utvikle varmeløsninger basert på

Tabell 4.1 Støttenivå innenfor Energifondet 2012–2015 (Eksklusive ny energi- og klimateknologi).

	Gjennomsnittlig levetid	2012		2013		2014		2015		2012–2015	
Fornybar varme	20 år	92	4,6	117	5,9	112	5,6	132	6,6	112	5,6
Industri	15 år	91	6,0	57	3,8	68	4,5	57	3,8	69	4,6
Transport	15 år	–	–	–	–	–	–	62	4,2	62	4,2
Anlegg	15 år	56	3,7	80	5,3	99	6,6	106	7,1	94	6,3
Yrkesbygg	15 år	103	6,9	145	9,7	106	7,1	111	7,4	117	7,8
Bolig	15 år	209	14,0	385	25,7	198	13,2	235	15,7	252	16,8
<b>Totalt</b>		<b>97</b>	<b>6,1</b>	<b>116</b>	<b>6,7</b>	<b>89</b>	<b>5,4</b>	<b>89</b>	<b>5,4</b>	<b>97</b>	<b>6,1</b>

Tabellen viser støttenivå fordelt over kontraktsfestet årsresultat, samt støttenivå målt over den gjennomsnittlige levetid (kursiv). Øre/kWh.

Kilde: Enova

fornybare energikilder, særlig fjernvarme og små varmesentraler. Stortingets mål i 1999 om 4 TWh vannbåren varme basert på fornybare energikilder i 2010, ble nådd med god margin. Fjernvarme er nå etablert i de største byene.

Innen yrkesbygg var det stor aktivitet fra 2010 til 2013. I 2011 etablerte Enova særlige programmer rettet mot passivhus og lavenergibygg og det ble stor respons på ordningen. Energieffektive yrkesbygg er i dag mer attraktive enn andre bygg. Enova har utviklet denne særskilte satsingen fordi ønsket markedsendring er oppnådd.

Det er innen industrien Enova har høstet mest energieresultater per krone de senere år. Aktiviteten varierer fra å stimulere til energiledelse i store og små virksomheter, til store energigjenvinningsprosjekter og energieffektiviserings tiltak i kraftintensiv industri. Enova har faste kontaktpunkter med de største industrivirksomhetene for å bistå i vurderinger av hvilke tiltak som kan gjøres, og for å være til stede når selskapene er klare til å ta investeringsbeslutninger.

Frem til innføring av elsertifikatsystemet i 2012 hadde Enova ansvaret for tilskudd til vindkraft. Det ble rekruttert mange prosjekter i 2009 og 2010 da om lag halvparten av midlene gikk til vindkraft.

Enova har hatt jevn aktivitet på boligområdet med satsinger på forbildeporsjekter innen nybygg og rehabilitering, og støtteordning for energitiltak i private husholdninger. Enova har hele tiden hatt en nasjonal informasjons- og rådgivningstjeneste som gratis gir råd til privatpersoner om energitiltak. Boligprogrammene har historisk sett gitt

lavest resultater per krone, sett bort fra energi- og klimateknologisatsingen.

Enova har snudd seg etter de markedsmulighetene som har vært til stede. Foretaket har hatt tilstrekkelig med frihetsgrader og forutsigbarhet i finansieringen til å være til stede på kritiske tidspunkt når markedene har løsnet.

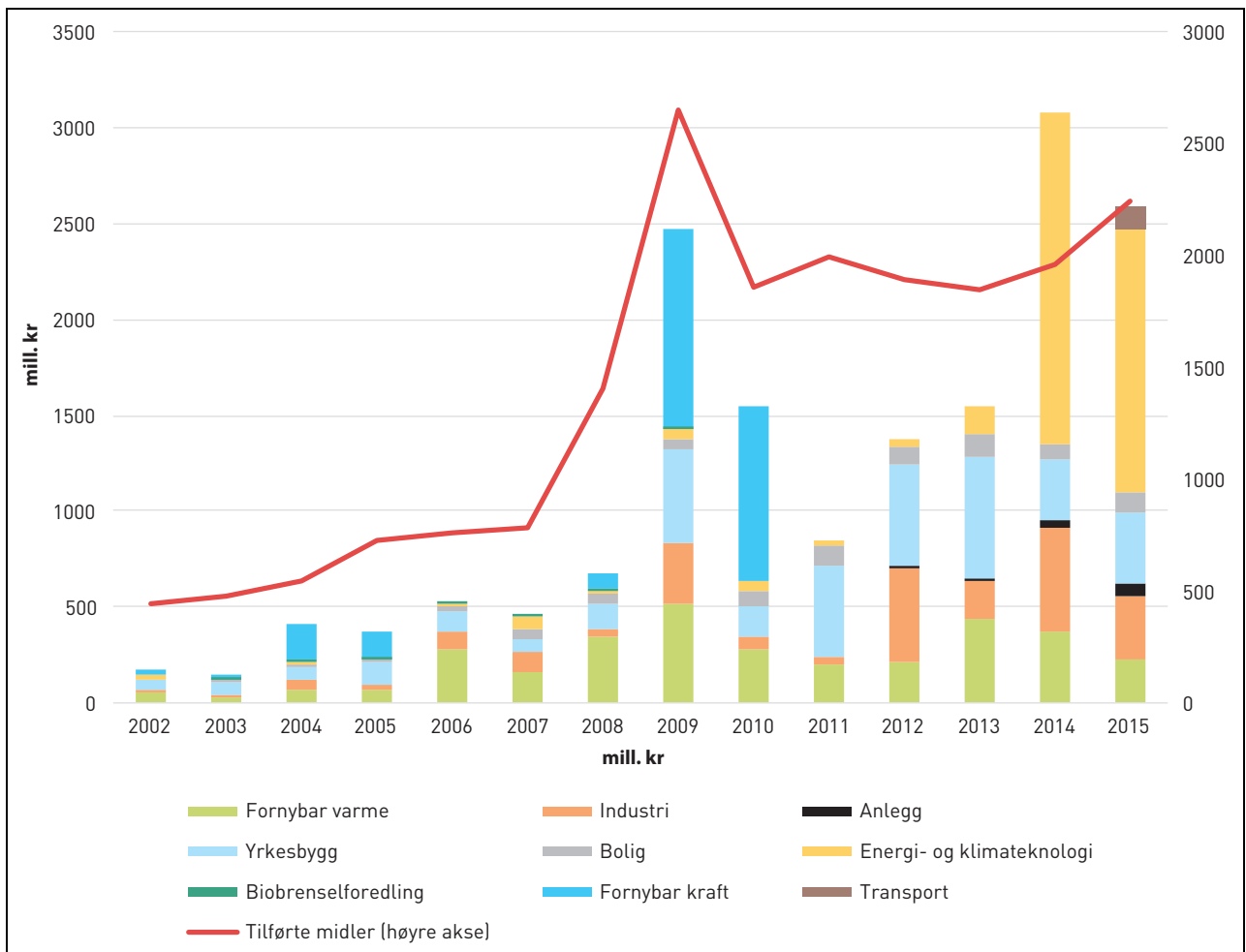
Fremover blir Enova viktig i utviklingen av et lavutslippssamfunn, og er et supplement til EUs kvotehandelsystem.

Enova fikk overført Transnovas oppgaver fra januar 2015. Med denne utvidelsen dekker Enova nesten alle sektorer med energibruk og klimagassutslipp. Transportsektoren sto for 26 prosent av de totale klimagassutslippene i Norge i 2014.

Da Enova fikk ansvar for transportområdet benyttet de innarbeidede metoder for å avdekke barrierer for omstilling. I oktober 2015 lanserte Enova en rekke programmer som dekker transportsektoren:

- Støtte til energiledelse
- Støtte til energitiltak i skip
- Støtte til energitiltak i landtransport
- Støtte til energi- og klimateknologi i transport
- Støtte til biogass og biodrivstoff
- Støtte til ladeinfrastruktur
- Støtte til landstrøm.

Enova har rettet oppmerksomheten mot å utvikle markedet for produksjon og distribusjon av fornybare drivstoff for null- og lavutslippskjøretøy, både for person- og godstransport. Elektrifisering, med blant annet utvikling av hurtiglådestasjoner for elbiler og landstrømanlegg for skip, er en viktig del av dette arbeidet. Enova følger også mulighe-



Figur 4.3 Energifondets disponerte og tilførte midler, 2001–2015.

Kilde: Enova

tene for å konvertere til andre drivstoff som hydrogen, bioenergi og gass. I skipsfarten er det betydelige muligheter for energieffektivisering, tiltak som har store teknologiske likhetstrekk med den tradisjonelle energieffektiviseringen i industrien. Teknologiu utvikling vil være et viktig element også i transportsatsingen, for eksempel knyttet til hydrogen og i maritim sektor.

#### 4.7.2 Enovas rolle i utvikling av energi- og klimateknologi

Utvikling av energi- og klimateknologi utgjør en viktig del av arbeidet med å begrense og redusere miljø- og klimabelastningen på energiområdet. Det omfatter både utvikling av energiteknologi basert på fornybare energikilder og teknologi for å effektivisere forbruket av energi. De store gjennombruddene på teknologisiden må ventes å komme fra en samlet internasjonal innsats på området. Norske forskningsmiljøer driver omfat-

tende forskning på energi- og miljøteknologi generelt og deltar aktivt i det internasjonale forskningssamarbeidet. I tillegg har Norge en særlig satsing på utvikling av energi- og klimateknologi gjennom Enova.

Enovas energi- og klimateknologisatsing ble vesentlig styrket etter klimaforliket i 2012. Innsatsen er rettet inn mot den siste delen av en forsknings- og utviklingsfase, der det er behov for å teste en teknologi i full skala.

I klimaforliket ble det lagt særlig vekt på at Enova kunne støtte fullskala demonstrasjonsprosjekter i industrien. I styringsavtalen fra 2012 ble det lagt til grunn at Enova skulle stille minimum 10 prosent av midlene til disposisjon for utvikling av energi- og klimateknologi i industrien. Satsingen utløste stor interesse fra industrien og i 2015 gikk 36 prosent av Enovas tildelte støtte til innovative prosjekter i industrien.

Industriprosjektene har til dels vært svært store. I 2014 tildelte Enova 1,5 mrd. kroner i støtte



#### **Boks 4.4 Nærmere om bakgrunnen for Enovas virksomhet**

Det er en betydelig satsing på økt bruk av fornybar energi, energieffektivisering og utvikling av energi- og klimateknologi i Norge. Begrunnelsene for politikken har variert.

På 1970-tallet var det oppmerksomhet om energieffektivisering og «alternative energikilder», ikke minst på grunn av at oljeprisen var høy. Senere ble miljøhensyn vektlagt sterkere, og da særlig naturinngrep og luftforurensing. Fra 1989 var arbeidet begrunnet mer ut fra ønsket om å redusere utslippene av klimagasser. Det har også vært argumentert med at det er ulike typer markedssvikt som tilsier at myndighetene bør gripe inn.

I St.meld. nr. 29 (1998–99) om energipolitikken ble det lagt opp til at energipolitikken skulle underbygge en ambisiøs miljøpolitikk. Det ble presentert en strategi for en mer diversifisert energisektor og det ble satt mål for vannbåren varme og vindkraft. En viktig del av politikken var å begrense bruken av elektrisitet og fossile energikilder. Opprettelsen av Enova i 2001 var sentral i oppfølgingen av meldingen.

St.meld. nr. 18 (2003–2004) om forsynings-sikkerheten for strøm ble fremmet i etterkant av den kritiske kraftsituasjonen i 2002–2003. Politikken for å redusere sårbarheten for svikt i tilsiget ble blant annet rettet mot å styrke innsatsen på miljøvennlig omlegging av energi- bruk og -produksjon.

De senere årene har arbeidet med å begrense klimagassutslipp blitt et viktigere element i politikkkutforming. Det er lagt til rette for at elektrisitet blir tatt i bruk for å bidra til reduserte klimagassutslipp i transportsektoren og i petroleumsvirksomheten på sokkelen. Utvikling av energi- og klimateknologi er blitt en stor del av virksomheten. Satsingen skal være med å bidra til en utvikling mot et lavutslippssamfunn i 2050.

til Hydros pilotprosjekt for energieffektiv aluminiumsproduksjon på Karmøy. I 2015 tildelte Enova 380 mill. kroner til Glencore Nikkelverk, 122 mill. kroner til Tizir og 288 mill. kroner til Alcoa for prosjekter knyttet til ulike typer avanserte smelteverk- og elektrolyseteknologi. Dersom de lykkes,

vil disse prosjektene, på hver sin måte, føre til at produksjon kan skje mer energieffektivt og med mindre klimagassutslipp.

Industrien opererer i et internasjonalt marked og det ligger godt til rette for at innovasjoner på området over tid kan få en stor spredning. Enova skal i henhold til styringsavtalen prioritere prosjekter med spredningspotensial, både nasjonalt og internasjonalt.

#### **4.7.3 Enovas arbeidsmåte**

Barrierene for energi- og klimatiltak varierer sterkt fra område til område, og de krever ulike tilnærminger. Det er viktig å kjenne og forstå de ulike bransjene for å kunne bidra til å realisere energi- og klimaresultater på en effektiv måte. I tråd med Stortingets forutsetninger ved opprettelsen av Enova, blir den operative virksomheten for energiomlegging håndtert ut fra faglige prinsipper og kunnskap om markedene.

En målrettet satsing kan bidra til at nye teknologier og metoder blir konkurransedyktige uten støtte på sikt.

Departementets styring av Enova er på et overordnet nivå. Avtalen om forvaltningen av midlene i Energifondet er viktig. Gjennom avtaledrøftinger avstemmer departementet sine forventninger til konkrete resultater mot Enovas vurderinger av hva det er mulig å oppnå. Innenfor rammene i avtalen må Enova prioritere mellom områder, utforme programmer og tildele støtte til enkeltprosjekter slik at målene nås. Dette innebærer at Enova må ha attraktive programmer, rettet mot definerte barrierer, og markedsføre sine tilbud slik at de får inn gode søknader om prosjekter.

Energifondet får i dag inntekter i hovedsak fra et særskilt påslag på nettariffen og avkastningen fra Fondet for klima, fornybar energi og energiomlegging. Påslaget på nettariffen er 1 øre/kWh for husholdningskunder og 800 kroner per målepunkt/år for næringskunder og andre kunder. Kapitalen i Fondet for klima, fornybar energi og energieffektivisering er på 67,75 mrd. kroner. I 2016 tilføres Energifondet 2,3 mrd. kroner, herunder 1566 mill. kroner i avkastning fra Fondet for klima, fornybar energi og energiomlegging og om lag 630 mill. kroner fra påslaget på nettariffen. Den langsiktige finansieringsmodellen er en viktig forutsetning for at Enova kan være en troverdig dialogpartner i markedet generelt og i forbindelse med store prosjekter spesielt.

#### Boks 4.5 Om opprettelsen av Enova

Tidligere arbeidet både NVE og distribusjonsselskapene med tiltak for energiomlegging. I St.meld. nr. 29 (1998–99) om energipolitikken ble det klart at det var behov for en ny organisering dersom man skulle få en slagkraftig og effektiv omlegging av energibruk- og produksjon.

Stortinget tok stilling til den konkrete organiseringen av satsingen ved behandlingen av Ot.prp. nr. 35 (2000–2001), jf. Innst. O. nr. 59 (2000–2001). Stortinget la vekt på at en samling av virksomheten i én institusjon ville legge til rette for at konkrete mål ble nådd på en langt mer effektiv måte. Målet måtte være å skaffe flest mulig miljøvennlige og sparte energienheter på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Det var enighet om at omleggingen måtte føre til en mer markedsorientert virkemiddelbruk. Det ble lagt til grunn at en mer langsiktig finansiering ville gi bedre forutsigbarhet og mer stabile finansieringsrammer for arbeidet. For å sikre dette ble Energifondet etablert ved opprettelsen av Enova.

Enova SF ble stiftet ved kongelig resolusjon av 1. juni 2001 med virkning fra 22. juni 2001. Det ble etablert en klar ansvars- og rollefordeling der departementet skulle sette konkrete resultatmål og følge opp resultatene. Enova skulle stå for den operative forvaltningen av midlene i Energifondet gjennom utvikling av programmer og prioritering mellom prosjekter.

Det kvantitative resultatmålet har tradisjonelt fått stor oppmerksomhet. I departementets avtale med Enova for perioden 2012–2016 er det satt et mål om å utløse 7 TWh i energi- og klimaresultater. Alene sier ikke resultatmålet så mye om hvordan Enova skal innrette sin virksomhet, men det ansporer til effektivitet og det gir et viktig grunnlag for styringsdialogen. Det signaliserer også til markedet at det er knappe midler til disposisjon.

Resultatrapporteringen er basert på kontraktsfestede resultater, som justeres etter hvert som prosjektene ferdigstilles og kommer i drift. Det tar flere år før prosjektene er i drift. Det tar ytterligere tid før nye teknologier og arbeidsmetoder blir alminnelig brukt i markedet. Resultatmålet gir likevel en tidlig indikasjon på aktiviteten.

Det er mange elementer som er viktige i styringen av Enova. Arbeidsfeltet må beskrives i avtalen. Enova har i dag et bredt arbeidsfelt. Over tid har virksomheten blitt stadig mer rettet mot klima og teknologiutvikling.

Et annet viktig element i avtalen er at Enova skal søke å innrette sine virkemidler slik at de kan skape varige markedsendringer. Det vil si at Enova ideelt sett skal kunne avvikle programmer etter en viss tid. Et godt eksempel på at Enova har oppnådd et slikt resultat har vi sett i næringsbyggsegmentet, der det har blitt nokså vanlig å bygge mer energieffektive bygg enn det som kreves i henhold til byggforskriftene. Enova har derfor rettet sin støtte til næringsbygg mot de mer ambisiøse prosjektene, slik at markedet kan utvikle seg ytterligere.

For arbeidet med energi og klimateknologi er det fastsatt et særlig mål om at satsingen skal bidra til reduksjon av klimagassutslipp og bygge opp under utviklingen av energiomlegging på lang sikt. Enovas satsing skal være rettet mot utvikling av ny teknologi og løsninger nær markedsintroduksjon.

## 4.8 Andre virkemidler knyttet til energibruk

### 4.8.1 Regulatoriske virkemidler

#### *Energikrav til bygninger*

I Norge har det vært energikrav til nye bygg siden 1949. Energikravene har blitt revidert og skjerpet en rekke ganger, senest 1. januar 2016.

Energikravene gjelder også i forbindelse med søknadspåtliggende rehabiliteringer. Det stilles imidlertid kun krav til de deler av bygget som inngår i selve tiltaket. Rehabilitering av bygg gjennomføres sjelden av energihensyn alene. Energieffektiviseringstiltak på bygningskroppen gjennomføres ofte i sammenheng med andre nødvendige utbedringer. Kostnadene ved å gjennomføre energieffektiviseringstiltaket vil da kunne reduseres.

Det stilles krav til energiforsyningen i nye bygg. Det er forbudt å installere varmeinstallasjoner for fossilt brensel. Fra 2016 er det full adgang til å basere seg på elektrisk oppvarming i alle bygg. I svært energieffektive bygg blir konsekvensene for energisystemet ved valg av elektrisk oppvarming begrenset. Lønnsomheten ved vannbårne varmeløsninger svekkes også når energibehovet reduseres, særlig i små bygg. I bygg over 1000 m<sup>2</sup> skal det tilrettelegges slik at det kan skiftes energibærer senere. I småhus er

det krav til at det skal være pipe. Ved siste revisjon av energikravene i forskriften ble det innført noe fleksibilitet mellom å etablere en mer energieffektiv bygningskropp og installasjon av solceller.

Virkingen av de siste årenes tilstramminger i byggt teknisk forskrift vil akkumuleres over tid og ha betydning for energibruken i fremtiden, jf. kap. 9.3.

Energieffektivitetskravene bidrar til å begrense energibruken om vinteren og gir dermed mindre effektbehov. Full adgang til å etablere bygge- ne med kun elektrisk oppvarming trekker i mot- satt retning.

#### *Utfasing av oljefyr*

Som et ledd i energiomlegging for eksisterende bygninger, har Stortinget bedt regjeringen inn- føre et forbud mot bruk av fossil olje til oppvar- ming i bygninger. I klimaforliket fra 2012, vedtak 563 (2012) jf. Innst. 390 S (2011–2012), ba Stortin- get regjeringen om å innføre et forbud mot fyring med fossil olje i husholdninger og til grunnlast i øvrige bygg i 2020. Stortinget har senere bedt regjeringen om å vurdere å utvide forbudet til også å omfatte topplast, vedtak 387 (2015) jf. Innst. 147 S (2014–2015), og i tillegg om å komme tilbake til Stortinget med forslag om virkemidler for å fase ut fossil olje i fjernvarme og gjøre fjern- varme mest mulig ressurseffektiv, jf. Innst. 192 S (2014–2015).

Tradisjonelt har oljefyring og ved vært de mest utbredte lokale energiløsningene, og det har fungert i et godt samspill med kraftsystemet. Høye avgifter og forventninger om at det blir for- budt å bruke fossil olje til oppvarming av bygnin- ger har imidlertid gjort at bruken av fossil olje er på vei ned. Fra et energisystemperspektiv er det gunstig å finne nye varmeløsninger som ikke belaster kraftsystemet vinterstid.

#### *Tilknytningsplikt til fjernvarme*

For fjernvarme er lønnsomheten helt avhengig av at tilstrekkelig mange kunder er tilknyttet, etter- som kostnadene per kunde synker kraftig med økt utnyttelse av kapasiteten. Kommunene kan bestemme at nye bygg skal ha tilknytningsplikt til fjernvarme i områder der det er fjernvarmekonse- sjon. Det er ikke anledning til å kreve tilknytnings- plikt for eksisterende bygg. Tilknytningsplikten er et redskap som kommunene kan benytte for å sikre at det blir bygd ut fjernvarme. Det kan være krevende å koordinere prosjektene i et fritt mar- ked.

I samarbeid med Olje- og energidepartemen- tet utga Kommunal- og moderniseringsdeparte- mentet i 2014 en veileder til kommunene om bruk av tilknytningsplikten for fjernvarme. I veilederen blir det understreket at kommunene selv har stor frihet til å tilpasse bruken av tilknytningsplikten, for eksempel ved å bestemme hvilke typer bygg som skal knyttes til fjernvarmen og hvilke områ- der. Det påhviler fjernvarmeselskapet et ansvar for å gi et godt informasjonsgrunnlag til kommu- nen i forkant av beslutninger om tilknytningsplikt og bidra aktivt til effektivt planarbeid i kommunen på dette området.

#### **4.8.2 Merkeordninger**

##### *Energimerkeordningen og inspeksjon av tekniske anlegg*

I Norge ble det fra 1. juli 2010 et krav om at alle boliger og bygninger som oppføres, selges eller leies ut må ha en energiattest. Yrkesbygninger over 1000 m<sup>2</sup> skal til enhver tid ha en energiattest som er synlig for bygningens brukere. Energi- merkeordningen skal bidra til mer kunnskap og oppmerksomhet om energibruken i bygningsmas- sen. Det ble også obligatorisk med energivurde- ring av større fyrings- og klimaanlegg for å stimu- lere til gode rutiner for drift og ettersyn av anleg- gene.

NVE har forvaltet energimerkeordningen og ordningen for energivurdering av tekniske anlegg siden oppstarten i 2010. NVE driver i tillegg tilsyn og kan utstede sanksjoner dersom kravene i ener- gimerkeforskriften ikke etterlevs.

Energiattesten består av en energikarakter, en oppvarmingskarakter og en liste over anbefalte energieffektiviseringstiltak. Energi karakteren går fra A (svært effektiv) til G (lite energieffektiv). Energi karakteren er basert på en beregning av behovet for levert energi til bygget, og ikke fak- tisk målt energibruk. Oppvarmingskarakteren er illustrert med en farge som går fra grønn til rød. Oppvarmingskarakteren forteller i hvor stor grad bygningen kan varmes opp med andre energiva- rer enn fossilt brensel og strøm.

NVE har utviklet og drifter et web-basert sys- tem for energimerking. Energimerking av boliger kan gjennomføres gratis på internett av boligeier selv. Energimerkesystemet inkluderer et stort avansert bibliotek av objektive verdier som legger grunnlaget for energiattesten basert på bruke- rens oppgitte informasjon om det spesifikke byg- get. Brukerens oppgitte informasjon om bygget er synlig i energiattesten for kontroll. Boligeiere kan

også velge å la en ekspert energimerke boligen. Yrkesbygg og nybygg må energimerkes av eksperter.

NVEs energimerkesystem har lagt grunnlaget for høy etterlevelse av kravet om energimerking i boligmarkedet. Andre europeiske land har på sin side slitt med etterlevelse av kravet om energimerking. I februar 2016 var det siden oppstart av NVEs energimerkeordning registrert totalt nærmere 590 000 energiattester, de fleste av disse for boliger.

Energivurdering av større fyrings- og klimaanlegg skal som hovedregel gjennomføres hvert fjerde år. I februar 2016 var det siden oppstart av ordningen registrert i overkant av 20 000 energivurderinger, de fleste av disse for ventilasjonsanlegg.

#### *Krav til miljøvennlig utforming og energimerking av produkter*

Det stilles krav til en rekke produkter som har innvirkning på energibruken.

Energirelaterte produkter som omfattes av energimerkedirektivet (2010/30/EU) skal forsynes med et energimerke som skal hjelpe forbrukeren å velge de mest energieffektive produktene. Energirelaterte produkter som omfattes av økodesigndirektivet (2009/125/EF) må blant annet oppfylle visse energikrav som en forutsetning for at produktene skal få bære CE-merket som er inngangsbilletten til EØS-markedet.

Økodesign- og energimerkekravene gjelder foreløpig først og fremst husholdningsprodukter.

Kravene er harmoniserte og gjelder innenfor hele EØS-området. NVE deltar i regelverksutformingen og fører tilsyn med ordningene. Disse direktivene er nærmere omtalt i kap. 6.

#### **4.8.3 Måling og informasjon for bedre energibruk**

For å sikre effektiv utnyttelse av energiresursene er det viktig at forbrukerne har god informasjon om energipriser og kostnader ved ulike tiltak som kan påvirke energibruken. Det er avgjørende at forbruket blir målt slik at aktørene kan vurdere lønnsomheten ved energieffektivisering eller konvertering av energibærer. Energibruken vil bli høyere hvis forbruket i store bygg måles kollektivt, enn dersom alle måles individuelt. For strømforbruket kreves det individuell måling. Fra 1. januar 2019 skal norske strømforbrukere dessuten ha fått installert avanserte måle- og styrings-systemer (AMS), se omtale av AMS og energieffektivisering i kap. 11.3.2. For fjernvarme er kollektiv måling det mest vanlige i boligblokker og kontorlokaler. Det er ikke krav om å installere individuelle varmemålere, men det finnes eksempler i nye bygg på individuelle målere for fjernvarme.

Det er en betydelig aktivitet for å tilrettelegge informasjon til forbrukerne. Enova har en rekke informasjons- og rådgivningsaktiviteter rettet mot næringskunder, kommuner, husholdninger, barn og unge. I tillegg har mange nettselskaper og kommuner informasjonsvirksomhet.

## 5 Energi og næring

### 5.1 Energisektorens rolle i norsk økonomi

---

Energisektoren i Fastlands-Norge utgjør en viktig del av verdiskapingen i norsk økonomi. Sektoren skaper i seg selv store verdier, både innenlands og utenlands. Energisektoren legger også grunnlag for verdiskaping i andre deler av økonomien, gjennom å skaffe tilgang på energi og kraft som innsatsfaktor. Verdien av dette er vanskelig å fastsette. Kraftsektoren bidrar også direkte med store verdier til felleskapet gjennom inntekter, skatter og avgifter.

Energisektoren inkluderer alt som omhandler salg, produksjon, transport og teknologiutvikling innen kraft- og varmeproduksjon. Leverandørindustri og forskningsinstitusjoner utvikler ny teknologi og leverer løsninger som gjør at energien kan produseres og transporteres så effektivt som mulig. I tillegg finnes det entreprenører, konsulenter, rådgivere, meglere, finansieringsinstitusjoner og flere andre grupper som jobber med administrative og tekniske oppgaver knyttet til planlegging, utbygging og drift av kraftverk og kraftmarkedet.

I 2013 fantes det 20 400 årsverk innen fornybar energiproduksjon, kraftnett og infrastruktur, teknologiutvikling og andre leverandører av varer og tjenester til næringen.<sup>1</sup> Den største delen av næringen er knyttet til produksjon, salg og overføring av kraft.

Kraftproduksjon, elektrisitet-, gass- og varmtvannsforsyning omsatte for i overkant av 59 mrd. kroner i 2013. En stor del av inntektene kommer fra produksjon og omsetning av kraft. Inntekten har variert over tid, avhengig av produksjon og prisutvikling. I tillegg til selve energiproduksjonen omsatte<sup>2</sup> forskning, leverandørindustri og vare- og tjenesteleverandører for i overkant av 20 mrd. kroner i 2013<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Multiconsult, 2014

<sup>2</sup> En nærings omsetning er salgsværdien av all produksjon i løpet av et år, mens verdiskaping eller bruttoproduktet er verdøkningen som skjer i produksjonsprosessen.

<sup>3</sup> Multiconsult, 2014

I 2013 eksporterte den norske fornybarnæringen for om lag 9,4 milliarder kroner. Av dette utgjorde nettoeksporten av elektrisitet om lag 4,4 milliarder kroner. Eksporten fra norske leverandører innen denne delen av energisektoren utgjorde 5 milliarder kroner, hvor solenergi og havbasert vindkraft sto for hoveddelen.

Verdiskapingen i energisektoren og tilknyttede næringer avhenger i stor grad av utviklingen i energimarkedet nasjonalt og internasjonalt, samt den løpende konjunktursituasjonen.

### 5.2 Produksjon, salg og overføring av kraft

---

Det er investert betydelige verdier i den norske kraftsektoren, og næringen sysselsetter i dag 19 000 mennesker<sup>4</sup>. Sysselsettingen innenfor sektoren har økt med 14 prosent de siste 10 årene. Kraftsektoren kan deles inn i næringer for produksjon, leveranse/salg og overføring av kraft.

Avkastningen i kraftsektoren har historisk sett utviklet seg i takt med andre næringer i norsk økonomi, men har variert mye. Fordi overføringsdelen av kraftsektoren er en regulert virksomhet, er det i hovedsak kraftproduksjon og omsetning som svinger fra år til år. Dette skyldes de store variasjonene som kan forekomme i kraftpriser og produksjonen, jf. kap 3.

#### 5.2.1 Kraftproduksjon

Inntektene til den norske kraftproduksjonen er avhengig av produksjonsvolum og utviklingen i kraftpriser. Tilsigsforholdene i vannkraftsystemet vil i stor grad bestemme hvor mye som kan produseres i det enkelte år. Lagringskapasiteten som enkelte produsenter har, gjør det imidlertid mulig å tilpasse produksjonen.

Kraftproduksjon er i dag en konkurranseutsatt næring som selger sin produksjon i et marked som er sterkt integrert med Norden og Europa.

---

<sup>4</sup> Sysselsatte i kraftnæringen og kraftrelaterte virksomheter 2013, SSB 2014/40

### Boks 5.1 Eierskap i kraftsektoren

Norske kommuner og fylker har store verdier investert i kraftbransjen.

Kommuner, fylkeskommuner og staten eier samlet sett om lag 90 prosent av produksjonskapasiteten i landet. Staten, ved Nærings- og fiske-ridepartementet, eier gjennom Statkraft SF om lag en tredel<sup>1</sup> av produksjonskapasiteten. Organisering av Statkraft som statsforetak innebærer at staten er eneeier. Mange selskaper i sektoren har flere eiere og det er stor grad av krysseierskap.

De fleste nettselskapene er helt eller delvis eid av en eller flere kommuner. Staten eier omtrent 90 prosent av transmisjonsnettene. Statens eierskap til transmisjonsnettene forvaltes gjennom Statnett SF.

Det er totalt 183 produksjonsselskaper i Norge. Av disse driver 54 med produksjon av kraft alene. De ti største selskapene står for om lag 70 prosent av produksjonsevnen i det norske vannkraftsystemet. Det er over 150 selskaper som driver nettvirksomhet på et eller flere nivåer i Norge, ikke alle har tilknyttede kunder.

Et særpreg ved den norske vannkraftsektoren er vilkår om hjemfall for konsesjoner gitt til private. Hjemfall innebærer at staten vederlagsfritt overtar vannfall og produksjonsutstyr når konsesjonen utløper.

I 2008 ble det gjort endringer i vassdragslovgivningen for å sikre det offentlige eierskapet til landets vannkraftressurser. Dette innebærer at

nye konsesjoner for eiendomsrett til vannfall, samt konsesjon for videre overdragelse av konsederte vannfall, nå bare kan gis til offentlige erververe som statsforetak, kommuner og fylkeskommuner. I tillegg kan slik konsesjon gis til selskaper som er delvis offentlig eid, så fremt det offentlig har minst to tredeler av kapitalen og stemmene i selskapet, og organiseringen er slik at det er et reelt offentlig eierskap. Dette innebærer at private kan eie inntil en tredel av et slikt selskap. Private kan også eie kraftproduksjon som ikke er konsesjonspliktig etter industrikonsesjonsloven, for eksempel vindkraft, solkraft og en del småkraft.

Kraftproduksjon og nettvirksomhet er kapitalintensiv virksomhet. I tiden fremover er det ventet store investeringer på alle nettnivåer, og reinvesteringsbehovet i kraftproduksjon er økende, jf kap. 10. I perioder med store investeringer er eiernes muligheter til å bidra med kapital viktig. Det er et stort offentlig eierskap i sektoren, herunder er mange kommuner eiere i både produksjon og nettvirksomhet. Ikke alle eiere har mulighet eller vilje til å bidra med kapital eller avstå fra utbytte i en tid med store investeringer, noe som kan påvirke kapital situasjonen i sektoren.

<sup>1</sup> Staten eier i tillegg 34,26 prosent av Norsk Hydro, som eier kapasitet på 10 TWh /år.

Inntektene avhenger dermed i stor grad av markedsf forholdene i det nordiske og europeiske kraftmarkedet, og hvorvidt næringen over tid, med gjeldende rammebetingelser, kan produsere og investere billigere enn produsenter i andre land.

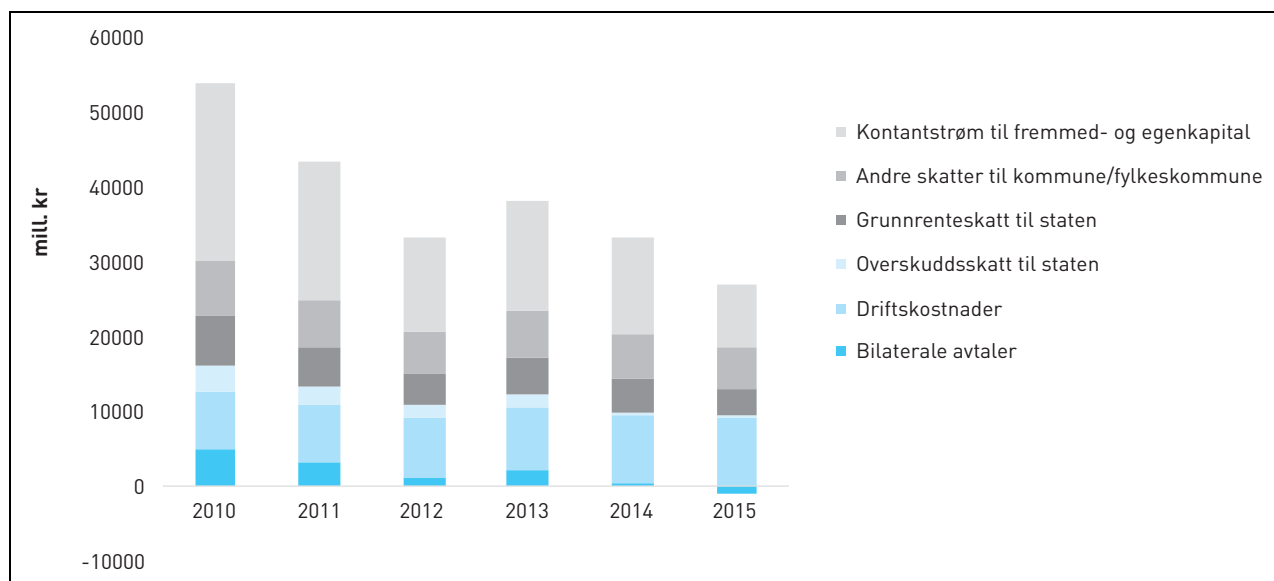
Den norske fornybare kraftproduksjonen har i utgangspunktet store konkurransefortrinn i det europeiske kraftmarkedet, som følge av lave driftskostnader og evnen til å regulere produksjonen til tider hvor det er mest gunstig å produsere. Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter, som må betales av fossilbasert kraftproduksjon i det europeiske markedet, gir vannkraften konkurransefordeler som er svært viktig for verdien av de norske produksjonsressursene.

Løpende tilsigs- og temperaturforhold i Norge og Norden påvirker kraftprisene fra år til år. Også

utviklingen i kraftbalansen og handelsmulighetene mellom Norge, Norden og Europa har betydning for kraftprisen. Disse forholdene kan gi grunnlag for perioder med lavere eller høyere inntjening enn det markedsutviklingen i det øvrige europeiske markedet tilsier.

Det har vært en betydelig nedgang i inntekten til kraftproduksjon de senere årene som følge av utviklingen i kraftprisene. Dette har sammenheng med lavere priser i det europeiske markedet og dels et økende kraftoverskudd i Norden. Elsertifikatmarkedet er medvirkende til situasjonen i det nordiske kraftmarkedet. Siden 2010 har bruttoinntekten i norsk kraftproduksjon blitt mer enn halvert, jf. figur 5.1.

Den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av kraftproduksjon avhenger også av utviklingen i konsesjonsvilkår, skatter og avgifter for vannkraft-



Figur 5.1 Vannkraftens årlige bruttoinntekt fordelt på ulike elementer, mill kroner pr år. 2015 anslag.

I parameteren «til kommune og fylkeskommune» inngår konsesjonskraft, konsesjonsavgift, naturressursskatt og eiendomsskatt. Parameteren «bilaterale avtaler» viser et anslag på endring i bruttoinntekt som følge av differanse mellom spotpris og priser i bilaterale kraftavtaler.

Kilde: Energi Norge

sektoren. Kraftsektoren bidrar i betydelig grad til inntekter til felleskapet. Lønnsomhetsbaserte skatter virker i noen grad dempende på variasjoner i inntjeningen som følge av varierende kraftpriser. Andre skatter, avgifter og pålegg som ikke avhenger av lønnsomhet, forsterker utviklingen i perioder med lavere inntjening i kraftselskapene.

I figur 5.1 anslås det en bruttoinntjening på om lag 26 mrd. kroner og en netto kontantstrøm på 8,5 mrd. kroner for 2015, det laveste nivået på 20 år. Det er nettoinntekten i kraftproduksjonen over tid, i figuren vist ved kontantstrømmen, som avgjør hvorvidt det er lønnsomt å vedlikeholde, reinvestere eller investere i ny produksjon.

Det offentlige eierskapet til kraftselskapene gir grunnlag for utbytte til eierne. Etter at energiloven fra 1990 la grunnlaget for omstrukturering av kraftbransjen, har kommuner og fylker høstet store verdier fra sitt eierskap i kraftnæringen, gjennom utbytte, renter på ansvarlige lån og i noen grad gjennom salg av aksjer. Store eieruttak har tidligere vært mulig i perioder der inntektene i kraftselskapene har vært høye, særlig fra rundt 2000-tallet, samtidig som investeringene har vært begrensete.

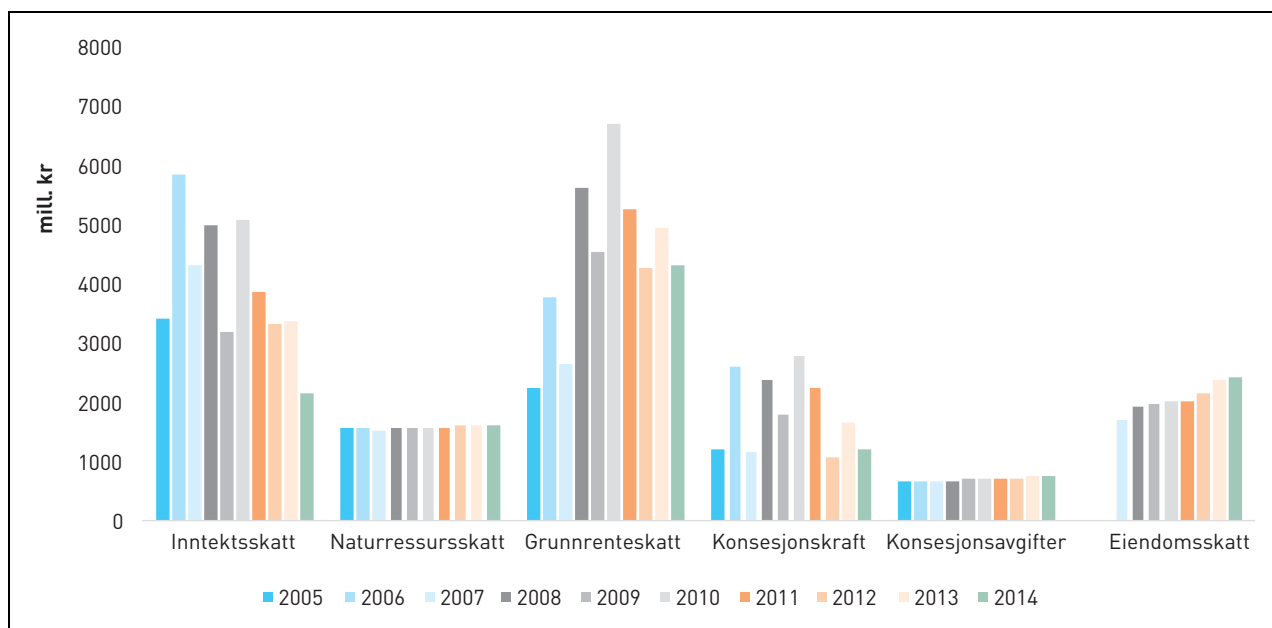
Figur 5.2 viser utvalgte inntekter til stat og kommune fra kraftsektoren siden 2000.

## 5.2.2 Marked og omsetning

Kraftmarkedet består av engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. I engrosmarkedet handles større kraftvolum av kraftprodusenter, kraftleverandører, meglere, energiselskaper og store forbrukere. I Norden handler disse aktørene på kraftbørsen Nord Pool eller gjennom bilaterale avtaler. I sluttbrukermarkedet inngår den enkelte forbruker avtale om kjøp av kraft fra en fritt valgt kraftleverandør.

På Nord Pool handler aktørene i forskjellige markeder, Elspot (døgnmarkedet), Elbas (intradagmarkedet) og balansemarkedene jf. kap. 3.

Samlet ble det omsatt 489 TWh i spot- og intradagmarkedet i 2015. Av dette utgjorde spothandelen for Norden og Baltikum størstedelen, med en omsetning på 374 TWh. I tillegg ble det omsatt nærmere 110 TWh i Elspot UK. Handelen i intradagmarkedet Elbas utgjør en mindre del, med en omsetning på 5 TWh i 2015. Omsetningen i dette markedet har imidlertid blitt doblet de siste fem årene. I Elspot-markedet beregnes systemprisen for Norden som benyttes i det finansielle markedet. Den finansielle krafthandelen omfatter handel med finansielle instrumenter som brukes til både risikostyrings- og spekulasjonsformål. Alle kontrakter gjøres opp finansielt, uten fysisk sluttoppgjør i form av kraftleveranse.



Figur 5.2 Inntektskatt, grunnrenteskatt, konesesjonskraft, konesesjonsavgift og eiendomsskatt 2000–2014.

Kilde: SSB, NVE, Skattedirektoratet, OED

Finansiell krafthandel kan foregå både bilateralt og på en markeds plass/børs. I Norden foregår det meste av den finansielle handelen på børsen NASDAQ OMX Commodities AS (NASDAQ OMX). NASDAQ OMX har konesesjon fra Finanstilsynet, som også fører tilsyn med markedsplassen. På NASDAQ OMX kan aktørene prissikre seg for kjøp og salg av kraft for opptil seks år frem i tid, fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler og år.

De finansielle produktene omfatter future- og forwardkontrakter, electricity price area differentials (EPAD) og opsjoner.

NASDAQ OMX Clearing AB (NASDAQ Clearing) foretar avregning og oppgjør av de finansielle kontraktene på NASDAQ OMX. Clearingvirksomhet er et viktig bidrag til effektiviteten i det nordiske kraftmarkedet. NASDAQ Clearing trer inn som motpart i all finansiell handel på NASDAQ OMX. Også bilaterale finansielle avtaler kan cleares. Dette tar bort motpartsrisiko for aktørene.

I omsatt volum består det norske sluttbrukermarkedet av om lag en tredjedel husholdningskunder, en tredjedel industri og en tredjedel mellomstore forbrukere, som for eksempel hoteller og kjedebutikker.

For forbrukerne er strøm et homogent produkt, det vil si at det ikke er mulig å skille ulike kraftleveranser fra hverandre. Det som skiller

kraftleverandørene fra hverandre er derfor kraftkontraktene de tilbyr. Generelt kan sluttkunden velge mellom tre hovedtyper kraftkontrakter: Fastpriskontrakter, kontrakter med standard variabel pris og kontrakter basert på markedspris med påslag (spotprisavtale).

En fastpriskontrakt er en avtale om en fast pris på kraft over en periode, for eksempel ett år. Leverandører er forpliktet til å levere strøm for den

### Boks 5.2 Finansielle produkter

Future- og forwardkontrakter er avtaler om et finansielt oppgjør av en avtalt mengde kraft for en avtalt tidsperiode til en avtalt pris. For futurekontrakter skjer oppgjøret både i handels- og leveringsperioden, mens for forwardkontrakter skjer oppgjøret ved kontraktens utløps-tid. Future- og forwardkontraktene er viktige instrumenter for prissikring.

EPAD er forwardkontrakter som dekker differansen mellom områdeprisen og systemprisen.

Opsjoner innebærer en rettighet, men ikke en plikt, til å kjøpe eller selge en forwardkontrakt i fremtiden til en avtalt pris. NASDAQ OMX lister kun europeiske opsjoner, det vil si opsjoner som kun kan innløses på sluttidspunktet av perioden den er inngått for.



avtalte prisen, uansett hva som skjer med kraftprisen i markedet. En fastpriskontrakt er derfor en form for finansiell kontrakt der kunden er pris-sikret for perioden kontrakten gjelder for. Kraftleverandørene fastsetter fastprisen basert på forventninger om kraftprisen, i tillegg til et påslag for å dekke kostnader. Forskjellen mellom fastprisen og markedsprisen vil være risikotillegget for prissikringen.

Prisen på standard variabel kraftpris varierer med utviklingen i kraftmarkedet. Standard variabel kraftpris er også en form for finansiell kontrakt, men med ganske kort prissikringsperiode. Leverandøren plikter å informere om prissendringer 14 dager før de trer i kraft.

Kontrakter basert på markedspris med påslag er en avtale om at prisen følger markedsprisen som fastsettes på Nord Pool. I tillegg til markedsprisen må kunden betale et påslag. Slike kontrakter er det nærmeste ordinære kunder kommer elspotmarkedet.

Forbrukerrådets nettside [www.strømpris.no](http://www.strømpris.no) gir forbrukerne oversikt over alle leverandørenes kraftkontrakter. Oversikten gjør det enkelt for forbrukerne å finne frem til den avtalen som passer dem best.

### 5.2.3 Overføring av kraft

Nettvirksomheten omtales som et naturlig monopol. Kostnadene ved å bygge nett er høye, og det er ikke samfunnsmessig rasjonelt å bygge flere konkurrerende nett. Dette innebærer sterk offentlig involvering i sektoren, og gjør at nettvirksomheten er nøye regulert. Den nasjonale omsetningen innen nettvirksomheten var om lag 7 mrd. kroner i 2013.

Staten eier om lag 90 prosent av transmisjonsnettet gjennom statens eierskap av Statnett SF. Det øvrige transmisjonsnettet er fordelt mellom flere netteiere, hvorav Hafslund Nett AS, BKK Nett AS og SKL Nett AS har de største eierandelen. Anlegg som eies av andre enn Statnett inngår i sentralnettsordningen, og leies inn av Statnett som operatør. Kommuner og fylkeskommuner eier det meste av regionalnettene og de lokale distribusjonsnettene. Rundt 15 prosent av distribusjons- og regionalnettet eies av private aktører<sup>5</sup>. Av landets 428 kommuner hadde hele 293 kommuner eierskap i nettselskaper i 2012.

Over halvparten av regionalnettselskapene eier kun anlegg i et avgrenset område. Dette kan for eksempel være selskap med noen titalls kilo-

meter ledning i tilknytning til eget distribusjonsnett eller selskap som kun eier enkeltkomponenter. Disse enkeltkomponentene kan være bryterfelt og koblingsstasjoner, men også relativt store anlegg, som transformatorstasjoner mellom regional- og distribusjonsnettet. En liten andel er anlegg i tilknytning til industri eller produksjon, hvor det også er tilknyttede nettkunder.

Ved inngangen til 2015 var det 144 nettselskap som tarifferte kunder. Av disse driver 128 distribusjonsnett og 84 regionalnett, med eller uten tilknyttede sluttbrukere. Regionalnettselskap uten tilknyttede sluttbrukere kan være kraftprodusenter eller større industri som kun eier sin egen tilknytningslinje eller tilhørende transformering. Det er stor variasjon mellom nettselskapene, og mange av selskapene er små. Det er kun de syv største nettselskapene som har over 100 000 kunder. Disse har til sammen i overkant av 1,7 millioner kunder i distribusjonsnettet, tilsvarende 60 prosent av kundemassen. De store selskapene ligger i hovedsak i deler av landet med høy befolkningstetthet.

Selv om antallet nettselskap er halvert siden 1984, er det bare Estland i europeisk sammenheng som har flere nettselskap enn Norge, sett i forhold til antall abonnenter. Selv med en ytterligere halvering av antall nettselskap vil Norge være blant landene med færrest abonnenter per nettselskap sammenlignet med andre land i EU. Norges desidert største nettselskap etter Statnett, Hafslund Nett AS, vil knapt komme med blant de 70 største nettselskapene i EU.

#### *Vertikale skiller og horisontale sammenslåinger*

Ved gjennomføringen av andre elmarkedsdirektiv ble nettselskaper med over 100 000 nettkunder pålagt både selskapsmessig og funksjonelt skille. Selskapsmessig skille innebærer at nettvirksomheten og produksjons-/omsetningsvirksomheten skilles ut i egne selskaper (selvstendige rettssubjekter). Funksjonelt skille vil si at nettvirksomheten skal være uavhengig organisatorisk sett, og at beslutninger skal være uavhengig fra andre deler av den vertikalt integrerte virksomheten. Kravet til funksjonelt skille innebærer også at virksomhet knyttet til produksjon eller omsetning av elektrisk energi heller ikke organisasjonsmessig skal kunne kontrollere nettvirksomheten.

De fleste nettselskap i Norge er integrert med annen type virksomhet, for eksempel kraftomsetning, kraftproduksjon, tele og annen virksomhet. Bare syv av nettselskapene har krav til både selskapsmessig og funksjonelt skille etter energil-

<sup>5</sup> Basert på nettkapitalen.

oven. 79 nettselskap har nett og produksjon eller omsetning i samme juridiske enhet. 24 av nettselskapene har kraftproduksjon eller annen næringsvirksomhet som hovedaktivitet, men driver noe nettvirksomhet knyttet til dette. Mange har tele og/eller annen virksomhet i samme enhet som nettvirksomheten<sup>6</sup>.

Innen 2021 skal all nettvirksomhet med inntektsramme være underlagt krav om selskapsmessig og funksjonelt skille, jf Prop. 35 L. Formålet med å innføre selskapsmessig og funksjonelt skille for all nettvirksomhet er å redusere risikoen for uheldig sammenblanding av monopolvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet og kryssubsidiering. At nettvirksomhetene skilles ut som egne juridiske enheter, gjør det også mer gjennomiktig hvilken del av verdiskapingen som stammer fra ulike virksomhetsområder, og vil bidra til å forenkle sammenslåinger, med mulighet til å høste stordriftsfordeler. Samlet sett kan dette bidra til en mer effektiv og robust nettstruktur.

### 5.3 Energi som grunnlag for industri

Tilgangen på energi og kraft har hatt og har fortsatt stor betydning for verdiskaping også i andre sektorer. Dette gir grunnlag for all produksjon av

<sup>6</sup> Typisk installasjon/arbeid for andre og diverse vareomsetning. Dette er inntektsgrupper NVE bare kontrollerer på tilsyn, og det finnes derfor lite informasjon om hva slags installasjon, arbeid, varer og tjenester som omsettes.

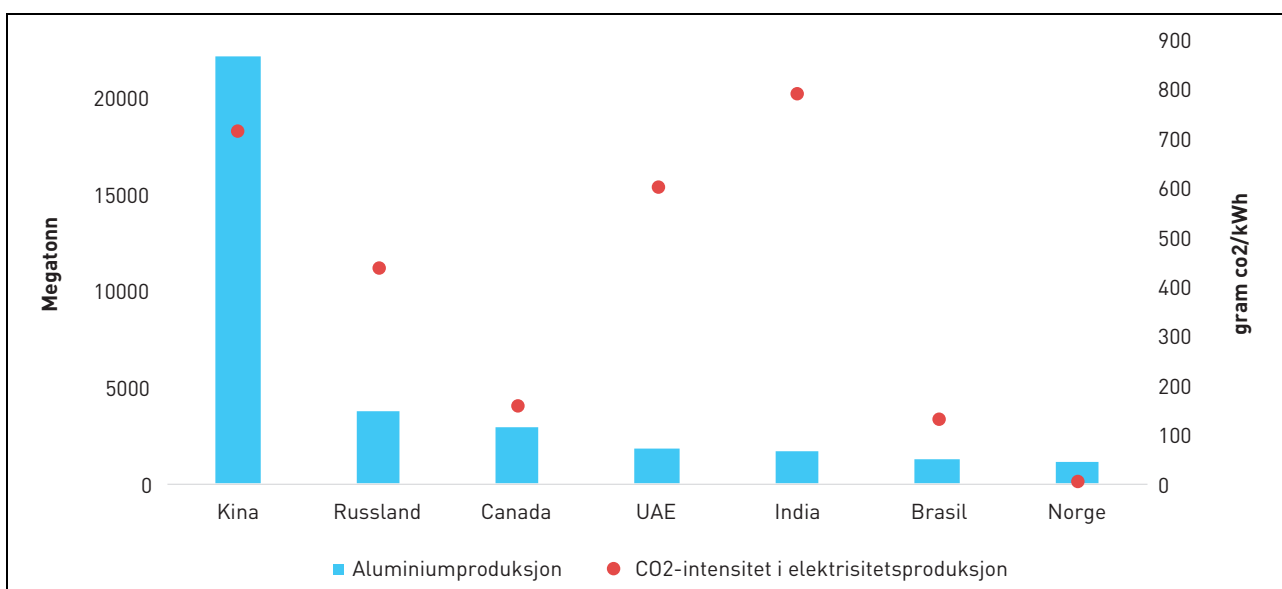
varer og tjenester i norsk næringsliv og industri. For enkelte næringer, der energi inngår som en av de største innsatsfaktorene i produksjonen, er betydningen særlig stor.

#### 5.3.1 Kraftintensiv industri i Norge

Muligheten til å ta i bruk fornybar og fleksibel kraft til konkurransedyktige betingelser har gitt Norge grunnlag for å bygge ut kraftintensive næringer. Den kraftintensive industrien har betydd mye for Norge som industrinasjon, både i form av arbeidsplasser og eksportinntekter. Bedriftene ligger nær ressurskildene og er i flere tilfeller hovedvirksomhet i lokalmiljøet. Den kraftintensive industrien er spredt fra Lista i sør til Finnfjord i nord. Til sammen sysselsetter denne delen av industrien om lag 40 000 mennesker.

Kraftintensiv industri omfatter fire hovednæringer: Produsenter av papirmasse og papir, kjemiske råvarer, metallindustrien og mineralisk industri. Næringene defineres som kraftintensive fordi de bruker langt mer kraft per produsert enhet enn øvrige industrinæringer. Totalt står disse næringene for to tredjedeler av energibruken og 80 prosent av kraftbruken i norsk industri.

De kraftintensive industrinæringene produserer i all vesentlighet for eksport, med produktpriser satt i globale markeder. Utviklingen i råvarepriser og valuta er derfor avgjørende for industriens lønnsomhet. Dagens eksportverdi fra denne industrien utgjør en betydelig andel av samlet eksport av varer og tjenester fra Fastlands-Norge.



Figur 5.3 Aluminiumproduksjon og CO<sub>2</sub>-intensitet i elektrisitetsproduksjon.

Kilde: IEA, USGS Mineral yearbook 2015

### Boks 5.3 Elektrisitetskostnader i industrien

Elektrisitetskostnadene har stor betydning for konkurransesituasjonen i industrien. Det tyske forskningsinstituttet Fraunhofer har i samarbeid med Ecofys utarbeidet en rapport<sup>1</sup> som sammenlikner elektrisitetskostnader for industrien i Norge med utvalgte land i Europa og ver-

den. Rapporten er en tilleggstudie<sup>2</sup> til en rapport utarbeidet av Fraunhofer på oppdrag av det tyske finansdepartementet.<sup>3</sup> Tabell 5.1 viser kraftprisene for utvalgte grupper av industrielle kraftforbrukere i Norge og i enkelte andre europeiske land.

Tabell 5.1 Kraftpriser<sup>1</sup> i utvalgte europeiske land. Eurocent/kWh.

Anskaffelseskostnader for elektrisitet Eurocents/kWh	Norge	Tyskland	Nederland	Frankrike	Italia
Selskaper med forbruk på 70–150 GWh/år	3,57	4,91	5,56	4,42	7,41
Selskaper med forbruk på 20–70 GWh/år	3,82	5,15	5,46	4,29	8,3
Selskaper med forbruk på 2–20 GWh/år	3,87	5,59	5,69	4,42	9,02
Selskaper med forbruk på 0,5–2 GWh/år	3,93	6,08	5,96	5,00	9,27

<sup>1</sup> Kraftpris utenom nettkostnader, skatter og avgifter.  
Kilde: Fraunhofer, Ecofys

Norge har de laveste kraftprisene blant alle forbruksgruppene i de utvalgte landene i Europa. For virksomhetene som har et elektrisitetsforbruk mellom 70–150 GWh/år viser tabellen at kraftprisene i Norge er 30 prosent lavere enn den gjennomsnittlige prisen i de utvalgte europeiske landene.

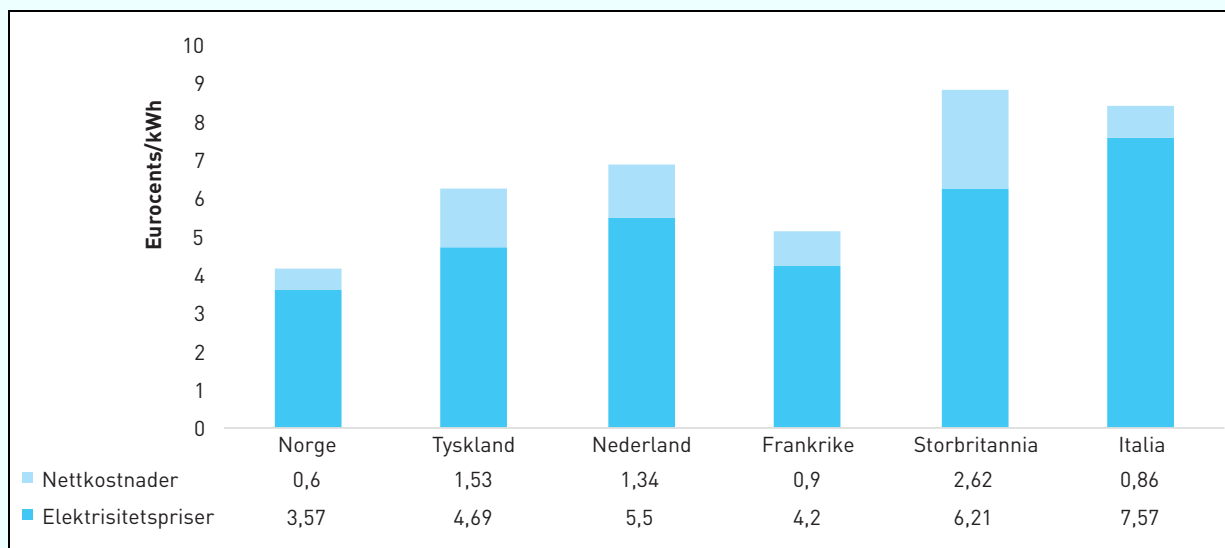
Også større forbrukere, som kraftintensiv industri, har ifølge rapporten lave kostnader knyttet til elektrisitet sammenliknet med resten av Europa. Dette skyldes først og fremst at Norge har de laveste kraftprisene av de utvalgte landene, i tillegg til relativt sett lave nettkostnader for industrien, jf. figur 5.4.

Rapporten deler opp kostnadene i kraftpris, nettkostnader og skatter og avgifter. Størrelsene er basert på offentlig tilgjengelige tall, og det må derfor tas forbehold om at prisene kan variere fra produsent til produsent som følge av individuelle kraftkontrakter og andre forhold som er særegent for de ulike bedriftene. Flere av bedriftene i den kraftintensive industrien har langsiktige kontrakter på elektrisitet eller produserer

kraft til eget forbruk. Dette kan bidra til at rapporten gir for høye anslag på anskaffelseskostnaden for elektrisitet i norsk industri. Reduserte nettariffer på enkelte nettnivå og muligheten til å selge kraft i for eksempel balansemarkedet, gjør at de faktiske nettkostnadene også kan være lavere enn det som fremkommer i figuren.

Andre årsaker til at kostnadene relativt sett er lavere i Norge, er at industrien gis fritak for enkelte avgifter, noe som ikke alltid er tilfellet i andre europeiske land. I tillegg pekes det på at norsk kraftintensiv industri ligger langt fremme i å utvikle og ta i bruk ny og mer energieffektiv teknologi, spesielt sett i en global sammenheng. I sammenlikningen med USA, Canada, Korea, Kina og Japan er det bare Canada (Quebec) som har noe lavere energikostnader enn kraftintensiv industri i Norge. Studien baserer seg på det samme utvalget av land som ble lagt til grunn i den opprinnelige rapporten fra Fraunhofer. Mange andre land globalt kan være mer relevante for konkurransesituasjonen til norsk industri.

## Boks 5.3 forts.



Figur 5.4 Elektrisitetsutgifter for store kraftforbrukere. Eurocent/kWh.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Nettkostnadene er oppgitt for et elektrisitetsforbruk på 70-150 GWh/år, da nettkostnadene til større forbrukere ikke er tilgjengelig. Kraftprisene er estimert, se rapport for forutsetningene.

Kilde: Frauenhofer ISI, Ecofys GmbH

<sup>1</sup> «Electricity cost of energy intensive industries in Norway- a comparison with energy intensive industries in selected countries.» 2016. På oppdrag for Energi Norge og Olje- og energidepartementet.

<sup>2</sup> Electricity Costs of Energy-Intensive Industries – an International Comparison.

<sup>3</sup> German Federal Ministry of Economic Affairs.

Omsetningen i denne næringen har de siste årene variert rundt 100 mrd. kroner i året.

Den historiske avkastningen i den kraftintensive industrien har vært variabel over tid. Lønnsomheten er i stor grad gitt av utviklingen på verdensmarkedet, og er svært konjunktursensitiv. Med et stort forbruk av energi og kraft er industriens lønnsomhet også avhengig av utviklingen i energi- og kraftpriser nasjonalt og internasjonalt og klimapolitiske rammebetingelser. Også utviklingen i andre kostnadskomponenter sammenliknet med tilsvarende virksomheter internasjonalt er av betydning.

Tilgangen på fornybar kraft er en konkurransefordel for den kraftintensive industrien i Norge. Produksjonen av industriprodukter er forbundet med langt mindre klimagassutslipp enn i andre deler av verden, jf figur 5.3.

Industrien arbeider i betydelig grad med energieffektivisering og teknologiutvikling for å redusere bruken av energi og øke effektiviteten i produksjonen. Dette kan legge grunnlaget for å øke konkurransekraften til denne næringen ytterligere over tid. I samarbeid med Enova er det gjen-

nomført og arbeides med en rekke prosjekter som har bidratt til energieffektivisering og implementering av ny teknologi i industrien, jf. også boks 5.4.

### 5.3.2 Energi som grunnlag for annen industri og næringsvirksomhet

#### Store datasentre

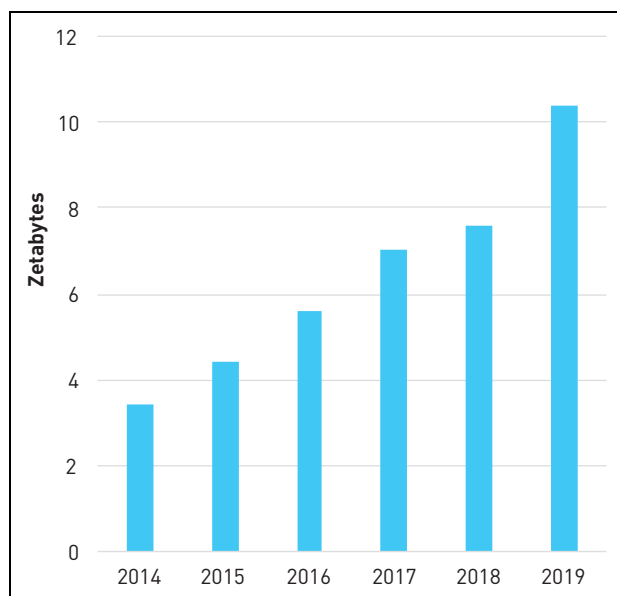
Datasentre er en relativt ny industri som har fått stor utbredelse internasjonalt i takt med økende behov for å lagre store mengder data. Data overføres via internett til datasentrene for lagring og hentes tilbake på samme måten. Med tilstrekkelig overføringskapasitet kan datasentrene ligge geografisk langt unna brukerne av dataene. Gode fiberforbindelser er derfor en forutsetning for at slike datasentre skal fungere.

Datasentre er svært energikrevende. De største anleggene har effektbehov på flere hundre megawatt og forbruk av elektrisitet på flere TWh. Elektrisitet brukes både til drift og kjøling av serverne. Kostnadene til elektrisitet utgjør derfor en

### Boks 5.4 Pilot på Karmøy

Hydros første aluminiumverk ble etablert på Karmøy i 1963. Kraften til verket ble hentet fra utbyggingen av Røldal-Suldal-vassdraget, som ble bygget ut nettopp med tanke på å skaffe strøm til aluminiumverket. I dag er Hydro

Karmøy et av Europas største integrerte aluminiumverk. I 2017 skal den eksisterende fabrikk utvides med en teknologipilot. Hydros mål med pilotprosjektet er å industrialisere verdens mest klima- og energieffektive teknologi for aluminium-elektrolyse. Ambisjonen er å redusere energibruken med rundt 15 prosent målt i forhold til verdensgjennomsnittet, og med de laveste CO<sub>2</sub>-utslippene i verden. Pilotanlegget vil gi nye arbeidsplasser på Karmøy og øke produksjonskapasiteten ved anlegget med 40 prosent.



Figur 5.5 Forventet vekst i verdens datasentertrafikk.

Kilde: Cisco Global Cloud Index, 2014–2019

vesentlig del av datasentrenes kostnader. Land med kaldt klima og god tilgang på elektrisitet er godt egnet for lokalisering av datasentre. Brukerne av sentrene er også avhengig av høy driftssikkerhet til enhver tid. Det betyr at land med stabile økonomiske og politiske systemer og lav sannsynlighet for naturkatastrofer er gunstige land for etablering. Store selskaper som Apple,

Google og Facebook har forpliktet seg til et mål om å drifte sine datasentre på 100 prosent fornybar kraft, og ønsker å etablere seg i områder som både er gunstig økonomisk og miljømessig

De nordiske landene peker seg ut som områder med gode betingelser for etablering av datasentre, med tilgang på fornybar elektrisitet, kjølig klima og stabile politiske og økonomiske systemer. Google, Facebook og Apple har derfor allerede etablert sentre i Sverige, Finland og Danmark, med kraftbehov fra 0,5 TWh til 1,5 TWh per senter.

Norge har foreløpig tre mellomstore datasentre; Digiplex, Green Mountain og Evry. I tillegg finnes en rekke mindre datasentre. I august 2015 ble det kjent at Lefdal Mines sammen med IBM og Rittak vil etablere et stort datasenter i Sogn og Fjordane. Anlegget forventes å være i drift i 2016. Fullt utbygd er det anslått at anlegget vil ha en kapasitet på 200 MW.

Det bygges også et nytt datasenter i Vennesla, N01, av selskapet Bulk Infrastructure. Datasentret skal bygges ut i etapper, og den første delen skal tas i bruk i 2016. Første byggetrinn er på 100 MW. Om alle deler av prosjektet blir realisert legger selskapet til grunn at N01 vil kunne få et totalt effektbehov på over 400 MW.

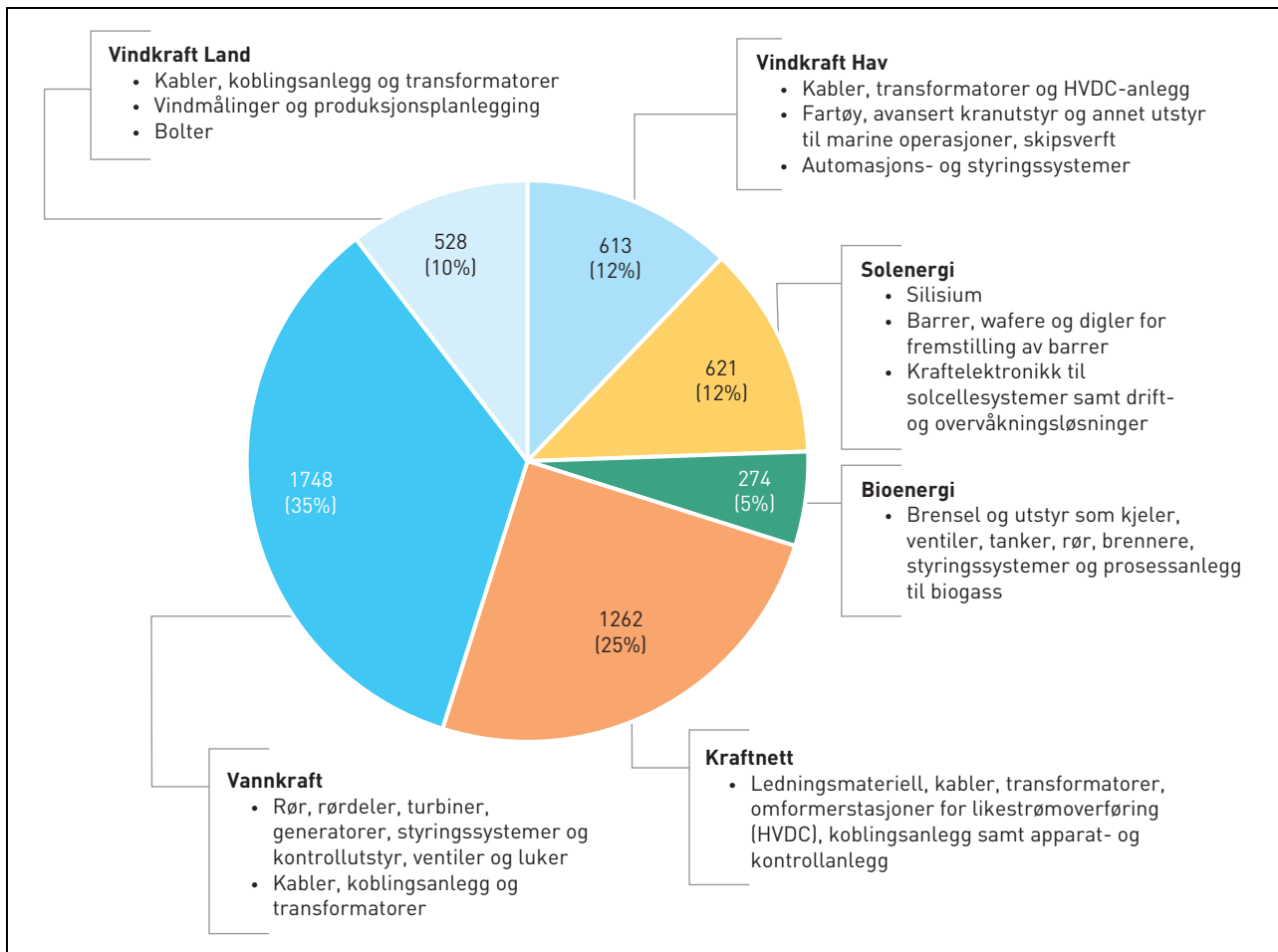
## 5.4 Leverandørindustrien i energisektoren

Den norskebaserte leverandørindustrien som leverer varer og tjenester til fornybarnæringen er en viktig næringsklynge i Norge. Fornybarnæringen har utviklet seg fra produksjon av kraft fra vann til i de siste tiår også å omfatte fornybare energikilder som vind, sol og bio. Aktivitetsnivået i leverandørnæringen er nært knyttet til utviklingen i energi- og kraftmarkedene nasjonalt og internasjonalt.

### 5.4.1 Fornybarnæringen og leverandørindustrien

Produksjonen av vannkraft la grunnlaget for utviklingen av en svært kompetent vannkraftklynge i Norge. Dette er fortsatt den største klyngen innen fornybarnæringen innenlands.

Multiconsult<sup>7</sup> har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet utført en studie av omfanget av den norskebaserte fornybarnæringen hva gjelder omsetning og sysselsetting i næringen (2013). Med fornybarnæringen menes aktører som enten produserer kraft eller varme fra fornybare energi-



Figur 5.6 Fordelingen av de sysselsatte i leverandørindustrien innenfor hver sektor.

Kilde: Multiconsult

kilder (vann, vind, sol og bio), eller leverer varer og tjenester til disse. Aktører tilknyttet kraftnettet og kraftmarkedet inngår også i undersøkelsen, selv om disse ikke er direkte tilknyttet fornybarneringen i snever forstand.

Studien viser at den norskebaserte fornybarneringen samlet sett sysselsatte 24 000 årsverk og omsatte for i overkant av 22 mrd. kroner i 2013. Denne verdien er ekskludert omsetningen knyttet til salg av kraft og varme. Av den totale nasjonale omsetningen gikk om lag 24 prosent til eksport. Innenfor solenergi og havbasert vindkraft var i hovedsak all omsetning knyttet til eksport.

Den nasjonale omsetningen i leverandørindustrien innen vannkraft var i 2013 om lag 8,1 mrd. kroner, når kraftsalg holdes utenfor. Aktiviteten innen vannkraft er i hovedsak knyttet til etablering av ny småkraft samt opprustning og utvidelse av eksisterende vannkraftverk. Når omsetningen fra kraftselskapene holdes utenfor kommer 70 prosent av den totale omsetningen fra leverandører, 15 prosent fra entreprenører, og 15 prosent fra

rådgivere og andre aktører. Av 7000 årsverk innen vannkraft er om lag 1750 tilknyttet leverandørindustrien, jf. figur 5.6.

Selv om landbasert vindkraft er blant de sterkest voksende fornybare sektorene internasjonalt, er markedet i Norge foreløpig begrenset.

Den nasjonale omsetningen innen landbasert vindkraft var i 2013 i overkant av 2 mrd. kroner. Aktiviteten innen landbasert vindkraft er i hovedsak knyttet til prosjektutvikling og tilrettelegging for investering og utbygging av nye vindkraftverk. Antall sysselsatte innen landbasert vindkraft tilsvarte om lag 970 årsverk i 2013. Halvparten av sysselsettingen er knyttet til leverandørindustrien.

Havbasert vindkraft er en relativt ny fornybarteknologi og en næring som har vært økende i Norge de senere årene. Hovedandelen av aktørene i denne sektoren er leverandører. Disse leverer blant annet kabler, transformatorer og HVDC-anlegg. Industrien omfatter også leverandører av fartøy, avansert kranutstyr og annet utstyr til

### Boks 5.5 Utvikling av en leverandørindustri i Norge

Norsk vannkraft til kraftproduksjon er langt på vei historien om Kværner Brug – bedriften som ble etablert i 1853 i Lodalen, med vannhjul i Loelva. Dette var den første, spede starten på utnyttelse av elvekraft. Bedriften i Lodalen produserte litt av hvert, blant annet støpte deler til byggeindustrien.

Fallhøyder mellom 250 til 600 meter er typisk i Norge. Kværner så tidlig betydningen av å satse på høytrykksturbiner – francis og pelton – og utviklet disse til et nivå som gjorde at også det internasjonale marked fattet interesse. Dette har resultert i en betydelig eksport av turbiner fra Norge.

Samtidig med starten på produksjonen av vannkraftturbiner ble det bygget opp en elektroteknisk industri i Norge. Frognerkilen Fabrik (FF) ble etablert i 1873. I 1906 ble FF et datterselskap av sveitsiske Brown Boveri og skiftet navn til Norsk Elektrisk Brown Boveri (NEBB). Virksomheten ble en av Norges største industriforetak og produserte komplett elektrisk utstyr til de fleste vannkraftanlegg i Norge. NEBB ble siden innlemmet i sveitsiske ABB.

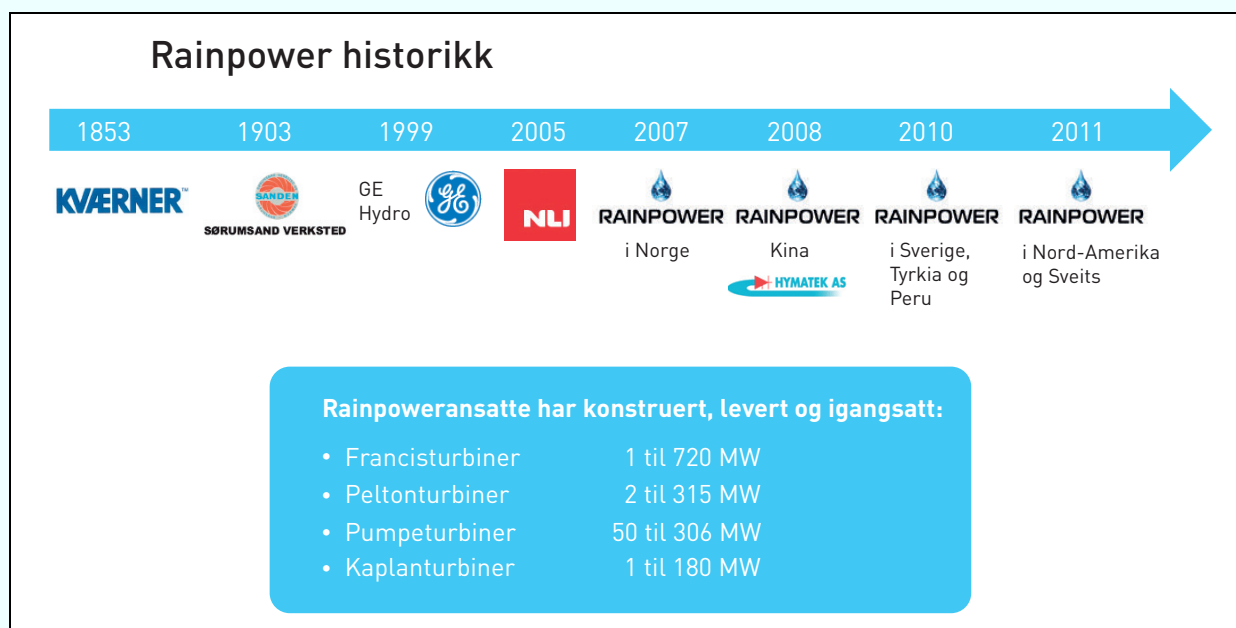
Rainpowers turbinlaboratorium i Trondheim ble bygd i 1985 i tett tilknytning til nåværende NTNU. Laboratoriet har hatt og har en sentral rolle i testing og utvikling av nye turbiner, og er også viktig for utdannelsen av fremti-

dige eksperter innen turbinteknologi. Dette illustrerer det viktige samspillet mellom teknologi- og næringsutvikling.

To sentrale forutsetninger var viktige for leverandørindustriens «gullalder» frem til 1980-tallet. Det ene var at Norge hadde et meget stort og aktivt hjemmemarked. I forbindelse med gjenoppbyggingen etter krigen og frem til 1985 var det en periode med svært stor utbyggingsaktivitet over hele landet. Dette ga mange oppdrag til norske leverandører, konsulenter og entreprenører.

En annen viktig faktor er at en i forbindelse med konsesjonslovene av 1917 innførte særskilte bestemmelser i lovverket om bruk av norske varer og tjenester, dersom disse ellers var på om lag samme nivå som utenlandske leveranser når det gjeldt pris- og kvalitet.

I 1991 ble kraftmarkedet i Norge omstrukturert, og Norge er etter hvert blitt del av et internasjonalt kraftmarked. Generell overkapasitet av kraft på 1990-tallet kombinert med et markedsbasert system førte til synkende kraftpriser og en nedgang i nyinvesteringer. Et svakt hjemmemarked førte til en kraftig nedbygging av den tradisjonelle norske leverandørindustrien fra 1990 og utover. Lavkostland i Øst-Europa og Asia har overtatt deler av det norske markedet.



Figur 5.7 Utviklingen i leverandørindustri i vannkraftnæringen.

Kilde: Rainpower

maritime operasjoner (transport og installasjon), skipsbygging og -design, automasjons- og styringssystemer samt andre tjenester som sertifisering og rådgivning/FoU.

Den nasjonale omsetningen innen havbasert vindkraft var i 2013 i underkant av 2,3 mrd. kroner. Havbasert vindkraft er en sektor på størrelse med landbasert vindkraft uten at det er installert noen fullskala havbaserte vindkraftverk i Norge. Det er installert en flytende vindturbin og et fåtalls prosjekter er utviklet uten å komme til bygging. Antall sysselsatte innen havbasert vindkraft tilsvarte om lag 800 årsverk i 2013. Hoveddelen av dette er knyttet til leverandørindustrien.

Norges posisjon innen solcelleindustrien er i stor grad knyttet til et industrielt utgangspunkt innenfor produksjon av silisium og annen metallurgisk industri. Konkurransedyktige kraftpriser, høy kompetanse og automatiserte prosesser legger til rette for kraft- og kapitalintensive bedrifter som produserer blant annet silisium, og Norge har blitt en viktig aktør i denne næringen. Den nasjonale omsetningen innen solenergi var i 2013 0,8 mrd. kroner. Antall sysselsatte innen solenergi tilsvarte 770 årsverk i 2013, i all hovedsak knyttet til leverandørindustrien.

Bioenergi i Norge er i vesentlig grad knyttet til dekking av varmebehov. Den nasjonale omsetningen knyttet til utbygging av bioenergi var i 2013 om lag 1,9 mrd. kroner. Rundt halvparten av denne omsetningen kommer fra leverandørindustrien, mens enterprenørsiden utgjør om lag en tredjedel. Antall sysselsatte innen bioenergi var i overkant av 900 i 2013.

Kraftnett er på lik linje med vannkraft en moden sektor, hvor det har vært aktivitet i over 100 år. Leveransene innen kraftnett omfatter stort sett alle nødvendige komponenter som ledningsmateriell, kabler, transformatorer, omformerstasjoner for likestrømovertføring, koblingsanlegg samt apparat- og kontrollanlegg. Tidligere ble flere av disse komponentene produsert i Norge, men nå produseres mesteparten utenfor Norge. Unntaket er for kontrollsystemer, fordelingstransformatorer, apparater for distribusjon, liner og kabler som det fortsatt er en produksjon av i Norge.

Av omsetningen innen kraftnett på 7 mrd. kroner var om lag 6,5 mrd kroner knyttet til utbyggin-

ger. Leverandørens andel av dette utgjorde den klart største, med en omsetning på 4,3 mrd. kroner. Enterprenørandelen var på 2 mrd. kroner.

Det var 8600 sysselsatte innen segmentet kraftnett i 2013, inkludert 6000 ansatte i 148 nettselskap. I overkant av 1200 er sysselsatt i leverandørindustrien.

I tillegg til de ovennevnte teknologiområdene som har en relativt sett stor andel av sin omsetning knyttet til leverandørindustrien, har det også utviklet seg et næringssegment som leverer tjenester som er nødvendige for drift av kraftmarkedet. Dette inkluderer aktørene som opererer kraftbørsen, og andre rådgivere, meglere og tradere som leverer tjenester til dette segmentet. Den nasjonale omsetningen innen drift av kraftmarkedet var i 2013 i underkant av 1 milliard. Antall sysselsatte tilsvarte om lag 1 200 årsverk i 2013.

## 5.5 Internasjonalisering av fornybar-næringen

Den norskbaserte fornybarnæringen har hatt aktivitet internasjonalt i mange år. Norge har vært en stormakt innen vannkraftproduksjon siden slutten av 1800-tallet og utviklet en industri som leverte utstyr til utbygging av vannkraftanlegg over hele verden. Deler av denne industrien har forvitret. I dag er det selskapene innen segmentene sol og havbasert vindkraft som i hovedsak har all omsetning utenfor Norge.

I følge Multiconsult utgjorde eksport 5 mrd. kroner eller 24 prosent av omsetningen innen leverandørindustrien i fornybarnæringen. Omsetningen fordeler seg som følger:

- 0,8 mrd. kroner vannkraft
- 0,7 mrd. kroner landbasert vindkraft
- 1,9 mrd. kroner havbasert vindkraft
- 0,5 mrd. kroner solenergi
- 1 mrd. kroner kraftnett

Den internasjonale veksten innen fornybar energi er betydelig. Selskapene innen de tradisjonelle sektorene vannkraft og kraftnett synes å være godt posisjonert i internasjonale markeder. Norge har også selskaper med konkurransefortrinn innen maritime operasjoner og material- og prosesskompetanse som gir muligheter innen havbasert vindkraft og solenergi.

Det offentlige bidrar på ulike måter til internasjonalisering av norsk energinæring. Virkemiddelapparatet inkluderer OED, utenriksstasjonene, Innovasjon Norge, GIEK, Eksportkreditt

<sup>7</sup> Multiconsults rapport 10. februar 2015 «Omsetning og sysselsetting i den norskbaserte fornybarnæringen (ekskl. verdien av energisalg)». [https://www.regjeringen.no/contentassets/2c36d6161862496e8035170c98bf1106/omsetning-og-sysselsetting-i-den-norskbaserte-fornybarnarinen\\_endelig-r....pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/2c36d6161862496e8035170c98bf1106/omsetning-og-sysselsetting-i-den-norskbaserte-fornybarnarinen_endelig-r....pdf)



Norge, samt INTPOW (Norwegian Renewable Energy Partners). For å styrke samordningen mellom de berørte departementer innen næringsfremme generelt, har en etablert Team Norway, jf. kap 17.5.

## 5.6 Norges internasjonale engasjement innen energi

### 5.6.1 Det internasjonale energibyrådet (IEA)

IEA ble opprettet i 1974 og består i dag av 29 medlemsland, herunder Norge. Et hovedformål var å sikre forsyninger av energi til OECD-land i knapphetssituasjoner, blant annet gjennom et obligatorisk krisefordelingssystem og utvikling av alternative energikilder. Dette er fremdeles sentrale arbeidsområder, i tillegg til energirelaterte analyser og datainnsamling, samt dialog og samarbeid med sentrale ikke-medlemsland. IEA er en viktig kilde til å forstå og få innspill til løsninger på energi- og klimarelaterte problemstillinger som krever et globalt perspektiv.

IEAs årlige publikasjoner World Energy Outlook og Energy Technology Perspectives er sentrale referansedokumenter som trekker opp mulige rammer for energiutvikling frem til henholdsvis 2040 og 2050.

Energibruken i OECD-land flater ut, og over halvparten av verdens energibruk foregår nå i land utenfor OECD-området. IEA arbeider aktivt med å videreutvikle samhandlingen med viktige land utenfor medlemskretsen. I 2015 ble det inngått assosieringsavtaler med Kina, Indonesia og Thailand, og i 2016 pågår det diskusjoner om tilsvarende avtaler med India, Brasil, Sør-Afrika og Marokko. Mexico har søkt om medlemskap i IEA. Gjennom en avtale inngått mellom Utenriksdepartementet og IEA i 2015, yter Norge et frivillig bidrag på 5 mill. kroner for å styrke IEAs samarbeid med Kina gjennom blant annet et IEA-Kina senter i Beijing.

### 5.6.2 Det internasjonale byrådet for fornybar energi (IRENA)

Det internasjonale byrådet for fornybar energi ble opprettet i 2009 av 75 land, herunder Norge. Per mars 2016 har IRENA 145 medlemsland og 31 søkerland i prosess mot medlemskap. IRENA er åpen for alle land som er medlem av FN. Byrådet har hovedsete i Abu Dhabi. Den norske deltakelsen ivaretas av Olje- og energidepartementet og Utenriksdepartementet. IRENAs formål er å fremme økt produksjon og bruk av fornybar

energi globalt. Byrådet skal ha en ledende global posisjon i å yte rådgivning til medlemslands myndigheter om økt utbygging av fornybar energi og være en viktig plattform for internasjonalt samarbeid.

IRENAs virkeområde omfatter alle fornybare energikilder, uansett størrelse og type. Kompetansebygging og informasjonsdeling står sentralt. IRENA arbeider sammen med myndigheter, næringsliv, forskningsinstitusjoner, samt ulike organisasjoner med interesse av å fremme fornybar energi. Norsk deltagelse bidrar til å overføre norske fornybarerfaringer til IRENA, og har samtidig nytteverdi ved at deltakelsen gir økt kunnskap om internasjonale markeder og teknologiske trender.

Gjennom en avtale inngått mellom Utenriksdepartementet og IRENA i 2014, yter Norge et frivillig bidrag til byrådets arbeidsprogram på 30 mill. kroner over tre år.

### 5.6.3 Energibistand og institusjons-samarbeid

I følge den siste statusrapporten fra FN-initiativet for bærekraftig energi for alle (SE4All), manglet 1,1 mrd. mennesker tilgang til elektrisitet og 2,9 mrd. mennesker brukte ineffektive og forurensende kokeovner i 2012. Stabil tilgang til bedre og mer moderne energitjenester er en forutsetning for og muliggjør økonomisk vekst, sosial utvikling og reduksjon av fattigdom. Samtidig er det viktig at energien i økende grad kommer fra fornybare energikilder som vannkraft, sol, vind og biomasse for å kunne møte de globale klimautfordringene. Gjennom innsatsen for fornybar energi i utviklingspolitikken ønsker Norge å bidra til at fattige land bygger ut mer av sine fornybare energikilder.

Norge har i flere tiår gitt bilateral og multilateral støtte til økt produksjon av, og tilgang til, fornybar energi i utviklingsland. Siden 2008 har dette skjedd gjennom initiativet Ren energi for utvikling, som har rettet seg mot støtte til institusjonsutvikling og kapasitetsbygging, ny fornybar kraftproduksjon, særlig vannkraft, bygging av kraftnett og landsbygdelektrifisering.

Mye av Norfunds satsing innen ren energi har vært knyttet til vannkraft, særlig gjennom samarbeid med Statkraft i det felleseide selskapet SN Power. I de senere år har Norfund også engasjert seg mer innen solkraft.

NVEs involvering i internasjonalt utviklings-samarbeid går så langt tilbake som 1950-tallet. NVEs internasjonale aktiviteter er basert på kunn-

skapen fra vannressurs- og energiforvaltning i Norge, og er etterspurt i mange utviklingsland.

På 1980-tallet formaliserte NVE det første samarbeidet med Norad. Siden den gang har aktivitetene økt, og særlig det siste tiåret som følge av økende oppmerksomhet om ren energi i bistanden og koblingen til klimaproblematikken. NVEs hovedaktiviteter er innenfor utvikling av regulato-

risk rammeverk, kartlegging og administrasjon av energi- og vannressurser, konsesjonsbehandling og god og effektiv forvaltningspraksis.

I tidligere år var aktiviteten hovedsakelig i Afrika og Asia, men er i de senere år utvidet til også å gjelde Øst-Europa/Balkan, hvor en også har gjort prosjekter knyttet til EØS-ordningen.

## 6 Europas betydning for den norske energiforsyningen

### 6.1 Innledning

Utviklingen i Europa påvirker oss mer enn før. Det europeiske og nordiske markedet er nært forbundet gjennom fysiske overføringsforbindelser og sammenknyttede markeder.

Tilknytningen innebærer at utviklingen i europeisk energipolitikk og energimarked har direkte og indirekte virkninger på vår egen kraftforsyning og krafthandel. I tillegg vil politikk på klima- og miljøområdet i Europa ha betydning.

EUs politikk på energiområdet påvirker oss direkte gjennom regelverk som implementeres gjennom EØS-avtalen. I dag omfatter EØS-samarbeidet om lag 70 rettsakter på energiområdet. Tallet blir enda større dersom miljødirektiver med miljøkrav forbundet med energi trekkes inn. Generelt har regelverket for det europeiske indre energimarkedet økt i omfang, detaljeringsgrad og innslag av overnasjonalitet. Dette illustrerer hvordan norsk energisektor i større grad enn før påvirkes av politikk og markedsutvikling utenfor Norge. EUs politikk har virkninger både for bruk og produksjon av energi i de europeiske landene, og for prisene på energi.

EU har utformet sin politikk med utgangspunkt i betydelig import av energi, høye klimagassutslipp fra kraftsektoren og hensynet til energiprisenes betydning for konkurranseevnen til europeisk industri og husholdninger. Alle EU-land er avhengig av å importere energi. Norge eksporterer energi tilsvarende nesten 10 ganger sitt eget energibruk, mens for eksempel Storbritannia og Tyskland importerer henholdsvis i underkant av 50 prosent og over 60 prosent av den totale energibruken, jf. figur 6.1.A. EU har også tradisjonelt vært nettoimportør av energi, særlig olje og gass. Importavhengigheten har økt de siste årene. Denne situasjonen er en viktig del av forklaringen på EU-kommisjonens og mange av EU-landenes fokus på forsyningssikkerhet. Vektleggingen av forsyningssikkerhet økte som en følge av konflikten mellom Russland og Ukraina, og bekymringer rundt stabiliteten i russisk gasseksport til Europa.

#### 6.1.1 Nærmere om energiforsyningen i EU og Norge

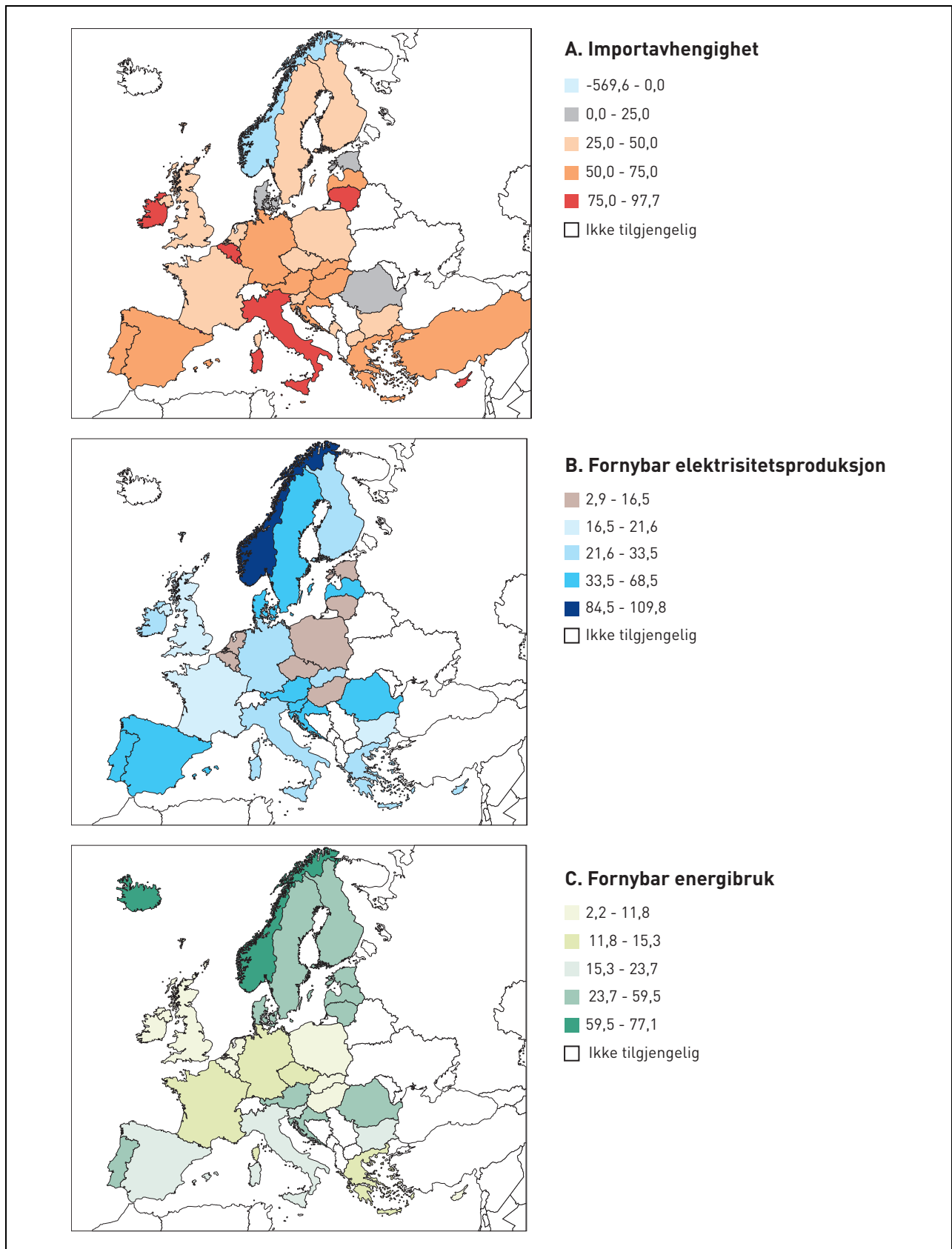
Norge er nettoeksportør av energi, og har med sitt vannkraftssystem andre utfordringer når det gjelder klimagassutslipp og forsyningssikkerhet enn mange andre europeiske land. Klimagassutslippene knyttet til stasjonær energiproduksjon og energibruk er svært lave i Norge, jf. figur 6.1. God tilgang på vannkraft har også bidratt til at energikostnadene i Norge er relativt lave.

Figur 6.2 viser sammensetning av det totale sluttforbruket<sup>1</sup> av energi i EU og Norge, inkludert transport, i 2014. Andelen elektrisitet i sluttforbruket av energi er mye høyere i Norge enn i EU. EU har en høy andel direkte bruk av naturgass. Figur 6.2 viser også hvordan elektrisitet produseres i EU og Norge. Over halvparten av elektrisitetsproduksjonen i EU er basert på kull og kjernekraft, mens Norge har vannkraft. Kraftproduksjon basert på fornybare kilder i EU er i fremgang, og utgjorde nesten 30 prosent i 2014. Elektrisitet utgjør en betydelig mindre andel av totalforbruket i EU enn i Norge. Figuren viser et gjennomsnitt for alle EU-landene, og det vil være store forskjeller mellom de ulike landene.

Energimarkedene i Europa er inne i en periode med store endringer. Oppfølgingen av 2020-målene på klima- og energiområdet har preget utformingen av politiske virkemidler i energisektoren og dermed utviklingen i energimarkedene. Selv om fokuset på en felles energipolitikk i Europa har økt, er det store variasjoner mellom de ulike landene.

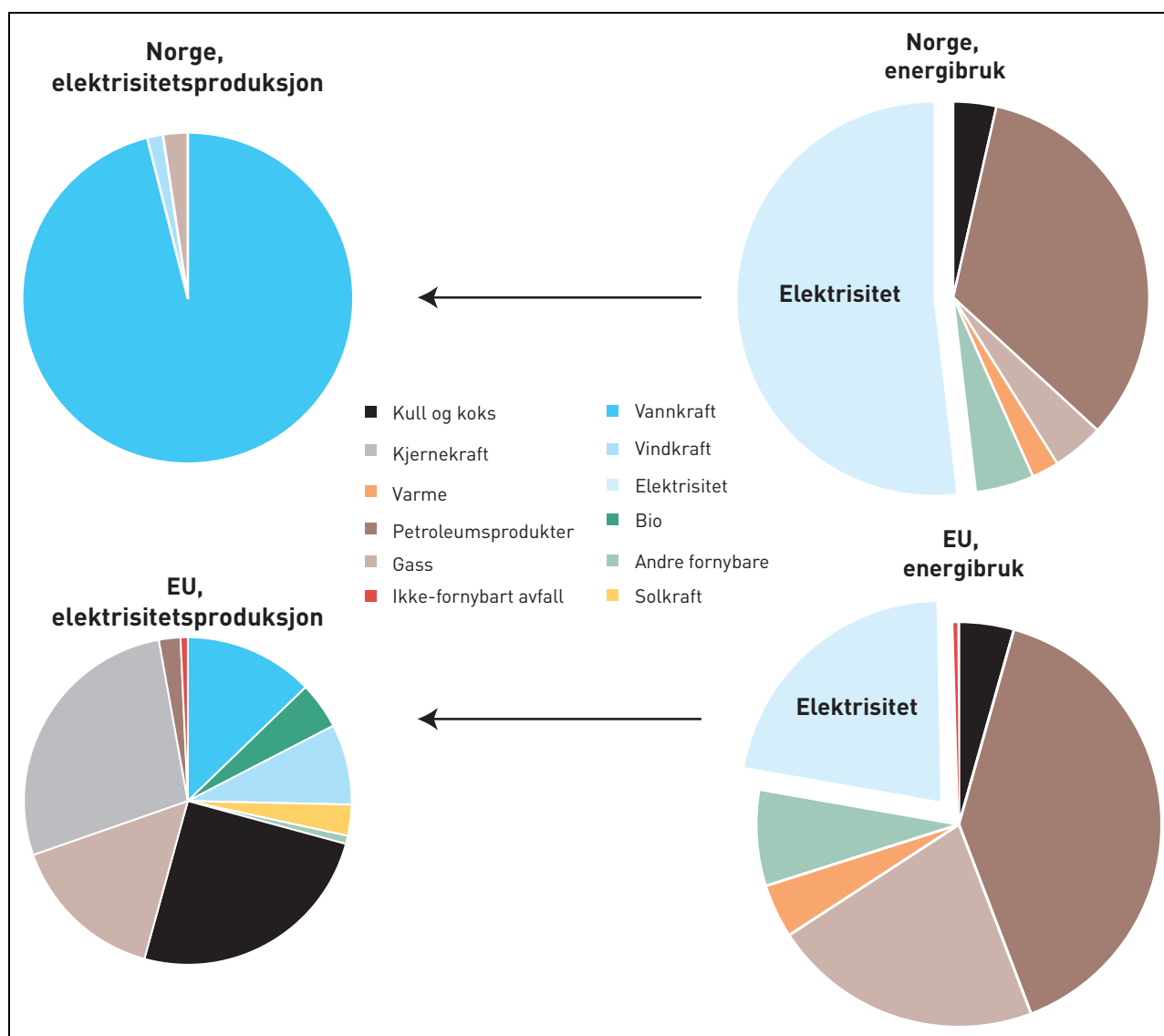
På kraftsiden er kjernekraft og kull de viktigste energikildene. I alle land øker fornybar energi, men andelen varierer betydelig mellom de ulike landene. Figur 6.3 viser hvordan målet om 20 prosent fornybarandel i 2020 er fordelt mellom de ulike medlemslandene.

<sup>1</sup> Sluttforbruk er den energien som blir levert til forbrukere som industri, husholdninger og bedrifter. Den energimengden som går tapt i svinn eller blir brukt til å utvinne annen energi som elektrisitet, petroleum og gass er ikke medregnet.



Figur 6.1 A) Prosentvis importavhengighet i Europa i 2014, alle energikilder.  
 B) Fornybar elektrisitetsproduksjon, prosentvis andel, fordelt på land.  
 C) Fornybarandel i energibruken, prosentvis andel, fordelt på land.

Kilde: Eurostat



Figur 6.2 Energibruk og elektrisitetsproduksjon i EU og Norge i TWh, 2014.

Kilde: SSB, Eurostat

Politikken for å bidra til et mer klima- og miljøvennlig energisystem har i en del land medført høyere kostnader for forbrukere, som ofte finansierer støtten til økt fornybar energiproduksjon. Samtidig ser vi lave produsentpriser for elektrisitet som følge av innfasing av mer fornybar energi. Et resultat av denne utviklingen er at forskjellen mellom den prisen forbrukeren betaler, og den prisen kraftprodusenten mottar, har økt.

Økt produksjon av uregulerbar fornybar elektrisitet, basert på vind og sol, skaper nye utfordringer for driften av kraftsystemet og stabiliteten i leveransene. Flere land vurderer derfor en inngripen i markedet for å korrigere for manglende fleksibel kapasitet og har innført, eller vurderer å innføre, såkalte kapasitetsmekanismer, jf. boks 8.6. Innføring av nasjonale ordninger for å sikre tilstrekkelig kapasitet kan potensielt skape utfor-

dringer for markedsintegrasjon for kraft, som er en viktig del av energisamarbeidet. I EU er det fremdeles mye usikkerhet knyttet til politikutføringen og virkningene i markedet, jf. kap. 8.

## 6.2 Utviklingen av en energipolitikk i EU

### 6.2.1 Romatraktaten og nasjonal energipolitikk i Europa

Energiolitikk har lenge vært et element i europeisk samarbeid. Samarbeidet har imidlertid skiftet både i karakter og omfang i årenes løp.<sup>2</sup>

I 1957 ble Traktaten om det europeiske økonomiske fellesskap (Romatraktaten) undertegnet. Målet med Romatraktaten var å skape et europeisk marked uten handelshindringer mellom

### Boks 6.1 Øvrig hjemmelsgrunnlag for energiregelverk

De tidligere hjemlene i traktatgrunnlaget som ble benyttet på energiområdet, er også videreført under egne, nye bestemmelser i TEUV. For forsyningssikkerhet, var tidligere eneste alternativ Romatraktaten artikkel 100. Den er nå erstattet av artikkel 122, som nå også er endret til å omfatte en plikt til solidaritet, og til å gjelde på energiområdet spesielt. Denne bestemmelsen hører inn under traktatens del om økonomisk og monetær politikk, og gjelder kun ved alvorlige vansker for forsyningen av bestemte varer. For å benytte bestemmelsen var det et krav om enstemmighet i Rådet, og den ga kun adgang til å vedta «tiltak».

Hjemmelen for vedtagelse av regelverk om det indre marked i den tidligere Romatraktaten artikkel 95 har i stor grad blitt benyttet til å vedta energiregelverk, blant annet energimarkedspakkene, økodesigndirektivene, det første energimerkedirektivet, samt en begrenset del av fornybardirektivet. Romatraktaten artikkel 95 er nå er erstattet av TEUV artikkel 114.

Regelverk om energieffektivisering har tidligere blitt gitt med hjemmel i bestemmelsen i traktatgrunnlaget om miljø; tidligere artikkel 175 i Romatraktaten. Dette gjelder blant annet det første bygningsenergidirektivet, energitjenestedirektivet, kraftvarmedirektivet (CHP-direktivet) og deler av fornybardirektivet. Denne bestemmelsen er nå erstattet av TEUV artikkel 192.

Energiinfrastruktur ble tidligere regulert med utgangspunkt i hjemmelen i Romatraktaten artikkel 155, som nå er erstattet av TEUV artikkel 172. Disse bestemmelsene gjelder i utgangspunktet retningslinjer for infrastruktur.

Den nye TEUV artikkel 194 omfatter områdene som falt inn under de tidligere hjemmelsgrunnlagene nevnt over. Bestemmelsen benyttes nå som hjemmelsgrunnlag for de fleste rettsakter som vedtas på energiområdet. TEUV artikkel 194 dekker på enkelte områder et bredere felt enn de tidligere hjemlene. Dette er særlig tilfellet for forsyningssikkerhet.

medlemslandene (EF), med fri flyt av varer, tjenester, kapital og personer, samt et samarbeid på enkelte andre områder, som miljø. Energi var ikke en del av denne traktaten. Et ønske om samarbeid om utviklingen av kjernekraft i Europa, førte imidlertid til at Avtalen om et europeisk atomenergifelleskap (EURATOM) ble undertegnet samtidig.

I den første fasen av EF-samarbeidet hadde EF ingen felles energipolitikk eller generell energiregulering. Ulike energipolitiske spørsmål gjorde seg etter hvert gjeldende, eksempelvis oljekrisen i 1973. Dette forsterket ønsket om en felles europeisk energipolitikk, samt felles regulering av energispørsmål. Et rettslig grunnlag for overna-

sjonal energipolitikk og energiregulering fantes imidlertid ikke i traktaten. Regelverk på energiområdet ble hjemlet i reglene for det indre markedet.

Europeisk energipolitikk var i de første tiårene av samarbeidet regulert gjennom enkelte spredte rettsakter. Det dreide seg om begrensede krav blant annet til beredskap, transitt av elektrisitet og gass over landegrensene, innrapportering av enkelte energirelaterte opplysninger, og energieffektivisering ved produksjon av enkelte varer.

Enhetsakten fra 1986 fikk utslag i form av nye initiativer på energiområdet. I 1988 la Kommisjonen frem en melding om det indre energimarked. Her kom det frem at det eksisterte mange hindre for frihandel med energi mellom medlemslandene. Energimarkedet i Europa var lite homogent, og bestod av nasjonale energimarkeder.

#### Energiolitikk utover det indre energimarkedet

Traktaten om den europeiske union (Maastricht-traktaten) ble undertegnet i 1992, og markerte starten på det som nå ble kalt Den europeiske union. Ved denne traktatendringen utvidet man for alvor samarbeidet fra hovedsakelig å omfatte det indre marked til også å omfatte et politisk sam-

<sup>2</sup> Øvrige kilder i tillegg til det som er oppgitt under denne delen:

Banet, Catherine: «*Tradable green certificates schemes under EU law*» (2012)

Bjørnebye, Henrik: «*Investing in EU Energy Security. Exploring the Regulatory Approach to Tomorrow's electricity Production*» (2010)

Craig, Paul: «*The Lisbon Treaty. Law, Politics and Treaty Reform.*» (2010)

Roggenkamp, Martha, Catherine Redgewell, Inigo del Guayo, Anita Rønne: «*Energy Law in Europe. National, EU and International Regulation*», 2. utgave (2007)

Sejersted, Fredrik, Finn Arnesen, Ole-Andreas Rognstad, Sten Foyrn og Olav Kolstad: «*EØS-rett*», 2. utgave (2007)

arbeid på andre områder, som målet om en monetær union, bærekraft, konkurransevne, sysselsetting, sosial sikkerhet og solidaritet mellom medlemslandene.

Under forhandlingene om Maastricht-traktaten ble det foreslått å inkludere et eget kapittel om energi i traktaten, men forslaget fikk ikke tilslutning. Det ble likevel gjort en justering av den opprinnelige traktaten, der det slås fast at medlemslandene også skal samarbeide om energi.

Energi kom dernest opp som tema under diskusjonen av den såkalte EU-grunnloven. I 2004 vedtok Rådet *Treaty Establishing a Constitution for Europe*. Dette var det første utkastet til traktatgrunnlag for EU som inneholdt en hjemmelsbestemmelse for energi; artikkel III-256 energi. EUs grunnlov ble forkastet etter folkeavstemninger i Nederland og Frankrike. Arbeidet med traktatrevisjonen ble likevel videreført.

#### *Lisboatraktaten – en helhetlig energipolitikk for EU*

Utover 2000-tallet fant det sted en utvikling som førte energi høyere opp på EUs agenda. Under det britiske formannskapet i 2005, tok britene til orde for et tettere EU-samarbeid på energiområdet. Utviklingen ble forsterket av gasskonfliktene mellom Ukraina og Russland i 2006 og 2009.<sup>3</sup>

I 2007 la Kommisjonen frem meldingen *An energy policy for Europe*. Her omtales de energipolitiske utfordringene i form av EUs sårbarhet ved sterk importavhengighet av petroleum, høye klimagassutslipp, og svak konkurransevne på grunn av høye energipriser. Meldingen skisserer tre klima- og energimål for EU frem mot 2020: 20 prosent fornybarandel, 20 prosent energieffektivisering og 20 prosent reduksjon i klimagassutslipp innen 2020. Se nærmere omtale under 6.3.

Omtrent på samme tid resulterte arbeidet med traktatrevisjonen i nye utkast til traktatgrunnlag for EU: Traktat om den europeiske union (TEU), og Traktat om den europeiske unions virkemåte (TEUV). Disse ble undertegnet i 2007, og trådte i kraft 1. desember 2009.

Lisboatraktaten ga EU en sterkere rolle på energiområdet. For første gang fikk man en egen artikkel for energi i traktaten, TEUV art. 194. Traktaten slo fast at medlemslandene hadde delt kompetanse med EUs myndigheter på energiområdet. Samtidig slås det fast at medlemsstatene

har full kontroll over betingelsene for egen ressursforvaltning og sin egen energimiks.

#### **6.2.2 EUs energipolitikk og EØS-avtalen**

EUs energipolitikk, som i utgangspunktet hovedsakelig var konkurransepolitikk anvendt på energiområdet, har over tid blitt relativt omfattende og helhetlig. Energipolitikken har i stadig større grad blitt et europeisk anliggende.

Med dette har man i EU beveget seg bort fra utgangspunktet om at rammeverket for å nå de energipolitiske målene fulgte av traktatens regelverk om de fire friheter og konkurranseregelverket. Med Lisboatraktaten har EU beveget seg lenger enn bare å anse energi som en del av markedet, som er utgangspunktet for EØS-avtalen. EØS-avtalen nevner energi kun i artikkel 24, under EØS-avtalens del om det frie varebytte.

Da EØS-avtalen ble fremforhandlet, var det i EF vedtatt 9 forordninger og direktiver som omhandlet energi, og som ble tatt inn i EØS-avtalen.<sup>4</sup> For flere av rettsaktene ble dette begrunnet med at de bidro til et integrert energimarked. Under forhandlingene ønsket EF-siden at EFs beredskapssystem av prinsipielle grunner burde legges til grunn for EØS. EFTAs standpunkt var at EFs beredskapsdirektiver ikke var relevante for en EØS-avtale. Resultatet ble at EF frafalt sitt krav. EFs seks beredskapsdirektiver for å møte en oljekrise i fredstid ble derfor ikke en del av EØS-avtalen.

Antallet EØS-relevante energirettsakter har økt i omfang. I dag omfatter EØS-avtalen om lag 70 rettsakter på energiområdet. De fleste av de opprinnelige rettsaktene er erstattet av nye. Generelt har EUs energipolitikk med årene gitt seg utslag i regelverk som har økt i omfang, detaljeringsgrad, og innslag av overnasjonalitet. I tillegg er det en rekke rettsakter som er under vurdering for innlemmelse, og det er ytterligere flere under revisjon og utarbeidelse som ledd i målsetningene under energiunionen.

Ovennevnte illustrerer EØS-avtalens dynamiske karakter. Nye relevante EU-rettsakter innlemmes i EØS-avtalen for å ivareta dens grunnleggende prinsipper om enhetlig regelverk, likeverdige konkurransevilkår og forutsigbarhet for foretak og borgere i hele EØS-området (jf. Meld. St. 5 (2012–2013) om EØS-avtalen og Norges øvrige avtaler med EU).

<sup>3</sup> NOU 2012: 2 «Utenfor og innenfor. Norges avtaler med EU» s. 551.

<sup>4</sup> St.prp. nr. 100 (1991–92) *Om samtykke til ratifikasjon av Avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde (EØS)*, pkt. 4.10.3.

### Boks 6.2 EØS-avtalen og norsk energipolitikk

EØS-avtalen ble til parallelt med energiloven.<sup>1</sup> I forarbeidene til energiloven, Ot.prp. nr. 43 (1989–90), blir EØS-avtalen eller EF ikke nevnt. Kun dansk og svensk energilovgivning omtales.

Om lag ett år etter vedtagelsen av energiloven, ble Statkraft omorganisert til et statsforetak og Statnett ble opprettet. Rammene for Nordpool ble samtidig trukket opp. I St.prp. nr. 100 (1990–91) om omorganiseringen av Statkraft, blir de parallelt pågående forhandlingene om EØS-avtalen ikke nevnt. Liberalisering av energimarkedet var et mål i norsk energipolitikk.

Den markedsorienterte kraftomsetningen som følger av energiloven var i 1990 ikke noe nytt i norsk energipolitikk. Den kortsiktige utvekslingen av kraft hadde frem til da vært organisert som et marked gjennom Samkjøringen i snart 20 år. Arbeidet for et bedre fungerende kraftmarked innebar ikke endringer i de nasjonalpolitiske målene for kraftforsyningen. Den nye energiloven la til rette for at organiseringen innen energiforsyningen skulle bidra til en samfunnsøkonomisk riktig produksjon og bruk av energi. Internasjonal omsetning av elektrisitet mellom Norge og utlandet var frem til 1990 ikke en sentral del av norsk energipolitikk, og var først og fremst motivert av hensynet til norsk forsyningssikkerhet.

På 90-tallet var energimarkedet i Europa fortsatt først og fremst nasjonalt avgrenset. I Norge

så man for seg at en økende internasjonalisering av elektrisitetsomsetningen kunne komme i løpet av 1990-årene.<sup>2</sup> Norges fortrinn i det fremtidige internasjonale elektrisitetsmarkedet ville blant annet gi muligheten for en samkjøring av det norske vannkraftsystemet med varmekraftsystemer i Norden og på kontinentet.

I St.prp. nr. 100 (1991–92) til Stortinget om samtykke til ratifikasjon av EØS-avtalen, blir et tilsvarende bilde tegnet av europeisk og norsk energipolitikk. Det vises til at EF ikke har noen felles energipolitikk, men at det pågår en utvikling i retning av å integrere energisektoren i det indre marked.<sup>3</sup>

Kort tid etter inngåelsen av EØS-avtalen, ble den første av mange senere endringer av energiloven fremmet for Stortinget, som følge av EØS-avtalen.<sup>4</sup> Både i proposisjonen, og i komitéinnstillingen var man opptatt av at norsk energipolitikk ikke endres av EØS-avtalen.<sup>5</sup>

<sup>1</sup> NOU 2012: 2 *Utenfor og innenfor. Norges avtaler med EU*, pkt. 4.3, s. 53–54.

<sup>2</sup> Andersen, Per Conradi og Per Håkon Høisveen: «*Energiloven med forskrifter og kommentarer*», 2. utgave (1995), s. 201.

<sup>3</sup> St.prp. nr. 100 (1991–92) *Om samtykke til ratifikasjon av Avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde (EØS)*, pkt. 1.3.9.

<sup>4</sup> Ot.prp. nr. 82 (1991–92) *Om endringer i energilovgivningen som følge av en EØS-avtale*.

<sup>5</sup> Innst. O. nr. 17 (1992–1993) *Innstilling fra energi- og industrikomiteén om endringer i energilovgivningen som følge av EØS-avtalen*, Komiteéns merknader, s. 7.

## 6.3 Felles europeiske mål i energi- og klimapolitikken

Med utgangspunkt i overordnede sikkerhetspolitiske hensyn, sto også energiforsyningsspørsmål sentralt i begynnelsen av den europeiske integrasjonsprosessen. Den opprinnelige fellesskapstraktaten inneholdt imidlertid ingen bestemmelser som berørte energisektoren direkte.

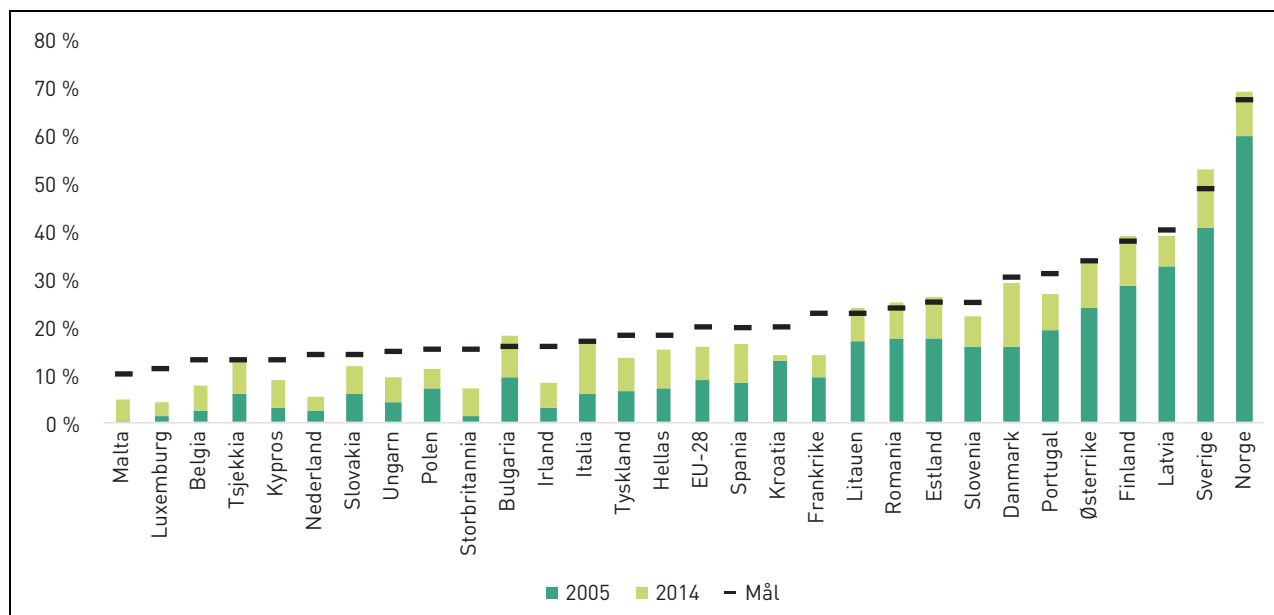
Det siste tiåret har energipolitikk spilt en stadig større rolle i EU, og er ikke lenger ansett å være hovedsakelig et nasjonalt anliggende. Det er særlig spørsmålet om sikker tilgang på energi som har stått høyt på agendaen. Samtidig har klimapolitikk gradvis vokst frem og blitt en viktig del av EU-samarbeidet. Stadig mer av EUs energi, miljø- og klimapolitikk utformes som sektorover-

gripende rammeverk eller pakker med regelverk. Dette påvirker norsk politikk og virkemiddelbruk.

### 6.3.1 2020-målene for energi- og klimapolitikken

EU vedtok i 2009 en samlet pakke med mål og virkemidler for klima- og energipolitikk. Denne pakken var et viktig politisk vedtak og begynnelsen på en tilnærming hvor flere hensyn og politikkområder ses i sammenheng med energisektoren. Hovedutfordringen blir beskrevet ved at Europa trenger bærekraftig og sikker tilgang på energi til konkurransedyktige priser. Målet med virkemidelpakken er å redusere klimagassutslippene, begrense energibruken og å fremme fornybar





Figur 6.3 Fornybarandeler for EU-28 i 2005 og 2014, samt målene for 2020.

Kilde: Eurostat

energi. Den beskriver også en ny overordnet og langsiktig energipolitikk for EU.

Tre hovedhensyn ble trukket frem: Bærekraft, forsyningssikkerhet og konkurranseevne. EU beskriver og problematiserer en økende grad av gjensidig avhengighet mellom medlemslandene på energiområdet, og at energipolitikken i et land vil påvirke landene rundt. Pakken inneholder mål om 20 prosent reduksjon av de totale klimagassutslippene i EU innen 2020 sammenliknet med 1990. I 2020 skal 20 prosent av energibruken i EU være basert på fornybar energi, hvorav 10 prosent av sluttforbruk av energi i transportsektoren skal være fra fornybare kilder, og det skal oppnås 20 prosent energieffektivisering.

Det var særlig oppmerksomhet knyttet til å redusere importen av energi. Økt andel av fornybar energi som erstatning for energi fra fossile kilder, vil både føre til lavere utslipp og redusert import. Energieffektivisering var på samme måte ansett å begrense etterspørselen etter energi, noe som også vil påvirke importen av energi.

For å oppnå 2020-målene, ble et omfattende regelverk vedtatt:

- Fornybardirektivet (2009/28/EF)
- Det reviderte kvotedirektivet (2009/29/EF)
- Endring av drivstoffkvalitetsdirektivet (2009/30/EF)
- Europaparlamentets- og Rådets direktiv (2009/31/EF) om geologisk lagring av karbondioksid (CCS-direktivet)
- Revidert økodesigndirektiv (2009/125/EF)

- Parlaments- og rådsbeslutning om byrdefordelingen mellom landene ved gjennomføring av EUs utslippsforpliktelse under Kyotoprotokollen (406/2009/EF)
- Forordning om overvåking av CO<sub>2</sub>-utslipp fra nye personbiler (443/2009/EF).
- Revidert energimerkedirektiv (2010/30/EU)
- Revidert bygningsenergidirektiv (2010/31/EU)
- Europaparlaments- og rådsdirektiv (2012/27/EU) om energieffektivisering

Til tross for et omfattende felles regelverk, er det likevel store forskjeller i landenes politikk både på energi- og klimaområdet. Det er et stort handlingsrom for medlemslandene til å føre en egen energipolitikk og klimapolitikk. Det kvantitative målet på fornybar energi vil likevel legge sterke føringer. Målet for energieffektivisering er indikativt og ikke formelt bindende for medlemslandene.

### 6.3.2 2030 målene for energi- og klimapolitikken

Det europeiske råd vedtok i oktober 2014 et rammeverk for energi- og klimapolitikk som skal gjelde for perioden 2020–2030. Rammeverkets hovedinnhold er mål for reduksjoner i klimagassutslipp, mål for fornybar energi og energieffektivisering, og er i så måte en oppfølging og videreføring av målene for 2020.

For klimagassutslipp ble det vedtatt et bindende mål om minst 40 prosent reduksjon i klimagassutslippene sammenliknet med 1990-nivå. Klimamålet skal nås ved at utslippene i kvotepliktig og ikke-kvotepliktig sektor reduseres med henholdsvis 43 prosent og 30 prosent sammenliknet med 2005-nivå. Når det gjelder ikke-kvotepliktig sektor, vil det bli fastsatt mål for hvert enkelt land som vil variere mellom 0 og minus 40 prosent.

For fornybar energi er målet en andel på minst 27 prosent i 2030. Målet på 27 prosent energieffektivisering er indikativt. Energimålene skal gjelde på EU-nivå og ikke fordeles på hvert enkelt medlemsland. Et nytt element som ble introdusert er at måloppnåelsen skal følges med et nytt styringssystem. Det forventes at kommisjonen kommer med et forslag til utforming av elementene i et slikt styringssystem mot slutten av 2016. Det ble også fastsatt en ambisjon om 15 prosent overføringskapasitet for elektrisitet mellom land i 2030, målt i forhold til installert produksjonskapasitet.

Det Europeiske Råd la vekt på at en felles europeisk energi- og klimapolitikk må sikre rimelige energipriser, konkurransevne for industrien, forsyningsikkerhet og oppnåelse av klima- og energimålene. Det fremheves at 2030-målene må nås på en kostnadseffektiv måte, og at kvotehandelssystemet spiller en sentral rolle. Målene skal nås, samtidig som medlemslandene sikres fleksibilitet med hensyn til hvordan de oppnår sine forpliktelser, og det kan tas hensyn til nasjonale forhold. Medlemslandenes rett til å velge egen energimiks skal respekteres.

Det legges vekt på å ferdigstille det indre energimarkedet og å utvikle mellomlandsforbindelser, slik at ingen medlemsland skal være isolerte fra europeiske gass- og elektrisitetsnettverk. Effektiv og konsistent iverksettelse av tredje energimarkedspakke fremheves.

Det Europeiske Råd omtaler også EUs gassimport. EU importerer om lag 2/3 av sitt gassforbruk, men importandelen varierer mye mellom medlemslandene. Flere av landene i Øst-Europa og Baltikum importerer alt sitt gassforbruk fra Russland. EUs samlede importandel fra land utenfor EU/EØS er imidlertid mindre enn 50 prosent.

I løpet av 2016 er det ventet at det kommer en omfattende gjennomgang av lovgivningen knyttet til 2020- og 2030-målsetningene. Forslag til revidert kvotedirektiv ble lagt frem i 2015. Det er varslet en gjennomgang av direktivet for energieffektivisering og bygningsenergidirektivet, og nye direktivforslag på fornybar energi og markedsdesign, samt strømlinjeforming av rapporteringfor-

pliktelsene knyttet til de ulike regelverkene. Det vil også legges frem et revidert forslag til innsatsfordelingsbeslutning som omfatter ikke-kvotepliktig sektor.

#### *Nærmere om EUs klimamål og -politikk*

Utslippene i EU har avtatt betydelig siden 1990, som en følge av strammere klimapolitikk, energieffektivisering, redusert forbruk av kull i energi-produksjon og andre utslippsreducerende tiltak. Økonomisk omstilling, nedlegging av utslippsintensiv industri i Øst-Europa og svak økonomisk vekst har også vært viktig. Utslippstall for 2014 viser at EU samlet vil nå utslippsmålet for 2020, da utslippene i 2014 var 23 prosent lavere enn i 1990. En videreføring av dagens virkemiddelbruk vil føre til at EU samlet antas å redusere sine klimagassutslipp med 24–25 prosent i 2020. Ifølge Kommisjonens beregninger, vil utslippene i EU reduseres med 32 prosent i 2030 sammenliknet med 1990, med en videreføring av dagens klimapolitikk.

EUs mål for 2030 om minst 40 prosent utslippsreduksjon skal oppfylles innenfor EU uten bruk av internasjonale mekanismer. Målet legger til grunn en utslippsbane frem mot 2050 som er i tråd med EUs langsiktige mål om en utslippsreduksjon på 80–95 prosent innen 2050. Det vil bli fastsatt bindende mål for medlemslandene for ikke-kvotepliktig sektor på grunnlag av BNP per capita, samtidig vil det også tas hensyn til kostnadseffektivitet. Det legges opp til at landene kan benytte fleksible mekanismer i oppfyllelsen av målet for utslippsreduksjoner i ikke-kvotepliktig sektor, men detaljene er ennå ikke klare. Det er ventet at forslag fra kommisjonen til revidert regelverk for innsatsfordelingsbeslutningen vil legges frem til sommeren 2016.

EU-kommisjonen la i midten av juli 2015 frem forslag til revidert kvotedirektiv for perioden 2021–2030. Det europeiske råd har konkludert med at kvotesystemet fortsatt vil være det viktigste klimapolitiske virkemidlet i EU for å innfri det overordnede klimamålet. Rådet har videre besluttet at den årlige nedtrappingen av den samlede kvotemengden skal øke ved at reduksjonsfaktoren øker fra 1,74 prosent til 2,2 prosent med virkning fra 2021. Differansen mellom 1,74 prosent og 2,2 prosent utgjør 556 millioner tonn over perioden 2021–2030. Nedtrappingen bidrar til at kvotemengden for 2030 vil være 43 prosent lavere enn 2005-utslippene fra de kvotepliktige virksomhetene. Utslippsreduksjonene i kvotepliktig sektor vil ikke regnskapsføres for hvert land. Det legges

til grunn at bedriftene i kvotepliktig sektor sammen bidrar til utslippsreduksjonene uavhengig av i hvilket land det skjer.

#### *Parisavtalen*

12. desember 2015 ble Parisavtalen vedtatt. Klimaavtalen er den første rettslig bindende klimaavtale der alle land har plikter og rettigheter som det skal rapporteres på. Avtalen vil bidra til økt innsats for utslippsreduksjoner, og forsterke arbeidet med klimatilpasning. Den gir en klar retning for fremtidig klimaarbeid og inneholder bestemmelser som gjør at innsatsen vil styrkes over tid.

Gjennom Stortingets behandling av Meld. St. 13 (2014–2015) Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU har Norge påtatt seg en betinget forpliktelse om minst 40 prosent utslippsreduksjon i 2030 sammenlignet med 1990. Meldingen orienterer videre om at Norge vil gå i dialog med EU om å inngå en avtale om felles oppfyllelse av klimaforpliktelsen for 2030 sammen med EU. Med en felles oppfyllelse vil Norge delta i gjennomføring av det samlede utslippsmålet på minst 40 prosent reduksjon. Dette vil gjennomføres med utgangspunkt i den fordelingen av innsats mellom kvotepliktig og ikke-kvotepliktig sektor som EU vedtar. EU legger opp til at alle utslippsreduksjoner skal skje innenfor unionen.

Utslippsreduksjoner i kvotepliktig sektor vil ikke fordeles på land. For ikke-kvotepliktig sektor vil det fastsettes nasjonale mål. EU skal vedta utforming av fleksible mekanismer for gjennomføring av tiltak i ikke-kvotepliktig sektor. Med en felles oppfyllelse med EU forutsettes det at Norge får samme tilgang til fleksibilitet i gjennomføringen som EUs medlemsland.

Det er en forutsetning at Norge ikke uten videre vil bli bundet av mål og regelverk på klima- og energiområdet utover det som følger av EØS-avtalen og avtalen om felles oppfyllelse med EU. Ettersom Norge allerede er fullt inkludert i EUs kvotesystem gjennom EØS-avtalen, er det særlig spørsmål knyttet til utslippsreduksjoner i ikke-kvotepliktig sektor og adgangen til fleksibel gjennomføring som må løses.

### **6.3.3 Energiunionen**

Ny Europakommisjon tiltrådte høsten 2014, og et av grepene kommisjonen gjorde var å opprette en egen visepresident med ansvaret for å utvikle EUs Energiunion. Dette skal skje i tett samarbeid med andre kommissærer, og spesielt kommissær for klima- og energispørsmål. Energiunionen anses

som en av de viktigste sakene for Kommisjonen denne femårsperioden.

Kommisjonen la frem en melding om EUs energiunion i februar 2015. Et hovedbudskap i meldingen er at Europa trenger en helhetlig energipolitikk, med et velfungerende indre energimarked som det sentrale virkemiddelet. Energiunionen skal understøtte de overordnede målene med energipolitikken, som er rimelig, sikker og bærekraftig energi, og bygger på det vedtatte klima- og energirammeverket mot 2030.

Arbeidet med EUs energiunion skal baseres på fem dimensjoner: Forsyningsikkerhet, fullføring av det indre energimarkedet, moderasjon av energietterspørselen, reduksjon av klimagassutslipp, samt forskning og innovasjon.

Forsyningsikkerhet er et svært sentralt tema i EU, og har fått ytterligere oppmerksomhet etter konflikten mellom Russland og Ukraina. I EU fremholdes det at et av de viktigste virkemidlene for å bedre forsyningsikkerheten i EU er bedre infrastruktur og en diversifisering av energikildene. Kommisjonen ønsker derfor å ta initiativ for å få på plass kritisk infrastruktur. Det utvikles kriseplaner for både gass og elektrisitet, og det tas til orde for mer samarbeid på tvers av landegrensene. Kommisjonen skal videre vurdere betydningen av LNG og gasslager. Kommisjonen ønsker å styrke EUs rolle i de globale energimarkedene. EU vil styrke samarbeidet med land utenfor EU. Her er Norge spesielt nevnt.

Den andre dimensjonen i energiunionen, er fullføring av det indre energimarkedet. Her snakkes det om mer infrastruktur (hardware) og videreutvikling av regelverket (software). Kommisjonen ønsker å styrke det nye byrået for samarbeid mellom energiregulatorer, ACER, som fremheves som en premissleverandør for et effektivt regulatorisk rammeverk. Kommisjonen trekker også frem behovet for å ferdigstille arbeidet med nettverkskoder (tekniske forskrifter som bl.a. skal sikre at energi kan flyte fritt over landegrensene). Kommisjonen vil videre foreslå en reform av elektrisitetsmarkedet med særlig vekt på sluttbrukermarkedet. Forbrukernes rolle fremheves. Det er et mål at forbrukerne i større grad selv kan velge leverandør av elektrisitet.

Begrensning av energietterspørselen omtales som den tredje dimensjonen i energiunionen. Behov for tiltak i bygningssektoren og smart byplanlegging trekkes særlig frem. Kommisjonen ønsker videre å bidra til enklere finansiering av effektiviseringstiltak. Det legges til grunn at det er mange rasjonelle tiltak innenfor energieffektivisering som ikke realiseres på grunn av ulike for-

mer for markedssvikt. Kommisjonen legger også stor vekt på å begrense energibruken og klimagassutslipp fra transportsektoren.

Reduksjon av klimagassutslipp og avkarbonisering av økonomien, er den fjerde dimensjonen. Meldingen omtaler EUs utslippsmål mot 2030 og trekker frem et velfungerende kvotesystem som bærebjelken i EUs klimapolitikk. I tillegg til kvotesystemet, trekker EU frem fornybar energi. Støtte til fornybar energi bør være kostnadseffektiv og treffsikker, og det er viktig at det sikres forutsigbare rammebetingelser for investeringer. Kommisjonen vil legge til rette for samarbeid mellom land for å harmonisere nasjonale støtteordninger. De vil videre se på støtteordningene til fornybar energi og relevante deler av statsstøttereguleringen. Når det gjelder transportsektoren fastslås det at EU må investere i avansert biodrivstoffproduksjon som er bærekraftig og som tar hensyn til effekter på miljø, arealbruk og matproduksjon.

Den femte dimensjon er forskning, innovasjon og konkurransekraft. Også her vil Kommisjonen bidra til bedre koordinering av ulike forskningsprogrammer med et mål om å få mer helhetlig EU-tilnærming og at man får mer igjen for de ressursene som investeres i forskning og innovasjon. Kommisjonen vil prioritere fire områder: i) utvikling av en ny generasjon fornybar energi, ii) smart teknologi som gjør forbrukeren til en aktiv aktør i energimarkedet, iii) energieffektivisering og iv) en mer bærekraftig transportsektor.

November 2015 la Kommisjonen frem *State of the Energy Union*. Dette er en rapport som Kommisjonen forpliktet seg til å fremme i den første meldingen som kom om rammeverket for energiunionen *Energy Union Package*, 25. februar 2015, (COM (2015) 80 final). Rapporten skal komme årlig, og skal utgjøre en del av styringssystemet for å nå energiunionens målsetninger, herunder 2030-målsetningene.

For 2016 varsler kommisjonen følgende regelverksinitiativ:

- Elmarkedsregelverket
- Gassforsyningssikkerhetsforordningen
- Elforsyningssikkerhetsdirektivet
- Fornybardirektivet
- Innsatsfordelingsbeslutningen
- Energieffektiviseringsdirektivet
- Bygningsenergidirektivet
- Regelverk for en bærekraftig transportsektor
- Regelverk om strømlinjeforming av planer og rapportering

For å sikre at EU når sine klima- og energimål for 2030 har man besluttet å utvikle et styringssystem

*The Governance System of the Energy Union*. Mot slutten av 2016 vil Kommisjonen etter planen legge frem et lovforslag om det nye styringssystemet.

## 6.4 Nærmere om EUs regelverk for energi-, miljø og klimapolitikk

Nedenfor følger en omtale av de sentrale EU-direktivene på energiområdet som har betydning for Norge. I tillegg omtales kvotedirektivet og vanddirektivet. I tillegg er det andre direktiver på miljøområdet som har betydning for energi- og vannressursområdet.

### 6.4.1 Direktiver på energieffektiviseringsområdet

EU har innført flere direktiver på energieffektiviseringsområdet, blant annet for å nå målet om 20 prosent energieffektivisering innen 2020. Direktivene kan grupperes i to ulike kategorier: Direktiver med harmoniserte krav og direktiver med minimumskrav.

#### *Direktiver med harmoniserte krav*

Innenfor energieffektivisering er det to direktiver med harmoniserte krav:

- Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/125/EF av 21. oktober 2009 om rammene for fastsettelse av krav til miljøvennlig design av energirelaterte produkter (økodesigndirektivet) og
- Europaparlaments- og rådsdirektiv 2010/30/EU av 19. mai 2010 om rammene for angivelse av energirelaterte produkters energi- og ressursbruk ved hjelp av merking og standardiserte produktopplysninger (energimerkedirektivet).

Direktivene setter generelle rammer for energimerking og krav til energirelaterte produkter. Energirelaterte produkter omfatter både produkter som bruker energi og produkter som ikke bruker energi, men har innvirkning på energibruk, som for eksempel vinduer. Begge direktivene er innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett gjennom økodesignforskriften av 23. februar 2011 nr. 190 og energimerkeforskriften for produkter av 27. mai 2013 nr. 534.

For produkter som omfattes av økodesigndirektivet stilles det krav til miljøvennlig utforming. Dette kan innebære krav til energieffektivitet, utslipp, materialbruk, lydnivå mv. Produkter som

ikke når opp til økodesignkravene, kan ikke omsettes i markedet. Produkter som omfattes av energimerkedirektivet skal forsynes med et energimerke som skal hjelpe forbrukeren å velge de mest energieffektive produktene.

Det utvikles løpende spesifikke forordninger for hver produktgruppe. Det er lange prosesser, med omfattende involvering av produsenter, før produktkravene blir satt. Norge er i utgangspunktet forpliktet til å innlemme alle de underliggende produktforordningene. Normalt er dette uproblematisk. NVE deltar i utformingen av de ulike produktforordningene i EU og har et ansvar for oppfølgingen i Norge.

Til nå er det vedtatt økodesign- og energimerkeforordninger for i hovedsak husholdningsprodukter som kjøle- og fryseapparater, oppvask- og vaskemaskiner, tørketromler, stekeovner, belysning og fjernsyn. EU lager 3-årige arbeidsplaner for hvilke produkter som skal vurderes for innlemmelse under de to direktivene. Fremover kommer det i økende grad forordninger for andre produkttyper enn husholdningsprodukter. Eksempelvis er krav til krafttransformatorer og industrivifter allerede vedtatt.

EU-kommisjonen har regnet på forventede energibesparelser som følge av de økodesign- og energimerketiltakene som til nå er gjennomført. I 2020 forventes en årlig besparelse i sluttbruk på 1186 TWh.<sup>5</sup> Dette utgjør halvparten av EUs mål om 20 prosent energieffektivisering innen 2020.

Det er usikkerhet knyttet til eksakte anslag på energieffektivisering som følge av kravene i økodesign og energimerking, men det må legges til grunn at effektiviseringen er betydelig. Eksempelvis krever LED-teknologi til belysning bare 10 prosent så mye energi som den tradisjonelle glødelampen for å gi tilsvarende mengde lys.

Det er i enkelte forordninger blitt tatt i bruk en beregningsfaktor som skal ta hensyn til at det kan være et betydelig energitap ved strømproduksjon basert på gass og kull. Det har ledet til at oppvarming basert på direkte bruk av gass nå får svakere krav enn oppvarming basert på elektrisitet. I økodesignforordningene for kombikjeler (tappevann og romoppvarming) og varmtvannsberedere er det satt så strenge krav at store konvensjonelle elektriske kombikjeler fra 2017 og varmtvannsberedere fra 2018 i praksis blir forbudt. I Norge gir dette lite mening fordi kraftproduksjonen er fornybar og energitapet er beskjedent. Departementet søker å påvirke EU slik at regelverket vil åpne for at produktene fortsatt skal kunne være tilgjen-

gelige på markedet. Kommisjonen har igangsatt en studie som grunnlag for å vurdere en revisjon av de to aktuelle forordningene. Departementet arbeider for at revisjonen skal gi endringer i regelverket som åpner for at store elektriske kombikjeler og varmtvannsberedere fortsatt skal være tilgjengelige på markedet.

#### *Direktiver med minimumskrav*

Direktiver med minimumskrav på energieffektiviseringsområdet er mer knyttet opp mot harmonisering av retning og rammeverk i energieffektiviseringspolitikken, heller enn like krav på tvers av landegrensene. Europaparlaments- og rådsdirektiv 2012/27/EU av 25. oktober 2012 om energieffektivisering (energieffektiviseringsdirektivet) og Europaparlaments- og rådsdirektiv 2010/31/EU av 19. mai 2010 om bygningers energiytelse (revidert bygningsenergidirektiv), faller inn under denne kategorien.

Energieffektiviseringsdirektivet erstatter energitjensteddirektivet og CHP-direktivet om kogenerering av kraft og varme. Formålet med energieffektiviseringsdirektivet er å skape et felles rammeverk for tiltak for å nå EUs mål om 20 prosent energieffektivisering i 2020. Direktivet legger opp til fjerning av markedsbarrierer som forhindrer energieffektivisering på tilbudssiden og sluttbrukersiden. Det skal settes indikative nasjonale energieffektiviseringsmål for 2020. Regjeringen vurderer at direktivet er i grenseområdet for hva som må innlemmes i EØS-avtalen. Regjeringen har besluttet at direktivet skal innlemmes i EØS-avtalen med nødvendige tilpasninger, og arbeidet med dette pågår nå i EØS-EFTA-landene.

EU har et bygningsenergidirektiv fra 2002 som ble erstattet av et revidert bygningsenergidirektiv i 2010. Formålet med de to bygningsdirektivene er å fremme energieffektivitet i bygninger. Bygninger beskrives som sentrale i EUs energieffektiviseringspolitikk, da nær 40 prosent av energibruken og 36 prosent av klimagassutslippene i EU kommer fra bygninger. Å forbedre energiytelsen i bygninger beskrives derfor som sentralt, både for å nå EUs 2020-mål, og for å oppnå mer langsiktige siktemål på klima og energi.

Direktivet fra 2002 er tatt inn i EØS-avtalen og implementert i norsk rett. Direktivet definerer et felles rammeverk for beregning av bygningers energibruk, og krever at det fastsettes nasjonale energikrav for nye og renoverte bygg. De faktiske energikravene fastsettes av landene selv. Direktivet har bestemmelser om energimerking av alle bygninger, og energivurdering av større klima- og

<sup>5</sup> *Ecodesign Impact Accounting*

fyringsanlegg. De spesifikke ordningene under direktivet utformes av de enkelte landene.

Regjeringen har vurdert at det reviderte direktivet fra 2010 er i grenseområdet for hva som må innlemmes i EØS-avtalen. I dette direktivet defineres det en beregningsmetode som skal brukes ved etablering av energikrav. Det er satt krav om nesten nullenergibygg i 2020, men definisjonen av slike bygg er relativt åpen. Regjeringen har besluttet at direktivet skal innlemmes i EØS-avtalen med nødvendige tilpasninger, og arbeidet med dette pågår nå i EØS-EFTA-landene.

Bygningsenergidirektivene stiller krav til energimerking av bygninger og energivurdering av tekniske anlegg. Slike ordninger ble gjennomført i Norge i 2009. Fra 1. juli 2010 ble det obligatorisk i Norge med energimerking av bygninger ved salg, utleie og oppføring. Yrkesbygninger over 1000 m<sup>2</sup> skal til enhver tid ha en energiattest som er synlig for bygningens brukere. Ordningen skal bidra til mer kunnskap og oppmerksomhet om energibruk i bygg.

#### 6.4.2 Fornybardirektivet

Fornybardirektivet (2009/28/EF) har som formål å fremme produksjon og bruk av fornybare energikilder i Europa. Målet er å oppnå at 20 prosent av europeisk energibruk kommer fra fornybare kilder innen 2020. Det settes fokus på tre hovedområder for fornybar energi; elektrisitet, oppvarming/avkjøling og transport. I transportsektoren skal hvert land oppnå en fornybarandel på 10 prosent. Direktivet er en utvidelse av en tidligere versjon fra 2001 som kun omfattet elektrisitet. Direktivet ble innlemmet i EØS-avtalen i 2011.

Fornybardirektivet definerer nasjonale kvantitative mål for andel fornybar energi som hvert land skal nå innen 2020. Målene er fordelt slik at de til sammen skal oppfylle EU-målet om 20 prosent i 2020. Fordi landene har svært ulike utgangspunkt har de også svært ulike mål. Norge og Island har de høyeste fornybarandelene i Europa. Det norske målet er på 67,5 prosent.

Norge har som utgangspunkt en betydelig høyere andel fornybar energi enn andre europeiske land. Dette innebærer at økt energibruk vil måtte dekkes opp av betydelig mer fornybar energi enn om vi hadde hatt en andel på nivå med gjennomsnittet i EU. Hvis energibruken øker, må 67,5 prosent av økningen dekkes opp av ny fornybar energi for at fornybarandelen skal opprettholdes. For å øke fornybarandelen i Norge må dermed veksten i utbygd fornybar elektrisitet være en god del høyere enn veksten i etterspørselen.

I henhold til direktivet skal landene levere inn handlingsplaner for arbeidet med fornybar energi. Handlingsplanene er basert på en felles mal slik at man skal kunne sammenlikne virkemiddelbruk og utvikling på tvers av land. Norge leverte sin handlingsplan i juni 2012. Hvert annet år rapporterer Norge til ESA om hvorvidt utviklingen følger referansebanen mot målene som er satt i planen.

Elsertifikatordningen er det viktigste virkemidlet for å nå fornybarmålet i Norge. Norge får godskrevet nær halvparten av totalmålet for det felles elsertifikatmarkedet mellom Norge og Sverige uavhengig av hvor produksjonen vil komme.

#### 6.4.3 Vanddirektivet

Vanddirektivet er innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett gjennom vannforskriften. Forskriften har som formål å gi rammer for fastsettelse av miljømål som skal sikre en mest mulig helhetlig beskyttelse og bærekraftig bruk av vannforekomstene. Forvaltningsplanene i henhold til vannforskriften er verktøy for en økosystembasert forvaltning av kyst, elver og innsjøer. Miljømål skal sikre at tilstanden beskyttes mot forringelse, forbedres og gjenoprettes med sikte på å sikre minst god økologisk og kjemisk tilstand. For vannforekomster sterkt preget av vannkraftproduksjon, såkalt sterkt modifiserte, skal det fastsettes miljømål for å beskytte mot forringelse og forbedre tilstanden i vannforekomstene med sikte på å oppnå minst godt økologisk potensial og god kjemiske tilstand. Dette vil innebære tilpassede miljømål, der miljøgevinsten avveies mot samfunnsnyttene av kraftproduksjonen. Forvaltningsplanene skal legges til grunn for sektormyndighetenes virksomhet. Det kan i etterfølgende beslutning fra sektormyndighet vise seg at tiltaket ikke er egnet eller har en for høy samfunnsmessig kostnad i forhold til samfunnsnytte.

Direktivet åpner for at tilstanden kan forringes ved nye inngrep, gitt visse forutsetninger. Vurderingene av om forutsetningene er oppfylt inngår i konsesjonsbehandlingen.

Norge har bidratt og deltar aktivt i den felles-europeiske gjennomføringsstrategien. Det er egne arbeidsgrupper som jobber med erfaringsutveksling og harmonisering av oppfølging av direktivet i vassdrag påvirket av vannkraft.

#### 6.4.4 EUs kvotehandelssystem

EUs kvotehandelssystem (EU ETS) omfatter i dag de 28 EU-medlemslandene og de tre EØS-EFTA-landene. Kvotesystemet dekker omkring 45 pro-

### Boks 6.3 Fornybarandel i henhold til EUs fornybardirektiv

#### *Fornybarandelen i norsk energibruk*

Fornybarandelen som bestemt i fornybardirektivet har som formål å beregne hvor stor andel av den samlede energibruken som dekkes av fornybare energikilder på en slik måte at denne andelen kan sammenlignes mellom land. I forbindelse med EUs fornybardirektiv utarbeides det i tillegg til en total fornybarandel også tre underkategorier på elektrisitet, varme og kjøling samt transport.

#### *Den totale fornybarandelen*

Den totale fornybarandelen er definert som et lands fornybare energiproduksjon delt på landets totale sluttbruk av energi. Denne definisjonen inkluderer alt av fornybar elektrisitet, fjernvarme og varmepumper på produksjonssiden, mens forbrukssiden inkluderer innenlandsk sluttbruk av energi og tilført fornybar energi fra varmepumper, overføringstap av elektrisitet og fjernvarme samt forbruk av strøm og fjernvarme i elektrisitets- og varmesektoren. Dette betyr at elektrisiteten som for eksempel blir brukt i pumpekraftverk blir medregnet, mens energien som blir brukt på petroleumsvirksomheten blir holdt utenfor.

Norge har påtatt seg å øke fornybarandelen i energibruken sitt til 67,5 prosent innen 2020. Norges fornybarandel har vokst fra 59,8 prosent i 2005 til 69,2 prosent i 2014. Norge har sammen med Island de høyeste fornybarandelene i Europa.

#### *Fornybarandelen i elektrisitetsproduksjon*

Den norske fornybarandelen i elektrisitetsforbruk var i 2014 hele 109,6 prosent. Dette kommer av at andelen regnes ut ved å dele fornybar elektrisitetsproduksjon på total elektrisitetsforbruk. I og med at Norge i de fleste år er nettoeksportør av elektrisitet, og 98 prosent av produksjonen vår er fornybar, fører dette til at vi får over 100 prosent fornybar elektrisitetsandel.

#### *Fornybarandelen i varme og kjøling*

I 2014 var fornybarandelen innenfor varme- og kjølesektoren i Norge 32,5 prosent. Norge har svært lave utslipp forbundet med oppvarming av bygg i europeisk sammenheng, og grunnen til at fornybarandelen i denne sektoren likevel ikke er høyere, er at elektrisk oppvarming ikke er medregnet. Andelen regnes ut ved å dele forbruk av biobrensel, fornybar fjernvarmeproduksjon og tilført energi fra varmepumper, på totalt brenselforbruk (olje, gass, biomasse, kull og koks) og tilført energi fra varmepumper. Denne fornybarandelen er svært temperaturavhengig.

#### *Fornybarandelen i transport*

Fornybarandelen i transportsektoren regnes grovt sett ved å dele fornybar energibruk i transportsektoren på den totale energibruken i transportsektoren. Luftfarten er ikke medregnet. Strømforgbruk i veitransport og biodrivstoff fra avfall ganges med henholdsvis 2,5 og 2 i utregningen. Den norske fornybarandelen i transport var 4,8 prosent i 2014.

sent av EUs klimagassutslipp og om lag halvparten av de norske.

Det var Kyotoavtalen fra 1997 som la grunnlaget for et internasjonalt marked for utslippskvoter, og som førte til at EU begynte utvikling av et regionalt europeisk system. For at et kvotemarked skal redusere utslippene må samlet kvotemengde settes lavere enn forventet utslippsnivå. Når taket i et kvotesystem er satt tilstrekkelig lavt, vil knappheten på kvoter føre til at det gjennomføres utslippsreducerende tiltak. Markedet bestemmer hvilke tiltak som gjennomføres, og hensikten er at

utslippsreduksjonene skal skje der kostandene er lavest.

EUs kvotemarked ble etablert gjennom Europaparlaments- og rådsdirektiv 2003/87/EF. I 2009 ble det vesentlig revidert for å styrke tredje fase av kvotesystemet som gjelder fra 2013 til 2020. Begge direktivene er innlemmet i EØS-avtalen, og Norge har siden 2008 deltatt i EUs kvotesystem. Norge opprettet allerede i 2005 et nasjonalt kvotesystem. I perioden 2005–2007 hadde norske virksomheter kun mulighet til å kjøpe kvoter innenfor EU-systemet, men kunne ikke selge norske kvo-

ter til virksomheter i EU. Fra 2008 har norske virksomheter deltatt i kvotesystemet på lik linje med EU-landenes virksomheter. Kvotesystemet har fra og med tredje fase i større grad vært harmonisert med enhetlige regler. I det ligger at alle land har samme regler for tildeling av vederlagsfrie kvoter, og det er satt en felles kvotemengde. Etter utvidelsen fra 2013 omfatter kvotesystemet flere sektorer og gasser.

EU har i 2015 besluttet å innføre en såkalt markedsstabiliseringsmekanisme – en kvotereseve – som skal tre i kraft fra 2019. Hensikten med å etablere en kvotereseve er å sikre prisstabilitet. Mekanismen skal være regelstyrt og objektiv, hvor antallet kvoter som skal auksjoneres justeres automatisk dersom antallet kvoter som sirkulerer i markedet er over eller under et visst nivå. Det er foreslått en gradvis innføring av kvoter i reserven dersom kvoteoverskuddet er over 833 millioner. Samtidig forslås en gradvis utfasing av kvoter dersom kvoteoverskuddet er lavere enn 400 millioner. EU har besluttet at de 900 millioner kvotene som har blitt holdt tilbake fra auksjonering i markedet – det såkalte backloading-vedtaket – skal føres direkte inn i reserven. Det samme gjelder ubrukte kvoter som er holdt av til nye virksomheter.

#### 6.4.5 Det indre energimarkedet

##### *Tredje energimarkedspakke*

Den tredje energimarkedspakken fra 2009 består av fem rettsakter som viderefører og styrker reguleringen av de indre markedene for elektrisitet og naturgass. Pakken erstatter rettsaktene som utgjorde EUs andre energimarkedspakke. Foruten to rettsakter om gassmarkedet,<sup>6</sup> inneholder lovgivningspakken direktiv 2009/72/EF (elmarkedsdirektiv III) og forordning 714/2009/EF (grensehandelsforordning III), samt forordning 713/2009/EF om opprettelsen av et byrå (ACER) for samarbeid mellom nasjonale reguleringsmyndigheter på energiområdet (ACER-forordningen).

Hovedelementene i pakken dreier seg om å redusere vertikal integrasjon, styrket felles regulering av energimarkedene og utvikling av grensekryssende infrastruktur og sikker elektrisitetsforsyning. Dette skal oppnås blant annet gjennom å kreve sterkere skille mellom nett og annen virksomhet (produksjon og omsetning), ved å sikre

nasjonale regulatorers uavhengighet og ved å styrke europeisk regulatorsamarbeid gjennom ACER. Gjennom pakken tas det også sikte på å gi produsenter investeringsinsentiver og styrkede rettigheter til forbrukere. Det er et mål å sikre strømkunder valgfrihet og konkurransedyktige priser.

Den tredje energimarkedspakken gir også hjemmel til å fastsette utfyllende regler, såkalte nettkoder og retningslinjer. Regelverket utformes etter en egen prosess mellom ENTSO-E, ACER og Kommissjonen.

Det arbeides med innlemmelse av den tredje energimarkedspakken i EØS-avtalen. Vedtak om innlemmelse i EØS-avtalen og nødvendige lovendringer som følge av dette vil fremmes for Stortinget.

##### *Byrået for samarbeid mellom energiregulatorer, ACER*

ACER styrker og formaliserer samarbeidet mellom nasjonale energiregulatorer i EU. Byråets organisering, oppgaver, kompetanse og finansiering er regulert i ACER-forordningen. Byrået er en viktig rådgiver for Kommissjonen, Rådet og Parlamentet. ACER har også en sentral rolle i utviklingen av nettkoder og retningslinjer som utfyller den tredje energimarkedspakken.

ACERs uavhengighet av markedsaktører og politiske instruksjoner er vektlagt på samme måte som de nasjonale energiregulatorenes uavhengighet. Byrået har eget budsjett og hovedkontoret er lagt til Ljubljana i Slovenia.

ACER har en viktig overvåkningsfunksjon for det indre markedet. Byrået skal også føre tilsyn med at nasjonale regulatorer utøver sine funksjoner i tråd med gjeldende EU-regelverk. ACER har også en viktig funksjon i å avdekke markedsmissbruk og innsidehandel. ACER skal gi råd om regelverkstolkning i konkrete saker og fører tilsyn med regionalt og europeisk samarbeid mellom TSOer (transmisjonssystemoperatører) og utvikling av infrastruktur på EU-nivå.

ACER har vedtaksmyndighet på visse saksområder knyttet til grensekryssende infrastruktur og i saker hvor nasjonale regulatorer ikke kommer til enighet, eller i fellesskap ber ACER fatte vedtak i saken.

##### *Nettverk for transmisjonssystemoperatører, ENTSO-E*

ENTSO-E skal utarbeide europeiske nettutviklingsplaner og etablere regionale samarbeid for å fremme utviklingen av EUs indre marked for

<sup>6</sup> Direktiv 2009/73/EF (Gassmarkedsdirektiv III) og forordning (EF) nr. 715/2009 (Gasstransmisjonsforordning II)



elektrisitet. Et tilsvarende nettverk er etablert for gass, ENTSO-G.

En annen viktig oppgave for ENTSO-E er å utarbeide forslag til teknisk regelverk som utfyller tredje energimarkedspakke. ENTSO-E har en løsere tilknytning til EU-strukturen enn ACER, og har som et nettverk ikke vedtakskompetanse eller offentlig myndighet.

#### *Utfyllende regelverk – nettkoder og retningslinjer*

Mer integrerte fysiske elektrisitetsmarkeder forutsetter økt harmonisering av teknisk regelverk, handelssystemer og markedsdesign. Tredje energimarkedspakke hjemler og introduserer en prosedyre for utvikling av utfyllende regelverk, såkalte nettkoder og bindende retningslinjer. Prosedyren omfatter ENTSO-E, ACER og Kommisjonen. Det pågår nå et omfattende arbeid i EU med å utvikle utfyllende regelverk, i første omgang innenfor temaene nettilknytning, systemdrift og markedsdesign. Figur 6.4. gir en oversikt over nettkoder og bindende retningslinjer på elektrisitetsområdet.

Det utfyllende regelverket skal sikre harmonisering av tekniske løsninger og likere betingelser for aktørene. Nettkoder og bindende retningslinjer vedtas som forordninger. Det vil si at dersom de er EØS-relevante, skal de tas inn i EØS-avtalen og gjennomføres i norsk rett som sådan.

Norske myndigheter og aktører er involvert i utarbeidelsen av nettkoder og bindende retningslinjer på ulike stadier. Statnett er medlem av ENTSO-E. I ACER foregår arbeidet med kodene i ulike arbeidsgrupper og i regulatorstyret. NVE deltar i flere av ACERs arbeidsgrupper.

Komitologiprosessen<sup>7</sup> ledes av Kommisjonen og omfatter departementene i EUs medlemsland og Norge. Olje- og energidepartementet deltar i arbeidet med talerett, men ikke stemmerett. Norske aktører har også mulighet til å delta i arbeidsmøter og offentlige høringer som gjennomføres av ENTSO-E og ACER.

Kommisjonsforordning 1222/2015/EU om retningslinje for kapasitetstildeling og flaskehals-håndtering (CACM) gir rammene for den videre utviklingen av markeder for day-ahead og intradag i Europa. CACM pålegger konkurranse mel-

lom børser. I dag er Nord Pool den eneste børsen med markedsplasskonsesjon for omsetning av kontrakter for fysiske kraftleveranser i Norden.

CACM etablerer et styringssystem hvor ulike kollektiv av transmisjonssystemoperatører (TSOer) og børser skal foreslå tekniske regler innenfor angitte tidsfrister, som deretter skal godkjennes av nasjonale regulatorer. Dersom de nasjonale regulatorene ikke kommer til enighet, overføres saken til ACER. Blant annet dreier dette seg om utvikling av en felles nettmodell og metode for kapasitetsfastsettelse, fastsetting av metode for fordeling av flaskehalsinntekter, utvikling av en felles markedskoblingsfunksjon (MCO) m.m.

Europeisk markedskobling har tidligere vært basert på frivillig samarbeid og regionale initiativ. Det nordiske markedet var tidlig ute med etablering av en felles kraftbørs. I dag omfatter den europeiske markedskoblingen og kapasitetsfastsettelsen 23 land og om lag 90 prosent av Europas kraftforbruk.

Markedskoblingen skjer ved implisitt auksjon, som innebærer en simultan beregning av priser og elektrisitetsflyt mellom prisområder i day-aheadmarkedet. Aktørene på ulike sider av landegrensene legger inn sine salgs- og kjøpsbud time for time før neste døgn, og behøver ikke å reservere kapasitet i nettet på forhånd.

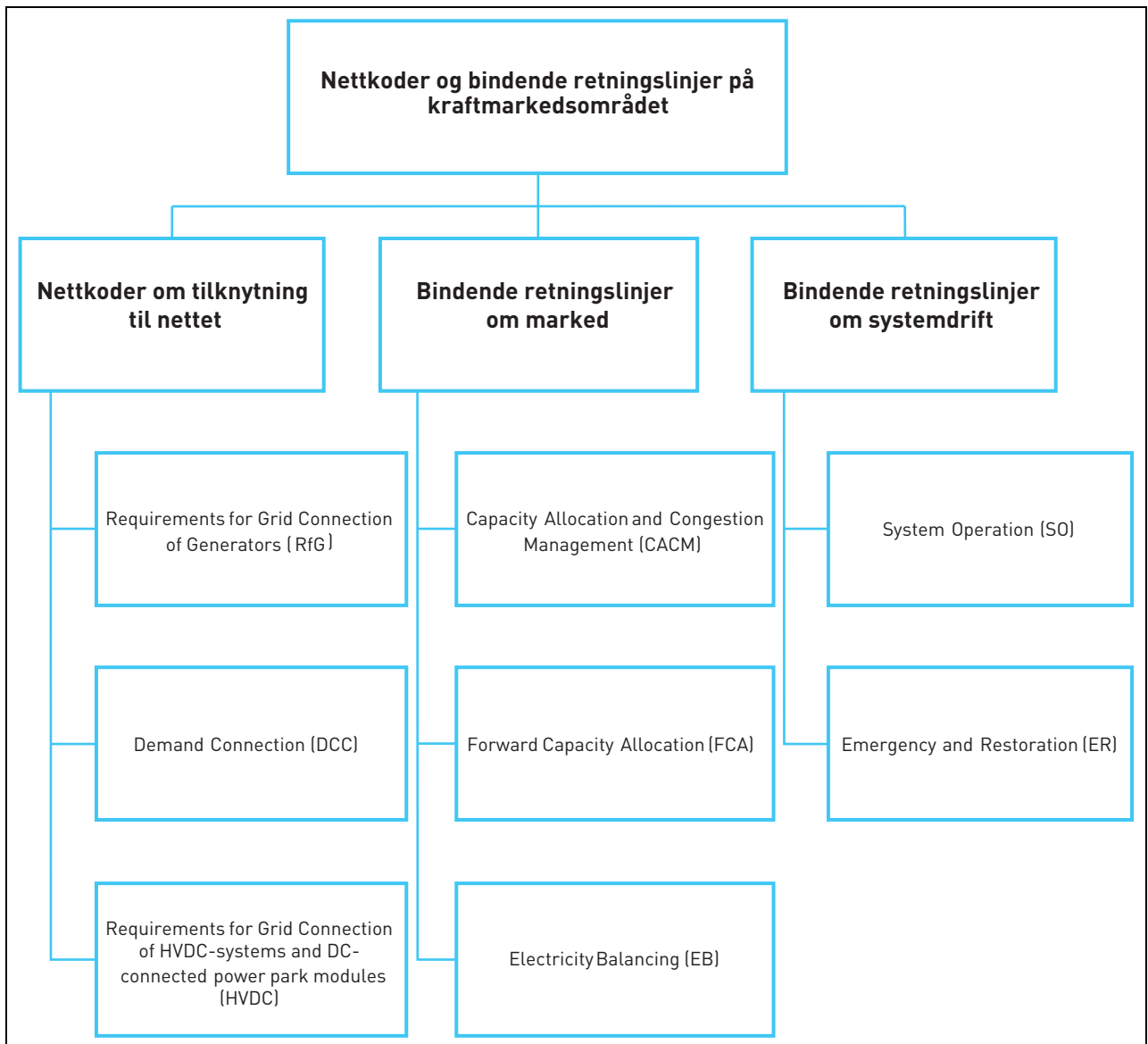
Intradagmarkedet foregår i perioden mellom day-aheadmarkedet og frem til en time før levering. Intradagmarkedet gir aktørene mulighet til å handle seg i balanse før driftstimen og bidrar til mer effektiv ressursutnyttelse og redusert risiko i markedet. Etablering av et felles europeisk intradagmarked har vist seg å være vanskeligere og ta lengre tid enn planlagt.

I EU er lovgivning og regler om markedsdesign er en del av det indre markedet. Det er derfor opp til hvert enkelt land å vurdere behovet for tilgjengelig kraftproduksjon og kraftbalanse. Flere land har innført eller vurderer å innføre kapasitetsmekanismer for å styrke den nasjonale forsyningsikkerheten jf. boks 8.6.

#### *Transparensforordningen*

Kommisjonsforordning 543/2013/EU om rapportering og offentliggjøring av data i elektrisitetsmarkedene (transparensforordningen) ble vedtatt 14. juni 2013. Formålet med transparensforordningen er å fremme effektiv utnyttelse av det europeiske kraftsystemet gjennom å pålegge at viktige data for alle markedsaktører skal publisere

<sup>7</sup> EØS-avtalen artikkel 100 gir Norge mulighet til å delta i relevante komitologikomiteer, som har en formell rolle i EUs beslutningsprosess. Norge har observatørstatus og kan ikke delta i voteringer i komiteene. Norsk deltagelse i komitologiarbeidet gir mulighet til å fremme norske synspunkter i forhold til utvikling av EU-regelverk som enten er eller vil bli innlemmet i EØS-avtalen.



Figur 6.4 Oversikt over nettkoder og bindende retningslinjer som er vedtatt eller under utarbeidelse i EU.

res. Forordningen vil tas inn i norsk rett etter gjennomføring av tredje energimarkedspakke.

Forordningen fastsetter felles minimumskrav til rapportering av informasjon om forbruk, produksjon og overføring av elektrisitet. Forpliktelsen til å rapportere gjelder markedsaktører, nettselskaper, systemoperatører og kraftbørser. Dataene skal innhentes av TSOene og rapporteres videre til ENTSO-E.

De fleste av rapporteringsforpliktelsene har allerede vært gjeldende i Norge, blant annet i henhold til forskrift om Systemansvar (fos), rapportering til SSB og privatrettslige handelsregler på Nord Pool. Forordningen inneholder også enkelte nye rapporteringskrav.

#### *Infrastrukturforordningen – retningslinjer for pan-europeisk energiinfrastruktur*

Råds- og parlamentsforordning 347/2013/EU om retningslinjer for pan-europeisk energiinfrastruktur skal legge til rette for utbygging av infrastrukturprosjekter av felles europeisk interesse innenfor elektrisitet, olje, gass og CO<sub>2</sub>, såkalte *projects of common interest* (PCI). Forordningen er begrunnet i at det er nødvendig å etablere ny, og oppgradere eksisterende, europeisk energiinfrastruktur.

Det er identifisert ulike hindre for etablering av grenseoverskridende energiinfrastruktur. Nasjonale konsesjonsprosesser har ofte vært lang-

varige og omstendelige, og finansieringen av energiinfrastrukturprosjekter har vært krevende å få på plass. Videre har ikke medlemslandene hatt økonomiske insentiver til å bygge ut energiinfrastruktur med mindre infrastrukturen også er av nasjonal interesse. Forordningen tar sikte på å redusere disse hindrene.

Etter forordningen skal det annet hvert år vedtas en liste over energiinfrastrukturprosjekter som det er av felles europeisk interesse å gjennomføre. Forordningen fastsetter regler for hvordan disse prosjektene blir valgt. Den første listen ble vedtatt av Kommisjonen i 2013. Ny liste ble vedtatt i 2015 og inneholder 195 prosjekter, hvorav 108 er relatert til elektrisitet. Prosjektene inkluderer blant annet utenlandsforbindelser og interne nettutbygginger med grenseoverskridende virkninger. Prosjekter av felles interesse skal gis prioritert status i medlemslandenes konsesjonsbehandling, og skal i henhold til forordningen være samfunnsøkonomisk lønnsomme for Europa.

Lønnsomheten skal vurderes basert på en omforent europeisk metodologi for beregning av kostnader og nytte. Forordningen åpner for at kost-nytteanalyser basert på denne metodologien kan legges til grunn for fordeling av investeringskostnader mellom land som har nyttegevin-

ster av et prosjekt av felles interesse. Denne mekanismen omtales som *cross-border cost allocation* (CBCA). Ved uenighet mellom berørte regulatorer, gir forordningen ACER plikt og myndighet til å avgjøre hvordan investeringskostnadene skal fordeles mellom partene.

To mellomlandsforbindelser fra Norge, én til Tyskland og én til Storbritannia, er på listen over prosjekter av felles interesse.

Forordningen er ikke innlemmet i EØS-avtalen, og Norge er derfor ikke folkerettslig bundet av forordningens bestemmelser.

#### *REMIT-forordningen og REMIT implementerende rettsakter*

Parlaments- og rådsforordning 1227/2011/EU om integritet og gjennomsiktighet i energimarkedet (REMIT) har som formål å avdekke og forhindre markedsmisbruk i engrosmarkedene for elektrisitet og gass.

REMIT inneholder bestemmelser som forbyr markedsmanipulasjon og utnyttelse av innsideinformasjon og pålegger markedsaktørene å offentliggjøre innsideinformasjon. Videre regulerer REMIT markedsovervåking og tilsyn med energimarkedene, og ACER gis en sentral rolle som tilsynsmyndighet. De nasjonale regulatorene gis en

#### **Boks 6.4 Kapasitetsfastsettelse**

Resultatene fra den daglige prisberegningen i day-ahead-markedet er sentrale for TSOens (Statnett) planlegging og opprettholdelse av momentan balanse i det påfølgende driftsdøgnet. Før budgivning i day-ahead-markedet, offentliggjør TSOen hvor mye kapasitet som tilbys markedet i ulike deler av nettet. I Norden gjøres dette for hvert snitt, i hver enkelt time i det påfølgende driftsdøgnet. Et snitt kan bestå av én eller flere overføringsforbindelser mellom budområder.

I dag bruker TSOene i Norden modellene Net Transmission Capacity (NTC) eller Available Transmission Capacity (ATC) for kapasitetsberegning. Disse modellene er basert på informasjon om anlegg som er planlagt i drift det neste døgnet, samt skjønnsmessige anslag for priser og kraftflyt. Nordiske TSOer utveksler informasjon og koordinerer uformelt i prosessen.

I henhold kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om en retningslinje om kapasitets-

fastsettelse og flaskehalshåndtering (CACM) av 24. juli 2015, skal flytbasert kapasitetsberegning metode innføres som metode i EU i tiden fremover.

TSOene i Norden kan i felleskap søke regulatorene om å fortsette å benytte NTC dersom de kan vise at flytbasert metode ikke er mer effektiv forutsatt samme nivå på driftssikkerheten. De nordiske TSOene arbeider med å utvikle en nordisk flytbasert metode for kapasitetsberegning for å kunne sammenligne modellene.

Flytbasert kapasitetsfastsettelse ble tatt i bruk i sentrale Vest-Europa i mai 2015. Modellen er utviklet spesielt for å ivareta behovet for koordinert kapasitetsberegning i et masket nett. Med flytbasert kapasitetsfastsettelse gir TSOene mer presis informasjon om nettforhold til prisberegning algoritmen enn i NTC-modellen.

viktig rolle i markedsovervåkning og skal samarbeide med ACER. ACER sørger for koordinering på EU-nivå og med andre relevante myndighetsorganer. For at ACER skal kunne utføre sine tilsynsoppgaver, er markedsaktørene pålagt flere rapporteringsforpliktelser.

#### **6.4.6 CCS-direktivet og innsatsfordelingsdirektivet**

##### *Geologisk lagring av karbondioksid (CCS-direktivet)*

Europaparlamentets- og Rådets direktiv 2009/31/EF om geologisk lagring av CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-lagringsdirektivet) ble vedtatt 23. april 2009. Direktivet etablerer det juridiske rammeverket for en miljømessig sikker lagring av CO<sub>2</sub>. Det stilles krav om etablering av en konsesjonsordning for leting etter, utbygging og overvåkning av lagringssteder for CO<sub>2</sub>, tillatelse til lagring av CO<sub>2</sub>, renhetsgrad for CO<sub>2</sub>-strømmen, overvåking av lagret CO<sub>2</sub>, rapportering til myndighetene m.v. Direktivet bygger i

stor grad på regelverk som allerede er etablert under internasjonale havmiljøkonvensjoner. Norge er bundet av (OSPAR-konvensjonen for Nord-øst Atlanteren og den globale London-protokollen). Direktivet ble gjennomført i norsk rett i 2014.

##### *EUs utslippsforpliktelse under Kyotoprotokollen – byrdefordeling mellom landene*

Innsatsfordelingsbeslutningen (Parlaments- og rådsbeslutning 406/2009/EF) omfatter ikke-kvotepliktig sektor utenom skog, og skal medvirke til at EU samlet oppfyller sine klimapolitiske mål innen 2020. Beslutningen omhandler hvilke utslippsreduksjoner medlemsstatene må foreta i ikke-kvotepliktige samfunnssektorer i perioden 2013–2020 for å bidra til å oppfylle EUs klimapolitiske målsettinger.

Denne beslutningen er ikke vurdert som EØS-relevant, og omfatter ikke Norge.

*Del II*  
*Perspektiver for energisystemet*



## Innledning

Norsk energiforsyning påvirkes direkte og indirekte av utviklingstrekkene i andre deler av verden. Utviklingen i globale markeder får betydning gjennom internasjonale energipriser, priser på råvarer, teknologiutvikling, handelsforhold og gjennom virkningene på økonomisk vekst. Europas utvikling påvirker oss gjennom politikk og markedene vi er tilknyttet. Integrasjonen med de øvrige nordiske landene gjennom et felles kraftmarked gjør at utviklingen i Norden har særlig betydning. I Norge vil utviklingen i befolkning og økonomisk vekst påvirke energibehovet mot 2030.

Deler av energimarkedene gjennomgår nå store endringer. Endringene vil påvirke det norske energi- og kraftmarkedet på ulike måter frem til 2030, og ha betydning for lønnsomheten av ny produksjon og kraftutveksling med utlandet. Tilgangen på nye teknologiske løsninger kan bidra til å effektivisere energiforsyningen over tid. Energiperspektivene på lengre sikt er beheftet med stor usikkerhet. Frem mot 2050 vil det kunne skje en betydelig utvikling i teknologi og markeder som vil kunne endre sammenhengene på energiområdet sammenliknet med i dag.

## 7 Globale energimarkeder

Utviklingen i økonomien og energimarkedene globalt er viktig for perspektivene til det norske energimarkedet. Det skjer store endringer på energiområdet. Investeringene i fornybar produksjon øker raskt, og mange land har satt ambisiøse klimamål for de neste tiårene. I 2014 sto fornybare energiteknologier for 59 prosent av kapasitetsøkningen globalt. Likevel dekkes fortsatt om lag 80 prosent av verdens energibruk av fossile energikilder, og verden trenger stadig mer energi.

For de fleste land er utfordringen i energipolitikken å underbygge en fortsatt positiv velstandsutvikling, samtidig som man sikrer at klimamålene nås. Viljen til å redusere klimagassutslipp knyttet til energibruk ser ut til å være økende. I klimaavtalen fra Paris har mange land blitt enige om hvordan de skal jobbe sammen for å nå målet i FNs klimakonvensjon. Dette skjer parallelt med en betydelig utvikling på teknologiområdet. Kostnadene for mange energiteknologier er kraftig redusert i løpet av relativt få år. Dette bidrar til bedre muligheter enn tidligere for omstilling til mer klimavennlig energibruk. Det forventes derfor fortsatt vekst i fornybar energi globalt.

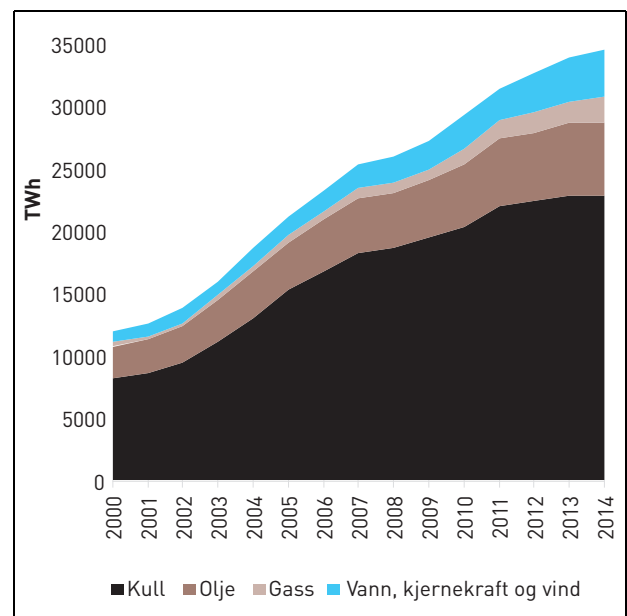
Befolkningsøkning og økonomisk vekst bidrar til stadig økende energibruk. En stor andel av verdens befolkning har fremdeles ikke tilgang på moderne energitjenester. 1,2 mrd. mennesker, om lag 17 prosent av verdens befolkning, er fremdeles uten tilgang til elektrisitet. Om lag 38 prosent av befolkningen har kun tilgang på tradisjonell biomasse til matlaging, noe som forårsaker store helse- og miljøproblemer.

### 7.1 Energibruk

Verdens energietterspørsel har økt med om lag 43 prosent fra 1990 frem til i dag. Det har historisk vært en nær sammenheng mellom økonomisk vekst og økt energibruk. Energiintensiteten globalt har imidlertid falt jevnt siden 1990. Veksten i energibruken har vært lavere enn den økonomiske veksten.

Økt økonomisk velferd for større deler av verdens befolkning påvirker den samlede energibruken. Det er landene utenfor OECD som gjennom de siste tiårene har hatt den største veksten i energibruk. Særlig har veksten vært stor i Kina og andre fremvoksende økonomier, jf. figur 7.1. I India økte energibruken per innbygger med 43 prosent fra 2006 til 2014. Landets elektrisitetsforbruk økte i samme periode med hele 70 prosent.

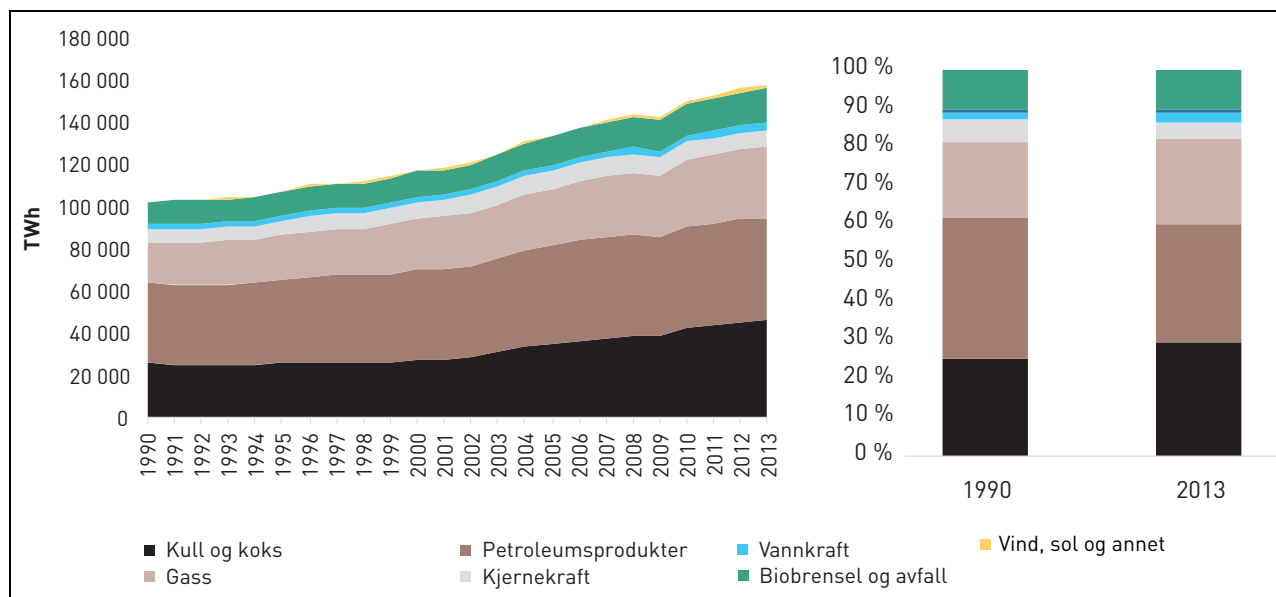
I OECD-landene har lav befolkningsvekst og energieffektivisering bidratt til at energibruken har holdt seg om lag uendret. Det har også vært en betydelig utflytting av energiintensiv industri fra OECD-området til resten av verden. Dette har bidratt til lavere vekst i energibruken innenfor OECD. Sammensetningen av viktige produksjonsland for energi er også i endring, og dette er med på å påvirke handelsmønsteret globalt. Nord-Amerika, som tradisjonelt var nettoimportør av petroleumprodukter, har nå blitt en stor olje- og gassprodusent. Samtidig skjer det geografisk skifte i energibruken til Asia og andre fremvoksende økonomier.



Figur 7.1 Energibruk i Kina fordelt på energikilder.

Kilde: National Bureau of Statistics China





Figur 7.2 Verdens totale primærenergitilførsel.

Kilde: IEA Key World Energy Statistics 2014

## 7.2 Energimiksen

Sammensetningen av energimiksen globalt har ikke endret seg dramatisk siden 1990, jf. de to søylene til høyre i figur 7.2. Kull har vært den raskest voksende energikilden. Økt bruk av kull har dekket om lag halvparten av økningen i verdens energibehov det siste tiåret. Særlig har fremvoksende økonomier i stor grad bygget ut kullkraftverk for å dekke det raskt økende energibehovet. Samtidig har veksten innen fornybar energi vært økende, selv om andelen fremdeles utgjør en liten del av totalen.

I dag har investeringene i fornybar kraftproduksjon nådd samme nivå som investeringene i fossil, jf. figur 7.3. Tradisjonelt har vannkraft og direkte bruk av bioenergi til oppvarming vært den mest vanlige bruken av fornybar energi. De senere årene er det særlig vindkraft og solenergi som har økt. Disse teknologiene har opplevd en stor kostnadsreduksjon. Markedet for fornybar energi har blitt større, drevet frem av kraftig virkemiddelbruk, og teknologiene er i stadig utvikling.

Veksten i fornybar energi skjer både i OECD-land, i fremvoksende økonomier og i utviklingsland. De siste ti årene har de årlige investeringene i fornybar energi vært mer enn dobbelt så høye i

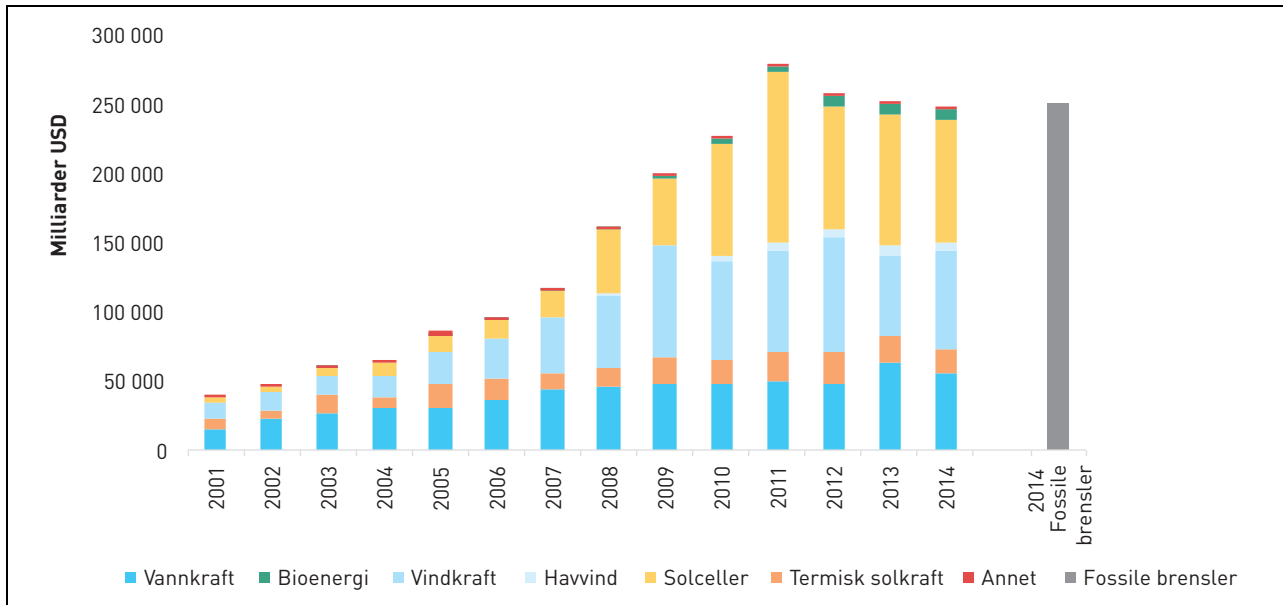
OECD-landene som i land utenfor.<sup>1</sup> Denne trenden har nå snudd. For eksempel har investeringene falt noe i Europa, mens det skjer store økninger i investeringene i blant annet Asia. I 2014 var investeringene i fornybar energi i land utenfor OECD<sup>1</sup> for første gang på nivå med fornybarinvesteringene i resten av verdensøkonomien. I Kina ble det installert mer ny vindkraft enn det ble i Europa og USA til sammen. Også for solkraft drives nå veksten i stor grad av land utenfor OECD-området, jf. boks 7.1.

Til tross for store investeringer i fornybar produksjon de senere årene, er fortsatt kraftsektoren internasjonalt dominert av produksjon basert på fossile brenslere. Av verdens elektrisitetsproduksjon på 23 307 TWh<sup>2</sup> utgjør fossil kraftproduksjon 67,4 prosent. Fornybarproduksjonen utgjør til sammen 21,4 prosent. Sammenliknet med 1995, har fornybarandelen i kraftproduksjon økt med 1,6 prosent.

Vannkraften står for 3/4 av den fornybare kraftproduksjonen globalt. Sol og vindkraft utgjør til sammen 16 prosent av fornybarproduksjonen, og 3,4 prosent av samlet kraftproduksjon.

<sup>1</sup> inkl. Mexico, Chile og Tyrkia

<sup>2</sup> Per 2013. IEA EU Energy in figures, Statistical pocket book, 2015



Figur 7.3 Investeringer i fornybar kapasitet globalt sammenlignet med investeringer i fossil kapasitet.

Kilde: IEA ETP 2015

### 7.3 Perspektiver for de globale energimarkedene

Perspektivene for utviklingen i internasjonale energimarkeder mot 2030 inneholder ulike og store usikkerhetsmomenter. Enkeltlands valg, tatt på grunnlag av lokale forhold, kan ha store effekter for det globale energisystemet. Den raske veksten i ukonvensjonell produksjon av olje og gass i Nord-Amerika og den voksende bruken av fornybar energi i mange deler av verden, er eksempler på dette.

Likevel vil mange av de trendene vi ser i dag etter all sannsynlighet prege utviklingen videre mot 2030 og 2050.

Målet om å redusere globale klimagassutslipp får stadig bredere støtte. I klimaavtalen fra Paris er det enighet om hvordan landene skal jobbe sammen for å nå målet i FNs klimakonvensjon. Det vil kreve at omstillingen til et mer bærekraftig energisystem fortsetter. Flere land og regioner har allerede satt seg ambisiøse mål for dette. EU har vedtatt nye bindende mål for klimagassreduksjon på 40 prosent i 2030. Planen skal følges opp gjennom nye mål og reformering av kvotesystemet og nye mål for ikke kvotepliktig sektor. USAs president Obama lanserte en klimaplan i august 2015. Planen innebærer at utslippene fra kraftsektoren skal være 32 prosent lavere i 2030 enn de var i 2005, hovedsakelig ved å redusere bruk av kullkraft. Kina innfører et kvotemarked for CO<sub>2</sub>, og investerer stort i fornybare energikilder som sol- og vindkraft. India har som mål å

femdoble landets fornybare produksjonskapasitet innen 2022. De siste årene har stadig flere lavinntektsland innført politiske målsetninger for bruk av fornybar energi.

Utviklingen og sammensetning av den økonomiske veksten globalt har stor betydning for fremtidig energietterspørsel, sammensetning av energibærere og prisutvikling for energi i internasjonale markeder. De siste årene har det vært store endringer i den økonomiske veksten i mange land, som har hatt stor påvirkning på verdensøkonomien og internasjonale energipriser, jf. boks 7.2.

Selv om den årlige veksten vil variere, er det grunn til å tro at fremvoksende økonomier fortsatt vil ha en gradvis økende velstandsutvikling. Endringene i velferdsnivå og næringsstruktur i disse landene kan endre sammenhengen mellom økonomisk vekst og energibruk, og sammensetningen av energibærerne. Endringene vil kunne medføre nedgang i bruken av fossile energikilder, og gi en lavere etterspørsel etter energi som følge av effektivitetstiltak og en vridning mot mindre energiintensive næringer. Dette er en utvikling som historisk sett har funnet sted i OECD-landene.

Selv om veksten i fornybar energi fortsetter, er det stor usikkerhet om hvor stor andel dette vil utgjøre av et økende energiforbruk globalt. Verdens befolkning øker og det skjer en geografisk forskyving i energibruk og -produksjon. En eventuell økonomisk vekst i lavinntektsland vil øke det globale energibehovet betydelig, men etter all

### Boks 7.1 Om utvikling i solenergi globalt

Solenergi har vært den raskest voksende energikilden globalt de siste årene. I de ti landene i verden med mest solceller ble det i 2014 installert 33 gigawatt ny solcellekapasitet jf. figur 7.4. Dette tilsvarer den installerte kapasiteten til hele det norske kraftsystemet<sup>1</sup>.

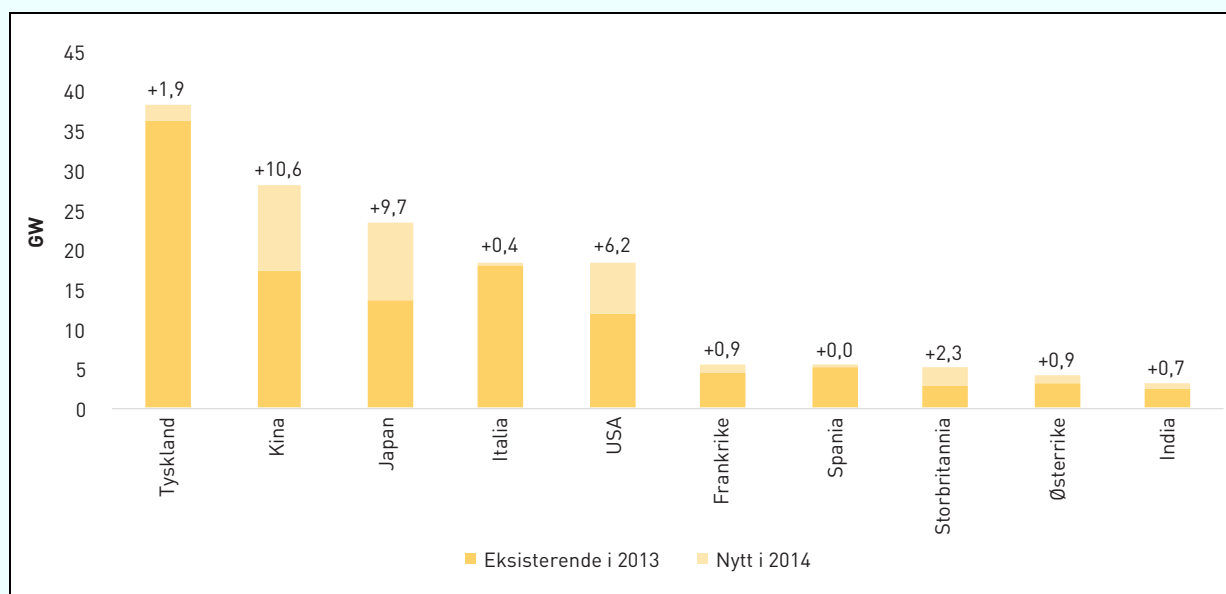
Kostnadene har falt kraftig de siste årene, både for solceller, solkraftanlegg og solvarme. I følge IEA har kostnadene for storskala produksjon falt med 2/3 mellom 2010 og 2015.

Solressursene i store deler av verden, særlig i områdene rundt ekvator, er svært gode. De mest solrike stedene i verden har en solinnstråling på 2500 kWh/m<sup>2</sup>. Solenergi kan tas i bruk

uavhengig av eksisterende nettinfrastruktur. Dette gjør teknologien særlig gunstig for utviklingsland og i distrikter uten tilgang på nett.

India har svært ambisiøse solenergiplaner, og har satt seg et mål om 100 GW installert solkapasitet i 2022. Dette er fem ganger høyere enn deres tidligere solenergimål, og vil kreve 12 GW ny kapasitet årlig i gjennomsnitt i åtte år.

Marokko er et annet eksempel på land med svært ambisiøse planer for solenergi. Målet er å ha installert 2 GW solenergi innen 2020. De ferdigstilte 1. februar 2016 første fase av det som ser ut til å bli verdens største solkraftanlegg på 500 MW.



Figur 7.4 De ti landene med størst solkraftkapasitet (solar PV).

Kilde: REN 21

<sup>1</sup> Solkraft har imidlertid lavere brukstid og produserer derfor mindre per GW installert kapasitet.

sannsynlighet også investeringene innen energi. Tilgang på ny teknologi åpner opp muligheter som tidligere ikke fantes. Hvorvidt den økte fornybare energiproduksjonen vil komme i tillegg til eller erstatte fossil produksjon er usikkert. Markedsutviklingen og hvilke virkemidler som tas i bruk i ulike land vil spille inn.

Enkeltlands valg tas på bakgrunn av både globale utfordringer som klimaproblemet og av egne energisikkerhets- og miljøhensyn. I hvor stor grad landene klarer å samarbeide om å løse disse utfordringene vil blant annet avhenge av fundamentale geopolitiske forhold som politisk stabilitet og kon-

flikter mellom land. Globalt eller multilateralt samarbeid vil generelt kunne gi mer effektive løsninger, både med tanke på hvor raskt de nødvendige endringene kan skje og på hvor mye det vil koste. Teknologioverføring vil for eksempel bidra til en raskere og mindre kostbar omstilling.

Et energisystem med lavere utslipp enn i dag kan ha flere ulike sammensetninger. Det kan for eksempel romme andre energibærere og lavutslippsteknologier enn de som er utbredt i dag, som for eksempel hydrogen, batterier og CO<sub>2</sub>-håndtering. Med utgangspunkt i dagens globale energisammensetning og utsikter til etter-

spørseleksvekst forventes det at fossile energikilder spille en sentral rolle i de globale energimarkedene i også i lang tid fremover, til tross for økende investering i fornybar energi, jf. World Energy Outlook 2015. Utviklingen vil avhenge av samspill-

let mellom markedsutvikling teknologiske endringer og politiske valg og prioriteringer, særlig med tanke på hensyn til miljø og klima, konkurransevne og forsyningssikkerhet.

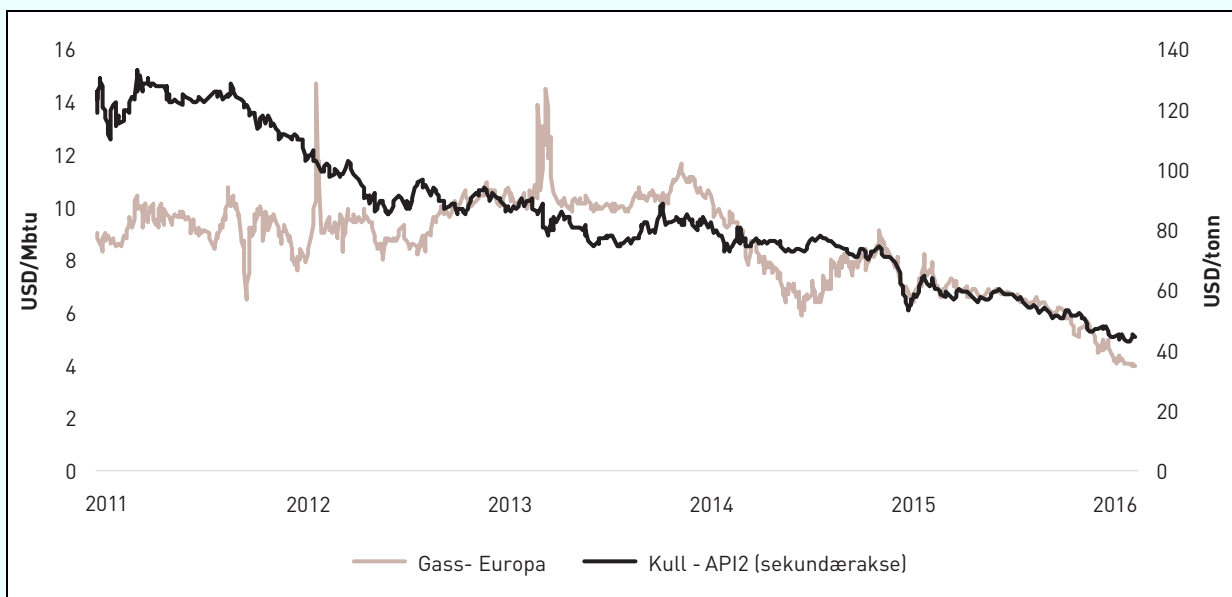
### Boks 7.2 Trender i kull- og gassmarkedene

Prisen i kull- og gassmarkedene har falt betydelig de siste årene, noe som blant annet har stor betydning for kraftprisen i Europa og Norden. Prisutviklingen i brenselmarkedene har vært preget av store investeringer på produksjons-siden, en svak etterspørseleksvekst og fallende oljepriser.

I Europa ble kull omsatt for om lag 44 USD/tonn i mars 2016 mot 130 USD/tonn i januar 2011. Dette tilsvarer et prisfall på over 65 prosent. Mesteparten av nedgangen har funnet de siste to årene. Utviklingen sammenfaller i stor grad med prisutviklingen på gass, jf. figur 4.6. Gassprisene i Europa har falt med over 60 prosent på to år og omsettes i dag for 4 USD/

MMBtu. Prisforventningene i markedene frem mot 2020 er i stor grad en videreføring av dagens situasjon med vedvarende lave priser.

Prisutviklingen frem mot 2030 vil avhenge av økonomisk vekst, prisutviklingen på komplementære energikilder som olje, og eventuelle etterspørseleseffekter som følge av økt fokus på reduksjon av klimagassutslipp, både lokalt, regionalt og globalt. Relativt til kull er det større regionale prisforskjeller for gass, men på grunn av økt eksportkapasitet for LNG vil de ulike regionale markedene kunne bli mer integrerte frem mot 2030. Den europeiske gassprisen ligger i dag mellom den asiatiske og den amerikanske prisen for gass.



Figur 7.5 Utvikling i kull- og gasspriser per 01.03.2016.

Kilde: Thompson Reuters

## 8 Perspektiver for det europeiske kraftmarkedet

### Boks 8.1 Utviklingstrekk i det europeiske kraftmarkedet mot 2030

- Avkarbonisering
- Økt uregulerbar kraftproduksjon og større prisvolatilitet
- Mer desentralisert produksjon
- utfordringer for forsyningssikkerhet og markedsstruktur
- Utviklingen av energiunionen og felles-europeisk rammeverk for kraftsektoren

### 8.1 Omstilling i Europa

Det europeiske kraftmarkedet er inne i en omfattende omstillingsprosess, hvor store endringer har funnet sted de siste årene. Omstillingen har sin bakgrunn i politiske mål på energi- og klimaområdet, den økonomiske utviklingen i Europa og utviklingen i internasjonale energimarkeder.

En viktig del av endringene de senere årene er drevet frem av de klima- og energipolitiske målene. Kraftsystemet er inne i en overgangsfase mellom et system dominert av konvensjonelle termiske kraftverk og et langsiktig mål om betydelig reduksjon i klimagassutslipp fra kraftsektoren. I 2014 sto fortsatt fossil kraftproduksjon for 42 prosent av kraftproduksjonen i EU. De to største kullkraftverkene i Europa slipper ut 70 millioner tonn CO<sub>2</sub>, mer enn de samlede norske klimagassutslippene.

For 2030 har EU vedtatt et bindende mål om minst 40 prosent reduksjon i klimagassutslippene sammenliknet med 1990-nivå. For fornybar energi er målet en andel på minst 27 prosent i 2030, og det er satt et indikativt mål om 27 prosent energieffektivisering. Målene vil ha betydelig påvirkning på utviklingen i energibruk og -produksjon. Flere land har samtidig egne mål om utfasing eller reduksjon av andelen kull- og kjernekraft, for eksempel Tyskland, Belgia og Frankrike.

De energipolitiske målene har hatt særlig betydning for investeringene i kraftsektoren de senere årene. Investeringene i uregulerbare teknologier, som sol- og vindkraft, dominerer i mange europeiske land og har alene bidratt til en produksjonsøkning på over 220 TWh siden 2008<sup>1</sup>. Satsingen på solkraft har også medført at lokal produksjon har fått større plass i enkelte lands kraftsystemer, og gitt en større involvering av forbrukerne i energimarkedet.

Virkningene i kraftmarkedet av en rask innfasing av fornybar energi er allerede synlige, til tross for at fornybarandelen fortsatt er relativt lav. Store svingninger i produksjonen har gitt volatile priser, utfordringer i nettet og krevende markedsforhold. Dette har sammen med andre utviklingstrekk lagt stort press på lønnsomheten i europeiske energiselskaper de siste årene, og bransjen er inne i en omstillingsprosess. Basert på dagens markedspriser er det ikke lønnsomt å investere i ny kapasitet, uavhengig av teknologi. En energipolitikk som legger til rette for økte kvotepriser er derfor viktig for at man skal nå klimamålene uten utstrakt bruk av støtteordninger.

En sentral utfordring i omstillingen av det europeiske kraftmarkedet vil være å integrere mer fornybar kraftproduksjon på en måte som verken svekker forsyningssikkerheten eller verdiskapingen, og som ikke gir for store kostnader for forbrukerne. Dette vil stille store krav til både markedsdesign, støttesystemer og integrasjon av de europeiske markedene, endringer som også vil påvirke Norge og Norden.

### 8.2 Trender i dagens kraftmarked

#### 8.2.1 Økt uregulerbar kraftproduksjon

Satsingen på vind og solkraft har vært betydelig i mange land. Særlig har tilveksten vært stor de siste seks årene, hvor den fornybare kraftkapasiteten har økt med nesten 150.000 MW eller 68 prosent. De raskest voksende fornybarteknologiene har gjennomgående lav brukstid sammenlik-

<sup>1</sup> 2014-tall.

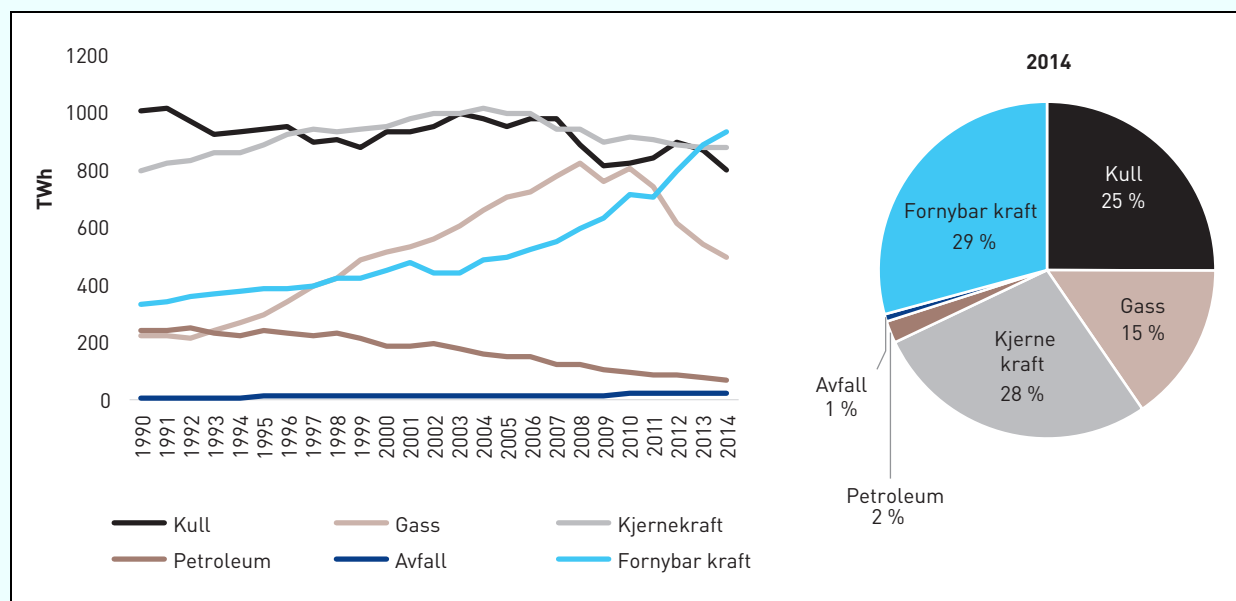
### Boks 8.2 Utvikling i den europeiske kraftforsyningen

Det europeiske kraftmarkedene har i stor grad vært basert på termisk produksjon som kull, gass- og kjernekraft. I 1990 sto disse teknologiene for om lag 78 prosent av kraftproduksjonen. Fornybar kraft utgjorde om lag 13 prosent. Perioden frem til finanskrisen i 2008 var preget økende kraftforbruk, stigende kraftpriser og sterk vekst i produksjonen av gasskraft og vindkraft.

Etter finanskrisen har det europeiske kraftforbruket vært avtagende og markedsprisene for kraft er redusert. Produksjonen av gasskraft

har sunket betydelig, og fornybar kraftproduksjon har økt. Kullkraftproduksjonen har holdt seg relativt stabilt frem til de siste årene.

Per 2014 har fornybarandelen i den europeiske kraftproduksjonen økt til 29 prosent. Fossil kraftproduksjon og kjernekraft utgjør i dag henholdsvis 42 og 28 prosent av produksjonsmiksen, jf. figur 8.1. Det er stor spredning i de ulike landenes produksjonsmikser. Fortsatt har enkelte land en fossilandel i kraftproduksjonen på mer enn 90 prosent. Andre land har langt høyere fornybar andel enn gjennomsnittet.



Figur 8.1 a) Historisk utvikling i kraftproduksjon b) Fordeling mellom produksjonsteknologier i 2014, EU-28.

Kilde: Eurostat

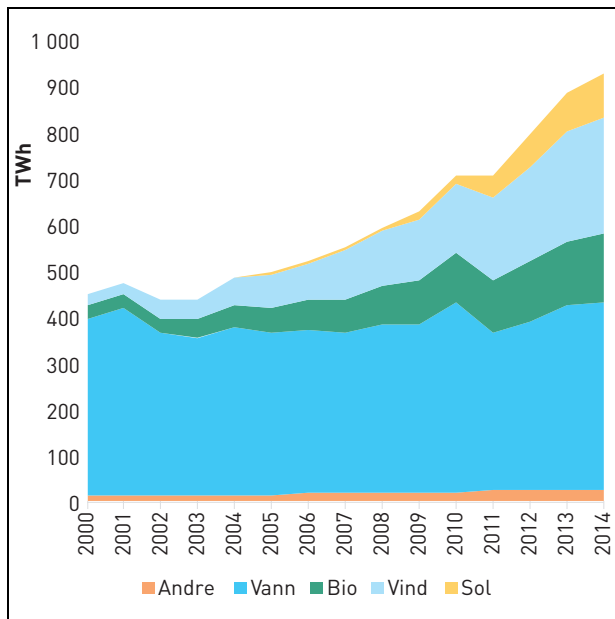
net med annen type kraftproduksjon. Veksten i selve produksjonen gir derfor mer begrensede utslag. Likevel viser perioden 2008–2014 at den fornybare kraftproduksjonen i EU økte med 335 TWh. Dette tilsvarer om lag den samlede kraftproduksjonen i Norge, Sveriges og Danmark i 2014. Vannkraft er fortsatt den største fornybare teknologien for kraftproduksjon i EU, men kapasitetsøkningen har vært liten de siste årene jf. figur 8.2.

Av de fornybare produksjonsteknologiene er det vindkraft som har hatt størst vekst i produksjonen.<sup>2</sup> I perioden 2008–2014 økte totalt installert vindkraftkapasitet med over 65 500 MW og produksjonen med over 130 TWh. Utbyggingen av

solkraft skjøt først fart mot slutten av forrige tiår. Solkraftproduksjonen har økt med 90 TWh og den installerte kapasiteten med 79 000 MW de siste 6 årene. Produksjonen av biokraft har også økt betydelig. Samlet fornybarproduksjon i EU utgjorde 931 TWh i 2014.

Parallelt med at investeringene i sol- og vindkraft har økt, har investeringskostnadene falt. I følge IEA har investeringskostnaden for vindkraft

<sup>2</sup> Kapasitetsveksten innen solkraft har vært større de siste fem årene, men den gjennomsnittlige produksjonsmengden per enhet produksjonskapasitet er betydelig lavere for Solkraft.



Figur 8.2 Produksjonsutvikling for fornybare teknologier, EU-28.

Kilde: Eurostat

blitt redusert med om lag 30 prosent siden 2010. Investeringskostnadene for solkraft har falt med om lag to tredjedeler<sup>3</sup> i samme periode.

Til tross for kostnadsreduksjoner for solkraft og vindkraft har kapasitetsøkningen i hovedsak vært drevet frem av nasjonale fornybarmål og

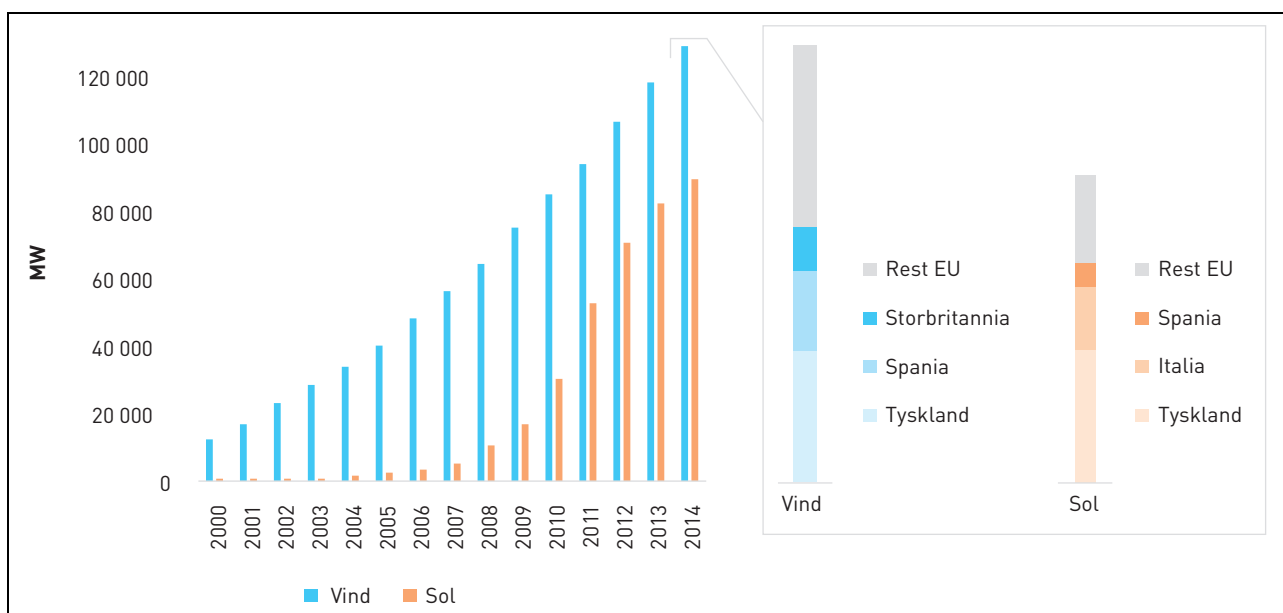
<sup>3</sup> Globalt gjennomsnitt

støtteordninger av ulik innretning. Det er derfor store regionale og nasjonale forskjeller i utbyggingshastigheten i de europeiske landene, og investeringene er mest konsentrert i landene med de mest ambisiøse målene, jf. figur 8.3.

Tyskland skiller seg ut blant de europeiske landene. Utbyggingen i Tyskland har hovedsakelig vært konsentrert til sol- og vindkraft, hvor landet per 1. januar 2015 hadde henholdsvis 43 og 30 prosent av Europas samlede produksjonskapasitet. Også Italia og Spania har hatt storstilt utbygging av sol- og vindkraft. Begge landene fulgte lenge produksjonsutviklingen i Tyskland, men investeringene har nå bremset kraftig opp. Storbritannia har hatt en betydelig satsing innen havvind, og har i dag mer installert kapasitet enn resten av verden til sammen.

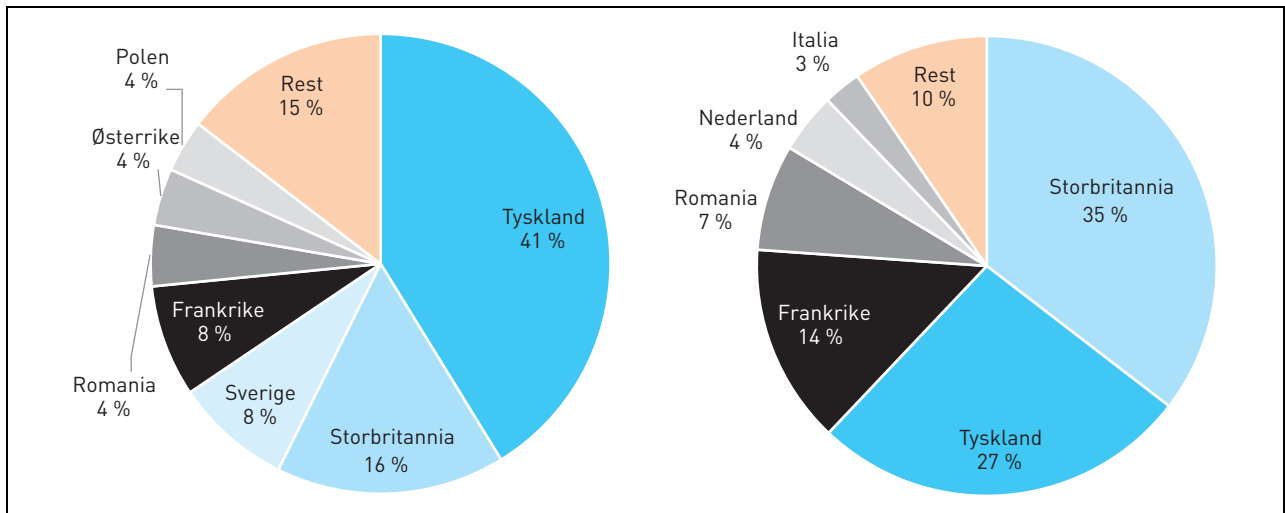
Investeringene har blitt mer konsentrert til enkelte land de siste årene. Tyskland, Storbritannia og Frankrike sto for nesten 70 prosent av den samlede kapasitetsøkningen innen sol- og vindkraft i 2014, jf. figur 8.4. Investeringsbildet mellom de ulike landene endrer seg imidlertid raskt. Storbritannia doblet sin produksjonskapasitet innen solkraft i 2014, og ble for første gang landet med størst årlig økning i solkraftkapasitet.

Totalt sto vind- og solkraft for over 2/3 av tilskuddet til ny produksjonskapasitet i EU i 2014. Fortsatt settes nye i termiske kraftverk i drift, men det fases også ut produksjonskapasitet. Det er bare fornybare teknologier som samlet sett har



Figur 8.3 a) Kapasitetsutvikling sol- og vindkraft EU-28 b) Installert kapasitet per 31.12.2014 for de tre største landene.

Kilde: Eurostat



Figur 8.4 a) Ny vindkraftkapasitet i Europa i 2014 fordelt på land b) Ny solkraftkapasitet i Europa i 2014 fordelt på land.

Kilde: Eurostat

### Boks 8.3 Tysklands Energiewende

Den tyske kraftforsyningen har tradisjonelt vært basert på kull – og kjernekraft. Ved tusenårsskiftet sto disse to teknologiene for nesten 90 prosent av den samlede kraftproduksjonen, og fornybar energikilder for kun 7 prosent.

Den tyske kraftforsyningen er imidlertid inne i en storstilt omstilling, den såkalte «Energiewende». I 2010 innførte regjeringen Merkel ambisiøse målsetninger for kraftsektoren frem mot 2050. Det overordnede målet er å redusere klimagassutslippene med 80–95 prosent relativt til 1990. Fornybarandelen i kraftsektorene skal allerede i 2025 være mellom 40–45 prosent, 55–60 prosent i 2035 og 80 prosent i 2050.

Etter Fukushima-ulykken økte også motstanden mot atomkraft. I august 2011 ble åtte atomkraftverk stengt og man ble enige om at de ni siste skal fases ut innen 2022. Den økte produksjonen, fra hovedsakelig sol- og vindkraft, har derfor i stor grad erstattet kjernekraft. Samtidig har nettoeksporten av kraft økt betydelig. I dag står fornybar kraft for 30 prosent av kraftforsyningen. Kull står fortsatt for over 40 prosent, men det er nå planer om flytte deler av produksjonskapasiteten over i en kapasitetsreserve.

hatt en økning i produksjonskapasiteten de siste to årene<sup>4</sup>.

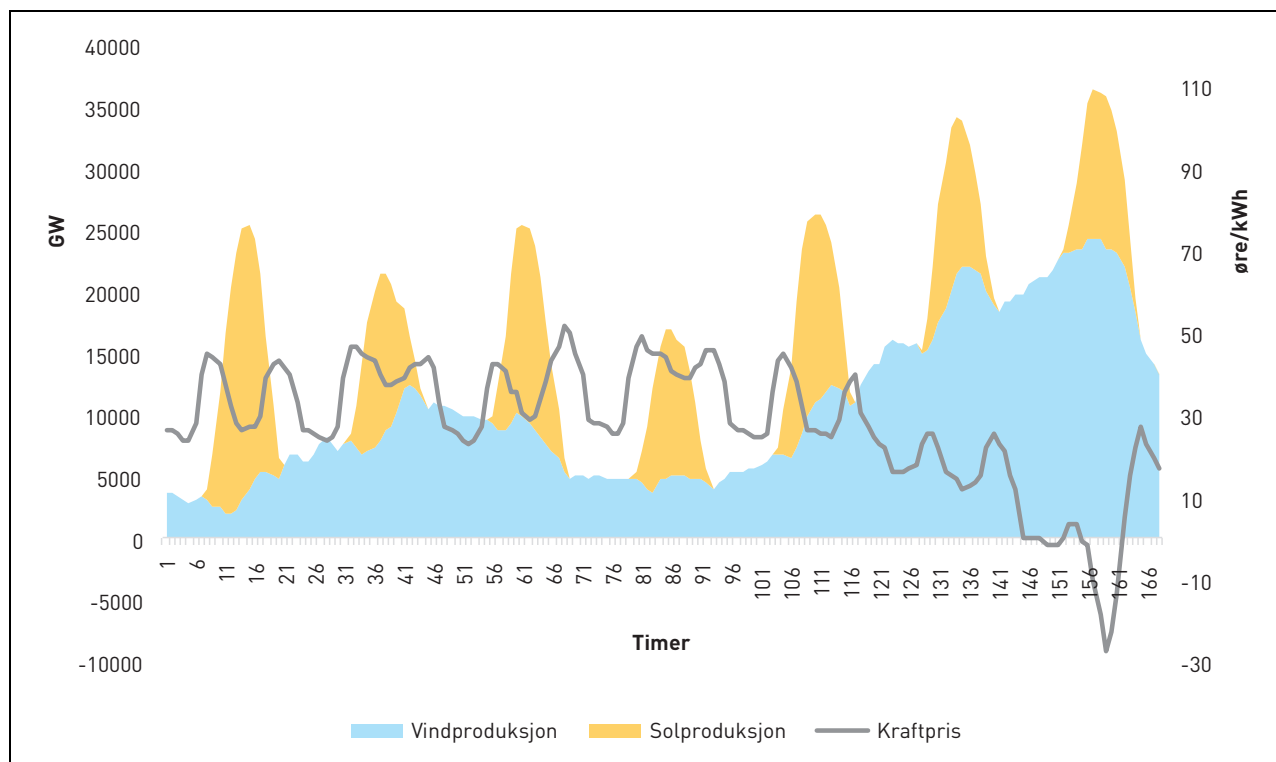
### 8.2.2 Desentralisert produksjon og økt integrering

Den økte fornybare utbyggingen, både i mindre og større skala, har ført til en spredning av kraftproduksjonen. I den europeiske kraftforsyningen har de konvensjonelle termiske kraftverkene tradisjonelt blitt bygd i nærheten av forbrukssentrene. Brensel til slike kraftverk kan fraktes med rør, båt eller tog dersom de ikke er tilgjengelige lokalt. Fornybar kraftproduksjon må imidlertid plasseres der ressurstilgangen er. Kraften fra de fornybare energikildene må dermed i større grad transporteres, både nasjonalt og mellom land, ettersom utbyggingen er ujevnt fordelt på kontinentet. En større spredning av produksjonen krever større utbygging av nett og medfører økte kostnader ved driften av kraftsystemet.

Sol- og vindkraft er kjennetegnet ved en relativt lav brukstid. Det kreves derfor langt høyere produksjonskapasitet for å produsere en gitt mengde energi sammenliknet med termiske kraftverk. I 2014 hadde vindkraft en installert kapasitet på om lag 39 GW i Tyskland. Likevel produserte kjernekraften 70 prosent mer, med en installert kapasitet på om lag 13 GW. Utfordringen for kraftsystemet er at de uregulerbare teknologiene produserer sjeldnere, men til gjengjeld har et vesent-

<sup>4</sup> Kilde Eurelectric, Power Statistics and Trends: the five dimensions of the energy union





Figur 8.5 Tysk vind- og solkraftproduksjon og kraftpris uke 36 i 2015.

Kilde: EEX og Entso-e

lig større produksjonspotensial per time. Samtidig kan produksjonen endre seg betydelig på kort tid, jf. figur 8.5. Dette øker behovet for fleksibilitet i det øvrige kraftsystemet.

Uten tilstrekkelig utbygd overføringskapasitet vil ikke den fornybare kraftutbyggingen kunne utnyttes effektivt. Vind- og solforholdene er korrelerte over landegrensene, og dette forsterker konsekvensene av sterke svingninger i produksjonen innen enkelte områder. For eksempel sammenfaller ofte høy vindkraftproduksjon i Danmark med høy produksjon i Nord-Tyskland. I perioder er det ikke tilstrekkelig kapasitet i nettet til å frakte kraften videre til forbrukssentra sørover på kontinentet. Både Tyskland og Danmark har som følge av dette hatt økende forekomster av negative priser. En stor andel uregulert produksjon konsentrert innenfor enkelte områder får konsekvenser for de omliggende markedene. Kostnadene ved å tilpasse den øvrige produksjonen og kraftsystemet til variasjonene i vind og solkraft kan bli store, spesielt når kraftflyten endres betydelig uten at markedet har planlagt for det.

### 8.2.3 Synkende, men mer volatile kraftpriser

Med dagens markedsdesign bestemmes prisene av de marginale kostnadene ved kraftproduksjon, jf. boks 3.5. Prisene på kull og gass, sammen med kvoteprisene, er derfor viktige for prisutviklingen. De siste årene har både kvote- og brenselpriser vist en sterk nedgang jf. boks 8.7. Sammen med økningen i den fornybare produksjonen, har dette bidratt til synkende kraftpriser de siste fem årene. Fornybare energikilder har svært lave marginale produksjonskostnader sammenlignet med de tradisjonelle kraftverkene. En økende andel fornybarproduksjon innebærer at prisene i stadig større grad presses nedover på bekostning av dyrere produksjon. Figur 8.7 viser utviklingen i de tyske spotprisene på kraft, som har falt med om lag 30 prosent siden 2011.

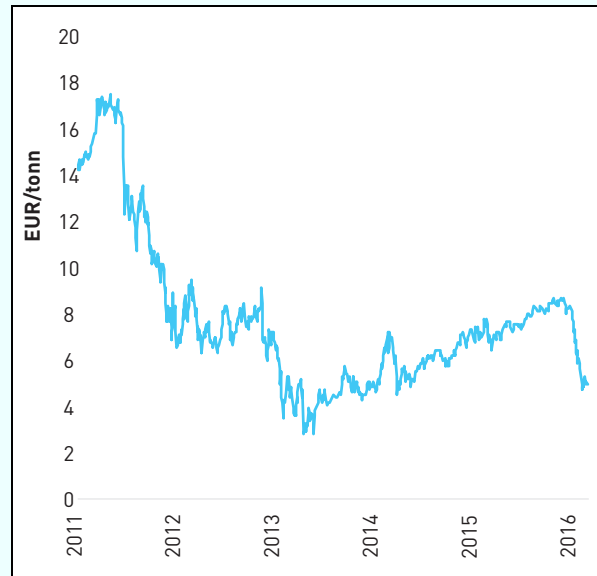
Økt uregulert fornybarproduksjon har også påvirket den tradisjonelle strukturen for kraftprisen over døgnet. Tidligere har prisene vært høyest på dagtid. Forbrukstopper om morgenen og ettermiddagen gjør at dyrere produksjonsteknologier må tas i bruk. Om natten har prisene vanligvis vært lave i det europeiske kraftsystemet.

Solkraft har en svært konsentrert produksjonsprofil, der produksjonen er høyest noen

### Boks 8.4 Prisutvikling i kvotemarkedet

Prisen på kvoter har falt betydelig de siste årene, etter å ha ligget relativt stabilt på et nivå mellom 10–15 euro mellom 2009 og 2011. I senere tid har prisen variert mellom 5 og 10 euro (om lag 50–100 kroner).

En av årsakene til de lave prisene er at den årlige tilførsel av kvoter har vært høyere enn utslippene. Økonomiske nedgangstider i kjølvannet av finanskrisen har bidratt til lavere aktivitet og mindre etterspørsel etter kvoter enn forventet. Sammen med større fornybar produksjonskapasitet og nedgang i fossil kraftproduksjon har dette gitt et økende overskudd av utslippskvoter i markedet. I dagens marked antas det at det er et overskudd av kvoter på omkring 2 milliarder tonn, tilsvarende om lag ett års utslipp i kvotesystemet.



Figur 8.6 ETS-kvotepriis fra 2011–2016.

Kilde: Nord Pool

timer midt på dagen. Dette bidrar til å dempe prisen i timene som tradisjonelt har hatt de høyest priser, jf. figur 8.5. Samtidig avtar solkraftproduksjonen ofte før forbruket. Dette kan gi store pris hopp, fordi det er nødvendig å regulere opp annen kraftproduksjon til høye kostnader. Produksjonen fra vindkraft varierer i større grad mellom uker og døgn. Dette bidrar til å øke prisvariasjonen også i disse tidsintervallene.

På sitt mest ekstreme har den uregulerbare produksjonen ført til negative kraftpriser. De negative prisene oppstår ofte i kortvarige perioder, men kan noen ganger påvirke prisene i markedet for en hel dag. 12. april 2015 var kraftprisene i det tyske markedet nede i -67 øre/kWh, med en gjennomsnittlig pris over døgnet på -7 øre/kWh. Søndag den 6. september samme år var det 13 timer med negative priser. Negative priser forekommer som regel i perioder hvor både vind- og solkraftproduksjonen er høy, og sammenfaller med lavt forbruk i helger eller på helligdager. Ved kortvarige perioder med stort overskudd på uregulerbart kraft kan det være for kostbart for konvensjonelle kraftverk å regulere produksjonen sin ned<sup>5</sup>. Dette bidrar til situasjoner med overskudd i

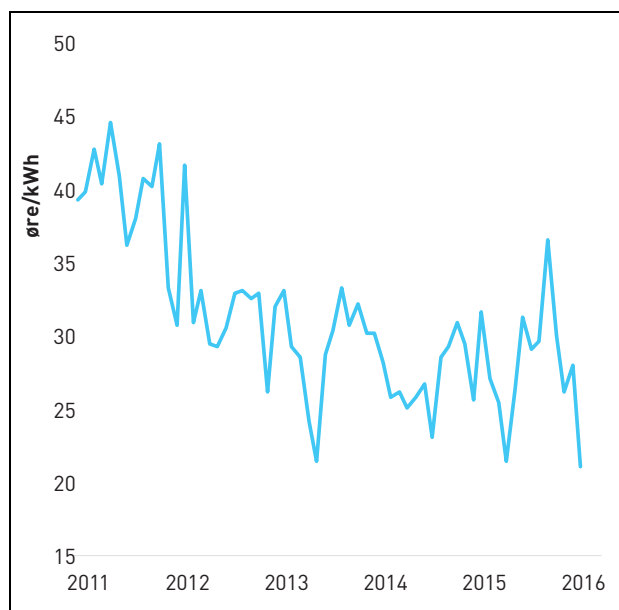
markedene. Samtidig får fornybare teknologier produksjonsstøtte i flere land, noe som kan gjøre det lønnsomt å produsere selv om kraftprisen er lav eller negativ.

Utviklingen i sluttbrukerprisen skiller seg tydelig fra prisutviklingen i spotmarkedene. Figur 8.8 viser utviklingen i sluttbrukerpriser for Tyskland og EU mellom 2010 og 2014. I samme periode som kraftprisene har falt, har sluttbrukerprisen økt med om lag 35 prosent i Tyskland og 16 prosent i EU som helhet. Kostnader knyttet til støtteordningene til fornybar utbyggingen har i stor grad bidratt til denne økningen.

### 8.2.4 Svekket lønnsomhet i termiske kraftverk

Som følge av den store utbyggingen av fornybar kraft, har de termiske kraftverkene stadig mindre produksjonstid gjennom året. Selv om utfasingen av fossil kapasitet har vært en ønsket utvikling i omstillingen av kraftsystemet i Europa, har det vært en forventning om at gasskraften i større grad skulle bli lønnsom på bekostning av kullkraftverkene. I tillegg har utfasing av fossile kraftverk i seg selv vært en utfordring for forsynings-sikkerheten i enkelte lands kraftsystemer. Som følge av denne utviklingen har flere EU-land inn-

<sup>5</sup> I kraftverk som produserer varme i tillegg til strøm er det ofte varmebehovet, og ikke kraftprisen, som styrer produksjonsmengden.



Figur 8.7 Utviklingen i spotprisene i Tyskland per måned, øre/kWh.

Kilde: EEX

ført, eller vurderer å innføre, ordningen som forhindrer ytterligere nedleggelse, jf. boks 8.6.

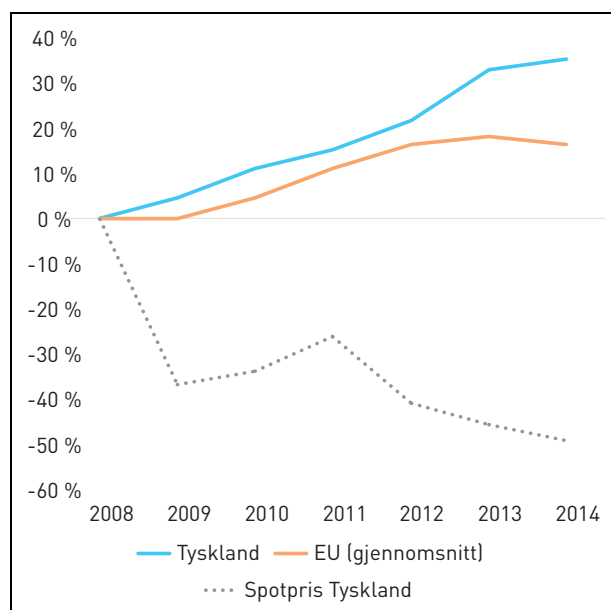
Gasskraftproduksjonen i EU har falt med om lag 40 prosent i perioden 2008–2014 og mange gasskraftverk har blitt satt i reserve eller tatt ut av drift. Lønnsomheten er bedre for eksisterende kullkraftverk, som har lavere driftskostnader på grunn av lave kvote- og kullpriser. De mest kostnadseffektive kullkraftverkene får imidlertid sjeldent dekket mer enn de løpende produksjonskostnadene til dagens kraftpriser.

### 8.3 Perspektiver mot 2030

Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i det europeiske kraftmarkedet frem mot 2030. Mye vil avhenge av den økonomiske utviklingen, det videre arbeidet med energiunionen og utviklingen av et felles europeisk marked. Virkningen av de klima- og energipolitiske målene vil i stor grad avhenge av hvordan politikken gjennomføres og hvordan de ulike målene vektlegges i energipolitikken mot 2030.

#### 8.3.1 Økende andel fornybar kraftproduksjon

Ifølge Europakommisjonen skal andelen fornybar kraftproduksjon øke til minst 45 prosent i 2030, som følge av de overordnede energipolitiske mål-



Figur 8.8 Utviklingen i sluttbrukerprisen, års-gjennomsnitt i øre/kWh, EU-28 og Tyskland.

Kilde: Eurostat

setningene. For at nær halvparten av produksjonen i gjennomsnitt skal kunne dekkes med fornybare teknologier, kreves det betydelige investeringer i ny kapasitet. Med dagens forbruk tilsvarer ambisjonen isolert sett en økning i fornybarproduksjonen på om lag 570 TWh frem til 2030.

Vind- og solkraft vil trolig fortsatt vil være de mest dominerende fornybarteknologiene frem mot 2030. For å produsere ytterligere 570 TWh, kreves det en økning i installert kapasitet på nærmere 400 GW<sup>6</sup>, dersom halvparten tas av solkraft og halvparten tas av vindkraft. Regneeksempelet illustrerer omfanget av den store omstillingen Europa står overfor. Frem mot 2030 vil imidlertid teknologiutvikling, utfasing av fossile kraftverk, større vekst i bioenergi og redusert etterspørsel kunne bidra til at behovet for investeringer blir langt mindre.

På kort sikt gir dagens pristrender ikke grunnlag for å utløse investeringer i fornybarproduksjon i det europeiske markedet. Kvote-markedet skal, ifølge Kommisjonen, spille en viktigere rolle i å muliggjøre en videre omlegging i energi- og kraftsektoren. Markedet skal strammes inn samtidig som det innføres en stabilitetsreserve i 2019. Hvorvidt man lykkes med å løfte kvoteprisene, vil ha stor betydning for den geografiske og teknologiske fordelingen av den fornybare utbyggingen.

<sup>6</sup> Med utgangspunkt i dagens brukstid for sol og vind i Tyskland.

Med et velfungerende kvotemarked vil det i større grad være kostnadseffektiviteten og det fornybare ressursgrunnlaget, og i mindre grad de nasjonale ambisjonsnivåene, som vil være avgjørende for realiseringen av ny produksjonskapasitet. Et strammere kvotemarked vil også kunne bidra til at den termiske produksjonen i større grad vris fra kull- til gasskraft i årene fremover. OECD peker på kvotemarkedet som en viktig premisse for å realisere nok fornybar energi til å nå klimamålene.

Fallende investeringskostnader vil bidra til bedre lønnsomhet for fornybar kraft. IEA anslår 25 prosent kostnadsreduksjon for solkraft og 10 prosent for vindkraft frem til 2020<sup>7</sup>. Andre analysemiljø er mer optimistiske.

Planer om utfasing av kull og- kjernekraft har også stor betydning for utviklingen frem mot 2030. Flere av Storbritannias kullkraftverk skal fases ut på grunn av alder og manglende evne til å møte nye utslippskrav. Britiske myndigheter ønsker å legge til rette for økt investering innen gass- og kjernekraft, i tillegg til fornybar energi. Fremtiden til den tyske kullkraften er usikker, og landet har vedtatt å fase ut all kjernekraftproduksjon innen 2022. Franske myndigheter har som mål å redusere kjernekraftens andel av produksjonen med 25 prosent innen 2025. Også i andre land diskuteres fremtiden til kull- og kjernekraft. For å erstatte denne produksjonen med fornybar produksjonskapasitet, er det behov for betydelige investeringer i årene framover.

### 8.3.2 Kraftprisutvikling mot 2030

Selv med en økende andel fornybar kraftproduksjon, vil trolig de termiske kraftverkene fortsatt være viktige i prisdannelsen i det europeiske kraftmarkedet frem mot 2030. Utviklingen i prisen på fossile brenslers og utslippskvoter vil derfor bety mye for prisutviklingen i Europa.

Brenselprisene bestemmes av utviklingen i det internasjonale markedet, selv om det er regionalt er store ulikheter, spesielt for gass, jf. boks 7.2. Kvotepriisen er den viktigste bidragsyteren til eventuelt økte kraftpriser. Forventningene til kvotepriisutviklingen frem mot 2020 er imidlertid historisk lave. Utviklingen frem mot 2030 vil avhenge av den økonomiske utviklingen, og hvorvidt det energipolitiske rammeverket bidrar til tilstrekkelig knapphet på utslippskvoter. Blant annet kan utstrakt bruk av støtteordninger for fornybar energi bidra til fortsatt lave kvotepriiser.

#### Boks 8.5 Hovedprisdrivere det europeiske kraftmarkedet frem mot 2030

- Brenselspriser (+)
- Kvotepriiser (+)
- Fornybar produksjon (-)
- Etterspørselsutvikling (+)

En eventuelt nedskalering av kull- og kjernekraften i Europa vil isolert sett bidra til å løfte kraftprisene fordi gasskraftverk i større grad kan bli prissettende i markedet. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til denne utviklingen.

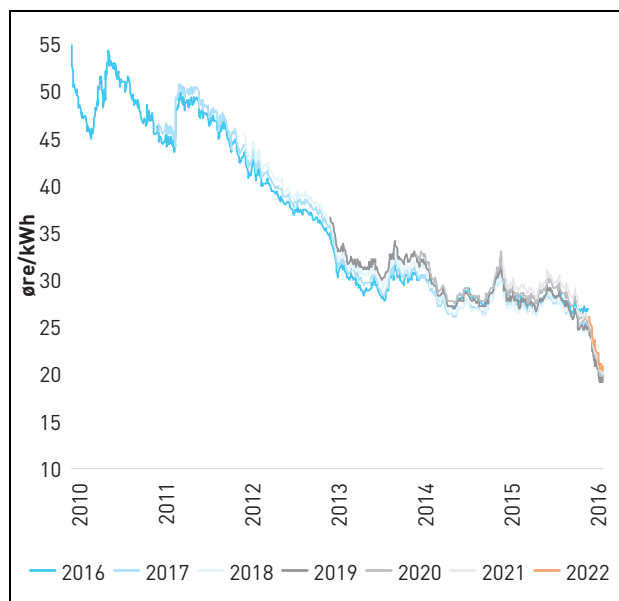
Uavhengig av den øvrige utviklingen, vil mer utbygging av fornybar kraft fortsette å presse prisene nedover på grunn av de lave marginale produksjonskostnadene. I motsetning til kull og gasskraftverk påvirkes ikke kostnadene ved fornybarproduksjon av kvotepriisen. Effekten av kvotepriisen i kraftmarkedet vil dermed gradvis dempes ettersom andelen fornybar kraftproduksjon øker. I en analyse utført for Olje- og energidepartementet finner Pöyry at prisvirkningene fra kvotemarkedet avtar med økende fornybarandel. Nivået på kvotepriisen, og dens virkning på kraftprisen er betydelig svakere i scenarioer der kvotemarkedet suppleres av egne mål for fornybar produksjon og energieffektiviseringstiltak.

Dagens fremtidspriser for kraft indikerer at det fortsatt forventes lave kraftpriser i årene som kommer, jf. figur 8.9. Terminkontraktene<sup>8</sup> for kraft omsettes til historiske lave nivåer, og ligger i flere markeder enda lavere enn dagens markedspriser. Usikkerhet knyttet til den generelle økonomiske utviklingen, samt valg av energipolitiske virkemidler, gjør at prisutviklingen er usikker. Usikkerheten øker med tiden. Mange langsiktige markedsanalyser forventer at både kvote-, brensel- og kraftprisene kan ta seg noe opp frem 2030, men at prisene fortsatt vil holde seg på et relativt lavt nivå.

Til tross for usikkerhet knyttet til kraftprisnivået på langt sikt, vil trenden med økende prisvolatilitet sannsynligvis øke. Med en fornybarandel i kraftproduksjonen økende til 45 prosent, vil prisvariasjonen mellom døgn og uker bli større og mer uforutsigbare. Behovet for å regulere den øvrige produksjonen over døgnet vil øke. På grunn av kostnadene ved kortsiktig opp- og nedregulering av dagens termiske kraftverkspark vil

<sup>7</sup> Globalt gjennomsnitt

<sup>8</sup> Prisen for kraft levert frem i tid.



Figur 8.9 Utvikling i tyske terminpriser for kraft per 01.03.2016.

Kilde: EEX

prisvariasjonene kunne bli betydelig større enn i dag. Dette kan samtidig øke lønnsomheten til forbrukerfleksibilitet og energilagring.

### 8.3.3 Forsyningsikkerhet og markedsutvikling

Elektrisitetens økende andel av energiforbruket gjør at forsyningsikkerheten i den europeiske kraftsektoren blir viktigere frem mot 2030. Samtidig synker den konvensjonelle produksjonskapasiteten fra fossile brenslere og kjernekraft. Utfordringen ligger i at de teknologiene som dominerer investeringsbildet i dag kan ikke tilpasses forbruket, men varierer med været. Selv med en større geografisk spredning i utbyggingen, vil produksjonen fra vind- og solkraft kunne bli lav i store områder samtidig<sup>9</sup>. Et sentralt spørsmål for den europeiske forsyningsikkerheten er derfor hvordan man på sikt skal håndtere disse svingningene.

Ny lagringsteknologi og økt forbruksfleksibilitet kan over tid gi viktige bidrag til den kortsiktige fleksibiliteten i systemet og redusere det samlede behovet for produksjonskapasitet. Frem mot 2030 vil imidlertid produksjonssvingningene fra den uregulerbare produksjonen periodevis kunne bli så store og langvarige at det er vanskelig se at annen produksjonskapasitet ikke må spille en sen-

tral rolle. Dagens batteriteknologi kan i begrenset grad bidra med langsiktig lastflytting, og eventuelle langvarige utkoblinger av større forbruk kommer i konflikt med andre grunnleggende mål i energipolitikken.

Et viktig spørsmål fremover vil være om markedet, slik det er utformet i dag, vil være i stand til å fremskaffe en tilstrekkelig mengde regulerbar produksjon. Prisforventningene er i de fleste markeder for lave til å dekke investeringskostnadene, uavhengig av teknologi. Eventuelt økte kvote- og råvarepriser kan endre den relative lønnsomheten mellom termiske teknologier, men vil også øke de økonomiske insentivene for investeringer i uregulerbar produksjon.

Det er i dag regionale effektutfordringer, men samlet sett overkapasitet i det europeiske kraftsystemet. En aldrende termisk kraftverksparke får imidlertid stadig mindre kjøretid, og produksjonskapasiteten er nedadgående. Når behovet for nye regulerbare kraftverk eventuelt oppstår, må prisene i kraftmarkedet bli svært høye for at det skal være lønnsomt å investere i ny kapasitet. Usikkerheten i slike investeringer vil være stor, både av markedsmessige og politiske grunner. I mange markeder eksisterer det allerede pristak og andre regulatoriske mekanismer som kan hindre at kraftprisen bli uakseptabelt høy.

Mange europeiske land arbeider med etablering av ulike former for kapasitetsmekanismer som en løsning på dette problemet. Det er usikkert hvorvidt dette vil forfølges som virkemiddel på EU-nivå, og hvorvidt slike ordninger vil gi insentiver til å investere i produksjon med mer fleksibilitet, jf. boks 8.6. Kapasitetsmarkeder kan påvirke kraftprisene på flere måter, avhengig av omfang og utforming. Generelt vil slike ordninger kunne redusere prisene i perioder med knapphet og på den måten å svekke lønnsomheten for annen type fleksibel produksjon eller forbruk.

### 8.3.4 Forbrukerfleksibilitet og energilagring

Det er stor oppmerksomhet i EU om forbruksfleksibilitet og forbrukerrollen i kraftmarkedet. Smarte strømmålere vil gi bedre informasjon om strømforbruk og -priser, og legge til rette for automatisk justering av forbruk. Dette vil gi gjennomslag for de kortsiktige prissignalene til større deler av markedet og øke fleksibiliteten i kraftsystemet. Samtidig øker egenproduksjonen av kraft. I Tyskland er det i dag over en million småbedrifter og husholdninger som produserer sin egen strøm. Stadig flere leverer også kraft ut i nettet. Kostnadsutviklingen på batterier gjør det nå også

<sup>9</sup> Analyse av Kjeller vindteknikk på oppdrag fra Statnett.

### Boks 8.6 Kapasitetsmekanismer

Kapasitetsmekanismer er en tilleggsbetaling utover markedspris for tilgjengelig energikapasitet, som kan leveres ved behov. Aktuelle tilbydere av slik kapasitet kan være produsenter av stabil, konvensjonell kraftproduksjon, ofte basert på ikke-fornybare energikilder, eller vannkraft med reguleringsevne. Kapasitetsmekanismer kan også utformes slik at forbrukere kan delta ved å tilby redusert kraftforbruk.

Flere land har innført, eller vurderer å innføre kapasitetsmekanismer. Storbritannia og Frankrike har allerede etablert egne markeder for kapasitet. Også Tyskland har vurdert kapasitetsmekanismer, men vil i stedet etablere strategiske reserver. En rekke land har strategiske reserver i sitt kraftsystem. Disse skal kun være tilgjengelige i situasjoner med svak forsynings-sikkerhet og holdes utenfor kraftmarkedet. Det er sterke begrensninger på når strategiske reserver kan tas i bruk, og det dreier seg om mindre volum.

Dersom hvert land vurderer sin forsynings-sikkerhet isolert, uten å ta hensyn til grenseoverskridende kapasitet og omliggende lands kraftbalanse, kan dette medføre betydelig samlet overkapasitet. På den måten kan kapasitetsmekanismer bidra til for lave priser til å forsvare nyinvesteringer med bedre fleksibilitet. Dette kan igjen forsterke behovet for å opprettholde dyre kapasitetsmekanismer. Kapasitetsmekanismer kan også redusere insentivene til å investere i utenlandskabler dersom disse ikke får delta i ordningene.

Kommisjonen har utgitt retningslinjer om kapasitetsmekanismer som legger vekt på at disse ikke skal diskriminere mellom teknologier eller mellom nye og eksisterende kapasitetstilbydere, at det kun skal betales for tilgjengelighet og at ordningene skal være åpne for aktører på tvers av landegrenser.

mulig for forbrukere, helt ned på husholdningsnivå, å lagre strøm over kortere tidsrom. Prisen på batterier falt med om lag 50 prosent fra 2013 til 2014. Det forventes ytterligere kostnadsreduksjoner i årene fremover. Også større aktører har begynt å investere i energilagring. Statkraft satt nylig i drift et batterianlegg i Tyskland som vil bidra med å kortsiktig balansering i området. Fortsatt utgjør dette små enheter sammenliknet med de store variasjonene i kraftsystemet. Det er også andre teknologier under utvikling som har muligheter for energilagring, som hydrogen.

Flere land ønsker å legge til rette for økt deltagelse i kraft- og balansemarkedet helt ned til små forbrukere. Energilagring og forbrukerfleksibilitet har potensiale for å redusere kostnadene i den fornybare omstillingen, både med tanke på kortsiktig forsynings-sikkerhet og ved å redusere det samlede effektbehovet. Det er foreløpig usikkert hvor stort omfang investeringene vil få, og i hvor stor grad dette vil påvirke kraftsystemet som helhet. Energilagring ved bruk av batterier er i dag lite lønnsomt, men subsidieres i enkelte land. Den teknologiske utviklingen er, sammen med kraftprisen, viktig for den videre utviklingen. Energilagring er mer lønnsomt jo større variasjon det er i kraftprisen. Ved store variasjoner vil også andre regulerbare eller fleksible ressurser finne

lønnsomhet ved å tilby produksjon eller lastflytting. Samtidig vil økt lastflytting i seg selv vil ha en utjevneende virkning på kraftprisen, om omfanget øker. Sammensetningen av den europeiske energiproduksjonen, tilgangen på annen fleksibilitet og i hvilket tidsrom batterier kan bidra, er derfor av stor betydning for den videre utviklingen.

### 8.3.5 Økt integrering og utviklingen av det indre markedet

Arbeidet med det indre energimarkedet står sentralt i den videre markedsutviklingen for det europeiske kraftsystemet og de energipolitiske målsetningene frem mot 2030. Økt integrasjon mellom landene kan skje fysisk gjennom overføringsforbindelser, gjennom markedsintegrasjon og gjennom større grad av harmonisering av energipolitikken mellom landene.

Økt overføringskapasitet mellom de forskjellige kraftmarkedene vil legge grunnlag for en mer kostnadseffektiv drift og omstilling av kraftsystemene i Europa. Det fornybare ressursgrunnlaget er ujevnt fordelt på kontinentet, og har forskjellige egenskaper og produksjonsprofiler. Økt integrasjon gjør det mulig å utnytte disse forskjellene og reduserer effektutfordringene ved regional variasjon i den fornybare produksjonen. Et

godt integrert marked krever mindre kapasitet enn separate, nasjonale løsninger.

Ifølge Entso-e<sup>10</sup>, er det behov for en kraftig økning av overføringskapasiteten mellom land for å tilfredsstille forsyningssikkerhet og kostnadseffektivitet i den europeiske markedsutviklingen frem mot 2030. EU har et uttalt ambisjon om 15 prosent overføringskapasitet målt i forhold til installert produksjonskapasitet for samme periode. Flere mellomlandsforbindelser driftsettes allerede innen få år, og i den europeiske nettutviklingsplanen foreligger det konkrete planer som vil gi en betydelig økning videre mot 2030. For at mellomlandsforbindelsene skal utnyttes

effektivt, må det innenlandske nettet i medlemslandene ha tilstrekkelig kapasitet.

Et velfungerende indre marked er også avhengig av at de energipolitiske rammeverket harmoniseres på tvers av landegrensene. Markedene er i dag i stor grad tilpasset ulike nasjonale reguleringer og støtteordninger. Dette svekker prissignalelene for investeringer, produksjon og forbruk. Et fullt integrert europeisk kraftmarked fordrer stor tillit til at den europeiske markedsstrukturen vil gi tilstrekkelig forsyningssikkerhet og verdiskapning på tvers av kontinentet. Arbeidet med ny markedsdesign og tredje energimarkedspakke har derfor stor betydning for utviklingen frem mot 2030.

<sup>10</sup> Samarbeidsorganet til de europeiske systemoperatørene.

### Boks 8.7 Nytt markedsdesign – utvikling i EU

På kort og mellomlang sikt vet vi en del om målene og retningen for EUs politikk- og regelverksutforming på kraftmarkedsområdet. Disse er fastsatt i EUs *Target Model* for det indre markedet og konkretisert gjennom utforming av bindende retningslinjer og nettkoder som utfyller tredje energimarkedspakke, jf. kap.6.4.5.

På lang sikt må markedsdesignet utvikles dynamisk og tilpasses gjeldende utfordringer i det europeiske energisystemet, som vil avhenge av utviklingen i en rekke forhold som er diskutert tidligere i kapitlet. I EU-kommisjonens strategi for etableringen av Energiunionen er den videre utviklingen av kraftmarkedet viet mye plass. Kommisjonen mener det er nødvendig med et nytt markedsdesign for å møte forventede utfordringer fremover og for å nå ambisjonen om en robust energiunion, med sikker og rimelig tilgang til energi for alle og en fremtidsrettet klimapolitikk.

Som en oppfølging av strategien for Energiunionen har Kommisjonen presentert flere dokumenter med forslag til ny politikk på kraftmarkedsområdet, herunder en melding om nytt energimarkedsdesign og en melding om sluttbrukermarkedet. Disse dokumentene, sammen med strategien for Energiunionen, gir en tydelig retning for den videre utviklingen av det indre elektrisitetsmarkedet på lengre sikt.

Bakgrunnen for meldingen om nytt energimarkedsdesign er de store endringene som foregår i Europas elektrisitetssystem. Kommisjonen peker på en rekke områder som må håndteres slik at det europeiske energimarkedet er mer tilpasset denne nye virkeligheten og

bedre integrerer alle markedsaktører. Markedsaktørene omfatter også fleksibelt forbruk, fornybar produksjon og andre tjenestetilbydere.

Kommisjonen legger vekt på betydningen av at elektrisitet har ulik verdi på ulike tidspunkt og at prisene må få variere for å gi relevante produksjons- og investeringssignaler. For at aktørene skal få mulighet til å sikre seg mot varierende day-aheadpriser ønsker Kommisjonen å legge til rette for velfungerende markeder for langsiktige kontrakter, som et supplement til de felleseuropeiske day-ahead- og intradagmarkedene og regionale balansemarkedene.

Videre understreker Kommisjonen at markedsdesignet må tilpasses slik at investeringsbeslutninger i fornybar kraftproduksjon tar hensyn til alle forhold som påvirker produksjonskostnadene. Det fordrer at fornybar kraftproduksjon integreres i et marked med effektiv prisområdeinndeling som gir riktige signaler om hvor og når elektrisitet bør produseres. Markedsløsningene må være fleksible slik at flere aktører kan tilby sin fleksibilitet, inkludert forbrukere og fornybar kraftproduksjon. Kommisjonen ønsker en mer regional tilnærming til utformingen av støttesystemer for fornybar kraftproduksjon, istedenfor dagens nasjonale tilnærming.

Kommisjonen legger til grunn at et velfungerende indre energimarked med effektiv prisdannelse og riktige investeringssignaler vil redusere behovet for kapasitetsmekanismer<sup>1</sup>. Likevel innser Kommisjonen at enkelte land nå innfører kapasitetsbetaling for å sikre tilstrekkelig produksjonskapasitet i kraftsystemet.

**Boks 8.7 forts.**

Kommisjonen vil at vurderinger av behov for og innføring av kapasitetsmekanismer koordineres på et regionalt nivå, og at det utvikles en standardisert modell for å analysere hva som er tilstrekkelig produksjonskapasitet. Det legges vekt på at analysene må ta hensyn til fleksibilitet i etterspørsel og produksjon, utvekslingskapasitet og produksjonsressurser i naboland, og relevant europeisk politikk, som forventet utvikling i CO<sub>2</sub>-markeder og energieffektivisering. Kommisjonen foreslår å lage en referansemodell for én eller noen få mekanismer til regionalt bruk, som fremmer grensekryssende deltakelse og minimerer vridninger i markedet.

Meldingen om sluttbrukermarkedet følger opp visjonen om en energiunion med innbyggerne i sentrum. Kommisjonens ønsker tettere kobling mellom sluttbruker- og engrosmerkene og bruk av ny teknologi som muliggjør nye og innovative energitjenester som kan bidra til at sluttbrukere kan styre og redusere energiforbruk og kostnader. Det legges også vekt på at tariffene designes slik at de ikke motvirker forbrukerfleksibilitet. Kommisjonen vil avskaffe regulatoriske barrierer som hindrer forbrukere, eller aggregatorer fra å tilby fleksibilitet, og særlig regulerte priser.

Strategien for sluttbrukermarkedet har tre hovedpilarer. Første pilar er styrking av sluttbrukerne gjennom bedre informasjon, et bredere handlingsrom og god forbrukerbeskyttelse. Viktige områder er blant annet husholdningenes mulighet til å bytte strømleverandør, få god forbrukerinformasjon og insentiver til energisparing. Andre pilar er å fremme smarte løsninger som gjør det enklere for sluttbrukerne å delta i markedet og redusere kostnader. Kommisjonen vil jobbe for standardisering og utrulling av smarte strømmålere og støtte videre utvikling av smarte nettløsninger og tjenester slik at fleksibelt forbruk belønnes. Tredje pilar er fokus på databehandling og sikkerhet, som blir viktigere for eksempel ved utrulling av avanserte målere.

Kommisjonen vektlegger betydningen av at landene samarbeider og koordinerer seg med sine naboer i utformingen av energipolitikken. I strategien for Energiunionen legges det opp til at tekniske oppgaver, som etablering av nye markedsløsninger for balansehåndtering og samordning av systemdriften, utvikles og gjennomføres på regionalt nivå. Kommisjonen vars-

ler at de vil utarbeide en retningslinje for regionalt samarbeid og engasjere seg aktivt i eksisterende regionale initiativ. Dette er for å sikre at disse utvikles på en enhetlig måte og på sikt fører mot et fullt integrert indre energimarked. Det understrekes at regionalt samarbeid ikke må begrenses til EU-stater, men også bør involvere tredjeland.

Kommisjonen ønsker også etablering av regionale driftssentraler, og peker på de eksisterende regionale samarbeidene for sikker drift som et viktig første steg i retning av mer regional koordinering og integrasjon av systemdriften.

Kommisjonen varsler en gjennomgang av inntektsrammeverket for TSOene for å sikre at det gis riktige investeringssignaler. Kommisjonen vil også gjennomgå distribusjonssystemoperatørens (DSOenes) rolle, deres ansvar og insentiver til å ta i bruk lokal fleksibilitet og ny teknologi, eierskap og håndtering av forbrukerdata, samt utformingen av tariffene i distribusjonsnettene. Kommisjonen peker også på behov for tettere samarbeid mellom TSOer og DSOer om planlegging og drift av kraftsystemet.

Kommisjonen vil at ACER og ENTSO-E får utvidede fullmakter og i større grad får rollen som europeisk regulator og systemoperatør enn de har i dag. ACER vil sammen med andre europeiske myndigheter, som det europeiske finanstilsynet, få et større ansvar for overvåkingen av energimarkedet og norske aktører vil ha rapporteringsplikt til disse.

I forbindelse med gjennomgangen av ACER og ENTSO-Es roller vil Kommisjonen også vurdere prosessen for utvikling av nettkoder og retningslinjer, hvor disse organisasjonene i dag har en sentral rolle. En styrking av det regulatoriske rammeverket kan også innebære å integrere aktører som i dag ikke er regulert, slik som kraftbørser.

Generelt legges det opp til økt markedsovervåking og rapportering på europeisk nivå. I strategien for energiunionen legges det vekt på en streng håndhevelse av konkurranselovgivningen for å hindre misbruk av markedsrett og konkurransevridning i det indre markedet. Kommisjonen ønsker også å sikre økt transparens i energiprisene, ved å innføre krav om regelmessig og detaljert overvåking og rapportering.

<sup>1</sup> Se faktaboks 8.6 for informasjon om kapasitetsmekanismer.



## 9 Perspektiver for energibruken i Norge

### 9.1 Innledning

Nesten all aktivitet i samfunnet medfører bruk av energi, og en rekke faktorer påvirker utviklingen i det norske energibehovet frem mot 2030. Størrelsen på, og sammensetningen av, økonomisk vekst, befolkningsvekst, bosettingsmønster og teknologisk fremgang påvirker på ulike måter utviklingen i energibruken over tid. Utviklingen i energipriser, politikk og rammebetingelser på energiområdet spiller også inn. Utviklingen i internasjonale markeder frem mot 2030 vil ha stor betydning for sektorer hvor energibruken er høy. Også andre trender, som endringer i forbrukernes preferanser og adferd, kan påvirke energibruken over tid. Slike endringer er vanskeligere å vurdere effektene av på lang sikt.

Elektrisitet blir en stadig viktigere del av energibruken, både i Norge og andre land. Teknolog utviklingen gjør det mulig å bruke elektrisitet på nye områder. IKT benyttes i stadig flere prosesser i økonomien og i husholdningene. Bruken og avhengigheten av elektrisitet til slike formål forventes å øke frem mot 2030. Dette har betydning for den samlede energibruken og for kraftsystemet.

### 9.2 Perspektivene for norsk økonomi og drivere for energibruken mot 2030

De langsiktige utsiktene for norsk økonomi avhenger av flere faktorer, blant annet utviklingen hos handelspartnere og tilgangen på ressurser

#### Boks 9.1 Hovedtrekk ved utviklingen i energibruken til 2030

- Svakere vekst i samlet energibruk
- Fortsatt mer effektiv bruk av energi
- Økende bruk av elektrisitet
- Høyere effektforbruk

som arbeidskraft, kapital og råvarer, og hvordan disse innsatsfaktorene utnyttes (produktivitet).

Fremskrivninger av norsk økonomi med utgangspunkt i Perspektivmeldingen (Meld. St. 12 (2012–2013)) legger blant annet til grunn

- fortsatt høy befolkningsvekst
- jevn, men avtakende økonomisk vekst frem mot 2030
- fortsatt vridning mot tjenesteytende næringer med lavere energiintensitet i produksjonen enn andre sektorer
- teknologisk fremgang på 1,6 prosent per år

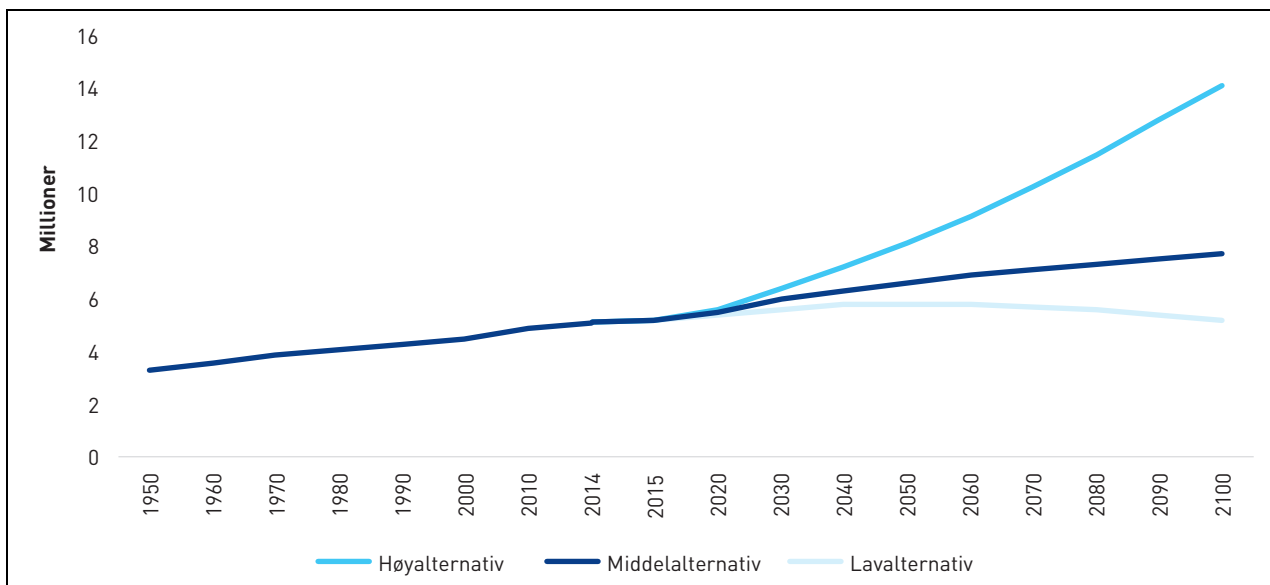
Flere forhold trekker i retning av at den underliggende veksten i norsk økonomi vil være litt lavere fremover enn i de siste par tiårene, jf. Meld. St. 1 (2015–2016), Nasjonalbudsjettet 2016. Selv om utvinning av olje og gass fortsatt vil gi store inntekter for Norge i mange år fremover, vil nærings bidrag til veksten i resten av økonomien trolig avta. Samtidig har veksten i produktiviteten i fastlandsøkonomien vært lav de siste årene.

Utsiktene til utviklingen i norsk økonomi vil på kort sikt påvirke energibruken. De langsiktige og strukturelle perspektivene fra perspektivmeldingen legger imidlertid fortsatt grunnlaget for vurderingene av norsk økonomi på lang sikt.

#### Befolkningsutvikling

Befolkningsvekst er en av de viktigste driverne for utviklingen i økonomisk vekst og energibruk mot 2030. Befolkningsutviklingen har betydning for størrelsen på arbeidsstyrken. Utviklingen i energibruken vil på sikt være avhengig av hvor mye av verdiskapningen som skjer ved hjelp av arbeidskraft, og hvor mye som skjer ved hjelp av mer energikrevende utstyr. Videre har befolkningsutviklingen betydning for etterspørsel etter varer og tjenester, som også påvirker bruken av energi. I tillegg vil befolkningens sammensetning og bosettingsmønster påvirke den økonomiske utviklingen og energibruken.

I SSBs siste befolkningsfremskrivning for perioden 2014–2100 legges det til grunn i et middelalternativ at befolkningen i Norge vil øke fra dagens



Figur 9.1 Fremskrivninger av befolkningsutviklingen. Middelalternativ, lavalternativ og høyalternativ.

Kilde: SSB

5,1 millioner til 5,9 millioner personer i 2030. Dette tilsvarer en vekst på 16 prosent frem mot 2030.

En direkte effekt av økt befolkning er at stadig flere personer må ha et sted å bo, slik at samlet boligareal stiger og samlet energibruk øker. Én million flere mennesker medfører isolert sett en økning i energibruken på 10 TWh bare i husholdningssektoren. En annen direkte virkning av befolkningsvekst er økt etterspørsel etter varer og tjenester. Flere innbyggere vil også normalt føre til at yrkesbyggarealet øker, fordi det blir flere yrkesaktive. Det øker dermed behovet for butikker, varehus, kafeer, produksjonslokaler og andre bygninger innen industri og tjenesteytende næringer.

Urbaniseringstrenden forventes å fortsette fremover. I følge SSB vil folketallet i sentrale<sup>1</sup> strøk øke med 1,5 millioner, fra 4,2 millioner til 5,7 millioner i 2040. I mindre sentrale strøk vil økningen være på 80 000. Urbanisering medfører et lavere energibehov som følge av høyere befolkningstetthet. Kompakte byer der reiseveier er kortere og der kollektivtransport, gåing og sykling er reelle alternativer, reduserer behovet for energi til transportformål. Lavere boareal per boenhet, som følge av flere leiligheter istedenfor hus, reduserer også energibruken i bygg. Kompakte byer medfø-

rer gjerne også en mindre energiintensiv næringsstruktur med flere tjenesteytende næringer.

#### Økonomisk vekst

Økonomisk vekst gir økt etterspørsel etter varer og tjenester. Dette øker behovet for energi, både til produksjon av varer og tjenester, og til transport av personer og varer. Selv om sammenhengen mellom økonomisk vekst, befolkningsutvikling og etterspørsel etter energi har blitt svakere de siste årene, vil aktivitetsnivået i norsk økonomi fortsatt ha stor betydning for energibruken over tid. Det er forventet en jevn, men avtagende økonomisk vekst mot 2030.

#### Endret næringsstruktur

Utviklingen i næringsstrukturen i norsk økonomi har betydning for veksten i energibruken. Industrisektoren er generelt sett mer energiintensiv enn tjenesteytende sektorer, som er mer arbeidsintensive. Utviklingen i sammensetningen mellom disse sektorene, og innad i sektoren, vil kunne ha stor betydning for det fremtidige energibehovet i Norge. En vridning fra arbeidsintensive varer og tjenester til mer energiintensive produkter vil medføre økt energibruk. Motsatt vil en vridning mot arbeidsintensive varer og tjenester redusere veksten i energibruken. I tråd med de strukturelle endringene de siste tiårene ventes det fortsatt sterk vekst i tjenesteytende næringer mot 2030.

<sup>1</sup> SSB opererer med en inndeling av kommuner etter sentralitet. I denne sammenhengen er sentrale strøk definert som Sentralitet 2 og 3.

### *Teknologisk endring*

Teknologisk fremgang er den viktigste drivkraften bak produktivitetsvekst. Veksten i produktivitet er en sentral driver for den økonomiske veksten. Virkningen av teknologisk fremgang på energibruken er sammensatt. Ny teknologi kan bidra til å dempe veksten i energibruken gjennom effektivisering, eller økt energibruk gjennom introduksjon av nye maskiner og apparater som bruker energi. For økonomien som helhet utgjør imidlertid teknologisk fremgang en vekstimpuls. Teknologisk fremgang vrir også produksjonen mot kapitalintensive næringer på bekostning av arbeidsintensive næringer. Dette bidrar også til økt energibruk. Virkningen av den teknologiske fremgangen er dermed at energibehovet øker, selv om energien brukes mer effektivt.

### *Endrede energipriser*

Endringer i energipriser påvirker både sammensetningen og mengden av energibruken. En økning i prisen på én energibærer kan bidra til å vri etterspørselen mot andre energibærere. Denne fleksibiliteten i bruken av energibærere er imidlertid avhengig av tilgjengelig teknologi og hvilke relative energipriser beslutningstakeren står overfor. Muligheten til å gå over til andre energibærere er på kort sikt begrenset av at det for mange er nødvendig å gjøre tilleggsinvesteringer. Dette innebærer at relativt sterke prisendringer over lengre tid må til for å gjøre det lønnsomt å skifte energibærere. Økte energikostnader trekker isolert sett i retning av lavere etterspørsel og produksjon av varer og tjenester. De energiintensive delene av næringslivet blir mindre lønnsomme og arbeidsintensive næringer, som tjenesteyting, vil relativt sett øke i lønnsomhet. Økte energipriser kan derfor på sikt gi en mindre energiintensiv næringsstruktur og redusere det totale energibehovet.

Et siste element er at effektiviteten og virkningsgraden av de ulike energibærerne vil påvirke den totale energietterspørselen. En overgang til elektrisitet fra olje til oppvarming vil for eksempel redusere den totale energibruken.

### *Samspillet mellom energibruken og viktige drivere frem mot 2030*

SSB har analysert utviklingen i energibruken i Norge mot 2030 og 2050 med utgangspunkt i referansebanen i Perspektivmeldingen.<sup>2</sup> Fremskrivningene gir anslag for energibruk og energiinten-

sitet ved en videreføring av dagens virkemidler, og fanger ikke opp effekter av eventuell ny politikk og nye virkemidler. Beregningene tar hensyn til produkter og innsatsfaktorer i hele økonomien og sørger på den måten for at energibruk blir satt i sammenheng med helheten i norsk økonomi.

Makroøkonomiske beregninger fanger ikke opp alle trender som påvirker energibruken over tid. Analysene gir likevel en indikasjon på hvordan de overordnede utviklingstrekkene for norsk økonomi vil bidra til å påvirke energibruken over tid.

Frem mot 2030 forventes det særlig vekst i energibruken innenfor transport, tjenesteytende sektor og i husholdninger. Dette henger tett sammen med den forventede veksten både i befolkningsstørrelsen og i økonomien generelt. Endringene er størst frem mot 2020. Den årlige veksten forventes å gradvis avta, slik utviklingen også har vært de siste 25 årene.

Ifølge SSBs beregninger forventes det en lavere nedgang i energiintensiteten enn det vi har sett de siste tiårene. Gjennomsnittlig nedgang i energiintensiteten var på 1,8 prosent i perioden 1980–2012 (stasjonær energibruk/BNP). For perioden 2013–2030 beregner SSB i sine analyser en gjennomsnittlig reduksjon i energiintensiteten på 1,5 prosent per år. Endringene i energiintensiteten avhenger i stor grad av hvilke sektorer som inkluderes og av hvilken tidsperiode det tas utgangspunkt i.

Energiintensiteten synker dersom energibruken øker mindre enn økningen i BNP. Strengere energikrav til nye bygg og stadig mer energieffektive apparater kan bidra til å dempe veksten i energibehovet. En videreføring av dagens insentiver til å velge utslippseffektive biler, i tillegg til fortsatt teknologiforbedringer, kan bidra til effektivisering av energibruken i transportsektoren. Strukturelle endringer der tjenesteytende sektor vokser sterkere enn de energiintensive industrinæringene vil fortsette å bidra til å redusere energiintensiteten. Derimot vil den avtagende økonomiske veksten trekke i retning av at nedgangen i energiintensiteten blir lavere frem mot 2030.

## **9.3 Økende elektrisitets- og effektforbruk**

Elektrisitet står for den største andelen av energibruken på fastlandet. Vekst i norsk økonomi vil øke bruken av elektrisitet, og en større befolkning øker etterspørselen etter boliger og bruk av elek-

<sup>2</sup> Meld. St. 12 (2012–2013)

tristitet til oppvarming. Teknologisk utvikling bidrar samtidig til en økende, men stadig mer effektiv, beholdning av elektriske maskiner og apparater. De nye apparatene bidrar til økt bruk av elektrisitet over korte tidsrom.

Teknologiutviklingen gjør det mulig å bruke elektrisitet på nye områder. IKT-verktøy benyttes i stadig flere prosesser i økonomien og i husholdningene. Bruken og avhengigheten av elektrisitet til slike formål forventes å øke frem mot 2030.

Omlegging fra fossil energibruk til bruk av fornybare energikilder fører i økende grad til elektrifisering av enkelte sektorer. Dette er utviklingstrekk som vil påvirke veksten i elektrisitetsforbruket i årene fremover. Vekst og utvidelser i eksisterende kraftintensive næringer og etablering av nye næringer med høyt forbruk av elektrisitet kan bidra til økt vekst i det norske elforbruket frem mot 2030. I transportsektoren kan elektrisitet komme til å dekke en økende andel av energibruken.

En konsekvens av bruk av elektrisitet til stadig flere formål er at det kortsiktige uttaket av elektrisitet fra nettet, eller maksimalt effektuttak, vil øke. Større behov for lading på visse tider av døgnet, effektkrevende elektrisk utstyr og annen bruk av elektrisitet kan medføre at effektuttaket over døgnet og timer vil kunne variere mer.

Selv om det forventes et økt forbruk av elektrisitet, er utfallsrommet stort frem mot 2030. Med utgangspunkt i dagens rammebetingelser og utsikter til økonomisk utvikling har NVE beregnet en vekst i bruttoforbruket av elektrisitet på om lag 0,5 prosent per år frem mot 2030. Dette innebærer en økning fra dagens nivå på 130 TWh til i overkant av 143 TWh i 2030, med de gitte forutsetningene. NVE peker på at flere utviklingstrekk kan bidra til å både øke og redusere dette anslaget, for eksempel når det gjelder utviklingen i norsk økonomi, konkurransesituasjonen for norsk industri internasjonalt og omfanget av overgangen til elektrisitet i transportsektoren.

Veksten og sammensetningen av elektrisitetsforbruket påvirker også perspektivene for utviklingen i effektforbruket. Det høyeste effektuttaket som er registrert så langt i Norge ble målt om morgenen 21. januar 2016 og var på 24 485 MW. Frem mot 2030 anslår NVE at maksuttaket for effekt kan øke til mellom 28 000–35 000 MW, avhengig av den generelle utviklingen i elektrisitetsforbruket og den fremtidige utbredelsen av effektkrevende apparater, jf. figur 9.2. Anslagene illustrerer at utviklingen i effektforbruket fremover er usikker, men at det uansett forventes en tiltakende vekst frem mot 2030.

### Transport

I dag består energibruken i transportsektoren nesten utelukkende av fossile drivstoff. Mulighetsrommet for økt bruk av elektrisitet er dermed stort. Samtidig har fossile brenslere en stor fordel ved at den enkelt kan transporteres og fylles. Den videre utviklingen for elkjøretøy, herunder hydrogenkjøretøy, avhenger i stor grad av utviklingen internasjonalt, selv om tilgjengelig infrastruktur også spiller en stor rolle for utbredelsen i Norge.

Elbiler er en vel utprøvd teknologi innen vei-transport. Lettere varebiler peker seg ut som neste aktuelle segment. Innen banetransport er de fleste strekningene allerede elektrifisert. Sjøfarten har kommet mye kortere, men innen kysttransport peker særlig ferger og landstrøm i større havner seg ut som mest aktuelle for elektrifisering. Hybride løsninger i flere andre segmenter er i sterk utvikling, selv om dette i mindre grad vil påvirke etterspørselen etter elektrisitet fra nettet. Lufttransport anses per i dag som lite egnet for en omfattende elektrifisering.

Elektrisitetsforbruket i transportsektoren er fortsatt lavt, og utgjør 1,2 prosent av energibruken i transportsektoren. Andelen elektrisitet til transport forventes å øke i årene fremover mot 2030.

NVE har utarbeidet anslag for å illustrere hvordan en hel eller delvis elektrifisering av transportforbruket kan påvirke elektrisitetsforbruket og effektuttaket. NVEs beregninger indikerer at en full elektrifisering av dagens vei-transport vil kunne utgjøre et økt elektrisitetsforbruk på nærmere 12 TWh.

En full elektrifisering av hele dagens transportsektor, utenom luftfart, vil med tilsvarende beregninger kunne utgjøre et samlet elektrisitetsforbruk på om lag 17,5 TWh. Dette tallet er vesentlig lavere enn dagens energibruk i sektoren, på om lag 51,6 TWh, eksklusive luftfart. Det skyldes en bedre virkningsgrad og medfølgende energieffektivisering ved overgang fra fossile energibærere til elektrisitet. Det er vanlig å anslå at elektriske motorer er tre til fire ganger så effektive som forbrenningsmotorer.

Elektrisitetsbehovet for transportsektoren mot 2030 avhenger av flere usikre faktorer. Batterikostnadene for elbiler har falt betydelig de senere årene, og salget er kraftig økende. Det har også vært en betydelig økning i salget av ladbare hybridbiler.

I perspektivene for elektrisitetsforbruket til 2030 er det lagt til grunn en fortsatt økning i elektrisitetsforbruket til transport. Et middelalternativ

### Boks 9.2 Hydrogen og elektrisitet til transport

Hydrogen kan fremstilles på ulike måter, for eksempel ved dampreforming av naturgass eller ved elektrolyse av vann. Det produseres betydelige mengder hydrogen i Norge ved hjelp av dampreforming, og dette benyttes som råstoff i petrokjemisk og kjemisk industri.

Ved vannelektrolyse anvendes elektrisitet for å spalte vannmolekyler i hydrogen og oksygen. Hydrogenet må så kjøles ned og komprimeres før det kan fylles på drivstofftanken i et kjøretøy. I kjøretøyet brukes hydrogenet til å produsere elektrisitet i en brenselcelle med vann og varme som biprodukter. Elektrisiteten lader batterier og driver en elmotor.

Hverken elektrolyseprosessen, brenselcellen eller elmotoren klarer å nyttiggjøre all den tilførte energien. Virkningsgraden angir hvor mye energi som tilføres i forhold til energien som nyttiggjøres. Det er vanlig å anta en virkningsgrad på om lag 60 prosent for produksjon av hydrogen da det også må kjøles ned og komprimeres. Større produksjonsanlegg vil ha høy-

ere virkningsgrad enn mindre anlegg. Antar man en virkningsgrad i kjøretøyet på om lag 65 prosent vil prosessen fra elektrisitet til hydrogen til bevegelse ha en samlet virkningsgrad på mellom 30 og 35 prosent.

Gitt en virkningsgrad på 90 prosent i henholdsvis batterilading og batteriuttak, blir virkningsgraden fra elektrisitet til bevegelse for en elbil om lag 81 prosent.

En hydrogenelektrisk personbil bruker typisk om lag 1 kg hydrogen per 100 kilometer. Gitt virkningsgraden i omdanningsprosessene fra elektrisitet til bevegelse på mellom 30 og 35 prosent krever en hydrogenbil om lag 0,6 kWh elektrisitet per km. Tilsvarende for en elbil er om lag 0,2 kWh/km. En fullelektrifisering av dagens personbilpark ville under disse antagelsene kreve om lag 7 TWh elektrisitet årlig, mens en tilsvarende overgang til hydrogenbiler med hydrogenproduksjon basert på vannelektrolyse ville kreve om lag 20 TWh elektrisitet.

med 700 000 elbiler i 2030 vil, ifølge NVE, tilsvare et elforbruk på om lag 1,7 TWh. Dette bygger på forutsetninger om en gradvis nedtrapping av elbilfordelene mot 2020, samtidig som kjørelengden til elbiler per år øker til et tilsvarende nivå som andre biler.

I øvrige deler av transportsektoren kjøres det allerede enkelte elektriske busser og ferger i rute-trafikk, og det foreligger planer om opptrapping. Elektriske lastebiler og mindre varebiler er i dag få, men kan utgjøre et voksende segment fremover. NVE har i sitt middelalternativ for 2030 lagt inn en forsiktig antagelse om 0,3 TWh til slike formål. I tillegg kommer banetransporten, som i dag utgjør den største delen av elforbruket i sektoren. NVE forventer at dette øker noe, til 0,8 TWh i 2030. Til sammen ville det ha gitt et samlet elektrisitetsforbruk i transportsektoren på om lag 2,8 TWh i 2030.

NVEs ulike beregninger illustrerer at selv en vesentlig overgang til elektrisk drift i transportsektoren trolig vil ha begrensede utslag på elektrisitetsetterspørselen. Den forventede økningen i antall elektriske kjøretøy og fartøy kan imidlertid ha stor innvirkning på effektetterspørselen. Når en ferge ligger til kai i 10 minutter og skal lades til en hel overfart, når en buss står ved endestasjon

og skal få nok strøm til å kjøre en hel rute, eller når en elbilist er tom for strøm på vei fra Oslo til Trondheim, må ladingen gå raskt for at elektrisitet skal være et reelt drivstoffalternativ. Det er effekten som bestemmer hvor fort et batteri lades, og frem mot 2030 er det forventet at etterspørselen etter lading på høy effekt vil øke.

Når ferge, buss eller bil står parkert over natten er behovet for rask lading mindre, og det kan lades med lavere effekt. Omfanget av lading ved høy effekt kan også reduseres ved at busser lades ved hvert stopp eller på andre måter underveis på ruten, for eksempel ved trådløs lading eller batteribuffere mellom nettet og laderen. Dette er etablert i tilknytning til batterifergen Ampere. Batteriene lades da på lav effekt mens fergen er ute på fjorden, men overfører den lagrede elektrisiteten raskt når fergen legger til kai.

NVE vurderer at det først og fremst er distribusjonsnettet som kan komme til å oppleve utfordringer som følge av økt elektrisitetsbruk i transportsektoren, jf. kap. 10.5.3.

#### *Kraftintensiv industri*

Den kraftintensive industrien er en av de store enkeltforbrukerne av elektrisitet. Industriens

etterspørsel etter elektrisitet og effekt frem mot 2030 vil avhenge av aktiviteten i sektoren, som igjen påvirkes av råvarepriser, elektrisitets- og CO<sub>2</sub>-priser, kronekurs, økonomisk utvikling hos våre handelspartnere og politiske rammevilkår. Usikkerheten om utviklingen i elektrisitetsforbruket er dermed stor på lang sikt.

I perspektivene til 2030 forventes det at elektrisitetsforbruket i kraftintensiv industri vil kunne øke som følge av utvidelser og økt aktivitetsnivå, samtidig som forbruket reduseres i enkelte deler av industrien. I vurderingene er det også lagt til grunn at energieffektiviserende tiltak kan bidra til redusert energibruk per produsert enhet. Forbruket i industrien utenfor den kraftintensive delen forutsettes å holde seg på et jevnt nivå mot 2030. Samlet sett anslår NVE at norsk elektrisitetsforbruk i industrien øker til i overkant av 47 TWh i 2030, en vekst på om lag 3 TWh fra 2014. Dette tilsvarer en økning i industriens effektforbruk på om lag 500 MW til 5500 MW totalt.

#### Andre store kraftforbrukere

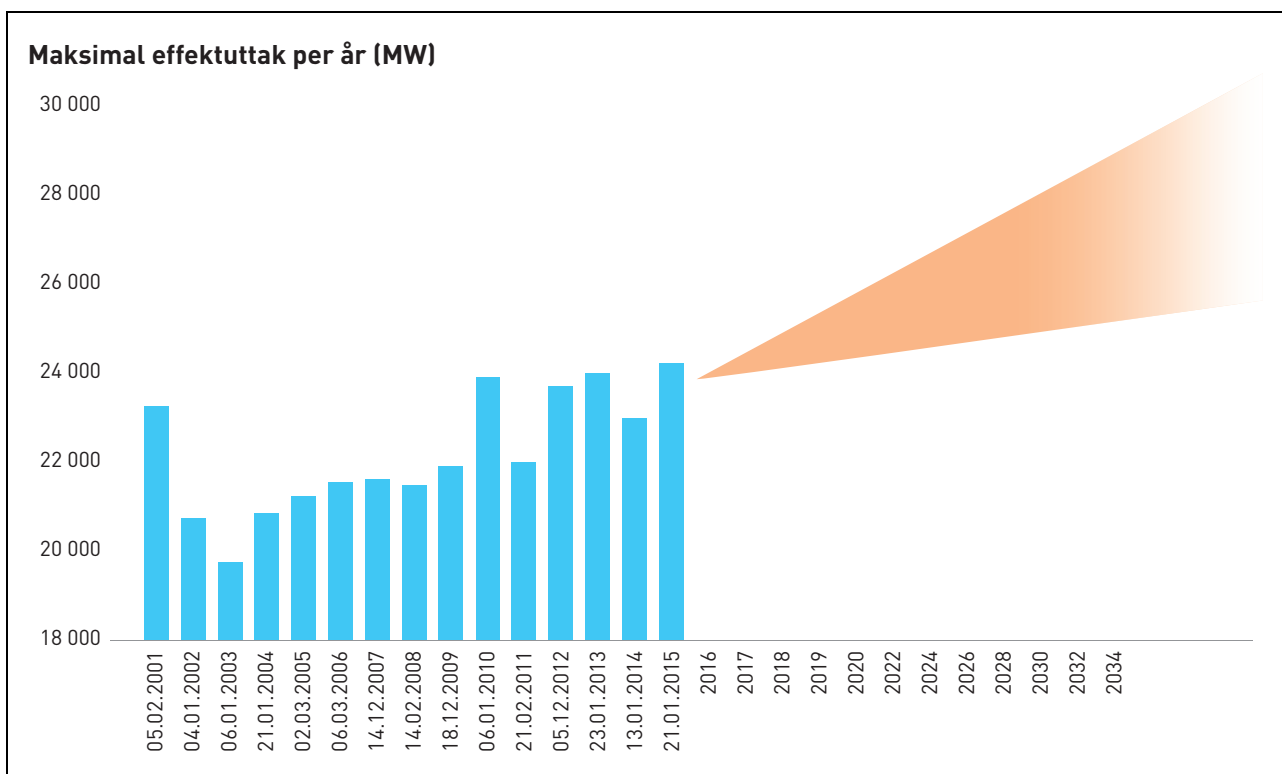
Andre deler av industri og næringsliv som kan oppleve store forbruksøkninger frem mot 2030 er for eksempel store datasentre og oljeinstallasjoner

med kraft fra land. Avhengig av utviklingen i faktorer som påvirker lønnsomheten, estimeres det av IKT Norge at datasentre med et effektbehov på 200–1000 MW kan etablere seg i Norge i løpet av de neste årene. Dette tilsvarer et elektrisitetsforbruk på mellom 1,5 og 8,6 TWh i året.

Petroleumssektoren er den sektoren som har hatt høyest vekst i etterspørselen etter elektrisitet i Norge siden årtusensskiftet. Det forventes fortsatt økende elektrisitetsforbruk i denne industrien som følge av vedtatte planer for kraft fra land til flere nye installasjoner på sokkelen. Samtidig forventes det en økning i elektrisitetsforbruket ved eksisterende installasjoner offshore og ved landanlegg. Basert på eksisterende planer forventes elektrisitetsbruken i petroleumssektoren å øke fra dagens nivå på 6,5 TWh til ca. 9,3 TWh i 2020. Toppen i elektrisitetsforbruket er forventet nådd i 2022/2023 med et forbruk på rundt 10 TWh. Dette tilsvarer en økning i effektetterspørselen fra petroleumssektoren på om lag 600 MW til rundt 1500 MW totalt.

#### Bygg

Elektrisitet utgjør en stor del av energibruken i bygg, særlig på grunn av utstrakt bruk av elektri-



Figur 9.2 Registrert maksimalt effektuttak 2001–2015. Figuren illustrerer at fremtidig effektuttak er usikkert.

Kilde: NVE.

sitet til oppvarming. Kombinert med en forventet befolkningsøkning i Norge vil dette gi behov for flere boliger og yrkesbygg mot 2030. Samlet elektrisitetsbruk i bygninger er forventet å vokse fra 61,8 TWh i 2012 til om lag 65 TWh i 2030.

Bedre teknisk standard på nye boliger og yrkesbygg vil begrense veksten i energibruk som følger av økt arealbruk. Det er spesielt behovet for romoppvarming som blir lavere i nye bygg. Utfasing av oljekjeler i bygg kan bidra til en økt andel elektriske oppvarmingsløsninger i årene fremover.

Økt relativ andel av elektrisitet i husholdningenes forbruk og stadig flere elektriske apparater vil kunne føre til at effektuttaket øker mer enn

energibruken i bygg. Energikrav til nye bygg vil bidra til å dempe veksten i effektuttak. Nye bygg kan antas å ha et effektuttak som er omtrent 30 prosent lavere enn gjennomsnittet av eksisterende bygningsmasse. Valg av oppvarmingsløsninger vil ha betydning.

Installasjon av AMS (avanserte måle- og styringssystemer) i alle landets husstander i 2019 vil gi forbrukerne mer informasjon om elektrisitetsforbruket sitt. Dette kan gjøre at norske husholdninger finner det lønnsomt å endre elektrisitetsforbruket sitt slik at økningen i effektbehovet også kan reduseres.

## 10 Perspektiver for kraftmarkedet i Norge og Norden

### Boks 10.1 Sentrale utviklingstepp i det nordiske kraftsystemet til 2030

- Større integrasjon med Europa
- Økt utveksling av kraft og endret kraftflyt
- Usikkerhet rundt kjernekraften, men fortsatt nordisk kraftoverskudd
- Større andel uregulerbar produksjon
- Mindre prisvariasjon over sesong, og mer variasjon over døgnet
- Nye utfordringer for forsyningssikkerheten

### 10.1 Innledning

I årene fremover går det nordiske kraftsystemet inn i en periode med store endringer. Det nordiske kraftmarkedet deler flere av utviklingstrekkene med det øvrige europeiske kraftsystemet. Andre utviklingstrekk er knyttet til den mer særegne nordiske energisituasjonen.

Økt integrasjon med det europeiske kraftsystemet, en økende andel uregulerbar fornybar produksjon og et marked i overskudd preger perspektivene for kraftmarkedet i Norden frem mot 2030.

Det norske kraftmarked er en integrert del av det nordiske kraftmarkedet. Utviklingen i våre naboland har derfor stor betydning for det norske kraftsystemet.

### 10.2 Kraftoverskudd og utviklingen i nordisk kraftproduksjon

Produksjonsutviklingen i de nordiske landene vil være preget av tre forhold mot 2030: En økende andel fornybar kraftproduksjon, redusert fossil kraftproduksjon og utskiftninger i kjernekraftverkene. I Norge går vi inn i en periode hvor behovet for å reinvestere i vannkraftverkene er økende.

Krafttilgangen i Norden frem mot 2030 vil utvikle seg i et samspill med prisutviklingen, politiske målsetninger og rammebetingelser. Flere forhold har bidratt til en sterk nedgang i inntjeningen på ulike typer kraftproduksjon i Norden de siste årene. Dette gir seg utslag i planer om nedleggelse og utsettelse av planlagte prosjekter og reinvesteringer. Flere fossilbaserte kraftverk vil gå ut av produksjon, og det er usikkerhet knyttet til den videre utviklingen i kjernekraftkapasiteten, jf. boks 10.3. Utfasingen av en betydelig andel av grunnlasten får betydning både for prisutviklingen og forsyningssikkerheten i det nordiske kraftsystemet fremover.

#### 10.2.1 Kraftbalansen

De nordiske landene har ulikt utgangspunkt når det gjelder kraftsituasjon, jf tabell 10.1. Kraftbalansen i de nordiske landene varierer fra år til år med vind- og tilsigsforhold, temperaturer og prisutvikling. Den underliggende situasjonen i Norden i dag er likevel at Finland normalt har et underskudd på kraftbalansen, mens Norge og Sverige produserer mer enn det forbrukes innenlands. Danmark har hatt et underskudd de siste fem årene, men den årlige balansen varierer med vindkraftproduksjonen.

Tabell 10.1 Kraftbalansen i de nordiske landene per 2015. TWh/år.

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden
Produksjon	27	65	143	158	394
Forbruk	33	81	129	135	378
Kraftbalanse	-6	-16	15	23	16

Kilde: NVE, foreløpige tall



Det nordiske kraftforbruket har de siste fem årene vært forholdsvis stabilt, rundt 380 TWh årlig. Det er utsikter til moderat etterspørselsvekst for kraft i de nordiske landene etter 2020. Dette har blitt forsterket gjennom de siste års svake etterspørselsutvikling, og kan tilskrives en kombinasjon av konjunkturer, strukturendringer i industrien og mål og tiltak for lavere energibruk. Flere av landene har på grunnlag av dette justert ned sine forventninger til langsiktig forbruksvekst.

Produksjonen i Norden har økt de siste årene, og var i 2015 over 390 TWh. Det norsk-svenske elsertifikatsystemet og EU-landenes 2020-mål vil bidra til å øke den fornybare produksjonskapasiteten i det nordiske kraftsystemet i de kommende årene. Samtidig planlegges annen ny kapasitet, som kjernekraftverket Olkiluoto 3 i Finland, mens deler av den svenske kjernekraften skal fases ut. Med gjeldende planer for utbygging og perspektiver for etterspørselen, forventes et betydelig overskudd på kraft i Norden ved inngangen til 2020-tallet. Overskuddssituasjonen forventes å vedvare mot 2030. Ulike analyser viser et kraftoverskudd opp mot 30 TWh for et normalår i 2030, i stor grad avhengig av forutsetninger om blant annet pris-, forbruks- og kapasitetsutviklingen i fremover.

### 10.2.2 Økende andel fornybar kraftproduksjon

De nordiske landene har i dag energisystemer med en høyere andel fornybar energi enn de fleste landene i Europa. Fornybarandelen er særlig høy i elektrisitetssektoren, som følge av en stor andel vannkraft, og en økende andel bioenergi og vindkraft. Også kjernekraften bidrar til at CO<sub>2</sub>-utslippene fra elproduksjon er lavere enn gjennomsnittet i Europa. Alle de nordiske landene har langsiktige ambisjoner for fortsatt økning i fornybarandelen jf. boks 10.2. En stor del av økningen forventes å skje gjennom fortsatt utbygging av uregulerbar fornybar elektrisitetsproduksjon.

Konsekvensene for de enkelte landene i Norden av gjennomføringen av EUs 2030-mål er usikre. Oppfølgingen av 2030-målene og nasjonale målsettinger legger viktige føringer for rammebetingelser, tidsperspektiv og volum på fornybarutbyggingen de neste 15 årene.

De mest aktuelle teknologiene for videre utbygging av kraftproduksjon i Norden frem til 2030 er vindkraft, solkraft og bioenergi. Potensialet for ny vannkraft er begrenset i de øvrige nordiske landene.

### Boks 10.2 Aktuelle mål i de nordiske landene

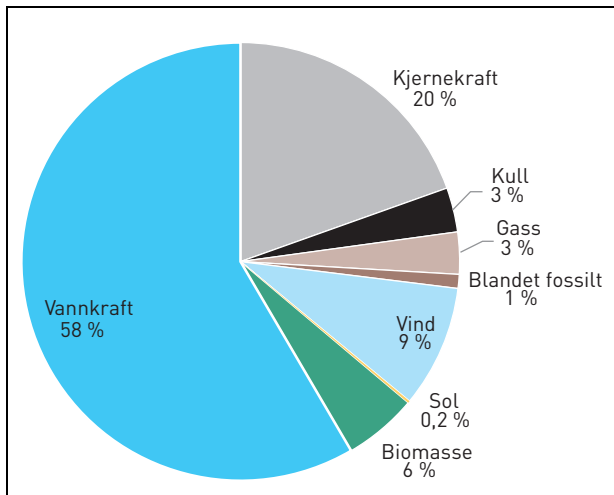
Danmark har som mål for 2020 at 35 prosent av energibruken skal komme fra fornybar energi. I følge den danske handlingsplanen under fornybardirektivet, skal dette skje ved en betydelig utbygging av vind, havvind, omlegging fra kull til biomasse i elproduksjon og fjernvarme, i tillegg til tiltak på forbrukssiden.

Det langsiktige målet er at hele energiforsyningen skal være fornybar i innen 2050. I 2012 ble det inngått en blokkoverskridende avtale om dansk energipolitikk, som skal peke frem mot regjeringens langsiktige mål for 2050. Avtalen gjelder tiltak frem til 2020. Partene har forpliktet seg til å oppta drøftelsene innen utgangen av 2018 for å drøfte konkrete supplerende initiativer for perioden etter 2020.

Danmarks kraftforsyning har gjennomgått stor omstilling i elproduksjonen de siste 15 årene. Fornybarandelen i strømproduksjonen har økt fra 16 til 43 prosent siden år 2000. Innen 2020 skal andelen økes til 50 prosent. I 2030 er målet at kull skal være utfaset fra danske kraftverk. I 2035 er målet at 100 prosent av el- og varmforsyningen skal være dekket av fornybar energi.

Sverige har som mål at andelen fornybar energi av totalt energiforbruk skal være minst 50 prosent innen 2020. Mer vindkraft, solkraft og energieffektivisering skal bidra til at Sverige frem mot 2050 skal bli et klimanøytralt lavutslippssamfunn. Den svenske regjeringen har nedsatt en Energikommisjon som skal gi anbefalinger om den langsiktige utvikling av Sveriges energiforsyning, herunder spørsmålet om kjernekraften. Kommisjonen skal levere sin anbefaling i 2017.

Finland har et mål om 38 prosent fornybar energi i 2020. Landet har et langsiktig mål om å være et karbonnøytralt samfunn i 2050, som blant annet innebærer en stor satsing på bioenergi, energieffektivisering og teknologiutvikling, særlig i energi-, industri-, og transportsektoren.



Figur 10.1 Sammensetningen av kraftproduksjon i Norden 2015, foreløpige tall.

Kilde: Entso-e, Skm Syspower, Svenska kraftnät, SSB og NVE

### 10.2.3 Fortsatt nedgang i fossil kraftproduksjon og svekket regulerbarhet

Andelen fossile energikilder i den nordiske energimiksen er redusert betydelig de siste 10 årene. Størstedelen av kondenskapasiteten (stenkull som brensel) har forsvunnet, eller er i ferd med å forsvinne i Finland. I Danmark har andelen kullkraft blitt gradvis redusert gjennom substitusjon til bio og gass, og nedleggelse etter utløp av kraftverkernes levetid. I 2015 utgjorde fossilbasert kraftproduksjon i de nordiske landene kun 7 prosent av samlet produksjon.

Den nordiske fossile kraftproduksjonen forventes å gå ytterligere ned frem mot 2030 som følge av både markedsutvikling, reguleringer og overgang til fornybar energi i årene fremover. Den fossile kapasiteten i Norden har sammen med vannkraften utgjort en vesentlig del av den regulerbare produksjonen i de nordiske landene. Potensialet for vannkraftutbygging i Sverige og Finland med magasineringsmulighet antas å være begrenset. Selv om enkelte kraftverk kan erstattes med bruk av bioenergi, tilsier utviklingen at regulerbarheten i det nordiske kraftsystemet vil bli svekket frem mot 2030. Samtidig er det stor usikkerhet knyttet til videre kjernekraftproduksjon.

### 10.2.4 Endringer i kjernekraften – avvikling i Sverige og ny kapasitet i Finland

Norden har i dag en installert kapasitet i kjernekraft på nærmere 14 000 MW plassert i Finland og Sverige, jf. tabell 10.2. De siste fire årene har kraftverkene bidratt med en produksjon på 82,5 TWh,

eller omlag 20 prosent av den nordiske kraftproduksjonen. Kjernekraften spiller en viktig rolle som grunnlast i det nordiske kraftsystemet. Produksjonen er stort sett stabil, og er sentralt plassert i områder med høyt forbruk. Kjernekraften ivaretar spenningsstabiliteten og bidrar til frekvensstabilitet.

Nye sikkerhetskrav, lave elpriser og effekt-skatt har bidratt til svak lønnsomhet for flere kjernekraftverk de siste årene. Vattenfall har meddelt at Ringhals 1 og 2 vil tas ut av drift tidligere enn planlagt, med forventet nedleggelse av de to reaktorene i henholdsvis 2018 og 2020. Begge reaktorer har produsert med lav kapasitetsutnyttelse de senere årene. E.ON har besluttet å avvikle Oskarshamn 1 i 2017, mens Oskarshamn 2 aldri vil komme tilbake i drift etter å ha vært ute til vedlikehold siden 2013.

De fire reaktorene som planlegges nedlagt er de eldste reaktorene i Sverige. Fra 2010 til 2014 hadde disse kraftverkene en gjennomsnittlig kraftproduksjon på 14,6 TWh. Dette tilsvarer en tilgjengelighet på om lag 60 prosent. Produksjonsmengden har variert mye, blant annet på grunn av store oppgraderinger.

Samtidig planlegges utvidelser av kjernekraftkapasiteten i Finland. Med dette tilskuddet vil dagens underskudd i Finland, jf. tabell 10.1, reduseres betydelig. Frem mot 2030 vil utvidelsene, sammen med mulige oppgraderinger av andre svenske kjernekraftverk, dels kunne utjevne frafallet av den planlagte avviklingen på Ringhals og Oskarshamn. Om den øvrige svenske kjernekraften opprettholdes, vil samlet kjernekraftkapasitet i Norden ligge noe under enn dagens nivå.

Utviklingen i den samlede kjernekraftkapasiteten frem til 2030 er usikker. Den svenske Energikommisjonen skal legge frem sine anbefalinger i begynnelsen av 2017.

### 10.2.5 Vannkraften mot 2030

Vannkraften utgjør i dag over halvparten av kraftproduksjonen i Norden. En stor del av dette er regulerbar vannkraft, i hovedsak i Norge, men også Sverige og Finland har magasiner med mulighet for lagring.

Vannkraften og dens reguleringssevne får større betydning i kraftsystemet mot 2030. Innfasingen av en større andel uregulerbar kraft i det nordiske markedet og nedleggelse av termiske kraftverk gjør at evnen til å raskt kunne regulere den øvrige produksjonen blir enda viktigere. Vannkraftens betydning i krafthandelen med kontinentet vil også øke. Vannkraften kan justere pro-

**Boks 10.3 Kjernekraften i Norden**

Den svenske kjernekraften ble bygget på 70- og 80-tallet. Mange av kraftverkene har vært oppgradert i den siste 10-årsperioden og planlagte reinvesteringer vil også finne sted frem til 2020–2025. Kjernekraften i Sverige utgjør i dag omlag 7 prosent av den samlede nordiske produksjonskapasiteten, og er en betydelig del av grunnlasten i kraftsystemet. I 2014 sto den svenske kjernekraften for om lag 16 prosent av den totale kraftproduksjonen i Norden.

I Sverige kan reaktorene benyttes så lenge de oppfyller myndighetenes sikkerhetskrav. Det er likevel usikkert hva som kan legges til grunn som levetid for de ulike kjernekraftverkene. Tabell 10.1 indikerer teknisk levetid, men dette avhenger av nødvendige oppgraderinger og sikkerhetskrav som de ulike verkene må oppfylle i perioden. Den økonomiske levetiden avhenger av utviklingen i mange forhold.

Finsk kjernekraftverk er også bygget på 70- og 80-tallet. Et nytt kjernekraftverk, Olkiluoto 3 ventes etter flere års forsinkelser å stå klart i 2018 med en kapasitet på 1600 MW. Det finnes i tillegg en prinsipiell godkjenning fra den finske riksdagen for en fjerde reaktor, Olkiluoto 4. Inntil videre har selskapet TVO besluttet å ikke benytte seg av denne. Den finske riksdagen godkjente i desember 2014 en mulig utbygging av et nytt kjernekraftverk, Hanhikivi 1, nord i Finland. Prosjektet er et samarbeid mellom Fennovoima og det russiske Rosatom. Kraftverket planlegges til oppstart i 2024 med en kapasitet på 1200 MW. Den fastsatte levetiden til to kjernekraftverkene Loviisa 1 og 2 vil gå ut i henholdsvis 2027 og 2030. Dette utgjør til sammen i underkant av 1000 MW.

Tabell 10.2 Sammensetning av kjernekraften i de nordiske landene, 2014.

Land	Navn	Installert kapasitet (MW)	Gj.snittlig produksjon 2010–2014 (TWh)	Satt i drift	Forventet nedleggelse	Levetid/
Sverige	Forsmark 1	984	7,6	1980		2040
	Forsmark 2	1120	7,3	1981		2041
	Forsmark 3	1170	8,8	1985		2045
	Oskarshamn 1	473	2,0	1972		2017–2019
	Oskarshamn 2	638	3,0	1974		2015
	Oskarshamn 3	1400	7,9	1985/2009		2035
	Ringhals 1	878	5,3	1976		2018
	Ringhals 2	807	4,3	1975		2020
	Ringhals 3	1062	7,6	1981		2041
	Ringhals 4	938	6,5	1983		2043
Finland	Olkiluoto 1	880	7,2	1978		2039
	Olkiluoto 2	880	7,2	1980		2042
	Olkiluoto 3	1600		2018		
	Olkiluoto 4	–	–	Ikke besluttet		–
	Hanhikivi 1	1200		2025		
	Loviisa 1	496	3,9	1977		2027
	Loviisa 2	496	3,9	1980		2030
SUM		13 822	82,5			

Kilder: IAEA, Fortum, TVO, OKG

duksjonen hurtig og samtidig tilby fleksibilitet på lengre sikt, uten klimagassutslipp. Sammen med de krav til kraftsystemet som ny teknologi og nye forbruksmønstre vil stille, øker dette vannkraftens verdi for forsyningssikkerhet og verdiskaping frem mot 2030.

En stor del av norsk vannkraftproduksjon er bygd i tiårene fra 1950 og ut på 1980-tallet. Norske vannkraftverk er godt vedlikeholdte, men mange av de store kraftverkene vil nærme seg sin tekniske levealder. Det betyr at kraftsystemet nå går inn i en fase med et betydelig behov for oppgraderinger og reinvesteringer.

Behovet for reinvestering innen vannkraft kan være drevet av myndighetskrav eller investeringer som gjøres på bakgrunn av eierens egen vurdering. Myndighetskrav er ofte knyttet til dammer og vannveier. Årsaken kan være slitasje, mangel på vedlikehold, eller at anlegget ikke ble bygget i henhold til eksisterende sikkerhets- og miljøkrav.

Adgangen til å magasinere vannet ved hjelp av dammer gir betydelig fleksibilitet til å tilpasse produksjon til forbruk og stabiliserer elprisen. Samtidig kan magasinering og vanddisponering i flomsituasjoner brukes aktivt for å redusere flomskadene. For at dammene skal gi denne reguleringsnivnen forutsettes det at dammene er funksjons-sikre og at de tåler den belastningen de er utsatt for for eksempel i flomsituasjoner. Av dammer som ved brudd kan medføre fare for skade på mennesker, miljø eller eiendom er 1500 registrert med tilknytning til kraftproduksjon. Om lag 900 av disse er revurdert, det vil si at de er vurdert opp mot dagens sikkerhetskrav og at revurderingene

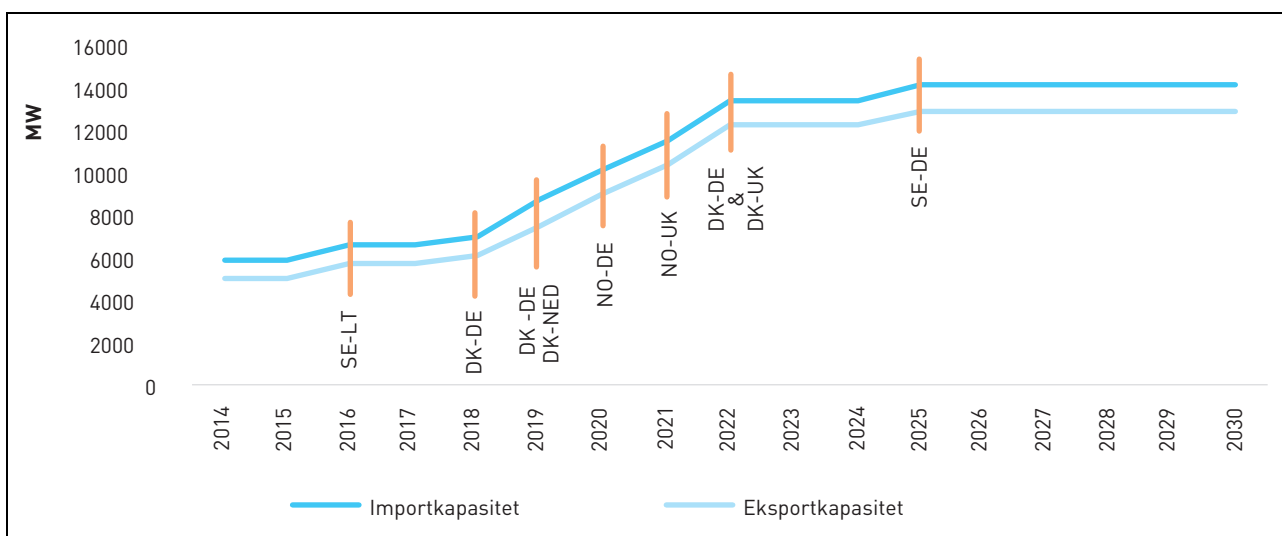
er godkjent av NVE. Revurderingene vil avdekke eventuelle mangler og behov for rehabilitering. De gjenstående om lag 600 dammene skal revurderes innen 2030. Inntil alle dammene er fullstendig gjennomgått er det usikkerhet knyttet til reinvesteringer.

Reinvesteringer kan også være drevet av behovet for tekniske oppgraderinger av kraftverk. Dette kan også være del av et større opprustnings- eller utvidelsesprosjekt for å øke lønnsomheten. Det er usikkerhet knyttet til kostnadene ved nødvendige reinvesteringer. Basert på kostnadsfordelingen for maskin- og elektroteknisk utstyr for de ulike typene av kraftverk med installert effekt over 10 MW, har NVE utarbeidet et anslag for fremtidig reinvestering. Reinvesteringsbehovet de neste 40 årene for om lag 85 prosent av produksjonskapasiteten anslås til om lag 110 mrd. kroner.

### 10.3 Sterkere tilknytning til Europa – flere kabler og et sterkere nett

#### 10.3.1 Norden

Kraftutvekslingen med utlandet gir god samlet ressursutnyttelse og økt verdiskaping. Flere av landene i Norden forventes å få større utvekslingskapasitet til Europa de neste årene jf. figur 10.2. Den økte integrasjonen med det europeiske markedet vil føre til økt handel med våre naboland og endret kraftflyt i det norske og nordiske kraftsystemet. Totalt kan overføringskapasiteten fra Norden øke med 150 prosent sammenliknet med i dag, om alle prosjektene blir realisert. Dette vil til-



Figur 10.2 Overføringskapasitet inn og ut av Norden basert på eksisterende forbindelser og TSOenes planlagte prosjekter frem til 2030.

Kilde: Statnett, Energinet.dk, Svenska kraftnät, Entso-e, OED

svare en økning i teoretisk mulig kraftutveksling fra 50 til 120 TWh per år.

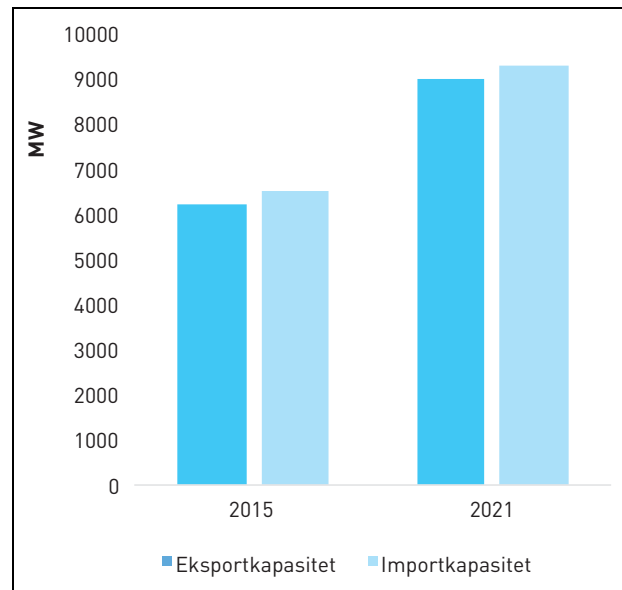
### 10.3.2 Vedtatte utenlandsforbindelser fra Norge

Norges utvekslingskapasitet er i dag 6200 MW. Dette tilsvarer om lag 20 prosent av vår installerte produksjonskapasitet. De to nye utenlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritania er planlagt ferdigstilt i henholdsvis 2019 og 2021, og er på 1400 MW hver. Dette vil øke den samlede norske utvekslingskapasiteten til omlag 9000 MW. Norge vil dermed ha en svært høy andel utvekslingskapasitet sammenliknet med mange av de europeiske landene.

Fra 2022 gir Norges samlede overføringskapasitet grunnlag for en teoretisk krafthandel på 80 TWh per år. Dette er mer enn den observerte tilsgivariasjonen i det norske vannkraftsystemet, og tilsvarer om lag 60 prosent av det norske kraftforbruket i 2015. Med flere utenlandsforbindelser får Norge både større mulighet til å importere kraft i tørrår og eksportere kraft i våtar.

Kablene til Storbritannia og Tyskland vil til sammen ha en utvekslingskapasitet på nærmere 25 TWh eller om lag 20 prosent av Norges kraftforbruk. Faktisk kraftutveksling over ulike år og perioder vil imidlertid avhenge av løpende markedsutvikling og situasjonen i kraftsystemene.

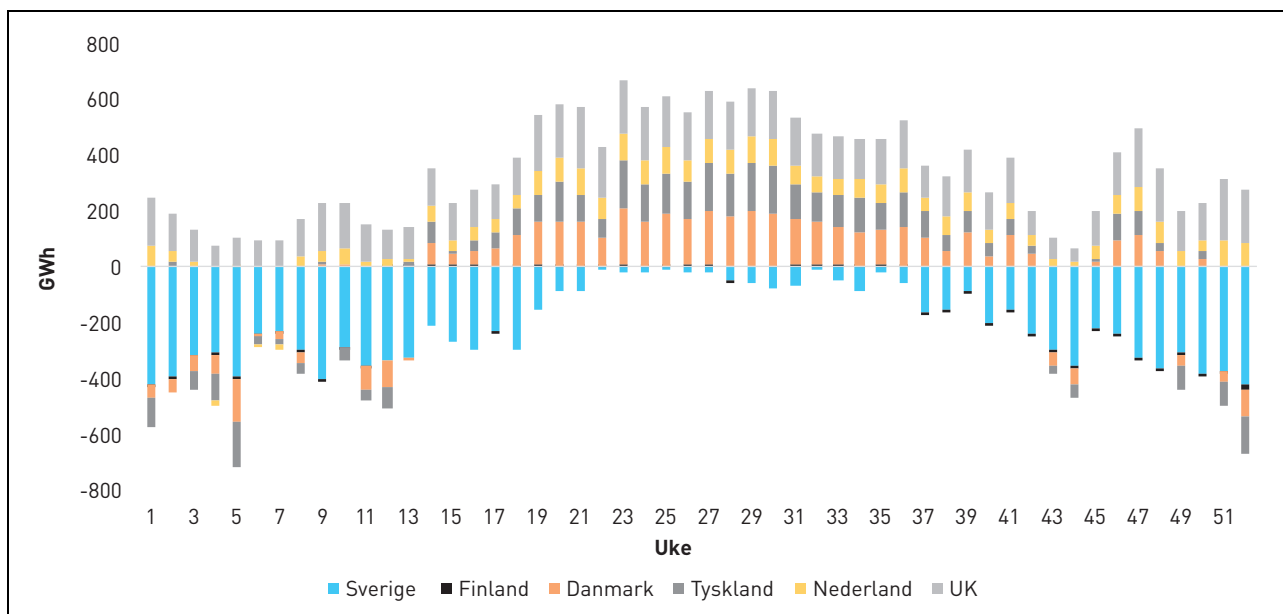
Med dagens perspektiver på utviklingen frem til 2030 forventes det at Norge vil være i nettoøk-



Figur 10.3 Utvikling i norsk utvekslingskapasitet mot utlandet i 2015 og 2021.

Kilde: Statnett

sport på overføringsforbindelsene til kontinentet, og i nettoimport mot Sverige. Et forventet, typisk utvekslingsmønster over uken er at Norge eksporterer kraft til Storbritannia og Nederland i de fleste av timene, med unntak av enkelte timer på nattetid og i helgene. Dette skyldes at kraftsystemene i disse landene gjennomgående har høye priser og behov for kraft på dagtid. Utvekslingen mot Tyskland og Danmark vil være mer balan-



Figur 10.4 Eksempel på norsk utveksling av kraft fordelt på land.

GWh per uke i 2030 eksport (+)/import (-).

Kilde: NVE

sert, både over uken og over døgnet. Typisk vil Norge importere i perioder med høy vindkraftproduksjon, mens flyten snur og vi eksporterer vannkraft i vindstille perioder. Det er likevel usikkerhet knyttet til dette bildet i et 2030-perspektiv, avhengig av pris og kapasitetsutvikling i de europeiske landene. En større utbygging av sol i det europeiske markedet, som har stor produksjon på tider av året der også tilsigene til det norske vannkraftsystemet er høy, vil for eksempel kunne endre flytmønsteret.

### 10.3.3 Utsikter til ytterligere samspill med andre lands kraftsystemer

Samspill mellom det norske produksjonssystemet og produksjonssystemer med mye uregulerbar kraftproduksjon kan være verdifullt. Prisforskjeller over ulike tider på døgnet, sesonger og år mellom systemer, gjør handel med kraft lønnsomt.

Den endrede prisstrukturen på kontinentet, som er kjennetegnet av synkende, men mer volatile priser, påvirker det samfunnsøkonomiske grunnlaget for økt utvekslingskapasitet fra Norge.

En utvikling der relativt lik teknologi stadig oftere setter prisen på kontinentet og i Norden kan bidra til å redusere prisforskjellene mellom de to markedene, og dermed redusere grunnlaget for lønnsom handel. En slik utvikling kan også gi utslag i tilfeller med så små prisforskjeller mellom markedene at kraftutveksling ikke lønner seg. Det er imidlertid viktig å understreke at det er de løpende prisforskjellene som er avgjørende for lønnsomheten. Kraftutveksling kan derfor være lønnsomt selv om den gjennomsnittlige prisen over året er lik.

Hvorvidt det er samfunnsøkonomisk grunnlag for økt kraftutveksling med kontinentet vil avhenge av om prisforskjellene er store nok og hyppige nok, slik at gevinstene ved handel veier opp for de store kostnadene knyttet til å bygge ut økt utvekslingskapasitet.

En mer volatil prisstruktur med større svingninger over døgnet vil medføre at magasinkraftverkene vil regulere opp og ned produksjonen i løpet av kortere tidsperioder enn tidligere. Hyppigere endringer i reguleringen kan ha virkninger i det enkelte magasin.

Selv med stor etterspørsel etter fleksibilitet og norsk reguleringsevne, er det også grenser for hvor mye Norge kan tilby. Størrelsesordenen på den norske reguleringsevnen er liten når den sammenliknes med behovet i Europa. Installert produksjonskapasitet i Norge er om lag 33 000 MW. Sett opp mot maksimalt forbruk i Tyskland,

som i 2014 var om lag 91 000 MW, er den norske kapasiteten dermed begrenset. Slike sammenlikninger illustrerer at selv om Norge har unike regulerbare vannkraftressurser, er det fysiske og miljømessige begrensninger for hvor stort vårt tilbud av fleksibilitet til utlandet kan være.

På kort sikt vil norsk utvekslingskapasitet øke gjennom Statnetts planlagte forbindelser til Tyskland og Storbritannia. I tillegg kan nordisk utvekslingskapasitet også øke i løpet av neste tiårsperiode. Grunnlaget for eventuelt ytterligere utbygginger vil bli sterkt påvirket av markedsprisene på kraft. En utvikling som gir økte prisforskjeller vil øke grunnlaget for lønnsom kraftutveksling. Lavere prisforskjeller vil trekke i motsatt retning. I tillegg må kostnadene ved utvekslingskapasitet tas hensyn til.

Den økte utvekslingskapasiteten vil ha virkninger på det norske kraftsystemet. Det er derfor behov for å høste erfaringer og gjøre grundige analyser før utvekslingskapasiteten økes ytterligere.

### 10.3.4 Utvikling av det innenlandske nettet

Frem mot 2030 vil det være en betydelig økning i den innenlandske nettkapasiteten, jf. boks 10.4. Planene tilsier at investeringene vil nå sitt høyeste nivå frem mot 2020, for deretter å gradvis avta. Flere anlegg forventes imidlertid ferdigstilt frem mot 2025.

Investeringene som planlegges vil bedre forsyningssikkerheten og legge til rette for forbruksøkninger, mer fornybar kraftproduksjon og økt kraftutveksling med utlandet.

Behovet for økt overføringskapasitet etter 2020 vil avhenge av utviklingen i kraftmarkedet. Utviklingen i våre naboland vil påvirke nettbehovet i Norge. Det vil også være behov for å reinvestere i anlegg som nærmer seg teknisk levetid. Et eksempel er tiltakene som planlegges for å oppgradere overføringsnettet i Stor-Oslo.

Omfanget av utbyggingen av fornybar energi, og den geografiske fordelingen av denne, påvirker nettutviklingen mot 2030. Større produksjonsvekst i områder der nettkapasiteten allerede er høyt utnyttet, kan resultere i vesentlige flaskehalser og prisforskjeller. Større utbygging av fornybar kraftproduksjon i Nord-Norge og på Vestlandet kan gi behov for nettførsterkninger utover eksisterende planer. Effekttutvidelser og bygging av pumpekraft i norske vannkraftverk vil også kunne utløse behov for nettførsterkninger.

Etablering av nye store forbruksenheter, som datasentre, kraftintensiv industri og petrole-

### Boks 10.4 Nettinvesteringer frem mot 2020

Etter mange år med effektivisering og moderate investeringer, er kraftsystemet nå inne i en periode hvor kapasiteten i nettet blir økt og deler av nettet bygges om.

Statnett planlegger nettinvesteringer i størrelsesorden 50–70 mrd. kroner i perioden 2015–2025. De største investeringene forventes å finne sted frem mot 2020, og kapasiteten i transmisjonsnettet vil øke betydelig. I regional- og distribusjonsnettet planlegges det investeringer i samme størrelsesorden frem mot 2025. I disse nettene er de viktigste driverne behov for reinvesteringer i eksisterende nett og innføring av AMS. I tillegg vil innfasing av ny produksjon, nytt forbruk og nye forbruksmønstre være drivere i enkelte områder.

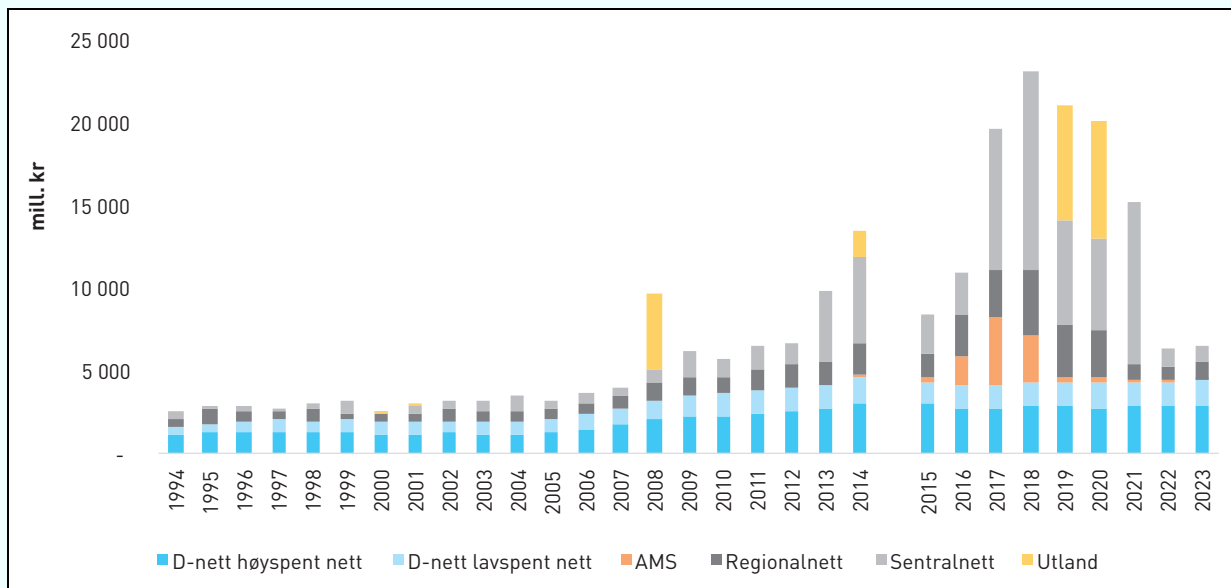
For å være støtteberettiget gjennom elsertifikatordningen må ny fornybar kraftproduksjon være i drift innen utgangen av 2021. Statnett

planlegger derfor å ferdigstille flere nettanlegg som skal tilrettelegge for tilknytning av ny fornybar kraftproduksjon frem mot 2020.

Økt kraftutveksling med utlandet vil medføre økt kraftflyt i Sør-Norge. Statnett gjennomfører derfor nettinvesteringer i Sør-Norge slik at kapasiteten i eksisterende og nye utenlandsforbindelser skal kunne utnyttes fullt ut.

Mange av tiltakene som planlegges frem mot 2020 har fått konsesjon, og det er fattet investeringsbeslutning for flere prosjekter. Dette reduserer usikkerheten knyttet til hvordan transmisjonsnettet vil utvikles frem mot 2020.

Også i de andre nordiske landene planlegges det betydelige nettinvesteringer frem mot 2020, blant annet har Svenska Kraftnät planer om investeringer på om lag 50 mrd. SEK de neste 10 årene.



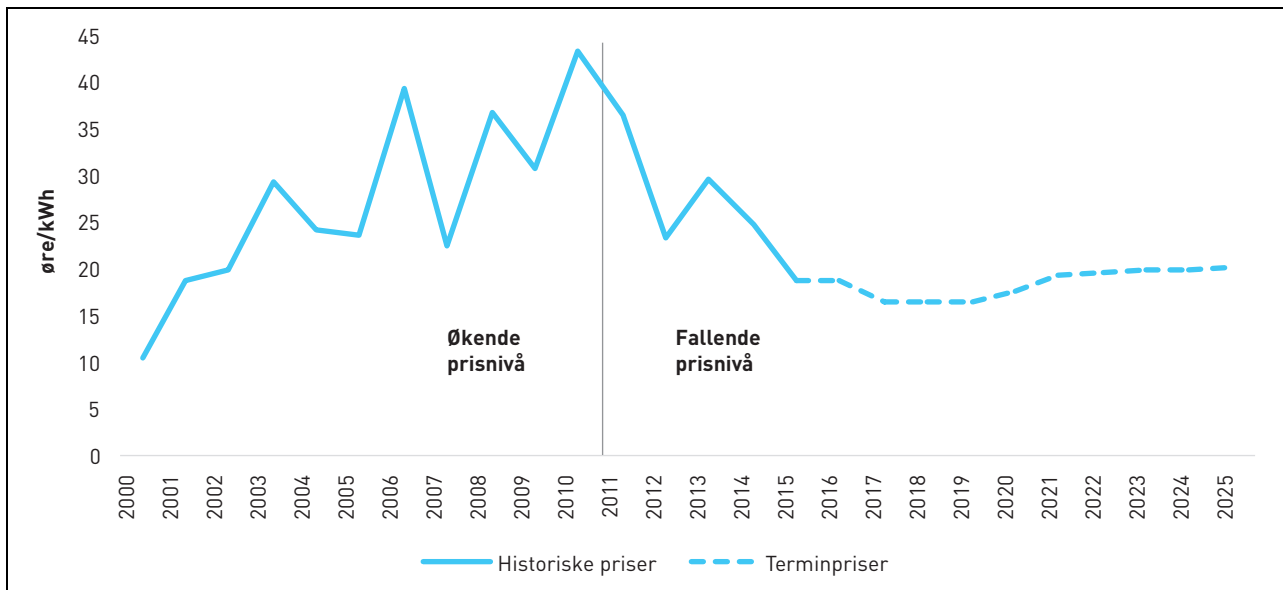
Figur 10.5 Investeringer i strømnettet i løpende priser.

Kilde: eRapp, NVE

umsvirksomhet, kan også utløse behov for nettinvesteringer. Nytt forbruk kan imidlertid redusere overføringsbehovet mellom ulike regioner dersom det etableres i overskuddsområder med lite eksportkapasitet.

## 10.4 Utviklingen i kraftpriser i Norge og Norden

Utviklingen i de norske og nordiske kraftprisene er av stor betydning for lønnsomheten i kraftsektoren. Perspektivene for de norske og nordiske kraftprisene frem til 2030 vil påvirkes av den videre utviklingen i den nordiske kraftbalansen,



Figur 10.6 Utvikling i systemprisen og dagens terminpriser, 01.03.2016. Løpende priser.

Kilde: Nord Pool Spot, Nasdaq OMX

overføringskapasitet mot utlandet, og utviklingen i de europeiske og globale energimarkedene.

Påvirkningen fra den europeiske prisutviklingen på norske og nordiske kraftpriser vil øke med integrasjonen med de europeiske kraftmarkedene. Prisene på brensel, som kull og gass, vil sammen med utviklingen i prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter fortsatt være de viktigste prisdriverne frem mot 2030, til tross for den høye fornybarandelen i Norden.

Utsiktene til et stort kraftoverskudd i Norden vil bidra til at nordiske kraftpriser i perioder vil kunne ligge merkbart under europeiske kraftpriser frem til 2030. Utsiktene til et kraftoverskudd i Norden innebærer spesielt at prisene i tilsigsrike år kan komme langt under europeisk prisnivå, jf. boks 3.5.

Økt utbygging av uregulerbar kraft vil øke prisvolatiliteten i det nordiske kraftmarkedet. Dette skyldes at svingningene i produksjonen fra vind- og småkraft periodevis kan bli meget store, og at produksjonen ikke nødvendigvis skjer på tider hvor behovet er størst. Økt utvekslingskapasitet mot kontinentet vil kunne forsterke denne effekten, ettersom endringene i den europeiske prisstrukturen i større grad reflekteres i det nordiske kraftmarkedet, jf. boks 10.5. Vannkraftens regulerbarhet sørger imidlertid for at innfasing av uregulerbar kraft ikke vil gi like store utslag i Norge og Norden.

De nordiske terminprisene har, som de europeiske, også falt betydelig de siste årene. Markedet preges av forventninger om at det lave prisni-

vået vil vedvare, jf. figur 10.6. Per 1. mars ble kontrakter for levering frem til 2020 omsatt for litt under 18 øre/kWh, noe som er 60 prosent lavere enn toppen i 2010. Sterkere integrasjon med de europeiske markedene forventes å gi en viss økning i de nordiske kraftprisene på det tidspunktet kablene settes i drift. Dette skyldes at det nordiske systemet i større grad kobles til kraftmarkeder med noe høyere prisnivå enn i Norden. Selv etter den ventede avviklingen av de fire svenske kjernekraftreaktorene og idriftsettelsen av flere utenlandskabler holder terminprisene seg under 20 øre/kWh. Det er imidlertid stor usikkerhet rundt kraftprisutviklingen og usikkerheten øker med tidshorisonten.

## 10.5 Perspektiver for norsk og nordisk forsyningsikkerhet

Økonomisk vekst, digitalisering av samfunnet og økt bruk av elektrisitet til nye formål gjør at sårbarheten for avbrudd i kraftforsyningen er økende. Vurderingene av utfordringene frem til 2030 må ta utgangspunkt i risikoen for energimangel over året (energisikkerhet) tilgangen på tilstrekkelig effektkapasitet når det er behov for det (effektsikkerhet) og hvorvidt det kan opprettholdes en forsvarlig løpende drift av kraftsystemet (driftssikkerhet) jf. kap. 3.

Den sterke integrasjonen mellom de nordiske landene gjør at hendelser i ett land eller en region potensielt kan få store geografiske ringvirkninger.



### Boks 10.5 Nærmere om effekten av økt kraftutveksling med Europa

Nordiske kraftpriser er allerede i dag sterkt koblet til kontinentale priser, og fremfor alt er det tyske markedet viktig. Overføringskapasiteten mellom Norden og Tyskland er i dag 2,3 GW. Kraftprisene i Tyskland påvirker også de polske og nederlandske markedene, og gjennom overføringsforbindelsene til disse markedene påvirkes også Norden av utviklingen i Tyskland.

Med veksten i overføringskapasitet, blant annet ut fra Sør-Norge, blir norske og nordiske priser enda sterkere knyttet til kraftprisene i det europeiske markedet. Dette demper den virkningen som variasjoner i tilsig og temperatur har på kraftprisen i Norge og Norden sammenlignet med i dag. I perioder med høyt kraftoverskudd i Norden vil kablene brukes til eksport, som vil motvirke store kraftprisreduksjoner. I motsatt retning vil tilgangen på import kunne dempe prisutslagene av knapphet på kraft i Norden, for eksempel ved tilsigssvikt. Vannkraften vil likevel i tiden fremover dominere den norske og nordiske kraftforsyningen, med et betydelig utfallsrom mellom tørrår og våtår. Kraftprisvariasjoner mellom ulike tilsigsår må derfor forventes å forekomme også i et 2030-perspektiv.

Flere forbindelser til det europeiske markedet vil også påvirke prisstrukturen i Norge, som tradisjonelt har hatt relativt flate priser over døgnet og året. Flere og sterkere prisimpulser fra land med termiske kraftsystemer gir større kortsiktige svingninger i kraftprisene i Norge og i Norden over døgnet og uken. Periodene med høye priser i utlandet vil bidra til å presse norske kraftpriser opp, for eksempel i morgentimene og på dagen når forbruket er høyt i de europeiske landene. Import på andre tider av døgnet vil kunne senke prisene i Norge, for

eksempel om natten. Samtidig vil den økte andelen sol – og vindkraft i Nord-Europa gjøre at prisstrukturen og utvekslingsmønsteret blir mer stokastisk.

Prisene kan også i større grad bli preget av at landene vi er tilknyttet vil ha stor etterspørsel etter kraft i enkelttimer vinterstid. Særlig vil dette gjelde i perioder når dette sammenfaller med høy etterspørsel i det norske og nordiske markedet. I slike situasjoner vil norske priser kunne øke opp til prisnivået i utlandet. I praksis betyr det at forbruk i Norge i økende grad vil konkurrere med forbruk i utlandet om den tilgjengelige effekten i vannkraftsystemet.

Økningen i utvekslingskapasiteten fører på grunn av dette til endret produksjonsmønster i norske regulerbare vannkraftverk. Det vil produseres mer om dagen når behovet for kraft i Europa er høyt, og mindre om natten og helgen, så vel som i perioder med høy produksjon fra fornybare kilder på kontinentet. Allerede i dag ser man at de norske magasinkraftverkene justerer produksjonen etter de kortsiktige svingningene i den uregulerbare produksjonen i Norden. Økt variasjon i prisene vil medføre at magasinkraftverkene i større grad vil regulere opp og ned produksjonen i løpet av kortere tidsperioder enn tidligere, såkalt effektkjøring. Samtidig kan økt importtilgang i vinterhalvåret endre magasin-disponeringen mellom sesonger.

Flere overføringsforbindelser til Europa vil påvirke måten det nordiske kraftsystemet driftes på, jf. kap. 10.5. Det forventes større og hyppigere flytendringer i transmisjonsnettet, etter som en betydelig del av overskuddet i Sverige vil eksporteres via Norge gjennom forbindelsene i Sør-Norge.

Perspektivene for den norske forsyningssikkerheten mot 2020 og 2030 må derfor vurderes på bakgrunn av utviklingen i hele det nordiske markedet, og spesielt Sverige.

Erfaringene fra tidligere tørrår har vist at det nordiske kraftmarkedet har god evne til å håndtere perioder med tilsigssvikt eller andre hendelser i kraftsystemet. I tiden frem mot 2030 vurderes forsyningssikkerheten for tørrår som god. Den viktigste årsaken til dette er tilgangen på flek-

sibel vannkraft og betydelig utvekslingskapasitet med andre markeder hvor væruavhengige energikilder dominerer.

Den økende andelen variabel og uregulerbar kraftproduksjon, sammen med perspektivene for kjernekraft og annen termisk produksjon gir nye utfordringer for forsyningssikkerheten frem mot 2030. Særlig vil effektbalansen i kalde perioder og kortsiktige svingninger i kraftforsyningen, kreve økt fokus i årene fremover.

### 10.5.1 Norden

Utsiktene til et fortsatt kraftoverskudd og en sterk økning i utvekslingskapasiteten medfører at det nordiske kraftsystemets evne å håndtere tørrår vil bedres betydelig i tiden fremover. Alle de nordiske landene foruten Danmark har vannkraft som en viktig del av produksjonsmiksen, jf. kap. 3. Tørrår, som medfører svikt i vannkraftproduksjonen, rammer som regel de nordiske landene samtidig. Også temperaturmessig sammenfaller kalde vintre i stor grad i det nordiske systemet og periodene med høy forbruksbelastning er derfor sterkt korrelert.

Nordisk ministerråd har fått utført vurderinger av kapasitetsmarginene i det nordiske kraftmarkedet frem til 2030.<sup>1</sup> Analysene viser at en svikt i vannkraftproduksjonen, som sammenfaller med kaldt vær, ikke forventes å skape store utfordringer for energisikkerheten i Norden.

I situasjoner med sterk forbruksbelastning viser analysene at de nordiske landene normalt vil kunne avhjelpe situasjonen gjennom å trekke på felles ressurser. Eventuelle utfordringer vil kunne oppstå i form av effektknapphet i kalde perioder, dersom det samtidig oppstår en situasjon med utfall av kjernekraften og/eller utenlandskablene til det øvrige Europa. Selv om den overordnede nordiske effektbalansen opprettholdes, vil det også kunne oppstå regionale utfordringer på grunn av flaskehalsen i de innenlandske nettene. Blant annet vil det være behov for stor import til Sør-Sverige, der det er planer om å fase ut kjernekraften. Denne situasjonen har bidratt til at den svenske regjeringen ønsker å opprettholde dagens effektreserve frem til 2025, som etter planen skulle vært faset ut innen 2020.

Forutsatt at prisene får virke i knapphetssituasjoner slik at forbruket kan tilpasse seg og tilgangen på import blir tilstrekkelig, finner rapporten at det ikke er omfattende utfordringer for effektisikkerheten frem til 2030. Høye priser vil kunne bidra til at forbruket tilpasser seg en knapphetssituasjon og øke tilgangen på import fra områder utenfor Norden. En sterkere markedsprising av effekt innebærer at verdien av fleksibilitet vil øke i takt med større andel uregulerbar produksjon og økende etterspørsel etter effekt via utlandsforbindelsene. Kuldeperioden i januar 2016 er et godt eksempel dette, jf. boks 10.6.

Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til utviklingen, og rapporten legger til grunn at det

nordiske markedet må være forberedt på økende utfordringer knyttet til både drift- og effektsikkerhet. Med mer variabel produksjonskapasitet og stor utvekslingskapasitet i det nordiske systemet mot 2030, vil det ikke bare være kapasiteten til å dekke forbruket på de kaldeste vinterdagene som avgjør forsyningsikkerheten. I tillegg må kraftsystemet i økende grad respondere på raske endringer i kraftflyten i nettet og i vind og solproduksjon, og det må være mulig å skaffe til veie tilstrekkelig energi når vind- og solproduksjonen er lav over lengre perioder.

### 10.5.2 Vurdering av energisikkerheten i Norge

Det er utført flere vurderinger av perspektivene for den norske forsyningsikkerheten på kort og mellomlang sikt av NVE og Statnett det siste året.

#### *Analyser av svært anstrengte kraftsituasjoner – behovet for SAKS-tiltak*

Statnett har ansvar for å utvikle virkemidler for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS), der det er energimangel. Formålet med SAKS-tiltakene er å redusere sannsynligheten for rasjonering, jf. kap. 3.

Statnett utførte vinteren 2015 en analyse av fremtidig behov for tiltak for svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS), etter vedtak fra NVE. Analysene har tatt utgangspunkt i kraftsystemet slik det forventes å være i henholdsvis 2016 og 2022. Ut fra det forventede kraftsystemet er det gjort ulike stresstester som simulerer ulike kombinasjoner av hendelser som potensielt kan ramme kraftforsyningen i Norge. Sannsynligheten for rasjonering er vurdert ut fra disse scenarioene. I analysene defineres rasjonering som en situasjon der industriforbruk stenger ned i en periode på minst en uke, og en kraftpris i Norge som langt overstiger de dyreste kraftverkene i Europa.

Statnetts analyser tyder på at det er svært lav sannsynlighet for rasjonering det neste tiåret, både når det gjelder regioner og Norge som helhet. Samlet sett gir de ulike beregningene 0,1 – 1 prosent sannsynlighet for at slike situasjoner kan oppstå. Gjennomgående er det nødvendig med flere simultane hendelser for at den norske kraftforsyningen står i fare for å komme i en rasjoneringssituasjon, selv med flere tørrår på rad.

De nye overføringskablene til Storbritannia og Tyskland har en viktig rolle i å redusere sannsynligheten for rasjonering i tiden etter 2020. Utvekslingskapasiteten på 2800 MW innebærer en bety-

<sup>1</sup> Capacity Adequacy in the Nordic power market, 2015. Thema Consulting på oppdrag av Nordisk Ministerråd

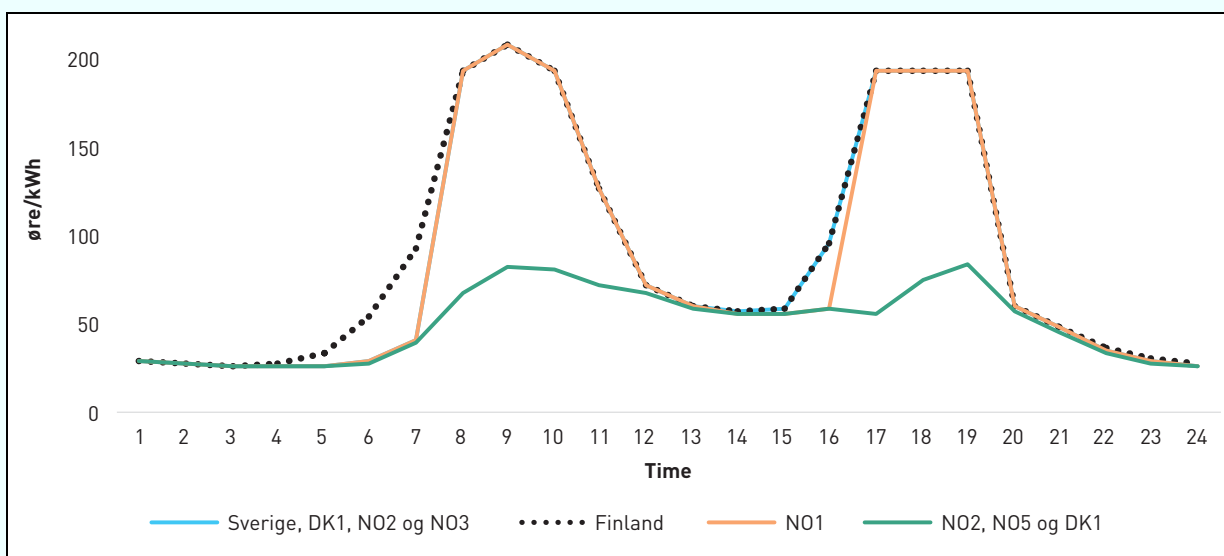
### Boks 10.6 Effektprising i januar 2016

Den kalde værtypen de tre første ukene av 2016 førte til en rekordhøy etterspørsel etter kraft i Norden. Sammen med lav nordisk vindkraftproduksjon ga dette et sterkere press på effektbalansen i flere områder. Situasjonen ble synliggjort ved uvanlig høye priser i spotmarkedet i perioder på døgnet, såkalte effektpriser. I enkelte timer økte kraftprisen til om lag 200 øre/kWh jf. figur 10.7. Til sammenligning var den gjennomsnittlige spotprisen for hele januar måned 28,7 øre/kWh. Prisene reflekterer at dyrere kraftverk må tas i bruk i perioder med knapphet, og at prisene må stige til et nivå som utløser import fra andre land utenfor Norden.

Man må tilbake til januar 2010 for å finne tilsvarende priser i det nordiske kraftmarkedet. Da var kraftsituasjonen preget av lav fyllingsgrad i vannmagasinene og driftsproblemer med

svenske kjernekraftverk. I situasjonen som oppsto i januar 2016 var imidlertid kun ett kjernekraftverk (Ringhals 2) ute til vedlikehold. Det var også høy tilgjengelighet på overføringskablene mot Europa og vannmagasinene var på et rekordhøyt nivå. Til tross for god tilgang på energi vinteren sett under ett, utløste kuldeperioden effektknapphet i enkelte områder. I slike situasjoner er det den installerte kapasiteten som setter begrensninger på hvor høyt produksjonen kan reguleres opp for å møte eventuelle knapphetssituasjoner.

De høye kraftprisene bidro til at kraftmarkedet klarte å opprettholde balansen. Under kuldeperioder med så høy last vil imidlertid det nordiske kraftsystemet være sårbart hvis det i tillegg skulle oppstå feil på f.eks kjernekraftverk og viktige overføringsforbindelser.



Figur 10.7 Spotpris per time den 21. januar 2016, øre/kWh.

Kilde: Nord Pool

delig økning i Norges importmuligheter. Også eksisterende og nylig utbygd kapasitet til Danmark bidrar til å redusere sannsynligheten for knapphet i det norske systemet.

Perspektivene for kraftbalansen i Norge og Norden er betydelig endret siden SAKS-tiltakene ble innført etter tørråret 2002–2003. Dette medvirker til at forsyningssikkerheten for tørrår ligger an til å bli mer robust i årene fremover. Også forsyningssikkerheten regionalt forventes å bedres,

ettersom innenlands nett forsterkes i årene fremover.

#### Vurderinger av forsyningssikkerheten – NVE

NVE har utført analyser av kraftsystemets evne til å håndtere hendelser i dagens kraftsystem og med utgangspunkt i forventet kraftsystem i 2030, der også nye overføringsforbindelser er på plass i Norge og i Norden. Fokuset for analysen har vært å vurdere faren for energiknapphet.

Kraftsystemet i Norge er testet med utgangspunkt i en situasjon med lav magasininfylling, og virkningen av 58 ulike tilsigsår er beregnet. Av dette er det tatt utgangspunkt i de 9 årene som har lavest kraftbalanse. Dette utgangspunktet medfører en relativt stram situasjon grunnet lav tilgjengelighet på vannkraftressurser, men i analysene klarer kraftsystemet seg uten større prisendringer grunnet tilgjengeligheten på importmuligheter fra våre naboland.

Med utgangspunkt i denne situasjonen har NVE testet konsekvensene av ulike hendelser i kraftsystemet som medfører at en mister kapasitet på tilbudssiden eller i importmuligheter.

De ulike hendelsene skjer i alle tilfeller i februar måned, og blir ikke rettet i løpet av analyseperioden.

Hendelser som er testet inkluderer:

- Bortfall av norsk vannkraft
- Bortfall av svensk og finsk kjernekraft
- Bortfall av utvekslingskapasitet mellom Norge og Sverige
- Bortfall av utvekslingskapasitet til Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia
- Enkelte relevante kombinasjoner av de ovennevnte

Analysene tilsier at kraftsystemet for 2030, slik NVE har modellert det, er et robust kraftsystem der mange hendelser må inntreffe for å utløse en energiknapphetssituasjon, selv i tilfellet med to tørrår på rad. Situasjoner med ekstrempriser kan oppstå, men da i relativt komplekse situasjoner med lav sannsynlighet. Risikoen for denne type situasjoner ser man sterkest den andre vinteren i en serie med to tørre og kalde år på rad, og da spesielt i ukene rett før en forventer vårsmelteperioden.

Det norske kraftsystemet er i denne analysen i så stor grad avhengig av import fra Sverige i tørrår vinterstid at det er lite rom for å øke importen ytterligere ved en hendelse. Det er også lite fleksibilitet i vannkraftsystemet, siden tilgjengelige ressurser utnyttes tett opp mot full kapasitet i tørre år. Systemets største fleksibilitet i denne situasjonen ligger i utvekslingskapasiteten mot andre områder, gitt ved kablene til Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia. Ved stor tilgang på ulike overføringsforbindelser reduseres også sårbarheten for at en kabel skulle falle ut.

Analysene viser at knapphet på energi fører til noe høyere priser i snitt. Risiko for ekstreme priser er samtidig relativt lav.

### 10.5.3 Nye utfordringer for den norske driftssikkerheten

Viktige utviklingstrekk som har betydning for driftssikkerheten mot 2030 er økt bruk av IKT, større bruk av effektintensive produkter, utenlandsforbindelser, kjernekraftavviklingen, mer ny uregulerbar kraftproduksjon og klimaendringer.

Økt bruk av IKT gir både utfordringer og muligheter for kraftsystemet. Samfunnets økende avhengighet av IKT øker sårbarheten for utfall i kraftforsyningen for stadig flere deler av i økonomien. Økt bruk av IKT i kraftsystemet forventes samtidig å ha en positiv innvirkning på driftssikkerheten gjennom mer effektiv utnyttelse av kraftsystemet, mer rasjonell drift av anleggene, muligheter for bedre overvåkning og styring, og rask feilretting, jf. kap. 11.

Klimaendringer vil kunne gi økte påkjenninger på strømmettet. Dette inkluderer trefall og islaster på linjene, samt økt lynfrekvens og endrede vindforhold, jf. kap. 13.4. Nytt forbruk som medfører høyt uttak av effekt kan skape kapasitetsutfordringer for nettet, særlig hvis høyt effektuttak sammenfaller med eksisterende lasttopper på kalde vinterdager. Dette kan også føre til spenningsproblemer i det lavspente distribusjonsnettet, se kap. 3. Utenlandskabler og uregulerbar kraftproduksjon kan blant annet påvirke frekvens- og spenningskvaliteten negativt.

#### *Utvikling i systemdriften*

Tettere integrasjon med det europeiske kraftmarkedet, endringer i forbruksmønstre og kraftproduksjonsporteføljen i Norge, Norden og Europa fører til nye utfordringer for driften av kraftsystemet.

Utviklingen mot mer uregulerbar kraftproduksjon og større utvekslingskapasitet mot andre markeder innebærer at kraftsystemet får andre tekniske egenskaper og et annet driftsmønster. Statnett peker på flere utfordringer i kraftsystemet fremover mot 2030, blant annet raskere endringer i flyten og balanseringen av systemet.

Statnett bruker i stor grad markedsløsninger for å håndtere den daglige driften av kraftsystemet. For å ivareta en sikker og effektiv drift, må også system- og markedsløsningene videreutvikles i årene fremover. Dette er også nødvendig for å sikre en effektiv utvikling av kraftsystemet. Mange løsninger må være nordiske på grunn av gjensidig avhengighet innenfor det nordiske synkronområdet. I økende grad vil løsningene også bli europeiske, blant annet gjennom utviklingen

av nye direktiver og koder fra EU. Et eksempel på dette er utviklingen av en bindende retningslinje om systemdrift, se kap. 6.4.5.

Integrasjonen med andre lands kraftsystemer vil også gi økte utfordringer for driften av det norske og nordiske kraftsystemet, ved at norske (fleksible) produsenter kan tilpasse produksjonen sin for å dekke variasjonen i europeisk forbruksmønster. Selv om Norges vannkraftsystem har gode forutsetninger for å bidra til effektiv balansering av kraftsystemet, vil økt utveksling med utlandet, endret forbruksmønster og mer uregulerbar kraftproduksjon medføre utfordringer som vil kreve nye løsninger og virkemidler for å sikre en effektiv og sikker systemdrift fremover.

Ubalanser påvirker hele det nordiske synkronområdet, noe som øker behovet for enda tettere nordisk samarbeid og felles løsninger. Dette er blant annet operasjonalisert gjennom den nordiske systemdriftsavtalen mellom de systemansvarlige i Norge, Sverige, Danmark og Finland. I årene fremover vil de nordiske TSOene intensivere samarbeidet, blant annet gjennom mer formalisert samarbeid om driftskoordinering i Norden, i tråd med europeiske regelverksutvikling. Dette skjer gjennom opprettelsen av en nordisk RSC (Regional Security Coordinator). RSCen vil være et samarbeid mellom de nordiske TSOene, og skal utføre enkelte koordineringsoppgaver og spesifikke tjenester for TSOene. En nordisk RSC skal være rådgivende, og ikke fatte beslutninger. Den skal være en tjenesteleverandør til TSOene, og endrer ikke på det nasjonale systemansvaret.

#### *Balansering av kraftsystemet*

Perspektivene mot 2030 indikerer at det norske kraftsystemet blir mer krevende å drifte, slik utviklingen har vist de siste årene. Frekvenskvaliteten i det nordiske systemet er allerede i perioder utfordret. Utfordringene er størst rundt time-skift. Dette gjelder spesielt på morgen og kveld når forbruk og produksjon endres mye i løpet av kort tid, og når kraftflyten på mellomlandsforbindelsene snur. Utfordringene for systemdriften vil trolig forsterkes fremover med de endringene som forventes i kraftsystemene i Norden.

Nye mellomlandsforbindelser og mer uregulerbar kraftproduksjon i systemet vil kunne forverre frekvenskvaliteten hvis det ikke gjøres tiltak. I perioder om sommeren vil det i økende grad kunne oppstå situasjoner der forbruk i stor grad dekkes av import over mellomlandsforbindelsene og uregulerbar produksjon som småkraft og elvekraft. I slike situasjoner er det få større magasin-

kraftverk i drift (lite regulerbar produksjon), og dermed liten tilgang på kraftverk som kan bidra til å balansere kraftsystemet ved behov. Det kan da oppstå situasjoner hvor det kan bli vanskelig og kostbart å skaffe tilstrekkelig volum både av frekvensstyrte og manuelle reserver. En feil i en slik situasjon vil kunne gi større frekvensavvik og kan være kritisk for driftssikkerheten. Dette er en relativt ny situasjon, som en har sett økt hyppighet av de siste årene.

Kraftsystemet er avhengig av tilstrekkelig roterende masse. I dagens kraftsystem er større kraftverk som kjernekraftverk og regulerbare vannkraftverk viktige for å gi en indre stabilitet og robusthet til kraftsystemet. I situasjonen som er beskrevet over kan mangelen på rotasjonsenergi utfordre systemdriften og gjøre kraftsystemet mer utsatt for ubalanser. Dette forventes å bli spesielt krevende dersom svensk kjernekraft legges ned. I tiden fremover vil det arbeides mer på nordisk nivå for å øke kompetansen på problemstillinger knyttet til rotasjonsenergi. På sikt ser Statnett det som sannsynlig at det må innføres ordninger hvor rotasjonsenergi kompenseres, for å sikre denne egenskapen i kraftsystemet, for eksempel et nordisk marked. Statnett vil vurdere hensiktsmessigheten av en støtteordning for vannkraftprodusenter som investerer i anlegg som kan kjøre på tomgang, og på den måten yte rotasjonsenergi til systemet, uten å bruke vann. Vurderingen av behov for tiltak gjennomføres av Statnett som systemansvarlig.

For å sikre god frekvenskvalitet er det behov for tilstrekkelig tilgang til reserver. Utviklingen fremover vil kunne gi større behov for både frekvensstyrte og manuelle reserver. Som et svar på dette jobbes det for å videreutvikle felles nordiske markeder for balansetjenester, samtidig som nye produkter vurderes. Et eksempel er reservasjon av overføringskapasitet til salg av balansetjenester over mellomlandsforbindelser, jf. kap. 11.

I forbindelse med frekvensregulering, kan i prinsippet utkobling av sluttbrukeres forbruk også brukes av systemansvarlig til å håndtere ubalanser i driftstimen, i likhet med fleksibiliteten til store industrikunder. Det er nærliggende å tro at sluttbrukernes fleksibilitet kan tilbys i regulerkraftmarkedet.

#### *Flytendringer og flyten på mellomlandsforbindelsene*

Økt og mer variabel kraftflyt med raske skift i kraftproduksjon og overføring, for eksempel på mellomlandsforbindelsene, gjør det mer krevende å holde frekvensen stabil og spenningen innenfor

gitte grenser. For å løse disse utfordringene på en god måte trengs det blant annet mer overvåking og automatisert styring av kraftsystemet, samt fokus på utvikling av nye markedsløsninger.

For å ivareta driftssikkerheten i det nordiske synkronområdet er det satt begrensninger på hvor raskt flyten på mellomlandsforbindelsene kan endres, med en maksimal hastighet på 30 MW/minutt per forbindelse. Flytendringen (rampingen) skal gjøres i løpet av 10 minutter på hver side av timeskift, noe som gir en flytendring på maksimalt 600 MW per timeskift per forbindelse. Dette kalles rampingrestriksjoner. Disse betingelsene er bestemt i den nordiske systemdriftsavtalen.

Med flere mellomlandsforbindelser vil det være naturlig å anta hyppigere og større endringer av flyt inn og ut av det nordiske synkronområdet, og at summen av ramping på mellomlandsforbindelsene vil føre med seg ytterligere ubalanser i det nordiske kraftsystemet, hvis det ikke gjøres tiltak. Statnett ser det som aktuelt å se på løsninger for å øke tillatt ramping til 1000 MW/time, og samtidig åpne for at ramping av mellomlandsforbindelsene kan skje gjennom hele timen (kontinuerlig ramping). En slik endring kan være med på å redusere frekvensavvikene nær timeskift. Dette vil føre til en mer effektiv utnyttelse av mellomlandsforbindelsene, men kan samtidig gi større avvik mellom planlagt og faktisk flyt innenfor driftstimen i det nordiske systemet hvis det ikke gjøres tiltak. Nytt regelverk på ramping er også avhengig av regelverksutvikling i EU, og må også sees i sammenheng med annen markedsutvikling.

#### *Strukturelle ubalanser og tidsoppløsning i markedet*

Day-ahead markedet baseres på at produksjonen endres trinnvis hver time, mens etterspørselen endres kontinuerlig innenfor driftstimen, jf. første del av figur 10.8. Dette medfører utfordringer for frekvenskvaliteten rundt timeskift. Avviket mellom produksjon og etterspørsel kan derfor være stort *innenfor* timen, selv om det er balanse i gjennomsnitt. Slike strukturelle ubalanser oppstår særlig i de timene på døgnet med store endringer i kraftflyten. Nye mellomlandsforbindelser og en økt andel uregulert produksjon vil trolig medføre større strukturelle ubalanser. Disse håndteres i dag ved hjelp av frekvensstyrte og manuelle reserver, samt manuell flytting av produksjonsplaner, noe som neppe er tilstrekkelig i fremtiden. Noe som kan avhjelpe strukturelle ubalanser, er en finere tidsoppløsning i markedene, og dermed

produksjonsplaner som ligger tettere på etterspørselen, som er vist i andre del av figur 10.8. Dette vil redusere de strukturelle ubalansene og dermed også behovet for balansering i driften. For tiden utarbeides et nordisk prosjekt som skal analysere virkningene av å innføre finere tidsoppløsning, men dette temaet avhenger også av europeisk regelverksutvikling.

#### *Fremtidige utfordringer i distribusjonsnett*

Forsyningssikkerheten i årene fremover kan utfordres av varierende produksjon og overføringsforhold, men også forbruksmønstre i endring jf. kap. 9. Perspektivene tilsier at det kan bli sterkere vekst og endrede forbruksmønstre for elektrisitets- og effektetterspørselen. Dette kan ha implikasjoner for forsyningssikkerheten, spesielt i det lavspente distribusjonsnett.

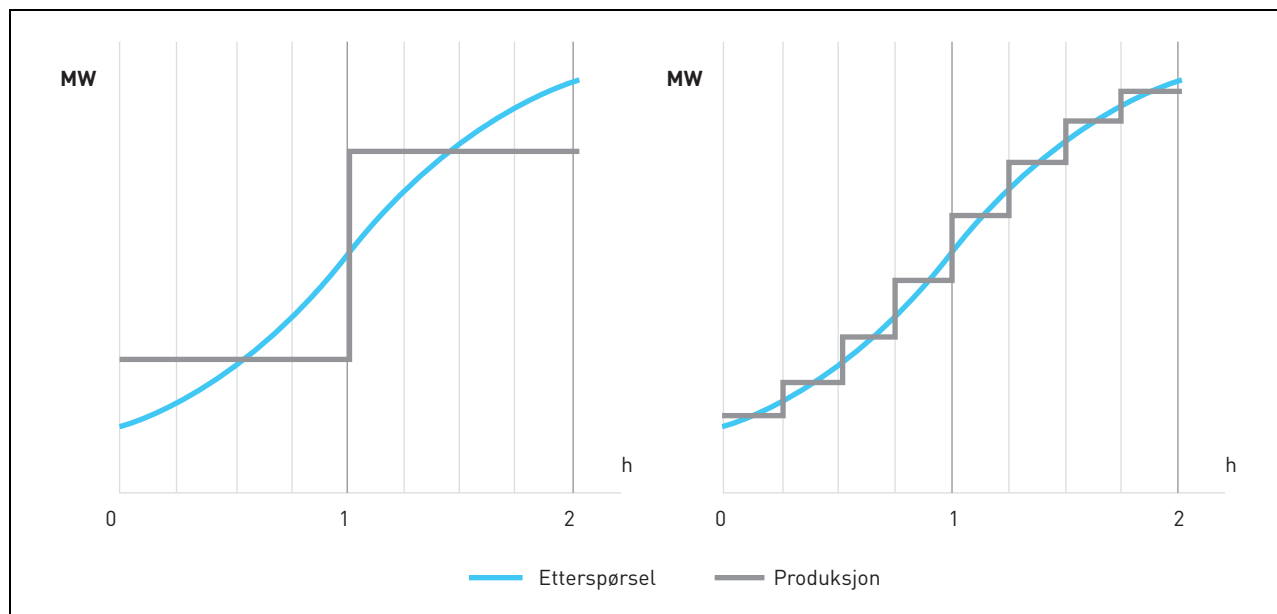
Stor vekst i antall el-biler og mer effektkrevene elektriske apparater som momentane varmtvannsberedere, direktestartende motorer for varmpumper, induksjonskomfyrer og høytrykkspylere vil påvirke kraftsystemet på ulike måter. Hvis bruken i tillegg sammenfaller med eksisterende lasttopper på kalde vinterdager, kan det påvirke effektsikkerheten. Hvor stor påvirkning el-bilene og apparatene vil kunne ha kommer både an på hvor mye effekt de krever og hvor sterkt nettet er. Jo høyere effekt, jo raskere lader el-bilen, og jo fortere varm blir induksjonstoppen.

For elbiler vil effektbehovet og påvirkningen på nettet være avhengig av størrelsen på ladeeffekten. Å lade et batteri på 50 kWh vil ta mellom 4 og 17 timer å lade opp avhengig av ladeeffekt. Det medfører store forskjeller i hvor stort strømuttaket er under lading.

Det totale effektuttaket i et gitt distribusjonsnett er imidlertid ikke bare avhengig av effekten på den individuelle lader og antall elbiler, men også hvordan ladingen fordeler seg over døgnet. Jo flere som lader samtidig, desto større blir samlet belastning i nettet og desto høyere blir effektetterspørselen.

Elbilforeningen har utført en undersøkelse av medlemmenes ladevaner som viser en relativt jevn ladeprofil over døgnet. Mange lader bilen både på jobb og hjemme, og selv om aktiviteten er høyest mellom 18.00 og 04.00, viser undersøkelsen at det er langt fra «alle» som drar på jobb kl.08.00 og kommer hjem kl.17.00. Dette betyr at samladingseffekten ikke nødvendigvis trenger å bli så høy.

NVE har utarbeidet scenarioer for ulike nivåer på antall elbiler per husholdning, effekt og sam-



Figur 10.8 Etterspørsel og tidsoppløsning.

Kilde: NVE

lading. Med tilnærmet full elektrifisering, middels høy lagringseffekt og et forbruksmønster som følger funnene til elbilforeningen, tyder analysene på at effektetterspørselen kan begrenses til et nivå som distribusjonsnettet tåler.

Usikkerheten om fremtidig forbruksmønstre er stor. Situasjoner med høyere belastning kan

forekomme, spesielt i enkelte perioder der samlingseffekten er stor. I årene fremover vil det komme på plass andre teknologiske løsninger og utbedringer av distribusjonsnettet som kan bidra positivt til utviklingen, jf. kap. 11, for eksempel AMS.

## 11 Ny teknologi i det norske kraftsystemet

### 11.1 Innledning

---

Norge har alltid ligget langt fremme i å ta i bruk ny teknologi i kraftsystemet. I løpet av de siste årene har det skjedd en stor teknologisk utvikling som delvis henger sammen med den økende digitaliseringen av samfunnet. Denne teknologiske utviklingen kan bidra til å løse utfordringer i kraftsystemet på en effektiv måte. Ny teknologi og økt tilgang på informasjon gir muligheter for kostnadsbesparelser, økt forsyningssikkerhet og mer effektiv energibruk.

Kraftsystemet er i endring. Kraftforbruket utvikler seg til å bli mer energieffektivt, men mer effektkrevende. Nye produkter og nye bruksområder gjør at forbruket varierer mer over tid, med høyt forbruk i korte tidsrom. Andelen kraftproduksjon fra fornybare, uregulerbare teknologier øker. Endringer i produksjons- og forbruksmønstre vil ha stor betydning for driften av nettet, og for investeringene som skal gjennomføres.

Nye teknologiske og markedsmessige løsninger kan legge til rette for et mer effektivt og fleksibelt system, som over tid kan redusere behovet for nettinvesteringer. Systemets evne til å håndtere endringer på kort og lang sikt avhenger både av de fysiske anleggene, IKT-utstyret og markedsystemene.

Økt bruk av IKT og avanserte styringsystemer, som AMS (avanserte måle- og styringsystemer), er viktige eksempler på bruk av ny teknologi i strømmettet. Slike systemer kan sikre en mer effektiv utnyttelse av kraftsystemet, muligheter for rask feilretting, bedre overvåkning og styring av nettet og et redusert investeringsbehov.

Også for brukerne av nettet vil den teknologiske utviklingen gi nye muligheter. AMS vil gjøre det enklere å følge med på eget forbruk av energi og effekt, og tilpasse forbruket til prissvingninger. AMS vil også gjøre det enklere for sluttbrukere som ønsker å produsere egen strøm å levere overskuddskraft inn på nettet (plusskunder). Elhub legger til rette for at også kundene i et boligselskap kan gå sammen om å installere kraftproduksjon og bli plusskunde. Hele produksjonen i boligselskapet fellesavregnes og fordeles på abonnen-

tene. På den måten får boenhetene i boligselskapet alle fordelene ved å være plusskunde.

Det er forventet at utviklingen av ny og bedre teknologi for lagring vil øke det tekniske potensialet for utnyttelse av uregulerbare energikilder, øke kapasitetsutnyttelsen i eksisterende nett, og bidra til å redusere behovet for oppgraderinger.

Utvikling av lokale produksjonsteknologier og batterier, smarte styringssystemer og mer effektiv bruk av energi vil til sammen påvirke fremtidens energisystem på en måte det er vanskelig å sikkert anslå i dag.

### 11.2 Bruk av IKT i nettet

---

IKT er allerede et viktig verktøy i driften av kraftsystemet. I driften av transmisjons- og regionalnettet benyttes IKT og avanserte kontrollsystemer. Bruken av IKT for overvåkning, styring og kontroll av kraftnettet er samlet i driftskontrollsystemer, og kraftforsyningen har i en årrekke benyttet IKT-baserte systemer for å fjernstyre anlegg for kraftproduksjon og nett. Overgangen til IKT-basert overvåkning og styring av energiforsyningen har gitt store effektivitetsgevinster for selskapene.

Driftskontrollsystemene gjør det mulig for nettselskapene å overvåke tilstanden i nettet og i produksjonsanleggene i sanntid. Ved feil, utfall eller andre hendelser kan operatørene på driftscentralen umiddelbart ta tak i problemet, for å gjenopprette strømforsyningen raskt eller å utbedre feilen.

Hittil har digitalisering av data og sammenkobling av driftskontrollsystem og andre systemer vært forbeholdt transmisjons- og regionalnettet, men det er nå en utvikling hvor dette blir mer vanlig også i distribusjonsnettet.

Det er viktig at nettselskapene bidrar med kompetanse og deltar aktivt i utviklingen av kraftsystemet. For å stimulere nettselskapene til økt deltagelse i FoU-aktiviteter som kan bidra til en mer effektiv drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet, har NVE etablert en FoU-ordning i inntektsrammereguleringen. Ordningen innebærer at nettselskapene gis full kostnadsdekning for



**Boks 11.1 Smart systemdrift**

Statnett bruker system- og frekvensvern for å øke overføringskapasiteten i nettet, redusere avbruddsomsfang ved enkeltutfall og hindre lokalt nettsammenbrudd.

Systemvern er en fellesbetegnelse på forhåndsdefinerte koblinger som utløses automatisk ved utfall av linjer eller transformatorer, eller hvis uønskede frekvens-, spennings- eller strømgrenser nås. Systemvern omfatter blant annet frakobling av forbruk og produksjon.

Frekvensvern brukes for å redusere risiko for nettsammenbrudd ved produksjonsbortfall. Dette er automatiske utkoblinger som i første rekke kobler ut alminnelig forbruk. Totalt er om lag 30 prosent av norsk forbruk tilknyttet slike vern. I dag er denne type frekvensvern ofte i en manuell løsning. Etter hvert som stasjoner også i distribusjonsnettet gjøres tilgjengelig for systemansvarliges driftssystem, vil det være mulig å videreutvikle bruken av frekvensvern.

**Boks 11.2 Sanntidsinformasjon gir et smartere transmisjonsnett**

Mer og bedre sanntidsinformasjon er avgjørende for smartere drift av kraftsystemet. Både fysisk infrastruktur og kommunikasjonsløsninger må utvikles for å nå dette målet. Et eksempel på en slik infrastruktur er *Phasor Measurement Unit* (PMU). Dette er et måleinstrument som gir en kontinuerlig strøm av målinger med ekstremt høy og nøyaktig oppløsning. Målingene fra PMUene gir raskere og mer nøyaktig informasjon om kraftsystemet, og kan bli en viktig brikke for å drifte kraftsystemet smartere i fremtiden.

De fleste av bruksområdene for PMU-teknologien er fremdeles på forsknings- og utviklingsstadiet. Statnett har i dag rundt 20 PMUer installert i transmisjonsnettet, og data fra disse brukes for å støtte opp under FoU-aktivitet. Det arbeides også med felles nordiske prosjekter for bruk av PMU-målinger.

FoU- og demonstrasjonsprosjekt som oppfyller visse kriterier. Kostnadene finansieres over nettleien.

*Teknologi i transmisjonsnettet*

Bruk av teknologi i transmisjonsnettet for å samle inn og analysere informasjon, og for å automatisere prosesser, er avgjørende for å kunne drifte nettet på en effektiv og sikker måte. Etter hvert som kompleksiteten i driften øker som følge av flere desentrale aktører og utenlandsforbindelser, vil slike løsninger bli stadig viktigere.

Et IKT-basert driftskontrollsystem består av driftssentraler, datautstyr, nettverkskomponenter, infrastruktur for samband og signalføring og alle typer systemvern. De aller fleste nettselskaper og alle kraftprodusenter tilknyttet transmisjons- og regionalnettet har i dag driftskontrollsystem for overvåking og fjernstyring av anleggene.

For å håndtere uforutsette hendelser trenger kraftsystemet tilstrekkelig med reserver. Tidligere var det hovedsakelig to typer reserver; manuelle reserver og automatiske (primær) reserver. I 2008 tok Statnett initiativ til et felles nordisk arbeid for å utvikle automatiske sekundærreserver, se boks 11.3. I dag er det kun produksjonsanlegg som deltar i markedet for sekun-

dærreserver, men markedet er åpent for deltagelse fra forbruk. For at en aktør skal kunne levere reserver må det finnes kontroll- og styringssystemer som sørger for at produsenten eller forbruksenheten får signal om hva slags regulering som skal skje. Dette krever en direkte kobling mellom nettselskapets driftssystem og styringssystemene for de aktuelle kraftprodusentene eller forbruksenhetene.

*Innføring av AMS i distribusjonsnettet*

De nye strømmålerne som alle nettselskapene skal installere hos kundene innen 1. januar 2019, kalles avanserte måle- og styringssystemer (AMS).<sup>1</sup> AMS registrerer strømforbruket automatisk hver time, og sender informasjonen til nettselskapet en gang i døgnet. Med AMS blir det derfor slutt på manuelle avlesninger og innrapporteringer til nettselskapet. Hyppige og automatiske avlesninger betyr at datakvaliteten vil øke. Dette gir mer korrekte strømregninger og nyttig informasjon til både strømkunder og nettselskaper.

<sup>1</sup> Kravet om innføring av AMS er fastsatt i forskrift av 11. mars 1999 (nr. 301) om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av nettnester.

### Boks 11.3 Hasle-piloten

Som en del av en felles nordisk markedsutvikling har Statnett og Svenska Kraftnät (SvK) arbeidet med et pilotprosjekt om utveksling av automatiske sekundærreserver over Hasleforbindelsen mellom Norge og Sverige.

Automatiske sekundærreserver fungerer ved at et signal sendes fra systemansvarlig til leverandøren av reservene, hvorpå produksjonen i anlegget automatisk endres. Responstiden for disse reservene er 120–210 sekunder.

Hovedfokus for arbeidet har vært å få frem de samfunnsøkonomiske gevinstene ved utveksling av sekundærreserver mellom landene, samt å få kunnskap om behov for utvikling av IKT og felles nordiske rutiner i en permanent utveksling av sekundærreserver.

Utteksling av reserver er viktig for å redusere de totale nordiske kostnadene ved kjøp av reserver, og dermed øke det samfunnsøkonomiske overskuddet, samt å legge til rette for at vi får mer reserver tilgjengelig i det nordiske systemet.

Innføring av AMS bidrar til nødvendig modernisering av distribusjonsnettene. Bruk av AMS vil gi nettselskapene langt mer nøyaktig informasjon om tilstanden i nettet. Informasjonen kan brukes til å drifte og dimensjonere nettet mer effektivt.

AMS åpner for enklere og mer effektiv nettdrift. Målerne som skal installeres må oppfylle et sett med funksjonskrav gitt i forskrift. Utover de forskriftsfestede kravene, er det opp til nettselskapene selv å vurdere behovet og velge løsninger ut ifra lokale forhold og tilstanden i nettet. Det er ikke nødvendigvis de samme løsningene som velges i alle distribusjonsnettene.

I mange tilfeller vil det være mulig å oppgradere AMS-målerne til å ivareta ny funksjonalitet. Flere AMS-leverandører tilbyr «påbygning» til mer avanserte målinger. Innrapporteringer til NVE viser at nettselskapene gjerne velger målere som kan oppgraderes med tilleggsfunksjoner. Flere nettselskap har opsjoner på dette i sine leverandøravtaler. Slike avtaler gjør det mulig å bruke AMS til å møte fremtidige behov som ikke kan identifiseres fullt ut i dag.

Data fra AMS om forbruk, last, strømmålinger og spenningsmålinger gjør at nettselskapene kan utføre mer presise nettanalyser til bruk i planlegging og drift av nettet. Bedre oversikt over når

ulike deler av nettet er hardt belastet, og hvordan lasten fordeler seg, vil være et viktig underlag i nettplanleggingen.

Ringeriks-Kraft Nett AS, som var tidlig ute med sin AMS-utrulling, opplyser at de har erfart at daglig innsamling av måleverdier bidrar til et mer korrekt investeringsgrunnlag. Ringeriks-Kraft Nett AS kan allerede vise til sparte investeringer og reduserte driftskostnader som følge av AMS-investeringen.

AMS legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr. Dette innebærer at AMS gir mulighet for etterspørselsfleksibilitet, enten ved at en tjenesteleverandør installerer en styringsløsning som fjernstyrer forbruk, nettselskapet fjernstyrer forbruk, eller ved at strømkunden selv styrer forbruket basert på informasjon og tilbakemeldinger. Med AMS kan derfor tilbudet av etterspørselsfleksibilitet øke.

Enkelte typer effektkrevende apparater kan være kilde til at det oppstår spenningsvariasjoner i svake distribusjonsnett. Gjennomstrømningsberedere for varmtvann, høytrykksspylere og enkelte typer varmepumper er eksempler på dette. AMS-målere med funksjonalitet for å registrere spenning gir bedre muligheter til å overvåke kvaliteten i nettet, og til å planlegge nødvendige tiltak.

Spenningsmålinger fra AMS kan gi bedre oversikt og kontroll med situasjonen i lavspenningsnettene. I dag oppdager nettselskapene feil først ved varsling fra kunde. Da kan kundene allerede ha erfart både havari på elektriske apparater og utstyr, og i ytterste konsekvens brann eller branntilløp. Spenningsovervåkning ved hjelp av AMS kan bidra til å forhindre dette. Registrering av avbrudd gir nettselskapet mulighet til å raskere oppdage og rette feil. Ved jordfeil må nettselskapene i dag gjerne sende ut letemannskap, som kan bruke lang tid på å lokalisere feilen. Med avdekking av jordfeil via AMS kan feilen måles eksakt uten å bruke tid på feilsøking og utrykning.

AMS skal kunne bryte og begrense effektuttaket i det enkelte målepunkt. Bryterfunksjonen kan være en viktig komponent i situasjoner som medfører behov for rasjonering. Dersom rasjonering skal utføres i dag, eksempelvis i en beredskapssituasjon, vil det innebære fullstendig utkobling av område for område. Med bryterfunksjonen kan prioriterte målepunkt i et område unntas slik at kunder med særskilte behov fremdeles kan ha tilgang på elektrisitet. Av sikkerhetsmessige årsaker er det per i dag kun lov til å bryte en og en kunde. Masseutkobling kan medføre uforutsette konsekvenser, og det trengs mer kunnskap om

dette før brytefunksjonen kan benyttes til rasjonering.

### Elhub

Innføring av timesavlesning for alle innebærer enorme mengder data. For å håndtere dette på en mest mulig effektiv måte arbeides det med å utvikle en sentral løsning for datalagring. Statnett har fått ansvaret for utviklingen av denne løsningen, som har fått navnet Elhub, se figur 11.1. Elhub skal være ferdig utviklet og settes i drift 20. februar 2017.

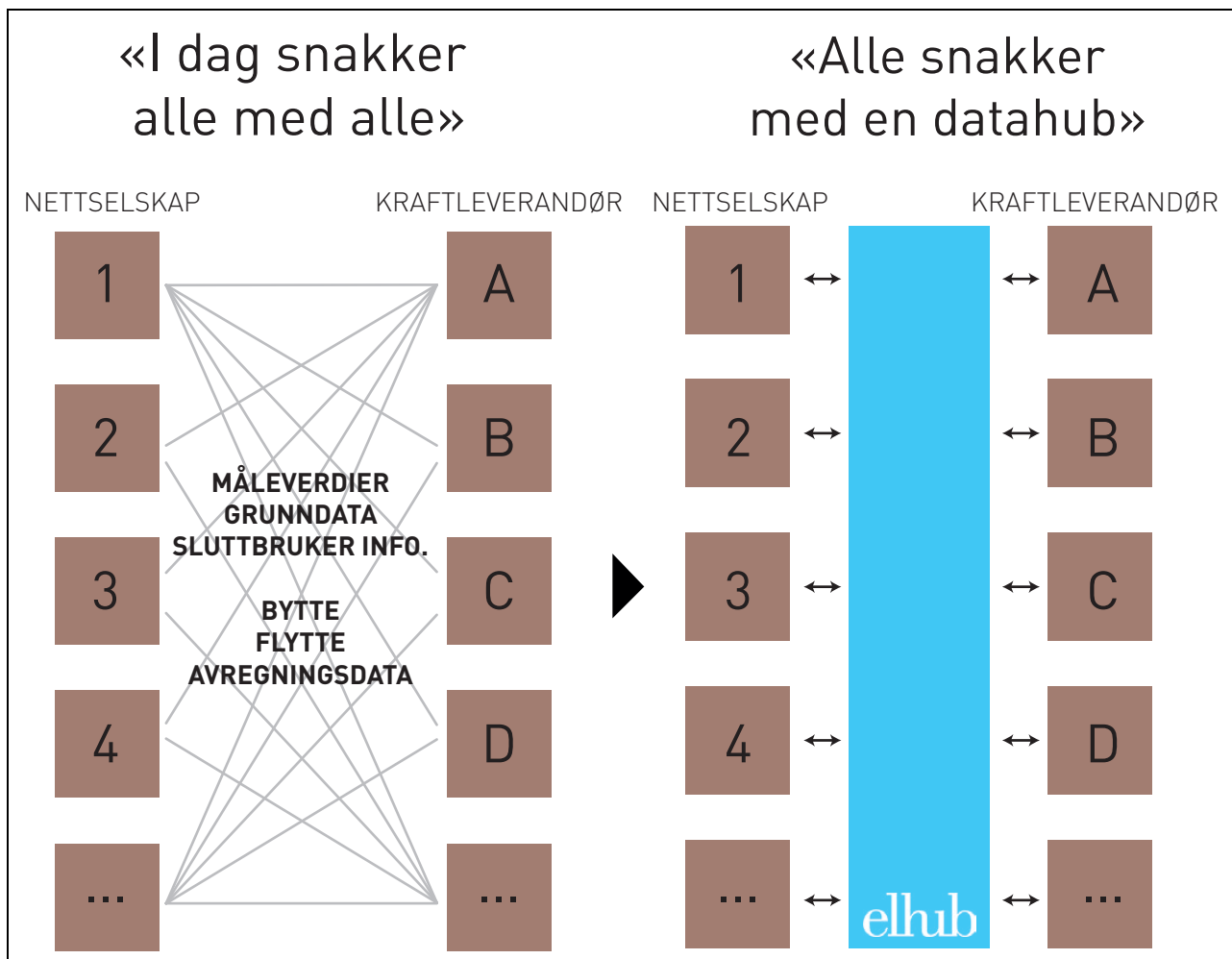
I dag er nettselskapene ansvarlig for distribusjon av måleverdier til kraftleverandører, leverandørbytter, opphør av levering samt sammenstilling til balanseavregning og avviksunnderlag. Elhub vil overta disse oppgavene og kraftleverandører får enklere tilgang til alle sine kunders måledata fra ett sted. Tredjepartsaktører, som for eksempel aggregatorer og energitjenesteselskap

som tilbyr overvåknings- og styringstjenester, vil kunne hente ut måleverdidata, etter først å ha innhentet godkjenning fra sluttkunden.

### Personvern og IKT-sikkerhet i AMS og Elhub

Både AMS og Elhub er viktige tiltak for å legge til rette for en mer effektiv kraftforsyning. Samtidig innebærer hyppige avlesninger av strømforbruket, samt økt datautveksling og -lagring, økt oppmerksomhet om personvern og IKT-sikkerhet. Det er et viktig prinsipp at strømkunden eier sine egne måledata, og bestemmer hvem som skal få tilgang til disse dataene.

Nettselskapene har ansvaret for å ivareta sikkerheten knyttet til AMS. For å hindre misbruk av data og uønsket tilgang til personopplysninger og styrefunksjoner, stilles det strenge krav til nettselskapene og til Elhub. Eksempler på krav er obligatorisk kryptering av meldingsutvekslingen med Elhub, sikker tilgangskontroll og styringssystem



Figur 11.1 Slik fungerer Elhub.

Kilde: Elhub

for sikkerhet i Elhub. Nettselskapene må enten stille krav til at kommunikasjonsløsningen i AMS skal foregå i et lukket nett, eller være kryptert. Nettselskapene må sørge for sikker tilgang til kritiske styrefunksjoner som bryterfunksjonen i AMS. Det vil si fjernstyring av strømtilførsel fra nettselskap. Dersom det er kobling mellom AMS-løsningen og driftskontrollsystemet, skal AMS-løsningen oppfylle krav i beredskapsforskriften. NVE har også utarbeidet en veileder til sikkerhet i AMS som skal oppdateres.

AMS skal leveres med et åpent lesegrensesnitt som gjør at kommersielle tjenesteleverandører kan tilby tjenester som utnytter AMS-måleren. NVE har, sammen med Norsk Elektroteknisk Komite (NEK), tatt initiativ til en nasjonal anbefaling om tilgang til ulike data i det åpne lesegrensesnittet. Anbefalingen tenkes brukt når kommersielle tjenesteleverandører, som for eksempel tilbyr formidlingsløsninger via app, display eller smart-husløsninger, kobles til AMS. Det anbefales at det åpne lesegrensesnittet skal være slått av ved installasjon fra nettselskap, og at strømkundene selv aktivt må godkjenne at informasjonsstrømmen blir aktivert.

Ved utvikling av tilleggstjenester og andre muligheter som følger av AMS og Elhub må hensynet til nøytralitet ivaretas. Eksempelvis vil det være krav om separate kunde- og måleverdidatabaser for nettselskap og kraftleverandør fra 1. januar 2019.

### 11.3 Brukere av nettet

Innføring av AMS vil også bety store endringer for strømkundene. Med dagens ordning med manuell, periodisk avlesning og profilavregning etter gjennomsnittspriser, har strømkundene verken den nødvendige informasjonen, eller insentivene, til å være aktive og bevisste strømforbrukere. AMS legger til rette for at det blir enklere å følge med på forbruk og strømpriser. Dette kan gi kundene økt bevissthet og insentiver til energieffektivisering. Kundene vil i større grad kunne tilpasse strømforbruket etter variasjoner i strømprisen, og muligheten for timeavregning vil gjøre at kundene kan realisere gevinsten ved en slik tilpasning. AMS åpner også for en rekke tilleggstjenester, blant annet tjenester knyttet til energisparing og styring.

#### 11.3.1 Etterspørselsfleksibilitet

Det norske kraftsystemet er i dag ganske fleksibelt. Kraftsystemet blir i hovedsak balansert ved hjelp av store kraftprodusenter med vannmagasiner. Store sluttbrukere tilbyr også fleksibilitet, blant annet gjennom direkte deltakelse i day-ahead- og intradagmarkedet, balansemarkeder og andre ordninger.

Når en økende andel av kraftproduksjonen skjer med fornybare uregulerbare teknologier, samtidig som kraftforbruket blir mer effektkravende, kan behovet for fleksibilitet øke. Da kan det også bli lønnsomt å i større grad utnytte fleksibiliteten til mindre sluttbrukere i distribusjonsnettet. Ny teknologi gjør at også etterspørselsfleksibilitet fra mindre sluttbrukere kan bidra til å balansere kraftsystemet, gjennom intradag- og day-aheadmarkedet og balansemerkene.

Det fremtidige behovet for etterspørselsfleksibilitet er imidlertid usikkert, og vil blant annet være avhengig av kostnader, tilgjengelighet og pålitelighet. Samtidig må eventuelle barrierer fjernes slik at etterspørselssiden kan tilby fleksibilitet på like vilkår som andre fleksibilitetsressurser.

Etterspørselsfleksibilitet kan også spille en rolle mer lokalt i nettet. Behov for økt nettkapasitet i distribusjonsnettet møtes i dag hovedsakelig gjennom utbygging av nett, på tross av at kapasiteten ofte bare er anstrengt i et fåtall timer i løpet av året. Etterspørselsfleksibilitet kan muliggjøre bedre utnyttelse av eksisterende nett, og i noen tilfeller utsette eller redusere behovet for nye nettinvesteringer.

For å kunne bidra med fleksibilitet må aktøren ha mulighet til å regulere eller erstatte sitt energi- og effektforbruk. Ny teknologi legger til rette for at etterspørselssiden kan få et mer aktivt forhold til sitt strømforbruk. For eksempel kan en del forbrukslaster flyttes til andre tider på døgnet uten at dette i særlig grad påvirker brukerens komfort eller næringsvirksomhet. I fremtiden vil mange apparater også kunne innstilles slik at de automatisk agerer på for eksempel prissignaler eller lastforhold i nettet.

Innføring av AMS vil kunne gi strømkundene hyppigere og mer detaljert informasjon om strømprisene. I tillegg vil nettselskapene få flere alternative måter å fastsette nettleien på. Timesverdier fra AMS gjør at nettselskapene kan utforme nettariffer basert på kundens effektuttak. Prising av effekt kan gi signaler om kapasiteten i nettet og gi aktørene insentiver til å flytte eller redusere forbruk. Dette kan gi et jevnere forbruksmønster og redusere makslasten.

### Boks 11.4 Valgfrie tilleggstjenester til AMS

AMS-måleren har et åpent lesegrensesnitt som gir brukeren mulighet til å installere en rekke ulike typer tilleggstjenester.

#### Formidlingsløsninger

Brukeren kan installere en formidlingsløsning som bruker sanntids og/eller historiske AMS-måledata til å visualisere elektrisitetsforbruket. Det finnes ulike typer formidlingsløsninger tilpasset ulike bruksområder og brukergrupper. Felles for disse er at de gir kontinuerlig informasjon og tilbakemelding om elforbruk og kostnader.

Informasjonen kan enten formidles via et energidisply, en appløsning på mobil eller nettbrett, eller en webportal. Brukeren kan installere enkelt utstyr som overvåker energibruken til ulike apparater i hjemmet. Forbruket kan visualiseres med farger eller med illustrasjoner og dermed gi en bedre forståelse for kostnadene knyttet til eksempelvis oppvarming og dusjing.

En appløsning vil kunne benyttes utenfor hjemmet, slik at forbrukeren kan ha full oversikt over energibruken når han eller hun er på jobb eller på reise. Pushvarsler kan brukes for å sende nyttig informasjon, for eksempel dersom forbrukeren forlater hjemmet uten å ha slått av kaffetrakteren. Løsninger via en webportal vil kunne gi detaljert og sammenlignbar informasjon om historisk forbruk. En slik portal kan også tenkes å tilby ulike tjenester, som for eksempel å analysere elforbruket for ulike perio-

der eller forutsi virkningen av ulike energieffektiviseringstiltak.

#### Styringstjenester

Til AMS-måleren kan det tilknyttes styringstjenester som kan sende styringssignaler og alarmer til ulike elektriske apparater i hjemmet. Det gjør det mulig å styre lys og varme, kontrollere alarmer og styre andre smarthusløsninger via en appløsning på mobil/nettbrett eller styringspaneler i hjemmet.

Ved å koble en styringsenhet direkte på boligens varmekilder kan ønskede temperaturforhold forhåndsprogrammeres eller fjernstyres via mobilen. Varmekilder kan eksempelvis settes i sparemodus på de tidene av døgnet hvor huset er tomt eller fjernstyres dersom man kommer hjem tidligere enn planlagt.

#### Trygghets- og sikkerhetssystemer

Trygghets- og sikkerhetssystemer kan forbedres ved hjelp av data/informasjon fra AMS-måleren. Data fra flere kilder kan gjøre det lettere for systemene å oppdage irregulær adferd i bygget, og dermed gi beskjed til eier. Unormalt strømforbruk hos en hjelpetrequende som bor hjemme kan også være viktig informasjon til hjemmehjelpstjenesten. Data fra AMS-målere kan dermed bidra til å øke kvaliteten/styrken i andre tjenester.

For å oppnå en effektiv ressursutnyttelse bør de som tilbyr og etterspør fleksibilitet møtes på en felles markeds plass. Da blir de billigste ressursene utnyttet først og benyttet av aktørene med høyest betalingsvilje, og ulike typer fleksibilitetsressurser konkurrerer på like vilkår. De eksisterende markeds plassene i kraftsystemet er eksempler på nettopp dette. Samtidig bør man over tid vurdere muligheter for og nytten av å opprette nye eller videreutvikle eksisterende markeds løsninger.

På grunn av krav til minimum budstørrelse for å delta i for eksempel regulerkraftmarkedet, kan det være vanskelig for mindre aktører å delta i visse markeder. En løsning på dette er selskap som representerer flere husholdninger og/eller

virksomheter, og aggregerer deres tilbud av fleksibilitet og tilbyr den videre i markedene. Et slikt selskap kalles gjerne en aggregator. Forordninger som nå vedtas i EU stiller krav om at systemoperatører og fremtidige markeds løsninger legger til rette for etterspørselsfleksibilitet.

### 11.3.2 AMS og energieffektivisering

Innføring av AMS vil legge til rette for at strømkundene kan nyttiggjøre seg av informasjon om eget energibruk. AMS gir mulighet for kjøp av tilleggstjenester, for eksempel ulike typer formidlingsløsninger som synliggjør energibruk og -kostnader gjennom et display, mobilapplikasjoner eller andre nettbaserte løsninger, jf. boks 11.4. Slike

### Boks 11.5 Pilotprosjektet Nord-Norge – etterspørselsfleksibilitet og systemdrift

I 2013 startet Statnett et pilotprosjekt for å teste fysisk styring av forbrukslast via AMS. Statnett ønsket å teste om det er mulig å inkludere fleksibelt forbruk i distribusjonsnettet i systemdriften, gjennom bruk av AMS-teknologi. Bruk av etterspørselsfleksibilitet kan være spesielt nyttig i Nord-Norge, der det er behov for tilførsel av effektreserver i anstrengte driftsperioder. Eksisterende markedsløsninger har i slike perioder ikke vært tilstrekkelig for systemoperatøren for å opprettholde forsyningen. Statnett har samarbeidet tett med de lokale nettselskapene.

Piloten viste at last i distribusjonsnettet kan kobles ut momentant fra systemoperatør uten store negative konsekvenser for sluttkundene.

Piloten ble videreført i en ny storskala studie for nordområdet med oppstart i 2015. Her vil analyse av et større geografisk område gi bedre innsikt i potensialet for fleksibelt forbruk og nytteverdien av dette for systemoperatøren. Det lokale nettselskapet kan også utnytte dette potensialet etter retningslinjer fra systemoperatør.

formidlingsløsninger kan være en kilde til læring om eget forbruk og forbruket til ulike apparater i huset. Bedre synliggjøring av strømforbruk, gjerne sammen med automatisert styring av elektriske apparater, kan redusere forbruket av strøm.

Rådgivingselskapet VaasaETT anslår at formidlingsløsninger som viser faktisk strømforbruk i sanntid kan redusere strømforbruket hos en norsk gjennomsnittshusholdning med 11 prosent<sup>2</sup>. I dag finnes det kun et fåtall pilotprosjekter i Norge som har undersøkt hvilken virkning en synliggjøring av elektrisitetsbruk har på kunders atferd.

For å øke kunnskapen om effekten av ulike typer formidlingsløsninger utlyste Enova, i samarbeid med NVE, i mai 2015 en konkurranse hvor kraftbransjen og teknologileverandører ble invitert til å konkurrere om delfinansiering av pilotprosjekter. Pilotene skal i større skala enn hva

<sup>2</sup> VaasaETT 2014 «Assessing the potential of energy consumption feedback in Norway» [http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2014/rapport2014\\_72.pdf](http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2014/rapport2014_72.pdf)

### Boks 11.6 AMS og prising av effekt

Effektbehovet er en viktig driver for kostnadene i nettet siden det er effektuttaket, ikke energiuttaket, som er dimensjonerende for nettet. Kundens effektbelastning på nettet kan derfor være en relevant og effektiv måte å fordele nettkostnader på. En slik prising vil også kunne gjenspeile at kundens beslutninger og forbruksmønster kan ha betydning for utbygging og dimensjonering av nettet.

I dag benyttes effektbaserte tariffer i hovedsak i sentral- og regionalnettet og for næringskunder av en viss størrelse i distribusjonsnettet. AMS kan åpne for en mer gjennomgående bruk av effektbaserte tariffer i distribusjonsnettet. Det vil kunne øke de mindre kundenes bevissthet om eget effektforbruk og hvordan dette påvirker kostnadene i nettet. Kunder som jevner ut eget forbruk eller reduserer forbruk på tidspunkt hvor belastningen i nettet er høy vil da kunne få en kostnadsbesparelse.

som er gjort tidligere teste ut ulike teknologier, tjenester og forretningsmodeller for formidlingsløsninger. Hensikten med konkurransen er å innhente kunnskap om hvilke løsninger som gir høyest mulig strømbesparelse og bidrar til økt bevissthet hos forbrukere, samt stimulere til utvikling av markedsløsninger og tjenester som kan gi energisparing.

### Boks 11.7 Aggregatorvirksomhet

I dag er det kun ett selskap, LOS AS, som opptrer som aggregator i Norge. LOS tilbyr kunder tjenester basert på aktiv styring av etterspørselsfleksibilitet og energistyring i kombinasjon med tradisjonelle strømleveranser. De typiske kundene er bedrifter med stort forbruk av elektrisk kraft, men som ikke er store nok til at de prioriterer å agere selvstendig på kraftmarkedet.

LOS opptrer som balanseansvarlig for disse kundene. I tillegg til å hjelpe kundene å minimere kostnader og forbruk kan LOS unytte kundens fleksibilitet til å skape merverdi i form av leveranser av tjenester til systemoperatøren.

## 11.4 IKT-sikkerhet

Kompleksiteten i energiforsyningen har økt. Pålitelige driftskontrollsystem er i dag av avgjørende betydning for effektiv ledelse og drift, håndtering av ekstraordinære situasjoner og rask gjenoppretting ved utfall. Dette betyr at avhengigheten av IKT i energiforsyningen i dag er stor.

Med økt bruk av IKT er det en risiko for at antall uønskede IKT-hendelser vil kunne øke. I tillegg kan introduksjon av ny teknologi, bruk av skyløsninger eller leverandører i utlandet være sikkerhetsmessig og regulatorisk utfordrende.

Å sikre stabil drift, sørge for god IKT-sikkerhet, samt å ha evne til å håndtere feil og sikkerhetshendelser vil kreve kompetent personell. Denne type kompetanse kan bli krevende for selskapene å ha selv, og det kan da oppstå risiko for at selskapene i for stor grad kan bli avhengig av leverandører. Det er også viktig at selskapene signaliserer et tydelig fokus på IKT-sikkerhet til sine leverandører. Kontinuerlig kompetansebygging i selskapene omkring IKT-drift og IKT-sikkerhet er viktig. På samme måte må også myndighetene bygge egen kompetanse for å kunne forstå risikobildet i forbindelse med ansvaret de har for regelverksutviklingen.

Nye IKT-systemer og prosesser må implementeres på en sikker og fornuftig måte slik at energibransjen ikke blir eksponert for unødvendig risiko og sårbarheter. I tillegg kan utviklingen utfordre rammene og regelverket rundt IKT-sikkerhet. Myndighetene må derfor fortløpende vurdere om regelverket er tilstrekkelig dekkende. NVE vil vurdere behovet for å utvikle ytterligere sikkerhetskrav i AMS, og da spesielt knyttet til bryterfunksjonaliteten som åpner opp for fjernadministrering av målerne.

Strengere krav om effektiv drift har sammen med samfunnets økende avhengighet av elektrisitet, styrket driftskontrollsystemenes betydning. Det har også ført til at man i stadig større grad har koblet driftskontrollsystemene sammen med andre IKT-systemer og nettverk. Slike sammenkoblinger gjør at man kan utnytte informasjonen fra driftskontrollsystemene til planlegging, analyse og reparasjonsberedskap i større grad enn før. Selv om sammenkobling medfører fordeler i form av effektivisering, har dette også en bakside gjennom at avhengigheten til systemene og sårbarhetene i disse øker. Driftskontrollsystem har de siste årene blitt mer attraktive mål for aktører som ønsker uautorisert tilgang, enten for å hente ut sensitiv informasjon eller for å sabotere systemene. Denne sårbarheten har økt som følge

av utviklingen i retning av mer standardiserte løsninger. Store og moderne driftskontrollsystem blir svært komplekse, og tekniske og menneskelige feil kan utgjøre en risiko for bortfall av driftskontrollsystemet. Dagens driftskontrollsystem krever høy kompetanse for å sikre tilgjengelighet og god beskyttelse av systemene.

Energiforsyningen er samfunnskritisk infrastruktur. Selskapene er derfor underlagt et omfattende regelverk gjennom energiloven og forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (beredskapsforskriften) som forvaltes av NVE. Forskriften setter strenge og klare krav til systemsikkerhet, adgangskontroll og tilgang til kompetent personell for å sikre effektiv håndtering av feil og sikkerhetshendelser i driftskontrollsystemene. Sikringskravene omfatter også krav til robust samband, siden mange selskap fjernstyrer anlegg over store geografiske avstander. De viktigste driftskontrollsystemene har krav til redundant infrastruktur som skal fungere uavhengig av funksjonssvikt i infrastrukturen til kommersielle ekomtilbydere. Dette kravet har selskapene hatt i lengre tid. Videre krever forskriften at kraftselskapene har evnen til å overvåke og styre anleggene uten driftskontrollsystem.

Bestemmelsene om beskyttelse av driftskontrollsystem i beredskapsforskriften er basert på anerkjente standarder og beste praksis i Norge og sammenlignbare land. Selskapene i energiforsyningen har oppmerksomhet rundt IKT-sikkerhet, og særlig beskyttelse av driftskontrollsystem.

Det blir stadig viktigere å kunne oppdage og håndtere IKT-hendelser raskt. I tillegg til egne forskriftsbestemmelser om dette i beredskapsforskriften, tok NVE i 2013 initiativet til at bransjen opprettet et eget IKT-varslingsmiljø med kapasitet til å koordinere og håndtere uønskede IKT-hendelser i selskapene. Statnett, Statkraft og Hafslund etablerte et samarbeid om opprettelse av en KraftCERT som skal kunne varsle og bistå ved større IKT-hendelser (CERT: Computer Emergency Response Team). KraftCERT har vært operativ siden mai 2015. I dag abonnerer en rekke energiselskap på de IKT-sikkerhetstjenester KraftCERT tilbyr, og myndighetene vil oppfordre flere selskaper til å vurdere medlemskap. KraftCERT vil samarbeide med alle relevante sikkerhetsmiljø i Norge og i utlandet for å kunne innhente informasjon om sårbarheter og IKT-trusler mot energiforsyningen.

I tillegg til samarbeid med KraftCERT har NVE tett samarbeid med en rekke tilsynsmyndigheter og kompetansemiljøer innen IKT-sikkerhet.

### Boks 11.8 Styrking av IKT-sikkerheten i energiforsyningen

Bruken av IKT i energiforsyningen på alle områder innen drift, planlegging og beredskap er i utvikling. Denne utviklingen vil skyte fart med introduksjon av AMS og Elhub, mer avanserte driftssentraler, løsninger for automatisk overvåkning og styring av ressurser i distribusjonsnettet (DMS). Hensynet til å optimalisere drift, investeringer og tjenesteutvikling, kan gi en tettere interaksjon mellom systemer som i dag i stor grad er separate. Dette vil kreve en kontinuerlig vurdering av rammene for innføring av ny teknologi og krav til IKT-sikkerhet. Følgende elementer anses som viktige for å styrke IKT-sikkerheten i energiforsyningen:

- *Styrke samarbeidet med andre sektorer.* Samarbeid mellom sektorene er viktig for å hindre at IKT-hendelser som rammer virksomheter i én sektor også kan ramme virksomheter i en annen sektor. Videreføring og videreutvikling av samarbeid mellom sikkerhetsmiljøer og tilsynsmyndigheter vil derfor være viktig. Dette inkluderer utveksling av informasjon om sårbarheter og trusler som kan true kritisk infrastruktur, samt deling av beste praksis for håndtering.
- *Økt forskningsinnsats.* Det er behov for økt forskningsinnsats på IKT-sikkerhet i energiforsyningen. Det er blant annet viktig med økt kunnskap om sikkerhetstrusler i nye, avanserte driftskontrollsystem, og om avanserte løsninger for automatisk overvåkning og styring av distribusjonsnettet og AMS. Videre vil det være viktig å se på behovet for gode logger for å sette den enkelte virksomhet i stand til å raskt avdekke uønsket data-trafikk og forsøk på inntrengninger.
- *Økt innsats for IKT-sikkerhet i utdanningen.* IKT-sikkerhet handler ikke bare om tekniske løsninger, men også om menneskers håndtering av informasjon og teknologi. Evne til å håndtere komplekse systemer på en sikker måte må vektlegges i utdanningsløpet, både i fagutdanning, og på universitet og høyskoler.
- *Kontinuerlig utvikling av regelverk.* På grunn av teknologiutviklingen og et trusselbilde i endring, må kravene som stilles til IKT-sikkerhet i bransjen vurderes fortløpende. NVE vil starte en forskriftsgjennomgang på IKT-sikkerhetsområdet, med fokus på bryterfunksjonaliteten i AMS, bruk av DMS, bruk av logger, bruk av skytjenester sett opp mot kravet om å beskytte sensitive data, samt forhold knyttet til driftskontroll.
- *Veiledning, samarbeid med bransjen, tilsyn og øvelser.* NVE vil videreføre sitt veiledningsprogram overfor bransjen og sikre bransjens evne til å forebygge sikkerhetstruende hendelser gjennom tilsyn og øvelser. NVE vil styrke sin tilsynskompetanse på IKT-sikkerhet i energiforsyningen i takt med teknologiutviklingen. NVE ser også behov for å oppdatere veilederen til sikkerhet i AMS og veilederen til beredskapsforskriften. Informasjon som samles inn i AMS-løsningen kan øke verdien av andre systemer som brukes i energiforsyningen, herunder driftskontrollsystemer og DMS systemer. Det blir viktig å gi oppdatert veiledning som understøtter informasjonssikkerheten i et slikt fremtidsperspektiv.

NVE gjennomfører en årlig rapportering av AMS fra alle nettselskapene frem mot 1. januar 2019, der nettselskapenes vurdering av ulike risikokategorier, bl.a. IKT sikkerhet, inngår. NVE vil følge opp med jevnlig rapportering av hvordan nettselskapene vil ivareta informasjonssikkerheten både under installasjon av AMS og senere i den løpende driften.

NVE har også tatt initiativ til å etablere et fora for infrastruktureiere i Norge, samt å initiere et samarbeid med andre tilsynsmyndigheter som har ansvar innen IKT-sikkerhet. Hensikten er å bidra til informasjonsdeling mellom relevante tilsynsmyndigheter, og generelt øke kompetansen om IKT-sikkerhetsutfordringer i kritisk infrastruktur.

Den raske teknologiske utviklingen og endringer i trusselbildet har økt behovet for forskning innenfor IKT-sikkerhet i energiforsyningen. NVE har igangsatt flere FoU-prosjekter knyttet til beskyttelse av driftskontrollsystem, AMS, og skytjenester, og samarbeider med flere forskningsmiljø i Norge om IKT-sikkerhet.



## 11.5 Lagringsteknologier

Utvikling av ny og bedre teknologi for lagring av energi vil øke potensialet for utnyttelse av uregulerbare energikilder. Energilagring kan øke kapasitetsutnyttelsen i eksisterende nett, redusere behovet for oppgraderinger, muliggjøre sesonglagring og øke muligheten for flere energiløsningsalternativer uavhengig av kraftnettet.

I dag er det lite som kan konkurrere med regulerbar vannkraft når det gjelder pris og effektivitet. Internasjonalt jobbes det aktivt med å utvikle alternative lagringsteknologier. Parallellt med store kostnadsreduksjoner for solceller, utvikles batterier som kan bidra til at energi som produseres om dagen kan lagres til senere bruk. Teknologiske gjennombrudd vil kunne øke potensialet for uregulerbar produksjon, som igjen vil kunne påvirke verdien av norsk regulerbar vannkraft.

Nye og mer effektive batterier vil på sikt kunne utgjøre en betydelig energireserve. Ved behov for å lagre større mengder energi kan hydrogen også være et alternativ. Lagring av varme vil kunne avhjelpe kraftnettet i anstrengte situasjoner.

Lagringsteknologier for hydrogen har høy energitetthet og rask responstid. Det forskes mye på videreutvikling av hydrogenlagring der hovedutfordringene er knyttet til lav systemeffektivitet, sikkerhetsaspekter og høye kostnader. Som for batterier forventes det her å skje mye i årene fremover.

Batterier kan på sikt være et mulig tiltak for å redusere utfordringer knyttet til nettdrift som følge av effektkrevende apparater og uregulerbar lokal energiproduksjon, som eksempelvis elbilladere og solceller. Hvorvidt utfordringer i nettet kan avhjelpes med batterier avhenger av plassering og lokale forhold. Batterier kan være en midlertidig løsning, som kan utsette behovet for oppgradering av nettet, eller fungere som et alternativ til oppgraderinger eller utbygging av nettet. Effekten av batterier til slike formål i Norge er i dag usikker, men det er allerede tegn til at nye løsninger kommer.

Eksempelvis tas solceller, batterier og smart styring av strømforbruk i bruk for å gi lys i Kjølaldalstunnelen. Dette koster om lag 20 prosent av det tilknytning til nettet ville kostet. For den nye elektriske fergen mellom Opedal og Lavik var strømnettet for svakt til å støtte hurtiglading. Batterier er derfor tatt i bruk på land. Disse lades jevnt fra nettet, og overfører så kraften raskt til fergen mens den ligger ved land.

Fra et brukerperspektiv vil batterier kunne fungere som en back-up ved eventuelle strømbrudd. I tillegg vil bruk av batterier gi mulighet til å utnytte prisvariasjoner i kraftnettet og til å lagre egenprodusert strøm fra for eksempel solceller. Med et batterisystem knyttet til solkraftanlegg på taket kan egenprodusert strøm lagres på dagtid til senere bruk, slik at strømregningen reduseres og behovet for salg av overskytende solenergi til lave priser reduseres. Basert på dagens strømpriser med små prisvariasjoner og dagens kostnadsnivå på batterier og solceller, er ikke investering i batterier med dette formål lønnsomt for forbrukere i Norge. Innføring av AMS hos alle sluttbrukere vil åpne for nye muligheter knyttet til lagring og lastflytting.

Med en kombinasjon av solceller og batteri kan man i visse tilfeller klare seg uten nettilknytning. Siden vi i Norge har flere vinter måneder med lite solinnstråling, er sannsynligheten liten for at vi vil se en utvikling mot at husholdningskunder i stort omfang kobler seg fra nettet, etter som solkraft og/eller solvarme gjerne står sentralt i slike off-grid løsninger. I Norge vil det være mest rasjonelt å prøve ut ny batteriteknologi i utkantområder med lavt forbruk og lange tilførselslinjer, for eksempel i hyttemarkedet, og eventuelt hos andre forbrukere som ikke allerede har tilknytning til strømnettet. Der kan batterier brukes i samspill med lokal kraftproduksjon, styringsystemer og eventuelle andre energilagere. Videre teknologiutvikling og innovasjon internasjonalt kan bidra til at slike løsninger får større omfang og betydning. Hvordan dette kan påvirke energisystemet i fremtiden er vanskelig å anslå i dag.

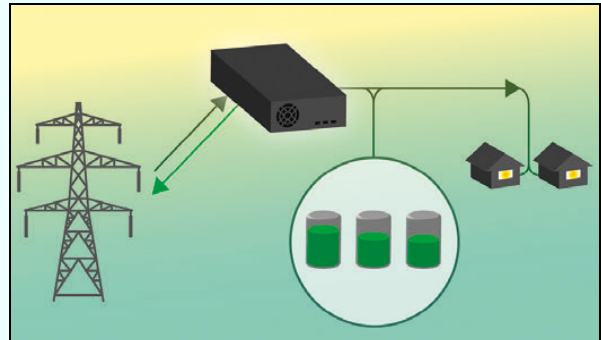
Elbilbatterier er en batteriressurs som allerede finnes i en viss utstrekning. Bilen er bare i bevegelse en liten del av tiden, og batterier er dermed ubrukt størstedelen av døgnet. Elbilbatteriene kan brukes som en felles ressurs for å ta ned effektopper i nettet. Når et batteri regnes som oppbrukt for elbiler gjenstår fortsatt 70 prosent av batterikapasiteten. Med økt antall elbiler skapes et annenhåndsmarked for brukte elbilbatterier som kan benyttes som batteribank i boliger eller i batterisentraler for strømnettet.

Det finnes flere ulike tilgjengelige batteriteknologier. De siste årene har prisen på litiumbatterier blitt kraftig redusert, hovedsakelig som følge av markedet for mobiltelefoner og økt etterspørsel fra elbilprodusenter. Dette har ført til rask volumøkning og forskning med sikte på høyere kapasitet, lengre levetid og lavere materialbruk. Det forventes at batteriprisene reduseres ytterligere, drevet av både teknologiutvikling og økt produk-

### Boks 11.9 Vil bruke batterier til å stabilisere og forsterke strømmettet

Batterier for reservestrøm kan bli nyttige for strømmettet. I prosjektet «Smart Energy Storage Enabler» utvikler Eltek AS i Drammen løsninger som vil gjøre det enklere for nettselskapene å ta i bruk batterier i nettdriften.

Kjernen i konseptet er en kompakt strømomformer som lar strøm gå begge veier, i noen perioder for å lade batteriene, i andre perioder for å tappe dem for energi. Eltek ser et stort kommersielt potensial globalt i å tilby teknologi for strømstyring som gjør energilagring mer lønnsomt. Det kan åpne for at batterier bidrar med fleksibilitet i nettdriften. For eksempel kan de mange passive batteriene i telekomsektoren bli aktive komponenter i strømmettet.



Figur 11.2 Bedre og mer stabil strømforsyning.

Ved å plassere en strømomformer mellom strømmettet og batteriet for reservestrøm, kan batteriene bidra til bedre og mer stabil strømforsyning, og gi eierne av batteriene nye inntekter. Batteriene kan da gi strøm til nettet når mange bruker strøm, mens de lagrer opp overskuddsstrøm når belastningen er lav. (Design: Eivind Vetlesen).

sjonsvolum. Statkraft oppgir at prisen på litiumionebatterier ble halvert fra 2013 til 2014, og forventer en videre årlig reduksjon på 20–30 prosent de

nærmeste årene. Synkende priser vil åpne for nye bruksområder som for eksempel balansering av større sol- eller vindparker.

## 12 Grunnlaget for fornybar energiproduksjon i Norge

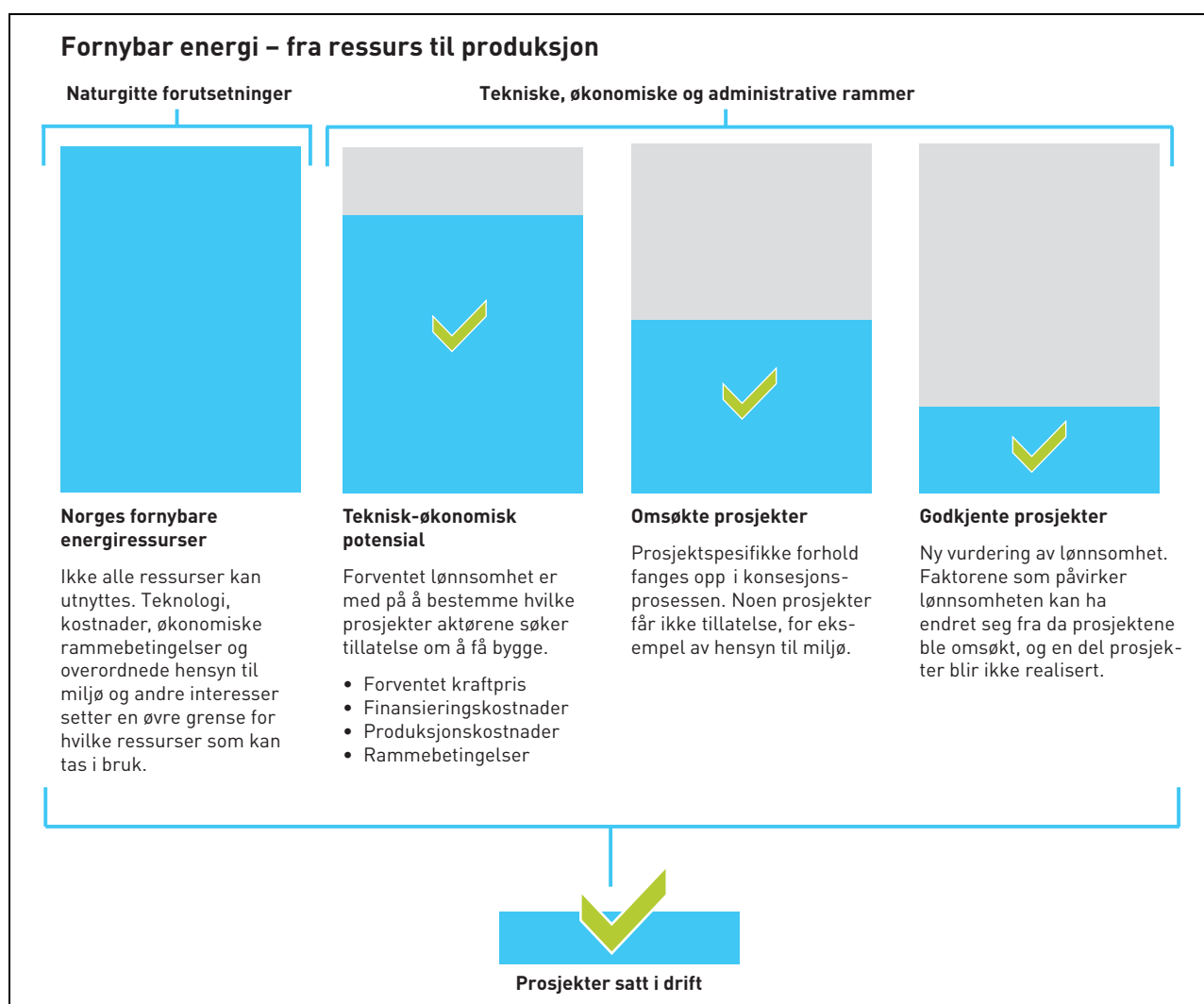
### 12.1 Ressursgrunnlag og potensial for fornybar energiproduksjon i Norge

Norge har fra naturens side særlig gode vind- og vannressurser, og tilveksten av skog gir oss et potensial for bioenergi. Klimaet og topografien er med på å bestemme den øvre grensen for ressursutnyttelsen. Mørke vintre og lavt kjølebehov om sommeren gjør at Norge ikke er like godt egnet for solenergi som andre land.

Teknologi, økonomi og ulike samfunnshensyn setter begrensninger for hvor mye av potensialet

som kan realiseres til kraft- og varmereproduksjon. Teknologien er i stadig utvikling, og økonomiske forhold, som for eksempel kostnadene ved alternativ teknologi, endrer seg. Dermed vil de teknisk-økonomiske potensialene endre seg over tid. Andre samfunnshensyn, som hensynet til miljøet, er også viktige. Alle disse faktorene setter rammer for hvilket potensial det i praksis er aktuelt å utnytte.

Det er opp til aktørene i markedet å bestemme hvilke teknologier de skal investere i, jf. figur 12.1. Utviklingen i kraftpriser, og hvilke rammebe-



Figur 12.1 Illustrasjon – fornybar energi – fra ressurs til produksjon.

### Boks 12.1 Om beregning av potensialer og kostnader ved energiproduksjon

#### Potensialer

Potensialtallene som gjengis for hver teknologi i dette kapittelet er basert på ulike kilder med ulik grad av sikkerhet. Konesjonsmyndighetene fører oversikt over konsesjonsgitte og avslåtte prosjekter, og prosjekter som er til konsesjonsbehandling på ulike stadier i prosessen. Potensial utover dette er kjent gjennom ulike typer ressurskartlegging, som har betydelig usikkerhet.

Ressurskartlegginger bygger på grunnlagsdata som beskriver naturressursene – hydrologien, vindforholdene og solforholdene. Det er stor og varierende usikkerhet i grunnlagsdataene.

De hydrologiske forholdene er best kartlagt. Dette er naturlig som følge av vannkraftens lange historie, betydning for energiforsyningen og behovet for å kunne varsle og håndtere flom. Likevel er det en usikkerhet på +/- 20 prosent i dataene som er lagt til grunn for ressurskartleggingen av vannkraft.

NVE har fått utarbeidet «Vindkart for Norge», som er basert på internasjonale modeller sett opp mot målinger ved konkrete vindkraftprosjekter. Produksjonsestimatene er angitt med en usikkerhet på 25 prosent.

Det finnes i dag ikke omfattende systemer for måling av solinnstråling, slik at verdien for forventet energiutbytte per kvadratmeter er noe omtrentlige.

Kunnskapen om bioenergi stammer i hovedsak fra landskogstakseringen, som gir et godt bilde av hvor mye biomasse som står og produseres i norske skoger.

#### Kostnader

Kostnadene ved å utnytte fornybare energiresurser er ulike, både mellom teknologier og mellom prosjekter. I tillegg vil de samfunnsøkonomiske konsekvensene variere. Teknologier har ulik kostnadsprofil over levetiden. For noen er kapitalkostnader viktigst, mens for andre dominerer drifts- eller brenselskostnader. Over tid endres også kostnadsnivåene, blant annet som følge av teknologiutvikling.

Kostnadsberegningene som gjengis for hver teknologi under er utført av NVE, og er basert på kunnskap om dagens nivåer for investerings- og driftskostnader, samt levetid. Det er lagt til grunn en realrente i beregningene på 6 prosent. Beregningene tar ikke hensyn til variasjoner i avkastningskravene til investorene, og heller ikke til skatter, avgifter eller subsidier. Beregningene tar heller ikke hensyn til forskjeller mellom produksjonsteknologier når det gjelder inntektsmuligheter. For eksempel kan magasin-kraftverk regulere kraftproduksjonen og dermed oppnå en høyere gjennomsnittlig kraftpris enn uregulerbare kraftverk. Disse beregningene gir derfor ikke et svar på hvilken inntekt per kWh et energiprojekt trenger for å kunne bli realisert.

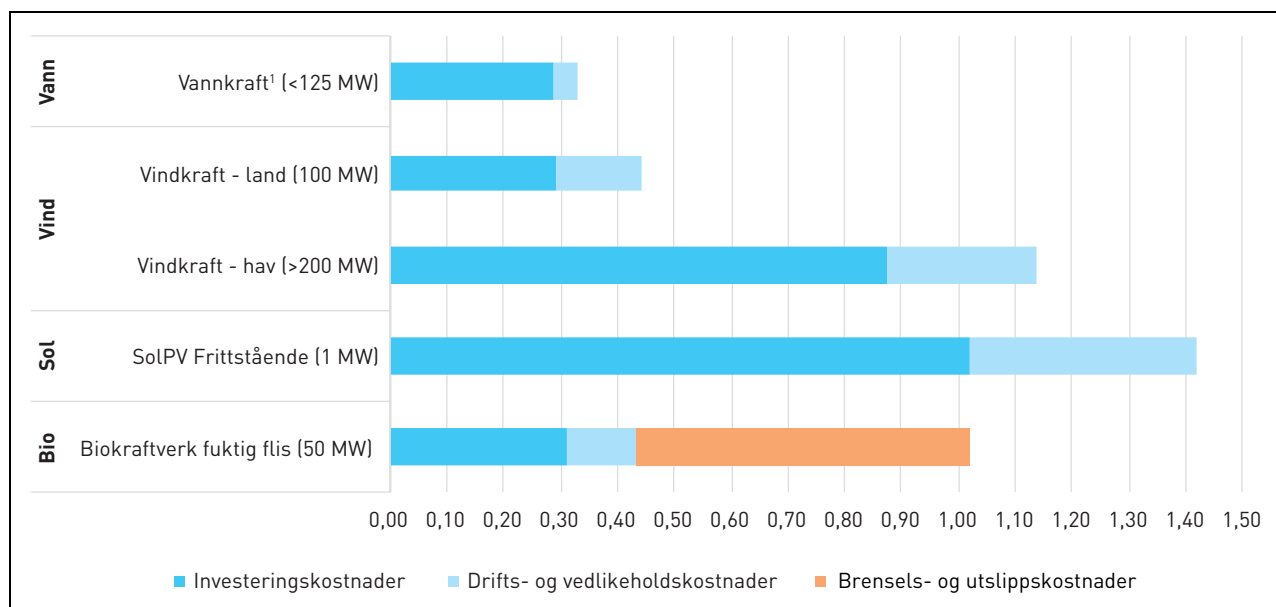
Kostnadene er regnet ut som *langsiktig energikostnad* (eng. Levelised Cost of Energy – LCOE), som er annuiteten av investeringskostnaden pluss driftskostnadene dividert med forventet årlig energiproduksjon. Den langsiktige energikostnaden, her bare kalt *energi-kostnad*, er egnet til å sammenligne kostnadsnivået mellom teknologier og prosjekter. Blant annet tar den langsiktige energikostnaden hensyn til forskjeller i levetid (vannkraft har lang levetid, andre teknologier vesentlig kortere) og balansen mellom drifts- og investeringskostnader.

tingelser produsentene står ovenfor, er en viktig del av beslutningsgrunnlaget, jf. kap. 10.

Innen fornybar elektrisitetproduksjon i Norge er vannkraft den teknologien med lavest kostnadsnivå. Deretter følger vindkraft og kraftvarmeverk som fyres med biomasse. I andre land kan kostnadsbildet være annerledes. Vindkraft til havs, sol-

kraft og biokraftverk vurderes av NVE til å ha et høyt kostnadsnivå, også på noe sikt. Figur 12.2 viser kostnadsnivået i Norge for noen av teknologiene som NVE har vurdert i sin siste kostnadsrapport.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Kostnader i energisektoren. NVE rapport 2/2015.



Figur 12.2 Kostnader ved kraftproduksjon fra ulike teknologier i Norge, kroner/kWh.

Biokraftverk er representert med den mest kostnadseffektive varianten.

Kilde: NVE

### 12.1.1 Vannkraft

Norge har spesielt gode naturgitte forutsetninger for utbygging av vannkraft, og utviklingen av vannkraftsystemet startet allerede på slutten av 1800-tallet.

#### Potensialet for vannkraft

Vannkraften har et teknisk-økonomisk potensial på om lag 212 TWh/år. Av dette er 50 TWh vernet mot vannkraftutbygging. Potensialet i vernede vassdrag er imidlertid mer usikkert enn det øvrige potensialet, siden det ikke har vært naturlig å gjennomføre like grundige undersøkelser som i andre vassdrag.

Siden tusenårsskiftet er det bygd ut vannkraft med en årlig produksjonsevne på over 10 TWh, inkludert kraftverk som har gjennomgått opprustning og utvidelse. Mye av den nye produksjonen har kommet som små vannkraftverk uten reguleringsmagasin.

Per 1. januar 2016 har prosjekter tilsvarende 14,6 TWh fått konsesjon, er til behandling eller under bygging, jf figur 12.4. Utover de planlagte prosjektene, finnes det anslag på potensial for nye prosjekter fra henholdsvis Samlet plan og NVEs digitale kartlegging av vannkraftpotensialet.

Av prosjektene som ble identifisert i Samlet plan-prosessen på 1980- og 1990-tallet gjenstår et potensial på om lag 8,3 TWh/år i tillegg til det som er til behandling som konsesjonssaker.

I NVEs digitale kartlegging av vannkraftressursene er det søkt å fange opp potensial som ikke har vært beskrevet i Samlet plan. Potensialet avhenger av hvilken kostnadsgrense som settes som øvre tak på prosjektene. Prosjekter som har blitt identifisert i kartleggingen summerer seg til 23,2 TWh/år når man inkluderer prosjekter med en investeringskostnad opp til 10 kr/kWh. Potensialet synker med fallende investeringsgrense. Dersom man legger til grunn en investeringsgrense på 5 kr/kWh synker potensialet fra den digitale kartleggingen til 5,7 TWh/år.

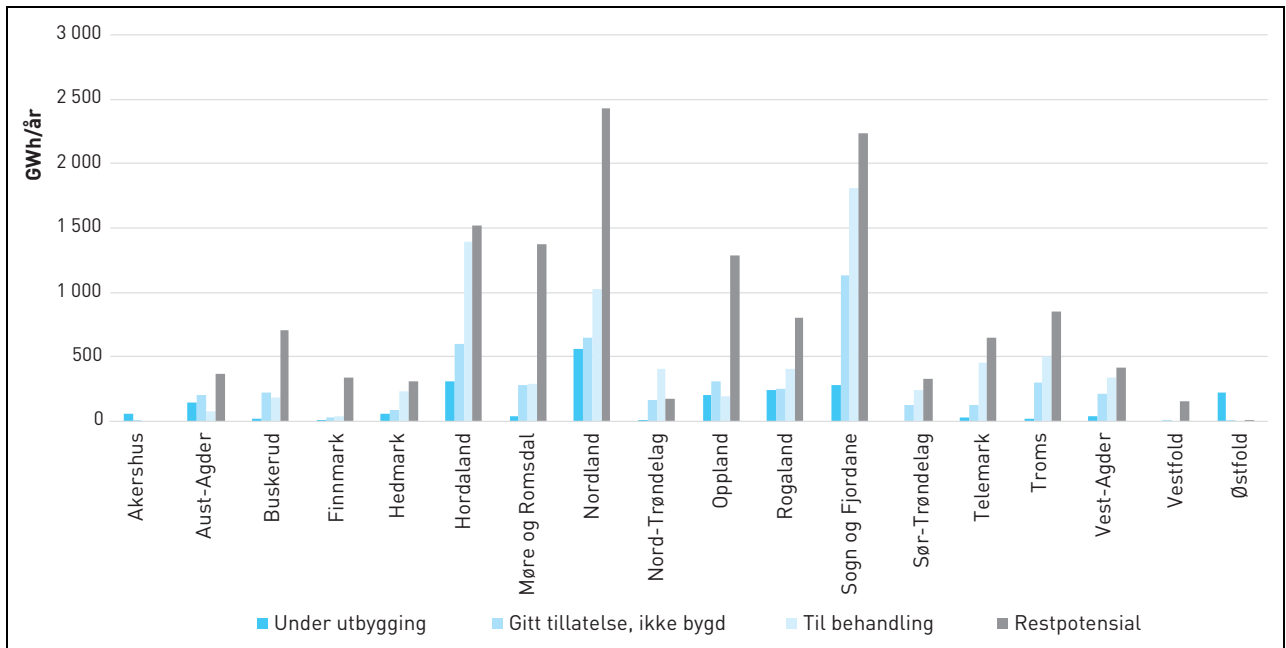
Oversikten viser at det gjenstår et potensial for videre utvikling av vannkraften. Potensialet for nye, store vannkraftverk med reguleringsmuligheter er imidlertid begrenset.

Små vannkraftverk byr i hovedsak ikke på ny regulerbar produksjon, mens opprustnings- og utvidelsesprosjekter og store nye vannkraftprosjekter fordeler seg noenlunde likt mellom kraftverk med og uten reguleringsmuligheter.

I tillegg til kartleggingen av energipotensialet i vannkraften, er det potensial for å øke fleksibiliteten i den norske vannkraftproduksjonen ytterligere. Investeringer i økt effekt øker evnen til å produsere kraft over kortere perioder.

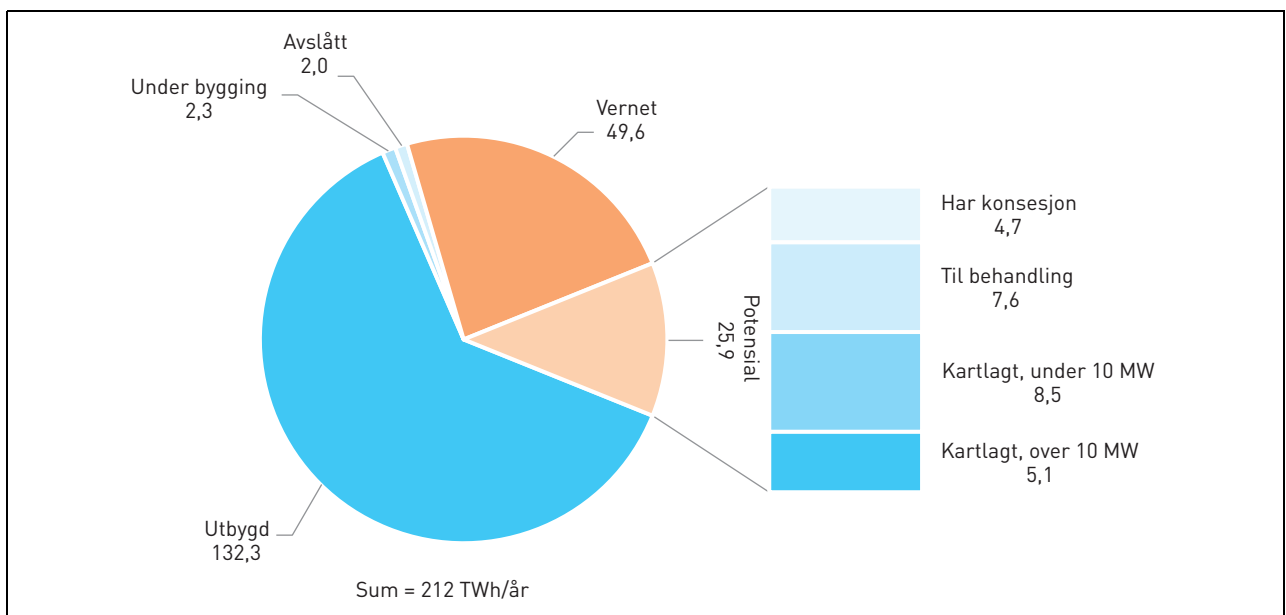
#### Vannkraftkostnader

For vannkraft er investeringskostnaden dominerende, og driftskostnadene er lave sammenlignet



Figur 12.3 Norges vannkraftressurser fordelt på fylke.

Kilde: OED/NVE



Figur 12.4 Norges vannkraftressurser.

Kilde: OED/NVE

med annen kraftproduksjon. I Norge er vannkraft generelt billigere enn alternativene, selv om det er store variasjoner i kostnadene fra prosjekt til prosjekt. I henhold til rapporten «Kostnader i kraftsektoren» (NVE) er gjennomsnittlig energikostnad for gitte vannkrafttillatelser på 25,5 øre/kWh (ved en rente på fire prosent).

Kostnadene for vannkraft er i stor grad prosjektspesifikke. Det er blant annet damkostna-

dene, lengden på tunell eller rørgate, inntakets beskaffenhet som bestemmer investeringskostnadene. Det er ingen tydelig sammenheng mellom kostnadsnivået per kWh og størrelse, magasinmuligheter eller andre forhold.

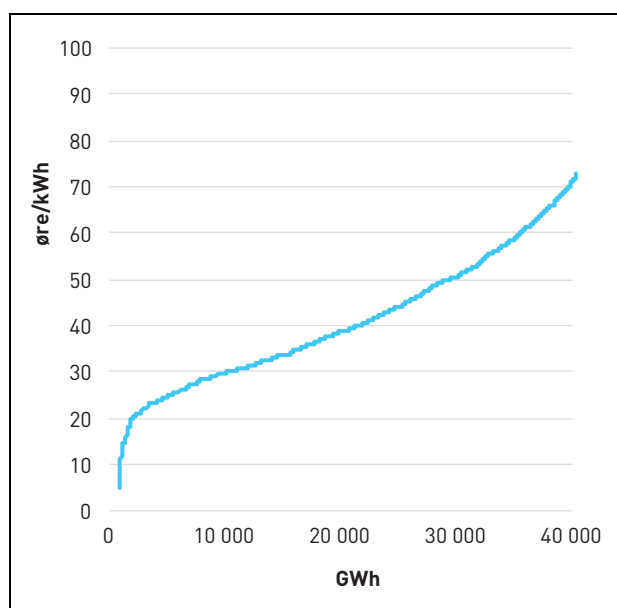
Virkningsgraden i vannkraftverkene er svært høy, i de beste tilfellene over 95 prosent. Likevel arbeides det kontinuerlig med forbedringer. Selv

### Boks 12.2 Om beregning av vannkraftpotensialet

Vannkraften er stedsspesifikk, avhengig av lokal hydrologi og lokal topografi. Med reguleringsmagasin er vannkraften svært fleksibel, men uten magasiner er vannkraften som annen uregulert kraftproduksjon drevet av været. Vannkraftpotensialet lar seg beregne nokså nøyaktig sammenlignet med andre fornybare energikilder.

Produksjonen fra et vannkraftverk varierer fra år til år, avhengig av nedbørsmengde og fordelingen av nedbøren over året. I tillegg vil temperaturforholdene samt mengden vann i magasinene ved inngangen til året ha betydning.

For å beskrive vannkraften tar man derfor utgangspunkt i en tredveårsperiode, og regner ut gjennomsnittlig produksjon gitt forholdene i disse årene (midlere årsproduksjon). Den gjeldende *hydrologiske referanseperioden* er 1981–2010. Denne rulleres hvert 10. år.



Figur 12.5 Kostnadskurve for vannkraft i Norge. Energikostnad i øre/KWh.

Kilde: NVE

en liten økning i virkningsgraden kan gi stor økonomisk gevinst.

Figur 12.5 gir et bilde på kostnadene ved ny vannkraft.

### Småkraft

Små vannkraftverk har installert ytelse mellom 0 og 10 MW. Kategorien er ytterligere inndelt i småkraftverk (1–10 MW), minikraftverk (100 kW–1 MW) og mikrokraftverk (0–100 kW).

NVEs kartlegginger tilsier at det fremdeles er et stort teknisk potensial for utbygging av små vannkraftverk. Det er her verdt å påpeke at en høyere andel av konsesjonssøknadene har fått avslag de senere årene.

Små vannkraftverk har ofte ikke reguleringsmagasin, og kan derfor ikke tilpasse seg markedsprisene.

### Nærmere om store vannkraftverk

Det er kartlagt et potensial på 5,1 TWh ny, stor vannkraft utover prosjekter som er til konsesjonsbehandling. Av dette er mindre enn halvparten regulerbar vannkraft.

### Opprustning og utvidelser

Begrepet opprustning og utvidelse (O/U) er en samlebetegnelse for vannkraftprosjekter knyttet til eksisterende utbygginger.

Det skilles mellom opprustning og utvidelse. Opprustning innebærer typisk utskifting av elektromekanisk utstyr som turbiner eller generatorer, samt tiltak for å redusere energitapet i selve vannfallet. Det siste kan oppnås ved at tunnelene får større tverrsnitt og gjøres glattere. Opprustning er i stor grad beslektet med vedlikehold. Potensialet for ny kraftproduksjon utelukkende fra opprustninger er begrenset.

Utvidelser er tiltak som gjør det mulig å utnytte mer vann, enten ved å overføre vann fra tiliggende felt til eksisterende magasin eller ved å redusere flomtapene. Det siste kan oppnås ved å øke slukeevnen eller magasinkapasiteten. Det er også vanlig å definere et prosjekt som en utvidelse dersom en lenger elvestrekning blir berørt. Det vil være tilfelle dersom inntak eller kraftstasjon flyttes for å oppnå større fallhøyde. Utvidelser vil ofte kunne medføre miljølemper på linje med helt nye utbyggingsprosjekter.

Utvidelser representerer et større energipotensial i og med at kraftverket blir ombygd for å kunne utnytte mer vann eller en større fallhøyde. Ofte kan et prosjekt omfatte både opprustning og utvidelse av et eksisterende vannkraftverk.

### Boks 12.3 Eksempel på opprustnings- og utvidelsesprosjekter

*Hemsil 2 i Gol kommune i Buskerud*

E-Co Energis vannkraftverk Hemsil 2 ble satt i drift i 1960, og utnytter fallet på 370 meter mellom Eikrebekkdammen og Gol. I 2005–2006 ble det gjennomført en opprustning og en utvidelse som økte virkningsgraden på det elektromekaniske utstyret og økte slukeevnen. Prosjektet ble vurdert av NVE til å kunne gjennomføres innenfor gjeldende konsesjon, og det ble gitt fritak fra konsesjonsbehandling.

De opprinnelige to turbinene på 42 MW hadde en virkningsgrad på 92,7 prosent da de var nye, og målinger viste at virkningsgraden hadde avtatt med 1–1,5 prosentpoeng etter 40 år i drift.

I opprustnings- og utvidelsesprosjektet ble det installert to nye turbiner på 49 MW med en virkningsgrad på nær 95 prosent, og slukeevnen ble økt fra 13,5 m<sup>3</sup>/s per turbin til 15,5 m<sup>3</sup>/s. Samlet gav dette en økt produksjon på 34 GWh til 537 GWh, en økning på nær 7 prosent. En vesentlig del av produksjonsøkningen skyldtes den økte slukeevnen, som gjorde det mulig å redusere flomtapet.

Selv etter den moderate økningen i slukeevnen i Hemsil 2 har det vært et potensial for ytterligere reduksjon av flomtap og videre utbygging av vassdraget. E-Co har fremmet planer for et nytt kraftverk i parallell med Hemsil 2. Det omsøkte kraftverket, Hemsil 3, er et utvidelsesprosjekt.

Myndighetene har til behandling saker om opprustning og utvidelse som kan bidra med om lag 1,4 TWh/år ny kraftproduksjon. Dette er produksjon som i stor grad er regulerbar. I tillegg er det kartlagt et potensial på ytterligere 2,3 TWh/år. NVE anslår at mindre enn 10 prosent av energigevinsten fra kjente opprustnings- og utvidelsesprosjekter kan tilskrives opprustning. De aller fleste prosjektene innebærer utvidelser i en eller annen form. Dette potensialet er inkludert i oversikten over vannkraftpotensialet i figur 12.4.

Potensialet for ny energi fra ren opprustning av vannkraftverk som er oppgitt over er ikke uttømmende. Grunnen er dels at opprustning som regel skjer som del av større prosjekter som innebærer utvidelser, men også fordi rene opprust-

ningsprosjekter kan gjennomføres uten at energimyndighetene involveres. NVE har tidligere gjort analyser som konkluderer med at samlet potensial kan være i størrelsesorden 1–2 TWh/år, inkludert det som er kartlagt konkret.

#### *Økt effekt og lagringsevne*

Vannkraftverk med magasiner kan lagre energi og produsere kraft når behovet er størst. Dette er viktig for å opprettholde forsyningssikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet. Omstillingen i energimarkedene i Europa og økt utbygging av fornybar kraft i Norden har økt fokuset på norske vannkraftmagasiners rolle i å balansere uregulerbar fornybar kraftproduksjon.

Det er teknisk mulig å gjøre vesentlig mer effekt tilgjengelig fra utbygde vannkraftverk, dersom kraftverkene bygges om og installasjonen økes slik at energien som er lagret i magasinene kan utnyttes på kortere tid. Ombyggingene har imidlertid en kostnad som må motsvares av en betalingsvillighet for effekt i markedet. I tillegg må det legges vekt på miljøkostnadene.

#### *Pumpekraft*

Pumpekraftverk kan lagre overskuddsenergi i tidsrom der produksjonen fra andre kilder er høy, og på denne måten hente høyere inntekter fra produksjonen senere. I mange land har slike kraftverk blitt bygd for å håndtere variasjon i forbruket. Det er noen pumper og pumpeturbiner i Norge. Pumpene har først og fremst blitt bygget for å kunne pumpe vann til et høyere magasin som har en stor fallhøyde, noe som gir et stort netto kraftutbytte. I Norge har pumping først og fremst vært brukt på sesongbasis, og ikke til å håndtere kortsiktige svingninger i produksjon og forbruk.

De siste årene har utbyggingen av uregulert kraftproduksjon fra vind og sol ført til en diskusjon om mulighetene for en større utbygging av pumpekraftverk i Norge. Også i Tyskland har det vært en interesse for muligheten for å utnytte samspillet med Norge på denne måten.

Flere rapporter, blant annet fra NVE og forskningssenteret CEDREN (Centre for Environmental Design of Renewable Energy), har vist at det tekniske potensialet for pumpekraft i Norge er stort.

Det har så langt vært begrenset interesse for å etablere nye, store pumpekraftverk i Norge. Hovedforklaringen er manglende lønnsomhet. Pumpekraftverk gir verdi ved å tilby fleksibilitet på kortere eller lenger sikt, og dette har mindre



verdi i systemer som allerede har stor fleksibilitet. NVE har vurdert hvilke prisforskjeller pumpekraftverk trenger for å oppnå lønnsomhet, og antyder at prisforskjeller på i størrelsesorden 20 øre/kWh er nødvendig mellom tidspunktet det pumpes på og produksjonstidspunktet. Dette forutsetter at det pumpes eller produseres kraft 75 prosent av tiden. Så store og systematiske prisvariasjoner har så langt ikke vært vanlig i Norge.

### 12.1.2 Vindkraft på land

Norge har gode vindressurser. Sammenlignet med våre naboland har vi generelt høyere vindhastigheter. Vindkraft er en uregulerbar form for kraftproduksjon, som må produsere i takt med de løpende vindforholdene.

Vindkraftproduksjonen i Norge i 2015 var på 2,5 TWh. Ved utløpet av 2015 var det gitt konsesjon til over 12 TWh ny vindkraft, mens ytterligere 14 TWh var til behandling. I 2016 annonserte Statkraft, Trønderenergi og Nordic Wind Power en investeringsbeslutning om en større utbygging på Fosen.

Utbygging av vindkraft krever både gode vindforhold og mulighet for å transportere inn store installasjoner. I vurdering av vindkraftprosjekter er det ikke bare gjennomsnittlig vindhastighet som er interessant, men også hvordan vinden varierer. De siste årene har det vært økt interesse for vindkraft i innlandet, der vindhastigheten er lavere, men jevnere.

Det er i praksis ingen teknisk eller relevant fysisk grense for hvor mye vindkraft det er mulig

å bygge ut i Norge, men økonomien og andre samfunnshensyn setter klare begrensninger. Også kapasiteten i kraftnettet er avgjørende for hvor det kan være hensiktsmessig med vindkraft.

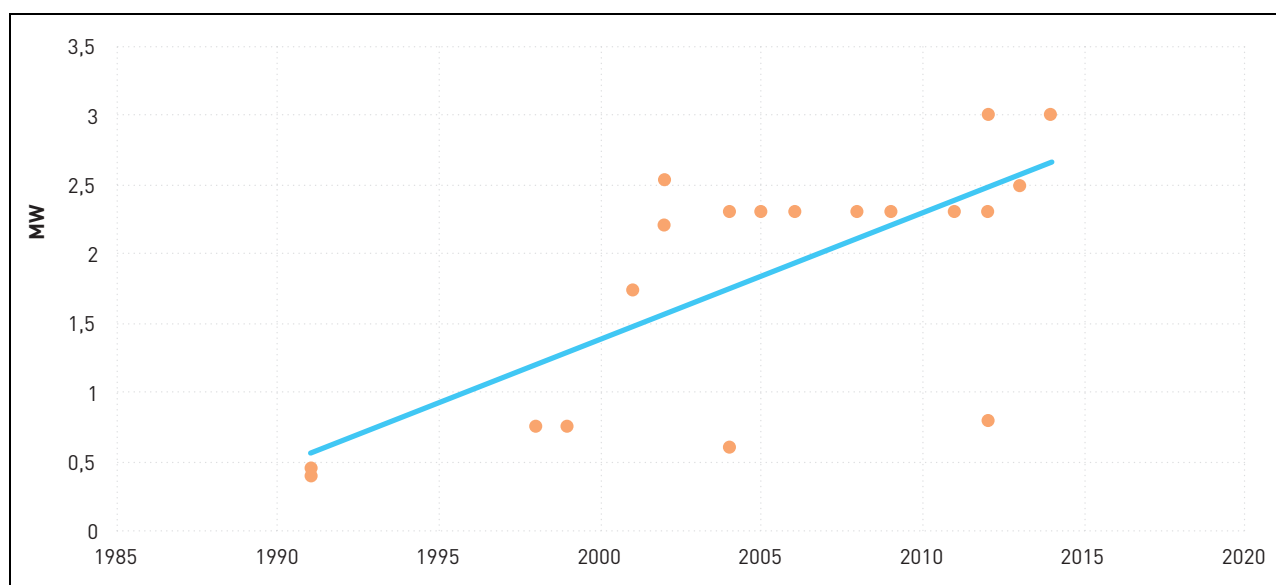
I likhet med alle andre energikilder påvirker også utbygging av vindkraftverk miljøet. Utfordringene er særlig knyttet til arealbruk, støy, visuelle virkninger og virkninger for fauna.

#### Kostnader for vindkraft

Vindkraftkostnadene er dominert av investeringen. Driftskostnadene er likevel høyere enn for vannkraft. Turbinkonstruksjonen står for rundt to tredjedeler av investeringen. I tillegg er tilrettelegging av utbyggingsområdet en viktig kostnadspost. Ved sterkere vind kreves det sterkere konstruksjoner, som gir større investeringer som må måles mot den økte produksjonen.

De første vindturbinene ble satt opp i Norge tidlig på 1990-tallet. Siden dette har teknologien utviklet seg. Turbinene har blitt vesentlig større og høyere, noe som gir større energiproduksjon per turbin. De nyeste vindkraftverkene i Norge har installert turbiner med en ytelse på rundt 3 MWm jf. figur 12.6. Det finnes kommersielt tilgjengelig turbiner med over dobbelt så stor ytelse.

Teknologiutviklingen innen vindkraft har gitt lavere kostnader de senere årene, og det forventes at kostnadene vil fortsette å falle. NVE vurderer at vindkraft kan bygges ut med en energikostnad på 44 øre/kWh, der driftskostnaden utgjør 15 øre/kWh.



Figur 12.6 Utviklingen i turbinestørrelse på norske vindkraftverk. Lineær trend vises med heltrukket linje.

Kilde: OED/NVE (Vindkraftproduksjon 2014)

Siden en stor del av kostnaden bestemmes i det globale markedet for turbiner, er det først og fremst forskjeller i vindressursene som forklarer ulikhetene i vindkraftkostnadene mellom land og prosjekter.

### 12.1.3 Havvind

Norge har store havvindressurser, men det er foreløpig langt frem til at vindkraft til havs kan konkurrere med kostnadsnivået til vindkraft på land. Vindkraft til havs med bunnfaste installasjoner koster i dag rundt det dobbelte av vindkraft på land, men har et noe lavere kostnadsnivå enn solkraft og biokraft uten varmeproduksjon.

Det er bare en vindturbin i drift til havs i Norge. Dette er Statoils flytende Hywind-turbin utenfor Karmøy. Kostnadsnivået for flytende løsninger er høyere enn for bunnfaste, og det er vanskelig å vurdere hvor raskt kostnadene vil falle fremover.

Vindkraft til havs kan påvirke naturmangfold, fiskeriaktiviteter og andre interesser negativt. I strategisk konsekvensutredning for havvind<sup>2</sup> ble 15 utredningsområder for havvind, både flytende og bunnfast, kartlagt og vurdert. Ingen områder ble funnet så konfliktfylte at utbygging ble frarådet.

De utredete områdene er fordelt langs hele kysten, og det er beregnet at områdene ved full utbygging vil kunne produsere over 50 TWh årlig. Områdene utgjør bare en liten del av norske farvann, og det totale potensialet er svært stort.

Både drifts- og investeringskostnadene blir høyere når vindkraft skal etableres i havet, men energiproduksjonen er ofte høyere på grunn av bedre vindforhold. For eksempel har Hywind-turbinen hatt svært høyt energiproduksjon i forhold til installert effekt.

NVE har beregnet at havvindkraft med bunnfast installasjon har en energikostnad på mellom 81 og 145 øre/kWh. Det store spennet og det høye nivået illustrerer at dette er en teknologi som er under utvikling. Sammenlignet med vindkraft på land har havvindkraft per i dag særlig større kostnader knyttet til drift og vedlikehold, i tillegg til at selve utstyret og installasjonen er mer kostbar.

### 12.1.4 Solkraft

Det store kostnadsfallet for solkraft globalt har satt preg på endringene i energimarkedene inter-

nasjonalt de siste årene. Det forskes intensivt på ytterligere teknologiforbedringer, og det forventes at kostnadene vil fortsette å falle. Kostnadene vil variere fra sted til sted, på grunn av ressursituasjon og lokale forhold. Noen steder i noen anvendelser har solkraft i dag kostnader på nivå med etablerte energikilder.

I Figur 12.7 vises den historiske utviklingen i prisene på fotovoltaiske solcellepaneler, der sammenhengen mellom prisen på paneler og mengden paneler som er produsert kommer tydelig frem. Masseproduksjon og konkurranse gir læring og senker prisene.

Solkraft er mest gunstig i varme og solrike land, både fordi solpanelene produserer mest når kjølebehovet er størst, og fordi energiutbyttet fra panelene er større. Solforholdene i Norge er ikke de beste, og vi har vår høyeste etterspørsel etter energi når det er kaldt og mørkt.

Noen forhold teller positivt for solkraft i Norge. Virkningsgraden for fotovoltaiske solkraftanlegg er best ved lave temperaturer, og snødekte landskap vil føre mer lys til panelene enn ellers. Dette veier imidlertid ikke opp for lavere solinnstråling.

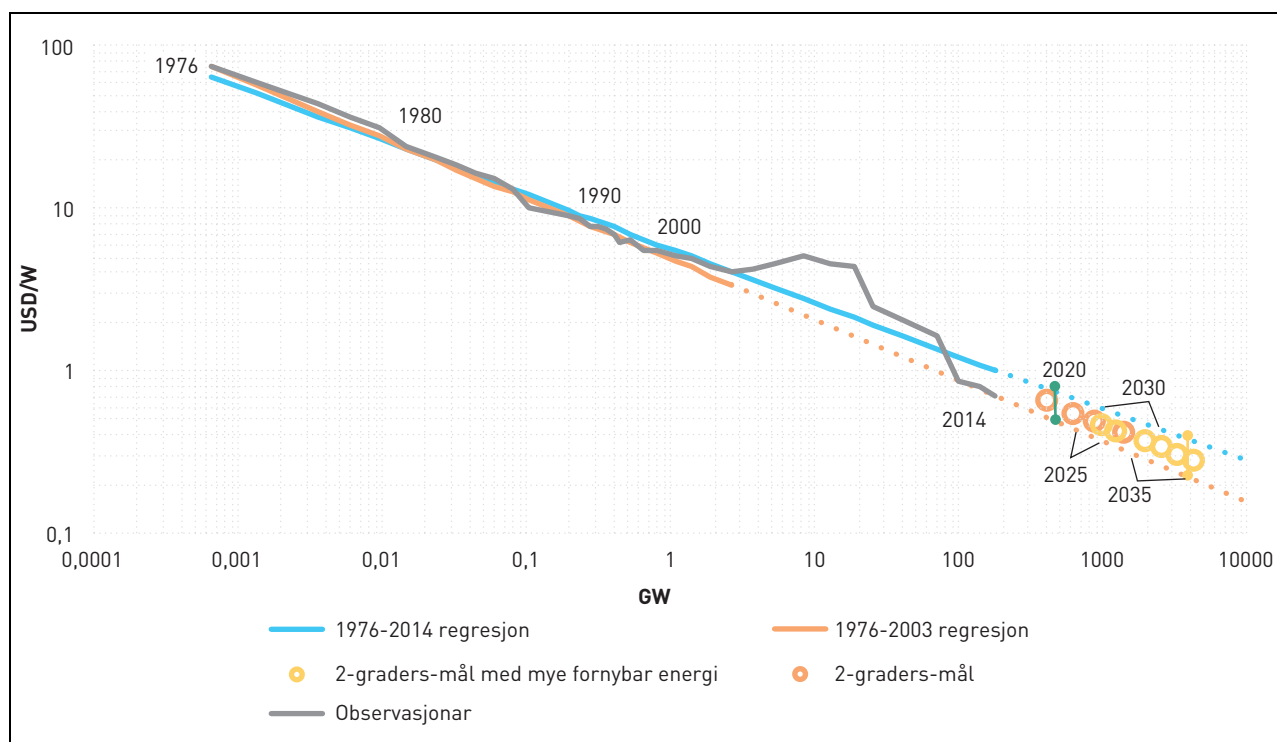
NVE har beregnet forventet energiutbytte fra solkraft, målt i brukstimer. Dette viser hvor gode solressursene er i gjennomsnitt over året, og illustrerer at solressursene i Sør-Norge er på nivå med andre land i Nord-Europa, med en brukstid på 740 timer av 8760 timer i året. I Nord-Norge er solressursene dårligere, i overkant av 500 timer i året. Til sammenlikning har vindkraft ofte en brukstid over 3000 timer.

Selv om prisene på solpaneler har falt, er solkraft fortsatt en kostbar energiteknologi i Norge. Med norske solforhold har NVE beregnet en energikostnad for solkraft på rundt 140 øre/kWh i de gunstigste tilfellene. Kostnaden for solkraft stiger jo lenger nord anlegget settes opp, og de minste anleggene er de dyreste.

Selv om ettermontering av små solcelleanlegg på bygninger i dag er den dyreste formen for solkraftproduksjon, utvikles det bygningsmaterialer som har de samme egenskapene som solpaneler. Dersom solpaneler kan erstatte andre bygningsmaterialer, for eksempel takplater, vil tilleggskostnaden ved å installere solceller kunne bli vesentlig lavere.

En stor del av kostnadene er installasjonskostnader, som påvirkes av installatørens lønnsnivå, erfaring og konkurransen i markedet. Dette forklarer en stor del av forskjellen i kostnader mellom Norge og våre naboland.

<sup>2</sup> NVE m.fl. – NVE-rapport 2012/47



Figur 12.7 Historiske og forventede priser på fotovoltaiske moduler.

Fremskrivning av trenden for hhv. perioden 1976–2003 og 1976–2014, med to ulike fremtidsscenarioer. Læringskurve for solkraft. Figuren viser historisk utvikling i kostnader sett i sammenheng med den samlede utbyggingen. Trenden er forlenget fra utviklingen i hhv. perioden 1976–2003 og 1976–2014. Når de fremtidige kostnadsnivåene nås er avhengig av utbyggingstakten, og dette er indikert for to av IEAs scenarier for en utbyggingstakt kompatibel med to-gradersmålet.

Kilde: IEA Energy Technology Perspectives 2015

Solkraft er i dag ikke lønnsom med dagens kraftpriser. NVE forventer at kostnaden for solkraft i Norge vil gå ytterligere ned i årene som kommer.

#### Potensialet for solkraft

Det anslås at norske hytter har installert rundt 100 000 solpaneler, og mye av dette er installert flere år tilbake. I det siste har det blitt installert en del solpaneler som er tilknyttet kraftnettet, stort sett på tak og fasader på næringsbygg og privatboliger. Den samlede installerte ytelsen anslås til om lag 13 MW.

Solkraftanlegg er fleksible med tanke på plassering, og kan plasseres på bakken, i større parker eller på bygg eller andre innretninger. Slike anlegg kan derfor egne seg godt på steder der f.eks. tilknytning til strømmettet er vanskelig. Idag driver for eksempel solkraftanlegg mer enn 2000 av fyrlyktene langs kysten. Solkraft skal også tas i bruk for å belyse den nye Kjøladalstunnelen i Rogaland, der tilknytning til strømmettet er kostbart.

NVE har gjort en beregning av potensialet dersom alt egnet tak- og fasadeareal på bygninger tas

i bruk til solkraft frem til 2030, etter hvert som det bygges nytt eller rehabiliteres. Basert på forutsetninger om nybygg- og rehabiliteringsraten er potensialet i et slikt scenario 1,5 TWh årlig i 2020, noe som stiger til 3,8 TWh i 2030. Dette tilsvarer en installert effekt på omlag 5100 MW. Beregningen gir en indikasjon på mulig omfang av kraftproduksjon fra sol knyttet til bygg, selv om det ikke er realistisk å utnytte hele dette potensialet.

#### 12.1.5 Biokraftverk

I motsetning til det meste av fornybar kraftproduksjon kan varmekraftverk bygges uavhengig av den lokale ressurstilgangen fordi brennstoffet kan transporteres.

Kraftverk basert på forbrenning kan ha flere utforminger. Et hovedskille går på om kraftproduksjonen er basert på varmen som oppstår ved forbrenning, eller på ekspansjonen av gass som brenner. Et annet hovedskille, som har stor påvirkning på den samlede virkningsgraden, er om kraftverket bare produserer kraft eller om det også produserer varme. Det mest energieffektive er å produsere både kraft og varme.

Rene biokraftverk har lav virkningsgrad og høye kostnader. I «Kostnader for energisektoren» beregner NVE kostnadene (LCOE) ved å produsere kraft fra bioenergi til å starte noe over 100 øre/kWh for større anlegg. Det er ikke ventet signifikante kostnadsreduksjoner.

Biokraftverk som også produserer varme, for eksempel til et fjernvarmesystem, vil ha noe lavere kostnader, og kan ha en virkningsgrad rundt 90 prosent. En forutsetning for de lavere kraftkostnadene er at anleggene er store, noe som begrenser potensialet for etablering i Norge.

### 12.1.6 Andre ressurser og teknologier

Vannkraft, vindkraft, solkraft og biokraft er de fornybare energiteknologiene som er modne nok til at det er mulig å drøfte potensial og kostnader. Andre produksjonsteknologier er under utvikling, og kan komme til å spille en større rolle i fremtiden. Herunder kan nevnes bølgekraft, som er viet stor oppmerksomhet i Sverige og hvor det er interesse for utprøving langs Norges kyst. Videre har det vært en utvikling innen produksjon av kraft fra lavtemperatur varme, der også norske aktører er involvert. Innen kjernekraft er det forskning og utvikling på nye brenslere og materialer som skal gi økt sikkerhet.

## 12.2 Verdien av de ulike ressursene

De ulike fornybarteknologiene for kraftproduksjon har ulike egenskaper og potensial. Også evnen til å generere inntekter og eventuelle tilleggsv verdier for kraftsystemet varierer. Dette fanges ikke opp i beregningene av energikostnaden (LCOE) som er beskrevet i kap. 12.1. Verdien av kraftproduksjonen for det norske energisystemet bestemmes av om teknologiene har egenskaper som støtter opp under kraftsystemet i perioder med størst behov. Dette reflekteres i kraftprisen. Mulighetene til å skape verdi fra ulike typer kraftproduksjon vil avhenge av markedsutviklingen i det nordiske og europeiske kraftmarkedet og den teknologiske utviklingen.

### 12.2.1 Grunnlaget for lønnsom kraftproduksjon

*Fornybarteknologiene har ulike forutsetninger for å oppnå høy pris i markedet*

I hvor stor grad kraften kan produseres på tidspunkter når prisen i kraftmarkedet er høy, er

avgjørende for hvor lønnsom produksjonen er. I dag er kraftprisen i gjennomsnitt høyere om vinteren når forbruket er størst. På grunn av variasjon i tilsiget til vannkraften og begrensninger i overføringskapasitet vil også balansen mellom produksjon og forbruk regionalt og nasjonalt på ulike tider av året være viktig. Samtidig vil en økende integrasjon mellom Norden og Europa gjøre at sesongvariasjonene vil bli mindre, og utviklingen i de europeiske prisene desto viktigere, jf. kap. 10.

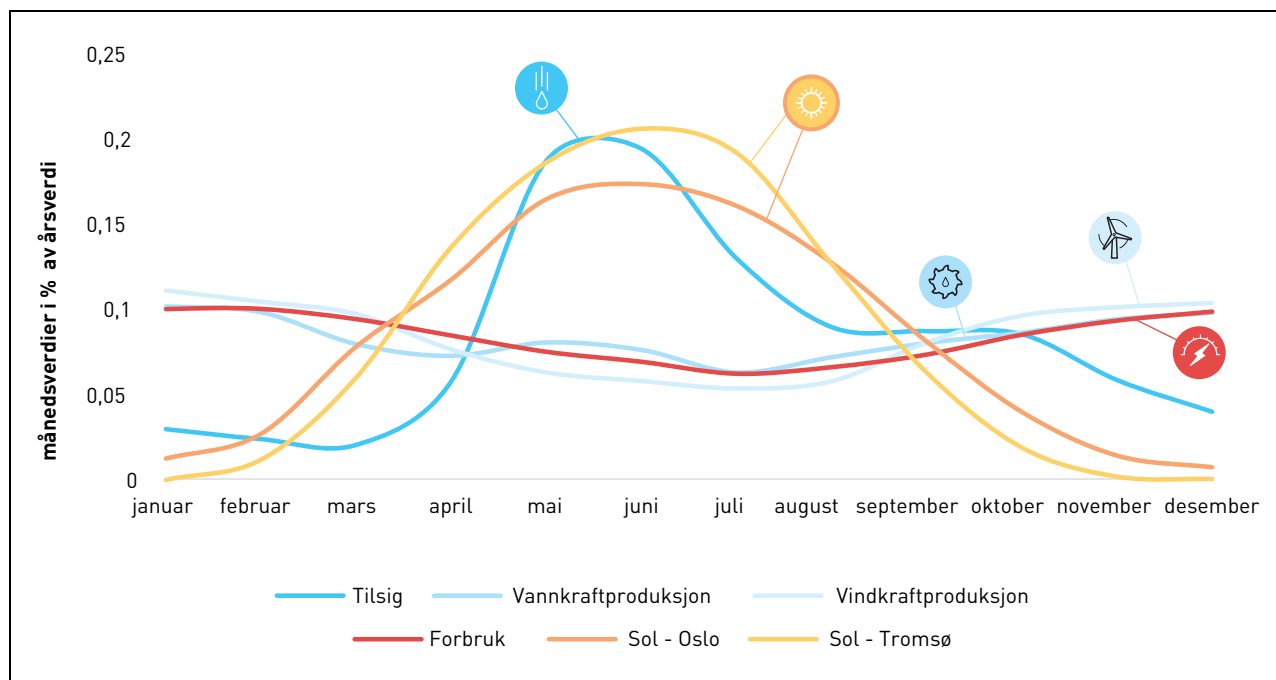
Regulerbar vannkraft har muligheten til å tilpasse produksjonen. Slike kraftverk vil dermed i løpet av et år kunne oppnå en høyere verdi på sin produksjon enn tilsvarende mengde uregulert produksjon. Uregulerbar vannkraft og solkraft har derimot en prisprofil som gjør at produksjonen vil være størst på sommerhalvåret når prisene er lavest, og kraftbehovet minst, jf. figur 12.8. Vindkraftproduksjonen følger i større grad den norske forbruksutviklingen, med størst produksjon om vinteren. Utvikling av batteriteknologi kan på sikt øke mulighetene for å lagre energi i tilknytning til produksjonsanlegg for uregulerbar kraft. Dette kan øke inntjeningsmulighetene, men vil også medføre økte kostnader.

*Fornybarteknologiene påvirker kraftprisen og lønnsomheten til all produksjon*

Uregulerbare produksjonsteknologier vil kunne påvirke sin egen lønnsomhet ved utbygging i stor skala. Jo høyere den uregulerbare produksjonen blir innenfor et område jo, mer presses prisene om det ikke finnes avsetningsmuligheter mot områder med annen produksjonssammensetning eller kraftbalanse. Økt utbygging av teknologier som solkraft, småkraft og elvekraft vil derfor bidra til å senke kraftprisene i sommerhalvåret. Denne sammenhengen kan allerede sees i kraftmarkedet i perioder med høyt tilsig og stor produksjon av uregulerbar kraft. Så sent som i 2015 falt den gjennomsnittlige kraftprisen til under 10 øre/kWh mellom midten av juni og midten av august.

Nedgangen i priser vil påvirke verdien av all kraftproduksjon. Reduksjonen i inntekter vil imidlertid være størst for uregulerbar produksjon og minst for kraftverk med høyest regulerbarhet, som har mulighet til å flytte produksjon i tid.

Storskala utbygging av vindkraft påvirker også sin egen lønnsomhet, men vil ha en mindre effekt på kraftprisene fordi produksjonen er størst om vinteren. I vinterhalvåret er forbruket av kraft høyere, og fleksibiliteten til de norske magasin-kraftverkene gjør at variasjon fra annen produksjon får mindre utslag i kraftprisene.



Figur 12.8 Illustrasjon – ulike årsprofiler for fornybare ressurser. Prosent av årsverdi.

#### Handel mellom kraftsystemer som er ulike gir grunnlag for inntekter

Muligheten for lønnsom utbygging av kraftproduksjon i Norge kan ikke vurderes isolert fra kraftforsyningen i landene rundt oss. Det norske kraftsystemet er en del av et europeisk kraftmarked, med høy overføringskapasitet til utlandet. Tilknytningen til våre naboland påvirker hvilke produksjonsteknologier og -ressurser som er lønnsomme å utnytte i Norge. Kraftprisen, og dermed verdien på produksjonen, påvirkes av krafthandelen med utlandet.

Kraftforsyningen i Europa er i dag dominert av termiske kraftverk, til tross for en økende andel fornybar kraft. Dette er produksjonsteknologier hvor det er dyrt å regulere produksjonen opp eller ned over korte tidsrom, noe som bidrar til at andre europeiske land har mer variasjon i kraftprisene over døgnet enn Norge. Den norske vannkraften har høy magasinkapasitet og stor fleksibilitet. Produksjonen kan reguleres hurtig til lave kostnader. Dette gjør det mulig å utnytte prisvariasjonen hos våre handelspartnere til å skape merinntekter. Perspektivene til 2030 tilsier økt prisvolatilitet i Europa, og økt verdi av både kortsiktig og langsiktig fleksibilitet jf. kap. 8. Dette kan gi grunnlag for økt lønnsomhet ved å bygge ut regulerbar kraftproduksjon i Norge.

Større prisvariasjoner kan sammen med reduserte teknologikostnader også gi insentiv til at det

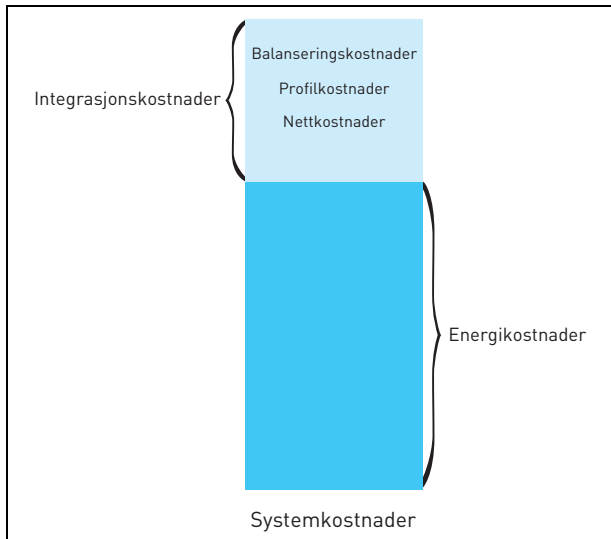
investeres i ulike lagringsteknologier i landene vi er knyttet til. Disse teknologiene må imidlertid konkurrere mot kostnadene ved andre typer fleksibilitet som vannkraftmagasiner eller fleksibilitet på forbrukssiden.

Et samspill mellom flere land bidrar til at samfunnets samlede kostnader for å løse kraftforsyningens oppgaver blir lavere enn om hvert land løser dem alene. Når produksjonssammensetningen i de forskjellige kraftmarkedene utfyller hverandre legger det også grunnlag for lønnsom handel over landegrensene.

For at kraftforsyningen også i fremtiden skal løse sine oppgaver til lavest mulig kostnad er det hensiktsmessig at ulike land utvikler produksjon som de relativt sett har de beste forutsetningene for. Samtidig er det kraftmarkedets oppgave å sørge for at det er de mest kostnadseffektive produksjonsteknologiene og produksjonsressursene som til enhver tid blir utviklet.

#### 12.2.2 Verdier og kostnader for kraftsystemet

Ulike typer fornybar kraftproduksjon vil ha ulik påvirkning, og dermed ulik verdi for kraftsystemet. I beregningene av energikostnadene tas det hensyn til investerings- og driftskostnader samt produksjon, brukstid, levetid og neddiskontering, jf. boks 12.1. Dette gir likevel ikke et fullstendig bilde av alle kostnadene som produksjonen medfører i kraftsystemet som helhet. *Integrasjonskostnader*



Figur 12.9 Illustrasjon på forskjellen mellom produksjonskostnad og systemkostnad.

betegner kostnader som oppstår ved å integrere ulike typer ny produksjon i et eksisterende kraftsystem. Dette er illustrert i figur 13.13.

Integrasjonskostnadene kan deles opp på følgende måte<sup>3</sup>:

- *Nettkostnader* avhenger av hvor mye nett som må bygges eller oppgraderes for at den nye produksjonen kan komme ut på markedet.
- *Profilkostnader* reflekterer mangel på samsvar mellom produksjon og forbruk. Dette løses delvis av markedet ved at kraftverk som produserer når behovet er høyt oppnår en høyere pris på produksjonen, men vil også påvirke hvor mye det koster å kompensere for disse ubalansene i driften.
- *Balanseringskostnader* varierer med hvor forutsigbar kraftproduksjonen er, og behovet for kortsiktig balansering, jf. omtale av markeder for reserver i kap. 3.3.1

Det finnes flere måter å kategorisere integrasjonskostnader på, og kostnadene kan være vanskelige å anslå for den enkelte teknologi. Kostnadene vil også endres i takt med utviklingen av resten av energisystemet.

Uregulert produksjon, som solkraft, småkraft og vindkraft har generelt høyere integrasjonskostnader enn regulerbar produksjon. Kostnadene vil avhenge av produksjonsvolum, produksjonsprofil og plassering i kraftsystemet. Den regulerbare vannkraften kan tilpasses markedets og ener-

gisystemets behov, og store vannkraftanlegg har en gunstig effekt på stabiliteten i systemet.

En portefølje av ulike uregulerbare kraftteknologier vil gi lavere integrasjonskostnader enn en stortilt satsing på en type. Det skyldes at ubalansene i systemet blir mindre fordi de ulike energikildene er tilgjengelige til ulike tider og at den totale produksjonen varierer mindre.

Noen ressurser har imidlertid delvis lik produksjonsprofil. Dette gjelder uregulerbar vannkraft og solkraft, som begge produserer mest om sommeren. Et annet eksempel er år med lite tilsig til vannkraftverkene – såkalte tørrår. Tørrår er i stor grad korrelert med kalde år, men også med dårlige vindår. Det betyr at vindkraft i de fleste år vil utfylle vannkraften godt, men i liten grad kan bidra til sikrere kraftforsyning i år med lite tilsig.

#### Nærmere om nettkostnadene til de ulike teknologiene

Strømnettet legger viktige rammer for hvilken kraftproduksjon som kan bygges ut. På kort- og mellomlang sikt kan noen områder ha lav nettkapasitet, noe som setter begrensninger for hvor mye produksjon som kan bygges ut. Over tid kan det eksisterende strømnettet bygges ut. En effektiv utnyttelse av produksjonsressursene tilsier at lokaliseringen av produksjon tar hensyn til hvor det er ledig kapasitet i strømnettet og hvor det vil påløpe høye kostnader ved utbyggingen.

Deler av disse kostnadene bæres av utbygger direkte, men den største andelen dekkes av nettselskapene og systemoperatøren, og videre sluttbrukerne av elektrisitet gjennom nettleien. Nettkostnader er dermed en viktig bestanddel av de totale kostnadene som ikke nødvendigvis reflekteres i en utregning av energikostnader.

Nettkostnadene varierer også fra teknologi til teknologi. Historisk har det norske kraftsystemet vært basert på store vannkraftverk med betydelig reguleringsevne som har matet inn produksjon på høyere spenningsnivåer. Økt tilknytning av produksjon på lavere spenningsnivåer kan gi kraftsystemet andre utfordringer enn de vi kjenner i dag.

Hvordan ny produksjon i distribusjonsnettet påvirker spenningskvaliteten vil avhenge av nettstyrken i punktet hvor produksjonen tilknyttes. Et sterkt nett kjennetegnes blant annet av høy kortslutningsytelse, noe som betyr at nettet håndterer svingninger i produksjon og forbruk bedre. Noen typer uregulerbar produksjon, som solkraft og noen typer vindkraftverk, er knyttet til nettet på en slik måte at de i liten grad bidrar med kortslutningsytelse. Dette betyr at et kraftsystem dominert av solkraft vil være mindre stabilt enn et sys-

<sup>3</sup> Kilde: IEA 2015 – Projected costs of electricity generation, kap. 10

Tabell 12.1 Forenklet oversikt over fornybare kraftteknologier.

	Produksjonsprofil over året	Fleksibilitet – evne til å produsere ved behov
Vannkraft med magasiner	God. Tilsiget kommer mest om sommeren, men magasinene gjør det mulig å produsere hele året.	God. Svært fleksibel med tanke på produksjon over året, i løpet av en uke, men også i løpet av sekunder.
Vannkraft – uregulerbar	Mindre god. Tilsiget varierer, men kommer mest om sommeren, når behov og priser er lave.	Ikke fleksibel, i likhet med andre uregulerbare teknologier.
Vindkraft	Ganske god. Tilgangen på vind er ganske jevn over året, og noe høyere om vinteren.	Ikke fleksibel, i likhet med andre uregulerbare teknologier.
Havvind	Ganske god. Tilgangen på vind er ganske jevn over året, og noe høyere om vinteren.	Ikke fleksibel, i likhet med andre uregulerbare teknologier.
Solkraft	Mindre god. Lite eller ingen produksjon om vinteren. Solinnstrålingen er størst om sommeren, når behov og priser er lave.	Ikke fleksibel, i likhet med andre uregulerbare teknologier.
Biokraftverk	God. Varmekraftverk kan produsere ved behov, brensel er tilgjengelig hele året.	Ganske god. Varmekraftverk kan regulere produksjonen over året, uken og timen.

tem dominert av større generatorer, som stor regulerbar vannkraft.

Både solkraft og solvarme kan ha positive effekter på kraftsystemet. Solvarme vil kunne bidra til å dekke deler av varmebehovet gjennom året, f.eks. om våren og høsten når det fortsatt er varmebehov i bygg. Både solkraft og solvarme vil kunne gi bidrag på slutten av vintersesongen når magasinutfyllingen vanligvis er på det laveste.

Solkraft produserer mest i sommerhalvåret når forbruket er som lavest og det er stort overskudd på kraft. Døgnprofilen for solkraft er også til dels i motfase til forbruksprofilen. Fordi nettet uansett må dimensjoneres for de kaldeste vinterdagene og sol gir lite virkning på kalde vinterdager, vil solkraft og solvarme i liten grad bidra til reduserte nettinvesteringer.

### 12.3 Grunnlaget for ny kraftproduksjon frem til 2030

Norge har store fornybare energiresurser og det er fremdeles store muligheter for videreutvikling av disse. Økt utnyttelse av gjenværende fornybare naturressurser bør realiseres basert på markedsutviklingen og ut ifra et krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I alle energiprosjekter er det en

avveining mellom miljøkonsekvenser og energi-produksjon. Miljøkonsekvensene må vurderes i hvert enkelt prosjekt, og er en viktig del av beslutningen om det er grunnlag for ny produksjon.

Det er ikke bare aktører med nye produksjonsprosjekter som står overfor investeringsbeslutninger. Dette er vurderinger som også gjøres for eksisterende anlegg. Den største utbyggingen av vannkraft fant sted i perioden etter krigen og frem mot slutten av 1980-tallet. Reinvesteringer er derfor en stadig mer aktuell problemstilling.

Det er teknisk mulig å øke den fornybare kraftproduksjonen i Norge svært mye på lang sikt. Konesjonsbehandlingen har de siste årene skapt rom for en vesentlig utbygging også på kort sikt.

Mulighetene til å realisere lønnsom fornybarproduksjon til 2030 er i stor grad avhengig av den videre utviklingen av kraftprisene i Norden og i Europa, og mulighetene til å skape inntekter fra salg av andre tjenester, for eksempel balanse- og systemtjenester. Ulike produksjonsteknologier skiller seg fra hverandre når det gjelder egenskaper, miljøkonsekvenser, kostnader, levetid og kostnader ved integrasjon i energisystemet, jf. omtale tidligere i kapitlet.

Potensialet for de ulike fornybarteknologiene kan oppsummeres på følgende måte:

- Vannkraft er fortsatt den billigste fornybare energiteknologien i Norge, og det er fortsatt et potensial for videre utnytting.
- Det er et begrenset potensial for nye, store vannkraftprosjekter med magasiner som kan bidra til regulering av kraftsystemet. Det finnes imidlertid et potensiale for å øke fleksibiliteten ytterligere gjennom investeringer for å øke effekt i eksisterende kraftverk.
- Den vesentligste delen av potensialet for opprustning og utvidelser ligger i utvidelsene, altså å utnytte en større del av tilsiget eller å overføre vann fra tilliggende vassdrag. Potensialet for utvidelsesprosjekter er også noe begrenset.
- Vindkraft er i dag den nest billigste fornybare energiteknologien. Kostnadene er fallende, og Norge har gode vindkraftressurser. I dagens markedssituasjon er lønnsomheten likevel utfordrende, selv med inntekter fra elsertifika-tordningen.
- Havvindkraft har et høyt kostnadsnivå, men er likevel på nivå med solkraft.
- Solkraft har et høyt kostnadsnivå. Det billigste er å bygge frittstående kraftverk. Selv med en massiv satsing på solkraft på bygninger, der alt egnet areal ved nybygg og rehabilitering utnyttes, vil det kun gi et relativt beskjedent bidrag til norsk energiforsyning frem mot 2030.
- Biokraftverk er kostbart, men forholdet forbedres dersom kraft og varme produseres i samme anlegg.

## 12.4 Fornybare energiresurser til varme- og transportformål

### 12.4.1 Bioenergi

Bioenergi spiller en viktig rolle i norsk energiforsyning, og det tekniske potensialet for å høste mer bioenergi og å bruke mer bioenergi er stort. Det årlige forbruket av bioenergi økte fra 10 TWh i 1990 til 18 TWh i 2012<sup>4</sup>.

Bioenergi er fleksibelt på flere måter. Det kan transporteres uavhengig av kraftledninger og fjernvarmenett, og det er også et internasjonalt marked for ulike typer bioenergi. Bioenergi kan også som regel lagres og settes inn når det trengs. Videre kan bioenergi brukes både til varme- og kraftproduksjon, i tillegg til at det i flytende form eller som gass kan brukes i transport.

Det er mest rasjonelt å bruke fast bioenergi til oppvarming, da det er kostbart å bygge rene bio-

kraftverk. Noe biomasse egner seg best konvertert til biogass eller til flytende brensler.

Skogen står for det meste av potensialet for økt høsting av bioenergi i Norge. Det hogges i dag vesentlig mindre enn den årlige tilveksten, noe som betyr at norske trær hvert år binder store mengder karbon som tas opp fra atmosfæren.

Teknisk sett er det rom for økt uttak av skog til bioenergiformål. Noe av potensialet finnes i økt uttak av greiner og topper, som til en viss grad legges igjen i skogen i dag. Økonomien i økt uttak er en barriere. Det er ikke etterspørselen etter bioenergi som driver hogstaktiviteten i norske skoger, men hogst av tømmer til trelastindustrien.

Bioenergiressursene som finnes i ulike typer industrielt avfall synes å være nært fullt ut disponert i dag, slik at potensialet for økt uttak av bioenergi fra avfall til energiformål ikke lenger er tilstede. Det er mulig å dyrke energivekster for bruk som bioenergi, også i havet.

NVE har anslått at potensialet for økt uttak av bioenergi er rundt 20 TWh ved en kostnad på 30 øre/kWh. Ved dagens priser på energiflis på 18 øre/kWh er potensialet 3–5 TWh. Det aller meste av dette er råstoff som egner seg til varmeproduksjon, men NVE identifiserer også muligheten for om lag 2 TWh biogass.

### 12.4.2 Solvarme

Bygg har alltid blitt varmet opp av solen, og det er viktig å plassere bygg riktig i forhold til solinnstrålingen for å maksimere oppvarmingen og minimere behovet for kjøling.

Solvarmeanlegg bruker solens innstråling til å varme opp vann eller luft, som så igjen kan brukes til tappevann eller til å varme opp rom. Internasjonalt er det installert om lag dobbelt så mye solvarme som solkraft.

Det var i 2014 installert en effekt på 29,8 MW solvarme i Norge<sup>5</sup>, hvorav 7 MW finnes på Lillestrøm (Akershus Energipark). Solvarmeanlegg gir et mye høyere energiutbytte per m<sup>2</sup> enn solkraftanlegg.

#### Potensial

Det tekniske potensialet for solvarme vil være begrenset av etterspørselen etter varmt vann og romoppvarming. I større skala er det også en begrensningen i utbredelsen av fjernvarmenett.

Etter samme metode som for solkraft har NVE gjort en beregning av det tekniske potensialet for

<sup>4</sup> NVE-rapport 2014:41, s.21

<sup>5</sup> Kilde: Norsk solenergiforening/Asplan Viak/IEA



solvarmeinstallasjoner på eller som en del av tak og fasader på bygninger. Dersom alt tilgjengelig areal ved nybygg og rehabiliteringer brukes til å produsere solvarme er potensialet anslått til 10 TWh i 2030.

#### *Kostnader*

NVE har beregnet energikostnaden for solvarme i Norge. Kostnaden er lavest for store anlegg, som kan ha så lav energikostnad som 38 øre/kWh. Kostnaden er imidlertid høyere for mindre anlegg, og øker med stigende breddegrad. Et lite anlegg i Tromsø er til sammenligning beregnet å ha en kostnad på 161 øre/kWh. Kostnadene er forventet å falle i årene fremover.

#### **12.4.3 Varme fra omgivelsene**

Varmepumper gjør det mulig å utnytte varme i omgivelsene, for eksempel i luften, i grunnen og i vann. Varmepumpers virkemåte og utbredelse er omtalt i kap. 3.

NVE undersøkte potensialet for grunnvannsbasert oppvarming i 2011, og fant at det ikke er begrensende for mulig utnyttelse. NVE konkluderer med at alt varme- og kjølebehov i Norge i teorien kan dekkes av grunnvarmebaserte varmepumpeløsninger.

Varme i overflatevann (sjøvann, innsjøvann og elvevann) kan på samme måte utnyttes til oppvarming og kjøling, men potensialet er mindre enn for grunnvarme. Samlet viser NVEs studie at potensialet for bruk av overflatevann er 15,6 TWh, der mesteparten er bruk av sjøvann.

## 13 Utviklingstrekk mot 2050

### 13.1 Innledning

På lang sikt vil energisystemene påvirkes av mange ulike faktorer og utviklingstrekk. Viktige faktorer som påvirker energisystemene er klima- og miljøpolitikk, teknologisk utvikling, energibruk, befolkningsvekst og markedsutvikling. Energipolitikken må legge til rette for riktige valg for fremtiden. Like viktig er at kursen kan justeres underveis og over tid. Det er vanskelig å forutse fremtidig utvikling med stor nøyaktighet. Det er derfor viktig å bygge opp en bred kunnskapsbase, som gir oss fleksibilitet og dermed gjør oss bedre rustet til å møte fremtiden. Energipolitikken skal sikre en balansert avveining mellom ulike mål og hensyn.

I 2050 vil det sannsynligvis være mellom 6 og 8 millioner innbyggere i Norge. Befolkningens størrelse er en faktor som har stor betydning for etterspørselen etter energi. Samtidig tilsier den senere tids utvikling, samt trender og fremskrivninger, at økonomien i fremtiden vil være mindre energiintensiv enn i dag.

De fornybare energiressursene og en velfungerende energisektor er et konkurransefortrinn for Norge. Frem mot 2050 vil energimarkedene gjennomgå store endringer. Også i Norge må vi forvente at deler av vårt energisystem vil se annerledes ut. Vi ser allerede en økende bruk av elektrisitet på nye områder, blant annet i transportsektoren. Gjennom utvikling av markeder og teknologi, vil også andre energibærere og -ressurser kunne forme hvordan vi bruker energi. Et sentralt spørsmål er hvordan Norge i lys av klimautfordringene kan utnytte tilgangen på fleksible og fornybare energiressurser til økt verdiskapning og sysselsetting. Dette må gjøres samtidig som utformingen av norsk energipolitikk tar hensyn til forsyningsikkerhet, natur- og miljøkonsekvenser og effektiv energibruk nasjonalt.

Skal utbygging av ny fornybar kraftproduksjon bidra til verdiskapning på lang sikt, må det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut. Det betyr at elektrisitet fra kraftverk som bygges ut må kunne omsettes til en pris som forsvarer kost-

nadene inkludert CO<sub>2</sub>-kostnader, og konsekvenser for natur og miljø.

#### 13.1.1 Kort om EUs perspektiver mot 2050

EU har satt ambisiøse klimapolitiske mål fremover, og ønsker å avkarbonisere energisektoren i 2050. Det langsiktige målet er en 80–95 prosent reduksjon i utslipp av klimagasser totalt sammenlignet med 1990-nivå, og 85 prosent reduksjon i energirelaterte CO<sub>2</sub>-utslipp, inkludert transportsektoren. Den europeiske kraftsektoren skal i henhold til EUs Energy Roadmap fra 2011 bli tilnærmet utslippsfri i 2050. En slik utvikling vil ha betydelige konsekvenser for energisystemene og kraftmarkedet, og for handel med energi.

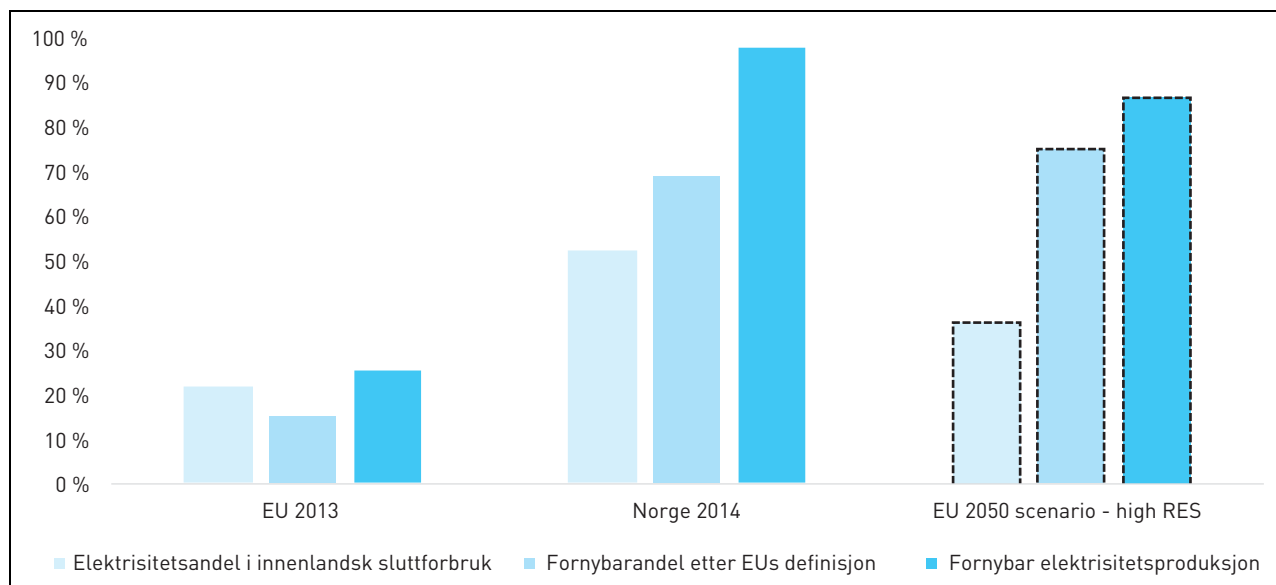
Et av scenariene i analysen viser hvordan målet om reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslippene kan nås ved hjelp av fornybar energi, figur 13.1. Norsk innenlandsk kraftforsyning består i dag av rundt 98 prosent fornybar produksjon, noe som er høyere enn det analysene fra EUs Roadmap anser at er mulig i 2050 for Europa totalt. Figur 13.1 viser at Norge allerede er der hvor EU vil kunne være i 2050 hvis de legger til grunn spesielt høy vekst i sin fornybare kraftproduksjon.

Den totale fornybarandelen<sup>1</sup> i energiforbruket vises i de midterste søylene i figur 13.1. For EU viser analysen at denne vil kunne være på 75 prosent i 2050. I Norge var den på 69 prosent i 2014.

Økt andel elektrisitet i energibruken er også et viktig element i EUs scenarioanalyser for å nå store reduksjoner i energirelaterte klimagassutslipp. Som figuren viser, har Norge allerede en svært høy andel elektrisitet i sitt energiforbruk. Den er høyere i Norge i 2014 enn scenarioanalysen mener EU kan oppnå i 2050.

En ytterligere økning av andelen elektrisitet i det norske forbruket på lang sikt, vil kunne oppnås ved større elektrifisering av bilparken. Dette

<sup>1</sup> Fornybarandelen er beregnet i henhold til fornybardirektivet. Den viser andelen fornybar energiproduksjon delt på totalt energikonsum, inkludert transport, men ekskludert petroleumssektoren. EUs fornybarbrøk gir ikke et fullstendig bilde av et lands energiforsyning, men muliggjør en sammeligning i utviklingen mellom land.



Figur 13.1 Fornybarandeler i Norge og Europa i 2014 og EUs fornybarscenario for 2050.

Kilde: SSB, EU Roadmap 2050

vil medføre lavere CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge. Hvis det forutsettes at all personbiltransport elektrifiseres, vil dette kreve om lag 7 TWh med dagens bilpark, jf. kap. 9.3. Dette utgjør noe under 5 prosent av vår årlige kraftproduksjon, og en slik økning i etterspørselen er innenfor det vårt kraftsystem kan produsere, både på kort og lang sikt. Vårt fornybare kraftsystem har i dag rom for betydelig økning i elektrifisering av transportsektoren fremover.

### 13.2 Forskning er nødvendig – de store teknologisprangene og de små skrittene

I 1980 var det ingen som kunne forutsi betydningen av teknologier vi i dag tar for gitt. Datamaskiner, mobiltelefoni og ikke minst internett har på mange måter formet samfunnsutviklingen ved å endre måten vi jobber og kommuniserer på.

Det er heller ingen som med sikkerhet kan si hvordan samfunnet vårt vil se ut i 2050. Verden drives fremover av geopolitiske hendelser, demografiske og strukturelle endringer og, ikke minst, teknologisk utvikling og innovasjon. Uansett hvilke scenarier for fremtiden man legger til grunn, vil utvikling av ny teknologi og kompetanse være nøkkelfaktorer.

Forskning, utvikling og implementering av miljø- og klimavennlige energiløsninger for produksjon, overføring og bruk av energi er nødvendig for å møte fremtidens utfordringer på energi-

og klimaområdet. I tillegg til utvikling av teknologi er oppbygging av kunnskap, nettverk og systemer viktig. Fremtidens fleksible og miljø- og klimavennlige energisystem vil omfatte en kombinasjon av eksisterende og nye energiteknologier, -løsninger og -systemer. Forskning og utdanning hever kvaliteten på arbeidskraften vår og det vi produserer. Det styrker vår evne til å ta i bruk ny kunnskap og nye løsninger. Dette bidrar til omstillingsevne og økt produktivitet.

Utvikling av ny teknologi og nye løsninger og ny kunnskap foregår hele tiden. Imidlertid er utviklingen sjelden en lineær og planlagt prosess gjennom forskning, utvikling, demonstrasjon og markedsintroduksjon. Utviklingen går i stedet frem og tilbake mellom disse fasene og tar ofte helt uventede retninger. Forskning man trodde var mislykket, kan flere år senere vise seg å få stor verdi – og gjerne på andre områder enn opprinnelig tenkt. Det er derfor vanskelig å forutse hvilke løsninger og teknologier som vil være viktige flere tiår frem i tid.

Ofta ser man for seg de store teknologisprangene som revolusjonerer hele markeder eller samfunn. Gjennom den industrielle revolusjon på sytten- og attenhundretallet ble folks liv endret ved at maskiner overtok oppgaver som tidligere ble utført manuelt av mennesker. I våre dager kan digitalisering og automatisering ha en lignende rolle.

Nye tilnærminger eller radikalt fornyende teknologier kan gi store forbedringer og sprang i virkningsgrad, utnyttelse, reduserte kostnader

### Boks 13.1 Prosjekteksempler

#### *Fornybar energi i betong?*

Vind- og solkraft er på full fremmarsj verden over, men har en viktig utfordring: Hvor skal energien komme fra når det ikke blåser eller ikke er sol? Mange forskere og selskaper jobber med ulike typer lagringsteknologi. De fleste er komplekse eller kostbare. Et norsk selskap har gått i en annen retning og tatt i bruk betong.

Det unge selskapet EnergyNest (tidligere NEST) har utviklet en betongblanding som skal kunne ta opp mest mulig varme. En smart løsning med varmevekslere gjør at store mengder varme raskt kan lagres i betongen når de fornybare kraftverkene produserer for fullt og hentes ut for å lage elektrisk strøm når det er mørkt eller vindstille. Systemet kan både brukes på mindre anlegg, for eksempel tilknyttet industri, eller skaleres opp til å brukes på gigant-anlegg på flere gigawattimer for store kraftverk.

Teknologien demonstreres nå i byutviklingsprosjektet Masdar City i Abu Dhabi. Her har EnergyNest bygget et energilager som består av to 500 kWh «termiske batterier» ved et forskningsanlegg for konsentrert solkraft. I slike kraftverk sender en rekke speil solstrålene til et rør der olje varmes opp for å lage damp som driver turbiner for å lage strøm. Materialene som benyttes i energilageret er bærekraftige og stort sett lett tilgjengelige verden over. Dette innebærer at kostnadene reduseres vesentlig i forhold til eksisterende lagringsløsninger for termisk energi.

Kilde: Norges forskningsråd

#### *Norsk gjennombrudd for solcelleindustrien?*

Solcelleteknologien har gått gjennom store endringer over de siste tiårene, med store kostnadsreduksjoner og stadig bedre effektivitet. Med dagens metoder er foredlingen av silisium til bruk i solcellepaneler likevel svært energi- og kostnadskreven. Ved å få ned energiforbruket vil man kunne bidra til mer konkurransedyktige solceller og billigere elektrisitet produsert av solenergi.

Siemensreaktoren står i dag for rundt 90 prosent av verdens silisiumproduksjon. Med denne metoden varmes silisiumholdig gass opp til 650–1100 grader. Ved disse temperaturene vil silisiumet skilles ut i fast form og feste seg til store staver inne i reaktoren. For å unngå at silisiumet i stedet fester seg til veggene i reaktoren, må samtidig disse kjøles ned til 250 grader. Dette blir som å putte en rødglødende varmeovn i en fryser, og bidrar til et svært høyt energiforbruk.

Haldenbedriften Dynatec Engineering, i samarbeid med IFE, har som mål å utvikle en ny metode med 90 prosent lavere energiforbruk, men med samme høye kvalitet som Siemensreaktoren. Dynatecreaktoren løser utfordringen ved å ta i bruk en sentrifuge og å bokstavelig talt snu prinsippene bak Siemensmetoden på hodet. Reaktoren snurrer rundt, og svært rent silisium fester seg til innsiden av veggene. Resultatet er mindre behov for nedkjøling, bedre utnyttelse av silisiumgassen og en mer effektiv produksjonsprosess.

Kilde: Norges forskningsråd

eller gi redusert miljøpåvirkning. Flere steder i verden forskes det i dag på solceller plassert på satellitter ute i verdensrommet, som kan stråle elektrisitet trådløst via mikrobølger tilbake til jorden. Lykkes man med fusjonsreaktoren ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), kan verdens energiproblemer være løst i millioner av år fremover. Dette er teknologier som i dag ikke er tilgjengelige og som man heller ikke vet om vil være det i 2050.

Teknologiene som benyttes på energiområdet, blant annet til kraftproduksjon, omfatter store, komplekse og kostbare installasjoner som er byg-

get for å stå i flere tiår. De store teknologiske sprangene og forandringene kan derfor ta tid. Forskning og utvikling på området handler derfor oftest om å gjøre små forbedringer i allerede eksisterende og utbredte teknologier og løsninger.

Over tid kan likevel små forbedringer føre til store og uventede endringer i verdens energibilde. Teknologier konkurrerer med hverandre. Hvilke løsninger som ender opp som vinnere i 2050 avhenger derfor også av den parallelle utviklingen mellom teknologier. Et eksempel er solceller som over det siste tiåret har oppnådd store for-

bedringer i kostnadseffektivitet, særlig sammenlignet med andre teknologier for kraftproduksjon. Dette har ført til at energimiksen flere steder i verden, blant annet i EU, nå ser annerledes ut enn man for få år siden tenkte seg.

Myndighetenes systemer for å støtte forskning og utvikling skal legge til rette for å forbedre teknologiene, løsningene og kunnskapen vi allerede har og benytter. Støtte til slik utvikling kan på relativt kort tid omsettes i økt verdiskaping og nytte for samfunnet, gjennom å redusere kostnader, gi økt bærekraft og reduserte utslipp.

Samtidig har myndighetene også et ansvar for å støtte de ideene som er radikalt nytenkende og innovative – potensielle «game changers». Prosjektene har høyere risiko, samtidig vil også den potensielle gevinsten være høyere. Verdien av slik forskning og utvikling vil ofte ligge langt frem i tid og er umulig å forutsi og måle. Norges forskningsråd har i energiforskningsprogrammet ENERGIX introdusert et virkemiddel rettet mot «nye energikonsepter». Eksempler på slike prosjekter er utvikling av superlasere som kan revolusjonere produksjon av silisium til solceller og utvikling av kunstig fotosyntese.

Det er ikke mulig å allerede i dag peke ut hvilke løsninger, teknologier og systemer som vil dominere i 2050. Samtidig har Norge stor mulighet for å kunne lykkes på enkelte områder. Å finne frem til de riktige prioriteringene krever et solid samspill mellom næringslivet, forsknings- og utdanningsmiljøene og myndighetene.

### 13.3 Klimaendringer – virkninger for kraftproduksjon

Det norske kraftsystemet er i stor grad væravhengig og kraftbalansen varierer mye fra år til år. Dette skyldes variasjon i tilsiget til den norske vannkraften og årlige temperaturforskjeller.

Når man angir vannkraftens årlige produksjonsevne bruker man gjennomsnittet over en 30-årsperiode. Lengden på perioden er lang nok til at gjennomsnittet gir et godt uttrykk for historiske verdier, og kort nok til at trender blir representert. Perioden rulleres hvert 10. år. Den gjeldende referanseperioden er 1981–2010. Da NVE sist rullerte referanseperioden, ble det gjennomsnittlige nyttbare tilsiget justert opp med 3,3 prosent.



Figur 13.2 Ising på kraftlinjer.

Foto: Statnett/ Ole Gustav Berg

Et våtere og varmere klima vil isolert sett bedre den norske kraftbalansen. Klimaendringene gjør at vi kan forvente mer uforutsigbart og våtere vær i Norge. Høyere temperaturer vil kunne redusere etterspørselen etter oppvarming. For vannkraften betyr klimaendringene trolig større og mer uberegnelig tilsig. Det er imidlertid betydelig usikkerhet knyttet til størrelsen på de endringene som vil skje, og den lokale og regionale fordelingen av disse.

Klimaendringer har videre indirekte virkninger for kraftproduksjon ved at økosystemene endrer seg. For eksempel kan arter eller naturtyper bli mer sårbare og må derfor tas mer hensyn til.

Klimafremskrivningene mot år 2100 indikerer at variasjonen i ressurstilgangen fra år til år vil fortsette å være på nivå med, eller være større enn, historiske variasjoner. Det betyr at vi også mot midten av århundret må være forberedt på tørrår. Kraftigere og mer konsentrert nedbør kan gi økt flomtap for vannkraftverk med små eller ingen magasiner. Økte temperaturer kan gi et forbigående økt tilsig fra smeltende breer. Når disse er borte vil de imidlertid ikke lenger bidra stabiliserende på variasjonen i tilsig fra år til år og mellom år.

NVE har studert konsekvensene for vannkraften i et klimascenario mot 2100. Dette scenariet gir moderate temperaturøkninger og stor økning av nedbøren i Norge (NVE-rapport 85/2015).

NVE har i denne rapporten estimert at vannkraftproduksjonen i Norge øker, særlig fra vannkraftverk som har reguleringsmulighet. Høyere vintertemperaturer gjør at magasinutfyllingen i et gjennomsnittså vil variere mindre enn i dag. Dette er fordi en mindre del av nedbøren kommer som snø samtidig som etterspørselen på grunn av oppvarmingsbehov blir mindre. Samtidig vil det være stor forskjell i ressurstilgangen i et vått og et tørt år. De våte årene vil bli mye våtere, noe som kan øke nytten av vannkraftmagasinene til flomdemping. I dette perspektivet vil vannkraftverk med reguleringsmagasiner være nyttige for Norge også fremover mot neste århundreskifte, både for å sikre forsyningssikkerheten og med tanke på flomdemping.

### 13.4 Klimaendringenes innvirkning på driftssikkerheten

Klimaendringer vil også kunne virke inn på driftssikkerheten i kraftforsyningen. Først og fremst

ser dette ut til å gjøre seg gjeldende gjennom økte påkjenninger på strømmettet.

De mest fremtredende årsakene til driftsforstyrrelser er ifølge NVEs avbruddsstatistikk tordenvær, vind, snø/is og vegetasjon. Det er grunn til å tro at disse påkjenningene vil bli forsterket med de forventede klimaendringene.

Klimaendringene kan føre til økt korrosjon, mer saltpåslag, mer ising, økt frostsprengning og flere skredhendelser. I tillegg vil vi kunne se økte forekomster av råte i tremaster og forsterket saltkrystallisering i murkonstruksjoner. Mindre økninger i vindstyrke eller endringer i vindretning ved uværshendelser, kan føre til betydelig økte påkjenninger på strømmettet. Langs norskekysten er det også mange nettstasjoner som ligger utsatt til hvis havnivået øker.

Endringer i skogstruktur og stabilitet som følge av økte temperaturer og mer nedbør vil være en stor utfordring for strømmettet. Med høyere temperaturer vil også vekstsesongen bli lenger, noe som vil føre til økt tilvekst av skog. De siste 40 årene har stående volum av skog i Norge nesten doblet seg. Dette igjen har betydning for antall trefall på strømmettet og gjør at effektiv linjerydding blir enda mer viktig, jf. kap. 3. Flere tilfeller av store snøfall kan også gi negative effekter for



Figur 13.3 Netthavari, Rjukan.

Foto: Statnett/ Nina Kviberg

trærnes stabilitet hvis store mengder våt snø legger seg i trekronene. Dette kan også gi utfordringer for strømlinjene. Islaster er is som henger på linjene, og med store snøfall vil disse bli tyngre. Dette kan føre til for stor belastning på linjene.

NVE<sup>2</sup> har anslått en sannsynlig økning i lynfrekvens på 25 prosent frem mot år 2050 for landet sett under ett. Lyn er en betydelig årsak til feil i

kraftsystemet. Lynnedslag kan raskt lede til avbrudd i strømforsyningen av kortere eller lengre varighet.

---

<sup>2</sup> NVE rapport nr. 6 2011. «Lynstudien. Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen»





*Del III*  
*Energipolitikken mot 2030*



## Innledning

Regjeringen legger i denne meldingen frem en energipolitikk der forsyningssikkerhet, klima og næringsutvikling ses i sammenheng. Regjeringen vil prioritere fire innsatsområder i energipolitikken

- styrket forsyningssikkerhet
- lønnsom fornybarproduksjon
- mer effektiv og klimavennlig bruk av energi
- næringsutvikling og verdiskaping gjennom effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser.

Norges utgangspunkt og perspektivene til 2030 legger viktige rammer for hvordan energipolitikken bør utformes i årene fremover for å nå disse målene. En fremtidsrettet energipolitikk må tilpasses både forholdene rundt oss og våre særegne muligheter og utfordringer.

Regjeringen vil at Norge skal være en foregangsnaasjon innen miljøvennlig energibruk og produksjon av fornybar energi. Et hovedmål er at våre store og verdifulle fornybare energiressurser forvaltes på en god, langsiktig og bærekraftig måte.

Regjeringen legger til rette for en mest mulig effektiv bruk av fellesskapets ressurser. Regjeringen bygger videre på grunnlaget som gjennom mange år er lagt for en effektiv energiforsyning, der markedet står sentralt. Regjeringen vil føre en

aktiv europapolitikk for å bidra til gode løsninger for Norge i det regelverket som er under utvikling.

Spørsmålet om hvordan det kan skapes en energiforsyning som er bærekraftig i et langsiktig perspektiv, står sentralt i arbeidet med energipolitikken i mange land. Paris-avtalen har befestet en internasjonal vilje til å arbeide videre med klimautfordringen. Regjeringens energipolitikk bygger opp under våre langsiktige ambisjoner for lavutslippssamfunnet til 2050.

I kap. 14–17 presenteres regjeringens energipolitikk for en effektiv, klimavennlig og næringsrettet energiforsyning. Tiltakene innenfor regjeringens prioriterte områder utgjør en helhetlig satsing, der innsatsen på de ulike områdene hver for seg og sammen vil bidra til å nå målene i Sundvollenerklæringen.

Regjeringen gjør rede for oppfølgingen av flere anmodningsvedtak fra Stortinget. Anmodningsvedtaket om fremlegg av en strategi for havvind omtales i kap 15.3.4. Anmodningsvedtaket om å utarbeide en statlig hydrogenstrategi omtales i kap. 17.9. Anmodningsvedtaket om hvordan fossil energibruk kan erstattes med fornybar energi som tilpasning til lavutslippssamfunnet omtales i 16.7. I tillegg omtales oppfølgingen av Stortingets vedtak om en helhetlig plan for bruk av landstrøm i kap 16.3.

## 14 Forsyningsikkerheten skal styrkes

### 14.1 Innledning

Forsyningsikkerheten for energi er god i Norge. En stabil energiforsyning er grunnleggende for et moderne velferdssamfunn, og et konkurransefortrinn for norsk industri. Perspektivene for årene frem mot 2030 tilsier store endringer for det norske energisystemet. Regjeringen vil legge til rette for at energisystemet vårt gir god forsyningsikkerhet i møte med de nye utfordringene.

Et godt fungerende kraftmarked er avgjørende for forsyningsikkerheten for strøm. Samtidig har myndighetene en rekke virkemidler som også påvirker hvordan forsyningsikkerheten utvikler seg. Sentrale myndigheter konsesjonsbehandler kraftlinjer og produksjonsanlegg. Det gis tilskudd til visse typer produksjon. Myndighetene bruker avgifter, støtteordninger og regulerer nettariffene. Byggeforskriftene påvirker utviklingen av energibruken. Kommunene avgjør tilknytningsplikt til fjernvarme, har en stor bygningsmasse og driver arealplanlegging. Beslutninger om hvordan vi bygger, etablerer infrastruktur eller investerer i industrivirksomhet legger føringer for fremtidens energisystem.

Det er gunstig for forsyningsikkerheten med fleksibilitet både på produksjonssiden og forbrukssiden. Det norske energisystemet har god fleksibilitet og evne til å lagre energi i reguleringsmagasinene til vannkraftverkene. Utenlandshandelen med strøm gir muligheter til å utnytte energiressursene til felles beste på tvers av landegrensene. Varmesystemene, for eksempel fjernvarme og vedfyring, bidrar til fleksibilitet fordi disse kan erstatte bruk av strøm. Nye teknologier for styring av energibruken er i ferd med å få større utbredelse. Prissignalene er avgjørende for hvilke elementer i den kortsiktige fleksibiliteten som blir utnyttet.

I Norge er forsyningsikkerheten i stor grad knyttet til kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere strøm til sluttbruker. Bruken av elektrisitet varierer over døgnet, året og mellom år. Nedbør, vind og solinnstråling, som er grunnlaget for fornybar kraftproduksjon, følger i varierende grad

forbruksprofilene. Kraftsystemet må være i stand til å håndtere variasjonene.

I åtte av de siste ti årene har vi produsert mer elektrisitet i Norge enn vi har brukt. Våre utfordringer er annerledes enn i de fleste andre europeiske land, der forsyningsikkerhet også handler om importavhengighet av kull, olje og gass, og om overgangen fra kullkraftproduksjon til produksjon av uregulerbar vindkraft og solkraft.

Samfunnets krav til forsyningsikkerhet for energi er økende. Elektrisitet benyttes til stadig flere oppgaver. Nye løsninger gjør at vi kan bruke fornybar elektrisitet der vi tidligere brukte fossil energi. Økonomisk vekst, digitalisering og elektrifisering av nye samfunnsområder gjør at kostnadene ved avbrudd i strømforsyningen vil øke i årene som kommer.

På kort sikt må knapphetssituasjoner i energiforsyningen håndteres gjennom driften av kraftnettet og fleksibilitet på produksjonssiden og forbrukssiden. Den regulerbare vannkraften gir oss verdifull fleksibilitet få andre land er forunt. På lengre sikt vil energieffektivisering, etterspørselsfleksibilitet, investeringer i kraftnettet, lagringsløsninger og ny produksjonskapasitet påvirke forsyningsikkerheten.

Tradisjonelt har evnen til å dekke forbruket over året i perioder med lite tilslag til vannkraftsystemet vært hovedutfordringen i den norske kraftforsyningen. Utsiktene til kraftoverskudd, et forsterket kraftnett og økte muligheter for kraftutveksling med landene omkring oss tilsier at evnen til å håndtere tilslagsvikt er bedre enn på mange år.

Nå må vi legge til rette for at den økende etterspørselen etter elektrisk effekt kan håndteres på en god måte. Den økonomiske og teknologiske utviklingen har gitt oss økt velferd og nye muligheter. Stadig flere har elbiler, induksjonstopper og annet elektrisk utstyr som bidrar til økt behov for elektrisk effekt.

Regjeringen vil legge til rette for et fleksibelt energisystem som gjør det mulig med raske og effektive tilpasninger ved svingninger i produksjon og bruk av energi. Energisystemets fleksibili-

tet er avgjørende for å håndtere den økte kompleksiteten i energi- og kraftsystemet.

Regjeringen mener at driften av kraftsystemet og krafthandelen så langt som mulig må baseres på markedsmessige løsninger. Effektive markeder gir riktige prissignaler om knapphet og overskudd av energiproduksjon, nett og energibruk, og legger til rette for god ressursutnyttelse, innovasjon og forsyningssikkerhet.

Regjeringen ønsker å styrke det nordiske samarbeidet på energiområdet. De nordiske kraftsystemene er tett sammenkoblet. De nordiske landene er derfor avhengige av hverandre for å bevare et effektivt kraftmarked og god forsyningssikkerhet i hele systemet. Den økte andelen uregulerbar kraftproduksjon og økt utvekslingskapasitet ut av Norden krever godt nordisk samarbeid om utviklingen av markedsløsningene. Et styrket nordisk samarbeid er også viktig for å påvirke den omfattende utviklingen av regelverk for kraftmarkedet i EU.

Regjeringen vil legge til rette for et sterkt overføringsnett for strøm. Det pågår store investeringer i overføringsnettet nå. Dette bidrar til å styrke forsyningssikkerheten.

Ensidige tiltak vil ikke gi en tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Mulighetene for ny energiproduksjon, endringer i energibruk og utbygging av overføringsnett gir til sammen et godt grunnlag for fortsatt god forsyningssikkerhet i Norge. Å sørge for en effektiv og sikker drift av hele kraftsystemet, samt en god beredskap, er andre sentrale oppgaver i arbeidet for å styrke forsyningssikkerheten.

Regjeringen vil legge til rette for at den teknologiske utviklingen og utviklingen av nye markedsløsninger bidrar til å styrke forsyningssikkerheten. Avanserte måle- og styringssystemer (AMS) og smart styring av energibruken kan bidra til å dempe behovet for investeringer i kraftnettet. Nye og rimeligere løsninger for energilagring kan, alene og sammen med lokal kraftproduksjon, også bidra til dette på litt sikt.

Energipolitikken og myndighetenes reguleringer skal legge til rette for at nye, effektive løsninger kan bidra til forsyningssikkerheten i fremtidens energisystem. Egenskapene ved de nye energiløsningene må vurderes opp mot samlet nytte og kostnad for hele samfunnet.

## 14.2 Markedet som et viktig verktøy for en sikker kraftforsyning

I et velfungerende marked gir prisene effektive signaler om verdien av energiproduksjon, energibruk og langsiktige investeringer.

For forsyningssikkerheten på kort og lang sikt er det avgjørende at markedet får virke og at prisene får anledning til å variere med tilbud og etterspørsel. Ved knapphet vil høye priser gi signaler om å redusere energibruken eller øke energiproduksjonen. I et velfungerende marked vil priser på lengre sikt gi signaler til nye investeringer og energieffektivisering. Markedsprisene bidrar på denne måten til nødvendige tilpasninger i forbruk og produksjon på kort sikt, og en sikker energiforsyning og effektiv ressursutnyttelse over tid.

Regjeringen vil legge til rette for at krafthandelen kan foregå på organiserte markedsplasser med høy likviditet og transparent prisdannelse. Det bør være energiprisene som skal gi signaler om lønnsomheten av langsiktige investeringer i ny produksjonskapasitet. En god markedsorganisering, som sørger for effektive prissignaler til alle aktører, er det beste virkemiddelet for å minimere behovet for ulike former for kapasitetsmekanismer som skal sikre tilstrekkelig effekt i systemet.

Den pågående omstillingen og integrasjonen av energimarkedene gir oss nye utfordringer og behov for å tilpasse eksisterende systemer og løsninger. Regjeringen vil prioritere at markedsløsninger kan bringe frem mer av fleksibiliteten i energisystemet. Ved å legge til rette for bruk av ny teknologi, kan nye kundegrupper delta mer aktivt i kraftmarkedet.

### 14.2.1 Et styrket nordisk samarbeid

Regjeringen mener et økt nordisk samarbeid er viktig for å utvikle gode markedsløsninger på energiområdet, og for å oppnå en sikker og effektiv kraftforsyning i Norden. Det er viktig med et godt samarbeid på forskjellige nivåer, både mellom departementer, mellom regulatorer og mellom systemoperatører.

Ved å være tidlig ute med å utvikle og ta i bruk effektive løsninger i det nordiske energisystemet, har vi større mulighet til å påvirke løsningene som velges i EU. Kraftsystemene i Europa blir tettere integrert, og den gjensidige avhengigheten øker.

Endringer i nabolandene våre vil ha stor påvirkning på forsyningssikkerhet, kraftpriser og behovet for nettinvesteringer. Utviklingen av markedsdesign og handelsregler skjer i større grad på regionalt og europeisk nivå. Gjennom godt samarbeid mellom nordiske lands myndigheter og systemoperatører og aktiv deltakelse i de europeiske prosessene, kan vi bevare og videreføre de grunnleggende prinsippene i den nordiske mar-

kedsmodellen og bidra til utviklingen av et effektivt europeisk markedsdesign.

På det nordiske energiministermøtet i København i 2015 ble ministrene enige om å styrke det nordiske samarbeidet og koordineringen i energipolitikken. Et viktig samarbeidsområde blir å vurdere ulike tiltak innenfor den nordiske markedsmodellen for å håndtere den fremtidige effektsituasjonen. Landene skal også samarbeide tettere og fremme en sterk nordisk stemme inn mot de europeiske prosessene med politikk- og regelverksutforming på energiområdet. De nordiske systemoperatørene har også intensivert sitt samarbeid om markedsutvikling, systemdrift og nettplanlegging.

### 14.3 Et sterkt overføringsnett for kraft

Regjeringen vil legge til rette for en samfunnsmessig rasjonell utbygging av strømmettet i hele landet. Et strømmett med tilstrekkelig overføringskapasitet er en forutsetning for god forsyningssikkerhet.

Overføringsnettet er sentralt i et kraftsystem basert på klimavennlige energikilder som vannkraft og vindkraft. Denne kraften må produseres der naturen legger til rette for det. For at den fornybare kraften kan transporteres til husholdninger, industri og ladestasjoner, må kraftnettet være tilstrekkelig utbygd.

Det pågår, og er planlagt, betydelige investeringer i det norske kraftnettet. Formålet er å utvikle overføringsnettet slik at kraftsystemet skal gi god forsyningssikkerhet i årene som kommer. Nettinvesteringer er sprangvise, og etter en periode med stor utbygging vil investeringene kunne avta.

Overføringsnettet for kraft mot utlandet er også viktig for norsk forsyningssikkerhet. Utvekslingsmulighetene har redusert kraftsystemets sårbarhet i kalde og tørre år, og økt verdiskapingen hos kraftforbrukere og -produsenter.

Overføringsnettet har lang levetid, store investeringskostnader, betydelige virkninger på brukerne av nettet og omgivelsene og påvirker natur og miljø. Det er derfor nødvendig å veie de ulike virkningene av nettinvesteringer mot hverandre.

Strømmettet må bygges ut på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det vil si at de samlede gevinstene for samfunnet ved et tiltak må overstige de samlede kostnadene. I en slik vurdering vil det også være viktig å ta hensyn til muligheter nye teknologiske løsninger i energisystemet gir. Kraftsystemutredninger, konseptvalgutredninger og

konsesjonsbehandlingen av kraftnett er viktige virkemidler for å oppnå en samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet.

Nettinvesteringer alene gir ikke tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Mulighetene for ny energiproduksjon, endringer i energibruk og utbygging av overføringsnett gir til sammen et godt grunnlag for fortsatt god forsyningssikkerhet i Norge.

#### 14.3.1 Transmisjonsnettet

*Utbygginger i transmisjonsnettet skal være samfunnsmessig rasjonelle*

Et velfungerende transmisjonsnett<sup>1</sup> er avgjørende for forsyningssikkerheten i Norge. Gevinstene ved investeringer i transmisjonsnettet er også knyttet til utjevning av regionale ubalanser i kraftsystemet og tilrettelegging for nytt forbruk og ny kraftproduksjon. På den andre siden er utbygging av transmisjonsnett forbundet med store investeringskostnader og negative konsekvenser for natur og miljø i tillegg til andre arealinteresser.

Det er ofte krevende å vurdere samfunnsøkonomien i investeringene i transmisjonsnettet. Ikke alle gevinster og kostnader lar seg tallfeste på omforent måte. Den samfunnsøkonomiske analysen må derfor inkludere en vurdering av ikke-prisatte virkninger. Blant faktorene som er vanskelig å verdsette fullt ut, er forsyningssikkerhet og negative virkninger for natur og miljø, kulturminner og lokalsamfunn. De sentrale delene av overføringsanleggene har en levetid på 50–70 år. Virkningene må derfor vurderes i et langsiktig perspektiv.

Forhold som påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i et prosjekt kan endre seg etter at konsesjon er blitt gitt. En konsesjon innebærer ikke en plikt til å bygge. I enkelte tilfeller kan endrede forutsetninger og svekket samfunnsøkonomi i et konsesjonsgitt prosjekt medføre at dette bør skrinlegges.

Regjeringen mener det er rasjonelt at investeringer i transmisjonsnettet planlegges ut fra at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne (N-1-kriteriet), dog med gitte forbehold og presiseringer. Tilnærmingen er i tråd med Stortingets behandling av Meld. St. 14 (2011–2012) om utbygging av strømmettet, jf. Innst. 287 S (2011–2012).

<sup>1</sup> Jf. Prop. 35 L (2015–2016) med forslag til definisjon av transmisjonsnettet.

De negative virkningene av å være for sent ute med investeringer i transmisjonsnettet er store. Normalt kan konsekvensene av å investere for lite eller for sent være større enn konsekvensene av å investere for mye. N-1-kriteriet bør likevel ikke være en erstatning for en samfunnsøkonomisk vurdering som inkluderer avveining av alle virkningene av en stor ledningsinvestering. Tiltak som er begrunnet i N-1-kriteriet og forsyningssikkerhet må også oppfylle kravene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Det er nettkundene som betaler for investeringene i kraftnettet. Regjeringen mener det derfor er viktig at nettselskapene i plan- og konsesjonsprosesser har transparente kostnadsanslag og at usikkerhetsmomentene er identifisert. Endringer i investeringskostnader påvirker samfunnsøkonomien i et prosjekt. Nettselskapene skal derfor i konseptvalgutredninger og konsesjonssøknader redegjøre for tiltak som reduserer risikoen for kostnadsoverskridelser. Betydelige endringer i kostnadsestimater kan også gi nyttig informasjon for konsesjonsmyndighetene og nettkundene. I melding og konsesjonssøknad skal det på en enkel og oversiktlig måte fremgå hvordan kostnadsestimatene har utviklet seg sammenlignet med tidligere stadier i plan- og konsesjonsprosessen.

Både nettselskapene og konsesjonsmyndighetene må legge vekt på kostnadseffektivitet og at det ikke påløper urimelig høye kostnader knyttet til nettutbygging. Som en del av reguleringen av Statnett, har NVE hatt på høring et forslag om at Statnett skal redegjøre for faktisk og forventet kostnadsutvikling i selskapet, herunder investeringskostnader. NVE vil ferdigstille et oppsummeringsnotat om saken første halvår 2016 og tar sikte på å utvikle et konkret opplegg deretter. Regjeringen legger vekt på at de samlede virkemidlene, både kravene til konsesjonssøknader og den økonomiske reguleringen, skal bidra til transparens rundt kostnadsutviklingen i transmisjonsnettinvesteringer.

I enkelte tilfeller kan det være alternativer til nettutbygging. Det er ikke nettselskapets oppgave å sørge for at alternativer utenfor nettselskapenes ansvarsområde blir gjennomført, men nettselskapene kan bidra til fornuftig koordinering av ulike løsninger. Ordningen med at nettselskapet må utarbeide konseptvalgutredninger i store kraftledningssaker legger til rette for dette. Bruk av systemvern og etterspørselsfleksibilitet kan bidra til å redusere behovet for nettutbygging. I konseptvalgutredningen for økt kraftforbruk på Haugalandet vurderte Statnett for eksempel konsepter som

ikke innebærer nettinvesteringer, som drift av gasskraftverket på Kårstø, energieffektivisering, realisering av ny planlagt kraftproduksjon, innføring av nytt prisområde eller systemvern på forbruk.

Utvikling av nye markeder og teknologier kan også etter hvert bidra til å redusere behovet for ny nettkapasitet.

Prisområder er viktige for at forbruk og produksjon tilpasser seg gjeldende nettforhold. Prisområder skal ikke erstatte samfunnsøkonomisk lønnsomme nettinvesteringer, men opprettes dersom dette er den samfunnsmessig rasjonelle løsningen.

#### *Bedre koordinering av nett, forbruk og produksjon*

Regjeringen legger til grunn at nettselskap, lokale og sentrale myndigheter og næringsliv samarbeider godt i forbindelse med store nettinvesteringer. Slike investeringer tar ofte lenger tid å få på plass enn ny produksjonskapasitet, eller nytt kraftforbruk i industrien. På tidspunktet nettselskapet må starte utredningen av et tiltak er det ofte usikkert om de aktuelle produksjons- eller forbruksprosjektene faktisk blir etablert. For at tiltak i nettet skal være på plass i tide, må nettselskapene være godt informert om større planlagte endringer i forbruk og produksjon. Forpliktende avtaler mellom nettselskapet og aktøren som skal tilknyttes kan bidra til god koordinering, og redusert risiko for unødige utredninger og feilinvesteringer hos begge parter.

Planlagte tiltak kan bli skrinlagt fordi behovet opphører. I tilfeller hvor det er stor usikkerhet knyttet til behovet, kan fleksible nettløsninger redusere risikoen for feilinvesteringer. En mulighet kan være at nettløsninger bygges ut trinnvis, i takt med behovsutviklingen. Det er viktig at aktørene har god informasjon om hverandres planer og samarbeider om å finne gode løsninger, og i enkelte tilfeller inngår avtaler om midlertidige løsninger som kan legge til rette for tilknytning av forbruket eller produksjonen før en permanent nettløsning er på plass.

Regjeringen ser utviklingen i strømmettet i sammenheng med ny kapasitet for produksjon av fornybar energi og nytt forbruk. Mange steder er det nok kapasitet i overføringsnettet til at ny kraftproduksjon og nytt forbruk kan tilknyttes. I andre områder, eller over tid, kan det imidlertid være nødvendig å øke overføringskapasiteten for at ny produksjon og nytt forbruk skal kunne tilknyttes.

Lokalisering av ny produksjon og nytt forbruk påvirker behovet for tiltak i overføringsnettet. For

å sikre rasjonell planlegging og utbygging av overføringsnett, er det viktig at markedsaktørene får lokaliseringssignaler som synliggjør nettkostnadene ved å tilknytte produksjon og forbruk i ulike områder. «Kraftsystemutredningen for sentralnettet» er et viktig verktøy i planleggingen av kraftsystemet. Utredningens offentlige del, Statnetts nettutviklingsplan, gir god oversikt over utviklingstrekk og planlagte nettinvesteringer i transmisjonsnett. Det er et mål at nettutviklingsplanen skal gi aktører informasjon om hvordan lokalisering av forbruk eller produksjon i ulike områder vil påvirke kraftsystemet.

Lokaliseringssignaler kan også gis gjennom priser. For eksempel bidrar marginaltapsleddet i tariffen og inndelingen i prisområder til å gi aktørene signaler om hvor det er gunstig å etablere forbruk eller produksjon. Videre kan nettselskapene kreve anleggsbidrag for å dekke faktiske kostnader ved tilknytning av forbruk og produksjon på lavere nettnivå. I transmisjonsnett og det maskede regionalnettet er det i dag ikke anledning til å kreve anleggsbidrag, unntatt i ekstraordinære tilfeller. Det innebærer at aktører som utløser investeringer på disse nettnivåene ikke internaliserer nettutbyggingskostnadene i sin tilpasning.

For å bidra til mer effektiv lokalisering av produksjon og forbruk, vurderer NVE mulige tiltak for å gi bedre signaler om kostnadene ved å etablere seg ulike steder i nettet. To aktuelle tiltak kan være å åpne for økt bruk av anleggsbidrag også på høyere nettnivå, og en adgang for nettselskapene til å ta betalt for utredningskostnader ved planlegging av netttiltak. Netttiltak på høyere nettnivå kan ofte komme andre til gode enn den eller de som utløser behovet for tiltaket. I utformingen av et eventuelt regelverk om anleggsbidrag på høyere nettnivå vil slike problemstillinger også bli vurdert.

Styrkede lokaliseringssignaler, gjennom mer tilgjengelig informasjon om relevante nettforhold og effektiv prising av nettjenester, vil bidra til at produsenter og sluttbrukere tar bedre hensyn til nettkostnader i sin tilpasning. Imidlertid vil det ikke være mulig å gi aktørene perfekte signaler om alle kostnader og nyttevirkinger forbundet med etablering av forbruk og produksjon ulike steder i nettet. Uavhengig av nye tiltak for å bedre lokaliseringssignalene på høyere nettnivå, vil derfor konsesjonsbehandlingen fortsatt være viktig for å sikre en samfunnsmessig rasjonell utnyttelse og utvikling av nettet. For eksempel skal konsesjonsbehandlingen av produksjonsanlegg ta hen-

syn til kostnadene ved nødvendige tiltak i nettet som følge av tilknytningen.

### 14.3.2 Et sikkert distribusjonsnett

Mange av utfordringene for kraftsystemet som helhet gjør seg også gjeldende for distribusjonsnett. Sårbarheten for avbrudd og dårlig leveringskvalitet øker i takt med at vi tar i bruk elektrisitet på flere områder. Bruken av effektkrevende apparater og større behov for hurtiglading øker effektbehovet og gjøre driften av distribusjonsnett mer krevende. Mye av den uregulerte produksjonen tilknyttes distribusjonsnett. Dette kompliserer driften av nettet.

Det er i distribusjonsnett de fleste sluttbrukere er tilknyttet. Husholdninger, hytteeiere og næringskunder er alle prisgitt forhold i sitt lokale nett. Uten et sterkt distribusjonsnett, vil kundene kunne oppleve avbrudd i forsyningen eller dårlig spenningskvalitet.

Avbruddshyppigheten i Norge er generelt lav. Investeringer i distribusjonsnett og tiltak for å hindre avbrudd står sentralt i arbeidet med å legge til rette for god forsyningssikkerhet for strøm. Myndighetene må gjennom reguleringen av nettselskapene sørge for en tilfredsstillende utvikling og oppfølging av lavspentnett. NVE gjør et viktig arbeid for bedre forsyningssikkerheten i distribusjonsnett.

Regjeringen vektlegger at nettselskapene har tilstrekkelig kompetanse til planlegging, bygging og drift av nettet. Med det store antallet små distribusjonsnettselskap vi har i Norge, kan dette være en utfordring. Integreerte selskap med nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet i samme enhet har ofte mindre oppmerksomhet på nettet og uheldige målkonflikter kan oppstå. Stortinget vedtok i mars 2016 krav til selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet, jf. Innst. 207L (2015–2016). I dag gjelder dette kravet bare for nettforetak med over 100 000 kunder. Forslaget vil bidra til å sikre nettvirksomhetens nøytralitet og oppmerksomhet på utvikling og drift. Ved å skille ut nettvirksomheten i et eget foretak, synliggjøres bedre resultater og verdier fra denne delen av virksomheten. Dette kan legge bedre til rette for sammenslåinger og en mer rasjonell nettstruktur.

Tiltak i distribusjonsnett er ikke bare knyttet til fysiske tiltak som nettutbygging og bedre vedlikehold. Nye teknologiske og markedsmessige løsninger kan gjøre det mulig å bygge og drifte nettet mer effektivt enn i dag, gjøre det mer lønn-





Figur 14.1 Helautomatisk nettstasjon som del av et smartere distribusjonsnett.

Med støtte fra Enova tester Lyse teknologier og løsninger for å gjøre distribusjonsnettet smartere. Blant annet blir 30 nettstasjoner helautomatiske.

Foto: Lyse Nett/Elisabeth Tønnessen.

Kilde: Enova

somt å utnytte etterspørselsfleksibiliteten og gjøre systemet bedre rustet til å håndtere de utfordringene vi ser kan komme. Slike løsninger kan utsette, eller redusere behovet for nye nettinvesteringer og gi grunnlag for en mer effektiv drift og utvikling av distribusjonsnettet.

Med teknologisk utvikling, følger også behov for sterkere oppmerksomhet om IKT-sikkerhet, inkludert sikker databehandling og personvern. Regjeringen setter arbeidet med IKT-sikkerhet høyt, og støtter opp om NVEs prioritering av IKT-sikkerhet i kraftsektoren, se også kap. 11.4.

#### *Et forum for fremtidens nett*

Nettselskapene er naturlige monopoler som er underlagt et omfattende reguleringsregime, og de er mange og forskjellige. Det er den enkelte konsesjonær som har ansvaret for levering av netjtjenester til alle som etterspør det i sitt konsesjonsområde. Det norske kraftnettet har generelt høy leveringsikkerhet og god leveringskvalitet.

Kraftsystemet er i endring, og utviklingen trekker i retning av at det blir mer krevende å

drifte strømnettet. Det er derfor behov for en mer samordnet tilnærming for å løse utfordringene vi står overfor i årene som kommer. Innføring av smarte nettløsninger innebærer gjerne store investeringer, men kan ha stor nytteverdi. Det er uheldig dersom samfunnsøkonomiske lønnsomme løsninger ikke utnyttes på en god måte.

Nettreguleringen gir incentiver til å velge kostnadseffektive løsninger, enten det er nye teknologiske og markedsmessige løsninger, eller mer tradisjonelle investeringer i økt kapasitet. Det er viktig for nettselskapene å ha oppmerksomhet rettet mot potensielle nye løsninger slik at de kan ta rasjonelle investeringsbeslutninger.

Departementet vil ta initiativ til å etablere et forum for informasjonsinnhenting og kunnskapsdeling. NVE vil få i oppgave å initiere forumet. Forumet skal vurdere hva et smartere strømnett vil innebære for nettselskapene, og hvordan teknologien kan tas i bruk, utnyttes og videreutvikles på en best mulig måte for nettet.

Nettselskapenes rolle som nøytral tilrettelegger for markedet må ivaretas. I tillegg bør sikkerhetsaspektet, både på IKT-siden og når det gjelder personvern, inngå. Forumet kan også bidra til å identifisere problemstillinger som er relevante for NVEs videreutvikling av det regulatoriske rammerverket.

## **14.4 Ny teknologi og nye løsninger gir fleksibilitet og økt forsynings-sikkerhet**

Regjeringen vil legge til rette for at den teknologiske utviklingen og utviklingen av nye markeds-løsninger bidrar til å styrke forsynings-sikkerheten. Det norske kraftsystemet er i dag fleksibelt sammenliknet med systemene i de fleste landene omkring oss. Store kraftprodusenter med vannmagasiner og store sluttbrukere bidrar med verdifull fleksibilitet. I tillegg responderer sluttbrukerne på de langsiktige svingningene i kraftprisen.

En fremtidsrettet utvikling av energisystemet innebærer blant annet at dagens regulering av energimarkedene må tilpasses de nye løsningene som utvikles, både på produksjons- og forbrukssiden. Egenskapene ved de nye energiløsningene må vurderes opp mot samlet nytte og kostnad for hele energisystemet.

De nye utfordringene i kraftsystemet, særlig i distribusjonsnettet, er delvis forårsaket av nye forbruksmønstre. Ny teknologi gjør det mulig for flere sluttbrukere å styre energibruken i større

grad enn tidligere. Digitalisering og bruk av avanserte måle- og styresystemer (AMS) gir større handlingsrom for sluttbrukerne. Den enkelte sluttbruker gis muligheten til et mer bevisst forhold til eget forbruk og kan selv delta aktivt i kraftmarkedet.

Ny teknologi gjør at både næringskunder og husholdningskunder kan delta aktivt i markedene. Dette kan enten skje ved at de responderer på prissignaler, eller ved at de tilbyr fleksibilitet mot kompensasjon. For eksempel kan en tjenesteleverandør som representerer flere husholdninger og/eller virksomheter, aggregere deres tilbud av fleksibilitet og tilby denne videre i markedene.

NVE vil se nærmere på mulighetene for å bruke markedsmekanismer for fleksibilitet for å håndtere kapasitetsbegrensninger i distribusjonsnett. En markedsløsning for lokal fleksibilitet kan legge til rette for riktig verdsetting av fleksibilitet hos nettselskapet og synliggjøre alternativkostnaden til nettinvestering. En slik tilnærming kan bidra til at det utvikles kostnadseffektive fleksibilitetsløsninger gjennom konkurranse og innovasjon. For at nettselskapene skal kunne velge lokal fleksibilitet som alternativ til nettoutbygging, må fleksibilitet som tilbys gjennom en markedsløsning være pålitelige og konkurransedyktig.

Utviklingen av lokale produksjonsteknologier og batterier, smarte styringssystemer og mer effektiv bruk av energi vil til sammen påvirke energisystemet på en måte det er vanskelig å forutse i dag. Disse løsningene vil sannsynligvis bli mer lønnsomme etter hvert som teknologiene utvikler seg og samfunnets behov for sikker strømforsyning øker. Egenskapene ved de nye løsningene må vurderes opp mot samlet nytte og kostnad for hele samfunnet.

#### 14.4.1 Effekttariffer

Ny teknologi legger til rette for at sluttbrukere kan ha et mer aktivt forhold til sitt strømforbruk. Hvorvidt forbrukerne vil utnytte disse mulighetene, avhenger blant annet av hvordan nettariffene utformes.

Både effektivitets- og rimelighetshensyn tilsier at tariffer bør reflektere hvordan brukeren påvirker kostnadene i nettet. Strømnettet bygges ut og dimensjoneres slik at strømforsyningen kan opprettholdes selv når forbruket er på sitt høyeste. Det forventes at forbruket vil bli mer energieffektivt, men også mer effektkrevende. Dette kan bety at belastningen på nettet blir større i enkelttimer, samtidig som det blir færre kilowattimer å dele kostnadene på.

Fordi nettet må dimensjoneres etter effektbehovet, kan kundenes effektbelastning være et relevant kriterium for tariffing. Slike tariffer vil, sammen med anleggsbidrag, gi signaler til kunden om at deres beslutninger og forbruk kan ha betydning for utbygging og dimensjonering av nettet. Det er hensiktsmessig at kundene tar innover seg de kostnadene de påfører nettet, men samtidig kan det være uheldig å gi signaler om knapphet på tidspunkt hvor det er ledig kapasitet. Hvor stor påvirkning effekttariffer vil ha på kundens forbruksmønster vil avhenge av tariffutformingen og samspillet med utviklingen av formidlings- og styringsløsninger i markedet for øvrig. Sammenliknet med dagens tariff vil effektbaserte tariffer trekke i retning av at det blir mer lønnsomt å redusere forbruket når nettet er høyt belastet.

NVE vil vurdere om det bør gjøres forskriftsendringer som innebærer større grad av effektbasert tariffing. NVE gjennomførte i 2015 en konsepthøring om tariffer for uttak i distribusjonsnett. I høringsdokumentet ble det skissert forskjellige alternativer for hvordan nettselskapene kan utforme tariffer slik at nettleien i større grad gjenspeiler hvordan kundene belaster nettet, og gir en mer kostnadsriktig fordeling av nettkostnadene mellom kundene. Gjeldende regulering gir nettselskapene anledning til å bruke effekt som tariffgrunnlag. De fleste nettselskapene har i lang tid anvendt et slikt tariffingsgrunnlag for større sluttbrukere. Et fåtall nettselskap har introdusert effektbaserte tariffer overfor husholdninger og andre mindre sluttbrukere.

## 15 Lønnsom utbygging av fornybar energi

### 15.1 Innledning

Tilgangen på fornybar energi er et stort fortrinn for Norge. Andelen fornybar energi i vår samlede energibruk øker. Norges fornybarandel, slik dette regnes etter fornybardirektivet, har vokst fra 58 prosent i 2004 til over 69 prosent i 2014. Norge har sammen med Island den høyeste fornybarandelen i Europa. Mens de europeiske landene må gjennom store og krevende omstillinger i energisektoren, der behovet for nyinvesteringer er stort, har Norge en nær utslippsfri elektrisitetsproduksjon.

Regjeringen vil legge til rette for lønnsom produksjon av fornybar energi i Norge. Regjeringen mener dette i størst mulig grad bør skje i et kraftmarked der kraftproduksjon bygges ut etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet. På den måten kan vi utnytte de fornybare energiressursene våre på en måte som skaper mest mulig verdier for samfunnet, til lavest mulig kostnad. Regjeringen fortsetter også innsatsen for å bidra til utvikling og bruk av nye teknologier for fornybar energi.

Den store regulerbare vannkraften vil fortsatt være ryggraden i energisystemet vårt. Vannkraftproduksjon er viktig i et europeisk klimaperspektiv, og gjør at vi opprettholder forsyningssikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet. Behovet for reguleringsevne og fleksibilitet forventes å øke i årene som kommer.

Det er av stor betydning for kraftsystemet vårt at vannkraften som allerede er bygd ut opprettholdes og videreutvikles. En stor del av norsk vannkraftproduksjon er bygd i årene etter krigen og til slutten på 1980-tallet. Det er derfor nå et betydelig behov for vedlikehold og reinvesteringer fremover.

Regjeringen ønsker en mer effektiv konsesjonsbehandling, og foreslår også at Samlet plan for vassdrag avvikles for å forenkle prosessen frem mot konsesjon. Regjeringen vil legge til rette for en forsvarlig utnyttelse av det gjenværende potensialet for ny vannkraft.

Olje- og energidepartementet sikter på å oppnevne en ekspertgruppe som skal gi anbefalinger om omlegging av ordningene med konsesjonskraft og -avgift for vannkraft. Formålet er å oppnå

en effektiv og samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av vannkraftressursene på en bedre måte. Forslag til regelverksendringer må samtidig vurderes opp mot eksisterende plikter til å avgi konsesjonskraft til kommuner og fylkeskommuner og betale konsesjonsavgifter.

Vannkraftreguleringene gir mulighet for flomdemping. Klimaendringer gjør dette perspektivet viktigere enn før. Regjeringen vil øke oppmerksomheten om vannkraftreguleringenes bidrag til flomdemping.

Regjeringen vil legge til rette for miljøforbedringer i vassdrag med eksisterende vannkraftutbygging. De miljøforbedringer som kan oppnås må veies opp mot tapt kraftproduksjon og reguleringsevne. I en del tilfeller må det aksepteres tap av noe produksjon, men det vil også være mulig i mange tilfeller å oppnå betydelige miljøforbedringer uten slike tap. I de nærmeste årene vil det bli behandlet flere saker om revisjon av vilkår i eldre vassdragsreguleringskonsesjoner.

Regjeringen vil at konsesjonspolitikken for ny vannkraft etter 2020 i større grad skal vektlegge evnen til å produsere når behovet er størst. Utbygging av små vannkraftverk bidrar til noe næringsutvikling lokalt, men medfører også et stort antall inngrep og produksjonen er ofte størst i de delene av året med minst kraftbehov.

Regjeringen legger til grunn at det er viktig å bevare et representativt utvalg av den norske vassdragsnaturen. Vassdragsvernet ligger i hovedsak fast. I særskilte tilfeller med vesentlig samfunnsnytte, for eksempel i form av vesentlig flom- og/eller skreddempende effekt, og akseptable miljøkonsekvenser, bør det kunne åpnes for konsesjonsbehandling av vannkraftverk i vernede vassdrag. For å opprettholde helheten i vassdragsvernet, vil regjeringen gå inn for å styrke verneverdier i enkelte vassdrag som inngår i Verneplan for vassdrag gjennom områdevern etter naturmangfoldloven.

Regjeringen vil legge til rette for en langsiktig utvikling av lønnsom vindkraft i Norge. Vindkraften er ikke regulerbar og har stor variasjon over døgn og uke, men har en produksjonsprofil som er godt tilpasset forbruket over året. Olje- og ener-

gidepartementet vil derfor utarbeide en nasjonal ramme for konsesjonsbehandling av vindkraft på land. Det tas også sikte på å klargjøre hvilke havområder det kan være aktuelt å åpne for søknader om konsesjon for vindkraft til havs.

Regjeringen vil ikke innføre nye mål under elsertifikatsystemet etter at fristen for det eksisterende systemet løper ut i 2021. De senere årene har subsidieordninger vært avgjørende for investeringer i ny energiproduksjon. Det har samtidig vært krevende for aktørene i kraftmarkedet å finne lønnsomhet i investeringer i ny produksjonskapasitet. Et velfungerende marked vil gjennom kraftprisene gi effektive signaler om verdien av produksjon og langsiktige investeringer. Utviklingen av fremtidens energisystem må skje på en måte som ikke svekker verdien av de fornybare energiressursene.

## 15.2 Vannkraften er ryggraden i energiforsyningen

Det er av stor betydning for det klimavennlige kraftsystemet vårt at vannkraften som allerede er bygd ut opprettholdes og videreutvikles. Lønnsomheten i vannkraftsektoren er svekket de siste årene. Samtidig er det et økende behov for nødvendige reinvesteringer i eldre anlegg.

Vannkraften er i dag den viktigste teknologien for fornybar energi med mulighet til å lagre mye energi. Store vannkraftverk med reguleringssevne bidrar til forsyningssikkerheten gjennom hele året, og gjør kraftsystemet mer robust mot forstyrrelser og feil. Dette er fordeler annen produksjon av fornybar energi ikke har.

Energiproduksjon som bidrar med reguleringssevne eller gunstig produksjonsprofil over året og døgnet blir enda viktigere når en større andel av kraftproduksjonen ikke er regulerbar. Regjeringen mener det er viktig å ta vare på og utvikle kraftverk som har disse egenskapene, og ønsker at det gjennomføres lønnsomme investeringer, reinvesteringer, opprustning og utvidelse i vannkraft. Formålet er å opprettholde og videreutvikle reguleringssevnen i det norske vannkraftsystemet. Regjeringen legger til grunn at utnyttelsen av vassdragene skjer på en måte som ivaretar viktige miljøverdier.

Økt utnyttelse av vannkraftens reguleringssevne innebærer mer effektkjøring. De tilhørende raske endringene i vannføring og vannstand kan gi konsekvenser for fugl, fisk og bunndyr. Det vil derfor være viktig å avveie fordelene med effekt-

kjøring mot ulempene for miljøet og andre brukerinteresser.

### 15.2.1 Avvikling av Samlet plan

Samlet plan for vassdrag angir en utbyggingsrekkefølge for stor vannkraft, der formålet er at de beste og minst konfliktfylte prosjektene skal realiseres først. Samlet plan har vært et nyttig verktøy for å redusere konfliktene i norsk vannkraftutbygging og har gitt en god oversikt over ressursene. Regjeringen mener at Samlet plan i dag har liten praktisk nytte, og vil avvikle ordningen som forvaltningsverktøy. Den resterende prosjektporteføljen er liten, og planen er ikke oppdatert siden siste behandling i Stortinget i 1993. Det medfører at mye av informasjonen om prosjektene er utdatert. Konsesjonsbehandlingen skal sikre at prosjekter med uakseptable miljøvirkninger, eller som innebærer dårlig ressursutnyttelse, ikke blir realisert.

I dag behandles søknader om omplassering av prosjekter til gruppen som er klarert for å kunne søke konsesjon av Miljødirektoratet i samråd med NVE. Det samme gjelder søknader om fritak for behandling etter Samlet plan for prosjekter som ikke tidligere har vært omfattet av planen. Der som et prosjekt ikke blir klarert, kan det ikke søkes om konsesjon. De siste ti årene har det blitt behandlet 66 prosjekter, og direktoratene har vært uenige i svært få saker. Det er i dag kun 15 prosjekter som ikke er klarert for å søke konsesjon i Samlet plan. Enkelte prosjekter utenfor Samlet plan vil kunne komme i tillegg. Ved Stortingets behandling av St. prp. nr. 75 (2003–2004) Supplering av Verneplan for vassdrag, ble småkraftverk fritatt for behandling etter Samlet plan. Mange av de mest konfliktfylte Samlet plan-prosjektene er innlemmet i Verneplan for vassdrag i forbindelse med suppleringene av denne.

Selv om Samlet plan avvikles som forvaltningsverktøy, vil fortsatt relevant kunnskap som ble innhentet i arbeidet med planen kunne brukes i konsesjonsbehandlingen. Det generelle kunnskapsgrunnlaget om miljøforholdene i vassdragene er betydelig forbedret siden Samlet plan ble opprettet. Blant annet har arbeidet med regionale vannforvaltningsplaner etter vanddirektivet medført omfattende kartlegging av miljøtilstanden i norske vassdrag.

Departementet vil utrede og legge frem et lovforslag som gir konsesjonsmyndigheten adgang til å gi tidlig avslag i større vann- og vindkraftsaker, jf. kap. 15.4.1. Tiltak som medfører vesentlige negative virkninger for miljø eller annen areal-

bruk, eller har svak prosjektøkonomi, bør kunne gis tidlig avslag. Adgangen til å gi tidlig avslag vil fylle noe av den samme funksjonen som behandling etter Samlet plan, men uten en forutgående administrativ behandling som nå. Det vil i den enkelte sak være opp til konsesjonsmyndigheten å bestemme om adgangen til tidlig avslag skal benyttes.

En avvikling av Samlet plan innebærer en forenkling ved at alle større vannkraftprosjekter, i vassdrag som ikke er vernet, kan konsesjonsbehandles på ordinær måte med melding, konsekvensutredning og søknad.

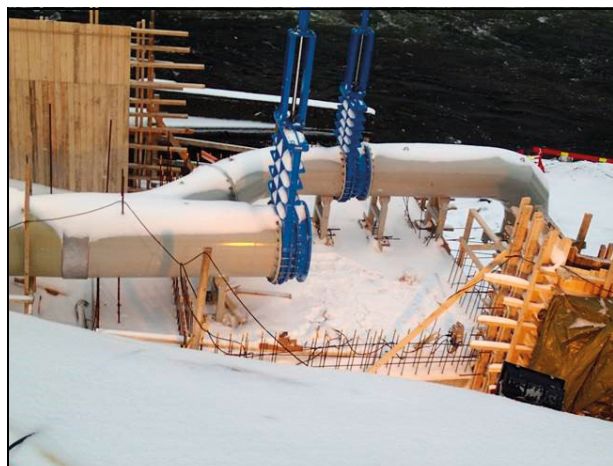
### 15.2.2 Strategi for opprustning og utvidelse

Regjeringen ønsker å legge til rette for at potensialet for opprustning og utvidelse av vannkraftverk kan realiseres. Selv om norske vannkraftverk er godt vedlikeholdte, er gjennomsnittsalderen høy. Når det uansett må investeres, eller gjøres endringer i kraftverkene som kan medføre stans, er det viktig at mulighetene for opprustning og utvidelse blir vurdert samtidig.

Utvidelsesprosjekter gir det største potensialet for ny kraft. Det teknisk-økonomiske potensialet for ny kraft gjennom opprustning og utvidelser er anslått til 6 TWh/år. Dette inkluderer saker til behandling og saker som har konsesjon, men som ikke er bygd. Av dette kan mindre enn ti prosent tilskrives opprustning. Mer enn nitti prosent av potensialet er følgelig knyttet til utvidelser. I tillegg til potensialet for ny kraftproduksjon, kommer et potensial for økt effekt og økt regulerings-evne.

Rene opprustningsprosjekter øker ikke uttaket av vann fra vassdraget, og medfører som regel svært små miljøvirkninger. Utvidelser innebærer nye inngrep. Omfanget av inngrep vil normalt være mindre ved utvidelser enn ved utbygging av nye vannkraftprosjekter, da mye av den eksisterende infrastrukturen kan benyttes. Det er imidlertid ikke alltid tilfelle at utvidelser medfører mindre miljøkonsekvenser enn nye kraftverk. Regjeringen vil legge opp til at konsesjonsbehandling av opprustnings- og utvidelsesprosjekter blir prioritert.

For mange kraftverk vil det bli gjennomført revisjon av vilkår i eldre vassdragsreguleringskonsesjoner de nærmeste årene. Der det er mulig, vil konsesjonsmyndighetene legge opp til en samordnet behandling med opprustnings- og utvidelsesprosjekter i samme vassdrag. En samordning kan



Figur 15.1 Mer effektiv utnyttelse av vannressursene.

Med støtte fra Enova installerer Agder Energi en miniturbine som skal lage elektrisitet av vannet som slippes gjennom demningen som følge av krav om minstevannføring. Dette innovative prosjektet vil bidra til en ekstra produksjon på 1,8 GWh.

Foto: Agder Energi

føre til en raskere saksbehandling samlet sett og gi et bedre resultat.

Opprustnings- og utvidelsesprosjekter er unntatt fra kravene om melding. Det bidrar til raskere behandling ved at det kan søkes konsesjon direkte.

Regjeringen vil effektivisere saksbehandlingen og delegere myndighet til å treffe vedtak i mindre saker om vassdragsreguleringer til NVE, jf. kap. 15.4.5. I dag behandles mange opprustnings- og utvidelsessaker både i NVE og i Olje- og energidepartementet, før endelig konsesjon gis av Kongen i statsråd. Tidsbruken og ressursinnsatsen står ikke alltid i forhold til størrelsen på og virkningen av prosjektet.

I konsesjonssaker vurderes fordeler og ulemper samlet. I den grad opprustnings- og utvidelsesprosjekter bidrar til økt reguleringssevne, vil dette bli vektlagt i konsesjonsbehandlingen.

Ordningene med konsesjonskraft og -avgifter gir ikke optimale incentiver til en samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av vannressursene. Ordningene kan være til hinder for at gode opprustnings- og utvidelsesprosjekter blir realisert. Olje- og energidepartementet sikter på å oppnevne en ekspertgruppe som skal gi anbefalinger om omlegging av ordningene med konsesjonskraft og -avgift for vannkraft. Dette er nærmere omtalt under kap. 15.2.7. Mesteparten av det kjente potensialet for opprustning og utvidelse er omfattet av Samlet plan. Forslaget om å avvikle behandlingen etter Samlet plan er derfor også et bidrag

til å få frem disse prosjektene på en enklere måte enn i dag.

### 15.2.3 Vernede vassdrag

Regjeringen legger til grunn at det er viktig å bevare et representativt utvalg av den norske vassdragsnaturen. Verneplan for vassdrag ligger i hovedsak fast. Mange av de vernede vassdragene er samtidig nasjonale laksevassdrag.

I særskilte tilfeller med vesentlig samfunnsnytte, for eksempel i form av vesentlig flom- og/eller skreddempende effekt, og akseptable miljøkonsekvenser, bør det kunne åpnes for konsesjonsbehandling av vannkraftverk i vernede vassdrag. I slike tilfeller kan det være aktuelt for regjeringen å komme tilbake til Stortinget med konkrete forslag om å åpne for konsesjonsbehandling.

Odda kommune og Sunnhordland kraftlag har lansert et prosjekt i nedre del av det vernede Opo-vassdraget, der formålet er å bedre sikkerheten mot flom i kombinasjon med kraftutbygging. Regjeringen tar sikte på, jf. Innst. 9 S (2015–2016), å legge frem en sak om varig flomvern i Opo-vassdraget for Stortinget i løpet av 2016, hvor alle aktuelle tiltak, inkludert konsesjonsbehandling i nedre del av vassdraget, vurderes.

Verneplan for vassdrag er først og fremst et vern mot vannkraftutbygging, men verneverdiene skal også tas hensyn til ved andre typer tiltak. For å opprettholde helheten i vassdragsvernet vil regjeringen samtidig gå inn for å styrke verneverdier i enkelte vassdrag som inngår i Verneplan for vassdrag gjennom områdevern etter naturmangfoldloven.

Ved behandlingen av St.prp. nr. 53 (2008–2009) Verneplan for vassdrag – avsluttende supplering, ble det som del av vernet av Vefsna fastsatt at det skulle gjennomføres et regionalt planprosjekt for vassdraget. Hensikten med planen var å se på muligheter for utbygging av mindre vannkraftverk samtidig som verneverdiene ble bedre kartlagt. Den regionale planen for Vefsna ble vedtatt av fylkestinget i Nordland i 2014. Det realistiske kraftpotensialet når man skal ta hensyn til verneverdiene, er beskjedent.

Erfaringen fra planprosjektet i Vefsna er at kraftpotensialet som eventuelt kan bli realisert, er lavt sett opp mot de ressursene som er lagt ned i utviklingen av den regionale planen. En overføring fra Vefsna til eksisterende vannkraftmagasin i Røssågavassdraget, som før vernevedtaket ble vurdert i Statkraft og Helgelandskraft sitt arbeid med «Muligheter Helgeland», kunne til sammen-

likning gitt nærmere 1 TWh ny regulerbar kraft. Regjeringen mener fylkeskommunene bør vise tilbakeholdenhet med å sette i gang flere planprosesser i vernede vassdrag.

### 15.2.4 Miljøforbedringer i utbygde vassdrag

Vannkraft representerer en betydelig miljøpåvirkning i norske vassdrag. Regjeringen vil legge til rette for miljøforbedringer i vassdrag med eksisterende vannkraftutbygging, blant annet som en oppfølging av vanddirektivet. De miljøforbedringer som kan oppnås må veies opp mot tap i utslippsfri kraftproduksjon, reguleringssevne og flomdemningskapasitet.

I vannforvaltningsplanene etter vanddirektivet settes det miljømål for alle vannforekomster. Vannforekomster som er påvirket av kraftutbygging, og som ikke med rimelighet kan nå miljømålet for naturlige vannforekomster, vil bli utpekt som sterkt modifiserte vannforekomster. For disse fastsettes tilpassede miljømål som ivaretar hensynet til samfunnsnyten av kraftproduksjonen. Miljømålet for disse vannforekomstene skal settes lik antatt virkning av alle realistiske miljøtiltak. At et tiltak er realistisk betyr at nytten for samfunnet vurderes som større enn kostnaden.

Ved pålegg om miljøforbedringer for eksisterende vannkraftverk, vil vassdragsmyndighetene legge vekt på å finne frem til tilpassede tiltak som ivaretar økologien i vassdragene. I arbeidet med de regionale vannforvaltningsplanene har det vært særlig oppmerksomhet om regulerte vassdrag, og hensynet til laksefisk og truede arter som for eksempel elvemusling.

Nye vassdragskonsesjoner kan revideres 30 år etter at konsesjonen ble gitt, og alle eldre reguleringskonsesjoner kan revideres senest i 2022. En revisjonssak kan være svært tid- og ressurskrevende. Dette innebærer at det kan ta lang tid å få til miljøforbedringer. Regjeringen vil trappe opp arbeidet med revisjonssaker slik at samfunnsøkonomisk lønnsomme miljøforbedringer blir gjennomført raskere.

Eldre konsesjoner gitt før 1992 har ikke moderne naturforvaltningsvilkår. Regjeringen vil utrede hvordan dagens naturforvaltningsvilkår, eller andre effektive virkemidler, mer rasjonelt enn i dag kan gjøres gjeldende for i første omgang vassdrag med konsesjon der det er kjente miljøproblemer. Standardvilkår gjør det mulig å pålegge miljøtiltak som ikke medfører produksjonstap, for eksempel biotopjusterende tiltak eller tilrettelegging for fiskevandring. Mange steder er det mulig å oppnå betydelige miljøforbe-

dringer ved bruk av standardvilkår. Regjeringen vil bruke standardvilkåret for naturforvaltning mer aktivt for å forbedre tilstanden i utbygde vassdrag.

Nasjonale føringer fra Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet tilsier at om lag 50 vassdrag vil bli prioritert for tiltak som medfører produksjonstap i forbindelse med revisjon av eldre vassdragsreguleringskonsesjoner. Det vil bli gjennomført revisjon i en rekke vassdrag de nærmeste årene.

For å gjøre forbedringer i andre vassdrag enn revisjonsvassdragene, kan vilkår omgjøres eller vannkraftanlegg uten konsesjon innkalles til konsesjonsbehandling der det foreligger sterke miljømessige hensyn. Av de nasjonale føringene fremgår det at det bør utvises forsiktighet med å foreslå innkalling og omgjøring som medfører produksjonstap.

Det er behov for bedre oversikt over tiltak i vassdrag som ikke har konsesjon og lokaliseringen av disse, herunder eldre vannkraftverk. Olje- og energidepartementet vil sammen med Klima- og miljødepartementet gjennomføre en kartlegging av og utarbeide en oversikt for anlegg uten konsesjon.

### 15.2.5 Potensialet for flomdemping ved nye og eksisterende reguleringer

Regjeringen legger opp til at vektlegging av flomdempende effekt blir enda viktigere i fremtidig konsesjonsbehandling. Flomdemping vil være et sentralt tema når fordeler og ulemper ved nye reguleringer skal avveies under konsesjonsbehandlingen.

Vassdragsreguleringer vil normalt bidra til å utjevne vannføringen i vassdrag, og kan ha betydelig flomdempende effekt. Størrelsen på magasinet i forhold til nedbørfeltet og flomvolumet er avgjørende for reguleringens flomdempende potensial. Virkningen er størst rett nedstrøms magasinet, men magasiner kan i noen tilfeller også gi betydelig flomdemping langt ned i vassdraget.

Det er forventet at klimaendringer vil føre til flere skadeflommer i Norge. Fremtidig arealutnyttelse i og langs vassdrag bør derfor skje på en måte som ikke øker flomdempingsbehovet.

Nedbøren over året vil generelt øke i hele landet, men vil fordele seg ulikt mellom regioner og årstider. Dette vil påvirke flommønstrene. Det er forventet flere lokale, intense nedbørsflommer. I mindre vassdrag der intense nedbørsepisoder kan gi store flomskader, er det utfordrende å etablere

store nok reguleringsmagasiner slik at flomskader reduseres. Ved regnflommer i større vassdrag vil flommene påvirkes av at større nedbørfelt har dempende effekt, men lengre perioder med regn kan også i slike vassdrag gi store flommer. Normalt er det lettere å etablere reguleringsmagasin i større felt. Fremskrivninger tyder på at det vil bli færre store snøsmelteflommer med endret klima.

Det har blitt realisert få vannkraftprosjekter med stor grad av regulering de siste tiårene. Ulempene ved etablering av magasiner er ofte knyttet til konsekvenser for natur, miljø og kulturminner. Hensynet til disse og andre interesser har vært med på å begrense etableringen av nye reguleringsmagasiner.

Flomdemping blir et sentralt tema ved revisjon av eldre reguleringskonsesjoner. I mange av disse sakene er det interessenter som ønsker magasinrestriksjoner av hensyn til natur, miljø og friluftsliv. Effekten på flomdempingskapasiteten vil variere fra sak til sak, men må tillegges betydelig vekt. Å ivareta den flomdempingskapasiteten som allerede finnes i reguleringsmagasinene vil være viktig.

I dag er det få prosjekter til konsesjonsbehandling som har gode reguleringsmuligheter og enda færre der flomdemping er en sentral problemstilling. I årene som kommer vil imidlertid mange reguleringsanlegg måtte rehabiliteres og eventuelt bygges om. I tillegg finnes det flere opprustnings- og utvidelsesprosjekter. Dette åpner opp for å samtidig vurdere muligheter for økt flomdemping, for eksempel ved at man overfører vann fra et flomutsatt vassdrag til et eksisterende reguleringsmagasin.

### 15.2.6 Rettigheter til grunn og fall

Etter vannressursloven skal det ved utmåling av ekspropriasjonserstatninger legges til en mererstatning på 25 prosent. Formålet med dette tillegget var opprinnelig å gi den tidligere eieren en del av gevinsten ved utbygging av et vassdrag. Mererstatningen kom i tillegg til den ordinære erstatningen som var basert på en beregning av naturhestetekrefter. Etter at mange vannfall nå er separat utbyggbare til småkraftverk, har rettspraksis utviklet seg i retning av at erstatning utmåles etter markedspris, og ikke etter den gamle naturhestetekraftmetoden.

De store vannkraftutbyggingene er i dag ofte økonomisk marginale. Erstatning etter markedspris for separat utbyggbare vannfall kan i seg selv medføre at marginale prosjekter ikke er lønnsomme. Tillegget på 25 prosent forsterker dette.

Et forslag om å oppheve vannressurslovens og vassdragsreguleringslovens særbestemmelser om 25 prosent tillegg på ekspropriasjonerstatninger var på alminnelig høring i 2013. Forslaget fikk mye støtte under høringen, men det var også flere innvendinger. Innvendingene knyttet seg særlig til at forslaget også omfattet andre grunneierrettigheter enn vannfall. Departementet utreder om disse innvendingene kan tas hensyn til i det videre arbeidet med sikte på et lovforslag som kan fremmes for Stortinget.

### 15.2.7 Konesjonskraft og konesjonsavgifter

Olje- og energidepartementet tar sikte på å oppnevne en ekspertgruppe som skal gi anbefalinger om omlegging av ordningene med konesjonskraft og konesjonsavgift for vannkraft. Departementet legger opp til at ekspertgruppen skal ha økonomisk og juridisk kunnskap om energi- og vassdragsområdet, og at vassdragskommunene skal være representert i gruppen.

Formålet med ekspertgruppen er å oppnå målet om en effektiv og samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av vannkraftressursene på en bedre måte. Arbeidet skal også ha som mål å forenkle ordningene. Forslag til regelverksendringer må vurderes opp mot eksisterende plikter til å avgi konesjonskraft og betale konesjonsavgift.

Konesjonskraft og -avgift ble innført i lovverket tidlig på 1900-tallet. Den gang var det først og fremst staten og bykommunene som bygget ut vannkraft. Opprinnelig skulle plikten til å avgi konesjonskraft sikre at også distriktet hvor vannkraftutbyggingen fant sted fikk tilgang på elektrisk kraft.

Med full elektrifisering og med innføring av kraftmarkedet disponerer kommunene i dag fritt over konesjonskraften. Konesjonskraft og -avgift sikrer utbyggingskommuner og fylkeskommuner en betydelig andel av verdiskapingen fra vannkraftproduksjonen, og fungerer også som en kompensasjon for naturinngrepet. Konesjonskraft og -avgift er viktige inntektskilder for mange kommuner og fylkeskommuner.

Vilkår om konesjonskraft og konesjonsavgift kommer i tillegg til erstatninger, generelle skatter og særskattene på vannkraft. Konesjonskraft og -avgift betales uavhengig av om selskapet har overskudd, og uavhengig av om kraftverket er i drift eller ikke. Avståelse av konesjonskraft og -avgift svekker investeringsinsentivene og lønnsomheten i kraftverkene direkte.

Konesjonskraft og -avgifter gir ikke kraftverkseierne optimale insentiver til samfunnsmes-

sig rasjonell utnyttelse av vannressursene. Ordningene kan føre til at ellers lønnsomme prosjekter ikke blir gjennomført. Samtidig gir ordningene gode og relativt stabile inntekter til utbyggingskommunene og fylkeskommunene. Dagens system med ulik beregning av konesjonskraftpris for konesjoner før og etter 1959 gir ulike insentiver til utbygger og utbyggingskommune, særlig ved opprustning og utvidelse av eldre kraftverk.

For konesjonsavgiftene har det med årene oppstått betydelige forskjeller i avgiftssatsene som kommer til utbetaling.

Ordningene sikrer ikke likebehandling verken mellom utbyggingskommunene eller mellom kraftselskapene. I tillegg er dagens ordninger kompliserte og tidkrevende for kommunene, kraftselskapene og forvaltningen, og skaper ofte konflikter som i noen tilfeller må løses i domstolene. Forenkling av ordningene vil kunne spare tid og ressurser samt gi et mer oversiktlig og forutsigbart system.

## 15.3 Vindkraft

Regjeringen vil legge til rette for en langsiktig utvikling av lønnsom vindkraft i Norge. Norge har gode vindressurser, og vindkraften har en produktionsprofil som er godt tilpasset det norske forbruket over året.

Vindkraftanlegg er arealkrevende, og det er nødvendig med gode avveininger av viktige miljø- og samfunnshensyn. Miljøutfordringene i forbindelse med vindkraft er i stor grad knyttet til verdifulle naturtyper, fugleliv og landskap. Det kan også være utfordringer knyttet til bebyggelse, friluftsliv, forsvarsinteresser, kulturminner, samiske interesser og naturmangfold mer generelt. Regjeringen vil legge opp til en politikk som demper konflikter og bidrar til at de beste lokalitetene blir valgt.

Vindkraft er i dag økonomisk marginalt. Regjeringen vil legge forholdene til rette for investeringer i lønnsomme vindkraftprosjekter i Norge. Stortinget har vedtatt gunstigere avskrivningsregler for vindkraft. Det er tatt forbehold om at reglene først kan tre i kraft når ESA har godkjent avskrivningene som lovlig statsstøtte.

Olje- og energidepartementet vil utarbeide en nasjonal ramme for konesjonsbehandling av vindkraft på land. Det tas også sikte på å klargjøre hvilke havområder det kan være aktuelt å åpne for søknader om konesjon for vindkraft til havs.



### 15.3.1 Varigheten til gitte konsesjoner

Regjeringen vil stramme inn praksis for behandlingen av søknader om utsatt frist for idriftsettelse for vindkraftkonsesjoner. Ved behandlingen av søknader om forlenget frist, vil det blant annet bli lagt vekt på i hvilken grad det foreligger tilstrekkelig konkrete planer om å realisere prosjektet.

Vindkraftkonsesjoner har tidligere blitt gitt med fem års frist for idriftsettelse av anlegget. Utbygger har mulighet for å søke om forlenget frist med ytterligere fem år av gangen. De siste årene har alle vindkraftkonsesjoner blitt gitt med varighet ut 2020. Etter at fristen for å få elsertifikater går ut, vil det finnes flere urealiserte prosjekter. Det koster lite å søke om fristforlengelse og å inneha en konsesjon. Det er derfor grunn til å tro at det vil komme flere søknader om utsatt frist når vi nærmer oss 2020.

Urealiserte vindkraftkonsesjoner båndlegger areal i kommunene. Det kan stå i veien for annen lønnsom samfunnsutvikling, og vil i en del tilfeller kunne bidra til at lokale konflikter opprettholdes. Dersom det har gått mange år, kan det også ha oppstått endrede forhold som gjør det nødvendig med nye eller oppdaterte utredninger og eventuelt ny konsesjonsbehandling. Det er derfor ønskelig å begrense videreføringen av konsesjoner som er gitt der det ikke er utsikter til å få realisert prosjektet innenfor en rimelig tidshorisont.

### 15.3.2 Nasjonal ramme for vindkraft

Regjeringen mener at en nasjonal ramme for vindkraft vil bidra til forutsigbarhet, og en mer effektiv konsesjonsbehandling av fremtidige vindkraftprosjekter. De siste årene er det gitt mange vindkraftkonsesjoner som ikke har blitt realisert. I noen tilfeller har prosjektene ført til betydelige konflikter. Disse erfaringene tilsier at det er behov for i noe sterkere grad å styre hvor det søkes om konsesjon.

Olje- og energidepartementet vil, sammen med berørte departementer, utarbeide en nasjonal ramme for konsesjonsbehandling av vindkraft på land. Nødvendig involvering av lokalt og regionalt folkevalgt nivå, og andre berørte interesser, vil bli avklart som del av arbeidet.

En nasjonal ramme skal definere større områder der det kan ligge til rette for utbygging av vindkraft på land. Det må tas utgangspunkt i en vurdering av vindressurser og kraftsystemets behov. Det er også viktig å lokalisere vindkraft slik at det ikke er nødvendig å bygge mye nytt kraftnett.

Dette må så avstemmes mot andre viktige miljø- og samfunnshensyn. Den nasjonale rammen skal ikke være prosjektspesifikk, blant annet fordi de lokale variasjonene i vindressurser er store. Det er også mye annen kunnskap som ikke foreligger før en eventuell konsesjonsbehandling.

En nasjonal ramme for vindkraft skal ikke erstatte konsesjonsbehandlingen. Det må likevel legges til grunn at det vil være vesentlig mer krevende å få konsesjon i et område som ikke er utpekt. Konsesjonsbehandlingen av prosjekter som allerede er omsøkt vil bli videreført uavhengig av arbeidet med en nasjonal ramme for vindkraft. I arbeidet med den nasjonale rammen for vindkraft skal det også vurderes om rammen skal legges til grunn for vurderingen av hvilke ikke-realiserte konsesjoner som bør videreføres og i spørsmålet om tidlig avslag.

Kunnskap fra gjennomførte tematiske konfliktvurderinger og fra regionale vindkraftplaner kan inngå i vurderingsgrunnlaget for nasjonal ramme for vindkraft. Ordningen med tematiske konfliktvurderinger videreføres ikke.

I de fylkene som har godkjente planer for vindkraft, er det tatt ulike hensyn i utvelgelsen av områder. I noen planer har sammenhengen mellom vindressurser, nettkapasitet og utpekte områder vært for svak. Dette har gitt planene varierende kvalitet.

Formålet med tematiske konfliktvurderinger har vært å bidra til å finne vindkraftprosjekter som kan forenes med ulike sektorinteresser. Regjeringen legger til grunn at slike vurderinger på et overordnet nivå kan innpasses i arbeidet med en nasjonal ramme for vindkraft, og at behovet for tematiske konfliktvurderinger knyttet til enkeltprosjekter blir mindre. Behovet for slike vurderinger bør kunne dekkes innenfor rammen av konsesjonsbehandlingen.

### 15.3.3 Kommunenes rolle

Regjeringen vil fortsette å vektlegge kommunenes syn i behandlingen av konkrete vindkraftprosjekter. Kommunene er lokal planmyndighet og står nærmest til å vurdere betydningen av lokale interesser som blir berørt. Kommunene behandler byggesaker for små, konsesjonsfrie vindkraftanlegg under 1 MW. Kommunene kan også legge til rette for vindkraft gjennom arealplanleggingen. I enkelte vindkraftsaker kan det likevel være nasjonale eller regionale interesser av slik betydning at det bør gis konsesjon selv om kommunen er imot prosjektet. Tilsvarende vil konsesjon kunne avslås selv om kommunen er for prosjektet

dersom sterke nasjonale eller regionale hensyn taler imot.

#### 15.3.4 En strategi for havbasert fornybar energi

Havenergilova trådte i kraft i 2010. Et viktig formål med havenergilova var å legge rammebetingelsene i god tid før eventuell utbygging, og å ha kontroll med arealdisponeringen til havs. Av loven fremgår det at etablering av fornybar energiproduksjon til havs utenfor grunnlinjene i større skala, kun kan skje etter at staten har åpnet bestemte geografiske områder for søknader om konsesjon.

For å kunne åpne et område for vindkraft, må det først gjennomføres en strategisk konsekvensutredning. Som oppfølging av loven, utarbeidet en direktoratsgruppe en rapport som anbefalte 15 områder for vindkraft til havs. I regi av NVE ble det deretter gjennomført en strategisk konsekvensutredning av disse områdene, og det ble pekt på fem områder som burde åpnes først. Med utgangspunkt i NVEs strategiske konsekvensutredning, vil regjeringen ta sikte på å klargjøre hvilke havområder det kan være aktuelt å åpne for søknader om konsesjon.

Etter havenergilova kan det gjøres unntak fra bestemmelsene om åpning av areal for testprosjekter som enkeltstående innretninger med avgrenset levetid eller for mindre anlegg som kun skal tilknyttes petroleumsvirksomhet.

Regjeringen mener at utbygging av vindkraft til havs i større skala ikke er realistisk i Norge på kort til mellomlang sikt. Norge har fortsatt betydelige vannkraftprosjekter og vindkraftprosjekter på land som kan utbygges til en vesentlig lavere kostnad enn det som er tilfelle for vindkraft til havs.

Et hovedelement i regjeringens strategi for havenergi er å styrke satsingen på forskning, både for å bidra til teknologiutvikling og for å få kostnadene ned. I FoU-strategien Energi21 er vindkraft til havs fremhevet som ett av seks satsingsområder.

Det er allerede etablert gode forskningsmiljøer innenfor vindkraft til havs, og støtteordninger for forskning og utvikling av teknologier gjennom Norges forskningsråd. Regjeringen vil bygge videre på denne satsingen.

Flytende vindkraftanlegg til havs er en interessant teknologi, der norsk kompetanse og erfaring fra olje-, gass- og maritim virksomhet gir et godt utgangspunkt for næringsutvikling og sysselsetting. For å kunne gå videre fra forskning til kom-

mersialisering, vil det være nødvendig med test- og demonstrasjonsprosjekter. Energi21 vil, i samarbeid med Forskningsrådet, Enova og Innovasjon Norge, gjennomføre et prosjekt for å få økt kunnskap om veien fra forskning til marked for ulike teknologier.

Teknologiutviklingsprosjekter for havvind knyttet til petroleumsprosjekter offshore kan gi muligheter i fremtiden. DNV GL har for eksempel lansert et konsept som innebærer å ta i bruk havvind til trykkstøtte innenfor petroleumsvirksomheten. Statoil søkte høsten 2015 om konsesjon for å flytte demonstrasjonsanlegget Hywind, som i dag er lokalisert utenfor Karmøy, til Valemonplattformen vest for Sognefjorden. Dersom prosjektet blir realisert, vil deler av kraftbehovet ved feltene Kvitebjørn og Valemon kunne dekket med vindkraft.

Demonstrasjonsprosjekter i norske havområder vil åpne for at norske aktører kan få erfaring og bidra til innovasjon og utvikling av ny teknologi. Norske aktører bidrar allerede innenfor dette feltet, blant annet som underleverandører til Statoils Hywind-prosjekt i Skottland. Demonstrasjonsprosjekter i Norge kan søke støtte av Enova.

Det er gode muligheter for norske bedrifter som leverandører av teknologi og tjenester til et internasjonalt marked innen vindkraft til havs. Det finnes allerede en rekke norske leverandør- og energiselskaper som leverer til dette markedet, særlig i Tyskland, Storbritannia og Danmark. Norske myndigheter vil legge til rette for internasjonalisering og oppfordre til deltakelse i internasjonalt samarbeid og i EUs forskningsprogrammer.

#### 15.4 Tiltak for en mer effektiv konsesjonsbehandling

Regjeringen vil fortsette arbeidet med å effektivisere konsesjonsbehandlingen. Flere tiltak kan forenkle og forbedre konsesjonsprosessen innenfor de rammer som er fastsatt. Vedtakene skal være basert på god kunnskap og være godt begrunnet.

Energiprojekter skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme for å kunne få konsesjon. Det betyr at fordelene for samfunnet må overstige ulempene. Departementet vil gjennomgå metodikken for beregning av prissatte konsekvenser i konsesjonsbehandlingen for å få et enda bedre beslutningsgrunnlag i den enkelte sak, og for å kunne sammenligne teknologier og prosjekter. Det er imidlertid ikke realistisk å prissette alle konsekvenser. Ulempene ved nye energiprojekter er blant annet knyttet til konsekvenser for

natur og miljø. Dette er samfunnsøkonomiske kostnader som det ofte er vanskelig å prissette, men som må vektlegges i konsesjonsbehandlingen på en systematisk måte.

Virkemiddelbruk for bevaring av truet natur skal bidra til god samordning og ressursbruk på tvers av sektorer. Regjeringen vil legge vekt på å bruke de mest treffsikre virkemidlene for å gi tilstrekkelig beskyttelse uten å begrense annen samfunnsnyttig aktivitet mer enn nødvendig.

Inngrepsfrie naturområder (INON) brukes ikke lenger som verktøy i arealpolitikken. Samtidig kan store sammenhengende naturområder med urørt preg ha stor verdi for naturmangfold, friluftsliv og landskap. Det vil derfor fortsatt bli gjort konkrete vurderinger av eventuelle konsekvenser for slike områder i konsesjonsbehandlingen.

#### 15.4.1 Utvide muligheten for tidlig avslag

Enkelte svært konfliktfylte vannkraft- og vindkraftprosjekter får avslag først etter flere års saksbehandling. Saksbehandlingen krever kapasitet og ressurser både hos søker, hos konsesjonsmyndighetene, i kommuner og hos berørte interesser. Så lenge en søknad er under behandling, hindres også annen utnyttelse av det berørte arealet.

Departementet vil utrede og legge frem et lovforslag som gir konsesjonsmyndigheten adgang til å gi tidlig avslag i større vann- og vindkraftsaker. Tiltak som medfører vesentlige negative virkninger for miljø eller annen arealbruk, eller har svak prosjektøkonomi, bør kunne gis tidlig avslag. Innenfor denne rammen, vil Olje- og energidepartementet og Klima- og miljødepartementet under lovarbeidet vurdere hva som skal til for at konsesjonsmyndigheten kan gi tidlig avslag.

For mindre vannkraftverk finnes allerede en hjemmel for tidlig avslag i vannressursloven. En adgang til å gi tidlig avslag vil spare ressurser i konsesjonsbehandlingen ved at prosjekter som åpenbart ikke er samfunnsmessig rasjonelle kan gis en forenklet behandling og avslås tidlig i prosessen. Samtidig vil det bidra til å unngå lokale konflikter knyttet til prosjekter som uansett ikke vil kunne få konsesjon.

Forskrift om konsekvensutredninger åpner for å unnlate å sende melding med forslag til utredningsprogram på høring eller å unnlate å fastsette et program for konsekvensutredning dersom høringen viser at tiltaket ikke bør gjennomføres. Bruk av denne muligheten på energi- og vassdragsområdet krever imidlertid en lovhjemmel i sektorlovene.

#### 15.4.2 Endringer i praksis med innsigelser

Ved Stortingets behandling av ny plan- og bygningslov, jf. Ot.prp. nr. 32 (2007–2008), ble det gjort flere endringer i forholdet mellom plan- og bygningsloven og konsesjonsbehandlingen etter energi- og vannressurslovgivningen. Blant annet ble plan- og bygningslovens innsigelsesbestemmelser utvidet til også å gjelde søknader om konsesjon til kraftproduksjon.

Bestemmelsene om innsigelse innebærer at kommuner, fylkeskommuner, Sametinget og statlige fagetater kan fremme innsigelse til en konsesjonssøknad når denne er på høring. Dersom innsigelsen ikke blir trukket, blir NVEs konsesjonsvedtak oversendt departementet for endelig avgjørelse.

Departementet har erfart at bruken av og kjennskapet til det nye innsigelsesinstituttet varierer. Departementet vil gjøre ordningen med innsigelser i energi- og vassdragssaker bedre kjent hos statlige, regionale og lokale myndigheter med innsigelsesrett.

De som har innsigelsesrett til søknader om energi- og vassdragstiltak, har ofte også klagerett på konsesjonsvedtakene. Fordelen med innsigelse er at den fremmes på et tidlig tidspunkt og legger grunnlag for diskusjoner om det endelige utfallet. NVE avholder regelmessig innsigelsesmøter med de som fremmer innsigelse. Tiltakshaverne er normalt ikke tilstede i slike møter og eventuell dialog mellom de som fremmer innsigelse og tiltakshaver går via NVE.

Departementet vil gjennomføre en forsøksordning der NVE avholder innsigelsesmøter med både tiltakshaver og innsigelsesmyndigheten tilstede med sikte på å komme frem til omforente løsninger. Formålet vil være å redusere antall innsigelser etter konsesjonsvedtak, og dermed forenkle behandlingen.

#### 15.4.3 Effektive konsultasjoner med Sametinget

Urfolk har rett til å bli konsultert i saker som berører deres interesser. I Avtale om prosedyrer for konsultasjoner mellom statlige myndigheter og Sametinget fra 2005, er det regler for hvordan konsultasjoner med Sametinget skal gjennomføres.

Konsultasjonsplikten gjelder ikke bare overfor Sametinget, men også overfor samiske interesser som er direkte berørt. Reindriften og samisk bosetting kan for eksempel være berørt i saker om utbygging av fornybar energi eller større

kraftledningsanlegg. Konsultasjoner gjennomføres da vanligvis med berørt reinbeitedistrikt.

Konsesjonsmyndighetene har de siste årene hatt en rekke saker der det har vært gjennomført konsultasjoner både med Sametinget og med representanter for reindriftsinteressene. Konsultasjoner har vært gjennomført både som ledd i NVEs og departementets behandling. Departementets erfaring er at konsultasjoner er tidkrevende, og ikke alltid medfører konkrete resultater i form av forslag til løsninger, tilpasninger og avbøtende tiltak.

Ved innføringen av innsigelsesretten i konsesjonssaker, jf. kap. 15.4.2, fikk Sametinget et nytt virkemiddel for å ivareta samiske interesser. Etter departementets syn oppfyller innsigelsesinstituttet de vesentligste hensynene bak konsultasjonsordningen. I tillegg innebærer en innsigelse, dersom den blir stående, at saken overføres til behandling i departementet uten at Sametinget trenger å påklage vedtaket.

Regjeringen går inn for at konsultasjoner med Sametinget skal samordnes med systemet for innsigelse i konsesjonssaker. Gjennom innsigelse får Sametinget påvirket vedtakene tidligere i prosessen. Det sikrer en hensiktsmessig prosess for å avklare konflikter med samiske interesser, samtidig som det kan gi en mer effektiv saksbehandling både for konsesjonsmyndigheten og Sametinget.

Sametinget fremmer regelmessig innsigelser til konsesjonssøknader som er til behandling i NVE. Innsigelsene har flere ganger blitt opprettholdt med den begrunnelse at det ikke er blitt gjennomført reelle konsultasjoner. Sametingets hovedinnvending er at det ikke har blitt presentert et forslag til løsning i konsesjonssaken, og at Sametinget derfor ikke har tilstrekkelig informasjon til å konsultere om utfallet i saken.

Departementet er enig i at målet om å oppnå enighet bare kan oppfylles dersom den statlige myndigheten tilkjenner om, og på hvilke vilkår, den ser for seg at en konsesjonssøknad kan innvilges. Dersom konsultasjoner med Sametinget i fremtiden skal samordnes med systemet for innsigelse i konsesjonssaker, må Sametingets innsigelse til en konsesjonssøknad avsluttes med et innsigelsesmøte der saken gjennomgås i full åpenhet og med det formål å oppnå enighet. Før NVE fatter vedtak i saken eller avgir innstilling til departementet i større saker, må Sametinget gjøres så kjent med innholdet i utkastet til beslutning at det er mulig å vurdere om innsigelsen skal bli stående. Konsultasjonen med departementet vil da kunne forenkles i betydelig grad, og føre til en

ytterligere effektivisering av konsesjonsbehandlingen.

Andre representanter for samiske interesser har ikke adgang til å fremme innsigelse til konsesjonssøknader. Konsultasjonsplikten overfor disse må fortsatt ivaretas gjennom ordinære konsultasjoner. Regjeringen mener likevel det er nødvendig å gjennomgå konsultasjonspraksis med sikte på å gjøre konsultasjonene mer effektive og målrettede til fordel for både energimyndighetene og de enkelte rettighetshavere. Olje- og energidepartementet vil, sammen med Kommunal- og moderniseringsdepartementet, foreslå mulige forbedringer i nåværende konsultasjonspraksis.

#### 15.4.4 Modernisering av vassdragslovgivningen

Regjeringen mener at det er behov for lovtekniske og språklige oppdateringer i industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven. Begge lovene ble vedtatt i 1917, og har senere vært endret en rekke ganger. Lovverket reflekterer eldre tiders samfunnsforhold, lovteknikk og språk.

Lovtekniske og språklige oppdateringer vil gjøre vassdragslovgivningen lettere tilgjengelig både for tiltakshavere, sentral og lokal forvaltning, organisasjoner og andre som har behov for å bruke lovene. Det kan også være behov for en begrenset samordning mellom lovene fra 1917 og vannressursloven fra 2000 når det gjelder behandlingen av vannkrafttiltak. Departementet utreder og vil foreslå en modernisering og retts teknisk forenkling særlig når det gjelder industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven.

Departementet har startet et lovarbeid med sikte på å innføre en hjemmel i vannressursloven som gir kommunene myndighet til å gi utbyggingstillatelse til mindre vannkraftverk.

Det tas sikte på at lovendringsforslagene skal fremmes for Stortinget for behandling våren 2017.

#### 15.4.5 Delegering til NVE i små reguleringsaker

NVE har i dag delegert myndighet til å behandle saker om bygging av vannkraftverk med installert effekt inntil 10 MW og mindre reguleringer eller overføringer (inntil 500 naturhestekrefter) i forbindelse med slike. Med unntak for kraftverk i vernede vassdrag behandler fylkeskommunen i dag saker under 1 MW.

Vannkraftverk med reguleringer eller overføringer over 500 naturhestekrefter skal behandles etter vassdragsreguleringsloven. Myndighet til å

gi konsesjon etter vassdragsreguleringsloven ligger til Kongen. Myndigheten til å gi konsesjon ved mindre reguleringer er ikke delegert, noe som medfører at NVE først avgir en innstilling til departementet, som forbereder saken for behandling av Kongen i statsråd.

De siste årene har over halvparten av vannkraftverkene som har fått konsesjon av Kongen i statsråd en årlig energiproduksjon under 40 GWh. Prosjektene er enten nye kraftverk med en liten regulering, eller mindre opprustnings- og utvidelsesprosjekter som øker energiproduksjonen i eksisterende kraftverk. Den økte energiproduksjonen tilsvarer energiproduksjonen i småkraftverk, som NVE allerede har fått delegert myndighet til å fatte vedtak om.

For å forenkle konsesjonsbehandlingen av mindre overføringer og reguleringer, utreder departementet nærmere om og på hvilken måte myndigheten til å gi konsesjon kan delegeres til NVE. Det vil innebære en klar forenkling om NVE kan fatte vedtak også i små regulerings saker, med klageadgang til Olje- og energidepartementet.

#### 15.4.6 Enkelt saker som forelegges Stortinget

Ved kraftutbygginger som kan gi mer enn 20 000 naturhestekrefter, eller hvis betydelige interesser står mot hverandre, skal saken forelegges Stortinget før Kongen i statsråd eventuelt gir konsesjon. Det følger av vassdragsreguleringsloven at slik foreleggelse skal skje «*med mindre departementet finner det unødvendig*».

Avslag på søknad om konsesjon til vassdragsreguleringer gis som et enkeltvedtak av departementet, og kan påklages til Kongen i statsråd etter bestemmelsene i forvaltningsloven. Konsesjons søker kan imidlertid etter vassdragsreguleringsloven også kreve at saken om avslag forelegges for Stortinget, noe som gjelder for alle konsesjonspliktige vassdragsreguleringer uansett størrelse. Dette fører til at avslag også i de aller minste regulerings sakene må forelegges for Stortinget dersom søker krever det. Andre interesser har ikke tilsvarende adgang til å kreve at en konsesjonssak om vassdragsregulering forelegges for Stortinget.

Regjeringen vurderer om disse lovbestemmelsene som nå gjelder for foreleggelse av enkelt saker om vassdragsreguleringer for Stortinget er hensiktsmessig utformet ut fra hensynet til forenklinger i konsesjonsbehandlingen uten at det skal gå på bekostning av en forsvarlig saksbehandling. I sakene om avslag på søknader om konsesjon for vassdragsreguleringer mener regjeringen at den

generelle klageadgangen er tilstrekkelig for å sikre en forsvarlig behandling.

### 15.5 Elsertifikater

Elsertifikatmarkedet ble innført i 2012 og vil bidra til ny produksjon av fornybar kraft på til sammen 28,4 TWh i Norge og Sverige fra 2020. Norge skal finansiere 13,2 TWh av dette, tilsvarende 9–10 prosent av dagens kraftproduksjon i Norge. Elsertifikatordningen ble etablert som del av Norge og Sveriges gjennomføring av forpliktelsene under fornybardirektivet. Foreløpige beregninger tyder på at begge land allerede nå har nådd målene i fornybardirektivet. Både Norge og Sverige, sammen med Island, har langt høyere andeler fornybar energi enn andre land i Europa.

Avtalen mellom Norge og Sverige om et felles marked for elsertifikater løper til 2036. Godkjent produksjon som settes i drift i 2020 vil derfor motta elsertifikater i 15 år. I januar 2016 var det godkjent anlegg med en normalårsproduksjon på 2,2 TWh i Norge og 11,6 TWh i Sverige. Fordelingen kan endre seg frem mot 2020.

Avtalen innebærer blant annet at det skal gjennomføres regelmessige «kontrollstasjoner». I forbindelse med behandlingen av Prop. 97 L (2014–2015) om endringer i lov om elsertifikater (første kontrollstasjon) vedtok Stortinget å utvide overgangsordningen under elsertifikatordningen, en justering av elsertifikatkvotene og en forlengelse av sluttdatoen for når anlegg må være idriftsatt for å kvalifisere for rett til elsertifikater. Forlengelse av sluttdatoen for idriftsettelse til 2021 reduserer risikoen ved forsinkelse for prosjekter som er planlagt idriftsatt i 2020. Forberedelsen av den andre kontrollstasjonen i 2017 pågår.

Elsertifikatmarkedet er et konstruert marked. Norske og svenske myndigheter har satt rammer for systemet, og det er opp til kraftprodusentene å etablere ny produksjon. Et fungerende elsertifikatmarked er avhengig av at det er et visst volum elsertifikater i omsetning, og et visst antall aktører. Hensynet til likviditet i markedet var en viktig grunn til at Norge valgte et felles elsertifikatmarked med Sverige.

Regjeringen er opptatt av at de to landenes myndigheter opptrer forutsigbart, og på en måte som ikke påvirker prisen i elsertifikatmarkedet på uheldig måte. Statnett er ansvarlig for å drive et register og NVE er ansvarlig for å godkjenne anlegg og føre tilsyn med ordningen. På svensk side har Energimyndigheten tilsvarende ansvar.

Regjeringen har søkt å justere rammebetingelser under elsertifikatordningen på norsk side med sikte å gjøre disse mer harmonisert med svenske rammebetingelser. Full harmonisering av alle rammebetingelser er ikke sannsynlig. Også før det felles elsertifikatmarkedet ble etablert, var rammebetingelsene i Norge og Sverige ulike. Dette ble i noen grad kompensert gjennom nasjonalt tilpassede tilskuddsordninger. Norge hadde investeringsstøtte til vindkraft, mens Sverige hadde et nasjonalt elsertifikatsystem.

### 15.5.1 Elsertifikatmarkedet etter 2020

Regjeringen vil ikke innføre nye mål under elsertifikatsystemet etter at fristen under det eksisterende systemet løper ut i 2021. Regjeringen vil legge til rette for lønnsom utnyttelse av de fornybare energiressursene våre, og samtidig støtte opp under utvikling av ny teknologi. Utviklingen av fremtidens energisystem må skje på en måte som ikke svekker verdien av de fornybare energiressursene.

Regjeringen vil legge til rette for et kraftmarked der kraftproduksjon bygges ut etter lønnsomhet basert på prissignaler. Det nordiske kraftmarkedet ligger an til å ha et stort kraftoverskudd i mange år fremover, og lønnsomheten for eksisterende fornybarproduksjon er i dag under press. Fra 2010 til 2015 er kraftprisen redusert betydelig. Elsertifikatmarkedet er medvirkende til situasjonen i det nordiske kraftmarkedet. Elsertifikatordningen bidrar til å øke den fornybare kraftproduksjonen, men stimulerer ikke nevneverdig til teknologiutvikling. Ordningen innebærer støtte til kjent teknologi som vindkraftverk og små vannkraftverk.

I mange land kan ny produksjon basert på fornybare kilder bidra til å erstatte fossil kraftproduksjon, men det er lite slik produksjon i Norge og Sverige. Ny produksjon av fornybar energi kommer i stor grad i tillegg til eksisterende produksjon, og bidrar til å presse prisene ned. Dette svekker verdien av de eksisterende fornybare energiressursene og lønnsomheten av nødvendige reinvesteringer og vedlikehold i vannkraften. Reduserte kraftpriser svekker også insentivene til teknologiutvikling og energieffektivisering.

Regjeringen legger til grunn at økte handelsmuligheter for kraft mellom land og utsiktene til en gradvis økning av prisene i det nordiske og europeiske kraftmarkedet som følge av reformer i kvotesystemet, gir forventninger om at investeringer i både vindkraft, vannkraft og andre fornybar-

teknologier vil få bedre lønnsomhet frem mot 2030.

## 15.6 Opprinnelsesgarantier

Ordningen med opprinnelsesgarantier er til vurdering i forbindelse med EUs arbeid med et revidert fornybardirektiv. Norske synspunkter fremmes i dette arbeidet. Det er viktig å unngå at ordningen med opprinnelsesgarantier virker villedende når det gjelder sammenhengen mellom produksjon, forbruk og opprinnelsesgarantier. Spesielt gjelder dette med tanke på at elektrisitetsbruk ikke kan spores til et enkelt produksjonsanlegg.

I henhold til EUs fornybardirektiv, har kraftprodusentene rett på å få utstedt en opprinnelsesgaranti for strøm fra anlegg som utnytter fornybare kilder som vannkraft og vindkraft. En opprinnelsesgaranti er et bevis på at det er produsert en megawattime (MWh) elektrisitet fra en spesifisert energikilde. Det er opp til kraftprodusenten hva de vil bruke garantiene til. Ordningen berører ikke Norges forpliktelse om en fornybarandel etter direktivet.

EUs elmarkedsdirektiv gjør leverandørene forpliktet til å oppgi fornybarandelen ved salg av strøm til sluttbrukere. I Norge er det lagt til rette slik at leverandørene kan bruke opprinnelsesgarantier i varedeklarasjon for strøm. I henhold til elmarkedsdirektivet, kan produksjonsstatistikken i det enkelte land benyttes til varedeklarasjon, men i internasjonale sammenhenger varierer praksisen.

I motsetning til i mange andre land, er norsk produksjon av elektrisitet nesten utelukkende basert på fornybare energikilder. Tilgangen på fornybar kraft skal kunne utgjøre et fortrinn for alle virksomheter i Norge. Regjeringen legger til grunn at verdien av den norske fornybare kraftproduksjonen sikres best gjennom et stramt kvotemarked for CO<sub>2</sub> og tilgang til de europeiske markedene.

## 15.7 Fjernvarme

Det har vært en omfattende utbygging av fjernvarmeinfrastruktur de senere årene. Regjeringen legger til grunn at utviklingen på fjernvarmeområdet i stor grad vil være knyttet til utvidelse av de eksisterende anleggene.

NVE konsesjonsbehandler i dag fjernvarmeutbygginger etter energiloven. Kommunene har på

sin side etter plan- og bygningsloven ansvaret for vedtak om eventuell tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegg. Det har vært flere eksempler på mangelfull samordning mellom de ulike beslutningstakerne.

Kommunene har en nøkkelrolle i tilretteleggingen for fjernvarmeinfrastruktur. Fjernvarme er med på å skape en fleksibel energiforsyning, og er i sin natur en lokal infrastruktur. Kommunene er både vertskap for all energiproduksjon og infrastruktur, stor eiendomsbesitter og ansvarlig for lokal energi- og klimaplanlegging og byutvikling. Kommunene har innsikt i, og kan påvirke, utnyttelsen av lokale energiressurser som avfall, varme fra sjø og elver, jordvarme, spillvarme og bioenergi. Fjernvarme kan erstatte fyring med fossil olje i eksisterende bygg, bidra til bedre luftkvalitet og reduserte klimagassutslipp.

Utbygging av fjernvarme berører byutviklingen. I mange byer og tettsteder er det betydelig potensial for bedre arealutnyttelse. Utvikling av kompakte byer og fortetting rundt kollektivknutepunkt reduserer arealbruk, klimagassutslipp og transportbehov. Der fjernvarme er en mulighet, bør det inngå som alternativ for kommunen når varmeløsninger for byer, bydeler og tettsteder vurderes. For å få til gode løsninger, er det viktig at kommunen samarbeider med fjernvarmeselskapet og utbyggere.

Tilknytningsplikten er et verktøy kommunene kan benytte i planarbeidet for å koordinere varmebehovene til mange bygg og tilrettelegge for gode fjernvarmeløsninger. Tilknytningsplikt kan bidra til å sikre det nødvendige driftsgrunnlaget for fjernvarmeanlegg. Tilknytningsplikten er et fleksibelt virkemiddel. Kommunene har stor frihet til å bruke skjønn i utøvelsen.

Departementet mener kommunene må være oppmerksom på at fjernvarmekonsesjonæren ikke har en lovmessig plikt til å fremføre fjernvarme til alle bygg i hele konsesjonsområdet. Kommunen må selv forsikre seg om at fjernvarmeselskapet vil føre frem fjernvarme til et bygg eller et område før kommunen gjør vedtak om tilknytningsplikt, slik at den helhetlige løsningen blir god. Manglende koordinering kan medføre uforutsigbarhet og kostnader for utbygger, og en dårlig energiløsning.

Fjernvarmeselskapene bør jevnlig gjennomgå utstrekningen på sitt konsesjonsområde og levere tilbake areal hvor det ikke er realistisk med utbygging av fjernvarme. Dette vil bidra til mer oversiktlige planprosesser lokalt.

Departementet har vurdert nærmere energimyndighetenes behov for å ha et konsesjonssys-

tem for fjernvarme etter energiloven. Departementet ser ikke at dette behovet lenger er der. Energifaglige reguleringsbehov knyttet til fjernvarmeanlegg kan sikres gjennom generelle regler etter energiloven.

Regjeringen legger opp til å fjerne konsesjonsordningen for fjernvarme etter energiloven og gjennomføre nødvendige tilpasninger i regelverket. Dette vil også medføre endringer i plan- og bygningsloven. Regjeringen legger til grunn at endringene ikke skal være til hinder for forenklinger og reduserte byggekostnader.

Fjerningen av konsesjonsordningen vil klargjøre at kommunen spiller en sentral rolle i den videre utvikling av fjernvarme. I sammenheng med en fjerning av dagens konsesjonssystem for fjernvarme, må det vurderes hva som er hensiktsmessige tilpasninger i plan- og bygningsloven. Regjeringen vil også vurdere hvorvidt det fortsatt er grunnlag for å opprettholde dagens innretning av regelverket om tilknytningsplikt til fjernvarme.

Mindre, lokale varmeanlegg som forsyner flere bygg, ofte omtalt som nærvarmeanlegg, har vokst frem flere steder i landet, også i regi av landbruket. Slike anlegg kan benytte seg av lokale energikilder og være en god miljøvennlig varmeløsning.

Måleteknologien for vannbårne systemer er blitt mer nøyaktig og rimeligere enn før. Departe-

### **Boks 15.1 Kristiansand – spillvarme og kjøling fra sjø**

Kristiansand kommune har lagt til rette for utvikling av fjernvarme blant annet som et ledd i å fase ut oljefyring. Agder Energi Varme bygger og driver fjernvarmeanlegget.

Spillvarme fra Glencore Nikkelverk og varme fra avfallsforbrenning til Returkraft er de viktigste energikildene i fjernvarmen. Det brukes noe fossil olje til spisslast på kalde dager, som etter planen skal erstattes med bioolje i 2016. Det er også etablert et fjernkjøleanlegg basert på kaldt sjøvann.

Lavenergiboliger og passivhus tilknyttet systemet er utstyrt med forenklete vannbårne anlegg for å begrense kostnadene.

Med støtte fra Enova har Agder Energi Varme utviklet et rørsystem i bygg som kan levere både varmt tappevann og varme til oppvarming av rom. Dermed går kostnadene ved installasjon av vannbåren varme ned.

mentet vil komme tilbake med et forslag om individuell måling av fjernvarme og øvrig vannbåren varme og tappevann i bygg.

I anmodningsvedtak nr. 391 er regjeringen bedt om å vurdere virkemidler for å fase ut bruken av fossil olje i fjernvarme og gjøre fjernvarme mest mulig ressurseffektiv, jf. Innst. 192 S (2014–2015). Andelen fossil olje som brensel i fjernvarme har over tid vært synkende og fjernvarmebransjen er aktiv for å redusere bruk av fossil olje

til spisslast. Større vekt på utslippsreduksjoner i Enovas arbeid gjør at overgang fra fossil olje til fornybare ressurser blir viktig for Enova fremover.

Regjeringen ønsker å se anmodningsvedtaket om virkemidler for å fase ut bruken av fossil olje i fjernvarme i sammenheng med anmodningsvedtakene knyttet til forbud mot bruk av fossil olje til oppvarming i bygninger.



## 16 Mer effektiv og klimavennlig bruk av energi

### 16.1 Innledning

Et velfungerende og moderne energisystem er avgjørende for utviklingen av lavutslippssamfunnet. Regjeringen vil legge til rette for lønnsom produksjon av fornybar energi i Norge. Samtidig skal energibruken blir mer effektiv og klimavennlig. Utviklingen skal skje innenfor økonomiske og miljømessig bærekraftige rammer.

Store deler av energiforsyningen vår er allerede basert på fornybare energikilder. Norge har i dag en tilnærmet utslippsfri kraftsektor. Bruk av energi i transport, industri, olje- og gassutvinning og til oppvarming gir imidlertid fortsatt utslipp av klimagasser. Regjeringen vil utvikle og tilrettelegge energisystemet for en mer effektiv og klimavennlig bruk av energi i alle samfunnssektorer.

Regjeringen vil legge til rette for energieffektivisering. I Norge bidrar energieffektivisering i mindre grad til reduserte klimagassutslipp enn i land der energiforsyningen i større grad er basert på kullkraft og andre fossile energikilder. Effektiv bruk av energi kan likevel bidra til et mer økonomisk og miljømessig bærekraftig energisystem.

Energibruken og klimagassutslippene blir påvirket av en rekke samfunnstrender og myndighetsvirkemidler. EUs kvotesystem og avgifter på klimagassutslipp er de mest sentrale virkemidlene på klimaområdet, og bidrar til utslippsreduksjoner i sektorene som er omfattet.

På transportområdet påvirker de sentrale myndighetene utviklingen gjennom Nasjonal transportplan, avgifter på drivstoff og kjøretøy mv. Utviklingen av transportsystemene påvirkes også av de valgene som blir gjort i den lokale byutviklingen. Kommunal tilrettelegging for boligbygging og næringsvirksomhet påvirker reisevei og foretrukne reisemåte til arbeid og fritidsaktiviteter, og dermed selve transportbehovet. Smart areal- og transportplanlegging er avgjørende for effektiv og klimavennlig energibruk i transportsektoren.

Energibruken i bygningsmassen påvirkes av energiprisene, men også av de sentrale myndighetene gjennom byggeforskrifter, energiavgifter og krav til energieffektive apparater.

I industrien, som i stor grad inngår i EUs kvotesystem, blir det gjennom forurensningsloven stilt krav om bruk av best tilgjengelig teknologi, og i utslippstillatelser blir det stilt krav om å etablere energiledelse og utnyttelse av spillvarme.

Gjennom den helhetlige energipolitikken legger regjeringen til rette for tilgang på fornybar energi som er nødvendig for omstillingen til lavutslippssamfunnet.

Enova har en viktig rolle i innsatsen for at nye, energieffektive og klimavennlige teknologier skal få fotfeste i markedet og bli de foretrukne løsningene for fremtiden. Enovas overordnede mål skal være reduserte klimagassutslipp og styrket forsyningssikkerhet for energi, samt teknologiutvikling som på lengre sikt også bidrar til reduserte klimagassutslipp. Regjeringen vil sørge for at Enova blir best mulig rustet til å ta fatt på nye oppgaver.

Regjeringen mener styringsmodellen for Enova er avgjørende for en mest mulig effektiv utnyttelse av ressursene som blir stilt til rådighet for foretaket. For stor grad av politisk øremerking undergraver muligheten til effektiv måloppnåelse. Enova skal bidra til at energieffektive og klimavennlige løsninger på sikt blir kommersielt attraktive uten støtte.

Byggforskriftene og Enovas virksomhet er viktige virkemidler for å bedre energieffektiviteten i bygg. Energibruk i bygg må ses i sammenheng med det helhetlige energisystemet. Enovas ordning for støtte til enøk-tiltak i husholdninger er utvidet til 250 mill. kroner, gjort rettighetsbasert og kan utbetales som en del av skatteoppgjøret. I tillegg til støtteordningene, er det fastsatt nye energikrav til bygg. Nye bygg vil bli om lag 20–25 prosent mer energieffektive enn det som var kravet tidligere.

Regjeringen foreslår å fastsette et ambisiøst og kvantifiserbart nasjonalt mål for energieffektivisering. Målet er å redusere energiintensiteten (energibruk/BNP) med 30 prosent innen 2030. Målet skal bidra til at vi lykkes i å effektivisere bruken av energi ytterligere. Økt bruk av elektrisitet for å erstatte mindre klimavennlige energikilder må skje parallelt med at vi bruker elektrisiteten mer effektivt.

## 16.2 Enova

### 16.2.1 Enova bidrar til lavutslippssamfunnet

Enova er, i samspill med det øvrige virkemiddelapparatet, et sentralt virkemiddel i utviklingen av fremtidens energisystem og lavutslippssamfunnet. Enova har fått nye oppgaver og økte bevilgninger.

I tråd med Meld. St. 13 (2014–2015) om ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU, vil reduserte utslipp i transportsektoren, miljøvennlig skipsfart og utvikling av lavutslippsteknologi i industrien og ren produksjonsteknologi være viktige satsingsområder fremover. Norske bidrag til klimagassreduksjoner i ikke-kvotepliktig sektor er en del av den felles løsningen med EU. Enova skal bidra til en slik utvikling.

Gjennom støtte til utvikling og introduksjon av nye energi- og klimateknologier og -løsninger, er Enova med på å legge grunnlaget for en mer energieffektiv og klimavennlig industri i fremtiden. Enova er også med på å bidra til mer effektiv og klimavennlig transport gjennom støtte til enkelttiltak, innovasjon og infrastruktur.

Den nye styringsavtalen mellom Olje- og energidepartementet og Enova for perioden 2017–2020 skal reflektere en styrket satsing på klimaområdet. Prosjekter som gir reduserte klimagassutslipp prioriteres. Dette inkluderer også teknologiprojekter som kan gi reduserte klimagassutslipp globalt. På veien mot målet om å bli et lavutslippssamfunn er det samtidig viktig å ivareta forsyningssikkerheten for energi. Løsninger som gir fleksibilitet i energietterspørselen og redusert strømforbruk vinterstid bidrar til god forsyningssikkerhet.

I satsingen på teknologiutvikling vurderer Enova at det kan være hensiktsmessig å prioritere områder der vi allerede har særlig kompetanse. Norsk prosessindustri og maritim industri er eksempler på slike kompetansemiljøer i Norge.

### 16.2.2 En overordnet styring for en slagkraftig satsing

Regjeringen legger opp til at Olje- og energidepartementet inngår ny avtale med Enova for perioden 2017–2020 basert på den eksisterende styringsmodellen.

Regjeringen vil at Enova fortsatt skal ha stor faglig frihet til å utvikle virkemidler og tildele støtte til enkeltprosjekter. Departementets overordnede styring gjennom fireårige avtaler har gjort det mulig for Enova å utnytte foretakets

kunnskap og erfaring med de relevante markedene til å rette oppmerksomheten mot stadig nye satsingsområder. Basert på de årlige statsbudsjettene og styringsavtalen med Enova utarbeides også årlige oppdragsbrev. Styringsmodellen bidrar til effektiv utnyttelse av ressursene Enova har til rådighet. Modellen gir også Enova gode faglige rammer til å utvikle og revurdere virkemidler. Enovas innsikt og arbeidsform er viktig for å kunne angripe de viktigste barrierene for introduksjon og utbredelse av energi- og klimaløsninger, og drive frem markedsendringer som kan bli varige. For stor grad av politisk øremerking undergraver muligheten til effektiv måloppnåelse.

Finansieringsløsningen gjennom Energifondet har gitt god forutsigbarhet og fleksibilitet i Enovas arbeid. De langsiktige rammene gjør det mulig for Enova å gå inn i enkelte store prosjekter og mange forskjellige satsinger på enkeltområder. Stortinget har økt innskuddene i Fondet for klima, fornybar energi og energiomlegging (Klima- og energifondet) i 2014, 2015 og 2016. Fondet er nå på 67,75 mrd. kroner. Enova tilføres i 2016 over 2,3 mrd. kroner.

### 16.2.3 Overordnede mål for Enova

Regjeringen legger opp til at Enovas overordnede mål skal være reduserte klimagassutslipp og styrket forsyningssikkerhet for energi, samt teknologitvilling som på lengre sikt også bidrar til reduserte klimagassutslipp. Enova kan rekruttere prosjekter fra alle sektorer.

Olje- og energidepartementet vil vurdere nærmere hvordan kvantitative resultatmål på reduserte klimagassutslipp og styrket forsyningssikkerhet for energi kan utformes til bruk i neste styringsavtale med Enova. Sammen med kvalitative føringer vil de kvantitative resultatmålene legge rammer for virksomhetens innretning og arbeidsmåte. Målstrukturen skal legge til rette for god balanse mellom satsingene på forsyningssikkerhet og klima, samt mellom langsiktige og kortsiktige resultater.

Frem til i dag har det vært ett kvantitativt resultatmål fastsatt i TWh. Både produsert fornybar energi og spart energi har inngått i dette resultatmålet. Dette har gitt god bredde i Enovas virksomhet, og bidratt til energieffektivisering, varmeproduksjon og reduserte klimagassutslipp.

Departementet har god erfaring med dagens avtalefestede, kvantitative resultatmål. Gjeldende resultatmål har bygget opp under de overordnede målene, og har vært disiplinerende for virksomheten. Det kvantitative målet har også gitt godt

grunnlag for styringsdialogen mellom departementet og Enova.

Regjeringen ønsker å dreie oppmerksomheten i energipolitikken fra støtte til kjente produksjonsteknologier over mot innovasjon og utvikling av nye energi- og klimaløsninger tilpasset fremtidens behov. Enova skal bidra til økt hastighet og volum på innovasjon på området. Innovasjon begrenser seg ikke bare til utvikling av fysisk teknologi. I mange tilfeller er det hvordan teknologier brukes som representerer innovasjonen. Innovative prosjekter kan gi lave resultater i et fireårsperspektiv, men ha stor innovasjonshøyde og et betydelig potensial for spredning som kan gi energi- og klimareultat på lengre sikt.

Alene sier kvantitative resultater lite om hvordan Enova har innrettet virksomheten. Eventuelle kvantitative resultatmål bør settes i samspill med kvalitative føringer. På teknologiområdet er de kvalitative føringene særlig knyttet til spredningspotensial, risiko og innovasjonshøyde.

Innovasjonsprosjekter har høyere risiko enn prosjekter rettet mot mer modne teknologier. Høyere risiko innebærer at Enova må være beredt på at ikke alle innovasjonsprosjektene vil lykkes.

På alle områder må det settes krav til at Enovas virkemidler skal være utløsende for prosjekter, og at de skal sikte mot varige markedsendringer. Enova skal prioritere innsatsen der mulighetene for å påvirke utviklingen er størst, i godt samspill med det øvrige virkemiddelapparatet.

For å sikre godt samspill, skal Enova ha regelmessig kontakt med, og koordinere sin virksomhet med myndigheter som forvalter virkemidler og har relevant kompetanse av betydning for energi og klima. Koordinering mot Norges forskningsråd, Innovasjon Norge, Miljødirektoratet, Husbanken, Statens vegvesen, Kystverket, Norges vassdrags- og energidirektorat og Direktoratet for byggkvalitet er særlig relevant.

#### 16.2.4 Energieffektiv og klimavennlig industri

Regjeringen vil at Enova skal ha et bredt tilbud til utvikling av energi- og klimateknologi. Ett av regjeringens prioriterte innsatsområder i klimapolitikken, er utvikling av lavutslippsteknologi i industrien. Utvikling av ny energi- og klimateknologi i industrien er et stort og voksende arbeidsområde for Enova. De siste årene har Enova støttet en rekke nyskapende prosjekter innen industrien, blant annet innen kobberproduksjon, aluminiumsproduksjon, biokullproduksjon og ny smelteverksteknologi som gjør det mulig med bruk av

hydrogen i stedet for kull. Enova har også bidratt til at spillvarme utnyttes både til kraftproduksjon og varmeformål.

Investering i ny teknologi og innovasjon er ofte forbundet med stor risiko for investorene. Dersom aktører lykkes, er det også ønskelig at teknologien blir spredd i markedet så fort som mulig. Regjeringen mener det er viktig å bidra med risikoavlastning, da den samfunnsøkonomiske nytten ofte er større enn den privatøkonomiske i slike prosjekter.

Norge har omfattende virksomhet og stort kompetansemiljø innen en del industrier. Det kan være særlig gode muligheter for å lykkes med teknologiutvikling innen disse områdene, for eksempel knyttet til reduserte prosessutslipp. Regjeringen ser for seg at en satsing på energi- og klimateknologi i industrien kan bidra til reduserte klimagassutslipp når teknologien tas i bruk og spres, også i andre land.

Enova kan bidra til prosjekter både i eksisterende og nye industrier, samt i petroleumssektoren.

#### 16.2.5 En mer miljøvennlig transportsektor

Regjeringen har gitt Enova i oppdrag å bidra til reduserte klimagassutslipp i transportsektoren. Det eksisterer en rekke ulike virkemidler på dette området, og Enovas innsats fungerer i samspill med det øvrige virkemiddelapparatet. Enova skal være en pådriver for teknologiutvikling, som bidrar til reduserte klimagassutslipp også på transportområdet.

Enova har allerede lansert sin strategi for støtte til ladeinfrastruktur for elbiler og gitt tilsagn om støtte til bygging av de første ladestasjonene. De har utformet satsingen slik at den bygger opp under markedet for ladetjenester og bygger ned de identifiserte barrierene. Enova har også lansert et program for produksjon av bærekraftig biodrivstoff, og gitt tilsagn til et hydrogenprosjekt under programmet for ny energi- og klimateknologi i transport.

Norge har et sterkt kompetansemiljø og virksomhet i hele næringskjeden i maritim sektor, med verftsindustri og omfattende rederivirksomhet. Dette er næringer som er internasjonalt orientert. På samme måte som for industrisatsingen under Enova, kan det være gode muligheter for å lykkes med energi- og klimateknologiprojekter på dette området.

Regjeringen vil at Enova skal prioritere innsatsen der mulighetene for å påvirke utviklingen er størst, i et godt samspill med det øvrige virkemid-



Figur 16.1 Elektrisk ladeinfrastruktur i Norge.

En grunnleggende hurtigladeinfrastruktur muliggjør langdistansereiser med elbiler. Gjennom støtte fra Enova vil det innen utgangen av 2017 være på plass et sammenhengende ladetilbud langs de viktigste transportkorridorene i Norge.

Kilde: Enova

delapparatet. Det er opp til Enova å utvikle virkemidler som investeringsstøtte, anbudskonkurranser og informasjonsaktivitet avhengig av hvilke barrierer som blir avdekket.

I forbindelse med statsbudsjettet for 2016 fattet Stortinget følgende vedtak, jf. Innst. 2 S (2015–2016): «Stortinget ber regjeringen i forbindelse med ny avtale og mandat for Enova rettighetsfeste støtten til offentlig tilgjengelig ladeinfrastruktur for el-bil frem til 2020. Støtten vil ikke gjelde for privatpersoner. Enovas program for utrulling av hurtigladere i transportkorridorene mellom byene videreføres etter dagens prinsipper.»

Videre har Stortinget fattet følgende vedtak, jf. Innst. 78 S (2015–2016): «Stortinget ber regjeringen sørge for at utvikling av ny og umoden teknologi for utslippsreduksjoner i skipsfarten tillegges vekt i utarbeidelsen av ny avtale og mandat for Enova.»

Departementet vil følge opp Stortingets vedtak i forbindelse den kommende avtaleforhandlingen med Enova.

### 16.3 Landstrøm

I Innst. 147 S (2014–2015) vedtok Stortinget følgende: «Stortinget ber regjeringen i samarbeid med havneeierne lage en helhetlig plan for økt bruk av landstrøm i norske havner, herunder finansiering og virkemidler for å oppnå dette», jf. vedtak 389.

Regjeringen vil legge til rette for bruk av landstrøm i norske havner. Enova skal være med på å bygge opp under en markedsbasert utvikling av landstrøm. Det er aktuelt å tilby investeringsstøtte i en overgangsperiode. Det ilegges lav sats på elavgift ved kjøp av landstrøm til skip

I dag benyttes normalt fossile drivstoff til å drifte systemene i skip mens de ligger til havn. Dette gir utslipp av CO<sub>2</sub> og påvirker lokal luftkvalitet negativt. Landstrøm innebærer at skip driftes med elektrisitet fra land mens de ligger til kai. For at skip skal kunne kobles til landstrøm, må det etableres anlegg på land og fartøyene må tilrettelegges for denne type energiforsyning. Det er utviklet internasjonale, tekniske standarder som

skal være med å sikre at skip skal kunne benytte landstrøm i ulike havner.

I mange havner er det tilgang på lavspent landstrøm. Dermed ligger det allerede til rette for å bruke landstrøm på fiskebåter, ferger og mindre lastefartøy. Dersom fartøy med større effektbehov skal kunne benytte landstrøm, må det installeres anlegg med høyere spenning. Av hensyn til skipenes elektriske anlegg, må det ofte installeres en omformer på landstrømanleggene slik at frekvensen blir 60 Hz. Det norske og europeiske kraftsystemet har en frekvens på 50 Hz.

Landstrøm kan i tillegg utløse behov for å øke kapasiteten i strømmettet på land. De lokale nettselskapene har plikt til å tilby tilgang til nettet. Nettselskapene kan kreve anleggsbidrag dersom skipenes etterspørsel etter strøm utløser nye investeringer i kraftnettet.

For å sikre en god fremdrift i prosjektene, må utbyggerne av landstrømanlegg ha tett dialog med det lokale nettselskapet. Utbyggerne bør også ta tidlig kontakt med de ansvarlige for kraftsystemplanleggingen slik at det nye mulige effektuttaket blir registrert.

Havneselskapene og deres eiere, hovedsakelig kommuner, er ansvarlig for infrastruktur i havner. Kommunene kan ha interesse av å etablere et tilbud om landstrøm i kraft av at de er forurensningsmyndighet for lokal luftkvalitet. I tillegg er havnene definert som anleggseiere i forurensningsforskriftens kap. 7 om lokal luftkvalitet. Anleggseiere har i henhold til forskriften ansvar for utslipp knyttet til sin aktivitet og må iverksette tiltak om utslippene blir for høye.

Kostnadene ved å etablere et tilbud om landstrøm på skip er i hovedsak knyttet til investeringene i landanlegg og modifiseringer av skip. Lønnsomheten er avhengig av hvor mange som benytter seg av anleggene og differansen mellom prisen på ordinært drivstoff og prisen på landstrøm. Investeringene i skip og landanlegg må tjenes inn over tid.

Enova har kartlagt markedsgrunnlaget for landstrøm i norske havner. Kartleggingen viste at markedsgrunnlaget for landstrøm i stor grad avhenger av liggetid, antall skip og deres størrelse. Bergen, Oslo og Stavanger har havner med størst potensial.

Regjeringen legger opp til at satsingen på landstrøm skal være markedsbasert. Det innebærer at markedsaktører skal eie og drifte anleggene. Trolig vil det være havneselskaper som er vertskap for skipene, men det kan også være andre. Det innebærer også at de havnene og fartøystypene med størst potensial skal prioriteres.

Enova skal være med på å bygge opp under en markedsbasert utvikling av landstrøm. Tidligere hadde Transnova programmer innen miljøvennlig transport, mens Enova var avgrenset til stasjonær sektor. Landstrøm falt dermed under både Enovas og Transnovas mandat. Med utvidelsen av Enovas mandat til å omfatte transportsektoren la regjeringen opp til en mer helhetlig og koordinert virkemiddelbruk på området.

I november 2015 utlyste Enova en anbudskonkurranse for havneeiere eller andre som ønsker å etablere landstrømanlegg. Rederier som ønsker å bygge om skip slik at de kan kobles til landstrømanlegg, kan søke investeringsstøtte gjennom Enovas programmer for energitiltak i skip.

Som ledd i arbeidet med å legge til rette for økt bruk av landstrøm i norske havner, ble elavgiften satt ned fra ordinær til redusert sats for landstrøm til skip.

#### **16.4 Energibruk i bygg blir mer effektiv**

Energiavgifter, reguleringer, støtteordninger og teknologiutvikling påvirker utviklingen i energibruk i bygg og dermed også energisystemet. Ved utforming av virkemidler som påvirker energibruk i bygg vil regjeringen blant annet legge vekt på hvordan byggsektoren samspiller med energisektoren.

Energibruken i bygg er størst om vinteren. Dette reiser problemstillinger, ikke bare knyttet til den samlede energibruken i bygg, men også hvordan energibruken i bygningsmassen påvirker effektsituasjonen i timene med størst elforbruk i landet. Nye bygg skal stå lenge, og valg av energieffektive løsninger nå bidrar til å bestemme nivået på energibruken og hvilken fleksibilitet vi har i energisystemet frem i tid. Nye bygg utgjør om lag 1–2 prosent av bygningsmassen per år.

Regjeringen har skjerpet energikravene i byggt teknisk forskrift (TEK 10) til passivhusnivå, i tråd med klimaforliket. Energiforbrukene ble strammet til med 20–25 prosent fra 2016. Energiforbruket i nye boliger er nå bortimot det halve av gjennomsnittlig energibruk i eksisterende boliger. I byggt teknisk forskrift er det også lagt inn krav til fleksible oppvarmingsløsninger.

Vi har strenge krav til energibehov i bygninger. På enkelte områder kan vi nærme oss en grense der ytterligere innskjerping kan være u hensiktsmessig med dagens kostnadsnivå og teknologier. Det er en rekke hensyn som må vurderes når energikravene skal videreutvikles, som blant annet byggekostnader, driftskostnader,



Figur 16.2 Energieffektive bygg.

Energibruk i bygg står for om lag 40 prosent av netto innenlandsk energibruk i Norge. Gjennom sin støtte til forbildeprosjekter, her representert ved Norsk institutt for naturforskings kontorbygg i Trondheim, bidrar Enova til uttesting av innovative energieffektive løsninger for fremtidens bygg.

Kilde: Enova

energikravenes påvirkning på øvrige byggkvaliteter og samspillet med energisystemet.

Det er et potensial for energieffektivisering i eksisterende bygg, men dette er utfordrende å utløse. Det er i forbindelse med ulike rehabiliteringsprosjekter at eldre bygg gjerne får en mer energieffektiv bygningskropp. Det stilles energikrav i byggteknisk forskrift ved omfattende rehabilitering og Enova har virkemidler for energieffektivisering i eksisterende bygg.

Både i nye bygg og i eksisterende bygg kan det være aktuelt å installere energiløsninger for egenproduksjon i bygget. Tradisjonelt har fyring med fossil olje og ved fungert godt i samspill med kraftsystemet og bidratt til å begrense effektbelastningen. I løpet av de siste 20 årene er bruken av fossil olje til oppvarming i bygg betydelig redusert. Utslippene knyttet til energibruk i bygg er derfor lave i Norge. Regjeringen arbeider med å fase ut fyring med fossil olje i bygg.

Generelt er energiløsninger som kan levere full effekt vinterstid å foretrekke, som fjernvarme og lokale varmesentraler basert på bioenergi eller væske-vann-varmepumper. Energieffektiviserings tiltak på bygningskroppen, som isolasjon, vil gi redusert belastning på vinteren. Elektrisitetsbaserte energiløsninger vil kreve effekt i de mest krevende timene en kald vinterdag. Fordi elektrisitetsbaserte løsninger for egenproduksjon og passive tiltak på bygningskroppen gir ulike konsekvenser for kraftsystemet, fremstår de ikke som

likestilte i reguleringer som omhandler energieffektivitet og energiforsyning i bygg.

De siste årene har prisen på solceller falt betydelig, slik at det i noen tilfeller kan være aktuelt å produsere egen elektrisitet. Utviklingen gjør at land som tradisjonelt har hatt en svak energiforsyning kan tenkes å i større grad basere energisystemene sine på egenproduksjon hos sluttbruker.

I Norge er det ikke noe mål i seg selv å frikoble bygningene fra det felles kraftsystemet. Det vil ikke være kostnadseffektivt.

#### 16.4.1 Energimerkeordningen for bygninger og ordningen for energivurdering av tekniske anlegg

Regjeringen tar sikte på å overføre den videre driften og utviklingen av energimerkeordningen for bygninger fra NVE til Enova. Overføringen inkluderer også ordningen for energivurdering av tekniske anlegg. Tilsynsaktiviteten knyttet til ordningen vil fortsatt bli ivaretatt av NVE.

Energimerkeordningen har skapt oppmerksomhet om energieffektivisering i bygg. Regjeringen vil videreutvikle ordningen og se den i sammenheng med andre virkemidler. Ordningen kan for eksempel gi gevinster i samspill med Enovas informasjonsvirksomhet og programutvikling.

Energimerkeordningen for bygninger og ordningen for energivurdering av tekniske anlegg har vært i drift siden 2010. Innretningen på energimerkeordningen ble valgt for å gi en indikasjon på hvor mye energi brukerne av bygget trenger å kjøpe til drift av bygget. Denne innretningen medfører at enkelte energiløsninger for egenproduksjon i bygget gir bedre uttelling på energikarakteren enn kollektive energiløsninger som leverer til bygget. Energimerket inkluderer også en oppvarmingskarakter som har fått lite oppmerksomhet relativt til energikarakteren.

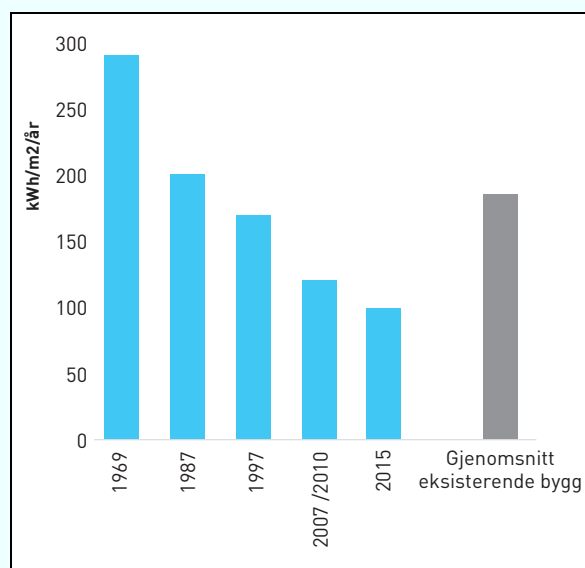
Etterlevelsen av kravet om energimerking er høy i boligmarkedet, trolig grunnet at boligeiere enkelt kan energimerke sin bolig gratis på internett. Etterlevelsen er lavere i markedet for yrkesbygg og for kravet om energivurdering av tekniske anlegg.

Departementet vil gjennomgå energimerkeordningen med sikte på å gjøre ordningen enda bedre enn i dag. En slik gjennomgang vil blant annet ta for seg virkninger i markedet og innretningen av ordningen.

### Boks 16.1 Energibruk i bygg

Byggsektoren står for om lag 40 prosent av netto innenlands energibruk i Norge. Bygningsmassens tekniske standard har mye å si for energibruken. Gjennom byggt teknisk forskrift (TEK) settes det blant annet minimumskrav som begrenser varmetapet gjennom tak, vegger og vinduer og krav til effektiviteten i ventilasjonssystemer. TEK gjelder for nye bygg og større rehabiliteringer. Det har skjedd en betydelig innstramning av energikravene de senere år, se figur 16.3. Kravene ble strammet til med 25 prosent i 2007 og ytterligere 20–25 prosent fra 1. januar 2016. Kravet er nå at energibehovet ikke skal overstige 100 kWh/m<sup>2</sup>/år + arealkorrigering (1600/m<sup>2</sup> oppvarmet BRA) i småhus, 95 kWh/m<sup>2</sup>/år i boligblokker og 115 kWh/m<sup>2</sup>/år i kontorbygg. Til sammenligning er beregnet gjennomsnittlig energibruk i norske boliger om lag 185 kWh/m<sup>2</sup>/år. Det faktiske forbruket vil ofte være høyere enn det beregnede, men virkningen av tilstramningene er likevel betydelig.

Virkingen av tilstramningene i energikravene vil akkumuleres over tid. Fordi bygg står lenge, får tekniske krav utforming konsekvenser for energibruk i mange år etter at bygget er ferdig. NVE estimerer at det vil komme 98 mill. kvadratmeter med ny bygningsmasse frem mot 2030.<sup>1</sup> Med utgangspunkt i de beregnede besparelsene som følger av innstramningen fra 1.1.2016, vil kravene gi energisparing på totalt om lag 18 TWh frem til 2030.



Figur 16.3 Illustrasjon av utviklingen i energieffektivitetskrav til småhus i kWh/m<sup>2</sup>/år, 1969–2015.

Tallene for de ulike søylene er ikke fullt ut sammenlignbare  
Kilde: TEK 1969 og 1987: «Kostnadsoptimalitet – Energiregler i TEK», Multiconsult og Sintef 2012. TEK 1997: Sintef. TEK 2007, 2010 og 2015: DiBK/KMD. Beregnet gjennomsnittlig energibruk i eksisterende bygg: Enova.

<sup>1</sup> Inkluderer ikke industribygg.

## 16.5 Et ambisiøst mål for energieffektivisering

### 16.5.1 Innledning

Regjeringen foreslår å fastsette et ambisiøst nasjonalt mål for energieffektivisering. Et mål vil bidra til mer oppmerksomhet om utviklingen i energieffektiviteten, energibruken og drivkreftene bak.

### 16.5.2 Nasjonalt mål for energieffektivisering

Energipolitikken bør legge til rette for at energibruken skal være effektiv, uavhengig av det samlede energibruksnivået i økonomien. Målet for energieffektivisering skal være tilpasset en økonomi som vokser.

I fastsettelsen av mål og tiltak knyttet til energieffektivisering, er det viktig å skille mellom energibruk og energieffektivitet. Energieffektivitet er et mål på hvor effektivt energien brukes til et nærmere angitt formål, f.eks. hvor mye energi som brukes til å produsere et bestemt produkt, eller utføre en tjeneste. Økt økonomisk aktivitet leder gjerne til økt energibruk, men økt total energibruk er ikke nødvendigvis et tegn på lavere effektivitet.

Det er mange forhold som påvirker energibruken. Utviklingen i energibruken er først og fremst avhengig av de generelle utviklingstrekkene i samfunnet, som befolkningsvekst, økonomisk vekst og teknologisk utvikling. Sammenhengen mellom energibruk og økonomisk vekst (energiintensiteten) har avtatt over tid. Dette følger blant annet av ny teknologi som gjør det mulig å løse

### Boks 16.2 Fremskrivninger av energiintensiteten

SSB har for departementet utarbeidet en langsiktig fremskrivning av energiintensiteten i Norge. Makroøkonomiske modeller gir oss mulighet til å kartlegge samspillet mellom utvikling i energibruk og utvikling i befolkning, økonomisk aktivitet, teknologi og næringssettingsning. Utgangspunktet for analysen er referansebanen som ligger til grunn for den siste perspektivmeldingen, jf. Meld. St. 12 (2012–2013).

Modellfremskrivningene fanger ikke opp effekter av eventuell ny politikk og nye virkemidler, men viderefører effektene av den eksisterende politikken. Eksempelvis er de siste endringer i byggeteknisk forskrift, styrkingen av Enova og utviklingen i transportsektoren ikke reflektert i fremskrivningene i perspektivmeldingen.

I fremskrivningene er det lagt til grunn en økning i befolkningen fra 5 mill. innbyggere i 2013 til rundt 5,9 mill. i 2030. Dette er i tråd med «mellomalternativet» i SSBs befolkningsfremskrivning fra juni 2012. Teknologiutviklingen er gitt ved en produktivitetsvekst på 1,6 prosent

per år. Modellen følger nasjonalregnskapets definisjoner for økonomisk aktivitet, noe som medfører at det er energiregnskapet til SSB (inkludert husholdningene) som er grunnlaget for energidelen i modellen. Energibruken omfatter netto innenlands sluttforbruk eksklusiv råstoff og energibruken i kraft- og vannforsyning og petroleumssektoren.

Det forventes at økonomisk aktivitet og befolkningsvekst vil føre til videre vekst i energibruken. Mer energieffektiv teknologi og en relativt høyere vekst i mindre energiintensive sektorer vil fortsatt bidra til å bremse denne veksten.

De siste 15 årene har energiintensiteten (energibruk/BNP) falt med 30 prosent. Basert på fremskrivningene, kan det legges til grunn en fortsatt reduksjon i energiintensiteten de neste 15 årene (2030), men ikke like sterk som før. I den siste perspektivmeldingen er det lagt til grunn en noe lavere produktivitetsvekst enn det som er registrert de foregående 15 år. Fremskrivningene tilsier en reduksjon i energiintensiteten på 25 prosent fra 2016 til 2030.

oppgaver og utnytte energiressursene mer effektivt. En del tunge samfunnstrender har også bidratt til å begrense energibruken. Lite energiintensive næringer, som tjenesteytende sektor, har vokst raskere enn de energiintensive industrinæringene. Noe energiintensiv industri er nedlagt.

I hvilken grad vi som samfunn blir bedre til å ta i bruk energien mer effektivt, er utfordrende å måle. For å fastsette et nasjonalt mål for energieffektivisering, må det brukes en felles måleenhet for ytelse på tvers av hele økonomien. Regjeringen foreslår derfor å bruke energiintensitet som mål på energieffektivitet. Energiintensitet er en vanlig brukt måleenhet og uttrykkes her som netto innenlands energibruk<sup>1</sup> delt på bruttonasjonalprodukt (BNP) for Fastlands-Norge. Et slikt mål tar innover seg ulike forhold som påvirker energibruken og er mer egnet enn et mål uttrykt i absolutte termer, f.eks i TWh. Målet for energieffektivisering skal ikke legge restriksjoner på fremtidig verdiskaping og velferd.

Regjeringen foreslår et mål om forbedring i energiintensiteten frem mot 2030 som er like sterk som det vi har sett de siste femten år, det vil si 30 prosent sammenlignet med 2015. Dette er en forbedring som er høyere enn den som følger av fremskrivningene presentert i Perspektivmeldingen 2013, jf. boks 16.2.

Å ivareta en effektiv ressursbruk ligger til grunn for beslutninger på alle samfunnsområder. Dette har også positive virkninger på energieffektiviteten. Velfungerende markeder og priser som reflekterer samfunnsøkonomiske kostnader og nytte, danner det viktigste grunnlaget for energieffektivitet. Regjeringen bidrar til energieffektivisering frem mot 2030 gjennom en bredt anlagt politikk og godt tilrettelagte virkemidler. Regjeringen legger opp til å orientere om utviklingen i energiintensiteten i den årlige budsjettproposisjonen. Med jevne mellomrom vil det også være aktuelt å analysere utviklingen nærmere, blant annet gjennom å dekomponere effekten av de mest sentrale drivkreftene.

<sup>1</sup> Uten råstoff og energibruk i kraft- og vannforsyning og petroleumssektoren



## 16.6 Forbud mot fossil olje til oppvarming i bygg

---

Regjeringen arbeider med utforming av et forslag til forbud mot fyring med fossil olje i boliger og til grunnlast i øvrige bygg i 2020. Regjeringen vurderer om forslaget til forbud også bør omfatte spisslast i alle bygg. Regjeringen vil se på virkemidler for å fase ut bruken av fossil olje i fjernvarme i sammenheng med forslaget.

I forbindelse med klimaforliket fra 2012, jf. Innst. 390 S (2011–2012), ba Stortinget regjeringen om å innføre et forbud mot fyring med fossil olje i husholdninger og til grunnlast i øvrige bygg i 2020. Stortinget har senere bedt regjeringen vurdere å utvide forbudet til også å omfatte topplast, jf. Innst. 147 S (2014–2015), og om å komme tilbake til Stortinget med forslag om virkemidler for å fase ut fossil olje i fjernvarme og gjøre fjernvarme mest mulig ressurseffektiv, jf. Innst. 192 S (2014–2015).

## 16.7 Overgang fra fossile til fornybare energikilder

---

### 16.7.1 Innledning

I forbindelse med behandlingen av Dokument 8:10 S (2014–2015), Innst. 147 S (2014–2015) fattet Stortinget følgende anmodningsvedtak: «Stortinget ber regjeringen legge frem en sak om hvordan fossil energibruk i Norge kan erstattes med fornybare energikilder som tilpasning til lavutslippssamfunnet.»

En energipolitikk som legger til rette for lønnsom utbygging av fornybar energi og en klimapolitikk som priser utslipp slik at fossil energi fortsetter å bli gradvis faset ut bidrar til en effektiv overgang fra fossile til fornybare energikilder. Regjeringen legger i denne stortingsmeldingen frem en helhetlig energipolitikk, som samlet sett skal bidra til forsyningssikkerhet, næringsutvikling og mer effektiv og klimavennlig energibruk. Politikktutforming på alle disse områdene skal legge til rette for en fortsatt overgang fra fossil til fornybar energi.

Stortingsmeldingen gir en gjennomgang av status for bruk av fossil og fornybar energi i Norge, og utviklingen de senere årene, jf. kap. 2. Andelen fornybar energi i det norske energiforbruket er i dag meget høy, med et nivå på 69,2 prosent i 2014. Fornyarandelen har økt vesentlig de siste 10 årene.

Utslippene fra energibruk i Fastlands-Norge har blitt redusert siden 1990. Bruken av fornybar

elektrisitet, fjernvarme og bioenergi har økt, og sammensetningen av fossilbruken har endret seg. Den norske energibruken har som følge av dette blitt mindre CO<sub>2</sub>-intensiv og mer energieffektiv.

Det er fortsatt utstrakt bruk av fossil energi i enkelte sektorer i Norge. Bruken av fossil energi er størst i transport, etterfulgt av industrien. Andre sektorer med høy andel fossilbruk er fiske, landbruk og anleggsvirksomhet. Volumene er imidlertid små, og knyttet til bruk av maskiner og transportformål.

### 16.7.2 Regjeringens strategi for å erstatte bruk av fossil energi med fornybar energi

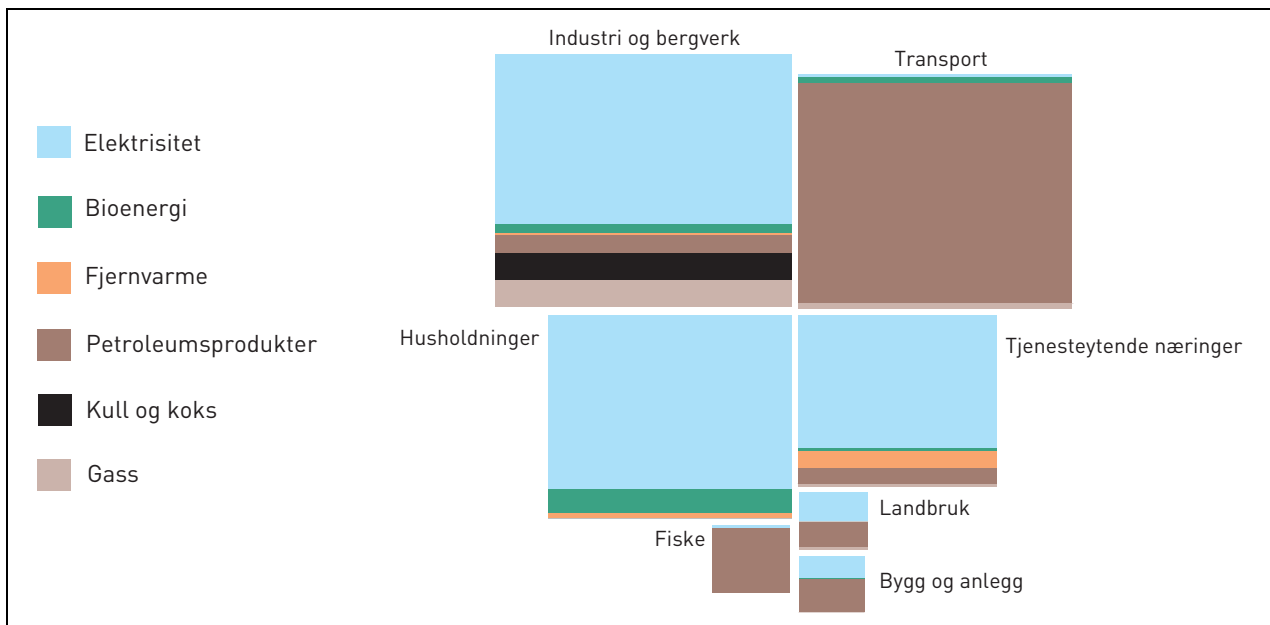
Regjeringen legger til rette for lønnsom utbygging av fornybar energi og mer effektiv og klimavennlig bruk av energi i Norge gjennom politikken for fremtidens energisystem, jf. omtalen i kap. 16–19. Det vises også til Meld. St. 13 (2014–2015) om ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU. Utslippsreduksjoner i ikke-kvotepiktig sektor blant annet gjennom reduserte utslipp i transportsektoren og miljøvennlig skipsfart vil være viktige satsingsområder. I tillegg er utvikling av lavutslippsteknologi i industrien og ren produksjonsteknologi frem som prioriterte satsingsområder.

Enova er en viktig del av virkemiddelbruken på disse områdene. Regjeringen mener styringsmodellen for Enova er avgjørende for en mest mulig effektiv utnyttelse av ressursene til disse formålene. Enovas overordnede mål skal være reduserte klimagassutslipp og styrket forsyningsikkerhet for energi, samt teknologiutvikling som på lengre sikt også bidrar til reduserte klimagassutslipp. Dette vil reflekteres i den nye styringsavtalen mellom Olje- og energidepartementet og Enova for perioden 2017 til 2020.

#### *Energiforsyningsens rolle – tilgang på fornybar kraft og et sikkert overføringsnett*

Energiforsyningen i Norge er i stor grad basert på fornybare energikilder og gir et gunstig utgangspunkt for omstillingen til lavutslippssamfunnet. Den norske kraftforsyningen er i all hovedsak basert på vannkraft som vil spille en viktig rolle i fremtidens energisystem. Vannkraftens egenskaper danner grunnlag for å satse på annen fornybar uregulerbar produksjon og utslippsreduksjoner i Norge og i andre land.

Perspektivene for kraftbalansen i årene fremover tilsier at det er nok tilgang på kraft til en bety-



Figur 16.4 Sammensetning av energibruken i Norge. Innenlandsk energibruk utenom råstoff.

Kilde: SSB

delig overgang fra fossile energikilder til elektrisitet. NVE har beregnet behovet for elektrisitet som følge av en del- eller helelektrifisering av transportsektoren. Hvis det forutsettes at all personbiltransport elektrifiseres, vil dette kreve om lag 7 TWh/år med dagens bilpark. En slik økning i etterspørselen er innenfor det vårt kraftsystem kan produsere, både på kort og lang sikt. Utvides beregningen til all veitransport tilsier elektrifiseringen et kraftforbruk på i underkant av 12 TWh/år.

Nye forbruksområder for elektrisitet, økt effektuttak og større ladebehov kan imidlertid gi utfordringer for kraftsystemet, jf. kap. 9 og 10. En fortsatt velfungerende og effektiv kraftforsyning er en forutsetning for en fortsatt overgang til bruk av elektrisitet i nye anvendelser eller som erstatning for fossil energi. Regjeringen vil styrke forsyningssikkerheten slik at kraftsystemet kan håndtere nye bruksområder for elektrisitet, økt bruk av lading i transportsektoren, mer bruk av energieffektivt utstyr og slik at mer fornybar kraftproduksjon kan fases inn, jf. kap. 15.

Regjeringen vil legge til rette for å erstatte fossil energibruk med fornybar energi gjennom å

- bedre det langsiktige grunnlaget for lønnsom utnyttelse av de fornybare energiressursene
- styrke transmisjonsnett og underliggende nett
- legge til rette for ny teknologi og utviklingen av nye markedsløsninger som bidrar til å styrke forsyningssikkerheten
- legge til rette for fortsatt markedsintegrasjon og omstilling i den europeiske kraftsektoren

#### Husholdninger og tjenesteyting

I løpet av de siste 20 årene er bruken av fossil olje til oppvarming i bygg blitt betydelig redusert, og elektrisitet står for store deler av forbruket i husholdninger og tjenesteyting, jf. kap. 2. Forbruket i disse sektorene utgjør en svært liten andel av den norske bruken av fossile energikilder. Fra og med 2016 er det forbudt å installere varmeinstallasjoner for fossilt brensel i nye bygg. Dette vil bidra til at det stasjonære forbruket i disse sektorene i årene fremover i hovedsak vil være basert på fornybar energi.

Regjeringen vil legge til rette for at den siste delen av bruken av fossil olje fases ut i husholdninger og tjenesteyting gjennom å

- utforme et forslag til forbud mot fyring med fossil olje i husholdninger og til grunnlast i øvrige bygg i 2020
- vurderer om forslaget til forbud også bør omfatte spisslast i alle bygg
- se på virkemidler for å fase ut bruken av fossil olje i fjernvarme i sammenheng med forslaget til forbud mot bruk av fossil olje til oppvarming i bygg

#### Transport

Transportsektoren står for den største bruken av fossil energi innenlands med et forbruk på nærmere 53 TWh. De siste årene har det vært en økende bruk av elektrisitet. Regjeringen har gitt Enova i oppdrag å bidra til reduserte klimagassut-

slipp i transportsektoren. Det finnes også en rekke andre virkemidler som bidrar til å redusere utslippene fra transportsektoren. Enova skal være en pådriver for å ta i bruk og utvikle nye energi- og klimateknologier. Enova har lansert en rekke programmer på transportområdet som kan legge til rette for utfasing av fossil energi fra transportsektoren. Enova har blant annet lansert sin strategi for støtte til ladeinfrastruktur for elbiler og gitt tilsagn om støtte til bygging av de første lade-stasjonene. I tillegg har Enova og lansert et program for produksjon av bærekraftig biodrivstoff.

Regjeringen vil

- bidra til reduserte klimagassutslipp fra transportsektoren gjennom Enova
- legge til rette for landstrøm i flere norske havner
- sørge for at utvikling av ny og umoden teknologi for utslippsreduksjoner i skipsfarten tillegges vekt i utarbeidelsen av ny avtale og mandat for Enova
- følge opp Stortingets vedtak om rettighetsfestet støtte til offentlig tilgjengelig ladeinfrastruktur for elbil

### Industri

Industriens bruk av fossile energikilder tilsvarte om lag 19 TWh i 2014. Denne energibruken er i stor grad knyttet til industrielle prosesser. Andelen elektrisitet, fjernvarme og gass har økt de senere årene, og erstattet noe av de tyngre fossile energikildene som kull, koks og olje.

Tilgangen på fornybar kraft har vært avgjørende for at norsk industri har en langt høyere bruk av fornybar energi enn industrien i andre land. Den videre utviklingen av energi- og kraftforsyningen har stor betydning for industriens muligheter til fortsatt verdiskaping basert på norske fornybarressurser.

Det finnes en rekke virkemidler som bidrar til å redusere utslippene i industrien. Utvikling av ny energi- og klimateknologi i industrien er et stort og voksende arbeidsområde for Enova. De siste årene har Enova støttet en rekke nyskapende prosjekter innen industrien, blant annet innen kobberproduksjon, aluminiumsproduksjon og ny smelteverksteknologi som tilrettelegger for bruk av hydrogen i stedet for kull. Enova har også bidratt til at spillvarme kan utnyttes både til kraftproduksjon og varmeformål.

Petroleumssektoren er omfattet av både CO<sub>2</sub>-avgift og EUs kvotesystem. Ved alle nye feltutbyg-

ginger på norsk sokkel blir det stilt krav om at det skal legges frem en oversikt over energimengde og kostnader ved å benytte kraft fra land fremfor å bruke gassturbiner. Dette for å sikre at kraft fra land blir valgt når det er hensiktsmessig.

Enova har de siste årene rettet oppmerksomhet mot petroleumssektoren. I dialog med de ulike virksomhetene, ønsker Enova å bidra til økt energieffektivisering i sektoren. DEMO 2000 skal bidra til å kommersialisere ny teknologi gjennom støtte til kvalifisering av teknologier og gjennomføring av pilot- og demoprojekter. Tiltaket skal også bidra til at mer miljøvennlig og energieffektiv teknologi blir demonstrert.

Regjeringen bidrar til overgang fra bruk av fossil til fornybar energi gjennom

- å legge til rette for at tilgangen på fornybar kraft fortsatt skal være et konkurransefortrinn for norsk industri
- Enovas satsing på ny energi- og klimateknologi
- at petroleumssektoren er underlagt både CO<sub>2</sub>-avgift og kvoteplikt
- DEMO 2000 sine bidrag til mer miljøvennlig og energieffektiv teknologi

### Forskning og utvikling

Regjeringen satser tungt på forskning og utvikling innenfor fornybar energi, energieffektivisering og CO<sub>2</sub>-håndtering og har styrket denne satsingen i 2016-budsjettet. Det samme gjelder petroleumsforskning for mer effektiv og miljøvennlig utvinning av petroleumsressursene.

Klima, miljø og miljøvennlig energi er hovedprioriteter i regjeringens langtidsplan for forskning og høyere utdanning. I tillegg til forskning på miljøvennlige energiteknologier dekker dette også forskning innenfor energi til transportsektoren. Forskningsmidler skal også bidra til å dekke forvaltningens behov for kunnskap om utfordringer og løsninger knyttet til energi og klima.

Regjeringen vil

- legge til rette for en sømløs virkemiddelbruk i alle deler av innovasjonskjeden
- styrke satsingen på forskning og utvikling rettet mot fornybar energi, energieffektivisering og CO<sub>2</sub>-håndtering, med særlig fokus på å videreutvikle næringsrettede virkemidler i grenseflaten mellom teknologiutvikling og marked
- satse på forskning og utvikling av teknologier innenfor produksjon, lagring og bruk av hydrogen som energibærer
- følge opp Stortingets vedtak om en støtteordning for hydrogen i Enova

## 17 Effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser gir grunnlag for næringsutvikling og verdiskaping

### 17.1 Innledning

---

Norge skaper store verdier basert på energiresursene våre. De fornybare energiresursene gir grunnlag for næringsutvikling og verdiskaping. I dag er Norge den største vannkraftprodusenten i Europa og syvende største i verden. Ett av regjeringens prioriterte innsatsområder i klimapolitikken er å styrke Norges rolle som leverandør av fornybar energi.

Fornybarnæringen i Norge er viktig. Næringen sysselsetter totalt om lag 20 000 årsverk i hele landet, inkludert sysselsettingen innen nettvirksomheten. Fornybarnæringen vil fortsette å være en helt sentral næring i Norge i den videre overgangen til mer klimavennlig energibruk i Norge og Europa. Leveransene av fornybar energi er grunnleggende for positiv utvikling i annen industri og næringsliv.

Regjeringen vil legge til rette for at vi kan utvikle og fortsatt dra nytte av konkurransefortrinnene våre innen foredlingen av de fornybare energiresursene. Velfungerende markeder skal gi effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser som gir grunnlag for næringsutvikling og verdiskaping. Den regulerbare vannkraften, utstrakt bruk av elektrisitet til mange formål og tidlig markedsomlegging av kraftsektoren gir fortrinn i et Europa som skal gå i samme retning.

Regjeringen vil styrke et allsidig og bredt norsk næringsliv, og legge bedre til rette for privat eierskap. Et mer mangfoldig aktørbilde vil gjennom økt konkurranse bidra til rasjonell utviklingen av overføringsforbindelsene for kraft til utlandet. Regjeringen har derfor lagt frem forslag om å endre energiloven slik at også andre enn Statnett kan eie og drive utenlandsforbindelser.

Den gode tilgangen til fornybar kraft har lagt grunnlaget for en betydelig energiforedlende industri i Norge. Norsk kompetanse og erfaring er verdensledende. Regjeringen vil bygge på dette i utviklingen av nye markeder med energitjenester, ny teknologi og nye energiintensive produk-

ter. Vi må fortsette å ta kraften i bruk, og vi skal bruke den mest mulig effektivt.

Regjeringen ønsker å sikre at industrielle eiere av vannkraft, innenfor dagens konsolideringsmodell, kan ivareta sitt behov for forutsigbar krafttilgang også i fremtiden. Regjeringen har derfor lagt frem forslag om endring av industrikonsepsjonsloven. Forslaget gir industrien muligheter og langsiktig tilgang på kraft.

Regjeringens styrkede satsing på Enova bidrar til gode betingelser for moderne, kraftintensiv industri i Norge. Regjeringen legger også til rette for ny industrivirksomhet, og har foreslått å innføre redusert sats i el-avgiften for store datasenter og skip i næringsvirksomhet.

Regjeringen arbeider for å skape en mest mulig sømløs virkemiddelbruk mellom ulike institusjoner og programmer i innovasjonsskjeden. Innovasjon Norge, Forskningsrådet, Enova og Gassnova utgjør til sammen et sterkt virkemiddelapparat. Fremtidig verdiskaping avhenger av vår evne til videre innovasjon og kunnskapsutvikling.

Regjeringen vil bygge videre på strategien som er utarbeidet av næringsaktører, forskningsinstitusjoner og offentlige myndigheter gjennom Energi 21. Vannkraft og fleksible energisystemer trekkes spesielt frem som to sentrale områder der Norge har spesielt godt utgangspunkt. Norge har også sterke miljøer på utvikling av aluminiumsteknologi, silisiumteknologi, leverandører av teknologi og løsninger på offshore vind, energieffektivisering i industri og bygg og CO<sub>2</sub>-håndtering.

### 17.2 Handel med kraft og nye forretningsområder

---

Regjeringen vil styrke forbindelsene til de europeiske energimarkedene, og legge forholdene til rette for lønnsom utnyttelse av den regulerbare vannkraften. Formålet er å bidra til økt lønnsomhet for kraftproduksjon og -handel. Spesielt vil

Tabell 17.1 Energi 21: Norske fortrinn innenfor energiressurser og kompetanse

Komparative fortrinn – energiressurser og kompetanse	
<i>Energiressurser</i>	
Store fornybare energiressurser	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Vann – energi, energilagring, effekt og energi som innsatsfaktor til industrien</li> <li>– Vind – energi og energi som innsatsfaktor til industrien</li> <li>– Landbasert og marin biomasse</li> </ul>
Petroleum	– Store ressurser
<i>Kompetanse, erfaring og teknologi</i>	
Vannkraft	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Fjellanlegg/undergrunnsteknologi</li> <li>– Høytrykksanlegg, fleksible løsninger</li> <li>– Kostnadseffektiv prosjektering, planlegging og drift</li> <li>– Avanserte metoder/systemer for optimal overvåking og drift</li> <li>– Miljødesign ved både planlegging og drift</li> </ul>
Elkraftteknisk systemkompetanse	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Planlegging, bygging og drift av elektrisk infrastruktur</li> <li>– Elkrafttekniske komponenter og delleveranser</li> <li>– Automatisert overvåking og drift av elektrisitetsnettet</li> </ul>
Energisystem med høy grad av elektrifisering	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Planlegging, bygging og drift</li> <li>– Elkrafttekniske komponenter og delleveranser</li> <li>– Automatisert overvåking og drift av elektrisitetsnett</li> <li>– Kraftmarked – markedsdesign</li> </ul>
Offshore olje – og gass virksomhet	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bygge, drifte og vedlikeholde store offshoreinstallasjoner</li> <li>– Geologi og geoteknikk</li> <li>– Erfaring med CO<sub>2</sub>-fangst, transport og lagring</li> </ul>
Maritim industri	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Marine operasjoner</li> <li>– Spesialfartøy</li> </ul>
Prosessteknologi	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Generisk – lang industriell erfaring og forskningskompetanse</li> <li>– CO<sub>2</sub>-separasjon fra naturgass og røkgass</li> <li>– Raffinering for konvertering av fossile råstoffer relevant for bio-raffinering</li> <li>– Elektrolyse</li> </ul>
Materialteknologi	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Lang industriell erfaring og forskningskompetanse</li> <li>– Materialforedling (f.eks. Si, FeSi, Aluminium mm)</li> </ul>

Kilde: Energi21.

den store vannkraftens spesielle egenskaper kunne utnyttes til å skape verdier i det europeiske energisystemet under omlegging. Handelen med kraft gir produsentene tilgang til nye markeder og gir inntjening i form av flaskehalsinntekter.

### 17.2.1 Utvikling av et effektivt europeisk markedsdesign

Regjeringen vil føre en aktiv europapolitikk, og er opptatt av å følge opp europeisk politikk- og regelverksutforming på energiområdet på en god måte. Norsk energisektor knyttes stadig tettere til de europeiske markedene. En liten åpen økonomi med store energiressurser, som Norge, er generelt tjent med integrasjon av markedene og økt handel mellom landene. Samtidig innebærer dette at flere viktige rammer for vår energisektor fastsettes i EU.

#### *Engrosmarkedet og nytt markedsdesign*

Regjeringen vil i arbeidet med å følge opp utviklingen av markedsdesignet i Europa, legge vekt på de grunnleggende prinsippene om effektiv prisdannelse. Regjeringen vil arbeide for å holde bruken av kapasitetsmekanismer, og andre ordninger som fordreier prissignalene i markedet, på et minimum.

Det nordiske engrosmarkedet for krafthandel er nå en integrert del av det europeiske markedet. I markedsdesignet fastsettes det hvordan krafthandelen mellom land skal organiseres, og det gis detaljerte handelsregler for alle markedsaktører. For norsk kraftsektor er det viktig at handelsreglene underbygger en effektiv utnyttelse av mellomlandsforbindelsene og at norske aktører får betalt for sin reguleringsevne.

Regelverk om driften av kraftsystemet er også under utarbeidelse i EU. Regjeringen støtter opp om et fortsatt sterkt nordisk samarbeid på systemdrift. Samtidig er det viktig at det nasjonale ansvaret for selve driften ligger fast. Markedsløsninger i systemdriften bør tas i bruk så langt det er mulig. Spesielt vil dette gjelde bruken av balansemarkeder.

Europakommisjonen er også i ferd med å lage harmoniserte regler om sluttbrukermarkedene. Disse markedene har frem til i dag vært regulert nasjonalt. Sammenliknet med store deler av Europa, har Norge et velutviklet sluttbrukermarked med høy konkurranse mellom leverandører og en stor andel av forbrukskundene på spotpris-kontrakter. En europeisk regulering bør gi mulighet til å beholde og videreutvikle gode markeds-

løsninger der alle aktører får effektive prissignaler og mulighet til å reagere på disse.

Departementet følger aktivt opp EUs politikk- og regelverksutforming på energiområdet og deltar aktivt i arbeidet med å utvikle en effektiv regulering av det europeiske kraftmarkedet. Norge har mulighet til å delta i regelverksutformingen og fremme norske synspunkter gjennom blant annet ENTSO-E, ACER og Grensehandelskomiteen. ACER og ENTSO-E vil få større betydning for den videre utviklingen av det europeiske markedsdesignet. Det er viktig at NVE og Statnett så langt som mulig deltar aktivt i disse organene og vier ressurser og oppmerksomhet til dette arbeidet.

Europeisk regelverk er ofte mer omfattende og detaljert enn det norske regelverket, og kan virke rigid sett fra et norsk ståsted. Det kan imidlertid det være nødvendig med en høy detaljeringsgrad og harmonisering av regelverk for å få til en integrering av svært ulike nasjonale systemer og markeder. Hoveddelen av EUs energiregulering følger hovedprinsippene som ligger til grunn for det nordiske kraftmarkedet. En del av det nye regelverket vil medføre endring i våre etablerte systemer og markedsorganisering. Departementet vil arbeide for en effektiv regulering som gagnar det europeiske kraftmarkedet og søke å motvirke regulering som åpenbart går mot norske interesser i energipolitikken. Nye europeiske løsninger kan også medføre forbedringer.

Departementet vil intensivere det nordiske samarbeidet inn mot EU-prosessene, både for å ivareta gode nordiske løsninger, og for å bidra til den videre utviklingen av markedsdesignet i Europa.

Departementet vil legge til rette for at vi kan demonstrere effektive markedsløsninger i Norden, og på den måten bidra inn i de europeiske prosessene med konkrete erfaringer og i større grad påvirke utformingen av det europeiske markedsdesignet. Det er også en fordel med tanke på gjennomslag å være tidlig involvert i EUs regelverksprosesser, og forsøke å fremme effektive løsninger som også har nytte for EU som helhet.

### 17.2.2 Krafthandel med utlandet

Norge har hatt stor nytte av kraftutveksling til utlandet. Eksisterende forbindelser har bidratt til tilgang på kraft i tørre og kalde år og redusert sårbarheten for svingninger i kraftproduksjonen. Samtidig har samspillet med andre lands kraftmarkeder bidratt til verdiskaping. Norges særstil-

### Boks 17.1 Regjeringens arbeid på EU/EØS saker

Utviklingen av energipolitikken i Europa påvirker oss i stor grad. Dette skjer direkte gjennom regelverk som tas inn i EØS-avtalen, og indirekte via utviklingstrekk i det europeiske energimarkedet. Dette gjør det svært viktig å jobbe målrettet og effektivt med EU-sakene på energiområdet.

I regjeringens strategi for samarbeidet med EU 2014–2017 er klima- og energipolitikken trukket frem som en av fem hovedprioriteringer. Her slås det fast at for Norge som stor energiekportør og deltaker i det indre energimarked gjennom EØS-avtalen er det viktig å bidra til utformingen av EUs energipolitikk.

I Olje- og energidepartementets EØS-strategi blir det nærmere beskrevet hvordan departementet jobber med disse sakene. Den overordnede målsetningen er å sikre norske interesser i alle faser av EUs politikktutforming, fra et forslag utformes til det blir vedtatt i EU og etter hvert blir en del av EØS-avtalen. Dette innebærer tett kontakt med EU på energiområdet, både utenfor og innenfor rammen av EØS-avtalen.

Fra norsk side vektlegges en effektiv behandling av de direktiver som anses som

EØS-relevante. Det er viktig at nødvendige EØS-tilpasninger og utfordringer i gjennomføring i norsk lov identifiseres så raskt som mulig, og at det i en tett dialog med de andre EØS/ EFTA-landene sikres at hovedprinsippene i EØS-avtalen ivaretas. Også tett kontakt med bransje og interessegrupper vektlegges for å identifisere interesser og behov i tilpasning og gjennomføring av rettsaktene.

Norge har et godt samarbeid med EU, og blir ansett som en viktig partner fra EUs side. Komplementært til EØS-avtalen ble det i 2002 etablert en regelmessig energipolitisk dialog med EUs energikommissær. Med Juncker-kommisjonen ble ansvaret for energipolitikken delt mellom en visepresident med ansvaret for EUs energiunion, og en fagkommissær ansvarlig for klima- og energispørsmål.

Med opprettelsen av energiunionen har EU-kommisjonen tydelig signalisert et ønske om tettere samarbeid med Norge. Dette har blitt fulgt opp fra regjeringens side. Norge har spilt inn synspunkter i forbindelse med utviklingen av EUs energiunion.

ling med regulerbar vannkraft har gitt oss stor nytte av å handle kraft med andre land.

Utenlandsforbindelsene som nå blir etablert til Storbritannia og Tyskland vil knytte norsk vannkraft direkte til nye markeder. Utsiktene for kraftmarkedene i Norden og Europa tilsier et økt behov for fleksibilitet i kraftproduksjonen. Dette trekker i retning av at det vil være grunnlag for lønnsom handel mellom vårt vannkraftsystem og andre land også på lang sikt. Etter å ha høstet tilstrekkelig med erfaringer fra kablene til Tyskland og Storbritannia, kan det derfor bli aktuelt å etablere ytterligere utvekslingskapasitet. Myndighetenes vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet vil bli gjort i konsesjonsbehandlingen.

*Økt utvekslingskapasitet frem mot 2021 legger til rette for betydelig verdiskaping*

Infrastrukturutbygging i kraftsektoren gir mulighet for økt verdiskaping gjennom handel. Regjeringen ga høsten 2014 Statnett konsesjon til å bygge to nye utenlandsforbindelser for strøm, én

til Tyskland og én til Storbritannia. De to utenlandsforbindelsene vil øke Norges utvekslingskapasitet med utlandet med om lag 50 prosent sammenliknet med dagens nivå. Med de nye forbindelsene på plass vil utvekslingskapasiteten bli på om lag 25 prosent av produksjonskapasitet i landet.

Kraftsystemene i Tyskland og Storbritannia er ulike det nordiske kraftsystemet. Handelsmulighetene med landene vil derfor gi gevinster. Gevinstene vil gi Statnett flaskehalsinntekter gjennom ordinær spothandel med kraft og inntekter fra handel med andre produkter. I tillegg vil forbindelsene gi norske produsenter inntekter fordi kraftprisene i Tyskland og Storbritannia i perioder er høye. Det norske kraftsystemets regulerings-evne gjør at aktørene kan flytte produksjon til disse periodene. Dette øker verdien av norsk kraftproduksjon, og vil gjøre det mer attraktivt å investere i ny fornybar kraftproduksjon. For å sikre verdien av våre fornybarressurser, mener Regjeringen at utbygging av ny kraftproduksjon og utenlandsforbindelser må sees i sammenheng.

### Boks 17.2 Statkrafts markedsaktiviteter i Europa

Statkraft har i mange år arbeidet med nye forretningsmuligheter i det europeiske kraftmarkedet. Statkraft startet handelsvirksomhet i Amsterdam i 1998 og Düsseldorf i 1999. Hensikten var å dra veksler på markedskompetanse opparbeidet i det nordiske kraftmarkedet i de mer nylig liberaliserte europeiske markedene. Over tid har virksomheten blitt betydelig og i dag har Statkraft i overkant av 400 ansatte innen markedsaktiviteter i Düsseldorf, Amsterdam, London, Lyon, Istanbul, Tirana, Sofia, Bucuresti og Beograd. Utveksling av ideer mellom kontorene styrker både forretningen på Kontinentet og Norge. Like viktig er det at virksomheten på kontinentet bedrer Statkrafts forståelse av disse kraftmarkedene og ikke minst innvirkningen på prisdannelsen i Norden. Denne kunnskapen styrker dermed disponeringen av de nordiske kraftverkene. Videre gjør den den sterke posisjonen innen krafthandel selskapet i stand til å etablere nye forretningsmodeller i den pågående endringen av energisystemene på kontinentet.

I Tyskland driver Statkraft over 1000 småskala vind- og solkraftverk i et såkalt virtuelt kraftverk, jf. figur 17.1. Omstillingen i den tyske kraftsektoren har ført til at mange små aktører investerer i små vind- og solkraftverk. Som betydelig kraftmarkedsaktør og eier av småskala vannkraft i Tyskland, så Statkraft tidlig<sup>1</sup> at disse kraftverkene ville tjene på mer aktivt å tilpasse kraftproduksjonen til markedsforholdene. For den enkelte, lille aktør vil imidlertid en slik operasjon kreve for stor innsats. Statkraft tilbyr derfor å selge kraften i markedet for eiere av mindre fornybare kraftverk. Det innebærer å håndtere det praktiske rundt anmelding og rapportering av produksjon, samt prognoser og optimering av i hvilke markeder kraften selges. Tjenesten gir den enkelte aktør større inntekter, reduserer kostnadene for samfunnet gjennom en bedre tilpasning av produksjon og utgjør en betydelig forretning for Statkraft. Statkraft har signert kontrakter for 8 988 MW<sup>2</sup> og er markedsleder i dette segmentet. Statkrafts virtuelle kraftverk er i dag det største «kraftverket» i Tyskland.

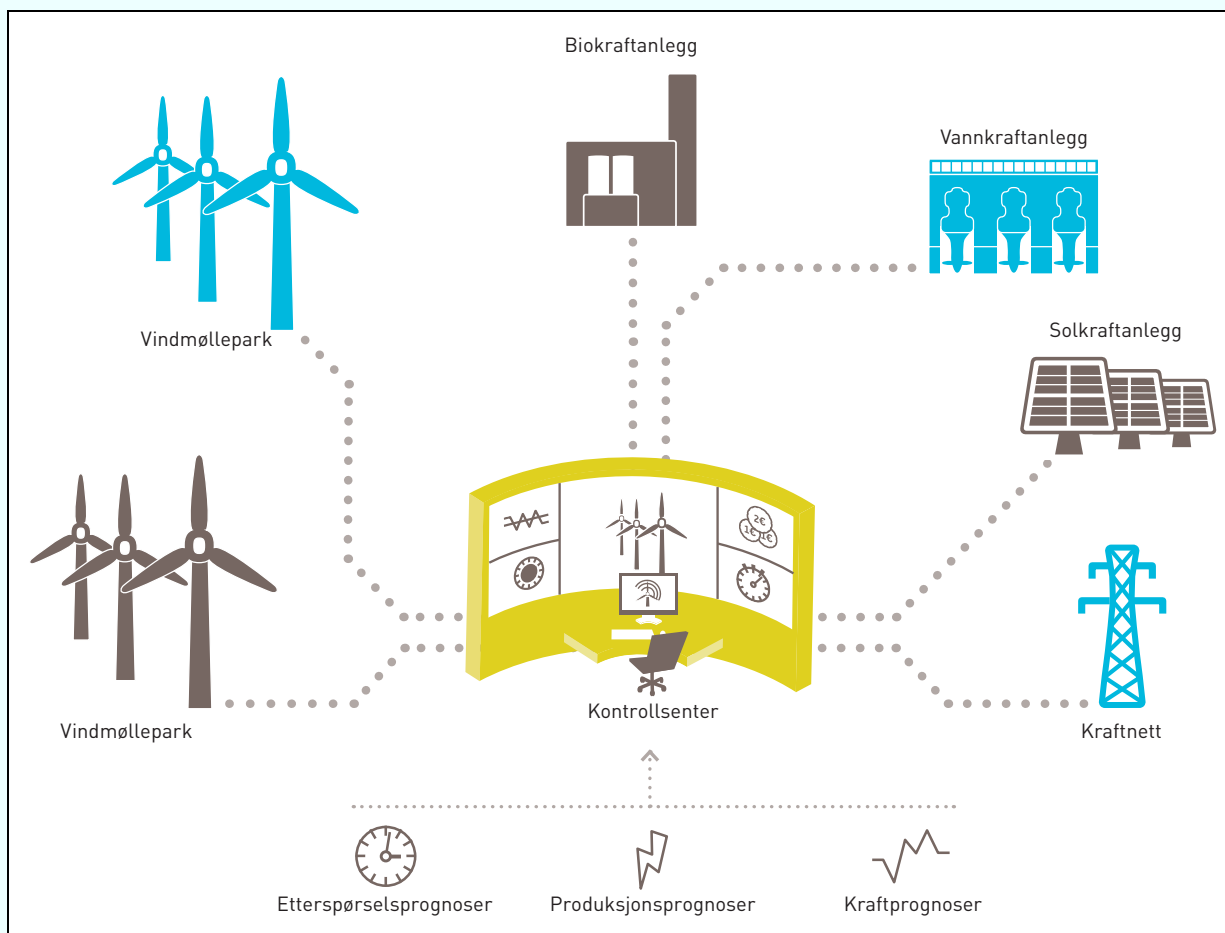
Statkraft har også betydelig virksomhet i forhold til salg av vindkraftproduksjon i Storbritannia. Slike kraftsalgsavtaler eller Power Purchase Agreements (PPA) innebærer at Statkraft som tilbyder gjør alt det praktiske rundt å selge kraften og relaterte produkter i markedet, for små produsenter. Disse produktene er typisk markedsbaserte fornybarverdier (sertifikater fra støtteordninger, opprinnelsesgarantier etc.). I noen tilfeller inngår også prissikring. I Storbritannia er Statkraft markedsledende leverandør av PPAer. Selskapet tilbyr også denne typen avtaler i Norge, Sverige, Romania og Brasil.

Økt kraftproduksjon fra variable, fornybare kilder gir større behov for reguleringstjenester som kan produsere eller forbruke kraft på kort varsel. Kostnadsreduksjon innen batterier gjør at lithium-ion batterier nå kan konkurrere med tradisjonelle kilder (som pumpekraftverk og gass- og kullkraftverk) om den mest kortvarige reguleringen av kraftsystemet i land med høye kostnader for slike tjenester. Statkraft har installert et 3 MW batteri Dörverden i Tyskland. Batteriet er installert ved siden av et småkraftverk og et anlegg med solcellepaneler. Batteriet vil selge systemtjenester (primærreserve) til sentralnettselskapet i området. Erfaringene fra driften vil vise om dette er en mulighet som kan utvikles flere steder. Anlegget ble startet opp i februar 2016.

Leasing av solcellepaneler til kunder som kjøpesentre, logistikksentre, eiendomsselskap, etc. utgjør også en forretningsmulighet i det tyske kraftmarkedet. Teknologitviking og det regulatoriske rammeverket i Tyskland gjør at det er store potensial for å installere solcellepaneler på takene til disse kundene. Imidlertid vil mange aktører ofte ikke ha nødvendig kompetanse for, eller ønske om å eie og drive slike installasjoner. Statkraft ser et forretningspotensial i å planlegge, bygge, eie og drive solcellepaneler for kunder, som så leaser dem og får sikret deler av sin energibruk. Statkraft lanserte denne tjenesten i Tyskland i november 2015.



## Boks 17.2 forts.



Figur 17.1 Illustrasjon av virtuelt kraftverk.

Kilde: Statkraft

- <sup>1</sup> Etter en endring i støttereimet til fornybar energi.
- <sup>2</sup> Tall per desember 2015.

Utenlandsforbindelsene for strøm kan bidra til at eksisterende og fremtidig kraftproduksjon i Europa kan utnyttes mer effektivt, og til omleggingen til en klimavennlig energiforsyning i Europa. Dagens utenlandsforbindelser har de siste tiårene styrket forsyningssikkerheten, og bidratt til import i tørrår. Med en økende andel fornybar og uregulerbar kraftproduksjon i Europa, øker etterspørselen etter fleksibel kraftproduksjon, som vår regulerbare vannkraft.

#### Grunnlaget for ytterligere økning i norsk utvekslingskapasitet

De planlagte kraftforbindelsene ut av Norden vil øke utvekslingskapasiteten betydelig de neste ti

årene. Nyten knyttet til ytterligere utvekslingskapasitet har et stort utfallsrom og kostnadene er store. Regjeringen vektlegger derfor en kontrollert utvikling av utvekslingskapasiteten. Dette vil redusere risikoen for å investere for mye i utvekslingskapasitet.

Den samlede planleggings- og byggetiden for overføringsforbindelser til utlandet har tradisjonelt vært lang. Det er fornuftig at prosjektutviklingen starter tidlig med den hensikt at forbindelser kan realiseres hvis behovet kommer. Regjeringens forslag om å la andre aktører enn Statnett eie og drive utenlandsforbindelser tilrettelegger for dette.

Departementet vurderer at det er nødvendig å høste erfaringer og gjøre grundigere analyser før

nye forbindelser kan etableres. Økningen i utvekslingskapasitet frem mot 2021 vil ha innvirkning på systemdriften, og medføre økte systemdriftskostnader. I tillegg vil utviklingen i våre nordiske naboland påvirke det norske kraftsystemet.

Departementet vil videreføre kriteriet om at investeringer i transmisjonsnettet må vurderes ut fra samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Størrelsen på nyttegevinstene og kostnadene vil variere med ulike forutsetninger om utviklingen i kraftsystemet og relevante markeder. Hvorvidt det er grunnlag for ytterligere økning i utvekslingskapasiteten etter 2021 avhenger av en rekke faktorer. Det er lange ledetider i utvikling av utenlandsforbindelser. Departementet mener derfor at det ikke er noen motstrid mellom behovet for å høste erfaringer og at eventuelt nye prosjekter vurderes og utvikles allerede nå.

Regjeringen legger til rette for et mer mangfoldig aktørbilde i utviklingen av utvekslingskapasitet ved å fjerne eierskapsbegrensningene. Konkurransen mellom prosjektutviklere vil kunne fremme nye handelsløsninger og teknologiske valg, samtidig som det kan virke skjerpene og bidra til en mer kostnadseffektiv utbygging av utenlandsforbindelser. Ved å tillate at flere aktører eier og driver utenlandsforbindelser, vil både risiko for og finansiering av store investeringer fordeles på flere aktører. Det legges likevel til grunn at Statnett også i fremtiden vil ha en sentral og ledende rolle når det gjelder eierskap og drift av nye utenlandsforbindelser.

### 17.3 Grunnlag for økt industriutvikling

Energi er en avgjørende innsatsfaktor for viktige deler av norsk industri og næringsliv. De norske fornybarressursene videreføres i andre sektorer som skaper verdier og eksportinntekter for landet.

Energiressursene har skapt grobunn for utvikling av industri hvor kraft er en stor innsatsfaktor. Fortsatt er Norge et attraktivt land for industrien på grunn av konkurransedyktige priser. Perspektivene for kraftprisutviklingen tyder på at dette vil være situasjonen i mange år fremover.

Regjeringen vil legge til rette for at norsk industri kan dra nytte av våre fornybarressurser som fortrinn også i fremtiden, gjennom velfungerende energimarkeder som gir grunnlag for verdiskaping og næringsutvikling.

Energipolitikken spiller på lag med en næringsvennlig økonomisk politikk. Regjeringen la i forbindelse med statsbudsjettet for 2016 frem



Figur 17.2 Aluminiumsproduksjon.

Aluminiumsproduksjon er energikrevende. Hydros nye teknologi som, med støtte fra Enova, skal testes ut i et pilotanlegg på Karmøy reduserer energibehovet. Tas denne i bruk der elektrisitetsproduksjon medfører klimagassutslipp vil det også ha betydelige klimagevinster.

Kilde: Norsk Hydro

en melding med forslag til en skattereform for et mer vekstfremmende skattesystem. Skattesystemet skal gi gode incentiver til å investere og arbeide, og vil lette omstillingene i næringslivet og øke produktiviteten.

Viktige rammebetingelser legges også utenfor Norge. Utvikling i internasjonale råvaremarkeder og i det europeiske kraftmarkedet er avgjørende for perspektivene for industriens lønnsomhet på sikt. Utviklingen av mer energieffektive og klimavennlige prosesser og teknologier kan gi store miljø og kostnadsbesparelser i industrien over tid. Enova har en viktig rolle i dette arbeidet. I 2013 ble det vedtatt en CO<sub>2</sub>-kompensasjonsordning for industrien, som følge av økte strømpriser etter innføringen av kvotehandelssystemet i EU.

Nye næringer kan bidra til arbeidsplasser og videreføring av våre fornybarressurser. Regjeringen ønsker etableringer av store datasentre og annen ny industri som kan utnytte klimavennlig energitilgang og gunstige energipriser i Norge.

Norsk industri står overfor store endringer, og regjeringen vil legge frem en stortingsmelding om industriens rammevilkår. Bedriftene må i økende grad finne lønnsomhet utenfor petroleumssektoren. Ny teknologi vil prege og endre industribedriftene. Industrimeldingen vil drøfte hvordan regjeringen kan sørge for at næringspolitikken bidrar til å fremme god omstillingsevne, økt bærekraft og fortsatt høy konkurransekraft i norsk industri. Meldingen vil også se industrien i lys av det grønne skiftet

Regjeringen vil også legge frem en overordnet strategi for grønn konkurransekraft og det grønne skiftet. Et ekspertutvalg for grønn konkurranse-

kraft ble etablert i juni 2015 for å gi regjeringen råd i arbeidet med strategien. Utvalget skal fremme en overordnet strategi for grønn konkurransekraft frem mot 2030 og lavutslippssamfunnet i 2050. Internasjonale og nasjonale rammebetingelser, utfordringer og muligheter skal vurderes. Utvalget vil i løpet av utredningsperioden aktivt engasjere næringsliv, arbeidslivs- og næringslivsorganisasjoner, miljøorganisasjoner og andre relevante aktører. Ekspertutvalget skal levere sin rapport høsten 2016.

Regjeringen utarbeider en nasjonal bioøkonomistrategi som skal legges frem i løpet av våren 2016. Strategien er sektorovergripende, og omhandler hvordan våre fornybare ressurser kan inngå i en sirkulær økonomi, hvor målet er å legge til rette for nye arbeidsplasser, økt verdiskaping, økt ressurseffektivitet og reduksjon i miljø- og klimagassutslipp.

### 17.3.1 Forutsigbar krafttilgang

Regjeringen vil legge til rette for at industrielle eiere av vannkraft, innenfor dagens konsolideringsmodell, kan ivareta sitt behov for forutsigbar krafttilgang også i fremtiden.

Regjeringen fremmet derfor i april stortingsproposisjon om endringer i industrikonsesjonsloven. I proposisjonen foreslås lovendringer som gjør det mulig å etablere privat minoritetseierskap i offentlige ansvarlige vannkraftselskaper eller selskaper med delt ansvar, som et alternativ til aksjeselskaper. Forslaget innebærer at private aktører også kan erverve inntil en tredjedel av kapitalen og stemmene i offentlige ansvarlige vannkraftselskaper. I slike selskaper vil deltakerne kunne ha et annet spillerom til å avtale organisering enn i et aksjeselskap, herunder hvordan utbytte skal deles ut. En praktisk konsekvens vil være at en privat minoritetseier, etter avtale med øvrige deltakere, vil kunne motta kraft som til enhver tid stilles til disposisjon av den offentlige eieren tilsvarende egen eierandel som utbytte.

Forslaget røkker ikke ved noen av de sentrale elementene i industrikonsesjonslovens regulering av offentlig eierskap til vannkraftressursene. Uavhengig av selskapsform skal de offentlige eierne utøve et reelt offentlig eierskap, og må i den forbindelse beholde den hele og fulle kontroll og eierstyring over produksjonen og utnyttelse av vannressursen. Kontroll med det offentlige eierskapet og realiteten i dette sikres av konsesjonsmyndighetene gjennom konsesjonsbehandling av de omsøkte erverv. Regjeringen vil følge opp forslaget som en egen sak.

### 17.3.2 Effektiv og klimavennlig energibruk i industrien

Regjeringen vil at Enova skal ha et bredt tilbud til utvikling av energi- og klimateknologi. Ett av regjeringens prioriterte innsatsområder i klimapolitikken, er utvikling av lavutslippsteknologi i industrien. Utvikling av ny energi- og klimateknologi i industrien er et stort og voksende arbeidsområde for Enova. De siste årene har Enova støttet en rekke nyskapende prosjekter innen industrien, blant annet innen kobberproduksjon, aluminiumsproduksjon, biokullproduksjon og ny smelteverksteknologi som muliggjør bruk av hydrogen i stedet for kull. Enova har også bidratt til at spillvarme kan utnyttes både til kraftproduksjon og varmeformål.

Investering i ny teknologi og innovasjon er ofte forbundet med stor risiko for investorene. Dersom aktører lykkes, er det også ønskelig at teknologien blir spredd i markedet så fort som mulig. Regjeringen mener det er viktig å bidra med risikoavlastning, da den samfunnsøkonomiske nytten ofte er større enn den privatøkonomiske i slike prosjekter.

Norge har omfattende virksomhet og stort kompetansemiljø innen flere industrier. Det kan være særlig gode muligheter for å lykkes med teknologiutvikling innen disse områdene, for eksempel knyttet til reduserte prosessutslipp. Regjeringen ser for seg at en satsing på energi- og klimateknologi i industrien kan bidra til reduserte klimagassutslipp når teknologien tas i bruk og spres, også i andre land.

Enova kan bidra til prosjekter både i eksisterende og nye industrier, samt i petroleumssektoren.

Et velfungerende kraftsystem er viktig for petroleumsindustrien i tilfeller der kraft fra land blir vurdert som hensiktsmessig. Krafttilgang er også viktig for petroleumsinstallasjoner på land, og tilsvarende som for andre store kraftforbrukere er det nødvendig med en god koordinering av nettutbyggingen og forbruket. Det vises for øvrig til Prop. 114 S (2014–2015) for nærmere omtale av de teknologiske og økonomiske konsekvensene av kraft fra land for petroleumsvirksomheten.

Regjeringen legger til grunn at Enova vil bidra til prosjekter både i eksisterende og nye industrier, samt i petroleumssektoren. Ved siden av innsatsen innen energi- og klimateknologi, vil det fortsatt bli å stimulert til energieffektivisering i industrien.



Figur 17.3 Ny miljøvennlig smelteverksteknologi i Tyssedal.

Med støtte fra Enova investerer TiZir i mer energieffektiv og klimavennlig produksjonsteknologi ved smelteverket i Tyssedal.

Foto: TiZir

### 17.3.3 Tilrettelegging for store datasentre

Datamengdene i verden vokser eksponensielt, og med dem vokser behovet for å lagre data på en trygg, kostnadseffektiv og miljøvennlig måte. Datasentrene kan være alt fra maskiner plassert i egne rom, til store kraftintensive industrifasiliteter på flere hundre mål

Regjeringen ønsker etablering av store datasentre i Norge. Tilgangen på fornybar kraft, god forsyningssikkerhet, konkurransedyktige kraftpriser, kjølig klima og etablert infrastruktur gjør Norge til et gunstig land for etablering av datasentre,

Regjeringen har lagt til rette for den nye industrivirkksomheten ved å sette ned el-avgiften fra ordinær til redusert sats. Dette tilsvarer avgiften som bergverk, fjernvarme og annen industri betaler på kraften som går direkte inn i produksjonen.

## 17.4 Leverandørindustrien

Norge har en lang historie med utvikling av leverandørindustri og kompetanse innen produksjon og overføring av kraft. Et stort hjemmemarked og en prioritert oppbygging av nasjonale tilleggsnæringer var viktige årsaker til at en fikk dette til.

Grunnlaget for ny aktivitet og verdiskaping i leverandørindustrien henger sammen med en lønnsom utvikling i energi- og kraftmarkedene, både nasjonalt og internasjonalt. Regjeringens til-

tak for å styrke forsyningssikkerheten, øke fornybarproduksjon og bidra til mer klimavennlig og effektivt forbruk legger derfor et viktig grunnlag også for denne delen av næringen.

Regjeringen ønsker å bedre samordningen mellom ulike virkemiddelaktører, og skape en mer sømløs informasjonsdeling med næringsaktørene.

Det er et stort internasjonalt marked med markedsmuligheter for norsk eksport av utstyr, tjenester og kompetanse. Vannkraftmarkedet på verdensbasis har årlige investeringer på om lag 50 mrd. kroner. Dette gir også store muligheter for leverandørindustrien. Andre deler av leverandørindustrien opplever nå vekst basert på internasjonal satsing på fornybar energi. Innenfor solindustri, kabelteknologi og vindkraft til havs har norske aktører allerede markert seg som anerkjente teknologi- og tjenesteleverandører.

Investeringer i vannkraften og i kraftnettet innenlands og til utlandet bidrar til muligheter for norsk leverandørindustri. Omleggingen av energiforsyningen i Europa, og endringer i energimarkedene internasjonalt innebærer muligheter for verdiskaping basert på norske energiresurser og kompetanse.

Regjeringen ønsker en fortsatt norskbasert, kompetent næring som også i tiårene fremover kan drifte og vedlikeholde de store investeringene som er gjort i kraftsektoren i Norge. Evnen til å vinne frem i konkurransen med utenlandske aktører, avhenger i stor grad av norsk næringslivs konkurransekraft.

Energi21 er en sentral møteplass for kraftprodusenter, leverandører, og FoU-aktører. Departementet vil derfor vurdere om Energi21 kan ta en enda mer aktiv rolle for å samordne felles interesser for leverandørindustrien i Norge. Formålet er å bidra til å bevare og videreutvikle nødvendig kompetanse i norsk vannkraftsektor.

Regjeringen har styrket innsatsen rettet mot energirelatert industri og forskningsmiljø gjennom bevilgningene til Innovasjon Norge, Enova, Norges Forskningsråd og INTPOW. I tillegg er eksportfinansieringstilbudet gjennom GIEK og Eksportkreditt Norge videreført. Virkemiddelapparatet er en viktig del av regjeringens politikk for å fremme vekst i sysselsetting og langsiktig verdiskaping fra industrien i Norge.

Innovasjon Norge har som formål å realisere verdiskapende næringsutvikling i Norge. Innovasjon Norge vektlegger internasjonalisering av næringslivet som viktig for sin måloppnåelse.

Kunnskap om norsk næringsliv er grunnleggende for å trekke med de mest relevante aktø-

rene fra norsk side i arbeidet for næringsutvikling i utviklingsland. Regjeringen vil derfor legge til rette for at Innovasjon Norge engasjeres aktivt i dette arbeidet, med utgangspunkt i selskapets formål, jf omtale i Meld. St. 35 (2014–15) Sammen om jobben. I statsbudsjettet for 2016 økte regjeringen bevilgningene til Innovasjon Norge med 446,4 mill. kroner. Satsingen på ny miljøteknologi utgjør en stor del av dette. Miljøteknologiordningen er økt med 174,5 mill. kroner, til en samlet satsing på til 504,5 mill. kroner. Miljøteknologiordningen bidrar til å redusere risikoen ved å teste ut ny teknologi, og skape grunnlag for at satsingen på miljøvennlige løsninger kan bli et konkurransefortrinn for norsk industri og næringsliv. Samtidig er bevilgningene til etableringstilskudd for nye virksomheter økt.

Enova bidrar til miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon og utvikling av energi- og klimateknologi, se kap 16. Gjennom målrettede programmer tilbyr Enova investeringsstøtte på en rekke forskjellige områder. Virksomheten finansieres gjennom energifondet, som i 2016 blir tilført om lag 2,3 mrd. kroner, herunder 1,6 mrd. kroner i avkastning fra Fondet for klima, fornybar energi og energiomlegging og om lag 0,6 mrd. kroner fra påslaget på nettarifffen.

Norges Forskningsråd har i statsbudsjettet for 2016 fått økt bevilgning til energiforskning med 48,7 mill. kroner over Olje- og energidepartementets budsjett. 40 mill. kroner går til Forskningsrådets ordning med støtte til forskningssentre for miljøvennlig energi (FME) og henger sammen med at nye sentre skal etableres og startes opp i 2016. De enkelte sentrene er tematisk innrettet, og det er krav om næringslivsdeltakelse i hvert senter. I forskningssentrene vil bedriftene ha et tett og forpliktende samarbeide med forskningsinstitusjoner og forvaltningen. Den øvrige budsjettøkningen går til Forskningsrådets store energiforskningsprogram ENERGIX. Næringsutvikling står sentralt i programmet. Sentrale virkemidler er støtte til kompetanseprosjekter for næringslivet og til innovasjonsprosjekter drevet av bedriftene selv.

Garantiinstituttet for eksportkreditt (GIEK) er en statlig forvaltningsbedrift med formål å fremme norsk eksport og investeringer i utlandet gjennom å utstede garantier på vegne av den norske stat. GIEK tilbyr ulike former for investerings- og eksportgarantier som kan ha betydning for norsk næringslivs, inkludert energinæringen, engasjementer.

Eksportkreditt Norge skal fremme norsk eksport gjennom en statlig låneordning for finan-

siering av norsk eksport av kapitalvarer og tjenester, dvs. eksportkredittordningen.

INTPOW ble etablert i 2009 av myndighetene (OED, NFD og UD) sammen med energinæringen. Formålet er å styrke grunnlaget for verdiskaping og sysselsetting i energinæringen for å gjøre den mer slagkraftig internasjonalt. INTPOW konsentrerer innsatsen innenfor vannkraft, offshore vind og kraftmarkedsløsninger, i tillegg til å følge utviklingen innenfor solenergi.

INTPOW er et målrettet virkemiddel for internasjonalisering av den norskebaserte fornybarnæringen. Foreningen har medlemmer fra alle deler av fornybarnæringen og samarbeider tett med myndighetene. I statsbudsjettet for 2016 er den statlige driftsstøtten over Olje- og energidepartementets budsjett økt til 6 mill. kroner.

## 17.5 Internasjonalisering av fornybarnæringen

Norske leverandører og kraftselskaper har gjennom ti år vært aktive internasjonalt innen fornybar energi, særlig vannkraft. I de senere år har det vært økende aktivitet også innenfor solkraft og vindkraft til havs.

Norske selskapers internasjonale engasjement er knyttet til at etterspørselen etter fornybar energi er økende globalt, og at Norge har god kompetanse innenfor noen områder hvor vi har komparative fortrinn. Det er derfor en rekke markeder som er aktuelle for norske selskaper, også en del nye og mer krevende. Selv om en god del av vare- og tjenesteeksporten fortsatt går til Europa, har det vært vekst det siste tiåret i eksporten til Afrika, Asia og Sør-Amerika.

En del av de norske investeringene og utstyrs- og tjenesteleveransene har vært knyttet til ulike norske og internasjonale ordninger innenfor utviklingssamarbeid. Samtidig er det også sterk etterspørselsvekst innenfor fornybar energi i en rekke fremvoksende økonomier samt utviklede land. Mange markeder er krevende å arbeide i av hensyn til bedriftenes samfunnsansvar. Særlig for mindre selskaper kan det være krevende å operere i land med andre styresett og utviklingsgrad enn Norge.

Internasjonal aktivitet fra norske fornybarselskaper fremmer investeringer i klimavennlig energi. Andelen eksport er størst i de sektorene med et lite hjemmemarked: solenergi og havbasert vindkraft. De to største sektorene, vannkraft og kraftnett, har en eksportandel på henholdsvis 15 prosent og 25 prosent av sektorenes omset-

ning. Innen landbasert vindkraft eksporteres rundt 60 prosent, mens eksportandelen innen bioenergisektoren er på om lag 5 prosent.

Næringen er avhengig av at det finnes et marked som etterspør varer og tjenester for å kunne drive lønnsom virksomhet. Mange av de internasjonale markedene er drevet av statlige støtteordninger til særlig vind og sol. Konkurransen for internasjonale aktører kan være krevende fordi vertslandet ønsker å bygge opp sin egen industri omkring fornybarutviklingen.

Myndighetene bidrar på ulike måter med et virkemiddelapparat for internasjonalisering av norsk energinæring. Virkemiddelapparatet inkluderer blant annet Olje- og energidepartementet, utenriksstasjonene, Innovasjon Norge, Garantiinstituttet for eksportkreditt (GIEK), Eksportkreditt Norge og INTPOW (Norwegian Renewable Energy Partners). Disse aktørene bidrar til sammen med helhetlig profilering, informasjon, veiledning og økonomiske virkemidler.

Team Norway er et samarbeid mellom ulike offentlige og private aktører som jobber for å fremme norsk næringsliv i utlandet. Formålet med Team Norway-samarbeidet er å bidra til økt verdiskaping i norsk økonomi gjennom informasjonsutveksling, samordning og koordinert innsats og initiativer blant de ulike aktørene. Arbeidet ledes av Nærings- og fiskeridepartementet, i tett samarbeid med Olje- og energidepartementet og Utenriksdepartementet. I utlandet ledes arbeidet av utenriksstasjonene. INTPOW og INTSOK er aktive deltakere i dette samarbeidet, sammen med øvrige virkemiddelaktører og næringslivsorganisasjoner.

## 17.6 Forskning, utvikling og innovasjon av ny energiteknologi

Norge har i dag et offentlig virkemiddelapparat som støtter opp under satsingen på nye energiteknologier fra en ny idé blir unnfanget og forsket på, til teknologien tas i bruk. Regjeringen er opptatt av at den offentlige støtten skal være så effektiv og utløsende som mulig, og har styrket virkemidlene i Norges forskningsråd, Enova og Innovasjon Norge for å legge til rette for dette.

Satsingen på miljøvennlige energiteknologier står sentralt i regjeringens langtidsplan for forskning og høyere utdanning 2015–2024 (Meld. St. 7 (2014–2015)), der klima, miljø og miljøvennlig energier en av seks langsiktige prioriteringer.

Dagens norske virkemiddelapparat innenfor forskning og utvikling av energiteknologier funge-

rer godt. De mest sentrale virkemiddelaktørene er Norges forskningsråd, Enova og Innovasjon Norge. Disse samarbeider i dag om kommunikasjon, samordning og synliggjøring av virkemidlene for næringsliv og forskningsmiljøer. Samarbeidet er viktig for å sikre effektiv utnyttelse av offentlige midler, at midlene bidrar til forvaltningens kunnskapsbehov og tydeliggjøring av hvordan de ulike virkemidlene spiller sammen.

De tre virkemiddelaktørene har virkemidler som dekker hele innovasjonsskjeden. ENERGIX-programmet i Forskningsrådet gir støtte til grunnleggende forskerprosjekter, kompetanseprosjekter i forskningsinstitusjonene og innovasjonsprosjekter i næringslivet. Programmet er tematisk bredt innrettet og dekker de fleste teknologier innenfor det stasjonære energisystemet, så vel som miljøvennlig energi i transport. FME-ordningen (Forskningscentre for miljøvennlig energi) i Forskningsrådet gir støtte til langsiktig, forpliktende forskningssamarbeid mellom aktører på prioriterte temaområder. Enova gir støtte til demonstrasjon og introduksjon av ny energi- og klimateknologi. Innovasjon Norge gir støtte til demonstrasjons- og pilotanlegg og til økt innovasjon og utvikling i næringslivet.

Et mest mulig sømløst virkemiddelapparat der virkemidlene utfyller hverandre legger til rette for FoU-aktivitet. Regjeringen vil se på tiltak som gjør det lettere å henvende seg til det offentlige virkemiddelapparatet. Dette kan være i form av en felles postkasse som kanaliserer henvendelsen til riktig virkemiddelaktør. Et slikt tiltak må også kunne gi utfyllende informasjon om det offentlige virkemiddelapparatet og alternative støtteordninger, inkludert mulighetene som ligger i å få prosjektstøtte gjennom internasjonale støtteordninger, eksempelvis Horisont 2020.

Regjeringens hovedmål for satsingen på forskning og utvikling innenfor energisektoren er økt verdiskaping og sikker, kostnadseffektiv og bærekraftig utnyttelse av de norske energiressursene. Regjeringen vil gjennom forskningssatsingen bidra til å:

- sikre langsiktig kunnskaps- og teknologiutvikling
- fremme konkurransedyktighet og økt næringsutvikling i Norge
- fremme lavutslippssamfunnet, gjennom utvikling av rene energiteknologier
- redusere negative miljø- og klimaeffekter i energisektoren

Energisektoren er i rask endring. Kunnskap er et viktig konkurransefortrinn for næringslivet i

denne utviklingen. Norge må ha utdannings- og forskningsmiljøer, som kontinuerlig genererer gode ideer og fungerer som kilde til innovasjon og nyskaping. Et høyt kunnskapsnivå øker også industriens evne til å ta i bruk ny teknologi og nye løsninger. Det er derfor viktig med et godt utdanningssystem, som evner å videreutvikle seg i takt med endringer i energibransjen nasjonalt- og internasjonalt.

De åtte første forskningssettene for miljøvennlig energi (FME), som ble etablert i 2009, avsluttes i løpet av 2016 og første halvår 2017. FME-ene samler de beste forskningsmiljøene og næringslivet til en felles innsats om sentrale utfordringer på energiområdet. Norges forskningsråd har utlyst midler til etablering av nye FME-er, med sikte på endelig valg av sentre i mai 2016 og oppstart annet halvår 2016. Også de nye settene vil ha åtte års varighet, med evaluering etter fem år. Et av målene med ordningen er å videreutvikle norsk kompetanse på områder med stort potensial for verdiskaping og innovasjon. FME-ene har siden opprettelsen etter klimaforliket vist seg å være et svært vellykket virkemiddel på energiområdet. Settene har utløst stor forsknings- og innovasjonsaktivitet og bidratt til et tettere samarbeid mellom næringsliv, forskningsmiljøer og forvaltning.

Gjennombruddene på teknologiområdet vil komme som resultat av en samlet internasjonal innsats. Regjeringen vil at de norske forskningsmiljøene og industrien skal være med i denne utviklingen.

Regjeringen har i strategien for forsknings- og innovasjonssamarbeid med EU (2014) en ambisjon om å øke den norske returandelen fra 1,67 prosent i EUs 7. rammeprogram for forskning til 2,0 prosent i Horisont 2020, totalt sett. Dette er en stor utfordring og vil kreve en økning i den norske deltakelsen på mer enn 60 prosent sammenlignet med 7. rammeprogram. Horisont 2020 er videre mer demonstrasjons- og innovasjonsrettet enn 7. rammeprogram. Det er et mål å få mobilisert det norske næringslivet til økt deltakelse i energidelen av programmet. Energiprogrammet («Sikker, ren og effektiv energi») har et totalbudsjett på om lag 5,9 mrd. Euro. Dette er en stor satsing som det er viktig for norske energiaktører å ta del i.

I forbindelse med klimaforhandlingene i Paris i desember 2015 (COP 21), sluttet Norge seg til initiativet «Mission Innovation», et initiativ fra US Department of Energy som 20 land og en ressurssterk gruppe med nærmere 30 internasjonale investorer har stilt seg bak. Regjeringen har sagt

at Norge over en femårs periode minimum skal søke å doble offentlige utgifter til forskning, utvikling og innovasjon av miljøvennlig energi. Dette inkluderer støtte til forskning, utvikling, uttesting og implementering av fornybar energi, energioverføring, energieffektivisering, og som CO<sub>2</sub>-håndtering.

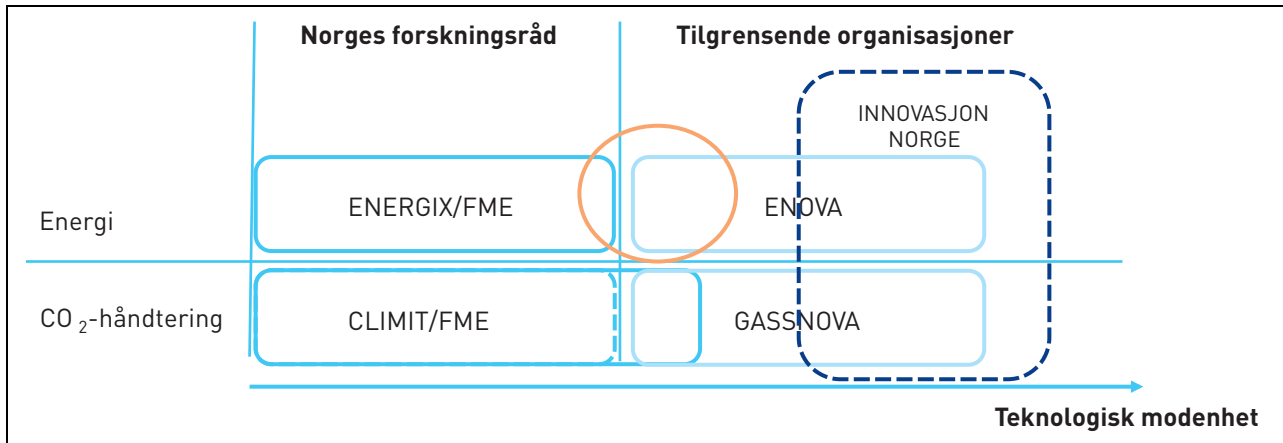
### 17.6.1 Forskningssystemet fremover

Regjeringen mener at fortsatt verdiskaping på energiområdet best kan oppnås ved at vi retter innsatsen mot områder der Norge har nasjonale fortrinn. Nasjonale støtteordninger må i størst mulig grad være utløsende for private investeringer. Samtidig må ordningene dekke hele innovasjonskjeden, både innenfor det stasjonære energisystemet og miljøvennlig energi i transport. Det norske forsknings- og innovasjonssystemet på energiområdet fungerer bra i dag. Det vil imidlertid alltid være nye utviklinger og trender på energiområdet som vil kreve økt oppmerksomhet.

Den offentlige forskningsinnsatsen på energiområdet må ta hensyn til hvilke energiteknologier og satsingsområder energibransjen selv prioriterer, i tillegg til forvaltningens kunnskapsbehov. Blant annet er forskning på konsekvensene av energiutbygging på naturmangfoldet et viktig område for forvaltningen.

Strategiorganet Energi21 gir råd og anbefalinger til myndighetene om innretningen av forsknings- og innovasjonsinnsatsen. Energi21 anbefaler prioriteringer innenfor energiforskningen og bidrar til å kunne se de nasjonale virkemidlene på energiområdet mer i sammenheng. Rådene fra Energi21 er rettet mot både myndighetene, Forskningsrådet, Enova og andre aktører i energibransjen.

Styrken til Energi21 er at energibransjen er representert i styret og i arbeidet med Energi21-strategien. Strategien er derfor bredt forankret hos energiselskapene, leverandørbedriftene, forskningsmiljøene og myndighetene. Særlig viktig er det å få næringslivet med på laget, slik at nye teknologier blir tatt i bruk i markedet. I styret er også de mest sentrale virkemiddelaktørene på energiområdet representert (Forskningsrådet, Enova og Gassnova). Dette gir et godt utgangspunkt for å se hele virkemiddelapparatet i sammenheng. Energi21 har i dag fokus på teknologier rettet mot det stasjonære energisystemet. Fremover vil det være aktuelt og også inkludere miljøvennlig energi i transport i strategien.



Figur 17.4 Oversikt over virkemidler for kunnskaps- og teknologiutvikling på energiområdet.

Det gule området viser hvor de tre aktørene møtes. En sømløs overgang mellom disse bidrar til at ny kunnskap og ny teknologi når markedet og tas i bruk.

### 17.6.2 Prioriteringer og tiltak fremover

Regjeringen vil trekke frem noen prioriterte tiltak som retter seg mot utfordringer som har vært vektlagt både av Energi21 og av virkemiddelaktørene selv.

#### *Videreutvikle næringsrettede virkemidler på energiområdet i grenseflaten mellom teknologiutvikling og marked*

Regjeringen vil se på muligheten for å videreutvikle Norges forskningsråds næringsrettede virkemidler på energiområdet for å få til bedre og mer sømløs overgang til de andre sentrale virkemiddelaktørene på energiområdet, Enova og Innovasjon Norge, se figur 17.4. Målet er at bedrifter i større grad skal klare å gjennomføre hele teknologiutviklingsløpet fra forskning og innovasjon til kommersialisering av løsninger og teknologi. Prosessen er sterkt avhengig av privat kapital og engasjement fra næringslivet for å lykkes. Dette er avgjørende for gjennomførbarheten til prosjektene, samt et viktig kriterium for offentlig støtte. Et konkret tiltak kan derfor være å tilpasse ENER-GIX-programmet i Forskningsrådet slik at programmet kan støtte prosjekter lenger opp i innovasjonsskjeden enn tilfellet er i dag.

Samtidig er det viktig å styrke utviklingen av grensesprengende teknologier som vil være en del av morgendagens løsninger og gjennombrudd. Det offentlige må bidra for å begrense risikoen til bedrifter som ønsker å utvikle helt nye konsepter for miljøvennlig energi. Nye løsninger kan dukke opp både fra grunnleggende forskning og fra anvendt forskning der løsninger fra forskjel-

lige sektorer settes sammen på ny måte. Dette ivaretas i ENER-GIX-programmet gjennom dedikerte utlysninger til nye energikonsepter.

#### *Forsterke forsknings- og innovasjonssamarbeidet på EU-arenaen – legge til rette for økt norsk deltakelse i energiprojekter i EU*

EUs forskningsprogrammer er viktige for norske aktører både finansielt og strategisk. EUs forsknings- og innovasjonsarena skaper muligheter for norske energiaktører for tilgang til den internasjonale kunnskapsfronten og nye markeder. Forsknings- og innovasjonssamarbeidet i EU er omfattende, og det kan være krevende både å forstå mulighetene som ligger der og finne ressurser for deltakelse. Det er derfor viktig med nasjonale støtteordninger som bygger opp under norske forskningsmiljøers og næringslivsaktørers deltakelse i EU-prosjekter.

Gjennom Norges forskningsråd er det lagt til rette for at deltakelse i EU-prosjekter i større grad blir dekket. STIM-EU er et virkemiddel som skal stimulere til økt deltakelse fra forskningsinstitutter i Horisont 2020. Den premierer forskningsinstitutter som lykkes (innstilles for finansiering) i søknadsrundene i Horisont 2020. Institutter som har et koordinatoransvar i et EU-prosjekt, eller som deltar sammen med norske bedrifter, belønnes særskilt. PES2020-ordningen skal bidra til å mobilisere norske aktører og øke kvaliteten på norske søknader gjennom å avlaste kostnader forbundet med utforming av prosjektforslag til Horisont 2020. Gjennom ENER-GIX-programmet er det en egen ordning (Medvirkningsordningen) som gir støtte til deltakelse i strategiske prosesser på



energiforskningsområdet i EU. Støtteordningen skal være et insentiv for å få norske energiaktører til å delta i viktig prosessarbeid (for eksempel innenfor EU Strategic Energy Technology Plan) og for å gjøre et arbeid med å fremme norske prioriteringer og norsk forskningsagenda på energiområdet.

Regjeringen vil vurdere om det også kan være aktuelt for Enova å gå inn med støtte til norske næringslivsaktører som vil delta i energi- og klimateknologiprojekter i EU.

Budsjettet for hele Horisont 2020 er på nærmere 80 milliarder euro over 7 år (2014–2020), og Norge forventes å bidra med 2,5–3 prosent av disse utgiftene. Regjeringen har et mål om at mer enn 2 prosent hentes tilbake til norske partnere. Skal Norge lykkes med dette, må norske partnere i gjennomsnitt mer enn doble sin forskningsinnsats mot det europeiske samarbeidet sammenlignet med EUs 7. rammeprogram for forskning. Dette krever tiltak fra norsk side.

## 17.7 Fornybar AS

Stortinget vedtok 3. desember 2015, i forbindelse med statsbudsjettet for 2016, anmodningsvedtak nr. 69 (2015–2016), jf. Innst. 2 S (2015–2016): «Stortinget ber regjeringen forberede opprettelse av Fornybar AS («Greenfund»). Fondet skal sammen med private kunne investere i selskaper som utvikler og benytter grønn teknologi, herunder for eksempel fornybar energi, hydrogen, energilagring, transportløsninger med lave klimetrykk, reduksjon, fjerning, transport og lagring av CO<sub>2</sub>, energieffektive industriprosesser, og innrettet slik at selskapet forventes å gi markedsmessig avkastning over tid. Stortinget ber regjeringen utrede hvordan et slikt selskap kan operasjonaliseres når det gjelder investeringsmandat, organisering, budsjettering og om det vil virke utløsende på denne typen investeringer i lys av eksisterende virkemidler, samt om slike investeringer bør begrenses til Norge eller ha globalt mandat, og komme tilbake i revidert nasjonalbudsjett 2016. Det tas sikte på at fondet over tid får en forvaltningskapital på 20 mrd. kroner.» Regjeringen vil komme tilbake til anmodningsvedtaket i forbindelse med forslag til revidert nasjonalbudsjett for 2016.

## 17.8 Regjeringens strategi for CO<sub>2</sub>-håndtering

Klimaendringene og et økende energibehov i verden er bakgrunnen for regjeringen ambisjoner for arbeidet med fangst og lagring av CO<sub>2</sub>. Behovet for CO<sub>2</sub>-håndtering er godt dokumentert gjennom rapporter fra FNs klimapanel og Det internasjonale energibyrådet (IEA). Regjeringens strategi for CO<sub>2</sub>-håndtering ble lagt frem i Prop. 1 S (2014–2015). Arbeidet med CO<sub>2</sub>-håndtering skal bidra til å utvikle og demonstrere teknologi for fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub> med et spredningspotensial. For at disse målene skal nås, er det nødvendig med teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner.

Det har blitt brukt betydelige ressurser på å utvikle teknologi og løsninger for CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge siden det første klimateknologiprogrammet KLIMATEK ble opprettet i Norges forskningsråd i 1997. KLIMATEK skulle bidra til økt bruk av teknologi som reduserer utslippet av klimagasser. I 2005 ble et eget forsknings- og demonstrasjonsprogram for CO<sub>2</sub>-håndteringsteknologier, CLIMIT, etablert. CLIMIT sprang ut av den politiske debatten tidlig på 2000-tallet om fangst av CO<sub>2</sub> fra norske gasskraftverk. Gassnova SF ble etablert for å bygge opp et fagmiljø som staten kunne støtte seg på i vurderingen av gasskraft og CO<sub>2</sub>-håndtering. OED ønsket å få utviklet teknologi for CO<sub>2</sub>-fangst og delte oppgaven mellom Gassnova og Forskningsrådet. Forskningsrådet fikk ansvaret for forskning og utvikling mens Gassnova fikk ansvaret for pilotanlegg og demonstrasjon i et felles program – CLIMIT. Denne konstruksjonen sikret at hele utviklingskjeden fra grunnleggende forskning til demonstrasjon kunne ses i sammenheng. Ikke lenge etter starten ble det klart at mandatet måtte utvides til mer enn norske gasskraftverk, siden de store utslippene globalt kommer fra kullkraftverk og industri. I 2008 ble CO<sub>2</sub>-fangst fra kullkraftverk tatt med i mandatet, og fra 2011 kan CLIMIT også støtte utvikling av CO<sub>2</sub>-fangst fra industriutslipp. I dag regnes CLIMIT dermed som et nasjonalt program for forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologier for fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub> fra fossilt basert kraftproduksjon og industri.

Regjeringens tiltak i strategien for CO<sub>2</sub>-håndtering omfatter et bredt spekter av aktiviteter. Det inkluderer forskning, utvikling og demonstrasjon, arbeidet med å realisere fullskala demonstrasjonsanlegg, transport, lagring og alternativ bruk av CO<sub>2</sub> og internasjonalt arbeid for å fremme CO<sub>2</sub>

handtering. Tiltakene bygger på og videreutvikler kompetansen og erfaringene fra nærmere 20 års innsats.

Regjeringen har en ambisjon om å realisere minst et fullskala demonstrasjonsanlegg for CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring innen 2020. I 2015 ble det gjennomført en kartlegging av mulighetene for fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge. Studien viser at Norcem, Yara og Energigjenvinningsetaten i Oslo kan være interessert i å gjennomføre videre studier. Regjeringen besluttet på bakgrunn av resultatene av studien å igangsette arbeidet med mer detaljerte studier av muligheter for fullskala demonstrasjonsanlegg for CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge. Arbeidet innebærer å studere løsninger for fangst-, transport- og lagring av CO<sub>2</sub>. Studiene skal bidra til å få et mer detaljert bilde av kostnader, risiko og nytte av de CO<sub>2</sub>-håndteringsprosjektene idéstudien har identifisert.

Teknologisenteret på Mongstad (TCM) er en arena for langsiktig og målrettet utvikling, testing og kvalifisering av teknologi for CO<sub>2</sub>-fangst, og inngår som en sentral del av regjeringens strategi. Hovedmålet med TCM er å bidra til teknologiutvikling for økt utbredelse av CO<sub>2</sub>-fangst globalt. Det er også et mål å bidra til internasjonal spredning av disse erfaringene slik at kostnader og risiko for fullskala CO<sub>2</sub>-fangst kan reduseres. Anlegget har vært i kontinuerlig drift siden åpningen i 2012. Teknologisenteret har bidratt til å kvalifisere fangstteknologier for bruk i full skala og fremskaffet svært mye kunnskap som bidrar til å redusere risiko og kostnader ved bygging og drift av CO<sub>2</sub>-fangstanlegg, blant annet om hvordan fangstanlegg skal driftes.

Regjeringen mener også at en må inkludere bruk av biomasse i utviklingsarbeidet for fangstanlegg (såkalt BECCS – bio energy with carbon capture and storage), i et lengre tidsperspektiv. Ifølge IPCC vil det være nødvendig med negative utslipp i andre halvdel av dette århundret for å oppnå togradersmålet.

Regjeringen vil også satse videre på forskning og utvikling. I strategien inngår en fortsatt satsing på CLIMIT, forskningssentre for miljøvennlig energi (FME) og internasjonale forskningsaktiviteter. En evaluering av demonstrasjonsdelen av CLIMIT, gjennomført av Techhopolis i 2014, slår fast at programmet utløser forskning og teknologiutvikling som ellers ikke ville blitt gjort, og bidrar til å redusere kostnader og risiko knyttet til CO<sub>2</sub>-håndtering.

## 17.9 Hydrogenstrategi

På veien til et lavutslippssamfunn må klimavennlig energi i økende grad erstatte fossile energikilder.

Hydrogen kan komme til å spille en rolle som utslippsfri energibærer i fremtidens energisystem, både i transport og i stasjonær energiforsyning.

Regjeringen vil satse på forskning og utvikling av teknologier innenfor produksjon, lagring og bruk av hydrogen. Flere industriaktører, og forsknings- og teknologimiljøer i Norge ligger langt fremme på viktige områder som vannelektrolyse, lagringsteknologi, reformeringsprosesser og sikkerhetsanalyser. Det er viktig å opprettholde og videreutvikle den kompetansebasen som er blitt bygget opp i Norge.

Det er i mange land stor aktivitet på forskning og utvikling av nye teknologiske løsninger basert på hydrogen. Regjeringen vil at kompetansemiljøene i Norge skal følge den internasjonale satsingen tett. Regjeringen vil legge til rette for norsk deltakelse i internasjonalt forsknings- og innovasjonssamarbeid og i internasjonale prosjekter knyttet til hydrogen.

Reduserte utslipp fra transportsektoren er et av regjeringens prioriterte satsingsområder innen klimapolitikken. Både mer effektive transportformer og utslippsfrie energibærere er viktige for å redusere utslipp. Batterielektriske kjøretøy har hatt et stort gjennombrudd i de senere år, mens hydrogen er mer umodent både markedsmessig og teknologisk.

Det er viktig at Norge også får erfaringer med bruk av hydrogen som et ledd i en langsiktig strategi. Det er allerede bygget en viss infrastruktur for hydrogen i Norge. Sammenlignet med mange andre land, vurderes Norge som en foregangsna-sjon med bakgrunn i den innsatsen som har vært gjort i en tidlig fase. I dag jobber minst åtte av verdens ledende bilprodusenter med hydrogen og brenselceller i sine kjøretøy og har konkrete planer om markedsintroduksjon. Flere av disse har brukt Norge som demonstrasjonsarena for sine hydrogenbiler. Det pågår også uttesting av hydrogenbusser i kollektivtransporten i Oslo. På sikt vil det komme flere hydrogenkjøretøyer på veien. Dette stiller krav til hydrogeninfrastruktur, men også til kompetanse, teknologi- og produktutvikling på området. I dette ligger det et viktig næringsutviklingspotensiale i form av leveranser av produkter og tjenester som må utnyttes.

I takt med at en teknologi modnes, øker behovet for å investere i demonstrasjon og etter hvert markedsintroduksjon. Dette er for mange aktører

### Boks 17.3 Hydrogenprogrammer

I energiforskningsprogrammet ENERGIX (2013–2022) er hydrogen og brenselceller et sentralt tematisk område. Det er rettet mot innfasing av hydrogen i transportsektoren, i stasjonær energiforsyning og eksport. Programmet ser på hele verdikjeden med produksjon av hydrogen, lagring og konvertering. Det gis støtte til rene forskerprosjekter, til kompetanseprosjekter som forskningsinstitusjoner gjennomfører i samarbeid med næringslivet, og til innovasjonsprosjekter i næringslivet. Forskningsrådet har også et materialforskningsprogram, NANO2021 (2012–2021), som kan gi støtte til grunnleggende kunnskapsutvikling og innovative teknologiske løsninger som grenser

inn mot temaområdene hydrogen og brenselceller.

EU har en stor hydrogensatsing FCH2-JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, fase 2), som er et partnerskap mellom EU-kommisjonen, industri og forskningsinstitusjoner i Europa. Satsingen har et totalbudsjett på 1.33 milliarder euro i perioden 2014–2020 og støtter forskning, teknologisk utvikling og demonstrasjonsaktiviteter i Europa innenfor hydrogen- og brenselcelleteknologier med mål om å akselerere markedsintroduksjonen av disse teknologiene. Det må legges til rette for økt norsk deltakelse i EUs hydrogensatsing.

en kritisk fase hvor investerings- og kapitalbehovet ofte er stort og hvor det er behov for risikoavlastning. Enova kan bidra med støtte i denne fasen og har i dag flere programmer rettet mot demonstrasjon av ny teknologi som er aktuelle for hydrogen, både i industri og transport.

Hydrogenkjøretøy kan ha et potensial i fremtiden blant annet der det er lange avstander eller tunge laster som gjør batterier mindre egnet. Utviklingen framover er usikker, og i stor grad avhengig av internasjonale trender. Sannsynligvis vil det ikke bli én dominerende teknologi for nullutslippskjøretøy fram mot 2050, men en rekke ulike teknologier og energibærere som vil inngå i fremtidens transportsystemer.

I forbindelse med Enovas neste avtaleperiode vil regjeringen legge til rette for at Enova har et støttetilbud for hydrogenfyllestasjoner. Enova skal følge utviklingen i markedet for hydrogenkjøretøy tett, og bidra til å redusere barrierer for et velfungerende marked for hydrogen som drivstoff.

### 17.10 Bruk av naturgass

Regjeringen vil legge til rette for bruk av naturgass. Kjøp og salg av naturgass skal skje gjennom kommersielle forhandlinger.

Fram til for ti år siden var tilgjengeligheten av naturgass begrenset til områdene ved ilandføringsstedene Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Tjeldbergodden og senere Melkøya. For større industrivirksomheter som bruker gass ligger det nå godt til rette for etablering på disse stedene.

De siste årene har det vokst fram et unikt småskala LNG-distribusjonssystem i Norge. Naturgass er i dag en viktig del av Norges energiforsyning og kan være tilgjengelig over hele landet.

Overgangen fra tungolje til naturgass i industri og skipsfart er en viktig årsak til at Norge har kunnet nå våre internasjonale forpliktelser under Gøteborgprotokollen knyttet til utslipp av nitrogenoksid, svoveldioksid og partikler.

I tillegg til at konvertering til naturgass kan bidra til reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp, er forbedringene av den lokale luftkvaliteten den viktigste miljøgevinsten.

NOx-fondet har siden 2008 vært en viktig driver for økt bruk av naturgass i både industri og som drivstoff i skip. I perioden 2004–2011 administrerte Enova en investeringsstøtteordning for bygging av LNG-terminaler som bidro til å øke tilgjengeligheten av LNG i Norge.

Norge har et sterkt kompetansemiljø og virksomhet i hele næringskjeden i maritim sektor. Bruken av gass som drivstoff i maritim sektor kan vokse betydelig framover. LNG kan i mange tilfeller også samspille godt med batterier i hybridløsninger. Det vil fortsatt kunne være noe grunnlag for en overgang fra olje til naturgass i industrien og hos fjernvarmeprodusenter. Bruk av LNG i både industri og maritim sektor kan på sikt erstattes av miljøvennlig biogass, dersom det blir tilstrekkelig tilgang på dette.

NOx-fondet er basert på en avtale mellom næringsorganisasjoner og Klima- og miljødepartementet. Virksomheter tilsluttet fondet får fritak for NOx-avgiften, men må gi bidrag til fondet. Virk-

somhetene kan samtidig søke om midler fra fondet til å gjennomføre NO<sub>x</sub>-reduserende tiltak. Avtalen utløper i 2017, og myndighetene vil forhandle med næringsorganisasjonene om en ny avtale.

I den grad det vil bidra til reduserte klimagassutslipp og energieffektivisering kan økt anvendelse av naturgass være et aktuelt tiltak for Enova, særlig innen maritim sektor. Det kan også være aktuelt å støtte tiltak der gass blir tatt i bruk i kombinasjon med andre tiltak som bidrar til energieffektivisering og reduserte klimagassutslipp. Etter gjennomføringen av EUs andre gassmarkedsdirektiv har Norge hatt status som et marked under oppbygging. Tredje gassmarkedsdirektiv er vedtatt i EU, men ikke innlemmet i EØS-avtalen ennå.

Departementet har hatt et forslag til endringer i naturgassloven på høring som en oppfølging av

tredje gassmarkedsdirektiv 2015. De to gassdistributionsnettene i Rogaland er omfattet av gassmarkedsdirektivets definisjoner. Departementet legger til grunn at markedet for småskala distribusjon av LNG ikke er omfattet.

I høringen av endringer i naturgassloven mente flere at det er manglende konkurranse i markedet for LNG. Regjeringen viser til at det er gitt investeringsstøtte til mange av de regionale anleggene. Bakgrunnen for å støtte utviklingen av småskala LNG var at gass skulle bli tilgjengelig for flere. Det var en forutsetning i støtteordningen at anleggene skulle være teknisk tilrettelagt for tredjepartsadgang.

Departementet vil vurdere tiltak, herunder lovregulering, rettet mot LNG-anlegg av en viss størrelse for å sikre tredjepartsadgang til LNG-tanker med ledig kapasitet.

## 18 Økonomiske og administrative konsekvenser

De økonomiske og administrative konsekvensene av tiltak omtalt i denne meldingen vil håndteres innenfor gjeldende budsjetttrammer. Eventuelle videre energipolitiske tiltak vil følges opp og fremmes for Stortinget i de ordinære budsjettprosessene.

### 18.1 Forsyningssikkerhet

---

Energiforsyningen i Norge skal ha evne til å dekke forbrukernes etterspørsel etter energi uten vesentlige avbrudd eller begrensninger. I Norge handler sikker energiforsyning først og fremst om kraftforsyningens evne til enhver tid å levere strøm til forbrukerne. For forsyningssikkerheten på kort og lang sikt er det avgjørende at markedet får virke, og at prisene får anledning til å variere med tilbud og etterspørsel. Driften av kraftsystemet og krafthandelen er i hovedsak basert på markedsmessige løsninger, og regjeringen ønsker å opprettholde og styrke markedets viktige rolle på sikt. Dette gir grunnlaget for samfunnsøkonomiske gode beslutninger.

Et velfungerende overføringsnett er avgjørende for forsyningssikkerheten i Norge. Utbygginger i nettet skal være samfunnsmessige rasjonelle. Det pågår, og er planlagt, betydelige investeringer i det norske kraftnettet. Nettselskapene får sine inntekter ved at kundene betaler tariffen. Det er således nettkundene som finansierer investeringer i nettet. Inntekten fra nettleien og utgifter til investeringer i strømmettet budsjetteres ikke over statsbudsjettet.

### 18.2 Fornybar energi

---

Norsk kraftforsyning er i all hovedsak basert på fornybar energi. Det er viktig at våre naturressurser utnyttes og forvaltes på en måte som er til beste for samfunnet. Det er et omfattende lovverk som krever offentlige tillatelser (konsesjoner) i utbygging og drift av energiressursene. Det legges opp til å fortsette arbeidet med å effektivisere konsesjonsbehandlingen. Flere tiltak som er

beskrevet i meldingen kan bidra til å forenkle og forbedre konsesjonsprosessen.

Det legges ikke opp til å innføre nye perioder med elsertifikatsystemer etter at fristen for det eksisterende regimet løper ut i 2021. På denne måten vil det langsiktige grunnlaget for lønnsom utnyttelse av de fornybare energiressursene bedres, og det legger grunnlag for lønnsom teknologiutvikling og nye investeringer i økt produksjon av fornybar energi. Elsertifikatordningen er finansiert av strømkundene gjennom strømmregningen, og budsjetteres ikke over statsbudsjettet.

### 18.3 Næringsutvikling og verdiskaping

---

Det legges opp til at industrielle eiere av vannkraft, innenfor dagens konsolideringsmodell, kan ivareta sitt behov for forutsigbar krafttilgang også i fremtiden. Forslag om endring av industrikonsesjonsloven følger ordinær prosess.

Satsingen i Enova bidrar til å utvikle og forbedre energiteknologier for kraftintensive industri i Norge.

### 18.4 Effektiv og klimavennlig bruk av energi

---

Enova er et hovedvirkemiddel for å utvikle effektive og klimavennlige energiløsninger. De statlige overføringene til Enova bestemmes i de årlige budsjettprosessene.

Det fastsettes et nasjonalt mål for energieffektivisering. Tiltak vil kunne identifiseres på alle samfunnsområder.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

Tilråding fra Olje- og energidepartementet 15. april 2016 om Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030 blir sendt Stortinget.

## Bestilling av publikasjoner

### Offentlige institusjoner:

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon

Internett: [www.publikasjoner.dep.no](http://www.publikasjoner.dep.no)

E-post: [publikasjonsbestilling@dss.dep.no](mailto:publikasjonsbestilling@dss.dep.no)

Telefon: 22 24 00 00

### Privat sektor:

Internett: [www.fagbokforlaget.no/offpub](http://www.fagbokforlaget.no/offpub)

E-post: [offpub@fagbokforlaget.no](mailto:offpub@fagbokforlaget.no)

Telefon: 55 38 66 00

Publikasjonene er også tilgjengelige på  
[www.regjeringen.no](http://www.regjeringen.no)

Omslagsillustrasjon: Hege Mykkeltveit, Selters design

Infografikk: Hege Mykkeltveit, Selters design

Trykk: 07 Aurskog AS – 04/2016

