



NORGES OFFENTLIGE UTREDNINGER

NOU 1998: 11

Energi- og kraftbalansen mot 2020

Utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 16. april 1997

Avgitt til Olje- og energidepartementet 3. juli 1998

STATENS FORVALTNINGSTJENESTE
STATENS TRYKNING

OSLO 1998

Til Olje- og energidepartementet

Ved kongelig resolusjon av 16. april 1997 ble det oppnevnt et energiutvalg til å foreta en utredning om energi- og kraftbalansen mot 2020. Utredningen er enstemmig hvor ikke annet fremgår.

Oslo, 3. juli 1998

Anne-Grete Strøm-Erichsen leder
Marit Lundteigen Fossdal
Thor Håkstad
Per Eggum Mauseth

Øystein Olsen
Heidi Sørensen
Olav Ulleren

Knut Weum
Toril J. Svaan Sekretariatsleder
Eli Jensen
Torgeir Johnson

KAPITTEL 1

Oppnevning, mandat og arbeid**1.1 MANDAT FOR ENERGIUTREDNINGEN**

Ved kongelig resolusjon av 16. april 1997 nedsatte Regjeringen et utvalg for å vurdere energi- og kraftbalansen. Utvalget ble gitt følgende mandat:

«Utvalget skal utrede og vurdere energi- og kraftbalansen for Norge fram mot 2020. Produksjonen av vannkraft, størrelsen på kraftutvekslingen med utlandet og forbruket i ulike sektorer er eksempler på sentrale størrelser i energi- og kraftbalansen. Energibalansen skal omfatte det stasjonære energiforbruket.

Vurderingene av energi- og kraftbalansen skal ta utgangspunkt i ulike framskrivinger av balansen fram til 2020. Minst en av framskrivingene skal være basert på en utvikling hvor fornybare energikilder skal dekke det norske elforbruket i normalår.

Utvalget skal kartlegge viktige ytre forhold som vil påvirke energi- og kraftbalansen i Norge. Slike forhold omfatter for eksempel den økonomiske veksten, utviklingen i energimarkedene i Nord-Europa og internasjonale miljøkrav.

Verneplan I-IV skal legges til grunn som rammer for vern av vassdrag.

Utvalget skal utrede ulike tiltak som kan styrke produksjonen og begrense forbruket. Det er viktig at utvalget legger til rette for en bred drøfting av muligheter og begrensninger i utviklingen av et bærekraftig energisystem. Tiltakene må blant annet omfatte omlegging til mindre bruk av el til oppvarming.

Det må legges særlig vekt på å få vurdert hva som kan gjøres for å begrense forbruket. Det vil derfor være behov for å drøfte hva energi og elektrisitet vil bli brukt til i framtiden. Det er også viktig å få en bedre forståelse av hvordan energi- og elforbruket avhenger av tiltak som energiøkonomisering, prisendringer og reguleringer. Utvalget skal også analysere mulighetene og konsekvensene av en stabilisering av energiforbruket.

Hovedtrekkene i innretning og organisering av virkemidler skal stå sentralt i utredningen. Videre skal utvalget utrede de økonomiske og miljømessige konsekvensene av alle forslag til tiltak og virkemidler og av endringer i priser og reguleringer.

Framskrivingene av energi- og kraftbalansen skal utarbeides på grunnlag av ulike forutsetninger om ytre forhold og tiltak og vurderes ut fra miljøkonsekvenser i Norge og i andre land, ut fra mulighetene for verdiskaping og ut fra fordelingsmessige konsekvenser.

Utvalget forutsettes å ha kontakt med ulike faggrupper og interessegrupper.»

Utvalget hadde sitt første møte 14. mai 1997. Tidsfristen for utvalgets arbeid ble, i samråd med Olje og energiministeren, forlenget til 01.07.1998.

Utvalget hadde følgende *sammensetning*:

- Kommunalråd Anne-Grete Strøm-Erichsen, Bergen Kommune, leder
- Avdelingsleder Marit Lundteigen Fossdal, Energiforsyningens fellesorganisasjon
- Konserndirektør Thor Håkstad, Norsk Hydro
- Administrerende direktør Per Eggum Mauseth, Norsk Boligbyggelags Landsforbund

- Forskningsdirektør Øystein Olsen, Statistisk Sentralbyrå
- Leder Heidi Sørensen, Norges Naturvernforbund
- Avdelingsleder Knut Weum, LO

Utvalget ble supplert med ordfører Olav Ulleren fra Tinn kommune fra 10. november 1997. Ulleren ble oppnevnt av Olje- og energiminister Marit Arnstad i brev av 5. desember 1997.

Sekretærer for utvalget var byråsjef, senere underdirektør Toril J. Svaan, som ledet sekretariatets arbeid, førstekonsulent Eli Jensen og rådgiver Torgeir Johnson.

Konsulent Hans Terje Mysen fra KPMG Management Consulting as har bistått sekretariatet i skrivearbeidet.

Sekretariatet har hatt en kontaktgruppe bestående av følgende medlemmer:

- Rådgiver Rune Aslaksen, Finansdepartementet
- Førstekonsulent Anne Gjerlaugsen, Miljøverndepartementet (tidligere i gruppen Jan Abrahamsen)
- Underdirektør Torgeir Johnsen, Finansdepartementet (tidligere i gruppen Morten Berg)
- Førstekonsulent Gry Hamarsland, Nærings- og handelsdepartementet
- Rådgiver Lars Olaf Selnes, Nærings- og handelsdepartementet (tidligere i gruppen Trine Teialeret)
- Rådgiver Inger Johanne Wiese, Miljøverndepartementet

Miljøverndepartementet har beskrevet miljø- og energiutfordringer. Nærings- og handelsdepartementet har beskrevet situasjonen for kraftkrevende industri og treforedling. Finansdepartementet har bidratt med beskrivelser av det eksisterende skatte- og avgiftssystemet.

1.2 OM BAKGRUNNEN FOR OPPNEVNELSE AV UTVALGET

Ønsket om å utrede energi- og kraftbalansen mot 2020 ble utløst av erfaringene fra tørråret 1996, og må forstås i sammenheng med en stadig strammere kraftbalanse og utviklingen i internasjonal klima- og miljøpolitikk. Tørråret i 1996 viste tydelig hvor følsom vår vannkraftbaserte energiforsyning er for klimavariasjoner, og hvor avhengige vi er av importmulighetene for å opprettholde elforbruket på et tilnærmet uendret nivå når den innenlandske krafttilgangen svikter. Situasjonen i 1996 med høy kraftimport, prisstigning på elektrisitet og frykt for rasjonering, ga en stor oppmerksomhet og et stort engasjement om energibalansen og energipolitikken, i det politiske miljøet, i media og i opinionen.

Flere forhold har bidratt til et sterkere fokus på landets energisituasjon. Bakgrunnen for oppnevningen av utvalget må ses i sammenheng med både innenlandske forhold og ytre forhold:

- Tørråret 1996
- En strammere kraftbalanse og målet om egendekning med fornybare energikilder
- Utviklingen på tilgangssiden i nabolandene, for eksempel hva som skjer med svenske kjernekraftverk og danske kullkraftverk
- Spørsmålet om krafttilgangen til kraftintensiv industri
- Konesjonsbehandlingen til de to gasskraftverkene til Naturkraft AS
- Liberalisering av energimarkedene i Europa
- Internasjonal klima- og miljøpolitikk

Disse forholdene kan ikke ses isolert. Med økte overføringsforbindelser til nabolandene og økt integrasjon av energimarkedene, vil utviklingen i andre land i større grad enn tidligere få betydning for den norske energi- og kraftbalansen. Koblingen mellom energi og miljø har kommet høyt opp på dagsordenen i forbindelse med forhandlingene i regi av FN om å begrense utslippene av klimagasser, jf. møtet i Kyoto desember 1997.

Tørråret 1996

Vinteren 1995-96 var kald og snøfattig. Kulden bidro til høyt elforbruk både i Norge og Sverige. Fra årsskiftet og fram til senhøsten 1996 ga lite nedbør lave tilsig til kraftmagasinene i Sør-Norge. I de viktige månedene for tilsig, mai og juni, var tilsiget det laveste på 60 år. Resultatet var en historisk lav magasinbefylling høsten 1996. I den mest kritiske fasen manglet det over 20 TWh i forhold til normalsituasjonen. Vannmangelen ga seg utslag i høye kraftpriser og en rekordhøy import. Det ble gjort forberedelser til rasjonering fram mot våren 1997.

Den kritiske situasjonen gled etter hvert over vinteren 1997. Brukbart med nedbør fra senhøsten 1996 og framover, reduksjon i elforbruket og god utnyttelse av importmulighetene gjorde at magasinetsituasjonen gradvis ble bedre. Tørråret 1996 ga likevel en tydelig demonstrasjon av sårbarheten i et ensidig vannkraftbasert kraftproduksjonssystem.

Den lave magasinbefyllingen 1996 førte til høye spotpriser på kraft (elspot). Spotprisen nådde en topp i uke 39 med et gjennomsnitt på 35,7 øre/kWh. Mange, men ikke alle energiverkene, økte prisene til sine abonnenter. Det var stor medieoppmerksomhet både om kraftsituasjonen og om prisene. Myndighetene iverksatte kampanjer for å få folk til å spare på strømmen. Resultatet av prisøkningene, medieoppmerksomheten og kampanjene var en merkbar reduksjon i elforbruket. Dette bidro til å gjøre situasjonen lettere utover vinteren 1997.

Kraftbalansen og målet om egedekning med fornybare energikilder

Med fortsatt vekst i elforbruket og begrenset utvidelse av den innenlandske produksjonskapasiteten, vil Norge i økende grad bli avhengig av kraftimport i årene som kommer. Kraftimporten vil blant annet være basert på fossile energikilder og dermed innebære miljøskadelige utslipp til luft i eksportlandene.

Arbeiderpartiregjeringen som oppnevnte energiutvalget, hadde som målsetting at det norske elforbruket i normalår skulle dekkes av fornybare energikilder. Dette er også den uttalte målsettingen til den sittende regjeringen.

Utviklingen på tilgangssiden i nabolandene

Takten i avviklingen av den svenske kjernekraftkapasiteten vil påvirke kraftbalansen i Norden og dermed også kraftbalansen i Norge i stor grad. En rask avvikling av denne kapasiteten vil gi stort behov for ny kapasitet. Når den svenske kjernekraften skal erstattes, kan norsk naturgass (til kraftproduksjon) være et aktuelt alternativ.

Krafttilgangen til kraftintensiv industri og treforedling

Krafttilgangen til kraftintensiv industri og treforedling har stor betydning for den norske kraftbalansen. Denne industrien står for grovt regnet en tredel av det totale norske kraftforbruket. Kraftforbruket i denne industrien er særlig følsomt overfor priser og andre vilkår for kraftleveransene. Forholdsvis små endringer i vilkårene kan gi betydelige utslag på den samlede kraftbalansen.

Konsesjonsbehandlingen av de to gasskraftverkene til Naturkraft AS

Naturkraft AS fikk oktober 1996 konsesjon av NVE til å bygge to gasskraftverk, ett på Kollsnes i Hordaland og ett på Kårstø i Rogaland. Konsesjonsvedtaket ble anket av en samlet miljøbevegelse, men Olje- og energidepartementet opprettholdt NVEs vedtak i juni 1997. For øyeblikket ligger Naturkrafts

utslippssøknad til behandling i Miljøverndepartementet etter en klage på SFTs vedtak om igangsetting av forberedende byggearbeid på Kollsnes og Kårstø. Vedtak om utslippssøknaden forventes å foreligge i løpet av 1998. I mellomtiden har selskapene lagt gasskraftplanene på is. Det er imidlertid varslet søknader om flere andre gasskraftverk.

Det er stor uenighet om bygging av gasskraftverk i Norge. Både tilhengere og motstandere av gasskraft gir miljømessige begrunnelser for sine standpunkter. Tilhengerne argumenterer med at norsk gasskraftproduksjon vil bidra til en reduksjon i de totale nordiske utslippene av CO₂, særlig når vi i økende grad synes å bli mer avhengig av import. Motstanderne har vektlagt at gasskraftverkene vil bidra til å øke de globale utslippene av den farlige klimagassen CO₂ tilsvarende utslippene fra halvparten av den norske personbilparken, og at gassen kan anvendes mer miljømessig fornuftig i andre land og til andre formål.

Tidligere arbeiderpartiregjeringer har støttet prinsippet om norsk gasskraft, mens den sittende regjering er motstander av bygging av gasskraftverk i Norge. I april 1998 tok gasskraftsaken en ny vending ved at Norsk Hydro lanserte et konsept som innebærer at CO₂ skilles ut før kraftproduksjonen.

I mange land vil bygging av gasskraftverk representere en miljømessig forbedring sammenlignet med alternativene, for eksempel hvis gasskraftverk erstatter kullkraftverk. En bakgrunn for at gasskraft har vakt så stor motstand i Norge, er at den norske kraftproduksjonen i utgangspunktet er praktisk talt forurensningsfri. Gasskraft vil innebære et helt nytt element i den norske energiforsyningen (på fastlandet), og vil gi en økning av de totale CO₂-utslippene på 5-6 prosent for de to aktuelle prosjektene på Vestlandet.

Liberalisering av energimarkedene i Europa

Graden av, og takten i en eventuell liberalisering i EU vil være av interesse for den norske energiforsyningen på grunn av økte overføringsforbindelser og økt integrasjon av energimarkeder. Implementeringen av elektrisitetsdirektivet og gassdirektivet, og virkemidler i miljøpolitikken og avgiftspolitikken vil være viktige faktorer for utviklingen i Norge. Prisutviklingen på energi i Nord-Europa vil i større grad enn tidligere påvirke de norske energiprisene og vil dermed være en sentral faktor i vurderingen av den framtidige norske energi- og kraftbalansen.

En internasjonal avgiftspolitikk som i større grad enn til nå tar hensyn til miljøkonsekvensene av energibruk, vil gi høyere kraftpriser og øke verdien av den norske vannkraften. En slik avgiftspolitikk vil også styrke naturgassens posisjon i forhold til først og fremst kull, men også olje.

Internasjonal klima- og miljøpolitikk

På klimatoppmøtet i Kyoto i desember 1997 ble partene i klimaforhandlingene enige om en internasjonal forpliktende klimaavtale som vil redusere utslippene i landene som er bundet av avtalen, med 5 prosent. Klimaavtalen fra Kyoto og skjerpelser av denne kan legge sterke føringer på utviklingen av energiforsyningen i Norge, og kan bidra til å øke verdien på norsk vannkraft. Avtalens videre konkretisering vil ha betydning for hvilke krav som kan stilles til gasskraftproduksjon i Norge.

Oppsummering

Forholdene omtalt over, danner bakgrunnen for behovet for å utrede den framtidige energi- og kraftbalansen og klargjøre ulike målkonflikter. En sentral oppgave er å vurdere hvilke tiltak som kan settes inn for å oppnå en ønsket utvikling framover. Blant annet er det behov for å vurdere hvilke tiltak som kan bidra til å nå målet om at innenlandsk elforbruk skal dekkes av fornybare energikilder i normalår.

1.3 AVGRENSNING OG PRESISERING AV MANDAT

Energiutvalget har fått mandat til å utrede og vurdere energi- og kraftbalansen fram mot 2020. Energibalansen skal omfatte det stasjonære energiforbruket. Utvalget har tolket dette slik at all energiforbruk i transportsektoren skal holdes utenfor drøftingene. Energiforbruket på sokkelen er ikke tatt med i drøftingene, med unntak av den delen som forsynes fra land.

Utvalget la opp til en disposisjon med en drøfting av sentrale forhold som kan påvirke energi- og kraftbalansen.

I den første delen av rapporten gjennomgås sentrale fysiske og økonomiske kjennetegn ved energiforsyningen. Rammvilkårene og organiseringen av energiforsyningen beskrives, og utvalget drøfter sentrale størrelser som har påvirket energiforbruket fram til i dag.

I den andre delen av rapporten beskrives internasjonale rammebetingelser som energiforsyningen må forholde seg til.

Mandatet la opp til at utvalget skulle legge til rette for en bred drøfting av muligheter og begrensninger for utviklingen av et bærekraftig energisystem. I del III beskrives sammenhengen mellom miljø og energiproduksjon, transport og forbruk av energi. Internasjonale avtaler knyttet til ulike typer miljøbelastning blir gjennomgått.

I følge mandatet skulle det legges særlig vekt på å få vurdert hva som kan gjøres for å begrense forbruket. I del IV drøftes enøk-begrepet. En del praktiske enøk-tiltak, og virkemidler som kan benyttes fra det offentliges side for å stimulere til energiøkonomisering blir gjennomgått.

Utvalget ble bedt om å utrede ulike tiltak for å styrke produksjonen. Tiltakene måtte blant annet omfatte omlegging til mindre bruk av el til oppvarming. I del V gjennomgår utvalget muligheter og begrensninger i forhold til å benytte vannbåren varme til oppvarming. Videre gjennomgås status og perspektiver for de ulike energikildene og energiteknologiene. Kraftoverføring, fjernvarme og mulighetene for en mer distribuert energiforsyning drøftes særskilt i egne kapitler.

1.4 UTVALGETS ARBEID

Utvalget har avholdt 26 møter.

Scenarioprosess

Utvalget valgte å gjennomføre en scenarioprosess med bistand fra Per Espen Stoknes i Semco as.

Beregningsgruppe

Utvalget valgte å opprette en beregningsgruppe for å ivareta arbeidet med de tekniske framskrivningene. Beregningsgruppen har bestått av følgende medlemmer:

- Utvalgsmedlem Øystein Olsen, Statistisk sentralbyrå (leder)
- Leif Alm, Institutt for energiteknikk
- Rune Aslaksen, Finansdepartementet
- Torstein Bye, Statistisk sentralbyrå
- Erling Holmøy, Statistisk sentralbyrå
- Thore Jarlset, Norges vassdrags- og energiverk
- Eli Jensen, Olje- og energidepartementet
- Trine Teialeret, Nærings- og handelsdepartementet
- Inger Johanne Wiese, Miljøverndepartementet

Beregningsgruppen har hatt 4 møter. I tillegg har det vært utstrakt uformell kontakt mellom sekretariatet, Statistisk Sentralbyrå og Institutt for energiteknikk.

Fornybare energikilder og energiteknologier

Utvalget opprettet i mars en gruppe til å gjennomgå tekstene for kapitlene om fornybare energikilder og energiteknologier. Gruppen bestod av tekstforfatterne og andre ressurspersoner fra Institutt for energiteknikk (IFE), KanEnergi as, Norges vassdrags- og energiverk (NVE), Norges teknisk- naturvitenskaplige universitet (NTNU), SINTEF Energiforskning as og Norsk Hydro (forskningsenteret, Porsgrunn) foruten Olje- og energidepartementet (OED).

Det ble avholdt 2 dagsmøter hvor man gikk igjennom de aktuelle tekstene. I perioden fram til trykkedato er det fra samtlige fagmiljøer kommet inn verdifulle kommentarer i prosessen med å komplettere tekstene og utarbeide potensialer for de ulike energikildene. Arbeidet har avdekket en viss uenighet angående potensialene for sol- og bioenergi.

Deltakere på utvalgsmøtene

Eksterne fagpersoner og organisasjoner har i nødvendig grad vært trukket med i møtene. Dette gjelder representanter fra Senter for økonomisk analyse (ECON), SINTEF, Institutt for energiteknikk, Norges vassdrags- og energiverk, Worldwatch Institute Norden, Statistisk sentralbyrå, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF), Oslo Energi Enøk, Norges forskningsråd (NFR), Statkraft SF, Shell Corporate Centre, Center for International Climate and Environmental Research - Oslo Cicero, Statoil, Odda Smelteverk, Prosessindustriens landsforbund (PIL), Energiselskapet Asker og Bærum, NTNU, Elkem, Energidata, Tore Gjerløw, Norsk Bioenergiforening (NOBIO), Fritjof Nansens Institutt, Naturgass Vest, Stavanger Energi, Nansen Senter for miljø- og fjernmåling, COTO AS, Energiforsynings fellesorganisasjon (EnFO), Dag Noren Nextwork Ekman AB, IGP Energidata AS.

Utredninger

For å bidra til det faglige grunnlaget for vurderingene, valgte utvalget å få gjennomført noen utredninger fra eksterne forsknings- eller utredningsmiljøer:

- KanEnergi as: Beskrivelse av solenergi, geotermisk energi, stirlingmotoren, bioenergi og bølgeenergi.
- Institutt for energiteknikk: Beskrivelse av hydrogen, brenselceller og framskrivninger av energi- og kraftbalansen ved hjelp av Markalmodellen (IFE/KR/F-98/090 Energi- og kraftbalansen mot 2020).
- EFI-Energi, nå Sintef Energiforskning: Framskrivninger ved hjelp av Samkjøringsmodellen.
- SINTEF Energi, nå Sintef Energiforskning: Beskrivelser av miljøkrav og avgassrensing, CO₂-separering og deponering, NO_x-reduksjon og rensing, CO-rensing og gasstransport.
- Statistisk Sentralbyrå: Framskrivninger av energi- og kraftbalansen i alle scenarier ved hjelp av MSG-6- modellen og Normod-T-modellen. Vedlegg om «Prisfølsomheten ved etterspørsel etter elektrisk kraft», «Fordelingsvirkninger av elektrisitetsavgifter og tariffer», og «Energiproduksjon og forbruk i Norge mot 2020»
- Energiselskapet Asker og Bærum as og EnFO: Beskrivelse av vannbåren varme og fjernvarme.
- Oslo Energi Enøk (Barrierer/utfordringer/tiltak relatert til enøk samt tiltak rettet mot økt energifleksibilitet).
- NTNU, Institutt for vassbygging: Beskrivelse av framtidvisjoner, vannkraft.
- NVE: Beskrivelse av energi- og energikilder, vannkraft, vindkraft, varmpumper, fossile brenslere, kraftoverføring og fjernvarme.
- SINTEF Energiforskning AS og EnFO: Beskrivelse av energisystemet

- EnFO: Bidrag til beskrivelse av muligheter for å styrke produksjonen.
- S. O. Remøe, Prokontra AS: Studie av enøk-politikken i utvalgte land og innspill til beskrivelser av virkemidler for å begrense forbruket.
- ECON: Beskrivelse av kraftmarkedet i Norge-Europa - landstudier.
- Fritjof Nansens Institutt: Beskrivelse av kjernekraft, desentral energiforsyning og ny teknologi.
- Professor Johan Olaisen BI: Ny teknologi- kommentar til den vertikale aksene i scenariene.
- E. Reinert, Norsk Investorforum: Teknologi og energi i kunnskapssamfunnet.
- Ørnulf Seippel, Prosus: Miljøverdier og energipolitikk.

KAPITTEL 2

Sammendrag

2.1 SAMMENDRAG AV DEL I, INNLEDNING

Utvalget har delt NOU'en inn i seks deler foruten de innledende kapitlene med sammendrag og anbefalinger. Tekstene er holdt i en faktaorientert stil. Utvalget har beskrevet forholdene i energi- og kraftmarkedet og de utfordringene som foreligger på basis av mandatet. Anbefalingene er samlet i ([Link](#)) kapittel 3.

Hovedelementene i kraftbalansen går fram av tabell 2.1.

Tabell 2.1: Kraftbalansen for 1997, TWh.

Produksjon	111,6
+ Import	8,7
- Eksport	5,7
= Brutto innenlandsk forbruk	115,4
- Tap, pumpekraft mm.	10,5
= Netto innenlandsk forbruk	105,0

Kilde: Statistisk sentralbyrå og NVE.

Faktorer som påvirker energiproduksjon og -forbruk i Norge, samt forholdene i internasjonale energimarkeder er relevante for en drøfting av den norske kraftbalansen fram mot 2020. Utvalget har valgt en inndeling av rapporten i tråd med dette. I del I beskrives fysiske og økonomiske særtrekk ved energi- og kraftmarkedene, de juridiske og politiske rammebetingelsene og den historiske utviklingen i energiforbruk og -produksjon. I del II drøftes perspektiver for energimarkedene i Norden og Nord-Europa, og en går nærmere inn på å beskrive situasjonen i energiforsyningen i enkelte land av særlig betydning for Norge. I del III redegjøres det for sentrale miljøutfordringer knyttet til produksjon og forbruk av energi. Del IV drøfter mulighetene til å begrense energiforbruket, mens en oversikt over muligheter på tilgangssiden i energi- og kraftmarkedet er gitt i del V. Del VI inneholder en beskrivelse av ulike scenarier for energi- og kraftbalansen mot 2020.

2.2 SAMMENDRAG AV DEL I, HOVEDTREKK I ENERGI- OG KRAFTMARKEDET

Denne delen av utredningen drøfter en best mulig utnyttelse av energi, både i fysisk forstand, og utfra hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet i energisektoren. I ([Link](#)) kapittel 6 gjennomgås hovedtrekkene i det norske energi- og kraftmarkedet. Statens rolle, organiseringen av kraftutvekslingen med utlandet, prisdannelsen i markedet, kraftbalansen og juridiske rammevilkår i energisektoren står sentralt. I ([Link](#)) kapittel 7 beskrives utviklingen i energiforbruket, og viktige drivkrefter som har påvirket utviklingen.

2.2.1 Sammendrag av [\(Link\)](#) kapittel 4, Energisystemet

For å tilfredsstille en sluttbrukers behov for energitjenester på en rasjonell og miljøvennlig måte, er det viktig å velge en optimal sammensetning av primærenergikilde, omformingsteknologi og energibærere.

De energiråstoffene som vi utvinner direkte fra naturen kalles primærenergi. Eksempler på primærenergikilder kan være råolje, vann i regulerte vassdrag, vind og uran. Primærenergi er ofte ikke på en form som en sluttbruker kan nyttiggjøre seg av direkte. Når energien har fått en slik form at den egner seg godt til distribusjon og bruk kaller vi den en energibærer. Elektrisitet, fyringsolje, parafin og naturgass er eksempler på energibærere.

For å gjøre primærenergien tilgjengelig i former som elektrisitet, mekanisk energi eller varme, trengs vanligvis en eller flere av følgende komponenter:

- sentrale energiomformere, for eksempel kraftverk eller varmesentraler eller fjernvarmeanlegg
- transportkanaler, for eksempel distribusjonsnett for elektrisitet, fjernvarme og naturgass
- innretninger hos sluttbrukerne, for eksempel panelovner, radiatorer, motorer, oljefyringsanlegg eller vedovner

Tap vil forekomme i alle deler av energisystemet, både i form av rene varmetap til omgivelsene og i form av redusert anvendelighet etter omforming.

Sentrale begreper i denne sammenhengen er:

- brutto energiforbruk, et mål på bruk av primærenergi eller energibærere
- nyttiggjort energi, et mål på energiforbruket etter tap i omformingsprosessen
- virkningsgrad, et mål på hvor stor del av bruttoenergien som omformes til nyttig energi

Elektrisitet er den energibæreren som har høyest kvalitet, fordi elektrisitet i sin helhet kan omformes til mekanisk arbeid, for eksempel drift av husholdningsapparater. Oppvarmingsbehov kan derimot dekkes ved energiformer av lavere kvalitet, for eksempel ved ulike former for vannbåren varme. Pris, tilgjengelighet og teknisk utrustning vil bestemme hva som vil være riktig valg av oppvarmingsform.

2.2.2 Sammendrag av [\(Link\)](#) kapittel 5, Kjennetegn ved samfunnsøkonomisk effektivt energiforbruk og -produksjon

Begrepet samfunnsøkonomisk effektivitet knytter seg til bruken av et lands totale ressurser, herunder energi, arbeidskraft og kapital. Den grunnleggende årsaken til at det er viktig at ressursbruken er samfunnsøkonomisk effektiv, er at ressurstilgangen er knapp i forhold til de behovene som det er ønskelig å dekke. Da bør en sørge for å få så mye som mulig ut av de produksjonsfaktorene som settes inn i produksjonsprosessen. Noe annet vil innebære en sløsing med samfunnets ressurser.

Viktige premisser for samfunnsøkonomisk effektivitet i energisektoren er at alle aktørene har full informasjon om priser og vilkår i markedene. Det bør være mange kjøpere og selgere, og alle bør ha lik tilgang til markedene. Det bør være ulike typer markeder der kjøps- og salgssønsker imøtekommes.

I et effektivt marked vil prisen gi informasjon om ressursituasjonen, og stimulere til lønnsom investering og drift både på forbruks- og produksjonssiden. Forbrukerne får informasjon om lønnsomheten ved blant annet enøkinvesteringer. Produsenten får informasjon om lønnsomheten ved nyutbygging, valg av energikilde

og teknologi. Mulighetene for en riktig ressursbruk styrkes derfor vesentlig med et system for riktig prisfastsetting.

Det er flere forhold ved energimarkedene som gjør at de ikke gir samfunnsøkonomisk effektivitet uten offentlige reguleringer. Forbrenning av fossile brensler gir ulike typer forurensende utslipp til luft. Kraftutbygging, produksjon og transport medfører miljøbelastninger av ulike slag. Overførings- og fordelingsnettene er et naturlig monopol.

2.2.3 Sammenheng av [\(Link\)](#) kapittel 6, Hovedtrekk i energi- og kraftmarkedet

Kapittel 6 omtaler hovedtrekk i den norske energiforsyningen. Energisektoren er underlagt tett styring av offentlige myndigheter. Dette er tradisjon i alle industri-land; også Norge. Den norske kraftsektoren har både et sterkt offentlig eierskap og sterk styring gjennom lovverket.

Lovverket regulerer kraftsektoren helt fra kraftutbygging til forbruk. Bruken av vassdragene blir styrt gjennom konsesjons- og vassdragslovgivningen, Verneplanene og Samlet plan. Eierskapet blir regulert gjennom virkemidler som forkjøpsrett, konsesjon og hjemfall. Bygging av linjenett krever konsesjoner i henhold til energiloven, blant annet med krav om leveringsplikt slik at kundene er sikret tilknytning til strømmettet. Overføringstariffene i nettet blir kontrollert gjennom NVEs monopolkontroll, og omsetningen blir overvåket av Konkurransetilsynet. I tillegg kreves i utgangspunktet konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven for nesten alle tiltak etter energi- og vassdragslovgivningen. Utenlandshandelen med kraft er underlagt et eget konsesjonssystem. Leveranser til kraftkrevende industri er basert på langsiktige kontrakter. Det er etablert et eget skattesystem for kraftverk.

I tillegg til sterk styring gjennom lovverket er det også et sterkt offentlig eierskap. 85 prosent av kraftproduksjonen og mesteparten av linjenettet er offentlig eid.

Samtidig er Norge et av landene som var tidligst ute med å åpne for en markedsbasert omsetning av kraft gjennom innføringen av energiloven i 1991. Kraftmarkedet har gjennomgått store endringer i tiden etter dette. Forbrukerne kan velge leverandør av kraft uten at det er kostnader knyttet til dette. I de senere årene er det blitt mer vanlig å organisere energiverkene som aksjeselskaper. Blant de største energiselskapene har flere valgt en konsernorganisering.

Utviklingen i de øvrige nordiske landene går mot en større grad av markedsbasert kraftomsetning. Det norsk-svenske kraftsystemet ble ytterligere integrert etter at grensetariffene mellom de to landene ble fjernet i 1996, samtidig som det ble opprettet en felles norsk-svensk kraftbørs. Handelen i de organiserte markedene har fått økende betydning for kraftselskaper og de store kraftbrukernes håndtering av økonomisk risiko.

Gjennom tre nye kabler til Europa vil det norske kraftsystemet i større grad bli bundet sammen med kraftsystemene på kontinentet. Kraftkablene åpner for mer kraftutveksling, og kraftprisene i Europa vil få større betydning for utviklingen i den nordiske kraftprisen. De ulike egenskapene til varmekraftsystemet og vannkraftsystemet gir grunnlag for gevinster i samspill mellom systemene.

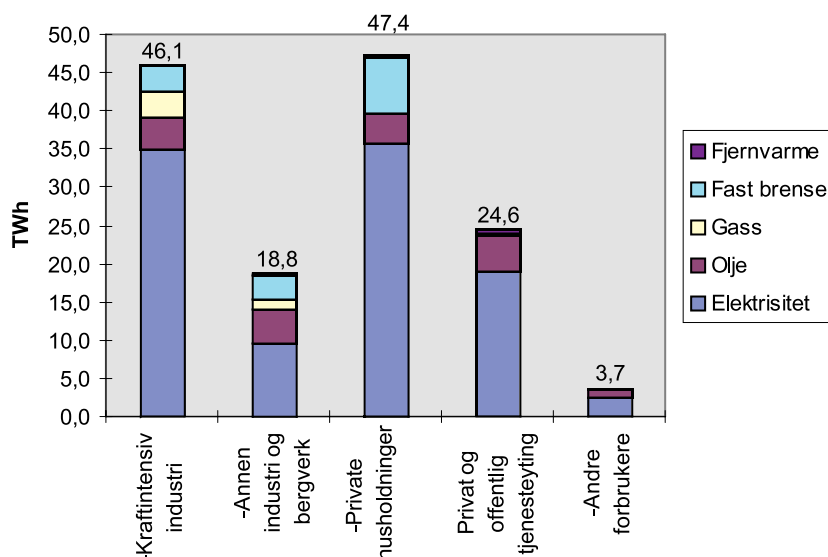
Mulighetene for kraftutveksling med utlandet er særlig viktig for Norge. På grunn av det ensidige innslaget av vannkraft på produksjonssiden er den norske energiforsyningen sårbar for variasjoner i nedbør. Dette ble illustrert i tørråret 1996. Sårbarheten for variasjoner i tilsiget er større ettersom fraværet av ny kraftutbygging og et økende forbruk har gitt en strammere kraftbalanse de senere årene. I dag er det innenlandske kraftforbruket større enn produksjonsevnen i et år med normale

tilsig til kraftsystemet. Importen spiller en stadig større rolle for den innenlandske kraftoppdekningen.

2.2.4 Sammendrag av (Link) kapittel 7, Utviklingen i energiforbruket

Kapittel 7 beskriver utviklingen i det stasjonære energiforbruket i Norge. Det totale innenlandske energiforbruket var 226,8 TWh i 1996. Av dette ble 140,7 TWh brukt til stasjonære formål, hvorav 72 prosent var elektrisitet. Den nest viktigste energibæreren til stasjonære formål er olje, som sto for 13 prosent av forbruket. Fast brensel, gass og fjernvarme dekker resten av etterspørselen.

Utviklingen har gått i retning av økende forbruk av elektrisitet, og avtakende forbruk av oljeprodukter. Energiforbruket har økt med gjennomsnittlig 1 prosent per år siden 1976. Veksten har vært størst i husholdninger og privat og offentlig tjenesteyting. Historisk er det en klar sammenheng mellom den økonomiske veksten og utviklingen i energiforbruket. Men veksten i energiforbruket har vært svakere enn økningen i verdiskapingen de siste 20 årene.



Figur 2.1 Stasjonært energiforbruk fordelt på sektor i 1996

Kilde: Statistisk sentralbyrå, Energistatistikk 1976-1996

Sammenlignet med andre land er det høye kraftforbruket karakteristisk for Norge. Det totale stasjonære energiforbruket er på linje med for eksempel Sverige som til en viss grad kan sammenlignes klimamessig. Sammensetningen av veksten er også viktig. Industriens energiforbruk per innbygger i Norge er en av de høyeste i OECD.

Mange faktorer virker sammen til å bestemme det totale energiforbruket. Hvor mye energi som trengs for å varme opp en bolig, kan delvis forklares ut fra klimatiske forhold. Bygninger av samme standard vil typisk bruke 20 til 30 prosent mer energi i Norge enn i land i sentraleuropa. Men energiforbruket må også sees i forhold til husholdningenes preferanser for komfort og holdninger til energisparing, hvor mange mennesker som bor i boligen, husholdningenes inntektsnivå, pris på de ulike energikildene, og ikke minst det tekniske utstyret og standarden på boligen.

I norske husholdninger går 60 prosent av energiforbruket til oppvarming. Denne andelen har vært synkende på grunn av forhold som bedre isolerte boliger og varme fra mer belysning. Det absolutte forbruket har imidlertid økt med større boligareal, økt komfort i boligene og større andel eneboliger. Gjennomsnittlig boareal per husholdning har økt fra 75 m² i 1950 til 110 m² i 1990.

Befolkningssammensetning og familiestørrelse har også betydning for energiforbruket. Energiforbruket i en- personhusholdninger er i gjennomsnitt omtrent 16 500 kWh per år. I en husholdning med fire personer er forbruket 7 000 kWh per person per år. En sterk trend mot flere små husholdninger, flere eldre, færre barn per familie og flere skilsmisser er blant de forholdene som har redusert størrelsen på husholdningene og dermed bidratt til økende energiforbruk.

Ny teknologi påvirker energiforbruket på mange måter. Teknologien har gjort at energi kan brukes til flere formål enn tidligere både i husholdningene, industrien og offentlig og privat tjenesteyting. Men teknologien har også blitt mer energieffektiv. Energiintensiteten i fastlands-Norge ble redusert med 25 prosent i perioden 1976 til 1994.

De analysene som er gjort av prisfølsomheten for elektrisitet, viser at økte priser gir redusert vekst i elforbruket. Men etterspørselen viser seg å være relativt uelastisk. I vedlegg 1 studeres sammenhengen mellom pris og etterspørsel etter elektrisitet i større detalj.

2.3 SAMMENDRAG AV DEL II, ENERGIMARKEDENE I NORDEN OG NORD-EUROPA

Energi blir handlet i et internasjonalt marked. Utviklingen i de landene vi samhandler med påvirker i stor grad energi- og kraftbalansen i Norge.

2.3.1 Sammenheng av *(Link)* kapittel 8, Norge i et nord-europeisk energimarked - perspektiver

Norge er del av et felles nordisk kraftsystem, og vil i økende grad bli knyttet til det europeiske kraftsystemet gjennom vedtatte kabler til kontinentet i begynnelsen av neste århundre. Med dagens overføringskapasitet mot utlandet på 4500 MW, er det mulig med en utveksling på 22-24 TWh per år ved maksimal utnyttelse. I praksis vil den faktiske utvekslingen til enhver tid avhenge av produksjons-, overførings- og etterspørselsforhold i kraftmarkedet både i Norge og i utlandet.

Kraftutvekslingen mellom Norge og nabolandene utnytter fordelene ved å samkjøre vannkraft og varmekraft. I Norge er det vannmengden i magasinene, eller energien, som er den begrensende faktoren. Men kraftverkene kan raskt, og med små kostnader reguleres opp eller ned i takt med forbruket. Kraftproduksjonen i våre naboland er i stor grad basert på varmekraft. Innsatsvarene i varmekraftproduksjonen består stort sett av energibærere som kan anskaffes i de mengder det er behov for, og representerer derfor ingen begrensninger for kraftproduksjonen. Varmekraftverkene er derimot dyre å regulere opp og ned, og i motsetning til vannkraften er slike verk mindre egnet til å dekke kortvarige forbrukstopper.

De ulike egenskapene til varmekraftsystemet og vannkraftsystemet gir grunnlag for gevinster i samspill mellom systemene. Reguleringsevnen til vannkraftsystemet kan utnyttes for å møte forbrukstopper.

Norge på sin side kan importere kraft fra varmekraftsystemene når forbruket er lavt, og samtidig regulere ned vannkraftproduksjonen og spare vann. Norge kan oppnå økonomiske gevinster ved å eksportere kraft til relativt høye priser på dagtid under forbrukstopper og importere kraft til relativt lave priser på natten og i hel-

gene, når produksjonen er høyere enn forbruket i våre naboland. På denne måten kan de unike egenskapene til vannkraftsystemet gi energien som produseres, en høyere verdi.

Samkjøring med varmekraftsystemet kan også redusere behovet for nye kraftverk og flerårsmagasiner i Norge. Når prisen i Norge blir noe høyere enn marginalkostnaden ved varmekraftproduksjon, vil det lønne seg for våre naboland å eksportere kraft til Norge. Motsatt vil det lønne seg for Norge å eksportere kraft når prisen hjemme er lavere enn i nabolandene.

Innen 2003 vil den samlede overføringskapasiteten ha økt til 6300 MW. Dette vil gi en betydelig økning i muligheten for krafthandel med utlandet. Den framtidige utviklingen i Europa og Norden vil derfor få økende betydning for den norske kraftprisen, og krafthandelen mellom landene. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til utviklingen i energimarkedene i de landene Norge vil ha tilknytning til.

Sentrale faktorer som vil påvirke kraft- og energimarkedene i Norden og Europa er:

- Virkemidler i miljøpolitikken; som avgifter
- Graden av liberalisering
- Kostnadene ved ny produksjonskapasitet

Disse faktorene vil påvirke framtidig lønnsomhet ved kraftutveksling og kraftutbygging også i Norge. Ut i fra vurderinger gjort i ([Link](#)) kapittel 8 er det rimelig å forvente at kraftprisen over tid vil reflektere kostnaden ved ny produksjonskapasitet. Dette er en følge av en liberaliseringsprosess. Dette vil slå ut i økte elpriser i Norge. Per i dag er det imidlertid en overkapasitet i det europeiske systemet som kan bidra til å holde prisen lav i en periode.

2.3.2 Sammendrag av ([Link](#)) kapittel 9, Energiforsyningen i de ulike landene

I ([Link](#)) kapittel 9 gis en presentasjon av energimarkedene i Sverige, Danmark, Finland, Tyskland, Nederland, Polen og de baltiske landene. Utvalget er gjort ut fra en vurdering av hvilke land som er og vil bli særlig viktige for utviklingen i den norske og nordiske energi- og kraftbalansen.

Energipolitikken i landene varierer, både i fokus og i valg av virkemidler. De store variasjonene i elprisene, spesielt til husholdningene, skyldes i stor grad forskjeller i avgifter. Prisforskjellene har gitt betydelige utslag i sammensetningen av energiforbruket i husholdningene. Husholdningene i Norge, Sverige og Finland betaler vesentlig mindre for elektrisiteten enn hva tilfellet er i Danmark, Tyskland og til dels også i Nederland. I Norge og Sverige er det omfattende bruk av elektrisitet til oppvarming, i motsetning til i Danmark og Finland hvor elektrisitet bare i liten grad brukes til oppvarming.

Kraftproduksjonen i Nord-Europa og særlig i Norden er sammensatt. Norge, med praktisk talt bare vannkraft, og Danmark, hvor kraftproduksjonen i det alt vesentlige er basert på fossile brensler, utgjør ytterpunktene. Finland og Sverige har en mer variert kraftforsyning med vannkraft, kjernekraft og varmekraft basert på fossile brensler. I Danmark utgjør vindkraft i underkant av 5 prosent av den totale kraftproduksjonen. Sverige har et betydelig forbruk av bioenergi. Tysklands kraftproduksjon er dominert av kull og kjernekraft, mens Nederland i tillegg til kullkraft også har et betydelig innslag av gasskraft. I Polen er kraftproduksjonen i stor grad basert på kull, mens kraftproduksjonen i de baltiske landene i hovedsak er basert på fossile brensler, kjernekraft og vannkraft.

Når det gjelder miljøutslipp, har Danmark det klart høyeste utslipp av CO₂ per innbygger i Norden. Dette skyldes først og fremst det store innslaget av kull i den danske kraftproduksjonen. Norge har det laveste CO₂-utslipp av de nordiske land (utenom Island), både totalt og per innbygger. De lave norske CO₂-utslippene skyldes først og fremst en praktisk talt forurensningsfri kraftproduksjon (over 99 prosent vannkraft).

2.4 SAMMENDRAG AV DEL III, MILJØ OG ENERGIUTFORDRINGER

I følge mandatet skulle utvalget legge til rette for en bred drøfting av muligheter og begrensninger i utviklingen av et bærekraftig energisystem. I del III berøres disse problemstillingene særskilt.

2.4.1 Sammenndrag av kapittel 10, Bærekraftig utvikling - utfordringer framover

I St meld nr 58 (1996-97) Miljøpolitikk for en bærekraftig utvikling, er bærekraftig utvikling definert som:

«... en utvikling som tilfredsstillter dagens generasjoners behov uten at det går på bekostning av framtidige generasjoners muligheter til å tilfredsstillte sine behov.»

Produksjon, transport og bruk av energi er årsak til flere av de miljøproblemene vi står overfor i dag. Et bærekraftig energisystem må ta hensyn til de rammene som naturen setter på globalt, nasjonalt og lokalt nivå. Effektiv utnyttelse av de ressursene som allerede er bygd ut, er en sentral del av en miljøvennlig politikk.

Et mål om en bærekraftig utvikling innebærer at bruken av energi, vann, luft og jord må skje slik at økosystemene ikke påføres alvorlig skade. Skadene kan påføres blant annet ved opphoping av klimagasser i atmosfæren, ved at miljøgifter akkumuleres i næringskjeden og ved tilførsel av mer avfallsstoffer enn det som kan tas tilbake til naturens kretsløp. Miljøbelastningen er for en stor del grenseoverskridende mellom land som ved utslipp av klimagasser. Dette krever utstrakt internasjonalt samarbeid. Skader kan i enkelte tilfeller være ugjenkallelige, som ved reduksjoner i det biologiske mangfoldet. Andre typer miljøkvaliteter som kulturminner, kulturlandskap, og uberørt natur er også viktige for menneskenes velferd.

2.4.2 Sammenndrag av kapittel 11, Miljøvirkninger av energiproduksjon- og bruk

De ulike energibærerne medfører forskjellige miljøpåvirkninger ved produksjon, overføring og bruk. Verdens energiforbruk er hovedsakelig basert på fossile brensler som gir utslipp av klimagasser og forsurening av vann og jordsmonn. Kjernekraft kan gi radioaktiv forurensning. All energiproduksjon og -transport medfører naturinngrep som i større eller mindre grad kan påvirke landskapsverdier og det biologiske mangfoldet.

2.4.3 Sammenndrag av kapittel 12, Ressursforvaltning og miljøhensyn

Det er nødvendig å sette rammer for bruken av miljøressursene fordi det ikke eksisterer velutviklede markeder for disse godene. Rammene kan settes gjennom direkte reguleringer av virksomheten, som i forurensningsloven, plan- og bygningsloven og vassdragslovgivningen. Det kan benyttes avgifter, støtteordninger og informasjon

om mulighetene for energiøkonomisering. Miljøkonsekvensene ved energiproduksjon og -transport har fått en mer inngående beskrivelse i kapitlene som beskriver energitilgangen. Det vises også til del IV om mulighetene for å begrense energietterspørselen.

2.4.4 Sammen drag av kapittel 13, Eksisterende internasjonale konvensjoner og protokoller

I dette kapitlet gjennomgås de internasjonale konvensjonene og protokollene som Norge har sluttet seg til. Dette er Konvensjonen om biologisk mangfold, Konvensjonen om grenseoverskridende, langtransportert luftforurensning, Svovelprotokollen, Protokollen for reduksjon av nitrogendioksidutslipp, Protokollen for reduksjon av flyktige organiske forbindelser (VOC) og Montrealprotokollen om stoffer som reduserer ozonlaget.

For Energiutvalget har Kyotoprotokollens krav til utslipp av klimagasser vært særlig sentral. Kyotoprotokollen setter mål om minst 5 prosent reduksjon i industrilandenes utslipp av klimagasser innen 2008 til 2012 i forhold til 1990-nivå. Avtalen omfatter de seks viktigste klimagassene. Klimagassen CO₂ er særlig knyttet til energiproduksjon og forbruk. Norge kan øke klimagassutslippene med 1 prosent. Protokollen åpner for fleksible gjennomføringsordninger. Det gjenstår imidlertid mange forhold som ikke er avklart; som retningslinjene for felles gjennomføring og regler og retningslinjer for et internasjonalt kvotehandelssystem.

2.5 SAMMENDRAG AV DEL IV, MULIGHETER FOR Å BEGRENSE ENERGIETTERSPOERSELEN

Denne delen av rapporten tar for seg virkemidler som kan benyttes for å begrense forbruket. Utvalget har lagt vekt på å drøfte hva energiøkonomisering er. Noen praktiske enøktiltak som kan være aktuelle for ulike energibrukere gjennomgås. Beslutningene om enøktiltak blir tatt av forbrukerne. Virkemidlene må derfor innrettes slik at forbrukerne selv finner det lønnsomt å gjennomføre tiltakene.

Denne delen går også igjennom noen perspektiver knyttet til den teknologiske utviklingen.

Kraftintensiv industri er av særlig betydning for den norske kraftbalansen. Disse næringene drøftes derfor særskilt.

2.5.1 Sammen drag av kapittel 14, Drøfting av enøkbegrepet

Begrepet energiøkonomisering (enøk) står sentralt i en gjennomgang av mulighetene for å begrense forbruket. Enøk er sist definert i St meld nr 41 for 1992-93. De sentrale målene for enøkpoltikken er samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse av energiressursene og reduksjon i de negative miljøkonsekvensene av energibruken. Dette er en meget vid definisjon. Utvalget betrakter enøk som:

«alle de forbedringer i energisystemet og bruken av energi som fører til høyere energiproduktivitet, mer fleksibilitet og et bedre miljø. Enøkpoltikken omfatter de tiltak, virkemidler og programmer som myndighetene iverksetter med sikte på å utløse samfunnsøkonomisk lønnsomme forbedringer.»

I godt fungerende markeder er det betydelige drivkrefter for energiøkonomisering. Mesteparten av energieffektiviseringen i dette århundret kan føres tilbake til prosesser som er rettet mot effektivisering generelt. Godt fungerende energimarkeder,

markeder for energiteknologier, energiforbrukende utstyr og energirelaterte tjenester er viktige for å sikre energieffektivitet.

I kapitlet diskuteres hva som ligger i beregninger av enøkpotensialet, og det drøftes hvorfor enøkpotensialet ikke blir realisert. Løpende teknologiutvikling er en viktig forklaring på at det kan beregnes et enøkpotensial. Det går tid mellom hver gang nye investeringer finner sted, og i mellomtiden kan teknologien forbedres. Derfor vil det alltid eksistere et enøkpotensial.

2.5.2 Sammenheng av kapittel 15, Hvordan redusere energiforbruket i praksis

I dette kapitlet foretas en gjennomgang av viktige typer tiltak for energiøkonomisering i de ulike sektorene. Innen industrisektoren gis det konkrete eksempler på gjennomførte tiltak. Industrien har et betydelig sparepotensial, men tiltakene varierer med type virksomhet. Utnytting av spillvarme til elproduksjon eller fjernvarme er viktige muligheter innen kraftintensiv industri.

Mulighetene for energisparing, og måten de kan stimuleres på, er forskjellige for bygninger med få boligenheter, for større bygninger i tjenesteytende næringer og for boligblokker. Det gis en presentasjon av viktige problemstillinger knyttet til muligheten for bedre å utnytte energi med lav kvalitet til boligoppvarming slik at behovet for bruk av el til oppvarmingsformål begrenses. Slike tiltak omfatter både forbedring av forbrenningsprosesser, utvikling av fjern- og nærvarmesystemer, varmepumper, varmegjenvinning, substitusjon mellom energibærere og samtidig produksjon av varme og elektrisitet.

2.5.3 Sammenheng av kapittel 16, Fiskale virkemidler

I kapittel 16 blir avgiftenes betydning for energiforbruket drøftet. Avgifter på energiområdet kan omfatte energi- og miljøavgifter og kan legges både på forbruk og produksjon.

En karbongradert avgift på alle utslippsgenererende bruk av fossile brensler vil være et kostnadseffektivt virkemiddel for å nå miljømål knyttet til CO₂-utslipp. Forbruksavgifter legges gjerne på energiforbruk uten å skille mellom ulike energikilder. Den norske el-avgiften er et eksempel på en forbruksavgift. Denne avgiften er mindre treffsikker i forhold til miljøbelastningen ved de ulike formene for elektrisitetsproduksjon.

Virkemiddelbruken må koordineres og harmoniseres på tvers av landegrenser for å sikre global kostnadseffektivitet. Med et optimalt internasjonalt harmonisert avgiftssystem hvor alle miljøhensyn er ivaretatt, vil det ikke være behov for å vurdere ytterligere avgifter i Norge; et system som ikke er på plass i dag. Per i dag er det betydelig forskjell i miljø- og energibeskatningen i europeiske land, både mellom energiformer og sektorer. Det er ikke usannsynlig at disse forskjellene vil bestå. En særnorsk karbongradert avgift på kraftproduksjonen i Norge er lite hensiktsmessig for å redusere det norske elforbruket, fordi bare en ubetydelig andel av kraftproduksjonen er basert på fossile brensler.

Gitt en målsetning om å begrense veksten i energiforbruket i Norge, kan det være grunnlag for å supplere norske CO₂-avgifter med andre avgiftsløsninger, herunder økning i el-avgiftene. For å unngå økt bruk av fyringsolje, og dermed økte utslipp, bør det i så fall vurderes å supplere med å øke avgiften på fyringsolje.

Ved siden av at forbruksavgifter ikke er et kostnadseffektivt virkemiddel overfor forurensende utslipp, vil bruk av slike avgifter redusere prisen på elektrisitet til produsent. Dette reduserer verdien av våre vannkraftressurser. Det gjør også andre

fornybare energiformer, som vindkraft, mindre lønnsomme. Dersom en samtidig med en begrensning av forbruket ønsker å stimulere til økt produksjon av fornybare energiformer, må disse tilføres en form for støtte. Importavgift vil heve elprisen innenlands og øke lønnsomheten for elproduksjon. En slik avgift kunne imidlertid komme i konflikt med EØS-avtalen.

Høye avgifter kan ha negative fordelingsmessige effekter. Utvalget har derfor drøftet et system med flerleddet avgift der forbrukerne får en kvote med kraft som har lav avgift, og høyere avgift på forbruk utover kvoten. Beregningene indikerer at et slikt system kan motvirke noe av de negative fordelingsmessige konsekvensene ved høye avgifter. På den annen side vil en flerleddet avgift ha betydelige administrative kostnader. Fordelingsmessige virkninger av avgifter er også drøftet i vedlegg 2.

2.5.4 Sammenheng av kapittel 17, Administrative virkemidler

I tillegg til generelle rammebetingelser som skal sikre at prisene reflekterer miljøkostnadene, kan myndighetene iverksette administrative tiltak som stimulerer til en mer energieffektiv tilpasning i økonomien.

Ulike former for økonomiske tilskudd kan stimulere til effektivisering av teknologi og til utvikling av markeder for nye teknologier og energiresurser. Eksempler på dette er støtteordninger for bioenergi, varmepumper og vindkraft.

Gjennom frivillige avtaler kan myndighetene sikre seg forpliktende oppfølging av energieffektiviteten i næringslivet. Slike avtaler er utprøvd i andre land. Tiltakene må tilpasses de forskjellige industrienes muligheter og forutsetninger. Resultatet av slike forhandlinger mellom myndigheter og næringsliv vil avhenge av hvilke rammer som settes for avtalene. Et viktig punkt er om de er en del av de samlede rammebetingelser for bedriftene, eller om de fastsettes uavhengig av andre virkemidler som avgifter eller reguleringer.

Gjennom offentlige teknologioppkjøp og teknologikonkurranser kan myndighetene stimulere både til utvikling av mer energieffektiv teknologi, til å gjøre slik teknologi mer kostnadseffektiv og til å redusere brukernes innkjøpskostnader.

Norge deltar i internasjonalt samarbeid både om merking og standardisering av energieffektivt utstyr. Gjennom merking av utstyr gis brukerne informasjon som setter dem i stand til å velge utstyr med lavt ressursforbruk. Gjennom standarder kan myndighetene påvirke hvor energieffektiv de produktene som tilbys på markedet er. Myndighetenes utforming av energikrav i byggeforskrifter er en slik standard som sikrer at bygninger konstrueres med en teknologi og standard som er energimessig kostnadseffektiv.

Gjennom kommunenes arealplanlegging legges mange premisser for framtidig energibruk både i boligsektoren og for transportformål. Både nivået på energibruken i framtidige boliger og muligheten til å utnytte lokale energikilder og varmegjenvinning kan påvirkes gjennom slik planlegging.

2.5.5 Sammenheng av kapittel 18, Kompetanseutvikling

Informasjonstiltak, opplæring og rådgiving må tilpasses ulike behov hos beslutningstakerne. Generell informasjon og rådgiving, blant annet via regionale enøk-sentre og energiverk, er viktige tiltak rettet mot enkelthusholdninger. For energibrukere innen tjenesteyting, boligsamvirke, industri og offentlig virksomhet vil utvikling av informasjonsnettverk kunne bidra til at energihensyn integreres i den ordinære økonomiforvaltningen. For industri som deltar i myndighetenes bransjennettverk, kan halvparten av bransjene vise til forbedring av energieffektiviteten. For

boliger og kommunal sektor er slike nettverk under oppbygging. Myndighetenes tiltak for informasjon og opplæring retter seg også inn mot yrkesgrupper og bedrifter som er leverandører av produkter og tjenester med betydning for energibruken.

Norges forskningsråd har en rekke aktiviteter som retter seg mot å utvikle mer effektiv bruk av energi. Hovedtyngden er knyttet til teknologiske programmer som er brukerstyrt av næringslivet. I tillegg finansierer myndighetene grunnleggende energiforskning og strategiske instituttprogrammer. For å sikre at ny teknologi tas i bruk i samfunnet, finansierer myndighetene næringsrettet teknologiutvikling og demonstrasjon av energieffektiv teknologi.

I en rekke land har næringslivet, ofte i samarbeid med myndighetene, utviklet egne konsepter med sikte på å realisere forbrukernes enøkmuligheter på forretningsmessig basis hvor gjennomføring og finansiering ivaretas av profesjonelle aktører. En slik tredjepartsfinansiering kan bidra til å fjerne barrierer som hemmer den enkelte energibruker i å realisere enøktiltak. Flere divkrefter i energimarkedene sannsynliggjør en slik utvikling.

2.5.6 Sammendrag av kapittel 19, Ny teknologi

Mulighetene for å begrense forbruket er blant annet knyttet opp mot den teknologiske utviklingen. Til grunn for scenariebeskrivelsene i kapittel 32-36 ligger en vertikal akse som kan ses som et spenn mellom et innovasjonsdrevet samfunn og et rikdomsdrevet samfunn. I kapittel 19 drøftes noen av de teknologiske utfordringene man kan stå overfor i framtiden, og som kan bli avgjørende for Norges vekstmuligheter i 2020. Fokuset er rettet mot informasjonsteknologi (IT) og hvordan denne teknologien kan endre energisystemet. Bildet som framstår er en mer fragmentert verden i rask endring, med en rekke nye spesialtilpassede produkter, produksjons- og organisasjonsformer.

IT i kombinasjon med strengere miljøreguleringer vil lede til mer energieffektive produkter, produksjons- og organisasjonsformer. Men teknologisk framgang gir også sterke vekstimpulser i økonomien som stimulerer til økt energiforbruk.

2.5.7 Sammendrag av kapittel 20, Kraftkrevende industri og treforedling - hovedtrekk

Det samlede elforbruket i kraftkrevende industri er høyt, omlag 30 TWh. De bruker også olje, kull, koks og bioenergi. Kraftkrevende industri har derfor en vesentlig betydning for energi- og kraftbalansen i Norge. I tillegg står de for om lag 15 prosent av CO₂-utslippene.

Energi utgjør en vesentlig del av produksjonskostnadene for kraftkrevende industri. Samtidig konkurrerer kraftkrevende industri i et internasjonalt marked. Derfor kan denne delen av industrien bli særlig berørt dersom betingelsene knyttet til energiforbruket avviker vesentlig fra andre land med tilsvarende industri. Kraftkrevende industri er ofte viktige hjørnesteinsbedrifter i små lokalsamfunn. En avvikling av deler av industrien kan derfor gi særlig store omstillingskostnader.

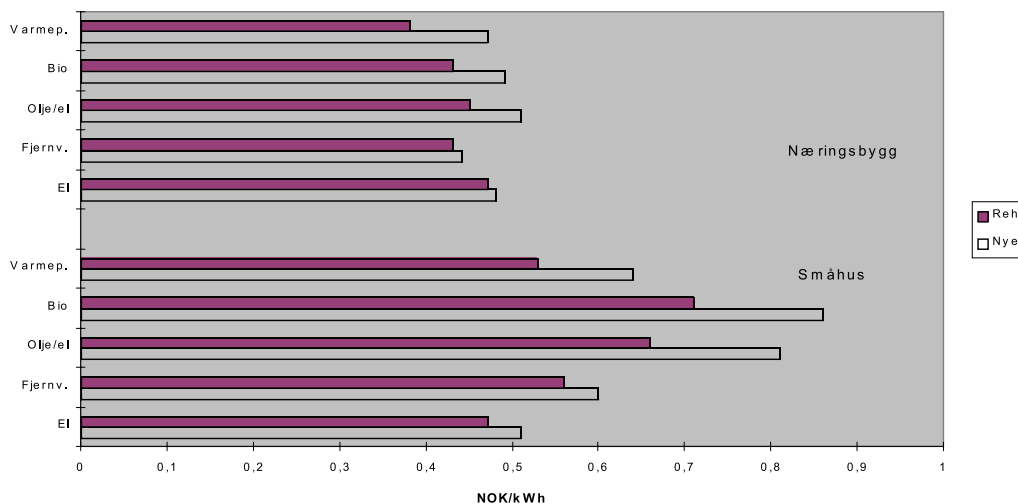
2.6 SAMMENDRAG AV DEL V, ENERGITILGANG

Utvalget er bedt om å utrede tiltak som kan styrke produksjonen. I denne delen gjennomgås aktuelle energikilder og energiteknologier som kan benyttes i energi- og kraftproduksjon. Distribuert elproduksjon, kraftoverføring og fjernvarme drøftes særskilt.

2.6.1 Sammendrag av kapittel 21, Vannbåren varme

Mandatet ber utvalget vurdere tiltak for omlegging til mindre bruk av el til oppvarming. Det er flere teknologier å velge mellom. Tradisjonell oljefyring og vedfyring er nærliggende alternativer. Ved bruk av vannbåren varme åpnes det for å kunne benytte en rekke energikilder og teknologier. Olje, el, bioenergi, gass, solenergi og varmepumper er viktige eksempler. Generelt vil vannbåren varme bidra til økt fleksibilitet i energisektoren. Vannbåren varme åpner også for å utnytte avfall og spillvarme fra industrien og fra kraftproduksjon til energiformål. Dette krever imidlertid et distribusjonssystem for varme, se nærmere beskrivelse i kapittel 29 om fjernvarme.

Kapittel 21 omhandler tekniske og økonomiske problemstillinger knyttet til vannbåren varme. Gitt dagens elpriser synes vannbåren varme å være konkurransedyktig med direkte elvarme i næringsbygg. Det vises til figur 2.2 der kapitalkostnader ved investeringene og drifts- og vedlikeholdskostnadene er illustrert. For småhus og blokker kommer elektrisitet billigst ut. Varmepumper og fjernvarme skiller seg ut som de rimeligste alternativene for vannbåren varme. Årsaken til at de spesifikke energikostnadene er lavere ved rehabilitering enn ved nybygg er at energiforbruket i eldre bygg er betydelig høyere enn i nye bygg. De høye investeringskostnadene knyttet til vannbåren varme kan da fordeles på et høyere energiforbruk. Enhetskostnadene ved vannbåren varme i boligblokker ligger et sted mellom kostnadene i småhus og næringsbygg.



Figur 2.2 Samlede enhetskostnader ved ulike oppvarmingsalternativer i næringsbygg og småhus. Ved rehabilitering og ved nybygg.

Kilde: Energiforsyningens Fellesorganisasjon og Energiselskapet Asker og Bærum as.

2.6.2 Sammendrag av kapittel 22, Vannkraft

Nær halvparten av det innenlandske energiforbruket dekkes av elektrisitet hvorav mer enn 99 prosent er vannkraftbasert. Det totale vannkraftpotensialet per 1.1.1998 er beregnet til 178,3 TWh med øvre kostnadsgrense 4 kr per kWh årlig produksjonsevne. 35,3 TWh er varig vernet gjennom Verneplan I-IV. Midlere produksjonsevne i eksisterende system er beregnet til 112,9 TWh.

NVE har utarbeidet en «tilgangsliste» basert på Samlet plan (SP) og vurderinger i samråd med de potensielle utbyggere. Fra tilgangslisten utgjør tilgjengelige prosjekter 19,2 TWh mens 10,9 TWh i dag ikke er tilgjengelige for konsesjonsbehandling. Til sammen omfatter tilgangslisten rundt 600 prosjekter som tallmessig domineres av små prosjekter. Gjennomsnittlig energibidrag fra hvert SP-prosjekt er på kun 50 GWh. Bare 75 prosjekter vil hver gi energibidrag over 100 GWh. Disse prosjektene representerer imidlertid til sammen over 16 TWh, altså mer enn halvparten av gjenværende utbyggbar vannkraft.

Tilgangslisten omfatter også prosjekter som i dag ikke gir bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Forventninger om fortsatt relativt lave kraftpriser, fører generelt til at utbygger er tilbakeholden med å inkludere de dyreste delene av prosjektene. I dag er det sjelden utbyggere viser interesse for prosjekter som har en gjennomsnittskostnad på over 2,5 kroner per kWh årlig produksjonsevne.

Da omlag halvparten av vannkraftproduksjonen kommer fra anlegg som er 30 år gamle eller eldre, er det et økende behov for moderniseringer. I NVEs oversikt er omlag 1 TWh registrert som rene opprustingsprosjekter. Imidlertid er det gjort nyere undersøkelser som tyder på at det er en effektiviseringsgevinst på omlag 4 TWh som med lønnsomhet kan tas ut ved en kraftpris på 22 øre/kWh. Gevinsten oppnås ved utvidelser av vannveier, modernisering/utskifting av turbiner, generatorer og transformatorer. Det er også flere steder aktuelt å øke maskininstallasjonen.

Det er i de senere årene registrert en betydelig interesse for bygging av mini- og mikrokraftverk blant private grunneiere. Med standardiserte løsninger og flere utstysleverandører på markedet, er utbyggingskostnadene presset nedover. Både kraftselskap, grunneiere, utstysleverandører og konsulenter går nå flere steder gjennom vassdragene for å vurdere muligheter for kommersielle småprosjekter.

2.6.3 Sammendrag av kapittel 23, Andre fornybare energikilder

Kapittel 23 beskriver ni forskjellige fornybare energikilder utenom vannkraft. Disse er solenergi, bioenergi, vindenergi, geotermisk energi, varmepumper, bølgeenergi, saltkraft, tidevannskraft og havvarme. Det teoretisk potensialet for utnyttelse av fornybare energikilder er meget stort. Vindenergi, bioenergi, solenergi og varmepumper framstår som de mest modne nye fornybare energikildene. Begrensningene i utnyttelsen følger i hovedsak av at:

- kostnadene er jevnt over høye
- kostnadene øker med utnyttelsesgraden slik at det lønnsomme potensialet er begrenset
- det gjenstår å løse tekniske problemer i visse tilfeller
- vi mangler en omfattende infrastruktur for vannbåren varme (gjelder alle energikildene utenom de som er egnet til elproduksjon)

Et gjennomgående trekk ved fornybare energikilder er lave driftskostnader og høye investeringskostnader. Noe av årsaken til de høye kostnadene er at de produktene som er nødvendig for å utnytte en energikilde, produseres i liten skala. Når et produkt først får «feste» i markedet, synker gjerne kostnadene.

Varmepumper og enkelte former av bio- og solenergi konkurrerer også på det samme varmemarkedet. En satsing på for eksempel varmepumper vil derfor redusere markedet for solenergi og bioenergi.

Enhver bygning utnytter passiv *solenergi*, men spesielle bygningskonstruksjoner, vindusløsninger osv. gjør at energien kan utnyttes mer effektivt. Aktiv solvarme innebærer at det bygges spesielle solfangere, varmelager og varmefordel-

ingssystemer for å utnytte solvarmen. Utnyttelse av dagslys kan blant annet skje med spesielle speilkonstruksjoner.

Beregninger utført med erfaringer fra forsøks- og demonstrasjonsanlegg, viser at det årlige oppvarmingsbehovet fra andre energikilder kan reduseres med 8 TWh ved å utnytte solenergi innenfor en pris til forbruker på under 70 øre/kWh¹. Det er da lagt til grunn en bevisst bruk av strålingstrasparente materialer og bygningsmessige tilpasninger ved nybygg og rehabilitering i årene mot 2020.

Solceller, som omformer strålingsenergien til elektrisitet, er mest aktuelt for avsidesliggende forbrukere. Elproduksjon fra disse ventes ikke å få nevneverdig betydning for kraftbalansen.

Bioenergi er mest aktuelt for varmeproduksjon, men kan også benyttes i elproduksjon. Forbruk av bioenergi i Norge er 12,5 TWh, hvorav ved utgjør 6 TWh, avfallsprodukter i trevareindustrien 5,2 TWh og annet avfall 1,3 TWh. Det tekniske potensialet i år 2020 er beregnet til 17,5 TWh per år i tillegg til det som utnyttes i dag. Av dette vurderes omlag 10 TWh å kunne realiseres med en pris til forbruker på under 70 øre/kWh. I Norge er markedene for mange former for bioenergi lite utviklet.

Det er i dag 12 *vindturbiner* i Norge på til sammen 4 MW med årlig produksjon 0,01 TWh. Norge har en lang kyststripe med gode vindforhold. Ulike studier gir forskjellige anslag over teknisk vindkraftpotensial i Norge. Etter de undersøkelsene energiutvalget har fått gjort, kan det bygges ut 6 TWh vindkraft innen år 2020 til en kostnad under 28 øre/kWh.

Produksjonskostnadene for vindkraft har sunket betydelig som følge av teknologisk utvikling og større produksjonsskala for vindkraftanlegg. Trenden ventes å fortsette slik at kostnadene kan synke med 20 prosent de nærmeste 10 årene. I Norge vil kostnadene isolert sett øke etter hvert som de beste områdene for plassering av vindparker utnyttes.

Geotermisk energi er utnyttelse av jordens indre varme. I Norge vil det kun være aktuelt for varmeproduksjon. Men potensialet for utnyttelse er ikke blitt kartlagt. Det pågår et prosjekt ved det nye Rikshospitalet i Oslo som vil tilføre ny kunnskap og kompetanse på området.

Ved etablering av *saltkraftverk* ved utløpet av de 10 største elvene i Norge er det beregnet et teknisk utbyggbart potensial på om lag 25 TWh. Produksjonskostnadene er anslått til 30-50 øre/kWh for optimale anlegg. Det er ikke gjort erfaringer fra tekniske anlegg i drift. Det er ennå en del tekniske utfordringer knyttet til membraner og membranmoduler.

En studie har konkludert med et potensial på om lag 6 TWh *bølgekraft*. For å oppnå dette vil en samlet kyststrekning på 130 km berøres. Det var vurdert tre ulike teknologier, hvorav to kunne utnyttes langt fra land. Det kan oppstå konflikter i forhold til sjøfart. En viss utbygging av småskala bølgekraftverk bør være mulig fram mot år 2020 hvis det gjennom forskning og utvikling lykkes å utvikle robuste og kostnadseffektive konstruksjoner.

For utnyttelse av *bevegelsesenergien i tidevannsstrømmer* ser det ut til at forholdene ligger godt til rette i Norge. Ved Hammerfest planlegges nå verdens første kraftverk med «vannmøller». En produksjonskostnad på omlag 50 øre/kWh for et middels godt anlegg er antydning. Det er imidlertid kun snakk om mindre bidrag til lokal elforsyning.

For norske forhold er utnyttelse av *havvarme* neppe aktuelt i overskuelig framtid. Begrensninger ligger i at temperaturforskjellene i våre nære havområder er små.

1. Alle priser er oppgitt uten merverdiavgift

Oppvarmingssystemer basert på *varmepumper* med elektrisitet som drivenergi gir god totalvirkningsgrad. Varmepumper egner seg godt i Norge, som har en lang fyringssesong med stort oppvarmingsbehov, en rekke industrielle prosesser med moderate temperaturkrav og god tilgang på egnede lavtemperatur varmekilder. Det eksisterende distribusjonsnett for elektrisitet kan utnyttes godt ved bruk av varmepumper, og behovet for å etablere en parallell infrastruktur for fjernvarme reduseres. Det kreves imidlertid vannbårne systemer i bygninger for de mest effektive typer varmepumper.

Det er i dag installert omtrent 22 000 varmepumpeanlegg i Norge med en årlig varmeleveranse på 4,5 TWh. Etter drøftinger i fagmiljøet, har utvalget lagt til grunn en økning i varmepumpebruken på ca. 10 TWh i 2020.

2.6.4 Sammendrag av kapittel 24, Fossile energikilder

Fossile brensler har en dominerende posisjon i verdens energiforsyning. De dekker 90 prosent av totalt primærforbruk av energi. Med dagens teknologi og utvinningstakt kan de kjente reservene av kull vare i 224 år. Oljereservene kan vare i 42 år og naturgassen i 62 år.

Infrastruktur for rørtransport av naturgass blir stadig mer utbredt. Norge har noe gassdistribusjon via rør i tilknytning til noen ilandføringssteder for gass. Det foreligger ikke konkrete planer om omfattende gassdistribusjon til husholdninger i Norge. Dersom Sverige inngår avtaler om å avta tilstrekkelig store gassvolumer, kan det ligge an til en utvidelse av det nordiske gassnettet og økt bruk av naturgass fra Nordsjøen i Norden.

Ved varmeproduksjon kan man oppnå en høyere virkningsgrad enn ved bare kraftproduksjon basert på fossile brensler. Kullkraft er den mest dominerende kraftproduksjonsformen i verden. Ulike typer varmekraftverk og mulighetene for kombinert produksjon av kraft og varme og miljøkonsekvenser omtales. I tillegg blir virkningsgrader og kostnader gjennomgått. Med dagens teknologi kan et kombikraftverk basert på naturgass oppnå en virkningsgrad på 60 prosent ved kun elproduksjon.

Av de fossile brenslene har naturgass framstått som den mest aktuelle energikilden for kraftproduksjon i Norge. Gasskraft har lave utslipp av CO₂ sammenlignet med kullkraft, og framstår som konkurransedyktig i dagens europeiske marked. Gasskraftens andel av produksjonskapasiteten har hatt en betydelig økning de siste ti årene; særlig i England og Nederland, på bekostning av kullkraftproduksjon. For England er dette forklaringen på at det er ett av de landene som kan vise til de beste resultatene når det gjelder reduserte CO₂- utslipp.

Teknisk er det mulig å separere CO₂ fra avgassene ved kraftproduksjon. CO₂ kan deretter deponeres i egnede reservoarer. For Norges del kan tomme olje- og gassreservoarer, og berggrunnen under havet være aktuelle for deponering. Teknologien for rensing og deponering i stor skala er imidlertid lite utviklet, men Norsk Hydros nye konsept for kraftproduksjon basert på hydrogen fra naturgass åpner for interessante perspektiver. Dette er nærmere omtalt i kapitlene 24 og 25.

Det er et relativt omfattende system av skatter og avgifter i forbindelse med produksjon og forbruk av fossile brensler i Norge. Mineraloljeavgiften er foruten en CO₂-avgift på 44,5 øre per liter, knyttet opp mot svovelinnholdet. Tilleggsavgiften er på 7 øre per liter for hver påbegynt 0,25 prosent vektandel svovel i oljen. Imidlertid skal det ikke svares tilleggsavgift for olje som inneholder 0,05 prosent vektandel svovel eller mindre. Her er det fritak for utenriks sjøfart, fiske og fangst i fjerne farvann, luftfart og supplyflåten.

De norske CO₂-avgiftene er relativt høye sammenlignet med andre land, særlig på bensin. Men det er flere fritak og satsene varierer til dels betydelig mellom ulike anvendelser. Godstransport i innenriks sjøfart og kystfiske har fritak fra CO₂-avgift. Det gjelder også kull og koks anvendt som reduksjonsmiddel eller råvare i industrielle prosesser. Treforedlingsindustrien og sildemelindustrien har redusert sats.

Med utgangspunkt i det laveste trinnet i SO₂-avgiften er avgiftene på mineralolje til sammen 0,515 kroner per liter i 1998. I St prp nr 54 (1997-98) Grønne skatter, foreslår Regjeringen å innføre en mer generell CO₂-avgift på 100 kroner per tonn på utslippskilder som i dag har lavere avgift eller ikke betaler avgift. Det foreslås å kompensere for avgiften på karbonholdige innsatsvarer som reduksjonsmiddel og råvare i prosessindustrien. Denne virksomheten får også en SO₂-avgift på 3 kr per kilo utslipp.

2.6.5 Sammendrag av kapittel 25, Energiteknologier

Hydrogen er ikke tilgjengelig i naturen i fri tilstand, men må produseres fra et hydrogenholdig råstoff. Hydrogen er derfor en energibærer, og ingen energikilde i vanlig forstand. Hydrogen finner man i for eksempel vann, hydrokarboner og i alt organisk materiale.

Bruk av hydrogen som energibærer vil i transportsektoren være avhengig av gjennombrudd for brenselceller. Begrensningene i utnyttelse er knyttet til produksjon, distribusjon og lagring.

Hydrogen kan også benyttes i elektrisitetsproduksjon. Norsk Hydro arbeider med et omfattende prosjekt i Norge. Naturgass benyttes som ressursgrunnlag for framstillingen av hydrogen, og CO₂ blir et restprodukt som skal injiseres på Granefeltet i Nordsjøen for å øke utvinningsgraden. Planen omfatter 10 til 12 TWh årlig elektrisitetsproduksjon. Dersom disse planene blir satt ut i livet, vil det kunne få stor betydning for kraftbalansen i Norge.

Brenselceller er, i likhet med batterier, elektrokjemiske maskiner for omvandling av kjemisk energi til elektrisk energi. Forskjellen er at i brenselcellene tilføres energien (brenselet) kontinuerlig under drift. Brenselceller har meget høy virkningsgrad. Brenselceller kan drives med naturgass eller andre hydrokarboner, hydrogen, eller alkoholer som metanol. Manglende infrastruktur for gass og fjernvarme er en hindring for innpassing i Norge. Det gjenstår også teknologiske hindringer. Brenselceller forventes først å få sitt gjennombrudd i transportsektoren. Mindre stasjonære anlegg, som produserer både kraft og varme, kan også bli aktuelle.

Stirlingaggregater utnytter tilført energi til å produsere 30 prosent elektrisitet og 60 prosent varme, mens 10 prosent av primærenergien går tapt. Aggregatene kan drives med bioenergi, fossile energibærere og solenergi. Aggregatene er små og kan egne seg for husholdninger, næringsbygg og industri. Teknologien er imidlertid umoden og potensialet er derfor usikkert. Det produseres aggregater til demonstrasjons- og utviklingsprosjekter i Norge.

2.6.6 Sammendrag av kapittel 26, Kjerneenergi i et deregulert marked

Kjerneenergi er ikke aktuelt for kraftproduksjon i Norge. I Sverige foreligger det planer om å utvikle kjerneenergi. Foreløpig er det vedtatt å bygge ned Barsebäck I med en produksjonskapasitet på omtrent 4 TWh per år. Kapittel 26 legger vekt på å drøfte kjerneenergis situasjon i et deregulert energimarked. Når kjerneenergi utsettes for konkurranse, og investorene i større grad blir ansvarlig for å dekke alle kostnadene i virksomheten, kan konkurranseevnen til kjerneenergi avta. Høye investeringskostnader, risiko og problemene med lagring av radioaktivt avfall er

forhold som trekker i denne retningen. Samtidig kan stengning av kjernekraftanlegg komme i konflikt med mål om reduserte utslipp av klimagasser og lave elektrisitetspriser.

2.6.7 Sammen drag av kapittel 27, Distribuert elektrisitetsforsyning

Flere internasjonale studier sannsynliggjør en utvikling i retning av mindre produksjonsenheter plassert geografisk i nærheten av forbrukerne, gjerne på forbrukerens eiendom. Dette blir ofte beskrevet som en distribuert, eller desentral, elektrisitetsforsyning.

Problemstillingene er knyttet opp mot situasjonen i land der store kjernekraftverk, kullkraftverk og gasskraftverk leverer strøm til fjerntliggende konsumenter gjennom et omfattende overførings- og fordelingsnett. Denne modellen er et resultat av betydelige skalafordeler i kraftverkene. En teknologisk utvikling der den optimale størrelsen på kraftverkene er betydelig redusert og dereguleringen av markedene, er forhold som trekker i retning av mindre produksjonsenheter som lettere kan plasseres i nærheten av de områdene der kraften brukes. Særlig kraftvarmeverk har vært gjennom en utvikling der den optimale størrelsen er redusert.

De trendene som kan observeres internasjonalt kan også få relevans for norsk energiforsyning i framtida.

2.6.8 Sammen drag av kapittel 28, Kraftoverføring

I kapittel 28 beskrives overførings- og fordelingsnettet og egenskaper ved dette. Overførings- og fordelingsnett er forbundet med miljøinngrep og basert på et omfattende system for konsesjonsbehandling. Tapet i nettet er anslått til omlag 8 TWh per år. Mesteparten av tapet er i distribusjonsnettene.

Med dagens rammebetingelser er det trolig mulig å redusere tapene med 2 til 4 TWh per år på relativt kort sikt. Energiverkene kan selv gjøre tiltak knyttet til drift, kompetanse og holdninger og dimensjonering for å bidra til reduserte tap. Bedre signaler til forbrukerne om tapsforholdene og variasjoner over tid kan bidra til å redusere tapene. Tidsdifferensierte tariffer er sentralt i denne sammenhengen.

Overførings- og fordelingsnettet er et naturlig monopol, det vil si at enhetskostnadene er fallende med produksjonsskalaen. Kapitlet beskriver de offentlige reguleringene av nettet, punktтарiffsystemet og oppbyggingen av tariffene. Med dagens rammebetingelser har netteierne insentiver til å redusere kostnadene i nettet. Kostnadene kan reduseres ved å være forsiktig med bygging av nye linjer og å utvikle tariffer som gir en best mulig utnyttelse av det eksisterende nettet. En mer avansert tariffoppbygging, for eksempel med variasjoner mellom dag og natt og over året som reflekterer tapsforholdene i nettet, kan forbedre signalene til forbrukerne. Lokal energiforsyning av ulik art og systemer for automatisk heving og senking av temperaturen er blant de forholdene som kan bli stimulert.

2.6.9 Sammen drag av kapittel 29, Fjernvarme

I kapittel 21 blir det vist at fjernvarme og varmepumper skiller seg ut som de rimeligste alternativene for bruk av vannbåren varme. Fjernvarme omtales ofte som en energikilde eller en energibærer på linje med biomasse, vind, vannkraft og fossile brensler. Fjernvarme er imidlertid en måte å transportere energi på. Kapittel 29 beskriver tekniske forhold knyttet til fjernvarme, utbredelse i Norge og andre land og gir også en oversikt over kostnader. I tillegg beskrives rammebetingelsene for fjernvarme.

Nærvarme blir viet oppmerksomhet fordi bosetningen i Norge er spredt, samtidig som vår topografi og grunnforhold kan gi høye distribusjonskostnader for fjernvarme. For et avgrenset boligområde kan det framstå som lønnsomt å knytte sammen et mindre antall bygninger i et nærvarmesystem.

2.6.10 Sammendrag av kapittel 30, Muligheter for å styrke produksjonen

Kapittel 30 drøfter rammebetingelsene for energiforsyningen i lys av overordnede mål om samfunnsøkonomisk effektivitet, se også kapitlene 5 og 16. For å korrigere for miljøbelastninger, pekes det på at det bør benyttes effektive virkemidler som er rettet mot kildene til problemene. Tiltakene bør være internasjonalt harmoniserte. Ensidige norske tiltak for å begrense energiforbruket kan bidra til å redusere verdien av vannkraftressursene.

En infrastruktur som er relativt ensidig basert på elektrisitet, kan hindre økt bruk av nye fornybare energikilder og effektive energiteknologier. Infrastrukturutvikling krever helhetlig planlegging, og forutsetter et offentlig engasjement både på sentralt og lokalt nivå. Det gjelder både for kraftforsyning, fjernvarme, utvikling av bioenergi markeder og eventuelle gassrør. Riktig løsning kan være ulik fra landsdel til landsdel.

Rammebetingelsene er ulike for ulike energikilder, og mest kompleks for vannkraft. Det pekes på at behandlingstiden for vannkraftprosjekter er opptil 7-8 år. Usikkerheten knyttet til plasseringen av prosjekter i Samlet plan og konsesjonsprosessen er betydelige barrierer mot å styrke vannkraftproduksjonen. Også for bioenergi blir det pekt på at konsesjonsprosessen er omfattende og kan involvere en rekke aktører.

Vindkraft representerer et relativt nytt innslag i produksjonssystemet. Både forventede kostnadsreduksjoner og kostnadene forbundet med CO₂- utslipp tilsier at lønnsomheten ved vindkraft vil bedres. Det eksisterer ikke en landsomfattende oversikt over vindressursene som kan være et egnet grunnlag for mer konkret prosjektplanlegging.

Utnyttelse av solenergi, og installasjon av varmepumper krever ingen ny infrastruktur. En bedre utnyttelse forutsetter imidlertid at bygninger planlegges med vannbåren varme. Begge energikildene kan vise til et betydelig potensial. Solenergi har ikke fått et større markedsgrunnlag, og barrierene mot utnyttelse synes til en viss grad å være knyttet til dette forholdet.

For energikilder og teknologier som ikke benyttes per i dag, men som kan få gjennomslag innen 2020, bør det stimuleres til forskning og pilotprosjekter.

Kapitlet oppsummerer potensialene for fornybare energikilder slik de framkommer etter drøftingene i kapitlene 22, 23 og 25.

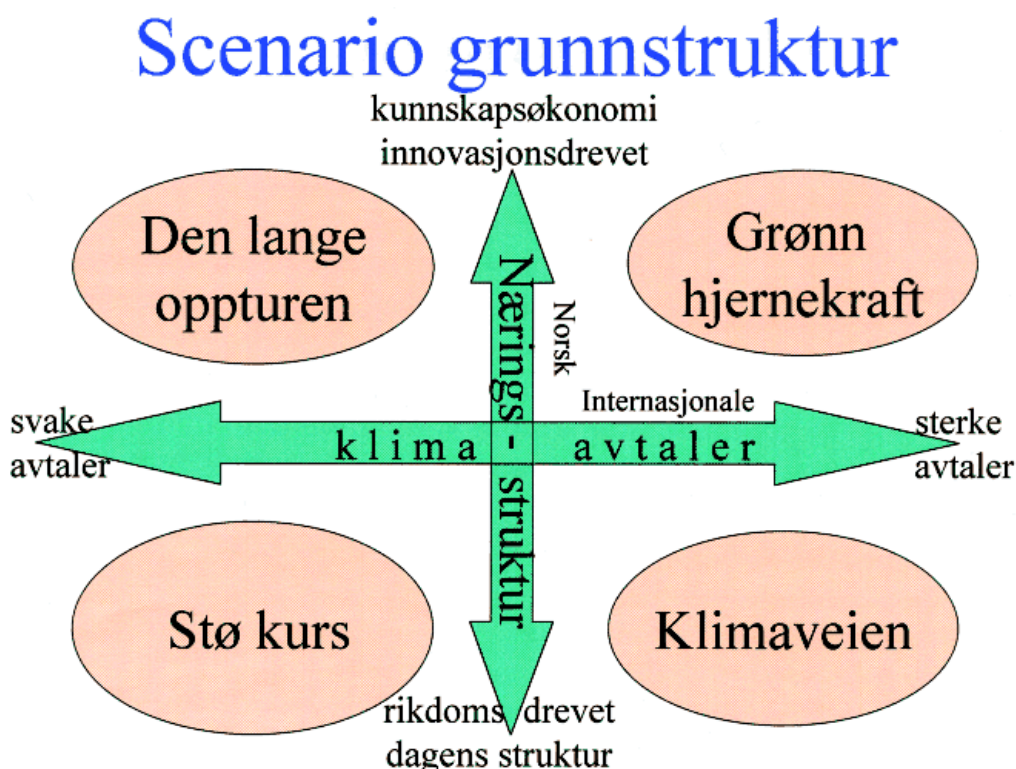
2.7 SAMMENDRAG AV DEL VI, SCENARIER FOR ENERGI- OG KRAFTBALANSEN MOT ÅR 2020

Utvalget har valgt å besvare mandatet blant annet gjennom en scenarioprosess. Dette arbeidet har resultert i fire scenarier som formidler hvert sitt framtidsbilde. Hvert scenarie gir et helhetsbilde av ytre forhold som vil påvirke energi- og kraftbalansen. Scenariene, og mer detaljerte beregninger av disse, er omtalt hver for seg under ulike avsnitt i kapitlene 32-36. Beskrivelsene vil i noen grad overlappe hverandre, men er ulike i oppbygging. En referanseberegning; Stø kurs, er utgangspunktet for å belyse virkningene på energi og kraftbalansen.

2.7.1 Sammendrag av kapittel 31, Innledning til scenariene

Scenariene er bygd opp rundt noen grunnleggende usikkerheter som kan ha avgjørende betydning for utviklingen i energimarkedet mot år 2020. Det gjelder for det første utviklingen i de internasjonale forhandlingene om nye bindende, samordnede klimaavtaler. Disse kan enten lykkes eller falle helt fra hverandre, slik at man i 2020 framdeles står uten internasjonalt forpliktende avtaler, men med et lappverk av lite samordnede klima- og miljøavtaler. En annen grunnleggende usikkerhet er innovasjonsevnen og utviklingen i næringsstrukturen til norsk økonomi. Norge kan i perioden mot år 2020 i eksportthenseende forbli en energitung råvareleverandør og i liten grad endre produktspekter og næringsstruktur. Gitt våre store naturressurser har vi på mange måter råd til å ikke endre oss i tilstrekkelig grad til å «henge med» i utviklingen mot den globaliserte informasjonsøkonomien. Men disse naturressursene kan også gi fortrinn - blant annet finansielle - for økt innovasjonsrate, teknologiske gjennombrudd og kunnskapsbasert verdiskapning i den norske økonomien. Denne usikkerheten som hefter ved *innholdet* i den norske økonomiske veksten, er altså den andre grunnleggende usikkerheten som utvalget har lagt til grunn for scenariene. Grunnstrukturen for scenariene er framstilt i figur 2.3.

De scenariene som utvalget har kommet fram til har fått navnene «Stø Kurs», «Oppturen», «Klimaveien» og «Grønn hjernekraft». Disse scenariene er nærmere beskrevet i kapittel 32-35.



Figur 2.3 Scenario grunnstruktur

Om framskrivningene

I framskrivningen av den økonomiske utviklingen er det gjort bruk av den makroøkonomiske likevektsmodellen MSG-6. Anslagene på sentrale størrelser, som

graden av teknologisk framgang i ulike sektorer og tilgangen på ressurser, vil være bestemmende for resultatet av framskrivningene.

Fordi de nordiske landene er bundet sammen i et felles kraftsystem gjennom overføringsnettet, vil utviklingen i Norden og Europa for øvrig spille en viktig rolle for tilgang og anvendelse av energi i Norge. Beregningene av den norske kraftbalansen er derfor supplert ved hjelp av en nordisk kraftmarkedsmodell utarbeidet av Statistisk sentralbyrå, Normod-T. I Stø kurs er det også gjort beregninger av den nordiske kraftbalansen ved hjelp av Samkjøringsmodellen. I arbeidet med framskrivningene er det i tillegg gjort bruk av Markal-modellen for nærmere å belyse muligheter for tiltak på forbrukssiden og tilgangen på alternative energiteknologier, spesielt i scenariene Klimaveien og Grønn hjernekraft.

Resultatene av framskrivningene bør tolkes med forsiktighet. Modellen er en forenklet beskrivelse av virkeligheten, og det er usikkerhet knyttet til viktige størrelser som det gjøres anslag på i modellene. Modellene er ikke bygd for å fange opp utviklingstrekk som medfører store avvik fra historiske trender.

I scenariene Oppturen og Grønn hjernekraft er det lagt til grunn at den økonomiske veksten i økende grad drives av større tilgang på *kunnskapskapital* og *informasjonsteknologi*. Denne utviklingen er illustrert ved å forutsette en større teknologisk framgang i tjenesteytende sektorer, som er særlig arbeidsintensiv.

I framskrivningene av scenariene der *internasjonale klimaavtaler* legges til grunn, forutsettes det at det dannes et internasjonalt kvotemarked for utslipp av klimagasser. I modellen reflekteres kostnadene knyttet til utslipp i CO₂-avgiftene. Det forutsettes at det utvikles harmoniserte CO₂-avgifter, også i Norden. Beregningene kan derfor oppfattes slik at de gjenspeiler virkningene av internasjonale klimaavtaler som gjennomføres på en kostnadseffektiv måte. Forutsetningen om harmoniserte CO₂-avgifter kan meget vel vise seg å ikke holde stikk. Enkelte land kan velge å bruke andre virkemidler enn avgifter. En slik utvikling innebærer en mindre kostnadseffektiv gjennomføring av klimaavtalene enn skissert i scenariene. Det vil gi andre virkninger på norsk verdiskaping og i det nordiske kraftmarkedet enn det beregningene viser.

Omtalen av *energiforbruket* i scenarier og beregninger omhandler nyttiggjort stasjonært energiforbruk. I dette ligger forbruket av elektrisitet, fyringsolje og ved, justert for tap knyttet til overføring eller omforming av energi. For ved er det kun i regnet forbruk som går til romoppvarming, i hovedsak i husholdningene. Annen bruk av bioenergi, samt forbruk av kull og koks i industrien, er ikke beregnet spesielt, og omtales ikke under framskrivningene av energiforbruket.

I alle framskrivningene er det lagt til grunn at *ny kraftkapasitet* i Norden bygges ut i det landet der lønnsomheten er best. På kort sikt vil kraftutbyggingen innenlands være begrenset, og framskrivningene viser i nær alle scenariene en nettoimportsituasjon fram til 2005-2008. På lengre sikt blir kraftutbyggingen i Norge i noen scenarier betydelig større enn forbruksveksten innenlands i siste del av beregningsperioden. I enkelte av scenariene blir store deler av gjenværende vannkraftprosjekter i Samlet plan I og II bygd ut, selv om vi produserer mer enn forbruket. I andre scenarier skjer det en sterk utbygging av gasskraft. Den økte eksporten gir økte norske inntekter fra kraftsektoren, og fører samtidig til nedgang i klimagassutslippene for de øvrige nordiske landene. Det kan være tvilsomt at det fra norsk side vil være ønskelig politikk å realisere store deler av gjenværende vannkraftprosjekter, eller gasskraft tilsvarende 55 TWh, med tanke på eksportformål. Hensynet til lokale interesser og allmenne hensyn til naturvern vil begrense kraftutbyggingen i en situasjon med økende kraftoverskudd innenlands.

Beregningene viser at virkningene av en *kjernekraftavvikling* i Sverige vil variere avhengig av utviklingen i Norge og Norden for øvrig, men at virkningene er

moderate også ved en større avvikling. Dette skyldes at kjernekraften erstattes av import og en betydelig utbygging av gasskraft i Sverige. Utvalget har imidlertid ikke beregnet virkningene av en kjernekraftavviklingen innenfor rammene av det som synes å være dagens energipolitikk i de nordiske landene. Sett i denne sammenhengen vil det trolig være langt mer krevende oppgave å erstatte kjernekraftproduksjonen enn det beregningene antyder. Avhengig av avviklingstakten, og tilgangen på andre alternativer, vil en avvikling også bidra til å heve den nordiske kraftprisen.

Når det gjelder kraftpriser til *kraftkrevende industri* er det i to av scenariene lagt til grunn at ordningen med kontraktsfestede priser til industrien videreføres (Klimaveien og Stø kurs). Beregningsteknisk er en videreføring av kontraktene utført ved å legge til grunn den kraftpris som må til for å opprettholde dagens forbruk i kraftkrevende industri.

2.7.2 Sammendrag av kapittel 32, Scenario Stø Kurs

Stø Kurs beskriver en utvikling hvor Norge fortsetter i den retning vi i dag allerede går, og hvor tradisjonelle industrier dominerer (olje, fisk, treforedling, metaller). Myndighetene gjennomfører ingen ytterligere miljø- eller energiltak. Det viser seg de internasjonalt bindende klimaavtalene smuldrer opp. Nivået på skatter, avgifter, olje og gasspriser forblir på dagens nivå. Kraftforbruket i Norge fortsetter å øke i alle sektorer utenom den kraftintensive industrien.

Beregningene av Stø kurs gir som resultat at den gjennomsnittlige veksttaket i norsk økonomi reduseres i forhold til den historiske utviklingen. Veksten i privat konsum holder seg høy, og energiforbruket vokser som følge av økt etterspørsel etter energi til oppvarming av boliger, økt produksjon i tjenesteytende næringer, og i noe mindre grad også økt produksjon i industrien.

Det er underskudd på kraftbalansen fram til 2008. Veksten i energiforbruket dekkes av fyringsolje, utbygging av vann- og gasskraft, og import av kraft fra de øvrige nordiske landene. Det blir også import over de nye overføringskablene til Nederland og Tyskland når disse kommer på plass fra 2003. I gjennomsnitt importeres 8-11 TWh per år i de neste 10 årene.

Som en følge av liberaliseringen av energimarkedene, er det antatt at kraftbalansen i Nord-Europa over tid blir strammere. I en situasjon med kraftoverskudd i det europeiske kraftmarkedet vil en deregulering kunne trekke i retning av redusert utbygging av ny produksjonskapasitet. På lang sikt vil det føre til at det eksisterende kraftoverskuddet gradvis blir innhentet av forbruksveksten i de europeiske landene. Med en stadig strammere balanse mellom forbruk og produksjon i Europa, vil markedsprisen på kraft på lang sikt reflektere prisen på ny produksjonskapasitet. I årene etter 2008 reflekterer kraftprisen kostnaden ved ny gasskraftproduksjon i disse landene. Kraftprisen referert Norge er anslått til omlag 22 øre/kWh. Til denne kraftprisen blir det lønnsomt med en sterk kraftutbygging innenlands. Kun Samlet plan kategori I er i dette scenariet tilgjengelig for kraftutbygging, og 10 TWh av de gjenstående vannkraftressursene blir bygd ut. Samtidig bygges det gradvis ut mer gasskraft. Den økte kraftutbyggingen gir rom for nettoeksport av kraft etter 2008. Fordi det er forutsatt et tak på utbyggingen av gasskraft, vil veksten i energiforbruket gradvis redusere kraftoverskuddet. I 2020 er det omlag balanse mellom produksjonsevne og forbruk av kraft i Norge.

Det stasjonære energiforbruket i 2020 er omlag 162 TWh, hvor elektrisitet utgjør 139 TWh, utenom overføringstap. Utbygd midlere produksjonsevne er 147 TWh. Av dette utgjør vannkraft 122,4 og gasskraft 24,1 TWh.

Norske CO₂-utslipp øker betydelig som følge av gasskraftutbyggingen innenlands. I 2020 utgjør de samlede klimagassutslippene 67,6 millioner tonn CO₂-

ekvivalenter, omlag 23 prosent over 1990-nivå. Samtidig avtar utslippene fra den samlede nordiske kraftproduksjonen. Dette skyldes at norsk eksport går til erstatning for fossilbasert kraftproduksjon i Norden, i tillegg til en gradvis overgang fra kullkraft til gasskraft i Danmark og Finland.

2.7.3 Sammendrag av kapittel 33, Scenario Oppturen

Den lange oppturen skildrer en utvikling hvor Norge og verden for øvrig får en akselererende økonomisk vekst. Drivkreftene bak dette er raske endringer i høyteknologiske og kunnskapsintensive virksomheter - IT, kommunikasjon, design, bioteknolog og stor evne til markedstilpasning med nye former for organisering (fleksible nettverk av bedrifter). Svake internasjonale klimaavtaler legger få begrensninger på utslipp. Høy økonomisk aktivitet medfører høy vekst i forbruket av energi.

Informasjons- og kunnskapsøkonomien gir raske endringer i samfunnet generelt, og på energisektoren spesielt. Nye teknologier gjør det mulig å styre forbruket på en mer effektiv måte. I dette samfunnet, som fokuserer mye på effektivitet, må kraftkrevende industri selv gå ut i markedene og forhandle fram kraftkontrakter. Det er ingen begrensninger på gasskraftproduksjonen. Skillet mellom Samlet plan kategori I og II blir opphevet. For øvrig videreføres dagens reguleringer i energimarkedene.

Framskrivningene av dette scenariet viser en lavere vekst i det norske energiforbruket på kort sikt sammenliknet med Stø kurs scenariet. Dette er en følge av at den kraftkrevende industrien i første del av beregningsperioden tilpasser seg til markedspriser på kraft ved å redusere forbruket. Underskuddet på kraftbalansen vedvarer likevel fram mot 2008, men den årlige importen er mindre enn i Stø kurs.

Økt teknologisk framgang bidrar til en mer energieffektiv produksjon av varer og tjenester. Den teknologiske framgangen gir imidlertid også impulser til en sterkere vekst i norsk økonomi. Dette bidrar til at det samlede energiforbruket etter hvert vokser sterkere enn i Stø kurs.

Det økte elforbruket dekkes ved utbygging av vannkraft og gasskraft. Fra 2008 er nettoeksporten av kraft økende, ettersom den innenlandske kraftproduksjonen øker sterkere enn forbruket. Uten et øvre tak på gasskraftutbyggingen som forutsatt i Stø kurs blir det lønnsomt å bygge 55 TWh gasskraft i Norge fram mot 2020. Sammen med en utbygging av vannkraft på nærmere 10 TWh, gir dette en midlere produksjonsevne på 181 TWh i 2020. Av dette eksporteres omlag 21 TWh. Samlet stasjonært energiforbruk har i 2020 økt til omlag 173 TWh, mer enn 10 TWh høyere enn i Stø kurs. Elektrisitetsforbruket utgjør 148 TWh, utenom overføringstap.

Utslippene av klimagasser øker fra 59 til 78,8 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i perioden 1996 til 2020. I 2020 er klimagassutslippene omlag 44 prosent over Kyoto-protokollens mål om stabilisering av utslippene på 1990-nivå.

2.7.4 Sammendrag av kapittel 34, Scenario Klimaveien

I Klimaveien er - i likhet med Stø Kurs - Norges næringsliv fortsatt i høy grad råvarebasert. Men Kyotoavtalen ratifiseres og en ny avtale inngås med skjerpede krav fra år 2010. Den nye avtalen innebærer at samlede klimagassutslipp for landene som er omfattet av avtalen, skal reduseres med 20 prosent i forhold til 1990-nivå. Med differensierte utslippskrav til ulike land innebærer dette for Norge at utslippene av klimagasser skal reduseres med 15 prosent fram mot 2020. De internasjonale tiltakene som blir iverksatt for å redusere utslippet av klimagasser er koordinert mellom de berørte landene. I praksis kan det bli felles gjennomføring eller handel med CO₂-kvoter. Utsatte deler av den kraftkrevende industri rammes

imidlertid når de må betale for klimautslippene. Både kategori I og II i Samlet plan blir åpnet for utbygging.

Som nevnt er det i framskrivningene av beregningstekniske årsaker tatt utgangspunkt i avgifter i stedet for utslippskvoter. Avgiftene ilagt norske sektorer er forutsatt å øke gradvis til 400 kroner/tonn innen 2020, men tilbakeføres i sin helhet til privat sektor av økonomien gjennom direkte kontantoverføringer. Beregningene antyder at innføringen av CO₂-avgifter på lang sikt bare gir svakt negativ effekt på den økonomiske veksten, og noe sterkere nedgang i privat konsum. Avgiftene gir imidlertid sterke endringer i sammensetningen av næringene i norsk økonomi. Produksjonen vris gradvis mot mer arbeidsintensive næringer, og bort fra mer energi- og kapitaltunge næringer, ettersom CO₂ avgiftene og prisene på energi øker utover i beregningsperioden. Dette innebærer blant annet at bruttoprodukt og sysselsetting i kraftkrevende industri reduseres i løpet av perioden.

En betydelig del av den nordiske kraftproduksjonen er basert på fossile brenslers. I kraftmarkedet virker derfor innføringen av CO₂-avgiften til å gi en sterk økning i kraftprisene i Norden på kort sikt. Økte elpriser bidrar til å dempe veksten i det norske elforbruket, samtidig som lønnsomheten av å bygge ut vannkraften øker. På kort sikt er likevel ikke utbyggingen av ny kraftkapasitet i Norge tilstrekkelig til å dekke forbruket av elektrisitet i et normalår, og fram til 2005 viser beregningen også i dette scenariet nettoimport av kraft.

På lengre sikt stabiliserer kraftprisen seg på nærmere 30 øre/kWh. Til denne prisen blir store deler av de gjenværende vannkraftprosjektene lønnsomme å bygge ut. Også 5 TWh vindkraft blir lønnsomt for utbygging på grunn av høye elpriser og en samtidig forutsatt reduksjon i produksjonskostnadene. En lavere veksttakt i energiforbruket, kombinert med en sterk utbygging av fornybar kraft innenlands, gir overskudd på den norske kraftbalansen fram mot 2020. På dette tidspunktet er nettoeksporten av kraft omlag 12 TWh.

Med klimaavtalen er samlet energiforbruk nærmere 143 TWh, omlag 20 TWh lavere enn i scenariet uten internasjonale klimaavtale som beregnet i Stø kurs. Forbruket av energi i 2020 er likevel nærmere 20 TWh over 1996-nivå.

For å oppnå ytterligere begrensninger i energiforbruket er det i Klimaveien lagt til grunn en gradvis økning i forbruksavgifter til de forbrukere som i dag er i lagt elavgift. En elavgift som stiger gradvis til 28 øre/kWh, kombinert med økte avgifter på olje, er tilstrekkelig til å stabilisere energiforbruket på 1996-nivå (omlag 125 TWh) dersom det samtidig gjennom administrative tiltak realiseres enøktiltak tilsvarende 4 TWh. Elprisen til husholdningene er i dette tilfellet beregnet til omlag 88 øre/kWh i 2020 (1995-priser). Det frigjorte kraftforbruket som oppnås ved bruk av avgifter påvirker ikke utbyggingen av kraftkapasitet i Norge, men bidrar til å øke nettoeksporten av kraft.

De samlede utslippene av klimagasser i Norge reduseres til 54,7 millioner tonn i 2020. Kyotoprotokollens krav til å stabilisere norske klimagassutslipp på 1990-nivå oppnås derfor ved avgifter på 400 kroner per tonn, gitt en samtidig stabilisering av energiforbruket ved hjelp av forbruksavgifter. Den forsterkede klimaavtalen kan imidlertid ikke oppfylles uten kjøp av kvoter.

I det nordiske kraftmarkedet bidrar harmoniserte CO₂-avgifter til at kraftproduksjonen vris i en mer miljøvennlig retning. Store deler av kullkraftkapasiteten i Finland og Danmark fases ut til fordel for import av norsk vannkraft, utbygging av gasskraft, og en mindre andel kraftvarmeproduksjon basert på bioenergi. CO₂-utslippene fra den nordiske kraftproduksjon blir nær halvert sammenliknet med utviklingen i referanseberegningen av Stø kurs.

Innenfor Klimaveien er det i tillegg gjennomført virkningsberegninger av en mer *markedsbasert prissetting til kraftkrevende industri*. Denne beregningen viser

at det oppnås en nær stabilisering av i det innenlandske energiforbruket i 2020, uten ytterligere avgifter på elektrisitet utover dagens. Dette gir samtidig rom for økt eksport av kraft, men produksjon og sysselsetting i den kraftintensive industrien reduseres betydelig.

2.7.5 Sammendrag av kapittel 35, Scenario Grønn hjernekraft

«Grønn hjernekraft» beskriver en utvikling hvor norsk økonomi omstiller seg til å være mer kunnskapsorientert og teknologisk innovativ, og møter skjerpede krav fra internasjonale klimaavtaler og fra en mer miljøbevisst befolkning med en sterk satsing på energieffektive løsninger og fornybar energi. Myndigheter, befolkning og næringsliv går sammen om å investere i nye strategier hvor miljøbelastningene ikke skal overstige naturens tåleevne. Stortinget samler seg i 2000 om en visjon om at 12 prosent av energibehovet skal dekkes fra nye fornybare kilder innen 2020.

Grønn hjernekraft har økonomi- og næringsutviklingen til felles med Oppturen, mens utviklingen i internasjonale klimaavtaler er den samme som i Klimaveien. Det betyr at vi får økt innovasjonsrate og vekst i kunnskapsintensive virksomheter kombinert med en betydelig skjerpet Kyoto-avtale fra 2010 som innebærer krav om 20 prosent reduksjon av kligassutslippene i Annex-B landene.

Internasjonalt blir det strenge energistandarder på elektrisk utstyr og bygninger, og Norge følger opp med sterke krav til eksisterende og ny boligmasse. Denne type krav, kombinert med at energi blir dyrere, gjør at mye av «hjernekraften» orienterer seg mot å utvikle og ta i bruk teknologi som kan dekke energibehovet på mer effektive og miljøvennlige måter. I dette samfunnet har en evne til - og blir også stimulert til - å finne fram til bedre organisatoriske løsninger. På energisiden kan dette for eksempel bety at arkitekter, byggherrer og entreprenører får insentiver til å tenke mer energieffektivitet og søke samarbeide fra planleggingsfase til vedlikehold av bygningsmassen. Mulighetene for å rense og deponere CO₂ utvikles raskt, og det første norske tilnærmet CO₂-frie gasskraftverk leverer kraft til sokkelen og dels til det nordiske markedet fra 2005. Kraftkrevende industri stilles ovenfor markedsbaserte priser. Gjennom innovasjon og en sterk omstillingsprosess øker imidlertid produktiviteten i denne sektoren.

Framskrivningene viser at en høyere teknologisk framgang i tjenesteytende sektorer og kraftkrevende industri gir sterke virkninger på verdiskapingen. Aktivitetsnivået i økonomien blir derfor høyere enn i Stø kurs. Dette trekker med seg en sterkere vekst i det private forbruket. Samtidig bidrar den energispesifikke teknologiske endringen til at produksjonen av varer og tjenester samlet sett blir mer energieffektiv.

Kraftprisen øker til nærmere 30 øre i de første årene av beregningsperiodene som følge av økte CO₂-avgifter Norden. Dette gir sterke utslag på forbruket i kraftkrevende industri, fordi denne sektoren stilles ovenfor markedsbestemte priser i samme periode. Det samlede kraftforbruket reduseres derfor i første del av beregningsperioden. I motsetning til de øvrige scenariene viser kraftbalansen et eksportoverskudd på kort sikt.

Ny utbygging av kraft innenlands kommer i form av vannkraft og vindkraft, som øker i lønnsomhet ved CO₂ avgiftene. I dette scenariet er det forutsatt at det legges en øvre grense på utbyggingen av vannkraft innenlands, og at den energispesifikke framgangen fører til at gasskraftproduksjon med CO₂-fjerning på omlag 19 TWh blir lønnsom over beregningsperioden. Den årlige nettoeksporten av kraft er nær stabil fram til 2020. Ny kraftutbygging går i hovedsak til å dekke veksten i det innenlandske energiforbruket og øker ikke eksportoverskuddet.

I 2020 er samlet norsk kraftproduksjon omlag 150 TWh, omtrent på samme nivå som i Klimaveien. Av dette utgjør vannkraft 122,9 TWh, vindkraft 6 TWh, gasskraft med CO₂-rensing 19,4 TWh og bioenergi 1,6 TWh. Nettoeksporten av kraft i 2020 utgjør omlag 17 TWh.

Til tross for en høyere økonomisk vekst enn i beregningen av Stø kurs, demper den energispesifikke framgangen energiforbruket kraftig i dette scenariet. Kraftforbruket i kraftkrevende industri reduseres betydelig, selv om samlet produksjonen i denne sektoren øker på lang sikt. Samlet energiforbruk i 2020 er omlag 140 TWh, forutsatt at det i løpet av perioden realiseres enøktiltak tilsvarende 8 TWh i husholdninger og tjenesteyting. Energiforbruket er 23 TWh lavere enn i Stø kurs på samme tidspunkt, men er likevel 15 TWh høyere enn i utgangsåret 1996. Beregningsmessig er det vanskelig å se at energiforbruket skal kunne stabiliseres i Grønn hjernekraft uten at økte forbruksavgifter innføres i tillegg (omtrent som i Klimaveien). Når gasskraftverk med 90 prosent CO₂-rensing erstatter ny vannkraft, blir det heller ikke mulig å dekke det norske kraftforbruket fra fornybare energikilder.

CO₂-utslippene i Grønn hjernekraft øker fra 41,1 millioner tonn i 1996 til 43,4 millioner tonn i 2020. De samlede utslippene av klimagasser er omlag 60 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Dette er 10 prosent høyere enn Kyotoavtalens krav til stabilisering av klimagassutslippene på 54,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Dersom det forutsettes at gasskraftanleggene med CO₂-rensing går til erstatning for kraftproduksjonen på sokkelen gjennom elektrifisering av installasjonene på sokkelen, vil det kunne bli en ytterligere nedgang i de norske CO₂-utslippene. Utvalget har ikke utredet mulighetene for, og lønnsomheten av å dekke opp kraftforbruket på sokkelen med kraft fra land. I scenariet Grønn hjernekraft, som kjennetegnes av en sterk teknologisk framgang, forutsettes det imidlertid at CO₂-utslippene kan reduseres med opp til 3-4 millioner tonn dersom store deler av kraftproduksjonen på sokkelen erstattes med kraft fra land basert på nær CO₂-fri gasskraftproduksjon. Denne forutsetningen vil føre til at samlede klimagassutslipp i Grønn hjernekraft kan være nærmere kravet til norske utslipp som spesifisert i Kyotoavtalen.

2.7.6 Sammenlikning av scenariene

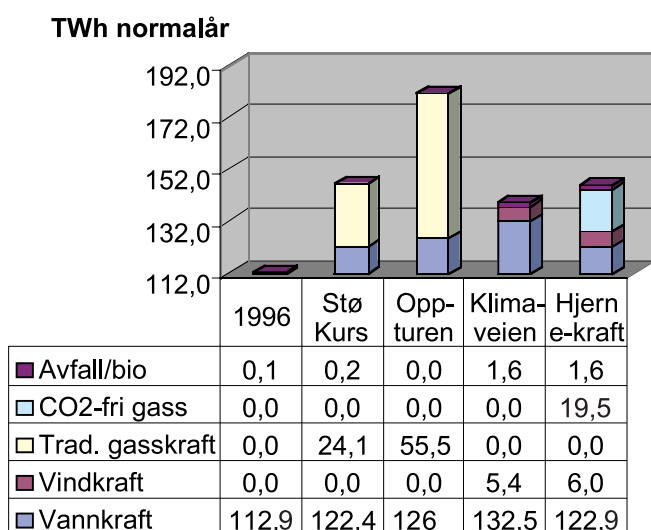
Tabell 2.2 viser sentrale størrelser fra beregningene av de ulike scenariene.

Nær alle framskrivningene viser et *underskudd på den norske kraftbalansen fram til 2005-2008*. Samtidig med en fortsatt vekst i kraftforbruket i årene framover, er det lagt til grunn at det er praktiske, men ikke politiske, begrensinger knyttet til størrelsen på vannkraftutbyggingen på kort sikt. I beregningene er det tatt utgangspunkt i at det kan bygges ut 4,3 TWh vannkraft innen 2005, noe som må vurderes å være i overkant av det oppnåelige ut i fra dagens situasjon. En slik utbygging er likevel ikke tilstrekkelig til å dekke det innenlandske forbruket på kort sikt. Unntaket er framskrivningen av Grønn hjernekraft, der markedsbaserte priser til kraftkrevende industri bidrar til en nedgang i det samlede kraftforbruket på kort sikt

Sammensetningen av kraftproduksjonen innenlands og i Norden bestemmes i hovedsak av utviklingen i kraftprisen i de ulike scenariene. På kort sikt er det i alle beregningene lagt til grunn av kraftprisen bestemmes av produksjonskostnadene ved dagens kraftkapasitet i Norden. I år med normal nedbør er det vanligvis kullkraft som er bestemmende på kraftprisen i det nordiske kraftmarkedet. På lengre sikt er det lagt til grunn at utviklingen mot en strammere kraftbalanse i Norden og Nord-Europa fører til at den langsiktige kraftprisen bestemmes av kostnadene ved ny kraftkapasitet i de land Norge har knyttet overføringsforbindelser til. Dette er

forutsatt å være gasskraft, med produksjonskostnader på i gjennomsnitt 21 øre/kWh, jfr. nærmere omtale i avsnitt 32.2.3.

I beregningene av Stø kurs og Oppturen øker kraftprisen gradvis til mellom 20-22 øre/kWh over beregningsperioden. Store deler av vannkraftprosjektene i Samlet plan I realiseres i Stø kurs, mens det i Oppturen i tillegg bygges ut vannkraftprosjekter i Samlet plan kategori II. Det finner sted en sterk utbygging av gasskraft på henholdsvis 24 og 55 TWh i disse to scenariene. I Norden avvikles eldre fossilbasert kraftproduksjon gradvis ved hjelp av import fra Norge og overgang fra kullkraft til gasskraft. Som følge av dette reduseres CO₂-utslippene fra den nordiske kraftproduksjonen over perioden.



Figur 2.4 Sammensetning av midlere kraftproduksjon i 2020.

I scenariene Klimaveien og Grønn hjernekraft øker kraftprisen til nærmere 30 øre/kWh. Vannkraftprosjektene øker sterkt i lønnsomhet, og kraftbehovet innelands dekkes i hovedsak av utbygging av store deler av vannkraftprosjektene i Samlet plan kategori I og II. I tillegg bygges det ut vindkraft og bioenergi i et mindre omfang. Den økte vannkraftutbyggingen gir også rom for en økende eksport av kraft på lang sikt. I Norden virker CO₂-avgiften i disse scenariene til at kraftproduksjon basert på olje- og kull avvikles i en raskere takt enn i Stø kurs. Dette erstattes av import fra Norge, og en sterkere utbygging av gasskraft i de nordiske landene, forutsatt at gass er tilgjengelig gjennom gassrør fra for eksempel Russland. I tillegg bygges det ut kraftvarmeanlegg basert på bioenergi. CO₂-utslippene fra kraftproduksjonen i Norden reduseres med to tredeler innen 2020.

Tabell 2.2: Hovedtall i scenariene i 2020

	1996	Stø kurs	Oppturen	Klimaveien	Grønn hjernekraft
<i>Økonomiske hovedtall, prosentvis endring fra Stø kurs</i>					
BNP			17,5	-0,5	16,9

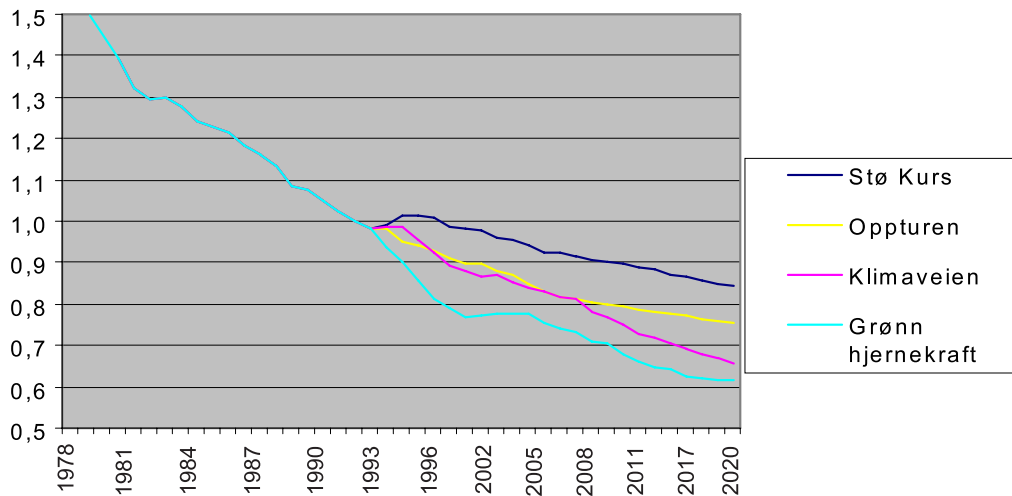
Tabell 2.2: Hovedtall i scenariene i 2020

Privat konsum			18,4	-1,2	15,6
Offentlig konsum			5,9	0	5,7
<i>Kraftproduksjon, TWh</i>	103,9	147,0	181,4	139,5	150,0
Vannkraft	103,9	122,4	126,0	132,5	122,9
Vindkraft		0,0	0,0	5,4	6
Gasskraft		24,1	55,4	0	19,5 ¹
Bio		0,5	0,0	1,6	1,6
<i>Nettoimport av kraft, TWh</i>	9	1,5	-23,7	-25,3	-24,9
<i>Samlet energiforbruk², TWh</i>					
El	102,9	139,3	147,9	106,7	116,7
Olje	18,1	19,2	21,4	14,5	18,7
Ved	3,0	4,0	4,0	4,0	3,0
<i>Netto Elektrisitetsforbruk, TWh</i>					
Kr.kr. industri	28,5	30,0	25,2	20,8	17,5
Industri ellers	15,7	20,9	26,9	18,4	24,0
Husholdninger ²	35,9	52,9	60,5	40,5	46,7
Tjenesteyting + andre ²	22,8	35,6	35,3	27,1	28,5
<i>Oljeforbruk, TWh</i>					
Kr.kr. industri	1,9	1,4	1,2	0,9	0,8
Industri ellers	6,7	6,4	8,4	4,2	7,1
Husholdninger	3,7	5,0	5,1	4,4	5,1
Tjenesteyting	5,6	6,4	6,6	5,0	5,7
<i>Utslipp, millioner tonn CO₂-ekvivalenter</i>	59,0	67,6	78,8	54,7	60
CO ₂	41,1	49,8	65,2	37,1	42
<i>Kraftpriser, Øre/kWh³</i>					
Kraftpris - kraftstasjon ⁴	21,6	22,1	20,0	28,4	30,6
Sluttbrukerpris husholdning	52	52	50	88,4	64

¹ Gasskraft med CO₂-fjerning, forutsatt lønnsomt i beregningen av dette scenariet² Inkludert forutsatt enøk utover MSG-resultater i Klimaveien og Grønn hjernekraft³ Kraftpris er justert til 1995 - prisnivå⁴ Kraftpris for vannkraft ligger på grunn av produksjonsprofil over året 1,5-3,0 øre/kWh over den skisserte kraftprisen i tabellen

Energiforbruket øker i alle framskrivningene dersom det ikke iverksettes spesielle tiltak på forbrukssiden. Økt teknologisk framgang, som skissert i Oppturen og Grønn hjernekraft, bidrar til å øke veksttakten i energiforbruket gjennom sterkere økonomisk vekst. Den samlede produksjonen av varer og tjenester bli imidlertid mer energieffektiv i disse beregningene.

Relativt til 1996



Figur 2.5 Energi-intensiteter i scenariene.

Kilde: SSB, MSG-beregninger

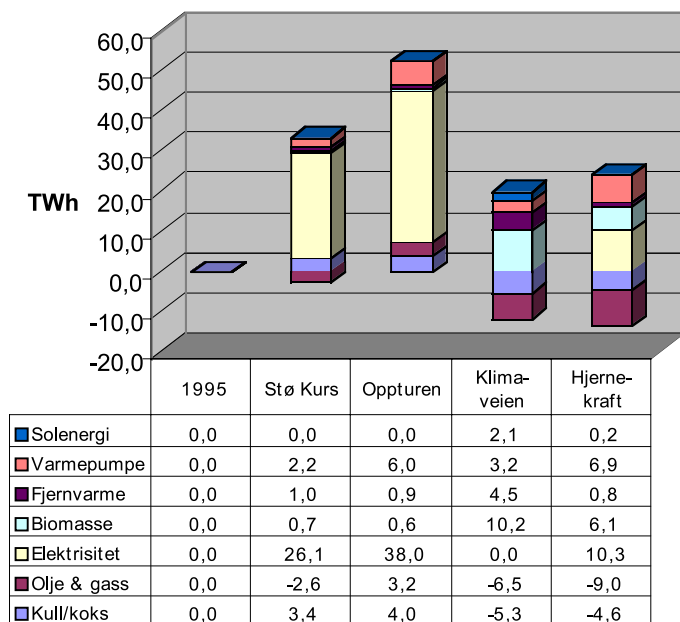
Internasjonale klimaavtaler med harmoniserte CO₂-avgifter, som modellert i Klimaveien og Grønn hjernekraft, trekker i retning av redusert energiforbruk gjennom økte priser på energi. I Klimaveien oppnås det også stabilisering av energiforbruket dersom kraftkrevende industri utsettes for markedsbestemte priser, eller gjennom å øke avgifter på elektrisitet og fyringsolje til nærmere 28 øre/kWh for de sektorer som i dag betaler el-avgift.

De norske utslippene av klimagasser overstiger Kyotoprotokollens mål til utslipp, tilsvarende 54,7 millioner CO₂-ekvivalenter, i nær alle beregningene. CO₂-utslippene øker mest i Stø kurs og i Oppturen, som følge av en sterk utbygging av gasskraft innenlands. Kyotoprotokollens mål oppfylles bare i beregningene av Klimaveien, der norske CO₂-avgifter øker til 400 kroner per tonn og energiforbruket samtidig stabiliseres ved hjelp av avgifter på elektrisitet og fyringsolje. I beregningene av Grønn hjernekraft oppnås ikke Kyotoprotokollens mål selv om CO₂-avgiftene er identiske med avgiftene i Klimaveien. Dette skyldes at det i dette scenariet ikke ilegges ytterligere avgifter på elektrisitet og fyringsolje, og at den økonomiske veksten er sterkere i dette scenariet. I motsetning til i Klimascenariet finner en større del av veksten sted i energiintensive sektorer av økonomien, der utslippene er per produsert enhet er høye relativt til andre sektorer. I Grønn hjernekraft forutsettes det at gasskraftverk med CO₂-rensing gjør det lønnsomt å forsyne installasjonene på sokkelen med kraft fra land, til erstatning for dagens kraftproduksjon på sokkelen. Dette vil trekke i retning av lavere utslipp av klimagasser enn beregningene antyder.

En forsterket klimaavtale som innebærer 15 prosent reduksjon i klimagassutslippene i forhold til 1990-nivå, vil ikke kunne oppfylles i noen av scenariene uten betydelig kjøp av kvoter.

I alle scenariene er det gjort tilleggskjøringer av energi- og kraftbalansen ved hjelp av Markal-modellen. Denne modellen inneholder et større utvalg av energiteknologier på sluttbrukersiden enn de makroøkonomiske modellene, spesielt når det gjelder oppvarming, jfr. boks 3 i kapittel 32. Figur 2.6 viser endringer i stasjonært

energiforbruk i alle scenariene som beregnet ved hjelp av Markal modellen. Resultatene fra disse framskrivningene viser at særlig varmepumper kan dekke større deler av oppvarmingsbehovet i større bygninger på lang sikt. Økte energipriser i scenariene med klimaavtaler, Klimaveien og Grønn hjernekraft, bidrar til å øke lønnsomheten ved bruk av varmepumper. Den største økningen i bruken av varmepumper finner imidlertid sted i scenariene der det forutsettes at større teknisk framgang reduserer kostnadene ved varmepumper over beregningsperioden, jfr. resultatene i Oppturen og Grønn hjernekraft.



Figur 2.6 Endringer i stasjonært energiforbruk, sammenligning.

Kilde: IFE, Markal-beregninger.

2.7.7 Sammendrag av kapittel 36 Strukturen i bransjen mot år 2020

I alle scenariene er energiverkene forretningsorienterte i et stadig mer integrert europeisk marked. Krav fra eierne og ytre forhold gjør likevel at strukturen i bransjen kan utvikle seg noe ulikt. I alle scenariene vil skillet mellom kraftomsetning og kraftoverføring fremstå stadig klarere, og mange kommunale eiere ser ikke kraftomsetning som en sentral kommunal oppgave. Antall omsetningsselskaper vil avta betydelig. Nettselskapene drives etter stadig mer forretningsmessige prinsipper, og antall nettselskaper reduseres vesentlig. Også på produksjonssiden vil det foretas oppkjøp og fusjoner. Generelt vil konsernstrukturen bli den dominerende selskapsform.

I Stø kurs holder energiprisen seg lav, og fortjenestemarginene er knappe. Energiverkene er opptatt av å demme opp for konkurransen. Selskapene kjøper opp eller fusjonerer slik at strukturen blir mer vertikalt integrert.

I Oppturen ligger bransjen i forkant av den internasjonale utviklingen innen prosessstyring og IT-løsninger. Konesjonsreglene mykes noe opp og utenlandske interesser kjøper opp en del energiverk både som pengeplassering og for å få del i den norske kompetansen.

I Klimaveien er lønnsomheten ved fornybar energi betydelig bedre enn i Oppturen og Stø kurs. Norske energiverk får økt finansiell styrke. Selskapene kan kjøpe opp innenlandske og utenlandske selskaper, og handle CO₂-kvoter for bygging av gasskraft. Men de satser også på vannkraftutbygging, enøkvirksomhet og utvikling av teknologi for rensing og deponering av CO₂.

I Grønn hjernekraft er de tekniske framskrittene knyttet til energiproduksjon, transport og forbruk store. Framskrittene kommer særlig innen effektiv energiteknologi og energieffektiv teknologi. Utviklingen skiller seg fra de øvrige scenariene ved at energiverkene ser nye muligheter innen desentral energiforsyning, går inn i tredjepartsfinansiering av enøk og engasjerer seg i lokal energiplanlegging. Kraftomsetning blir nedprioritert for nettselskapene.

KAPITTEL 3

Utvalgets vurderinger og anbefalinger**3.1 GENERELLE VURDERINGER**

I sitt arbeide har utvalget basert seg på at de grunnleggende rammebetingelsene for kraftforsyningen, energiloven av 1990 og konsesjonslovgivningen som regulerer krafttilgangen, ligger fast. Videre har utvalget lagt til grunn at mandatet bygger på de sentrale mål for energipolitikken. Disse omfatter:

- en sikker energiforsyning
- en effektiv utnyttelse av energiresursene med velfungerende kraftmarkeder
- en miljøtilpasset energiforsyning som bidrar til en bærekraftig utvikling
- unngå varig import av kraft og
- være selvforsynt med kraft fra fornybare energikilder i et normalår

Disse målene kan gi grunnlag for ulike målkonflikter, og det er ulike oppfatninger om hvilke mål som bør prioriteres. En viktig del av utvalgets arbeid har bestått i en avklaring og diskusjon av disse målkonfliktene.

Et sentralt utgangspunkt for utvalgets arbeid er *den nære koplingen mellom energispørsmål og hensyn til miljøet*. Produksjon og bruk av energi er viktig for velferd og et moderne samfunn, men medfører belastninger på natur og miljø. De negative miljøvirkningene kan være lokale, nasjonale og globale, jfr. kapittel 10. Utslipp av klimagasser til atmosfæren er et globalt problem. Energiforsyningen opererer også i et internasjonalt marked. Dette trekker i retning av at det er mest kostnadseffektivt å koordinere rammebetingelser for energisektoren generelt og tiltak mot klimautslipp spesielt på tvers av landegrensene. Gjennom Kyotoavtalen har en rekke land, deriblant Norge, forpliktet seg til å redusere eller begrense sine utslipp av klimagasser. Utvalget regner det som sannsynlig at internasjonale klimaavtaler vil bli skjerpet og utvidet i årene som kommer.

Stramme miljøkrav og tiltak for å oppfylle målene vil over tid kunne få betydelige følger for energimarkedene og for forbrukerne. Forbruk av fossil energi som gir utslipp av CO₂ til atmosfæren, bør globalt sett ikke fortsette å vokse. En fortsatt økning i energiforbruket som følge av økonomisk vekst bør i langt sterkere grad baseres på fornybare energikilder. Dette vil trolig gi et sterkt press på å omstille økonomien til et vesentlig mindre energiintensivt produksjons- og forbruksmønster.

Miljøutfordringene knyttet til energibruk understreker behovet for å få til en *mer effektiv utnyttelse av energiresursene*. Energi finnes i mange former, som har ulike kvaliteter. Felles for alle energibærere med høy energikvalitet, som for eksempel elektrisitet, er at de kan brukes til mange formål, jfr. [\(Link\)](#) kapittel 4. Oppvarmingsbehov kan derimot dekkes av energiformer med lavere kvalitet, som for eksempel vannbåren varme. Likevel dekker vi i Norge nærmere 70 prosent av oppvarmingstjenestene med elektrisitet. Skal vi unngå å sløse med elektrisitet, vil det over tid være nødvendig å dekke en større andel av oppvarmingstjenestene ved hjelp av energiformer med lavere kvalitet.

I den norske energiforsyningen står elektrisitet i en særstilling. Historisk sett har vi hatt rikelig tilgang til vannkraft, og dette har gitt lave kraftpriser både i forhold til andre energibærere og sammenliknet med kraftprisene i andre land. Dette har vært et fortrinn for Norge. Denne rikelige tilgangen på kraft, og det faktum at elektrisitet har blitt betraktet som en miljøvennlig varmekilde, har blant annet ført til at

en betydelig andel av energibruken til oppvarmingsformål i Norge dekkes av elektrisitet.

3.1.1 En ny situasjon for den norske energi- og kraftbalansen

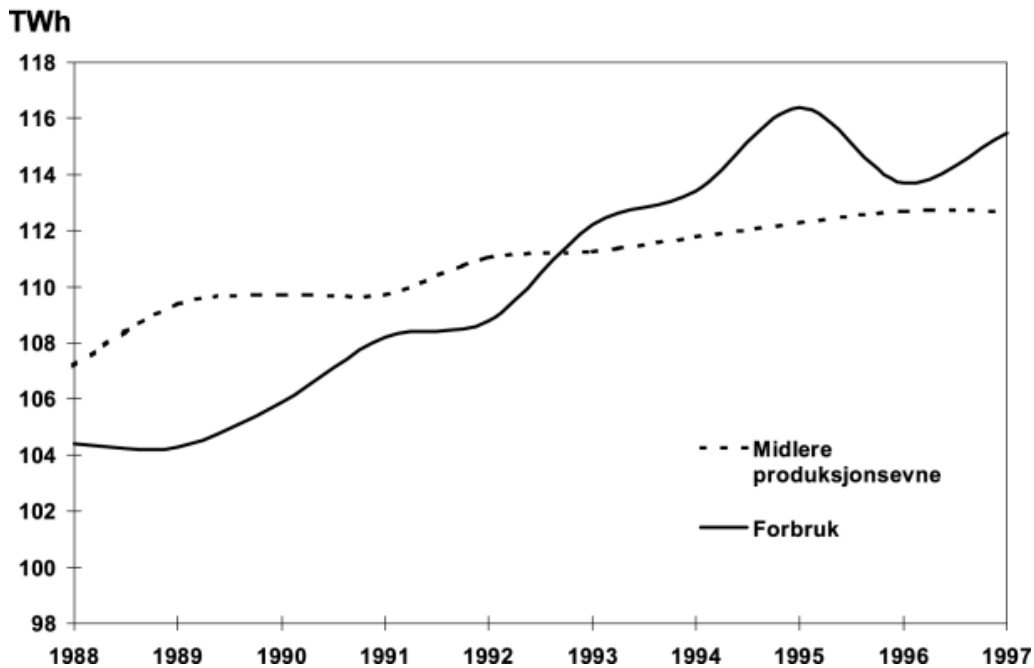
Veksten i elforbruket og den moderate veksten i ny produksjonskapasitet på 1990-tallet, har ført til at Norge fra 1993 har et elforbruk som overstiger produksjonsevnen i år med normale nedbørs- og tilsigsforhold (midlere produksjonsevne), se figur 3.1. I flere år på 1990-tallet har Norge på grunn av gode tilsig til kraftmagasinene hatt betydelig nettoeksport av kraft. I 1994 var det nær balanse mellom produksjon og forbruk, mens tørråret 1996 ga betydelig nettoimport i 1996 og 1997. I gjennomsnitt har kraftproduksjonen hittil på 1990-tallet vært 115,3 TWh, dvs. 2,4 TWh høyere enn midlere produksjonsevne (per 1. januar 1998). Det gjennomsnittlige nivået for produksjonen på 1990-tallet tilsvarer om lag dagens forbruksnivå.

En strammere kraftbalanse har bidratt til økt interesse for ny vannkraftutbygging, og aktuelle utbyggingsprosjekter har vakt sterk debatt og engasjement fra både tilhenger- og motstanderhold. Det mest omtalte og omstridte prosjektet er Øvre Otta hvor Regjeringen nylig sa nei til utbygging.

Alternativt kan det framtidige energibehovet kunne dekkes gjennom økt bruk av gass både til elektrisitet- og varmeproduksjon. Gassen gir mindre miljøbelastninger enn andre fossile brensler, særlig kull, men det er usikkert om et slikt inndekningsalternativ vil la seg gjennomføre i større omfang dersom Kyoto-avtalen blir ratifisert. Dette vil blant annet være avhengig av hvilken innretning den framtidige virkemiddelbruken vil få. Dersom hydrogenbasert gasskraft - som nettopp har blitt lansert - lar seg realisere, vil ikke klimagassforpliktelsene være noe til hinder for en vesentlig økning av elektrisitetsproduksjonen i Norge.

Kraftbalansen i Norge vil i betydelig grad bli påvirket av den framtidige utviklingen av industrien, spesielt den kraftkrevende industrien. Flere industrivirksomheter har lansert planer om å videreutvikle industrien i Norge, noe som vil øke energieffektiviteten men også det absolutte energibehov. På den annen side vil deler av industrien kunne bli avvirket dersom energiprisen blir høyere enn hos konkurrentene. Dette ville også kunne ramme en rekke lokalsamfunn. Utvalget har ikke vurdert hvilken innretning de framtidige kraftkontraktene bør ha, men har gjennomført en rekke virkningsberegninger som følge av økte avgifter og like priser til alle brukergupper, se kapittel 33-35.

Kraftbalansen vil også i høy grad bli påvirket av forbruket i husholdningene og tjenesteytende sektorer. Det er viktig å systematisk satse på tiltak som kan få ned forbruket og øke energieffektiviteten. I denne sammenheng spiller utbyggingsmønsteret framover stor rolle, liksom arbeidet med å forbedre den eksisterende bygningsmasse.



Figur 3.1 Beregnet kraftbalanse 1988-1997. TWh

Kilde: NVE og SSB

Med fortsatt vekst i elforbruket og begrenset utvidelse av den innenlandske produksjonskapasiteten, vil Norge i økende grad bli avhengig av kraftimport i årene som kommer. Kraftimporten vil blant annet være basert på fossile energikilder og dermed innebære miljøskadelige utslipp til luft i eksportlandene.

Kraftutvekslingen med utlandet kopler Norge til kraftmarkedene i nabolandene. Dette trekker i retning av en utjevning av norske kraftpriser i forhold til prisene i våre naboland. Utvalget vil peke på at fortsatt vekst i økonomien generelt, vil øke det elspesifikke forbruket, og presset på energikilder, primært vannkraft, blir større. Kraftprisene i Norge kan øke over tid på grunn av knapphet og/eller ved at miljøkostnader inkluderes i prisene. Andre energiformer, som fornybare energikilder vil dermed kunne bli mer lønnsomme, og deler av oppvarmingsbehovet vil kunne dekkes av ulike systemer, blant annet vannbåren varme. Utvalget mener dette er viktig og har i tråd med mandatet spesielt arbeidet med anbefalinger på dette området.

3.1.2 Internasjonale miljøutfordringer

Ideelt sett bør virkemidler for å redusere miljøproblemene koordineres og være harmoniserte over landegrensene. Norge bør være en pådriver for ambisiøse, internasjonale miljøavtaler. Internasjonalt harmoniserte klimaavgifter eller system for omsetning av utslippskvoter mellom land er eksempler på tiltak som bidrar til økt kostnadseffektivitet i miljøpolitikken. Formålet med internasjonalt harmoniserte miljøtiltak er at tiltakene blir iverksatt direkte mot de sidene av produksjon og transport av energi som gir opphav til skadelige utslipp eller naturinngrep. Jo mer et internasjonalt avgiftssystem fanger opp de totale miljøhensyn, desto mindre blir behovet for nasjonale tiltak for å sikre en rasjonell utnyttelse av energiresursene.

Ved utarbeidelsen av scenarier for den norske energi- og kraftbalansen til 2020 har utvalget analysert virkninger på norsk økonomi generelt og kraftmarkedet spesielt av at det gjennomføres internasjonalt harmoniserte tiltak mot klimautslipp. Nye avgifter på fossile brenslere eller gjennomføring av andre tiltak som øker produksjonskostnadene i kraftproduksjon, vil gi økte elpriser også i Norge. Beregningene i kapittel 34 viser blant annet at elforbruket dempes i forhold til en situasjon uten internasjonale klimatiltak, men at denne prisøkningen alene ikke er tilstrekkelig til å oppnå en stabilisering av det stasjonære forbruket.

Det er usikkert hva slags tiltak ulike land vil iverksette for å oppfylle sine forpliktelser i Kyoto-avtalen. Utvalget har tatt til etterretning at det vil ta tid før det blir oppnådd internasjonal enighet om bruk av produksjonsavgifter. I påvente av at det oppnås internasjonal enighet om bruk av virkemidler, bør det enkelte land finne fram til virkemidler som bidrar til å begrense energiforbruket og redusere utslippene av klimagasser. I industrien har frivillige avtaler om å begrense energiforbruket den senere tid fått oppslutning i flere land. Nasjonale virkemidler for å redusere utslipp av klimagasser og for å begrense veksten i energiforbruket bør innføres på en slik måte at de også tar hensyn til virksomheter som konkurrerer på et internasjonalt marked.

Manglende prising av miljøkonsekvenser innebærer at markedet vil gi et for høyt energiforbruk og dermed et for høyt forbruk av naturressurser. Med fortsatt økonomisk vekst og uten at det iverksettes spesielle tiltak er det grunn til å regne med fortsatt betydelig vekst i energiforbruket til stasjonære formål i Norge. En illustrasjon av en slik mulig utvikling er gitt i scenariet «Stø kurs», som er presentert i kapittel 32. Dersom i tillegg tilgangen av nye kraftprosjekter begrenses, slik tendensen har vært de siste årene, vil Norge kunne oppleve mange år med en betydelig nettoimport av kraft.

Dette reiser spesielle spørsmål knyttet til forsyningssikkerhet, og innebærer muligheter for å oppleve brå endringer i markedssituasjonen som en følge av en endret kraftsituasjon eller energipolitikk i andre land. Samtidig vil et høyt nivå på det innenlandske forbruket som dekkes dels av kraftimport, kunne bidra til å opprettholde eller øke utslipp av CO₂ i andre land. I dagens situasjon dekkes deler av den norske kraftimporten ved dansk kullkraft. Redusert innenlandsk elforbruk vil medføre mindre behov for import og økt mulighet for eksport, som igjen vil kunne føre til lavere CO₂-utslipp i våre naboland. Samtidig vil tiltak for å begrense energiforbruket bety at Norge pådrar seg en kostnad, på samme måte som våre naboland gjør gjennom energispareprogrammer og energiavgifter. Når Danmark skal oppfylle sine forpliktelser under klimaavtalen vil det også være usikkert hvorvidt Danmark vil kunne opprettholde sin krafteksport til Norge.

Innenfor scenariene som er presentert i kapittel 32-35 er det gjort framskrivninger av hvor mye vannkraft det ville være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut. Disse framskrivningene viser at når det forutsettes internasjonale tiltak mot klimautslipp, blir det bygget ut ny vannkraft på rundt 20 TWh innen 2020, samtidig som det eksporteres tilsvarende mengder kraft. Når slik eksport blir lønnsom skyldes dette primært at de internasjonale CO₂-kvoteprisene øker verdien til norske vannkraftressurser. Utvalget ønsker å gjøre spesielt oppmerksom på at en så omfattende vannkraftutbygging, samtidig som det er høy eksport, *ikke* nødvendigvis vil la seg gjennomføre eller være politisk ønskelig.

3.1.3 Begrensning av energiforbruket ved nasjonale virkemidler

I fravær av harmoniserte tiltak internasjonalt, kan en begrensning av energiforbruket innenlands oppnås på flere måter. Utvalget vil framheve at det andre

hovedelement i Norges energipolitikk bør være å forbedre energieffektiviteten. *Utvalget vil anbefale at en prioriterer tiltak som har som siktemål å forbedre markedets funksjonsmåte.* Dette kan omfatte tiltak som fjerne eller dempe barrierer for energiøkonomisering, få tydeligere prissignaler til sluttbruker, innføring av merking og energistandarder på utstyr og bygninger, gjøre overføringstariffer mer kostnadseffektive og stimulering av tredjepartsfinansiering.

Et mål om en vesentlig reduksjon av veksten i energiforbruket kan neppe nås uten at prisene til forbrukere heves. En slik reduksjon av energiforbruket innenlands, utover det som følger av økte kraftpriser internasjonalt, kan skje ved at forbruksavgiftene på energi økes. På sluttbrukersiden fører høyere forbruksavgifter på elektrisk kraft til at alternative former for oppvarming, for eksempel vannbåren varme og bioenergi, blir mer lønnsomme. Dersom avgiftene på fyringsolje også øker harmonisert med el-avgiften, vil norske utslipp av CO₂ på sikt kunne gå ned.

Utvalget vil imidlertid peke på at generelle forbruksavgifter på olje og elektrisitet påvirker norsk økonomi og kraftmarked på annen måte enn internasjonalt harmoniserte miljøavgifter. For det første vil økte avgifter i Norge føre til et fall i produsentprisen på elektrisitet riktignok begrenset av engrosprisen på kraft hos våre handelspartnere. Dette reduserer lønnsomheten til vannkraft og andre, fornybare energiformer, som for eksempel vindkraft. For det andre vil økte el-avgifter kunne komme i konflikt med hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet, jfr. [\(Link\)](#) kap 5. Med en kraftig økning av satsene for el-avgift, vil det blant annet kunne oppstå et press fra nye grupper om fritak for avgift. Høye el-avgifter kan, for det tredje, ha uheldige fordelingseffekter blant ulike forbruksgrupper.

I kapittel 34-35 presenteres et sett med beregninger som blant annet drøfter mulighetene for å stabilisere det stasjonære energiforbruket på 1996-nivå fram til 2020. Beregningene viser at en internasjonalt harmonisert CO₂-avgift økende til 400 kroner per tonn CO₂ innen 2015 i seg selv ikke er tilstrekkelig til å stabilisere energiforbruket. Med en videreføring av dagens avgiftsstruktur og industrikontrakter, viser beregningene videre at el-avgiften i Norge må øke med 7 prosent i året for å oppnå stabilisering av det stasjonære energiforbruket. Det ville bety at el-avgiften øker gradvis fra dagens nivå på 5,75 øre/kWh til nærmere 30 øre/kWh i år 2020.

Vesentlige økninger av forbruksavgiftene på energi vil ramme ulike forbrukergrupper ulikt dersom fordelingsvirkninger ikke kompenseres. En betydelig del av boligmassen, særlig den kollektive bebyggelsen i tettstedene, benytter utelukkende elektrisitet til oppvarming. Kostnadene ved å investere i utstyr som kan benytte andre energiformer er høye. For disse gruppene kan en økning i el-avgiften få klar betydning for forbruksavgiftene. Økte forbruksavgifter kan også utløse sterkere krav i lønnsoppgjørene. Disse forholdene ville gjøre det aktuelt å utforme virkemidlene slik at uheldige fordelingsvirkningene blir forebygget eller dempet. Dette kan innebære støtte til omlegging av energisystemet og / eller at avgiftene utformes progressivt.

Beregninger som utvalget har fått utført, indikerer at en økt (proporsjonal) forbruksavgift på elektrisitet har ugunstige fordelingseffekter, se avsnitt 16.2. En flerleddet (progressiv) el-avgift på husholdningenes forbruk, har ifølge analysen klart bedre fordelingsegenskaper. Utvalget har ikke i detalj drøftet hvordan en flerleddet avgiftsordning skulle utformes. Den bør, om den innføres, utformes slik at den premierer nøkternt og redusert forbruk.

En slik økning kan være et aktuelt tiltak *gitt* en målsetting om å begrense i vesentlig grad - eller stabilisere - det stasjonære energiforbruket. Utvalget har ikke foretatt noen grundig vurdering av de praktiske vanskelighetene ved et flerprissystem, men vurderer dette som et aktuelt alternativ hvis forbruksavgifter skal heves vesentlig fra dagens nivå.

3.2 NÆRMERE OM TILTAK FOR Å BEGRENSE FORBRUKET

Framskrivningene av scenariet «Stø Kurs» viser at uten nye tiltak for å dempe forbruket, vil vi oppleve en sterk økning i kraftforbruket, spesielt i alminnelig forsyning. Dette viser at det er på forbrukssiden at de største utfordringene ligger for å oppnå målsetningen om et energisystem som bidrar til en bærekraftig utvikling.

Utvalget har vurdert en rekke tiltak som kan bidra til å begrense forbruket. Det må fortsatt satses både på offentlig finansierte tiltak og på å utvikle reguleringer og styringsformer slik at en unngår å basere seg på høyere priser til forbrukerne alene. Tiltak kan også rettes inn mot å forebygge uheldige fordelingsvirkninger av høyere elpriser. Det vil være viktig å få til en oversiktlig virkemiddelbruk.

Godt fungerende markeder kan bidra til å sikre energieffektivitet i energiproduksjon, transport og forbruk av energi. For myndighetene er det derfor viktig å legge til rette for markedene ved å søke etter tiltak som kan styrke konkurransen. Dette gjelder både for energimarkedene, energirelaterte tjenester og markedene for energiforbrukende utstyr i husholdninger og næringsliv. Det vises til drøftingene i kapittel 14, 15 og 18.

En økt overgang fra direkte elektrisk oppvarming til bruk av vann- eller luftbaserte oppvarmingssystemer vil kunne gi en øket grad av fleksibilitet i energiforsyningen. Dette gir dessuten mulighet til å utnytte lokale energiresurser som bioenergi, lavtemperatur energikilder ved bruk av varmepumper, spillvarme m.m. Ved å ha tilgang til flere energibærere i systemet øker dessuten leveringssikkerheten ved avbrudd i et system.

Regjeringen har for øvrig nylig gjennomgått energiutfordringene innen boligsektoren på bakgrunn av FNs HABITAT-konferanse og pekt på behovene for bedre energiløsninger for å begrense og effektivisere forbruket.

Et samlet utvalg foreslår følgende tiltak:

Disse tiltakene blir beskrevet nærmere i det følgende.

3.2.1 Installasjon av mer avansert måleutstyr, bedre pris- og forbruksinformasjon til sluttbrukere

Erfaringen har vist at det er viktig å gi sluttbrukere bedre oversikt over sitt energiforbruk og kostnadene knyttet til dette. Tiltaket med å sende ut regninger hvert kvartal med etterskuddsvis avregning av forbruket og grafisk illustrasjon av forbruksutviklingen er et viktig skritt i denne retningen, jfr. kapittel 18. Et viktig tiltak kan være å stimulere distribusjonsverkene til å ta i bruk mer avansert måleutstyr som kan bidra til å gi forbrukerne bedre oversikt over forbruk og priser. Dette gjør det mulig med fjernavlesning av forbruket og løpende informasjon til sluttbrukerne (toveiskommunikasjon). Et slikt opplegg muliggjør blant annet fleksibilitet i strømforbruket, dag/nattsenkning av temperaturen og avansert tariffing.

Utvalget anbefaler:

- installering av avansert måleutstyr med toveiskommunikasjon mellom e-verk og sluttkunde

3.2.2 Strategiske offentlige innkjøp og teknologikonkurranser

Utvalget registrerer at det ikke er omfattende aktivitet for å fremme energiproduktiv teknologi ved strategiske offentlige innkjøp og teknologikonkurranser, jfr. avsnitt 17.3. Ny energieffektiv teknologi er imidlertid den viktigste faktoren som fremmer

energieffektivitet. Å knytte innkjøpspolitikk opp mot strengere energistandarder kan virke innovasjonsstimulerende på markedet.

Utvalget anbefaler:

- Stat og kommune bør benytte strategiske offentlige innkjøp og teknologikonkurranser som et ledd for å fremme energiøkonomisering

3.2.3 Stimulere til tredjepartsfinansiering av enøk

Selv med en godt tilrettelagt informasjonsvirksomhet, vil den enkelte forbruker ikke ha full oversikt over sine enøkmuligheter, over mulighetene for å benytte ulike energiformer eller til å styre forbruket avhengig av forholdene i nettet og markedene. Det kan også være andre barrierer mot energiøkonomisering. En tredjepart, som for eksempel et energiverk, kan imidlertid ha slik kompetanse og muligheter for å finansiere tiltak. Dersom det faktisk er lønnsomme enøktiltak kan dette være et forretningspotensial for en tredjepart. Tredjepartsfinansiering (TPF) av enøk har vært forsøkt i flere land. Det vises til nærmere omtale i kapittel 18.6. Det viktigste tiltaket for å stimulere til tredjepartsfinansiering er trolig å synliggjøre alle kostnadene, og variasjonene i kostnadene ved energiforbruket, jfr. tiltak 3.2.1. Også en videreutvikling av overføringstariffene kan være med på å fremme tredjepartsfinansiering, jfr. tiltak 3.2.5.

For finansieringsinstitusjoner vil finansiering av enøk og alternativ energi være aktuelt dersom det kan dokumenteres at tiltakenes risiko, avkastning og transaksjonskostnader er akseptable. Standardisering av kontrakter og finansavtaler, bruk av måle- og verifikasjonsdokumenter og sertifisering av utstyr og tjenesteleverandører kan bidra til å skape et bedre fungerende marked for denne type tjenester. Også statlig risiko-garanti kan være et aktuelt virkemiddel.

Utvalget anbefaler:

- Stimulere utviklingen av et kommersielt tilbud om tredjepartsfinansiering av enøk, primært ved å utarbeide informasjon om og standarder for TPF-kontrakter.

3.2.4 Frivillige avtaler

Frivillige avtaler mellom industrien og myndighetene om miljø- og energisparingstiltak benyttes i enkelte land. Hensikten er å utløse tiltak som ellers ikke ville være lønnsomme for industrien, mot at myndighetene bidrar med skreddersydde tiltak for å stimulere utviklingen. Avtalene bør være mest mulig konkrete og målrettede. Frivillige avtaler kan også være egnet som overgangsordninger eller supplement til omsettbare kvoter i en framtidig internasjonal kvotehandel. Det vises til nærmere omtale i avsnitt 17.2.

Utvalget anbefaler:

- Utvide ordningen med frivillige avtaler om reduksjon av energiforbruk i industrien og annen næringsvirksomhet.

3.2.5 Gjøre overføringstariffer mer kostnadsriktige

Det er både knyttet mål om effektiv utnyttelse av nettet, og fordelingshensyn til utformingen av overføringstariffene. Det synes også som om overføringstariffen kan ha betydning for innfasing av ny fornybar energi. Dette åpner for målkonflikter. Tariffen kan få betydning både for effektbalansen og energibalansen. En avklaring av overordnede mål for oppbyggingen av tariffene synes nødvendig. Det vises til drøftinger i kapittel 27 og 28.

Utvalget anbefaler:

- Gjennomgå ordningen med overføringstariffer for å gjøre dem mer kostnadsriktige.

3.2.6 Utvikling av energisertifikat for nye og eksisterende bygninger

Utvalget registrerer at det pågår standardiseringsarbeide for energieffektiv teknologi internasjonalt. Energibevisstheten ved bygging og omsetning av bygninger bør styrkes. Dette er en svakhet ved markedet som trolig kan endres dersom det opprettes en form for energisertifikat for bygninger. Et slikt sertifikat kan inngå i en standard for bygningsfakta og bedre informasjonen i markedene. Dette vil bidra til at energirelaterte forhold blir satt mer i fokus. Det vises til drøfting av generelle energistandarder for bygg i avsnitt 17.5.

Utvalget anbefaler:

- Etablere en standard for energieffektivitet i bygninger.

3.2.7 Omorganisering av enøk-virksomheten

Enøkvirksomheten synes å være fragmentert, jfr. kapittel 18. Både sentrale myndigheter, energiverkene, de regionale enøksentra, fylkeskommunale og lokale myndigheter er involvert. Også forbrukerrådet er engasjert i enøksaker. En større satsing på enøk krever at organiseringen blir mer målrettet. Det anbefales at det gjennomføres en evaluering av den nåværende enøk-organiseringen.

En bedre målretting av enøkpolitikken kan skje ved at det opprettes et sentralt enøk-organ, som skal forvalte enøkvirksomheten. Arbeidsoppgavene til enøk-organet kan blant annet omfatte:

Utvalget anbefaler:

- Opprette et sentralt enøk-organ for målrettet gjennomføring av enøk-politikk

3.2.8 Økte avgifter på forbruk av elektrisitet og fyringsolje gitt mål vesentlig reduksjon av energiforbruket

Utvalget viser til problematiseringen som er foretatt i avsnitt 3.1.3 om stabilisering. Gitt at det er politisk ønskelig med kraftig reduksjon eller stabilisering av forbruket vil *utvalgets flertall* bestående av Anne-Grete Strøm-Erichsen, Thor Håkstad, Per Eggum Mauseth, Heidi Sørensen, Olav Ulleren og Knut Weum anbefale følgende:

- En gradvis økning av forbruksavgiftene på elektrisitet og fyringsolje vil bidra til å begrense veksten i energiforbruket samt redusere utslipp av klimagasser, jfr. kapittel 34. Økte avgifter vil også fremme overgang fra bruk av elektrisitet til oppvarmingsformål til mer fleksible luft- og vannbårne systemer. Avgiftene bør omfatte alminnelig forsyning av elektrisitet og all stasjonær bruk av fossile energibærere utenom internasjonalt konkurranseutsatt næringsliv. Energavgiftene bør innføres over en periode på tre til fem år etter at politisk vedtak er fattet. En gradvis innføring vil gjøre forbrukere i stand til å forberede seg og planlegge enøkordninger, samt muliggjøre oppbygging av kapasitet hos leverandørene av enøk-produkter og tjenester. En innføring av økte energavgifter innrettes slik at fordelingsvirkningen blir best mulig. Utvalget har vurdert en flerleddet (progressiv) avgiftsform og vil tilrå at de praktiske forhold i denne forbindelse utredes nærmere med hensyn på konsekvenser for husholdningene, industrien og tjenesteytende sektorer, jfr. drøftingene i avsnitt 16.2. Hensikten må være å bidra til et nøkternt og redusert forbruk. Inntekter fra en

slik avgift bør særlig benyttes til tiltak for energiøkonomisering, forskning på ny energi- og renseteknologi og andre tiltak som begrenser forbruk og fremmer energieffektivisering.

Utvalgets mindretall ved Marit Lundteigen Fossdal og Øystein Olsen vil peke på at dagens rammebetingelser for energimarkedet legger til rette for at energiprisene skal være effektive informasjonsbærere om ressursutnyttelsen både på tilgangs- og forbrukssiden. Når dette ikke skjer fullt ut, skyldes det i hovedsak at miljøkostnader i liten grad er reflektert i kraftprisene, samt manglende informasjon om priser og enøkmuligheter til sluttbrukerne. Internasjonalt harmoniserte avgifter som reflekterer miljøkostnadene på kraftproduksjon kan avhjelpe dette, i tillegg til forretningsbaserte enøktiltak som gir tydeligere prissignaler fram til forbrukerne.

Særnorske tiltak for å stabilisere energiforbruket til stasjonære formål vil kunne føre til store omstillingskostnader. De beregningene som utvalget har utført, viser at en betydelig begrensning av energiforbruket kan oppnås ved at kraftkrevende industri gradvis utsettes for markedsbaserte priser. Dersom disse næringene skal skjermes samtidig som en stabiliseringsmålsetning skal nås, vil det trolig være nødvendig med en kraftig økning av el-avgiftene betalt av andre forbrukergrupper.

Et system med flerleddet forbruksavgift, utvidet til også å gjelde næringsvirksomhet, vil ha uoversiktlige fordelingsvirkninger. I tillegg vil det kunne kreves betydelige ressurser til å administrere ordningen. *Disse medlemmene* vil understreke at en politikk som systematisk legger opp til store forskjeller i kraftprisene, både mellom sektorer og innen ulike forbruksgrupper, hindrer en effektiv ressursutnyttelse, og er i strid med sentrale prinsipper i energiloven. Det innebærer at kostnadene ved en politikk som tar sikte på å begrense forbruksveksten blir høyere enn nødvendig, jfr. ([Link](#)) kapittel 5.

3.2.9 Omlegging til luft- eller vannbårne systemer for oppvarming ved nybygg og omfattende rehabilitering av større bygninger.

Etter det utvalget har brakt på det rene er kostnadene ved å investere og drive vannbårne systemer jevnt over på linje med kostnadene ved å benytte elektrisitet til oppvarming i større bygg, jfr. kapittel 21. Dette gjelder både ved nybygging og rehabilitering. Lønnsomheten viser seg å være størst ved rehabilitering av eksisterende bygg. Årsaken er vesentlig at de høye investeringskostnadene fordeles på et større forbruk. Insentivene til å benytte vannbåren varme varierer imidlertid. Ved nybygging synes det ikke som at investorene alltid tar hensyn til de relativt lavere driftskostnadene ved vannbårne systemer fordi disse bæres av leietakerne. Investeringskostnadene tillegges derfor en uforholdsmessig stor vekt når utbygger skal vurdere oppvarmløsløsninger.

Kravene som legges til grunn for energibehov i nye bygninger stiller ikke krav til energieffektive tekniske anlegg. Eksisterende, mindre energioptimale løsninger kan kompenseres med for eksempel varmegjenvinner på ventilasjonsluft eller varmepumpe. Totalløsningen burde være energioptimal, derfor bør det stilles rammer i plan og bygningsloven slik at energiøkonomisk optimale løsninger blir gjennomført.

Utvalgets flertall ved Anne-Grete Strøm-Erichsen, Thor Håkstad, Per Eggum Mauseth, Heidi Sørensen, Olav Ulleren og Knut Weum anbefaler:

- Gjennom forskriftene i plan- og bygningsloven bør det stilles krav om legging av luft- eller vannbårne systemer for oppvarming ved nybygging og større rehabiliteringer. Tilskuddsordninger til overgang til luft- og vannbårne varmesyste-

mer bør vurderes.

Utvalgets mindretall ved Marit Lundteigen Fossdal og Øystein Olsen vil understreke at miljøkostnadene knyttet til kraftproduksjon basert på fossile brenslere kombinert med begrensninger i tilgangen på nye vannkraftprosjekter på sikt vil gjøre det lønnsomt å erstatte elektrisitet til oppvarmingsformål med ulike former for vannbåren varme. Det kan være fornuftig å stimulere til en slik overgang, i påvente av høyere energipriser internasjonalt. *Disse medlemmen* mener at det gjennom forskriftene i plan- og bygningsloven bør stilles krav om at energieffektiviteten og lønnsomheten på lang sikt ved ulike energisystemer blir utredet i forbindelse med nybygging og rehabilitering av næringsbygg og boligblokker.

3.2.10 Husbanken

En av de største årsakene til veksten i det stasjonære energiforbruk er det økte konsumet i husholdningssektoren, som blant annet er knyttet til økningen i husareal per capita. Husbanken stiller krav til at boligene som finansieres der skal være nøkterne, blant annet gjennom sine arealgrenser. Husbankhus skal i utgangspunktet ikke overstige 120 m². Husbanken bør brukes som et virkemiddel for å fremme energieffektive boliger.

Utvalgets flertall ved Anne-Grete Strøm-Erichsen, Thor Håkstad, Marit Lundteigen Fossdal, Per Eggum Mausest, Heidi Sørensen, Olav Ulleren og Knut Weum anbefaler:

- Husbanken bør fremme energieffektive boliger.

Utvalgets mindretall ved Øystein Olsen finner det ikke naturlig at Husbanken, som en finansieringsinstitusjon, skal ha en særskilt rolle på dette området. *Dette medlemmet* mener videre at tiltak for å fremme energieffektive løsninger i boliger ikke bør knyttes til størrelsen på boligene.

3.2.11 Redusere fastledd i overføringspris og kraftpris

Utvalgsmedlemmet Per Eggum Mausest mener:

Overføringsprisen til husholdningskunder består av nettleien fastsatt i øre/kWh og et fastledd fastsatt som kroner per år. Fastleddet er likt for alle husholdningskundene som sogner til netteieren. Jo høyere fastledd e-verket tar, desto større prisforskjell per beregnet kWh blir det for kundene. Med bruken av høyt fastledd reduseres motivasjonen til å begrense forbruksvolumet. Mange energiverk opererer i dag med et fastledd også i den konkurranseutsatte kraftprisen. Et høyt fastledd leder til høyere pris per kWh for den som bruker lite strøm sammenliknet med den som bruker mye.

Utvalgets mindretall ved Per Eggum Mausest anbefaler:

- Redusere eller differensiere fastledd i overføringsprisen og fjerne fastleddet i kraftprisen

3.3 NÆRMERE OM TILTAK FOR Å STYRKE PRODUKSJONEN

Det har vært et viktig energipolitisk mål for to regjeringer å unngå varig import av kraft og være selvforsynt med fornybare energikilder i et normalår. I dag dekkes deler av det norske kraftforbruket av import basert på fossile energibærere. I tillegg til tiltak for å begrense forbruket, trenger en derfor å styrke tilgangen. Siden nye

vannkraftprosjekter alene ikke representerer noen langsiktig opsjon for vesentlige utvidelser av den norske elektrisitetsproduksjonen, er det viktig å stimulere til utvikling av andre fornybare energikilder. Dette krever blant annet en større satsning på nye fornybare enn hva vi har i dag.

Miljømessige målsettinger tilsier at selvforsyning med elektrisitet i størst mulig grad bør skje med fornybare energibærere. Denne målsetningen kan imidlertid komme i konflikt med energilovens forutsetning om at utbygging skal være basert på økonomiske lønnsomhet.

På tilgangssiden vil utvalget anbefale at *en prioriterer tiltak som forbedrer markedets funksjonsmåte*. Dette bør primært omfatte tiltak for å fjerne eller dempe barrierer for fornybare energikilder. Spesielle tiltak for å stimulere til introduksjon av nye fornybare energikilder, som vindkraft, solenergi, varmepumper og bioenergi, kan være nødvendig, dersom disse skal kunne spille en større rolle i den norske energiforsyningen.

En annen målsetning er at energiforsyningen bør være miljøvennlig og bidra til en bærekraftig utvikling. Utbygging av ny energiproduksjon kan bare bidra til bedring av miljøet dersom den erstatter annen energiproduksjon som har større negative miljøbelastninger. Et viktig tiltak for å styrke produksjonen av de fornybare energikildene er derfor innføring av internasjonalt harmoniserte avgifter direkte mot de sidene av produksjon og transport av energi som gir opphav til skadelige utslipp eller naturinngrep.

I følge beregningene i kapittel 32 til 35 er framtidig etterspørsel for energi så stor at i tillegg til fornybare energibærere bør Norge satse på å få fram og videreutvikle teknologiske løsninger for rensing og deponering av CO₂ fra gasskraft, slik som Hydrokraft, Carbon Black, og annet. Gasskraft vil representere en inndekningsløsning forutsatt at det ikke kommer i konflikt med Norges forpliktelser under internasjonale klimaavtaler.

I forkant av eventuelle internasjonalt harmoniserte klimaavtaler vil det være riktig å legge til rette for energiformer som på sikt uansett vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme, herunder vannbåren varme. Vannbåren varme, som ble nevnt under tiltak for å begrense forbruket, må også sees i sammenheng med de nye fornybare energikildene. Bygningsintegreerte solløsninger, biomasse og varmepumpe kan bli vesentlige bidragsytere for å erstatte kraft brukt til oppvarmingsformål og dermed frigjøre elektrisitet til mer el-spesifikke formål.

En nærmere drøfting av mulige tiltak på tilgangssiden er gitt i kapittel 30.

Utvalget foreslår følgende tiltak:

Alle disse tiltakene blir nærmere beskrevet i det følgende.

3.3.1 Vindkraft

De kartleggingene som er gjort av vindforholdene i Norge er relativt grove. Vindforholdene varierer betydelig lokalt. Et viktig konkurransefortrinn for vindkraft kan være at den kan bidra til å redusere tapene i nettet, selv om graden av dette trolig varierer. Det vises til drøftingene i kapitlene 23.3 og 28. På denne bakgrunn vil utvalget anbefale:

- Det må gjennomføres en kartlegging av aktuelle vindkraftprosjekter. Kartleggingen må omfatte en mer detaljert sammenfatning av vindforholdene, nettforholdene og miljøkonsekvensene for å finne de best egnede stedene.
- Lette rammebetingelsene for investeringer i vindkraft gjennom økonomiske stimulerings tiltak i en overgangsperiode.

3.3.2 Konesjonsbehandling

Vannkraft er underlagt mer omfattende konsesjonsbehandling enn andre fornybare energikilder. Konsesjonsbehandlingen tar lang tid, gjerne 7 til 8 år. En viktig årsak er at tidsfristene for konsesjonsbehandling og høringsrunder ikke blir overholdt. Dette er en viktig hindring for ny vannkraftutbygging, jfr. ([Link](#)) kap 22 og 30.

Utvalget anbefaler:

- Kravene om å holde tidsfrister i konsesjonsbehandling og høringsrunder skjerpes spesielt for vannkraft.

3.3.3 Utredningsplikt vedrørende lokale energiløsninger

Energisituasjonen kan variere betydelig fra sted til sted i landet. Enkelte steder kan vindkraft være et godt alternativ, andre steder kan bioenergi være aktuelt. Forholdene kan ligge til rette for å benytte varmepumper andre steder. Avfall eller gass fra avfallsdeponier kan benyttes der forholdene ligger til rette for dette. I forbindelse med ilandføringsstedene for gass, kan det ligge til rette for å utnytte gassressurser. I tettsteder kan fjernvarme være lønnsomt. Lønnsomheten kan være størst i områder som har høye tap forbundet med kraftuttak. Temperatur og solforholdene kan også variere lokalt. Det kan derfor være variasjoner i hva som er de riktige tiltakene for å begrense forbruket både i industri, boliger, næringsbygg og kommunenes bygg.

Kunnskapen om de lokale forholdene, og mulighetene for å ivareta energihensyn i planleggingen, bør være størst hos de lokale myndighetene. Gjennom blant annet arealplaner og organiseringen av tomtepolitikken kan kommunen påvirke energiproduksjon og forbruk lokalt. Det vises til kapittel 14, 15 og 18 samt drøftingene i kapitlene om energitilgangen.

Utvalget anbefaler:

- Utredningsplikt for kommuner knyttet til energiløsninger for nyetableringer, arealplanlegging og større rehabiliteringer.

3.3.4 Fjerne reguleringsbarrierer for fjernvarme.

Norge er relativt ensidig basert på elektrisitet i energiforsyningen. Det betyr blant annet at det er en godt utbygd infrastruktur for elektrisitetsforsyning. Andre land har en mer differensiert energiforsyning. I tillegg til kraftledningene kan det være infrastruktur for gass og fjernvarme. Det kan også være utbygd bedre infrastruktur for bioenergi.

I Norge framstår manglende infrastrukturer for vannbåren varme i bygg og fjernvarme som den viktigste barrieren mot å ta i bruk nye fornybare energikilder og nye energiteknologier. Dette gjelder aktiv solvarme, nye former for bioenergi, geotermisk energi og varmepumper. Det påvirker også mulighetene for å benytte fjernvarme basert på ulike energikilder. Det vises til kapittel 21, 23, 25 og 30 for nærmere omtale av vannbåren varme, andre fornybare energikilder og energiteknologier.

Utvalget anbefaler å etablere infrastruktur for vannbåren varme for å bidra til å dekke veksten i energiforbruket. Dette er også en viktig faktor for å få en mer fleksibel energiforsyning. En første prioritet må være å fjerne eventuelle unødige hindringer som følger av offentlige reguleringer. Tiltakene bør omfatte:

- En vurdering av reguleringsregimene for ulike distribusjonsformer for å fjerne eventuelle hindringer mot utbygging av for eksempel fjernvarme.
- Vurdere tilskudd til etablering av fjernvarmenett hvor dette vurderes som samfunnsøkonomisk lønnsomt.

3.3.5 Forskning og utvikling

Både langsiktig forskning og forskning på mer moden teknologi er nødvendig for å fremme energieffektivitet og for å kunne møte framtidens utfordringer. Tidligere har forskningsrammene for nye energiteknologier variert betydelig over tid. Dersom den politiske målsetningen om å være selvforsynt med energi fra fornybare energikilder skal oppnås er det nødvendig å øke forsknings- og utviklingsaktiviteten.

Det tar tid å bygge opp forskningsmiljøer og det er viktig at ulike miljøer stimuleres til å samarbeide i forskningen. Like viktig er det å gjennomføre forskningsprogrammer for hvordan nye teknologier kan vinne fram på markedet.

Utvalget anbefaler:

- Sørge for stabile rammer for forskning og utvikling av nye energiprodukter, effektivisering av energiproduksjon og anvendelse av ny teknologi.

3.3.6 Fjerne skillet mellom Samlet plan kategori I og II

Fra utbyggingshold trekkes Samlet plan fram som en viktig barriere for investeringer i ny vannkraftkapasitet. Samlet plan ble utviklet tidlig i 1980-årene ut fra de forutsetningene og de kunnskapene som forelå den gang. En innvending mot Samlet plan er at prosjektenes tekniske løsninger ikke er oppdatert. Det er mye usikkerhet knyttet til den praktiske saksbehandlingen, og dette kan være en viktig barriere for utbygger. Regjeringen har varslet en ny rullering av Samlet plan. Det vises til nærmere omtale i kapittel 30.

Utvalgets flertall ved Anne-Grete Strøm-Erichsen, Marit Lundteigen Fossdal, Thor Håkstad, Øystein Olsen og Knut Weum anbefaler:

- Klargjøre flere prosjekter til konsesjonsbehandling gjennom å oppheve kategoriinndelingen mellom Samlet plan I og II.

Utvalgets mindretall ved Olav Ulleren og Per Eggum Mauseth mener: Regjeringen har varslet rullering av Samlet plan, slik at prosjektenes tekniske løsninger skal bli oppdaterte.

Utvalgsmedlemmet Heidi Sørensen vil advare mot å fjerne skillet mellom kategori I og II i Samlet plan for vassdrag. Regjeringen har varslet rullering av Samlet plan, slik at prosjektenes tekniske løsninger skal bli oppdaterte. Kategori-inndelingen i Samlet plan sikrer at kostnadene og ulempene ved forskjellige utbyggingsprosjekter veies opp mot hverandre. Uten en kategoriinndeling er Samlet plan for vassdrag ikke lenger et styringsverktøy. I en situasjon hvor de store vassdragsutbyggingene i Norge er over, er det fremdeles bruk for det planleggingsverktøy som kategoriinndelingen i Samlet plan er. At en vassdragsutbygging gir lite energi er ikke ensbetydende med at naturinngrepene er små. Tvert imot kan relativt små vassdragsutbygginger (under 100 GWh) medføre store naturinngrep, som for eksempel den foreslåtte utbyggingen av Kjøsnesfjorden som har flere vanninntak innenfor grensene til Jostedalsskogen nasjonalpark.

3.3.7 Varmepumper og bioenergi

Bioenergi og varmepumper vil få rimelig god konkurransedyktighet dersom det innføres høye forbruksavgifter på el og olje.

For å lette implementeringen anbefaler utvalgets mindretall ved Heidi Sørensen, Per Eggum Mauseth og Olav Ulleren:

- Lette rammebetingelsene for investeringer i varmepumper og bioenergi gjen-

nom økonomiske stimulerings tiltak i en overgangsperiode

3.4 TILTAK FOR ØKT FORSTÅELSE AV OG ENERGI- OG KRAFT-SYSTEMET

3.4.1 Energisimulator på internett

Energispørsmål berører i stor grad både teknologiske forhold, miljøinteressene, kommersielle interesser, fordeling og internasjonale forhold. Det berører dagsaktuelle problemer, men også viktige framtidsspørsmål. Samtidig er det et tema som fanger interesse både hos politikere både sentralt og lokalt, hos interesseorganisasjoner, forbrukere, fagorganisasjoner og bransjefolk. I dag er det en stor aktivitet fra kraftbransjen rettet mot skoler og befolkning, blant annet gjennom energisentrene.

For å øke forståelsen for kompleksiteten på energiområdet anbefaler utvalget følgende:

- Igangsett et prosjekt for utvikling av en energisimulator utlagt på internett hvor publikum selv kan bli kjent med de viktigste av faktorer og sammenhenger på kraftsektoren slik disse er dokumentert i denne utredningen. På denne måten kan langt flere få delta i oppbyggingen av energiscenarier, og se konsekvensene av ulike politiske valg.

3.5 KRAFT TIL INDUSTRIEN

Utvalgsmedlemmene Anne-Grete Strøm-Erichsen, Thor Håkstad, Olav Ulleren og Knut Weum mener:

Hvis Norge velger en strategi for å sterkt redusere eller stabilisere energiforbruket, vil industrien komme under et meget sterkt press. Dette forsterkes ved at utvalgets beregninger viser betydelig krafteksport på grunn av høye priser i eksportmarkedene mens næringslivets behov for energi ikke framkommer godt nok. Dette vil gi større sprik mellom tilgang og behov i markedet. Dette tilsier at det er viktig å få fram ordninger som sikrer industrien tilgang på kraft til internasjonalt konkurransedyktige priser og som er innenfor våre internasjonale forpliktelser.

3.6 OPPRETTE VERNEPLAN V FOR VASSDRAG

Norge har et internasjonalt ansvar for vern av særpreget vassdragsnatur. Flere vassdrag med betydelige verneverdier er fremdeles uten varig vern. For å sikre det biologiske mangfoldet, spesielt med hensyn på den forverrede situasjonen til laksesammene, er vern av flere vassdrag viktig. En «Verneplan V» for vassdrag vil være en verdig avrunding av vassdragsutbyggingsepoken i Norge.

I avslutningen av behandlingen av Verneplan IV i Stortinget ble flere vassdrag unntatt for vern. Vassdrag som kan sikres vern gjennom en Verneplan V kan være Tovdalsvassdraget i Aust-Agder, Jora og Tora/Føysa i Oppland, Lingvang/Tengesdal i Rogaland, Nesåa og Verdalsvassdraget Nord-Trøndelag samt Vefsna i Nordland.

Utvalgets mindretall ved Heidi Sørensen foreslår:

- Igangsette prosess for oppretting av en Verneplan V.

3.7 ØKONOMISKE OG ADMINISTRATIVE KONSEKVENSER

Utvalget har anbefalt at Norge bør være en pådriver for ambisiøse internasjonale miljøavtaler som er harmoniserte over landegrensene. Videre har utvalget drøftet mulighetene for å begrense energiforbruket og styrke produksjonen ved nasjonale

virkemidler. Det følgende er en gjennomgang av de økonomiske og administrative konsekvensene av de generelle virkemidlene og enkelte spesielle tiltak.

Internasjonalt harmoniserte tiltak

Virkningene av en klimaavtale er drøftet i utvalgets anbefalinger. Det vises også til drøftingene i St meld nr 29 (1997-98) Norges oppfølging av Kyotoprotokollen.

Utvalget har gjort beregninger av to scenarier som illustrerer virkninger av internasjonale klimaavtaler, jfr. kapittel 34 og 35. I framskrivningene er det rent beregningsteknisk benyttet avgifter i stedet for kvoter for å illustrere betydningen av gjennomføringen av klimaavtalene. Alle sektorer og forbrukere ilegges samme avgift som fullt ut tilbakeføres til privat sektor. Avgiftene økes gradvis til 400 kroner per tonn i 2020.

Framskrivningene antyder at CO₂-avgifter fører til en svak nedgang i veksten i privat konsum og bruttonasjonalprodukt. Omleggingen initierer imidlertid enkelte vridninger mot mer arbeidsintensive næringer. Både sysselsetting og bruttoprodukt i kraftkrevende industri reduseres betydelig. I første rekke er det produksjonen av metaller, spesielt ferroindustrien, som vil bli redusert.

CO₂-avgifter, eller gjennomføring av andre tiltak som øker produksjonskostnadene i kraftproduksjon basert på fossile brenslere, vil gi økte elpriser også i Norge. Verdien av den *norske vannkraftformuen* vil som følge av dette øke. Vannbåren varme, bioenergi, varmpumper, vannkraft, vindkraft og andre fornybare energikilder får økt konkurransedyktighet.

Internasjonalt harmoniserte CO₂-avgifter eller kvoter vil trolig påvirke *producentprisen på fossile brenslere*. Det knytter seg betydelig usikkerhet til virkningene på petroleumsprisen og gassprisen av Kyotoavtalen.

Økt kjøperpris på *naturgass* som følge av CO₂-avgiften vil isolert sett trekke i retning av redusert etterspørsel etter gass, og dermed lavere priser til produsentene. Gass har imidlertid et lavere CO₂-innhold enn kull. En høy CO₂-avgift vil derfor vri konkurransen til fordel for gasskraft. Framskrivninger av utviklingen i det nordiske kraftmarkedet tyder på at det vil lønne seg å nedlegge enkelte kullkraftverk mens ny kraftproduksjonskapasitet blir basert på gass. Økt etterspørsel etter gass fra kraftsektoren trekker i retning av at gassprisen til produsent, og de norske inntektene fra salg av gass, øker.

I Langtidsprogrammet 1998-2001 ble det anslått at en CO₂-avgift på 360 kroner per tonn vil redusere prisen på råolje med omlag 17 prosent. Dette reduserer statens kontantstrøm. Verdien på den norske petroleumsformuen reduseres med 150 milliarder kroner. I NOU 1996:9 Grønne skatter- en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting, pekes det på at CO₂-avgiftenes virkning på den norske petroleumsformuen kan være den faktoren som påvirker forbruksmulighetene i Norge mest. Men også disse beregningene viser at effektene på verdiskapingen av internasjonalt harmoniserte avgifter vil være moderate på lengre sikt.

Økte forbruksavgifter

Utvalget har drøftet mulighetene for å begrense forbruket uten internasjonalt harmoniserte tiltak. En reduksjon av energiforbruket innenlands, utover det som følger av økte kraftpriser internasjonalt, kan skje ved at forbruksavgiftene på energi økes. Med en videreføring av dagens avgiftsstruktur og industrikontrakter, viser beregningene at forbruksavgiften på el i Norge gradvis må øke fra dagens nivå på 5,75 øre/kWh, til nærmere 30 øre/kWh i år 2020 for å oppnå stabilisering, jfr. scenario Klimaveien. Forbruksavgifter på elektrisk kraft og fyringsoljer fører til at vannbåren varme, bioenergi, varmpumper og flere andre fornybare energikilder blir mer lønnsomme. I følge beregningene fører økte forbruksavgifter på el i Norge til

et fall i produsentprisen på elektrisitet. Dette reduserer verdien og lønnsomheten av vannkraft og vindkraft.

Effektene på verdiskapingen av økte elavgifter og avgifter på fyringsoljer, vil avhenge av hvilke sektorer som i legges avgiften, og i hvilken grad avgiftene tilbakeføres til privat sektor. Generelt vil virkningene i økonomien likne på virkningene av CO₂-avgifter. Veksten i privat konsum og bruttonasjonalprodukt blir i følge beregningene noe lavere, og det blir vridning mot mer arbeidsintensive næringer.

Vesentlige økninger i forbruksavgiftene vil kunne komme i konflikt med hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet, og ha uheldige fordelingseffekter. En *flerleddet (progressiv) elavgift* på husholdningenes forbruk, har ifølge utvalgets analyser klart bedre fordelingsegenskaper enn en økt proposjonal avgift. Utvalget har ikke i detalj drøftet hvordan en flerleddet avgiftsordning skulle utformes, og har derfor heller ikke full oversikt over de økonomiske og administrative konsekvensene. Dette må utredes nærmere, jfr også 3.2.8.

Spesielle tiltak for å begrense forbruket

Generelt har utvalget lagt vekt på å foreslå tiltak som de mener forbedrer markedenes funksjonsmåte. Dette vil gi samfunnsøkonomiske gevinster. Implementeringen av tiltakene kan ha både administrative og økonomiske konsekvenser.

Måleutstyr finansieres normalt av nettvirksomhetene. Installasjon av mer avansert måleutstyr, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.1, vil påføre nettvirksomhetene kostnader. Som beskrevet i kapittel 28, kan slikt måleutstyr også bidra til å redusere kostnadene til nettvirksomheten. Det har lenge vært en utvikling der det tas i bruk mer avanserte måleinstrumenter, blant annet gjennom tiltak knyttet til monopolkontrollen. Det foreslåtte tiltaket er ikke formulert slik at det kan forventes å ha vesentlige økonomiske eller administrative konsekvenser.

Utvalget har anbefalt en evaluering av enøkvisksomheten, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.7. Det anbefales en bedre målretting av enøkpolitikken ved at det opprettes et sentralt enøkorgan som skal forvalte enøkvisksomheten. Enøkorganet skal forvalte og koordinere de virkemidlene for å begrense forbruket i dag, og koordinere strategiske offentlige innkjøp og teknologikonkurranser som utvalget har foreslått som et nytt tiltak, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.2. De økonomiske og administrative konsekvensene av en slik organisering må gå fram at den foreslåtte evalueringen. I første omgang vil selve evalueringen kreve ressurser i forvaltningen.

En stimulering til tredjepartsfinansiering av enøk skal etter utvalgets anbefaling primært skje ved å utarbeide informasjon om og standarder for kontrakter, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.3. Tiltaket forventes ikke å kreve vesentlige ressurser fra myndighetens side, men kan gå inn i det ordinære arbeidet med energiøkonomisering.

Innledende forhandlinger om frivillige avtaler om begrensninger i forbruket, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.4, er allerede gjennomført. Slike avtaler krever imidlertid løpende oppfølging fra myndighetene. Myndighetene må utvikle god kompetanse på enøkmulighetene i industrien.

Utvalget har anbefalt en gjennomgang av overføringstariffene for å gjøre de mer kostnadsriktige, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.5. Tiltaket vil kreve ressurser i forvaltningen.

Det kritiske punktet for å etablering av en sertifikatsordning, eller standard for energieffektivitet i bygninger er å finne et godt mål på energieffektiviteten, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.6. Både etableringen av et mål, og forvaltningen av ordningen vil kreve ressurser fra myndighetene. Selve sertifiseringsarbeidet vil trolig også kreve ressurser fra private aktører.

Et flertall på seks av åtte medlemmer i utvalget mener at det bør stilles krav til legging av luft- eller vannbårne systemer for oppvarming ved nybygging eller større rehabiliteringer. Det bør i denne sammenhengen vurderes tilskuddsordninger, jfr.

([Link](#)) kapittel 3.2.9. Dersom det er riktig at kostnadene ved vannbåren varme ikke avviker vesentlig fra elektrisk oppvarming i slike bygg, kan de økonomiske konsekvensene bli beskjedne. Eventuelle tilskuddsordninger kan finansieres med forbruksavgifter på elektrisitet og fyringsoljer, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.8. For øvrig vil tiltaket kreve oppfølging fra bygningsmyndighetene.

Et krav til Husbanken om at den skal fremme energieffektive boliger, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.10, krever i første omgang en utredning og konkretisering. Syv av åtte medlemmer har foreslått et slikt tiltak.

Spesielle tiltak for å styrke produksjonen

Også på tilgangssiden anbefaler utvalget primært å prioritere tiltak som forbedrer markedenes funksjonsmåte.

Utvalget har foreslått å kartlegge vindkraftmulighetene bedre, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.3.1. En gjennomføring av dette krever at myndighetene tar initiativet og dekker kostnadene. Det anbefales også tilskudd til etablering av vindkraftverk. Eventuelle tilskuddsordninger kan finansieres med forbruksavgifter på elektrisitet og fyringsoljer, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.8.

En skjerping av kravet til å holde tidsfrister i konsesjonsbehandling og høringssunder særlig for vannkraft, krever at konsesjonsmyndighetene holder et nødvendig kompetansenivå og har tilstrekkelige ressurser til behandlingen, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.3.2.

En utredningsplikt vedrørende lokale energiløsninger, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.3.3, krever først og fremst kompetanse og ressurser i kommunene.

Å fjerne reguleringsbarrierer for fjernvarme, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.3.4, krever først og fremst en gjennomgang av reguleringsregimet. Dette krever ressurser i forvaltningen. Finansieringen av eventuelle tilskudd til fjernvarme, som utvalget mener bør vurderes, må ses i sammenheng med eventuelle forbruksavgifter på el og fyringsolje, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.2.8.

Fem av utvalgets åtte medlemmer har foreslått å fjerne skillet mellom kategori I og II i Samlet plan. Dette kan lette saksbehandlingen ved vannkraftutbygging, jfr. også ([Link](#)) kapittel 3.3.2.

Utviklingen av en energisimulator på internett, jfr. ([Link](#)) kapittel 3.4.1, har beskjedne kostnader, men må initieres av forvaltningen.

Del I
Hovedtrekk i energi- og kraftmarkedet

KAPITTEL 4

Energisystemet

4.1 INNLEDNING

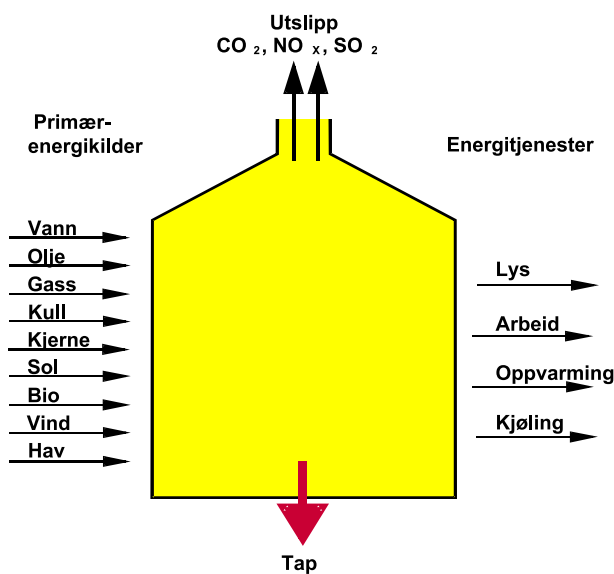
Et moderne samfunn er avhengig av sikker tilgang på energi. Energi er nødvendig for å drive maskiner og prosesser som i neste omgang brukes til produksjon av varer og tjenester som mat, klær, hus, transport og helse. Vi trenger dessuten energi til oppvarming av bygninger, til belysning og til å kjøle inneluft på varme dager.

Vi henter den energien vi trenger fra flere kilder, som har ulike egenskaper. Noen er fornybare, andre ikke. Utnyttelsen av kildene kan dessuten ha ulemper, som for eksempel forurensing av miljøet omkring oss. Det kan være utslipp av klimagasser, men også estetisk forurensing, støv eller andre påvirkninger av nærmiljøet.

De energiråstoffene som vi utvinner direkte fra naturen kalles primærenergi. Eksempler på primærenergikilder kan være råolje, vann i regulerte vassdrag, vind og uran. Primærenergi er ofte ikke på en form som en sluttbruker kan nyttiggjøre seg av direkte. Når energien har fått en slik form at den egner seg godt til distribusjon og bruk kaller vi den en energibærer. Elektrisitet, fyringsolje, parafin og naturgass er eksempler på energibærere.

Hensikten med et energisystem er å tilfredsstille sluttbrukerens behov for energi på en mest mulig rasjonell og miljøvennlig måte. Valg av primærenergikilde, omformingsteknologi, transport og lagring er elementer i et energisystem.

For å gjøre energikilder tilgjengelige og for å produsere de energitjenestene vi har behov for, trenger vi et nettverk av energiomformere, distribusjonskanaler og innretninger for konvertering til sluttbruk. Dette systemet kan sammenlignes med energiomsetningen i en stor kjel (figur 4.1). I kjelen inngår alt fra kraftverk og elektriske overføringsledninger til panelovner, varmepumper og bilmotorer.



Figur 4.1 Sammenheng mellom primærenergi og leveranse av energitjenester

Kilde: NTNU

Hvor mye primærenergi fra energikildene vi må putte inn i kjelen, avhenger i første rekke av hvor stort behov hver og en av oss har for de enkelte energitjenestene. Disse behovene bestemmes av en rekke forhold. For eksempel er oppvarmingsbehovet i bygninger et spørsmål om hvor store og godt isolerte husene våre er, men også om hvor varmt vi ønsker å ha det innendørs og hvor ofte og lenge vi dusjer.

Den mengde primærenergi vi trenger for å dekke en energitjeneste, avhenger i stor grad av hvordan energien omformes og bringes gjennom kjelen. Vi anvender her et sett av energibærere, hvorav elektrisitet er den mest vanlige i Norge. Vi gjør også utstrakt bruk av fyringsolje, bensin og diesel. Det er et mål å sørge for å minimalisere tap og miljøskadelige utslipp, og i hvilken grad dette oppnås avhenger av veivalget gjennom kjelen.

4.2 ENERGIKVALITET

Energi kan ikke oppstå eller forsvinne, kun omdannes til andre former. For hver omvandling, for eksempel fra elektrisitet til varme, synker anvendeligheten. Elektrisitet kan brukes til belysning, til å drive utstyr og maskiner og til oppvarming. Når vi bruker elektrisitet i en panelovn får vi ut like mye varme målt i kilowattimer som vi tilførte ovnen i form av elektrisitet. Vi har altså ikke forbrukt energi, men anvendeligheten på energien er redusert fordi varme ved de temperaturer det her er snakk om, ikke kan brukes til annet enn oppvarming. Det samme prinsippet gjelder når vi bruker olje til oppvarming. Olje kan for eksempel brukes til å lage damp med høy temperatur eller brukes til transportformål, men når vi benytter den til oppvarming i en oljekjel, omdannes den kjemiske energien i oljen til varme med lav anvendelighet.

Energi med høy kvalitet betyr i denne sammenheng det samme som energi med høy grad av anvendelighet. Elektrisitet er den energiformen som har høyest anvendelighet da den kan omformes til lys, mekanisk arbeid og varme. Varme ved romtemperatur er derimot en energiform med en meget lav anvendelighet, og kan i denne sammenheng sies å ha lav kvalitet.

Energitjenestene som sluttbrukerne trenger setter ulike krav til energikvalitet. Belysning, samt drift av utstyr og maskiner krever elektrisitet, mens oppvarming ikke stiller høye krav til kvalitet. Til dette kan vi derfor bruke energibærere med ulik kvalitet, og det er pris, tilgjengelighet og teknisk utrustning i huset som bestemmer hva som vil være det riktige valget i hvert enkelt tilfelle.

Til de fleste energitjenestene vi skal ha ut av kjelen i figur 4.1 trenger vi energi med høy anvendelighet. Romoppvarming og oppvarming av tappevann er unntakene.

4.2.1 Energitjenester

Det er sluttbrukers behov for energitjenester som skal tilfredsstilles, så det er vesentlig å finne ut hvilke ulike energitjenester et energisystem må kunne levere. Disse er illustrert som «produktene» i figur 4.1.

Det er behov for kun et begrenset antall ulike hovedtyper av energitjenester på sluttbrukersiden:

- Belysning og strømtilførsel til elektriske apparater - som for eksempel fjernsynsapparater og datamaskiner.
- Oppvarming - som for eksempel matlaging, romoppvarming og oppvarming av tappevann.
- Kjøling - som for eksempel fjerning av varme fra bygninger sommerstid og fjerning av varme fra kjøleskap og dypfrysere hele året.

- Mekanisk arbeid - som for eksempel elektriske motordrifter i industri og landbruk, og forbrenningsmotorer i biler, båter og fly.

Disse anvendelsesområdene kan i hovedsak tilfredsstilles av tre energiformer:

- Elektrisk energi
- Mekanisk energi
- Termisk energi (varme og kjøling)

Elektrisk energi

Elektrisitet kan gi lys, mekanisk arbeid, varme og kjøling. Vi omgir oss med utstyr som krever elektrisitet både hjemme og i samfunnet for øvrig, i form av belysning, audiovisuelt utstyr, datamaskiner, kopimaskiner, kjøkkenutstyr og så videre. Behovet for elektrisitet til slike formål er stigende. Elektrisitet kan dessuten benyttes til oppvarming direkte i panelovner eller i gulvvarmesystemer. I Norge dekkes nesten 70 prosent av det totale oppvarmingsbehovet med elektrisitet.

Mekanisk energi

Det er behov for mekanisk energi i form av motordrift i for eksempel industri, transportsektor og landbruk. Denne energien kan baseres på primærenergikilder som elektrisitet, olje og gass. Omvandling til mekanisk energi krever en energikilde med høy grad av anvendelighet, eller høy kvalitet. Det er primært elektrisitet og kjemisk bundet energi i form av olje og gass som danner grunnlag for omdanning til mekanisk energi.

Termisk energi

Med termisk energi menes her behov for tilførsel eller fjerning av varme. En sluttbruker har behov for varme til romoppvarming og til beredning av varmt tappevann, samt fjerning av overskuddsvarme fra bygninger, kjøleskap og så videre. Til industrielt bruk er det snakk om tilførsel og fjerning av varme ved meget ulike temperaturer.

Anvendeligheten, eller kvaliteten, for termisk energi avhenger av temperaturnivået i forhold til omgivelsestemperaturen. Der det er behov for termisk energi ved meget høy eller meget lav temperatur, som i mange industrielle prosesser, kreves det bruk av en primærenergikilde med høy anvendelighet som for eksempel elektrisitet, olje og gass. Til de fleste oppvarmingsformål er det imidlertid behov for varme med et lavt eller moderat temperaturnivå, og dette kan tilfredsstilles med energikilder med lavere anvendelighet. Eksempler på dette kan være utnyttelse av «gratisvarme» ved hjelp av varmepumper, spillvarme fra industriprosesser, spillvarme fra elektrisitetsproduksjon osv.

4.2.2 Effektivisering hos sluttbrukerne

All energiproduksjon har som mål å dekke menneskelige behov. Hittil har mye av kreftene innen energisektoren vært konsentrert om *produksjon* av energi. Det ligger et stort forbedringspotensial i å sette sluttbrukers behov i fokus. Oppvarming av bygninger er et godt eksempel.

Bygningssektorens energiforbruk til varmeformål er beregnet til ca. 42,5 TWh. Av dette er ca. 29 TWh elektrisitet og ca. 13,5 TWh andre energikilder, i hovedsak oljeprodukter og biobrensel (ved). I og med at energi med stor grad av anvendelighet benyttes til formål som ikke stiller spesielle krav til dette, vil det være mulig å erstatte deler av forbruket med energi med lavere anvendelighet. På den måten kan en frigjøre elektrisitet til formål som krever denne type energibærer. Dette blir et viktig arbeidsfelt i årene framover.

Bygningssektoren har i mange år vært opptatt av å utvikle konstruksjoner som både trenger mindre energitilførsel og tar bedre vare på det energiinnholdet de har. Såkalte «lav-energihus» utnytter særlig solenergien bedre både til lys og oppvarming. Bedre isolasjon og gjenvinning av varmen i ventilasjonskanaler og vannavløp er aktuelle tiltak. Denne utviklingen er kommet så langt at man i dag har begynt å snakke om «null-energihus». Effektiviseringer som knytter seg til rehabilitering og nybygging er tiltak som har virkninger i et langsiktig perspektiv.

Industrien har de senere år vært opptatt av enøk-tiltak for å få bukt med unødig energibruk. Gjenvinning har vært et annet stikkord, i en situasjon der industrien møter stadig hardere miljøkrav. Elektrisitetsproduksjon på basis av spillvarme fra prosesser og avgasser er blant de tiltak som har fått mye oppmerksomhet i den senere tid.

4.3 ENERGIKILDER

Ulike energikilder, og anvendelsen av disse, er nærmere omtalt i kapitlene 22, 23, 24, 25 og 26, men det nevnes her fordi det er en naturlig del at det totale energisystemet.

Til å dekke vårt behov for energitjenester har vi tilgang til energi fra flere kilder:

- Sollys og solvarme
- Vannet i regulerte vassdrag
- Vind
- Bølger og tidevannsstrømmer
- Biomasse, som flis, ved og avfall
- Fossile brensel, som, kull, olje og naturgass
- Kjernefysiske reaksjoner (atomenergi)
- Geotermisk varme
- Omgivelsesvarme

Med unntak av atomenergi har de fleste utnyttbare energiformene solen som opprinnelig kilde. Solvarme får havvann til å fordampe, og dampen blir til nedbør når den avkjøles. Dette evige kretsløpet gjør det mulig å produsere vannkraft. Luft som varmes opp av solen skyver på kald luft og skaper vind, derigjennom også bølger.

Ved hjelp av fotosyntese omgjør grønne planter sollys og karbondioksid (CO₂) til karbohydrater og oksygen. Slik dannes det karbonet som gjør det mulig å utnytte trevirke som brensel. I neste omgang blir dette også kilden for dannelsen av fossile brensel (kull, olje og gass), men denne utviklingen tar millioner av år.

4.3.1 Kildenes fornybarhet

Henter vi primærenergi direkte fra sola eller fra vann, vind, bølger og tidevannsstrømmer, sørger naturen selv for å etterfylle kildene i samme takt. Henter vi primærenergi fra biomasse, etterfylles kildene også, dersom vi passer på å sikre tilveksten av nytt skogsvirke. Omgivelsesvarme (hentet inn med varmpumpe) er også tilgjengelig gratis fra naturens side, og varmen lekker tilbake til kilden etterpå. Derfor er alle disse energikildene fornybare.

Fossile brensel har i likhet med de foregående sitt opphav i solenergi, og er et resultat av grønne planters evne til å utnytte fotosyntesen. Kull, olje og gass er planterester som er blitt begravd, og omdannet under høye temperaturer og trykk. Denne prosessen har tatt millioner av år. Vi er i ferd med å tømme jordas lagre av slikt

brensel på en brøkdelen av tiden det har tatt å bygge det opp. Fossile brensel regnes derfor som ikke-fornybare energikilder.

Med dagens forbrukshastighet er det antatt at oljen vil kunne vare i rundt 50 år til, mens gassen har et tidsperspektiv på bortimot 100 år. Kullreservene vil vare i flere hundre år. Det er derfor ikke mangel på energi, og det er heller ikke tilgangen på primærenergi som kommer til å være avgjørende for utviklingen fremover. Det avgjørende blir samspillet mellom teknologisk utvikling og endret adferd, som kan hjelpe oss til å produsere og bruke energi på en mer bærekraftig måte.

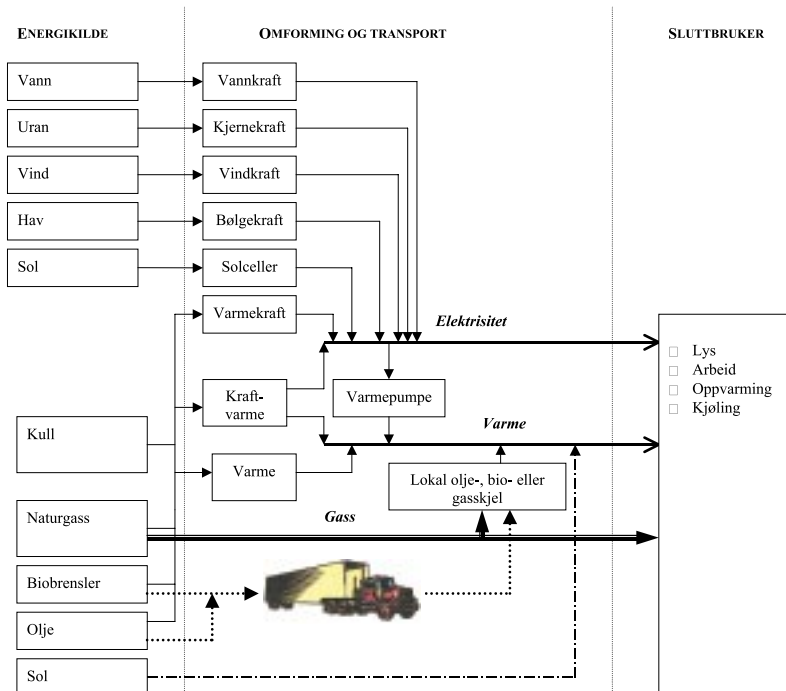
4.4 OVERFØRING AV ENERGI FRA KILDE TIL SLUTTBRUKER

Et energisystem omfatter primære energikilder, omforming til ulike typer energibærere samt lagring og transport av energi. En skjematisk oversikt over et energisystem er vist i figur 4.2.

For å oppnå et økonomisk, teknisk og miljømessig optimalt system er det viktig å ta hensyn til hvordan et energisystem er sammensatt.

Sluttbrukerens behov for energitjenester kan dekkes på ulike måter. Elektrisitet, fjernvarme og gass er såkalt ledningsbunden energi som betyr at omformingen til disse energibærerne gjerne skjer sentralt og deretter transporteres til sluttbrukeren via ledninger eller rør.

Primærenergi kan også transporteres direkte til sluttbruker i form av olje, gass og ved for omforming hos den enkelte bruker.



Figur 4.2 Skjematisk framstilling av et energisystem

4.4.1 Omvandling til andre energibærere

For at en sluttbruker skal kunne nyttiggjøre seg primærenergi må denne først omvandles til energibærere som elektrisitet eller varme.

Som figur 4.2 viser er det mange ulike måter å fremskaffe elektrisitet på. I Norge er det i vannkraft som danner grunnlaget for elektrisitetsproduksjonen, mens det i andre land kan være kjernekraft eller varmekraft. Aktuelle primærenergikilder for elektrisitetsproduksjon er vann i regulerte magasiner, uran, kull, olje, gass eller biobrensel. De såkalt nye fornybare energikildene som vind, sol, bølger, tidevann og biobrensel kan også danne grunnlag for elektrisitetsproduksjon.

Varme kan også produseres ved hjelp av ulike teknologier. Varme kan være et biprodukt av elektrisitetsproduksjon i et kraftvarmeverk, det kan være varme fra olje-, kull- og gasskjeler, flisfyringsanlegg og varmepumper.

Produksjon av varme kan også skje i lokale kjeler hos den enkelte sluttbruker. Dette gjelder spesielt ved bruk av oljeprodukter (parafin, lettolje) og biobrensel (pellets, ved). Bruk av varmepumper benytter elektrisitet for å gjøre nytte av lokal «gratisvarme», og omvandlingen til nyttig varme skjer lokalt. Solenergi omvandles til varme i lokale solvarmeanlegg. Ved en gjennomtenkt utforming av bygget, samt bruk av bygningsmaterialer for å utnytte innstrålt energi, kan dessuten både solvarme og sollys kunne benyttes direkte.

Naturgass er både en primærenergikilde og en energibærer, og transporteres gjerne i rør direkte til brukeren. Deretter omvandles den til varme i lokale kjeler, eller benyttes direkte til for eksempel matlaging.

Hydrogen har vært fremhevet som fremtidens energibærer. Hydrogen kan omdannes til varme og mekanisk energi ved forbrenning, og direkte til elektrisk energi i brenselceller. Hydrogenproduksjon ved vannelektrolyse var det historiske grunnlaget for norsk kjemisk storindustri. I dag produseres hydrogen i hovedsak gjennom omforming av fossile råstoff. Hydrogen kan transporteres i gassform, som flytende hydrogen, eller i fast form bundet i metaller. Hydrogen er egnet til mange slags formål, men er foreløpig ikke konkurransedyktig som storskala energibærer.

4.4.2 Transport av energibærere

Elektrisitet er en effektiv energibærer. Elektrisitet transporteres ut til sluttbrukeren via et distribusjonsnett.

Varme produsert i sentrale anlegg transporteres til sluttbrukeren i fjernvarme- eller nærvarmeanlegg. Fjernvarme er bygget ut i enkelte av de større byene og tettstedene i Norge. Varmeproduksjonen er gjerne basert på avfallsforbrenning, spillvarme fra industri, olje- og elektrokjeler eller varmepumper. Utbygging av et fjernvarmenett krever at det er et relativt konsentrert varmebehov fordi distribusjonssystemet er kostbart. Fjernvarme leveres ved en temperatur mellom 60 °C og 120 °C.

Dersom primærenergien skal omvandles hos den enkelte bruker, transporteres den gjerne via bil, båt eller jernbane. Dette gjelder spesielt oljeprodukter og biobrensel.

Per i dag ligger det ikke til rette for utstrakt bruk av naturgass i Norge. Med unntak av små områder rundt ilandføringsstedene, finnes det ikke noe distribusjonsnett som gjør gassen tilgjengelig for den jevne bruker. Her er Norge forskjellig fra en del andre land.

Hvis naturgass skal transporteres over store avstander kan det være tjenlig å omdanne gassen til flytende form (LNG - Liquefied Natural Gas) eller komprimert form (CNG - Compressed Natural Gas). LNG innebærer at gassen kjøles ned til minus 1600 °C, hvor volumet er 620 ganger lavere enn ved normaltilstanden. For

CNG komprimeres gassen til 200 bar, hvor volumet er 200 ganger lavere enn ved normaltstanden.

4.4.3 Tap ved omvandling og transport

Tap vil forekomme i alle deler av energisystemet, både i form av rene varmetap til omgivelsene og i form av redusert anvendelighet etter omforming. Det er et mål å redusere disse tapene til et minimum for å oppnå et mest mulig rasjonelt system.

Det kan oppstå relativt betydelige tap i produksjons- og sluttbrukerleddet. Fyres et kraftverk med kull har vi en virkningsgrad på ca. 40 prosent, som betyr at bare 40 prosent av energien i kullet omdannes til elektrisitet. I sluttbrukerleddet vil varmeeffekten av elektrisitet fra en panelovn være bare fjerdeparten av det vi kan få til ved å bruke elektrisiteten til å drive en varmepumpe.

Ved transport av energibærere vil det være et visst varmetap til omgivelsene, samt at det benyttes energi til selve transporten (pumper, kompressorer, motorer).

Elektrisitet kan transporteres med relativt beskjedne tap dersom spenningen bringes opp til et passende høyt nivå. Ved krafthandel med kontinentet over de kommende kabelforbindelsene vil overføringstapene utgjøre noen få prosent.

Transport av varme via et fjernvarmesystem vil gi et gjennomsnittlig varmetap på ca. 10 prosent av totalt transportert energimengde i løpet av året.

4.4.4 Lagring av energi

Lagring av energi kan skje både i form av lagring av primærenergi og lagring av energibærere. Energi kan dessuten lagres både sentralt og hos sluttbruker. Eksempler på dette er vist i figur 4.3.

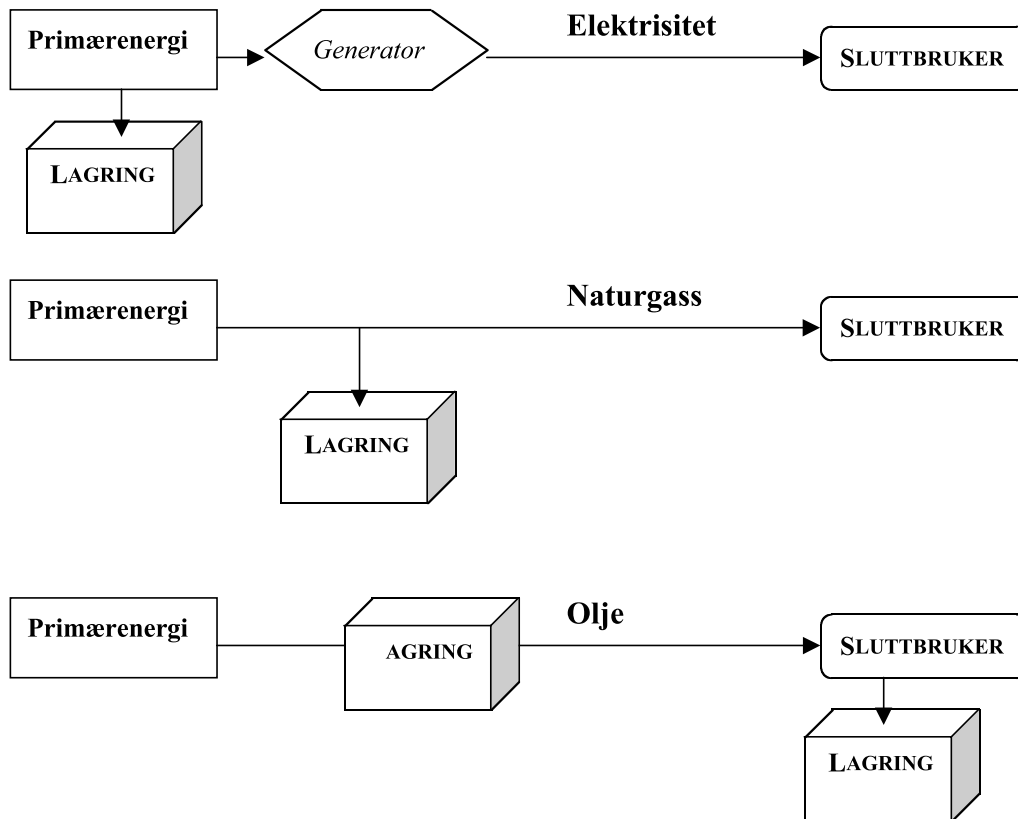
Elektrisitet er den energibæreren det er vanskeligst å lagre, så her skjer lagring i form av lagring av primærenergi. I Norge vil dette bety lagring av vann i magasiner, mens det i land med annen elektrisitetsproduksjon enn vannkraft vil være uran, olje, kull og gass som lagres.

I fjernvarmesystemer kan varme akkumuleres i store tanker hvor store vannmengder enten varmes opp eller avgir varme etter behov. Dette gir mulighet for å levere varmeenergi uavhengig av den momentane varmeproduksjonen. Dessuten vil en i slike systemer også lagre primærenergi i form av for eksempel olje eller flis.

En effektiv utnyttelse av solenergi krever lagring av varme for å kunne utnytte denne også når det ikke er tilstrekkelig innstråling. Et varmelager kan være beregnet for korttidslagring (døgn/uke) eller det kan være tilknyttet et fjernvarmeanlegg med mulighet for å lagre varme fra sommersesongen til bruk i vintersesongen.

Naturgass kan lagres enten sentralt tilknyttet distribusjonssystemet eller i komprimert eller nedkjølt form i tanker hos sluttbruker. Olje lagres på mange ulike nivåer i systemet, fra produsent til sluttbruker.

For enkelte teknologier er lagring ikke mulig. Her blir energi omformet når primærenergien er tilgjengelig. Eksempler på denne type teknologier er vindkraft og elvekraft, samt spillvarme fra industri og avfallsforbrenning. Dersom det ikke er behov for elektrisitet eller varme vil primærenergien ikke bli omformet. Det betyr at vindkraftverket ikke går og at vannet renner forbi turbinen.



Figur 4.3 Lagring av energi, ulike energisystemer

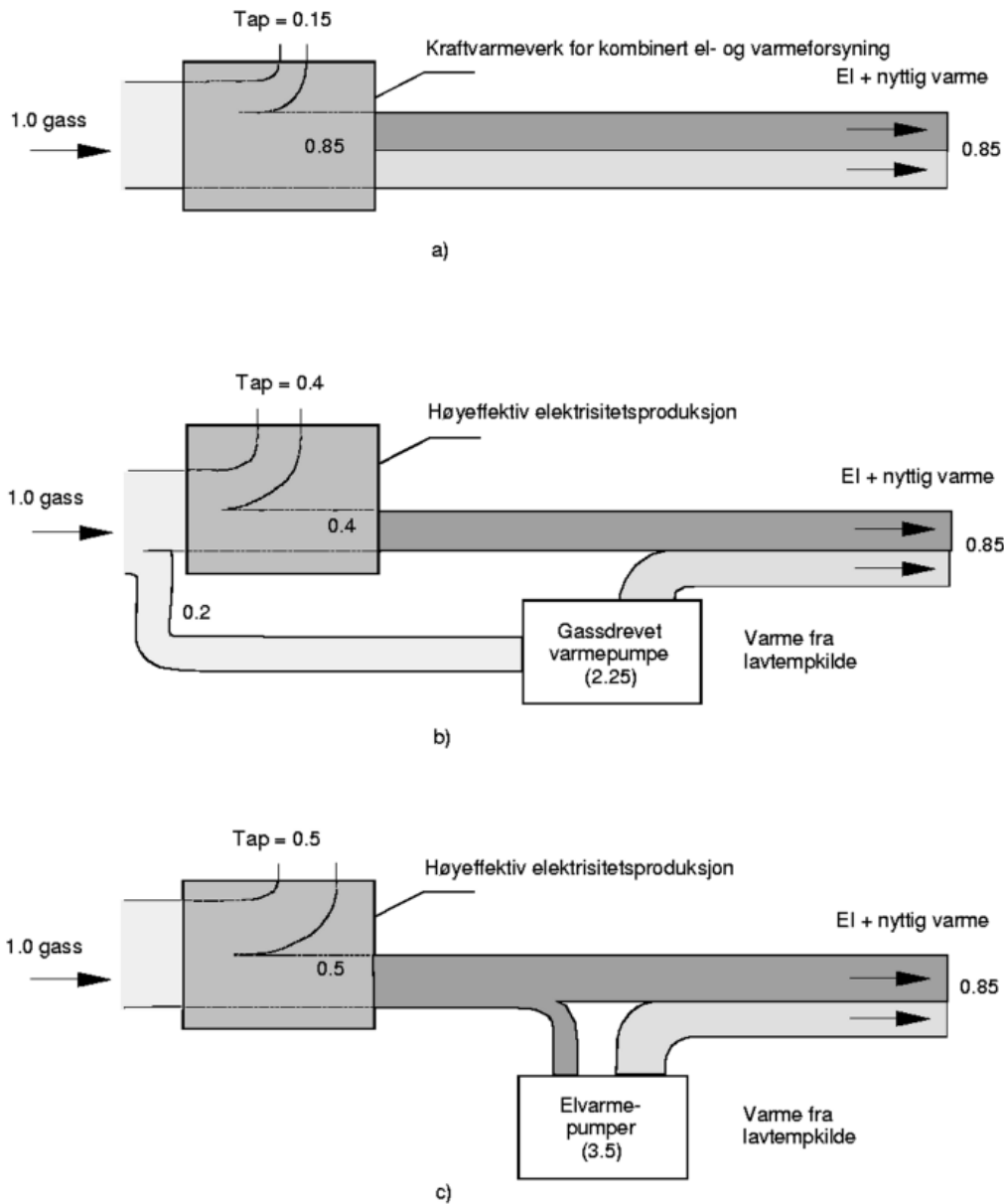
4.5 EKSEMPLER PÅ ULIKE ENERGISYSTEMER BASERT PÅ NATURGASS

Naturgass kan omformes til både elektrisitet og varme. Selv om systemene kan være svært ulike rent fysisk kan den totale virkningsgraden bli tilnærmet den samme. Dette er illustrert i figur 4.4.

4.5.1 Kraftvarmeverk for kombinert el- og varmforsyning

Elektrisiteten fra gasskraftverket går ut på kraftnettet. Spillvarmen utnyttes via et fjernvarmesystem til romoppvarming og varming av tappevann i bygninger i området der kraftvarmeverket ligger (figur 4.4 a). Denne forsyningsmåten er vanlig i Danmark, hvor terreng, klimaforhold og bosetting ligger til rette for slik kombinert energiforsyning.

Hvis elektrisitetsproduksjonen er tilpasset leveransen av fjernvarme, kan totalvirkningsgraden ved utnyttelsen av varmeinnholdet i brenselet bli høy. I figuren er det illustrert at totalvirkningsgraden i et slikt tilfelle er 85 prosent. I perioder kan totalvirkningsgraden være dårligere som følge av manglende tilpasning mellom varme- og elektrisitetsproduksjon.



(Kilde: SINTEF Energiforskning.)

Figur 4.4 Eksempler på gassbasert forsyning av elektrisitet og varme

Kilde: SINTEF Energiforskning.

4.5.2 Elektrisetsproduksjon pluss lokale/gassdrevne varmepumper

Elektrisiteten forutsettes produsert maksimalt effektivt i et sentralt kraftverk, der vi antar at det oppnås en virkningsgrad på 50 prosent. Det skjer ingen spillvarmeutnyttelse. Ønsket oppvarming av bygninger skjer ved at gass tilføres gassfyrte varmepumpeanlegg i det enkelte bygg (figur 4.4 b). Denne forsyningsmåten vil det i prinsippet ligge til rette for i områder der man i utgangspunktet har et distribusjonsnett

for gass til husholdninger og industri. Tyskland og mange andre land på kontinentet kan være eksempler på steder der denne type løsning er aktuell. Ikke minst fordi løsningen også ligger til rette for kjøling i bygninger.

Den lokale gassdrevne varmepumpen forutsettes å ha en virkningsgrad på 225 prosent. For hver kWh termisk energiinnhold i den gass som brukes får vi igjen 2,25 kWh nyttig rom- og vannvarme via varmepumpen. I figuren er dette illustrert at totalvirkningsgraden også i dette tilfellet er 85 prosent, når vi ser på den samlede energileveranse som er summen av elektrisitet og varme. Løsningen er fleksibel, siden den kan skreddersys til den enkelte abonnent. Totalvirkningsgraden vil bestandig kunne være høy.

4.5.3 Elektrisitetsproduksjon pluss lokale/elektrisk drevne varmepumper

Igjen forutsettes det at elektrisiteten produseres i effektive, sentrale kraftverk der virkningsgraden er 50 prosent. Her antas det at oppvarming av bygninger skjer ved lokal bruk av elektriske varmepumper (figur 4.4 c). Denne forsyningsmåten vil ligge til rette for områder der man i utgangspunktet ikke har ledningsbundne energisystemer for annet enn elektrisitet. Norge med sitt kupert terreng og sin overveiende spredte bosetting kan være et eksempel på en type land hvor denne forsyningsstrategien for oppvarming og eventuell kjøling er aktuell.

Den lokale varmepumpen forutsettes å ha en virkningsgrad på 350 prosent. Det vil si at vi for hver kWh elektrisitet som tilføres, får igjen 3,5 kWh nyttig rom- og vannvarme. Fra figuren ser vi at virkningsgraden for samlet elektrisitets- og varmeleveranse er 85 prosent. Løsningen er fleksibel, og totalvirkningsgraden vil bestandig kunne være høy.

4.5.4 Sammenligning av alternativene

Eksempelene foran illustrerer at ulike varianter av moderne teknologi i tilknytning til bruk av gass som energibærer kan gi høy og omtrent likeverdig ressursutnyttelse ved forsyning av de ulike energitjenester som det moderne samfunn etterspør.

Figur 4.4 b og figur 4.4 c illustrerer ved en liten tilleggsbetraktning at de vanlige metodene for lokal oppvarming (panelovner, elektrokjeler, olje- eller gassfyrte kjel) er effektivitetsmessig dårligere enn de løsningene som er vist i figuren. Hvis lokal oppvarming baseres på bruk av elektrisitet via panelovner eller elektrokjel vil faktoren i «varmepumpeboksen» i figur 4.4 c være omtrent 1,0 fordi det produseres like mange kWh varme som det tilføres i form av elektrisitet. Dette vil redusere den tilgjengelige varmemengden og redusere totalvirkningsgraden til 50 prosent eller lavere. Hvis lokal oppvarming i stedet skjer ved for eksempel å brenne gass i en vanlig fyrkjel, vil faktoren i «varmepumpeboksen» i figur 4.4 b også være omtrent 1,0, og totalvirkningsgraden faller til omtrent samme nivå som kommentert for tilfellet med vanlig eloppvarming.

KAPITTEL 5

Samfunnsøkonomisk effektivitet i energisektoren**5.1 INNLEDNING**

Formålet med dette kapitlet er å gi en generell redegjørelse for hva samfunnsøkonomisk effektivitet innebærer og å beskrive viktige, samfunnsøkonomiske effektivitetshensyn som gjør seg gjeldende i energisektoren. Den generelle redegjørelsen er gitt i avsnitt 2. Der drøftes hvorfor samfunnsøkonomisk effektivitet er av interesse, hva effektivitetsbegrepet omfatter og hvilket normativt innhold det har. Dessuten nevnes noen eksempler på samfunnsøkonomiske effektivitetstap, og markedssystemets betydning for å oppnå en effektiv ressursbruk understrekes. I avsnitt 3 beskrives først enkelte økonomiske trekk ved den norske energisektoren, deretter skisseres fire typer samfunnsøkonomiske effektivitetskrav: utvalget av markeder, tilgangen til markedene, betingelser for kortsiktig markedseffektivitet og kriterier for optimale investeringer. I avsnitt 4 drøftes miljøhensyn spesielt, dels fordi de har stor betydning i energisektoren og dels fordi de ikke uten videre kan ivaretas uten offentlige inngrep i markedet. Kapitlet avsluttes med en kort omtale av hvilken betydning samfunnsøkonomiske effektivitetshensyn har for vurderingen av energibalansen på lengre sikt.

5.2 OM BEGREPET SAMFUNNSØKONOMISK EFFEKTIVITET

Hvorfor er samfunnsøkonomisk effektivitet av interesse?

Begrepet samfunnsøkonomisk effektivitet er forankret i en bestemt oppfatning av hvordan økonomiske verdiskapingsprosesser foregår. Utgangspunktet er at et samfunn eller en økonomi har tilgang til en viss mengde grunnleggende produksjonsfaktorer i form av arbeidskraft, realkapital og naturressurser. Realkapitalen kan for eksempel være bygninger, transportmidler, maskiner, verktøy og utstyr. Naturressurser kan omfatte landarealer, vannfall, petroleumforekomster, metaller, mineraler og edelstener, fisk, vilt, osv. Ofte er det hensiktsmessig å inndele også arbeidskraften i flere kategorier, for eksempel etter utdanningstype og -nivå.

Disse primære innsatsfaktorene tenker en seg blir benyttet i produksjonsprosessene i økonomien. Resultatet er produkter som er innsatsvarer i videre produksjon, eller varer og tjenester som dekker forbruksbehovene hos husholdninger og individer. All informasjon og kompetanse som er nødvendig for å gjennomføre produksjonen, oppsummeres gjerne under betegnelsen teknologisk kunnskap.

Den grunnleggende forklaringen på hvorfor det er viktig at ressursbruken er samfunnsøkonomisk effektiv, er at ressurstilgangen er knapp i forhold til behovene som det er ønskelig å dekke. Da bør en sørge for å få så mye som mulig ut av de produksjonsfaktorene som settes inn i produksjonsprosessen. Noe annet ville innebære at det ble sløst med verdifulle ressurser.

Dette effektivitetskravet har enkelte implikasjoner som blir nærmere drøftet i det følgende. To generelle aspekter kan imidlertid framheves her: For det første bør en unngå å sløse med hver enkelt produksjonsfaktor. Dette kalles teknisk effektivitet. For det andre bør sammensetningen eller kombinasjonen av ulike innsatsfaktorer være slik at en totalt sett ikke bruker mer ressurser enn nødvendig og samtidig får størst mulig verdi ut av de ressursene som går med. Dette kalles allokeringseffektivitet.

fektivitet. En økonomisk virksomhet må være effektiv i både teknisk og allokeringmessig forstand for å være samfunnsøkonomisk effektiv.

Hva omfattes av effektivitetsbegrepet?

I et teoretisk perspektiv er det samfunnsøkonomiske effektivitetsbegrepet svært omfattende, fordi nesten hva som helst kan defineres eller tolkes som et økonomisk gode; et produkt, en ressurs eller en innsatsfaktor. Litt omtrentlig sagt kan et økonomisk gode være hva som helst som minst én person har nytte av eller finner tilfredsstillende ved; eller som kan brukes i en produksjonsprosess for å fremstille noe som minst én person har nytte av.

For å få en mer interessant avgrensning av hva som skal regnes som et økonomisk gode, må mengden av det kunne måles på en noenlunde objektiv måte. Denne avgrensningen av det samfunnsøkonomiske effektivitetsbegrepet kan være viktig for vurderingen av tiltak eller prosjekter der økonomisk lønnsomhet må settes opp mot kvalitative eller vanskelig målbare konsekvenser. I slike tilfeller kan en gjerne inkludere de kvalitative virkningene i et rent teoretisk resonnement om hva som er samfunnsøkonomisk effektivt, men virkningene kan vanskelig kvantifiseres objektivt med sikte på verdsettelse i form av et pengebeløp.

Effektivitetsbegrepets normative innhold

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er et relativt begrep. En virksomhet eller en ressursanvendelse er ikke lønnsom i absolutt forstand, den er bare mer eller mindre økonomisk verdifull enn alternative måter å anvende ressursene på. Den prinsipielle tanken bak dette er at det finnes mange alternative ressursanvendelser, mange forskjellige produkter å fremstille, mange ulike konsummønstre å velge blant; og at det gjelder å velge det settet av ressursanvendelser som gir størst verdi for samfunnet som helhet. Dette kan teoretisk sett oppnås ved å velge ut de anvendelsene som framstår som mest verdifulle i sammenligning med alternativene. For et gitt teknologisk nivå ville det ikke være mulig å øke produksjonen av noen vare uten å måtte redusere produksjonen av minst én annen vare. Det ville ikke være mulig å øke den økonomiske velferden for noen uten å måtte redusere den for andre. Situasjonen ville være samfunnsøkonomisk effektiv.

Å realisere samfunnsøkonomiske effektivitetsgevinster betyr å finne nye ressursanvendelser som er mer verdifulle enn alle aktuelle alternative måter å bruke ressursene på. Effektivitetsgevinstene kan være av to slag: Produksjonen eller verdien av produksjonen kan øke uten at forbruket av primære innsatsfaktorer øker; eller forbruket av grunnleggende ressurser kan reduseres uten at produksjonen eller verdien av produksjonen går ned.

En enkel illustrasjon av effektivitetsbegrepet, som samtidig belyser sammenhengen mellom effektivitet og rettferdighet, er: Anta som et tankeeksperiment at et samfunn består av to personer som begge er svært glad i å spise store mengder kake, og at de har en liten kake til deling seg imellom. Enhver deling av kaken - enhver måte å anvende kakeressursene på - er da samfunnsøkonomisk effektiv. Begge vil gjerne ha hele kaken, så uansett hvor mye én får, kan situasjonen for den andre bare forbedres ved å ta litt kake fra den første. Hvis kaken ble produsert ved hjelp av en gitt tilgang på primære innsatsfaktorer, ville det videre være ønskelig at den ble så stor som mulig. Det er også åpenbart at en effektiv ressurbruk ikke nødvendigvis er rettferdig. En av de effektive delingene er jo at den ene personen får hele kaken for seg selv. Derimot kan enhver rettferdig deling være effektiv; for eksempel kan de to dele kaken likt seg imellom.

Det er viktig å være oppmerksom på den sammenhengen mellom effektivitet og rettferdighet som framgår av eksempelet. Teoretisk sett kan en velge mellom mange effektive måter på benytte ressursene på. (Og det er enda flere som ikke er effektive.) Nøyaktig hvilket ressursforbruksmønster som velges, er betinget av hva en

oppfatter som rettferdig. Det er bare hvis en ikke bryr seg om inntekts- og konsumfordelingen i samfunnet, at det er nok å tilstrebe en vilkårlig, effektiv ressursbruk. Hvis en derimot har en målsetning om likhet, bør ressursbruken være så effektiv som mulig etter at likhetsmålsetningen er tatt som en gitt forutsetning.

I praksis er avveiningen mellom effektivitets- og fordelingshensyn ofte mer komplisert enn dette. Selv om det er enighet om en likhetsmålsetning, vil en ikke ha tilstrekkelig med akseptable virkemidler til å oppnå fullstendig likhet. Begrensninger i styringsmulighetene gjør også at en ofte må pådra seg samfunnsøkonomiske effektivitetstap for å kunne realisere fordelingsmålsetninger. Dermed må en vurdere hvor store tap som kan aksepteres for å oppnå større grad av likhet. Både i slike vurderinger og mer generelt kan det være nødvendig å ta inn over seg hva samfunnsøkonomiske effektivitetstap innebærer.

Eksempler på effektivitetstap

Begrepet «samfunnsøkonomisk effektivitet» er teoretisk og abstrakt. Men manglende samfunnsøkonomisk effektivitet - effektivitetstap - er som regel konkrete kostnader, inntektsbortfall og velferdsreduksjoner som er svært merkbare for dem som bærer tapene. Det finnes mange former for effektivitetstap i en moderne økonomi. Her vil fire eksempler bli omtalt: sløsing med naturressurser, arbeidsledighet, skattevridninger og utnyttelse av markedsmakt.

Unødig forbruk av naturressurser er antagelig en av de vanligste formene for samfunnsøkonomisk ineffektivitet. Hovedgrunnen er at naturressurser sjelden omsettes i alminnelige markeder der de ville ha fått en pris som reflekterte kostnaden ved å bruke dem. Viktige naturverdier fremstår i mange tilfeller som gratis for den enkelte økonomiske aktør. Effektivitetstap kan oppstå dersom arealplanleggingen i en kommune er for dårlig, slik at grunn som burde ha vært benyttet til for eksempel jordbruksformål eller boligtomter, i stedet blir brukt til veier og jernbaner. Et annet eksempel kan være at man bygger et marginalt lønnsomt kraftanlegg uten å ta hensyn til alle miljøkostnadene ved prosjektet.

Arbeidsledighet er også sløsing med verdifulle ressurser. Det er vanskelig å tenke seg at arbeidskraften har sin største verdi når den går ledig. Arbeidsløshet betyr derfor at en går glipp av produksjonsverdi fordi en ikke klarer å organisere økonomien slik at tilgangen på arbeidskraft utnyttes fullt ut. Det vil dessuten ofte oppstå et direkte velferdstap hos den enkelte arbeidsledige.

Skattevridninger er et mer komplisert effektivitets- eller velferdstap. De aller fleste skatter skaper en differanse mellom selger- og kjøperpris i de respektive markeder der skattene er pålagt. Dette er åpenbart når det gjelder alminnelige avgifter. Merverdiavgiften fører for eksempel til at kjøperprisen ligger 23 prosent over selgerprisen. Men det gjelder også i arbeidsmarkedet, der inntektsskatt og arbeidsgiveravgift fører til at kjøperprisen ligger langt over selgerprisen. På samme måte er toll en prisvridende beskatningsform. En tollsats skaper en kile mellom den internasjonale prisen og prisen som innenlandske kjøpere må betale, og har dermed samme virkning som en avgift.

For å identifisere effektivitetstapet ved slike prisvridninger må en sammenligne med en hypotetisk situasjon uten skatt. I forhold til den vil skattekilene vanligvis medføre at kjøperprisen blir høyere og selgerprisene lavere. Også omsetningen i markedene vil da normalt være lavere, og effektivitetstapet kan tilnærmet måles som nettoverdien av den omsetningen som fortreges.

Det bør understrekes at dette effektivitetstapet bare er én av virkningene som skatter har i økonomien. Skatter finansierer i stor grad produksjonsvirksomhet og konsum i offentlig sektor, og i en samlet vurdering av skattesystemet måtte en ta hensyn til både effektivitetstapet, nytteverdien av den offentlige produksjonen og de direkte produksjonskostnadene i offentlig sektor.

Det viser seg at ulike beskatningsformer gir forskjellige effektivitetstap. De fleste skatter skaper kiler mellom selger- og kjøperpriser, men visse skatter er nøytrale, og enkelte avgifter kan lede til effektivitetsgevinster. Hvis en hadde kunnet nøye seg med å pålegge nøytrale og effektivitetsfremmende skatter, ville det offentliges inntektsbehov ikke ha representert noe problem fra et samfunnsøkonomisk effektivitetssynspunkt. Men i virkeligheten er en nødt til å benytte prisvrirende beskatning for å finansiere offentlige utgifter. Utformingen av skattesystemet er en komplisert oppgave, der det er om å gjøre å finne fram til et sett av skatteformer og -satser som totalt sett skaper minst mulig effektivitetstap. Derfor bør en generelt være tilbakeholden med å foreslå å løse samfunnsøkonomiske problemer ved hjelp av skatter, avgifter, toll eller subsidier. Effektivitetsfremmende beskatning omtales nærmere nedenfor.

Når konkurransen i et marked er for svak, kan enkelte tilbydere få markeds-makt. Da er det lønnsomt for dem å sette prisen høyere enn de solgte enhetenes reelle produksjonskostnader. Forskjellen mellom pris og reell merkostnad per enhet representerer en kilde til effektivitetstap av omtrent samme type som skatter forårsaker.

Disse eksemplene viser at samfunnsøkonomisk ineffektivitet slett ikke bare er et teoretisk anliggende, men innebærer helt konkrete kostnader og tap. Det kan være overforbruk av naturressurser, manglende utnyttelse av verdifulle produksjonsfaktorer eller tap av produksjonsverdi på grunn av skattevridninger og mangelfull konkurranse i markedene.

Markeder og samfunnsøkonomisk effektivitet

Kriteriene for en samfunnsøkonomisk effektiv ressursbruk er ikke avhengige av at virksomheten i økonomien organiseres som et system av markeder. Teoretisk er det mulig å tenke seg en effektiv planøkonomi. I praksis har det likevel vist seg at informasjonsproblemet som må løses i et slikt system for å kanalisere ressurser dit de har størst verdi, blir nærmest uhåndterlig selv i små økonomier. Blant økonomer er det i dag bred enighet om at mulighetene for å oppnå en effektiv ressursbruk er størst i et markedssystem.

Et marked har en etterspørselsside og en tilbudsside. Etterspørselssiden består av alle som er interessert i å kjøpe minst én enhet av godet som omsettes i markedet. Hver kjøper har nødvendigvis en viss nytteverdi av godet, og for å få dekket sin individuelle etterspørsel, må kjøperen ha en betalingsvillighet per enhet som reflekterer vedkommendes nytteverdi. Den prisen kjøperen er villig til å betale per enhet, kalles marginal betalingsvillighet. Samlet etterspørsel i markedet er lik summen av alle kjøpernes individuelle kjøpsønsker ved de ulike prisnivåer som er aktuelle. «Markedets» marginale betalingsvillighet er derfor den høyeste prisen som kan oppnås blant alle kjøperne. For at markedet skal fungere effektivt, må den marginale betalingsvillighet gi et fullgodt uttrykk for nytteverdien av godet.

Tilbudssiden består av alle som er interessert i å selge minst én enhet. Hver selger har i utgangspunktet et visst minstekrav til prisen som må oppnås for at salget skal være regningssvarende. Dersom produksjonen er effektiv, er dette minstekravet gitt ved selgerens merkostnad ved å frembringe en ekstra enhet. Merkostnaden per enhet kalles grensekostnad. Hvis prisen ikke dekker grensekostnaden, vil salget av den ekstra enheten være tapsbringende. Prisen må imidlertid også være høy nok til at samlede salgsinntekter minst tilsvarer de totale produksjonskostnadene for den enkelte tilbyder. Samlet tilbud er lik summen av hva alle individuelle selgere er villige til å tilby ved ulike prisnivåer. «Markedets» grensekostnad er således gitt ved den laveste merkostnaden per enhet blant alle selgerne. For at markedet skal fungere effektivt, må produksjonskostnadene omfatte all ressursoppofring i frambringelsen av godet, herunder også alle miljøkostnader.

Markedssystemet må også oppfylle flere andre betingelser for at ressursbruken skal være fullt ut effektiv. Det kan for eksempel stilles store krav til informasjonsgrunnlaget for de enkelte økonomiske aktørenes beslutninger. Dessuten må markedssystemet være svært omfattende; «alt» må kunne omsettes i markedet, og overalt må konkurransen være sterk. Disse kravene kan ikke være fullt ut oppfylt i praksis. Derfor tjener modellen av den perfekte konkurranseøkonomien mest som et ideal som virkelige økonomier kan vurderes opp mot. Ambisjonen kan ikke være å nå helt frem til idealet. Men den bør være å legge til rette for at økonomien stadig endrer seg i en samfunnsøkonomisk effektiv retning. I tråd med dette skisseres hovedtrekkene ved en effektiv, markedsbasert energisektor i neste avsnitt.

5.3 EN SAMFUNNSØKONOMISK EFFEKTIV ENERGISEKTOR

Enkelte økonomiske trekk ved energisektoren i Norge

Når en fokuserer på produksjon og omsetning for stasjonært energiforbruk, er det vannkraftens dominerende rolle som særpreger energisektoren i Norge. Utviklingen i den framtidige energibalansen påvirkes i stor grad av at det kan bli stadig vanskeligere å opprettholde en balanse mellom forbruk og produksjon av vannkraft innenlands. Dette avsnittet vil derfor hovedsakelig være konsentrert om kraftforsyningen. De fleste av konklusjonene som har med samfunnsøkonomisk effektivitet i kraftforsyningen å gjøre, vil imidlertid gjelde tilsvarende for andre deler av energisektoren.

Fra et økonomisk synspunkt er et viktig trekk ved *kraftforbruket* at det er knyttet til bestemte typer forbruksutstyr. Utstyret er en konsumkapital som hver sluttbruker må investere i for å kunne nyttiggjøre seg elektrisk kraft. Utstyret består av såkalte varige konsumgoder, noe som innebærer at investeringene virker bindende på energiforbruksmønsteret. Har man først investert i panelovner, varmekabler, elektriske kjøkkenartikler, vaskemaskin, tørketrommel osv., blir det etterpå lønnsomt å bruke dette utstyret og konsumere kraft selv om kraftprisen skulle bli svært høy i noen uker eller måneder. Dette er en grunnleggende årsak til at prisfølsomheten i kraftforbruket er temmelig liten på kort sikt. Konsumentene er bundet til forbruksutstyret. Selv om en prisøkning kan ventes å lede til redusert forbruk også på kort sikt, vil en reduksjon som ikke er knyttet til reinvestering i konsumkapital, være forholdsvis beskjeden. Først når konsumentene forventer varig høye kraftpriser (eller iallfall lange perioder med høye priser), blir det aktuelt for dem å vurdere lønnsomheten av å investere i ny konsumkapital for å kunne oppnå større forbruksreduksjoner. Se også kapittel 21 om vannbåren varme.

Vannkraftproduksjon er en kapitalkrevende virksomhet. Den aller største del av produksjonskostnadene er faste, og skyldes investeringene i dammer, tunneler og kraftstasjoner. De betalbare driftskostnadene, dvs. løpende utgifter som varierer med produksjonsnivået, er nokså små. Derimot har vannkraftproduksjon en implisitt driftskostnad som ikke kan neglisjeres. Denne driftskostnaden kalles vannverdi, og oppstår fordi vann blir lagret i kraftverkens magasiner. I et kraftverk med magasinbeholdninger går driftsoppgaven ut på å beslutte når det er mest lønnsomt å tappe vann for å produsere kraft. Oppgaven kan også formuleres som at en må bestemme hvor mye det er optimalt å tappe på hvert tidspunkt innenfor en nærmere fastlagt tidshorisont. Det er optimalt å tappe en liter vann ekstra dersom verdien av et umiddelbart salg er større enn verdien av å la literen ligge en stund til i magasinet. Nettoverdien av å beholde en ekstra kWh-ekvivalent i magasinet fremfor å tappe den ut umiddelbart, er vannverdien for vedkommende magasin. Tapper man ut kWh-ekvivalenten umiddelbart, går man glipp av nettoverdien denne vannmengden ville ha hatt ved å bli lagret for salg i fremtiden. Vannverdien er derfor

en implisitt kostnad - alternativkostnad - ved å tappe vann umiddelbart. Ettersom de betalbare driftskostnadene stort sett har liten betydning, er det vannverdien som i praksis utgjør den reelle grensekostnaden ved å produsere kraft.

Et spesielt trekk ved produksjonsvirksomhet som direkte utnytter en naturressurs uten å måtte kjøpe enheter av ressursen i et marked, er at det oppstår en såkalt grunnrente. Grunnrenten er den økonomiske nettoverdien av naturressursene som utnyttes. I kraftproduksjon er det for eksempel grunnrente fordi nedbør, magasiner og vannfall har implisitt verdi som innsatsfaktor. Denne verdien fremkommer ikke som et eget regnskapstall, men inngår i kraftselskapets nettoinntekt som fordeles mellom arbeidslønn, kapitalavkastning og skatter. Dersom kraftselskapet betaler normal lønn til sine ansatte, vil grunnrenten være den delen av overskuddet (før skatt) som overstiger normal avkastning på realkapitalen som er investert i virksomheten.

Det bør også nevnes at gjennomsnittskostnadene ved vannkraftproduksjon nødvendigvis må få et stigende forløp etter hvert som produksjonsnivået øker. (Gjennomsnittskostnadene er de totale kostnadene ved produksjonen, fordelt på antall enheter produsert; og det ses her bort fra eventuelle kostnadsbesparelser over tid som følge av teknologiske fremskritt.) Årsaken til de stigende gjennomsnittskostnadene er at naturressursen som utnyttes, er begrenset. I begynnelsen kan kraftbehovet dekkes ved å bygge ut i vassdrag der total kostnaden per kWh blir relativt lav. Etter hvert er man henvist til stadig dyrere utbygginger, dels fordi antallet bratte og høye fosser er begrenset, og dels fordi det kreves stadig mer omfattende investeringer for å etablere hensiktsmessige magasiner. Kapittel 22 har enn nærmere omtale av vannkraft.

Kostnadsstrukturen ved produksjon av *gasskraft* er litt annerledes enn i vannkraftproduksjon. På grunn av anleggsinvesteringene er riktignok store deler av total kostnadene faste også i et gasskraftverk. Men de løpende driftskostnadene skyldes hovedsakelig forbruket av naturgass, som kjøpes i et marked. Grensekostnadene vil derfor reflektere utgiftene ved å kjøpe gass til kraftproduksjonen. Nettopp fordi gassen kjøpes, er det ingen grunnrente i gasskraftverket. Gassen er en verdifull naturressurs, men grunnrenten oppstår hos selskapet som utvinner og selger gassen. Deler av utvinningsselskapets grunnrente kommer fra inntektene ved salg til gasskraftverket. Se nærmere omtale av gasskraft i kapittel 24.

Kostnadsforholdene ved *kraftoverføring* skiller seg på en avgjørende måte fra kostnadene ved kraftproduksjon. Her må gjennomsnittskostnadene antas å være fallende over størsteparten av produksjonsområdet, slik at kraftoverføring kan oppfattes som et såkalt naturlig monopol. Hovedgrunnen til et slikt kostnadsforløp er at det kreves en viss minste kapitaloppofring når man skal bygge en kraftoverføringslinje fra et sted til et annet. (Man kan for eksempel ikke stoppe halvveis.) Derfor er de faste kostnadene dominerende, og gjennomsnittskostnadene blir fallende. Også innen kraftoverføring er det imidlertid implisitte driftskostnader. En viktig del av disse kostnadene består av verdien av overføringstapet, det vil si den energien som går tapt på grunn av blant annet motstanden i ledningsnettet. Overføringstapet i en linje viser seg å øke omtrent proporsjonalt med kvadratet av kraftmengden som linjen skal transportere. Overføringstapet bidrar derfor til økte gjennomsnittskostnader, og trekker i motsatt retning av naturlig monopol. Tapskostnadene synes likevel ikke å være store nok til å snu tendensen til fallende gjennomsnittskostnader, iallfall ikke slik kraftoverføringsnettet i Norge er bygget ut i dag. Kapittel 28 og 29 har en nærmere omtale av fjernvarme og overføring og fordeling av kraft.

Med utgangspunkt i disse økonomiske aspektene ved energisektoren beskrives fire typer krav til en samfunnsøkonomisk effektiv organisering av sektoren i det føl-

gende. For det første skisseres hvilket utvalg av markeder som er nødvendig. For det andre drøftes hvilken markedsadgang som trengs, det vil si hvilke økonomiske aktører som må kunne opptre i markedene for at de skal fungere effektivt. For det tredje beskrives betingelsene for kortsiktig effektivitet i hvert marked, og for det fjerde drøftes kriteriene for at ressursbruken skal være effektiv over tid.

Fullstendig markedsutvalg

Det er to hovedgrunner til at alle energibærere bør omsettes i velfungerende markeder. Den første er at hver enkelt energikilde bør brukes på en samfunnsøkonomisk effektiv måte; dels slik at en unngår overforbruk av naturressurser, og dels slik at energien kanaliseres til de anvendelsene der det er størst behov for den. Den andre grunnen er at forholdet mellom markedsprisene på ulike energibærere kan si noe om hvilke av dem en bør tilby mer av og hvilke en bør satse mindre på. En høy oljepris er et signal om høye produksjonskostnader for eller generell knapphet på olje. Den bør derfor føre til lavere etterspørsel etter olje, lavere etterspørsel etter energi totalt, og relativt sett høyere etterspørsel etter andre energiformer som for eksempel elektrisitet. I et velfungerende markedssystem som omfatter både olje og elektrisitet, vil nettopp dette skje. Det omvendte gjelder også: Dersom en ikke har flere vassdrag som kan tillates utbygget for å produsere kraft, er det viktig at knappheten formidles inn i et velfungerende marked. Da vil økte priser bidra til lavere kraftforbruk og signalisere at det bør satses mer på energiøkonomisering, teknologiutvikling og utnyttelse av andre energikilder.

Markedssystemet må også være fullstendig med hensyn til tidshorisontene for kjøps- og salgsvitalene som inngås. I utgangspunktet trengs det et marked der kjøps- og salgsvønsker imøtekommes umiddelbart, et spotmarked. Informasjonen om tilgang på og behov for kraft endrer seg stadig, blant annet som følge av endringer i temperatur og nedbørsforhold. Spotmarkedsprisen har en viktig funksjon i å oppsummere den informasjonen som til enhver tid finnes om disse bakgrunnsforholdene, slik at kraftforbruket fortløpende balanseres mot kraftproduksjonen.

De hyppige endringene i bakgrunnsforholdene som påvirker kraft- og energibalansen leder til sterk variasjon i spotmarkedsprisen. For framtidig kjøp og salg av kraft innebærer variasjonen et betydelig usikkerhetsmoment. Det er derfor nødvendig med markeder som kan spre risiko på en samfunnsøkonomisk effektiv måte mellom ulike aktører. En aktørs evne til å bære risiko avhenger av hvilken økonomisk situasjon han eller hun er i. Dessuten kan selve holdningen til risiko variere mellom aktørene; noen er lite følsomme for risiko, mens andre er villige til å betale mye for å slippe unna usikkerhet. Risiko kan og bør på denne bakgrunn omsettes i et marked.

Det finnes flere ulike markedsformer for omsetning av risiko. Den enkleste er når selger og kjøper avtaler pris og kvantum for en leveranse som skal finne sted på et bestemt, framtidig tidspunkt. Da forsvinner all prisrisiko for begge parter hva angår det avtalefestede kvantumet. Men de kan fremdeles tape eller vinne på kontrakten, avhengig av forskjellen mellom spotprisen og den avtalte prisen når leveransen skjer.

En videreutvikling av dette er omsetning av standardiserte kontrakter for leveranse av et bestemt kvantum og eventuelt en bestemt kvalitet på et bestemt tidspunkt i fremtiden, der markedet klareres med ny likevektspris på hver kontraktstype for hver dag. Kontraktene betegnes med det engelske ordet «futures». Ønsker en bedrift å kunne disponere et kvantum høyspent kraft på en bestemt dato, kan den kjøpe et antall futureskontrakter som summerer seg til (omtrent) det aktuelle kvantum og som spesifiserer leveranse i nærheten av den ønskede datoen. I praksis fungerer futureskontrakter nesten utelukkende som prissikring, ettersom de aller fleste

aktører i markedet vil utligne en netto kjøps- eller salgssposisjon ved å selge eller kjøpe kontrakter før de forfaller til fysisk leveranse. Futuresprisen reflekterer tilgangen på ny informasjon som kan være relevant for å fastsette verdien på kraft som leveres på det framtidige tidspunktet. Såfremt markedet fungerer tilstrekkelig effektivt, vil futuresprisen før kontraktens forfall gi uttrykk for forventet spotpris.

En tredje markedsform der en kan omsette risiko, er opsjonshandel. En opsjon gir rett, men ikke plikt til å kjøpe (engelsk: «call option») eller selge (engelsk: «put option») et bestemt kvantum til en avtalt pris, enten innen eller på et bestemt tidspunkt. En kjøpsopsjon utøves bare hvis spotprisen overstiger den avtalte prisen, og en salgsoptions utøves bare hvis den avtalte prisen overstiger spotprisen. Opsjoner er enkle å opprette. Den som er villig til å la seg utsette for en mulig forpliktelse til å selge, utsteder en kjøpsopsjon. Prisen på kjøpsopsjonen reflekterer hvor mye selgeren krever som kompensasjon for å påta seg risikoen som den mulige salgsoptionsforpliktelsen innebærer, men også hvor mye kjøperen er villig til å betale for sikringen som ligger i at kjøpsprisen fikseres i opsjonskontrakten.

Effektiviteten i energisektoren kan også være avhengig av funksjonsmåten til andre markeder enn dem som er nevnt hittil, så som arbeidsmarkedet, kapitalmarkedet og markedene for innsatsvarer og produksjonsutstyr. Det vil imidlertid føre for langt å gå inn på en mer detaljert analyse av alle disse markedene.

Tilstrekkelig markedsdeltagelse

Et hovedpoeng ved samfunnsøkonomisk effektivitet er at ressursene skal kanaliseres til de anvendelsene der ressursinnsatsen har høyest verdi. For at alle alternative måter å bruke ressursene på skal kunne sammenlignes, er det nødvendig at nytteverdien av de ulike anvendelsene får komme til uttrykk i form av marginal betalingsvillighet i markedene. Dette betinger i sin tur at alle brukergrupper har tilgang til alle markeder. Et annet krav til en effektiv ressursbruk er at produksjonen skjer uten ressursløsning, det vil si så billig som mulig. For at dette skal være tilfelle er det nødvendig at de beste og mest effektive tilbyderne får tilgang til markedet. Holdes en tilbyder borte, synker konkurransepresset på de øvrige tilbyderne, og produksjonskostnadene blir kanskje ikke så lave som de kunne bli.

Vilkårene for markedstilgangen bør i utgangspunktet være like for alle aktører. Dette gjelder imidlertid etter at det er korrigert for forskjeller i reelle transport- og transaksjonskostnader. I den grad kraftkrevende industri for eksempel etterspør høyspent kraft, mens husholdninger trenger lavspent, vil transportkostnaden til industrien være lavere enn til husholdninger fordi overføringstapet er mindre. Transportavstanden kan dessuten være kortere hvis kraftkrevende foretak ligger nærmere kraftstasjonene enn alminnelige boliger gjør. Forskjeller i transaksjonskostnader per kWh kan oppstå dersom kraftselskapet pådrar seg omtrent like store administrasjonskostnader når det betjener enkelthusholdninger som når det leverer til et annet kraftselskap, en større bedrift eller et borettslag.

Kortsiktig markedseffektivitet

Flere betingelser må som nevnt være oppfylt for at kraftmarkedene skal fungere effektivt. De viktigste gjelder prisdannelsen, og kan sammenfattes slik:

- Alle kjøpere bør stå overfor samme pris på samme vare eller tjeneste
- Alle selgere bør stå overfor samme pris på samme vare eller tjeneste
- Kjøperprisen bør være lik den marginale betalingsvillighet i markedet
- Selgerprisen bør være lik den kortsiktige grensekostnaden i markedet, men likevel ikke lavere enn at samlet etterspørsel er lik samlet tilbud

Det har vært hevdet at kjøpere står overfor ulike priser på samme vare i kraftmarkedet. Ett eksempel er at enkelte kraftselskaper tilbyr ulike vilkår til kunder

innenfor og utenfor eget forsyningsområde. Slike leveringsbetingelser kan skape samfunnsøkonomiske effektivitetstap dersom forskjellen mellom kundegruppene ikke kan forklares med reelle kostnadsforskjeller, herunder forskjeller i brukstid og overføringskostnader. Ett annet eksempel er at kraftkrevende industri utstrekning får kjøpe kraft til lavere pris enn den som gjelder for husholdninger og annen næringsvirksomhet. Også her kan det oppstå effektivitetstap med mindre prisvilkårene kan begrunnes med reelle forskjeller i kostnader.

At prisen må klarere markedet med likhet mellom tilbud og etterspørsel, er markedets viktigste funksjon. Det finnes imidlertid flere likevektssituasjoner som er ineffektive i den forstand at kjøperprisen avviker fra grensekostnaden. Hvis kjøperprisen er lavere enn grensekostnaden, betyr det at nytteverdien av ytterligere en enhet er mindre enn merkostnaden ved å fremstille enheten. Da oppstår det et samfunnsøkonomisk effektivitetstap dersom enheten blir produsert og omsatt. Hvis kjøperprisen derimot overstiger grensekostnaden, er nytteverdien større enn merkostnaden, og en ekstra enhet bør bli produsert. Blir den ikke det, oppstår det et effektivitetstap som kan måles tilnærmet ved differansen mellom marginal betalingsvilighet og grensekostnad.

Mangelfull konkurranse er en vanlig årsak til at prisen i et marked avviker fra grensekostnaden. Yttertilfellet er et monopol, der det mest lønnsomme for en tilbyder er å innrette produksjonen slik at inntektsøkningen fra den siste enheten akkurat er lik grensekostnaden. Ved normale etterspørselsforhold er denne inntektsøkningen mindre enn prisen, som derfor kommer til å overstige grensekostnaden. Den samme typen effektivitetstap oppstår når et lite antall tilbydere konkurrerer, selv om avstanden mellom pris og grensekostnad i slike tilfeller gjerne er mindre enn i monopoltilfellet. Normalt er det slik at prisen ligger nærmere grensekostnaden desto skarpere konkurransen i markedet er.

I mange markeder har kjøperne ufullstendig informasjon om produktkvaliteten. Videre kan produktene fra ulike tilbydere være differensierte, slik at det blir vanskelig for kjøperne å vurdere og sammenligne prisene. Disse problemene kan skape effektivitetstap, men de synes ikke å være spesielt akutte i energisektoren.

Derimot kan effektivitetsproblemer tenkes å opptre i produksjonstilpasningen på tilbudssiden. Som nevnt ovenfor er grensekostnaden for et vannkraftverk med magasiner gitt ved vannverdien. Denne verdien er ikke uten videre enkel å beregne, særlig ikke dersom en ønsker å ta hensyn til usikkerhet på en rasjonell måte. Hvis tilstrekkelig mange kraftverk styres etter andre kriterier enn vannverdi, blir resultatet lett at det tappes for mye vann i noen perioder og for lite i andre. Disponeringen av magasinbeholdningene leder til et effektivitetstap fordi det ikke konsekvent produseres mest kraft når kraftens bruksverdi er størst. I verste fall kan slik magasinstyring lede til unødig spill, det vil si at man er nødt til å slippe vann fra magasinene uten at det går gjennom turbiner i en kraftstasjon og utnyttes til å produsere elektrisk energi.

Kostnadsstrukturen i kraftproduksjon ligger til rette for at selve omsetningen av kraft kan skje i ordinære markeder. Dette henger sammen med at den økonomisk rasjonelle størrelsen på et kraftverk er slik at gjennomsnittskostnaden er konstant eller stigende. De grunnleggende kostnadsforholdene gir derfor ikke grunnlag for monopoldannelser, og alminnelig markeds konkurranse vil være den beste måten å sikre samfunnsøkonomisk effektivitet på. Riktignok fordrer dette at ingen enkelttilbydere kan utnytte markeds makt på grunn av sin størrelse i forhold til samlet etterspørsel. Hvis for eksempel store og veldrevne kraftselskaper kjøper opp de mindre, kan det etter hvert resultere i at enkelttilbydere får markeds makt og derved skaper samfunnsøkonomiske effektivitetstap.

Kostnadsstrukturen i kraftoverføring er derimot slik at transport av kraft er mindre egnet for markedskonkurranse. Konkurranse fører nødvendigvis til parallelltablering av produksjonskapasitet, altså til at konkurrenter ønsker å bygge parallelle kraftlinjer der hvor bare én linje ville være nok. Dette er åpenbart ressursløsning, og utgjør en viktig begrunnelse for å ha en konsesjonsordning for kraftoverføringsanlegg. Men dersom bare én linje er nok, og det ikke er konkurranse, forsvinner den disiplinierende virkningen som konkurransen ville ha på prisen. Overføringsstariffene må derfor reguleres av offentlige myndigheter, slik at tariffstrukturen og nivået samsvarer med samfunnsøkonomiske effektivitetskriterier. Dette kan oppnås gjennom det såkalte punktтарiffsystemet.

Punktтарiffene består av flere ledd. Det viktigste fra et effektivitetssynspunkt er enhetsprisen per overført kWh, som reflekterer grensekostnaden ved transport av kraft til eller fra den enkelte bruker. Ettersom brukerne befinner seg på forskjellige steder i nettet, varierer også grensekostnaden, og punktтарiffer kan i prinsippet utformes slik at de tar hensyn til geografiske avstander. (Selve betegnelsen punktтарiff henspeler på brukerens uttaks- eller innmatingspunkt i nettet.) Punktтарiffene er imidlertid ikke relatert til en bestemt transportvei for kraften, ettersom det ikke er mulig å spesifisere nøyaktig hvor kraften fra hver enkelt tilbyder havner eller hvor de enkelte brukernes energileveranser kommer fra. Når det oppstår flaskehals i overføringsnettet, kan enhetsprisen også inneholde påslag for å balansere etterspørselen mot det som faktisk kan overføres over hver flaskehals.

De øvrige leddene i punktтарiffen er mer eller mindre faste beløp som skal dekke inn faste restkostnader i overføringsnettet. Fastleddene er nødvendige fordi kostnadsstrukturen ved kraftoverføring er slik at inntektsbidraget fra enhetsprisen ikke er stort nok til å dekke alle de faste kostnadene. Skulle en ha dekket restkostnadene ved hjelp av påslag i enhetsprisen, ville den ha oversteget grensekostnaden og dermed gitt opphav til et effektivitetstap. Dette effektivitetstapet kan unngås ved i stedet å dekke restkostnadene gjennom fastledd, såfremt leddene er optimalt beregnet for de ulike brukergruppene i nettet.

Effektivitet over tid: Optimale investeringer

Kortsiktig markedseffektivitet er ikke nok til å sikre at ressursbruken er samfunnsøkonomisk effektiv over tid. Den langsiktige utviklingen avhenger vel så mye av hvilke investeringer som foretas på konsum-, transport- og produksjonssiden. Spørsmålet om å oppnå optimale investeringer er todelt. For det første må de ulike økonomiske aktørene foreta meningsfulle og korrekte investeringskalkyler. Dette kan synes nærmest trivielt, men er i praksis helt avgjørende for å unngå ulønnsomme prosjekter. For det andre må investeringer foretas på grunnlag av så fullstendig informasjon som mulig. Dette dreier seg dels om at informasjonen som ligger implisitt i markedsprisene er pålitelig, og dels om å ta hensyn til at ikke all relevant informasjon blir reflektert i markedsprisene.

Det er grunn til å tro at *investeringene på konsumsiden* i all hovedsak er bestemt av forbrukernes pris- og lønnsomhetsvurderinger. Hvis konsumentene forventer å bli stilt overfor høyere kraftpriser i fremtiden, blir det relativt sett mer lønnsomt for dem å investere i utstyr som kan dempe veksten i energiutgiftene. Hvilke tiltak som velges, avhenger blant annet av de relative prisene på ulike typer energisparende utstyr. Hvis en synes at konsumentene ikke reduserer (veksten i) forbruket i tilstrekkelig grad, kan det være fristende å argumentere for at prisene på energisparende utstyr bør subsidieres. En slik framgangsmåte kan imidlertid ikke anbefales fra et samfunnsøkonomisk synspunkt. En generell konklusjon fra økonomisk teori er at myndighetenes inngrep i markedsøkonomien bør rette seg så presist som mulig mot de imperfeksjonene en ønsker å gjøre noe med.

Hvis kraftmarkedet fungerer effektivt, vil strammere kraftbalanse føre til stigende kraftpriser. Dette leder i seg selv til at kraftforbruket på sikt blir lavere enn det ellers ville ha vært. Hvis dessuten markedene for energisparende utstyr fungerer effektivt, vil kraftprisen kunne sammenlignes med de reelle kostnadene ved å investere i bedre boligisolasjon, varmegjenvinningsanlegg, alternative produksjonsmåter for energi osv. Etter som kraftprisen stiger, blir det først lønnsomt å investere i de billigste formene for energisparing, og deretter vil stadig mer kostnadskrevenne løsninger bli aktuelle. Et velfungerende markedssystem bidrar på denne bakgrunn til at de mest effektive sparetiltakene realiseres først.

Investeringene i kraftoverføringsnett må reguleres på lik linje med overføringstariffene. Såvel kostnadsstrukturen ved kraftoverføring som den manglende markedskonkurransen fører til at en netteier ikke uten videre har insentiver til å foreta samfunnsøkonomisk optimale investeringer i nettet. Derfor må myndighetenes regulering av kraftoverføringsnett pålegge nettselskapene å beregne lønnsomheten av investeringer på en slik måte at utbyggingen av nettet blir samfunnsøkonomisk effektiv.

Investeringene på produksjonssiden kan i stor grad overlates til de enkelte energiselskaper, riktignok under to viktige forutsetninger. For det første må selskapene stilles overfor de reelle kostnadene ved miljøvirkningene som utbyggingen forårsaker. En kan ikke regne med at alle slike miljøkostnader formidles gjennom markedspriser. For det andre må selskapene benytte korrekte kalkyleprinsipper.

På grunnlag av økonomisk teori kan en slutte at investeringene i kraftforsyningen er optimale når kraftprisen er lik «den langsiktige grensekostnaden». Dette reflekterer et rent teoretisk resultat, som er at den kortsiktige grensekostnaden er lik den langsiktige når kapitalinnsatsen i en bedrift er optimal. Dette innebærer ikke at kraftprisen skal settes lik langsiktig grensekostnad. En pris lik kortsiktig grensekostnad vil imidlertid være lik den langsiktige grensekostnaden i det spesielle produksjonspunktet der innsatsen av enhver produksjonsfaktor er optimal.

Omsetning av eierandeler i kraftselskaper er et komplisert spørsmål som omfatter blant annet eiendomsretten til grunnleggende naturressurser, regional- og kommunaløkonomiske interesser og næringsstrukturelle problemstillinger. Disse spørsmålene er det ikke mulig å drøfte i detalj her. Fra et samfunnsøkonomisk effektivitetssynspunkt er det imidlertid to viktige argumenter for at kraftselskaper bør kunne kjøpes og selges. For det første vil adgangen til å investere i kraftselskaper gi bedre muligheter for risikospredning i økonomien, i den grad risikoprofilen i kraftproduksjon er forskjellig fra risikoen i andre typer investeringer. For det andre gir det isolert sett effektivitetsgevinster dersom kraftselskaper som drives lite effektivt, kan kjøpes opp av investorer som endrer organiseringen og styringen av selskapet slik at produksjonseffektiviteten forbedres.

5.4 MILJØHENSYN

I teorien kan man realisere en fullstendig effektiv ressursbruk ved å organisere et perfekt markedssystem. I praksis er markeder preget av en rekke imperfeksjoner, som legger begrensninger på hvor effektivt markedssystemet kan fungere. En av de viktigste er at miljøhensyn ikke uten videre reflekteres i priser og kostnader i markedet. Teoretisk sett har dette to hovedårsaker. Den ene er at miljøet er et kollektivt gode der det som regel ikke er definert noen klar eiendomsrett for individuelle økonomiske aktører. Eksempelvis eies ikke luftrommet av enkeltpersoner som kan selge enheter av luft til andre aktører. I forhold til hva som ville kreves i et markedssystem, er det heller ikke en fullstendig, individuell eiendomsrett når det gjelder havet, vassdrag og naturområder i sin alminnelighet. På denne bakgrunn kan bruken

av natur- og miljøgoder framstå som gratis eller svært billig for den enkelte økonomiske aktør, noe som lett fører til overforbruk av slike ressurser. Den andre årsaken til at markedet ikke uten videre ivaretar miljøhensyn, er at mange miljøvirkninger ikke lar seg måle og kvantifisere på en måte som gjør det meningsfylt å verdsette dem i kroner og øre.

Selv om miljøgoder i liten grad omsettes i vanlige markeder, kan det likevel være hensiktsmessig å bruke økonomiske virkemidler for å nå miljøpolitiske mål. Dette kan særlig være aktuelt når mange enkeltaktører bidrar til en generell miljøvirkning, samtidig som myndighetene kan fastsette en målsetning for hvor mye miljøvirkningen bør begrenses. CO₂-avgifter er et godt eksempel. Når husholdninger, industri, tjenesteyting og kraftprodusenter bidrar til økte CO₂-utslipp gjennom forbrenning av oljeprodukter, er miljøskaden en samfunnsøkonomisk tilleggs-kostnad som ikke er inkludert i oljeselskapenes regnskapsmessige produksjonskostnader. Teoretisk sett kan en CO₂-avgift derfor tolkes som en måte å representere klimahensyn på, slik at beslutningstakere blir stilt overfor alle de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene ved forbruket av oljeprodukter. I praksis virker avgiften til å heve kjøperprisen og dempe forbruket, slik at CO₂-utslippene reduseres. Miljøavgifter av denne typen er et eksempel på effektivitetsfremmende beskatning. Se nærmere omtale av miljøavgifter i kapittel 16.

I mange sammenhenger settes miljøhensyn direkte opp mot økonomisk lønnsomhet av et investeringsprosjekt. Dette gjelder for eksempel ved mange kraftutbygginger og i vurderingen av hvorvidt en bør bygge gasskraftverk i Norge. Hvis det gir mening å vurdere miljøgodene i forhold til et økonomisk lønnsomhetsstall, er det samfunnsøkonomisk effektivt å sette en pris på miljøgodene som prosjektet må betale.

Prissetting av miljøgoder er mindre aktuelt når vurderingen er at miljøhensynet overhodet ikke kan vike for økonomiske hensyn. I slike tilfeller bør ikke noe prosjekt realiseres dersom det går på bekostning av miljøhensynet. Dette kan en oppnå på en enklere måte gjennom direkte reguleringer enn gjennom en avgiftsordning. En eventuell avgift måtte i tilfelle være høy nok til at intet prosjekt noensinne ville være i stand til å betale den, og ville ha samme virkning som en direkte regulering.

Både den mangelfulle definisjonen av individuell eiendomsrett til viktige miljøgoder og behovet for å korrigere eller forhindre miljøvirkninger av økonomisk aktivitet ved hjelp av avgifter og reguleringer viser at offentlige myndigheter må ivareta miljøhensyn overfor markedet. I utgangspunktet vil en konsesjonsordning kunne være tilstrekkelig til at en kan få frem en avveining mellom miljøhensyn og økonomiske interesser. En forutsetning for dette er imidlertid at man gjennomfører faglig korrekte, samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalyser i forbindelse med konsesjonsbehandlingen, herunder også de nødvendige hensyn til miljøet. I den forbindelse er det viktig å understreke at en slik lønnsomhetsanalyse alene ikke er et tilstrekkelig grunnlag for en beslutning om å realisere et investeringsprosjekt. Dette skyldes at analysen, hvis den skal være faglig holdbar, i alminnelighet ikke kan omfatte alle virkninger av prosjektet.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av et prosjekt omfatter bare de prosjektvirkningene som kan verdsettes økonomisk og sammenlignes. En beslutning om å realisere prosjektet må i tillegg ta hensyn til både økonomiske og ikke-økonomiske sidevirkninger, som vanligvis må vurderes ut fra politisk bestemte målsetninger. Et eksempel på økonomiske sidevirkninger av et prosjekt er endringer i fordelingen av inntekter og kostnader mellom ulike aktører som følge av at prosjektet eventuelt realiseres. Fordelingsvirkningene av et prosjekt bør ikke blandes inn i lønnsomhetsberegningen, men vurderes separat. Et annet eksempel på

ikke-økonomiske sidevirkninger er miljøskader som det ikke er meningsfylt å verdsette økonomisk.² Miljøhensyn er nærmere omtalt i kapitlene 10 til 13 og i kapitlene 22 til 26 om de ulike energikildene/teknologiene.

2. Avgrensningen mellom samfunnsøkonomisk lønnsomhet og sidevirkninger er grundigere drøftet i rapport nr. 58/1995: «Lønnsomhetsvurderinger ved konsesjonsbehandling i energisektoren» fra Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.

KAPITTEL 6

Hovedtrekk i den norske kraftforsyningen

Norge står i en særstilling med en elektrisitetsproduksjon som er nærmere 100 prosent basert på vannkraft. Norge er Europas største produsent av vannkraft og verdens 6. største. Som følge av det store innslaget av vannkraft er elektrisitetsproduksjonen svært avhengig av variasjoner i nedbøren. Total produksjonskapasitet for vannkraft er i dag 27 307 MW og fordeler seg på om lag 856 kraftverk. I tillegg kommer 265 MW fra varmekraftverk. De samlede økonomisk utnyttbare vannkraftressursene i Norge er anslått til 178,3 TWh, regnet som midlere produksjon.

Netto stasjonært energiforbruk i Norge var omlag 168 TWh i 1997. Av dette utgjorde elektrisitet omlag 62 prosent, eller omlag 105 TWh, korrigert for overføringstap. Norge har et høyt forbruk av elektrisitet per capita sammenliknet med andre land. Dette skyldes delvis en stor kraftkrevende industri, men også at elektrisk oppvarming er svært dominerende. God tilgang på vannkraft til lave kostnader har, sammen med et velutviklet nett av overføringsforbindelser for kraft, favorisert elektrisitet som oppvarmingskilde. Alternativene er i hovedsak ved, olje og parafin. Petroleumsprodukter³ utgjorde i 1997 omlag 21 prosent av det stasjonære energiforbruket. Mange norske husholdninger har mulighet for oppvarming med ved i tillegg til elektrisitet og olje. De siste 20 års overgang fra bruk av olje til bruk av elektrisitet har redusert muligheten til å veksle mellom ulike energibærere hos sluttbrukere. Bruken av fjernvarme i det norske forbruket er beskjedent. I 1996 utgjorde dette 0,5 TWh, eller nærmere 1 prosent av det stasjonære energiforbruket.

De fleste andre land både i Norden og i Europa har et mer sammensatt sluttforbruk av energi. Særlig er fjernvarme mer dominerende i oppvarmingsmarkedet. Dette skyldes en annen tilgang på energiresurser, samtidig som en tettere bosetning er mer egnet for utbygging av infrastruktur for fjernvarme. Tilsvarende har forholdene i andre land i Europa i større grad ligget til rette for satsing på gassledningssystem til sluttbrukere. Direkte bruk av gass til oppvarming er utbredt i mange europeiske land, og er økende i omfang.

6.1 STATENS ROLLE I ENERGIMARKEDENE

Energisektoren er underlagt tett styring av offentlige myndigheter. Dette er tradisjon i alle industriland; også i Norge. Inngrep fra myndighetene er særlig sterk i kraftsektoren. Dette er begrunnet ut i fra at kraftsektoren er preget av naturlige monopoler, og at det derfor eksisterer et behov for sentral koordinering. Men vannkraftutbygging og linjeutbygging medfører også inngrep i naturen. Varmekraftproduksjon og direkte bruk av fossile energikilder gir utslipp til luft. Hensynet til slike miljøvirkninger er også en årsak til at offentlige myndighetene setter rammer for virksomheten.

Myndighetene kan prinsipielt sett tilnærme seg styringen av energimarkedene på ulike måter. Gjennom offentlig eierskap, gjennom lover og regler, eller ved en kombinasjon av disse. I Frankrike er det offentlig eierskapet rendyrket, i og med at staten eier all kraftproduksjon. Chile og Argentina er eksempler på land som har valgt den motsatte ytterligheten. Energiselskapene er privatisert, og staten styrer markedene gjennom lover og regler.

3. inkluderer gass gjort flytende, brenngass og deponigass

Den norske kraftsektoren har både sterkt offentlig eierskap og styring gjennom lovverket. Lovverket regulerer kraftmarkedet helt fra kraftutbygging til forbruk. Bruken av vassdragene blir styrt gjennom konsesjons- og vassdragslovgivningen, Verneplanen og Samlet plan. Eierskapet blir styrt gjennom virkemidler som forkjøpsrett, konsesjon og hjemfall. Bygging av linjenett krever konsesjoner i henhold til energiloven, blant annet med krav om leveringsplikt, slik at kundene er sikret tilknytning til strømmettet. Overføringstariffene i nettet blir kontrollert gjennom NVEs monopolkontroll, og omsetningen blir overvåket av Konkurransetilsynet. I tillegg kreves i utgangspunktet konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven for alle tiltak etter energi- og vassdragslovgivningen. Utenlandshandelen med kraft er underlagt et eget konsesjonssystem. Det er egne systemer for å sikre kraftkrevende industri langsiktige kontrakter. Det er etablert et eget skattesystem for kraftverk. I tillegg er 85 prosent av kraftproduksjonen og mesteparten av linjenettet offentlig eid.

Også andre deler av energimarkedene er underlagt statlig styring. Det er tilknytningsplikt for nye bygg til fjernvarmeanlegg, og prisen på fjernvarme blir regulert. Det er avgifter på fossile brenslere og på elektrisitet. Staten har et engasjement for å stimulere til energiøkonomisering, både gjennom energiverkene og gjennom sin egen virksomhet. Staten stiller krav til merking og standarder på energiforbrukende utstyr. Egne forskningsprogrammer er etablert for å videreutvikle energimarkedene.

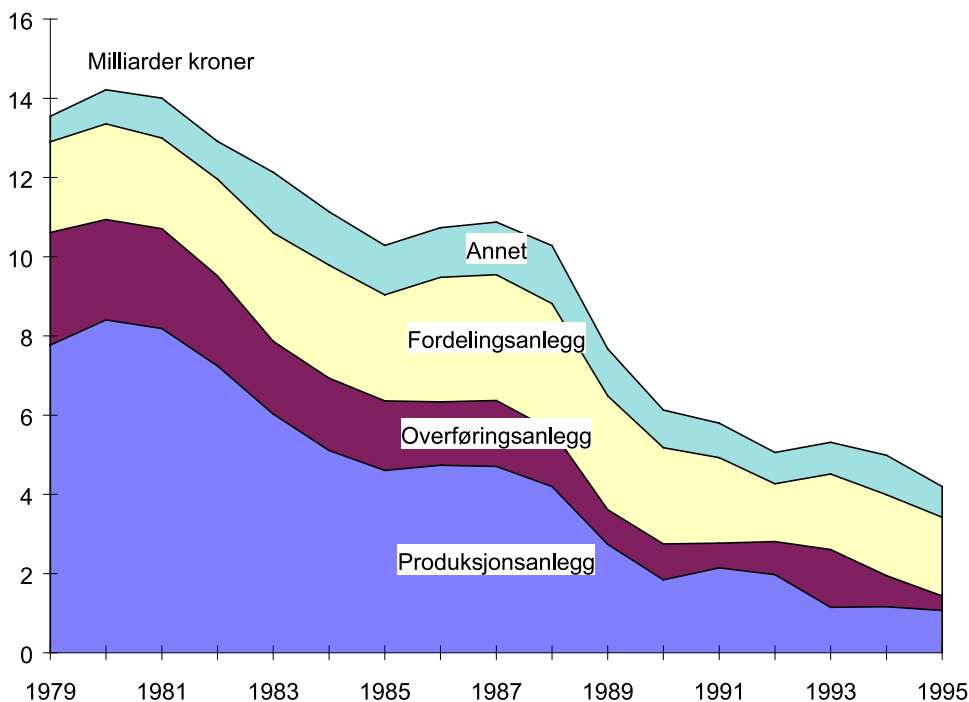
I dette kapitlet gjennomgås de mest sentrale styringsinstrumentene i det norske energimarkedet. Det er lagt hovedvekt på kraftsektoren fordi reguleringene er sterkere her. På tross av de mange styringsinstrumentene i kraftmarkedet, er kraftomsetningene deregulert. Deregulering av et kraftmarked krever imidlertid en sentral styring, særlig av nettvirksomheten. For øvrig er svært mange av reguleringene knyttet til utbygging av kraftverk og linjenett, og til omsetning av kraftverk. Dereguleringen omfatter ikke disse områdene. Dette er ikke nødvendigvis til hinder for et fungerende marked for omsetning av kraft.

6.2 ORGANISERINGEN AV KRAFTSEKTOREN

Kraftforsyningen har en viktig rolle i økonomien. Kraftsektoren står i dag for 3 prosent av verdiskapningen i fastlands-Norge. Dette utgjorde nærmere 22 milliarder kroner i 1996. Sektoren sysselsetter nærmere 20 000 personer. Realkapitalen utgjør⁴ omtrent 176 milliarder kroner, eller 6,7 prosent av Norges samlede realkapitalbeholdning. Til sammenligning utgjør realkapitalen i industrien om lag 9 prosent av totalen.

Figur 6.1 viser utviklingen i investeringene i kraftforsyningen de siste 16 årene. De største investeringene i vannkraftsektoren fant sted mellom 1970 og 1985. I denne perioden økte vannkraftkapasiteten med 10 730 MW, eller omlag 715 MW per år. Mot slutten av 1980-tallet avtok investeringene.

4. nedskrevet verdi ved utgangen av 1994, kilde: Statistisk årbok 1997



Figur 6.1 Bruttoinvesteringer i elektrisitetsforsyningen

Kilde: SSB

Nedgangen i investeringene har fortsatt i de senere årene. Det er særlig nyutbygging av produksjonsverk som er blitt redusert, mens investeringene i overføringsnett har vært mer stabil.

6.2.1 Eierskap

Eierskapet i den norske kraftsektoren er dominert av det offentlige. På nettsiden eier Statnett SF 80 prosent av sentralnettet, regnet i forhold til kilometer ledning. Statnett SF er et statsforetak heleiet av staten. Private selskaper, fylker og kommuner eier resten av sentralnettet, men leier det ut til Statnett SF. Kommunene og fylkeskommunene eier mesteparten av regionalnettene og distribusjonsnettene. I tillegg eier også Statnett SF en del av regionalnettet.

På produksjonssiden domineres eierskapet av kommuner og fylkeskommuner. Til sammen eier disse omlag 55 prosent av produksjonskapasiteten i landet. Statkraft SF eier omtrent 30 prosent av produksjonskapasiteten. Private eier ca. 15 prosent, hvorav 2/3 er belagt med vilkår om hjemfall til staten, og 1/3 er konsesjonsfrie. Av den private andelen på 15 prosent eier Norsk Hydro ca. 2/3, og av den konsesjonsfrie tredjepart eier Hafslund ca. 30 prosent. Den gjenværende private andel eies hovedsakelig av andre større industriselskaper.

6.2.2 Energiverkene

Det finnes mange forskjellige typer energiverk. Det er vanlig å skille mellom distribusjonsverk, vertikalt integrerte verk, engrosverk, produksjonsverk og industriverk. Begrepet «energiverk» kan benyttes som en fellesbetegnelse for de ulike typene verk.

I 1996 var det 127 *produksjonsselskaper* i kraftforsyningen, det vil si selskaper som kun driver produksjon. De eier ikke overføringsnett eller distribusjonsnett. Statkraft SF har en midlere produksjon på omtrent 30 TWh/år og er den klart største produsenten. De andre rene kraftprodusentene er relativt små. Verkene er ofte eid av en kommune, eller flere kommuner i fellesskap. Produksjonsverkene er ofte aksjeselskaper. Mange av de privateide produksjonsverkene er industriverk, som vesentlig leverer kraft til egen industrivirksomhet. Det var 54 industriverk i landet i 1996. Selskapsformen er aksjeselskap.

I de ulike regionene er det ofte etablert *engrosverk*. Engrosverkene kan ha både regionalnett og kraftproduksjon. Formålet med virksomheten har opprinnelig vært å produsere og kjøpe inn kraft for videresalg til lokale distribusjonsselskaper. Det var i alt 23 engrosverk i Norge i 1996. Engrosverkene er vanligvis eid av flere kommuner eller lokale energiverk i fellesskap, eller av fylkeskommuner. Omtrent halvparten av engrosverkene er aksjeselskaper. De øvrige er kommunale eller interkommunale bedrifter.

Distribusjonsverkene eier det lokale fordelingsnettet. De handler kraft på markedet og selger til sluttbrukere i sitt område. Selv om distribusjonsverkene har adgang til hele landets kraftmarked, og kan handle kraft på spotmarkedet eller fra en hvilken som helst kraftleverandør, er det fortsatt vanlig at de handler mesteparten av kraften fra et regionalt engrosverk. Årsaken er at det ofte er avtalemessige bindinger mellom distribusjonsverkene og regionale engrosverk. Kundene kan imidlertid kjøpe kraft fra hvilken som helst leverandør i landet. Distribusjonsverkene kjøp og salgsvirksomhet er derfor konkurranseutsatt. Noen distribusjonsverk selger kraft til sluttbrukere i andre energiverks områder.

Distribusjonsverkene er stort sett eid av en eller flere kommuner. Det var 104 rene distribusjonsverk i landet i 1996. Av disse var 57 kommunale bedrifter, eller interkommunale bedrifter. Det betyr at kommunene er direkte ansvarlig for de økonomiske forpliktelsene i distribusjonsverkene. 47 distribusjonsverk var organisert som aksjeselskap eller andelslag.

Vertikalt integrerte verk eier både lokalt fordelingsnett og kraftproduksjon. De kan også eie regionalnett og noen eier deler av sentralnettet. I likhet med distribusjonsverkene selger de kraft til sluttbrukere i det området der de har fordelingsnett, og konkurrerer ofte om kunder i andre energiverks områder. Det var 96 vertikalt integrerte verk i landet i 1996. Av disse var 54 organisert som kommunale eller fylkeskommunale bedrifter, eller hadde en selskapsform med begrenset ansvar (aksjeselskap).

Handelsselskapene kjøper kraft på markedet for videresalg, vesentlig til sluttbrukere. Det eksisterte 22 slike handelsselskaper i 1996. Handelsselskapene har kontrakter med sluttbrukerne i de områdene der lokale energiverk tidligere hadde monopol på salg av kraft. Slik handel er ikke vesentlig forskjellig fra omsetningsvirksomheten i tradisjonelle distribusjonsverk. Handelsselskapene er ofte eid av energiverk, men også private aktører driver handel.

Kraftmeglerne kjøper ikke kraft selv, men formidler tilbud som er i markedet og skaper kontakt mellom kjøpere og selgere. Kjøper og selger står ansvarlige for kontrakten som inngås med megler som mellomledd.

Statnett SF og Statkraft SF

Selskapsmessig skille mellom statens produksjonsvirksomhet og sentralnettet er viktig for å sikre at alle brukere i sentralnettet blir behandlet likeverdig. Statens produksjonsvirksomhet og nettvirksomheten har også ulike mål og styringskrav.

Sentralnettet er et naturlig monopol. Forvaltningsbedriften Statkraft ble derfor splittet i et nettforetak, Statnett SF, og et produksjonsforetak, *Statkraft SF*, fra årsskiftet 1991/92. Organiseringen som statsforetak innebærer blant annet at staten

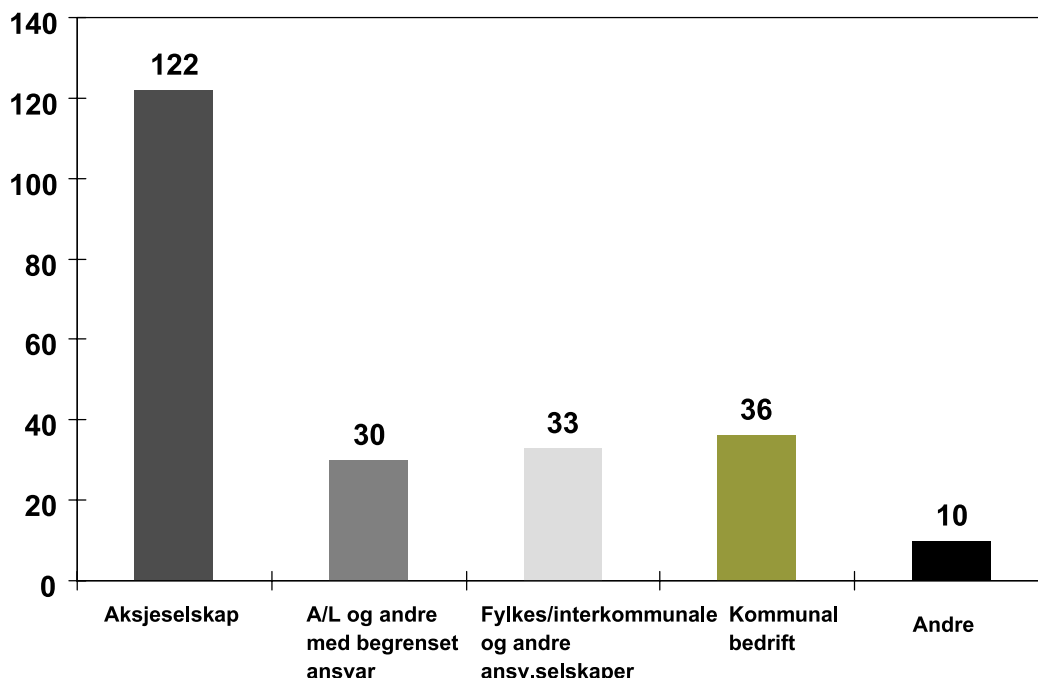
er ansvarlig for selskapets gjeld, og at ingen andre enn staten kan være eiere. Produksjon og omsetning av kraft er forretningsmessig virksomhet som er utsatt for konkurranse. Statkraft SF opererer i kraftmarkedet på linje med andre kraftprodusenter.

Statnett SF står sentralt i organiseringen av det norske kraftmarkedet. Statnett SF har ansvaret for å bygge og drive sentralnettet. De har også ansvaret for å sørge for at det hele tiden produseres akkurat så mye kraft som det til enhver tid forbrukes i det norske systemet. Dette er en del av den såkalte driftskoordineringen. Videre organiserer Statnett SF ulike markeder gjennom sitt eierskap i Nord Pool ASA.

Figur 6.2 viser fordelingen av *organisasjonsformer* i de norske energiverkene. Det er varierende hvilken selskapsform som er valgt. Fortsatt er en stor andel organisert som kommunale bedrifter, eller interkommunale bedrifter hvor flere kommuner eier selskapene. De senere årene har det blitt mer vanlig å organisere energiverkene som aksjeselskaper. Andelen aksjeselskaper blant medlemmene i Energiforsyningens Fellesorganisasjon økte fra 18 prosent i 1990 til 53 prosent i 1998.

Blant de største energiselskapene har flere valgt en konsernorganisering, i forbindelse med at det er foretatt oppkjøp av andre selskaper. Ved oppkjøp som innebærer økt vertikal integrering har det fra statens side blitt satt betingelser om at en skiller kraftproduksjon og omsetning fra nettvirksomhet. Disse virksomhetene skal drives i atskilte selskaper, og derfor har de fleste valgt en konsernorganisering.

Sammenslåinger og samarbeid mellom selskaper har også funnet sted i et visst omfang. Eksempelvis har selskaper i samme område dannet felles omsetnings- og distribusjonsselskaper, mens øvrige deler av virksomhetene fortsatt drives separat.



Figur 6.2 Fordelingen av organisasjonsformer i kraftforsyningen
Kilde: NVE.

Endring i eierforhold gjennom kjøp og salg av kraftverk, er regulert gjennom rettsregler om forkjøpsrett, konsesjonsvilkår og hjemfall til staten av kraftverk. For nærmere omtale av de rettslige rammer knyttet til salg kraftverk, eller aksjer/parter i selskaper som disponerer over vannfallrettigheter, se avsnitt 6.3.

6.2.3 Energiloven

Energiloven av 1990 gir rammene for organiseringen av kraftforsyningen i Norge. Loven legger til rette for konkurranse innen kraftproduksjon og omsetning, og regulerer bygging og drift av anlegg, overføringstariffene og adgangen til overførings- og fordelingsnett. Norge var det andre landet i Europa som la til rette for mer markedsbaserte prinsipper for kraftomsetning, etter England og Wales i 1989. Bakgrunnen for omorganiseringen av kraftsektoren var et ønske om en mer effektiv utnyttelse av de tilgjengelige vannkraftressursene og overføringsnett. Innføringen av konkurranse på produksjons- og omsetningsleddet gjennom energiloven, medførte ikke tilsvarende endringer i reguleringen av energitilgangen. Energitilgangen i Norge er regulert gjennom blant annet konsesjonsplikt, forkjøpsrett og bestemmelser om hjemfall. For nærmere omtale av formelle rammevilkår for kraftforsyningen, se ([Link](#)) kapittel 6.6.

Et viktig resultat av energiloven er at forbrukerne i større grad enn tidligere kan velge leverandør av kraft. Fra og med 1997 er det ikke lenger kostnader knyttet til å bytte leverandør. Konkurransetilsynet publiserer tilbudene fra energiverkene, og NVE gir informasjon om mulighetene til skifte leverandør.

Alle som forestår omsetning av elektrisk energi må ha *omsetningskonsesjon* etter energiloven. I omsetningskonsesjonen kan det stilles vilkår knyttet til den økonomiske virksomheten i overførings- og fordelingsnett, og vilkår om markedsadgang for nettkundene. Bakgrunnen for dette er at nettet er et naturlig monopol. For å etablere konkurranse i produksjon og omsetning, er det nødvendig å sikre aktørene lik tilgang til nettet. I tillegg er det nødvendig å kontrollere nivået på tariffene for å hindre at monopolet misbrukes til en særlig høy avkastning, og for å sikre effektiv utbygging og drift. De fleste energiverkene i Norge driver både nettvirksomhet og omsetning av kraft. Mange driver også kraftproduksjon. Se kapittel 28 for nærmere omtale av nettvirksomheten og kontrollen med det naturlige monopolet.

6.2.4 Kraftomsetning i engrosmarkedet

Fra 1971 fram til 1993 ble koordineringen av kraftproduksjonen mellom produsentene i de ulike områdene av landet organisert som et marked, med ukentlig prisfastsetting for det enkelte døgn eller deler av døgnet. Dette skjedde i regi av Samkjøringen av kraftverkene i Norge. Disse prisene ble også lagt til grunn for utvekslingen av kraft med de øvrige nordiske landene.

Etter innføringen av energiloven skjedde det viktige endringer i organiseringen av kraftomsetningen i Norge. Samkjøringen, som inntil 1993 hadde ansvaret for det organiserte markedet, ble slått sammen med Statnett SF og organisert som et heleid datterselskap av foretaket, Statnett Marked AS. Alle forbrukere fikk tilgang til denne handelsplassen.

I forbindelse med omorganiseringen av krafthandelen mellom Sverige og Norge, ervervet Svenska Kraftnät i 1996 en eierandel i Statnett Marked AS på 50 prosent. I forbindelse med endringen i eierskapet, endret kraftbørsen navn til Nord Pool ASA - Den nordiske elbørsen. Utenlandske aktører handler nå på kraftbørsen til samme regler som norske aktører.

Omsetningen på Nord Pool foregår i dag i tilknytning til to hovedmarkeder: Elspot- og elterminmarkedet. På elspotmarkedet handler aktørene kraft (fysisk) for hver enkelt time kommende døgn. På elterminmarkedet kan kraft kjøpes på ukes-, måneds- og sesongbasis. Disse kontraktene må følges opp med anmeldelser i det fysiske elspotmarkedet dersom leveranser ønskes kjøpt eller solgt. I elterminmarkedet skilles det mellom såkalte futureskontrakter, hvor kontraktens avregnes mot elspotprisen fram til leveringsperioden, og forwardkontrakter, hvor det ikke foretas noen avregning av kontraktsverdien før i leveringsperioden. De standardiserte kontraktene kan selges og kjøpes. Aktørene kan dermed justere sine kontraktsporteføljer i samsvar med vurderinger av markedet, og deres økonomiske disposisjoner for øvrig. Elterminmarkedet kan benyttes av aktørene til å sikre seg langsiktige og faste priser på kraftsalg eller -kjøp.

Foreløpige tall viser at omsetningen i 1997 i elspotmarkedet var 43,6 TWh, mens omsetningen i elterminmarkedet var 52,8 TWh. Per 1. januar 1998 var det 199 aktører på børsen, inklusiv såkalte clearingkunder. Clearingkunder handler gjennom en megler, samtidig som det økonomiske oppgjøret foretas direkte mellom kunden og børsen. Nord Pool påtar seg den økonomiske risikoen for at oppgjøret finner sted.

Handelen har fått økende betydning for kraftselskapenes, og de store kraftbrukernes håndtering av økonomisk risiko. En godt utviklet markeds plass med hensiktsmessige produkter har bedret selskapenes kontroll med risikoen i produksjon og omsetning av kraft. Tilstrekkelig likviditet i markedet for langsiktige kontrakter er også viktig for muligheten til å prissikre *ny produksjon*. Manglende likviditet i terminmarkedet kan føre til sykliske investeringer, fordi utbyggere ikke har mulighet til å prissikre fremtidig produksjon. Som følge av dette kan investeringer stanse opp fordi risikoen er for stor, og tar seg først opp igjen når det oppstår underskudd og høye spotpriser. Det kan også føre til at det bare bygges ut små og lite kapitaltunge anlegg, selv om større utbygginger rent samfunnsøkonomisk ville være å foretrekke.

Handel på regulerkraftmarkedet kommer til fysisk levering. Regulerkraftmarkedet benyttes av Statnett SF for å balansere eventuelle avvik mellom forbruk og produksjon.

Tidligere var kraftmarkedet preget av at en stor del av omsetningen var direkte, bilaterale forhandlinger mellom kjøper og selger, med kontrakter som ble utformet spesielt for det enkelte tilfelle. Slike kontrakter var normalt ikke omsettelige, og ga liten mulighet til å tilpasse seg fremtidige endringer i markedet i kontraktsperioden. Den bilaterale handelen dominerer fortsatt som omsetningsform i kraftmarkedet, til tross for økende omsetning over den nordiske elbørsen.

Hoveddelen av den bilaterale omsetningen består i dag av finansielle forwardkontrakter. Kontraktene er for en stor del standardiserte, men spesielt tilpassede kontrakter tilbys av enkelte aktører. Enkelte kraftmeglere formidler også bilaterale opsjoner i kraftmarkedet. En kjøpsopsjon på kraft er en kontrakt mellom kjøper og selger som gir kjøper av kontrakten en rett, men ikke plikt, til å kjøpe eller selge kraft på et bestemt fremtidig tidspunkt til en på forhånd avtalt pris. Selgeren er forpliktet til å innfri kontrakten etter kjøpers ønske.

6.2.5 Sluttbrukermarkedet

I sluttbrukermarkedet har kundene nå anledning til å skifte leverandør, med 3 ukers varsel til tidligere leverandør, uten kostnader. Undersøkelser foretatt av NVE viser at ved inngangen til 1998 hadde ca. 35 000 kunder en annen leverandør enn sin lokale leverandør i området.

Totalt finnes det ca. 2 millioner husholdningskunder i Norge.

6.3 KRAFTUTVEKSLING

Med dagens installerte kapasitet kan det i et år med normalt nedbør produseres 112,9 TWh i det norske vannkraftsystemet⁵. Produksjonen av vannkraft varierer betydelig fra år til år, blant annet på grunn av variasjoner i nedbør, temperaturer og tilsigsforhold. Variasjonene i tilsigsforholdene i kraftproduksjonen har blitt håndtert ved å bygge ut magasiner for lagring av vann, og overføringsforbindelser til våre naboland.

Per 1. januar 1997 var samlet magasinkapasitet 83,2 TWh. Dette tilsvarer nærmere 74 prosent av den midlere produksjonsevnen. Magasinene gjør det mulig å jevne ut de naturlige variasjonene i tilsiget over året, og til en viss grad variasjoner fra år til år.

Det er betydelig overføringskapasitet mellom de nordiske landene, og til landene utenfor Norden. Samlet overføringskapasitet vil øke ytterligere gjennom tre planlagte kabler til Europa etter århundreskiftet. Overføringsforbindelsene innebærer at landene i Norden er nært sammenknyttet. Norge har i en årrekke handlet kraft med både Sverige, Danmark og Finland. I tillegg har det vært en svært begrenset handel med Russland. Den første overføringslinjen til Sverige ble tatt i bruk tidlig på 1960-tallet, mens den første overføringskabelen til Danmark ble satt i verk i 1976.

De fleste land som Norge har knyttet overføringsforbindelser til, har en kraftproduksjon som i stor grad er basert på varmekraft (kull-, olje-, gass- og kjernekraft). Utgangspunktet for utveksling av kraft er basert på muligheten til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene mellom landene, i hovedsak som følge av forskjeller i produksjonskostnader. Overføringskapasiteten gjør det mulig å importere kraft i tørrår, og fungerer derfor som en reserve til det norske vannkraftsystemet. Samtidig kan overskuddskraft fra Norge eksporteres i år med større tilsig av vann enn normalt.

Det kreves konsesjon etter energiloven for krafthandel med utlandet. Rammebetingelsene for utenlandshandelen med kraft er gitt i Stortingsproposisjon nr. 81 (1991-92), Innst. S nr. 178 (1991-92), Stortingsmelding nr. 46 (1992-93) og St. meld nr 11 (1995-96). Konkurranselovgivningen vil i tillegg komme til anvendelse innenfor den konkurranseutsatte delen av kraftmarkedet.

Siden 1993 har Olje- og energidepartementet i henhold til energiloven § 4-2 gitt konsesjon til fire langsiktige kraftutvekslingsavtaler mellom norske kraftprodusenter og danske ELSAM, tyske PreussenElektra og EuroStrom Trading, samt nederlandske Sep. Avtalene skal bidra til en effektiv kraftutveksling mellom landene, og legger grunnlaget for å utnytte fordelene med å utveksle kraft mellom det norske vannkraftsystemet og de varmekraftbaserte systemene på kontinentet. Det vil innebære eksport av kraft til varmekraftsystemene i høylastperioder, og mulighet til import av kraft i lavlastperioder. Avtalene omfatter i hovedsak forpliktelser om faste leveranser. I tillegg skal kortsiktig utveksling skje på grunnlag av prisen i det norske kraftmarkedet og marginal kostnad ved kraftproduksjon i utlandet. Prisutviklingen i Norden, og utviklingen i marginale produksjonskostnader i Tyskland og Nederland, vil derfor være bestemmende for hvordan faktisk kraftutveksling vil bli, se også omtale i [\(Link\)](#) kapittel 8.

5. som beregnet per 1.1. 1998

6.4 PRISDANNELSEN I KRAFTMARKEDET

Utviklingen i den nordiske kraftprisen avhenger av tilbud og etterspørselsforholdene i de ulike landene. Fordi en stor andel av den samlede kraftproduksjonen i Norden består av vannkraft, vil nedbørsmengde og tilsigsforhold være viktig for prisdannelsen på kort sikt. På etterspørselsiden vil temperaturer og generelt aktivitetsnivå i økonomien være av betydning.

Spotprisen på den nordiske elbørsen - Nord Pool - fungerer i stor grad som en referanse for markedsprisen på kraft i Norge, se avsnitt 6.1.4 for nærmere omtale av kraftbørsen. Figur 6.3 viser utviklingen i spotprisen de siste seks årene. Som figuren viser, varierer spotprisen betydelig over sesonger og år.



Figur 6.3 Utviklingen i spotprisen 1992 til 1997

Kilde: NordPool ASA

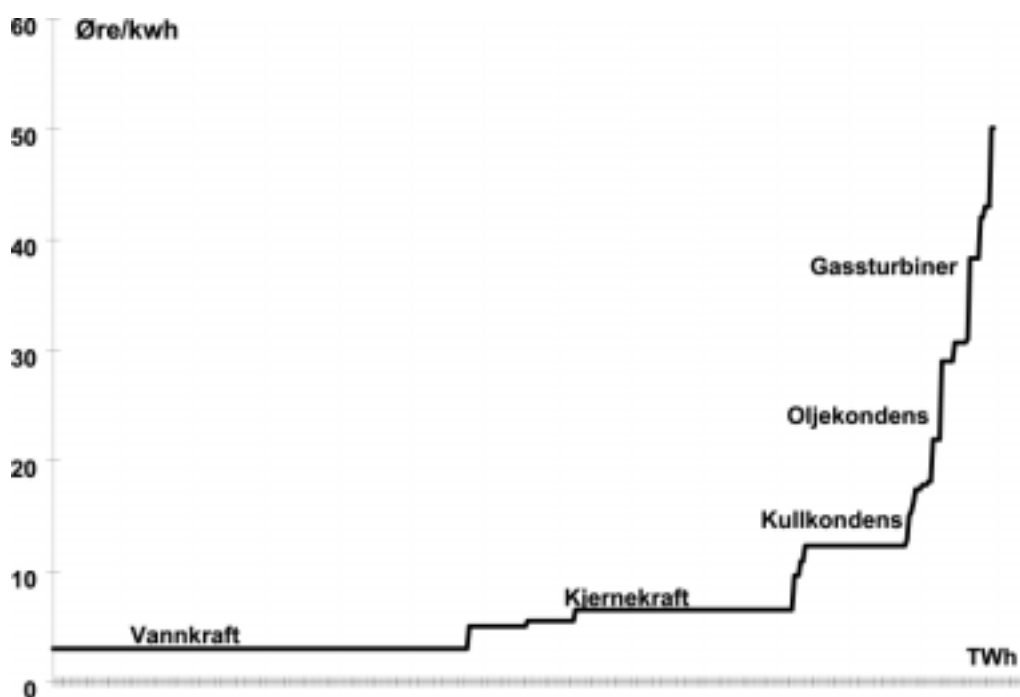
Siden de nordiske landene er bundet sammen i et overføringsnett, vil produksjonskostnader for kraft i våre naboland spille en viktig rolle for kraftprisene i Norge. Figur 6.4 viser produksjonskostnader ved forskjellig kraftproduksjon i Norden.

Kapitalintensive enheter som vannkraft⁶ og kjernekraft vil ha de laveste kostnadene under drift. Ettersom prisen stiger vil det være mer lønnsomt å ta i bruk anlegg med høyere produksjonskostnader. Lettoljebaserte gassturbiner og andre

6. Fremstillingen er forenklet med hensyn til de marginale produksjonskostnadene for vannkraft. Illustrasjonen kan gi et riktig bilde sett over året, men på kort sikt bestemmes tilpasningen til en vannkraftprodusent av vannverdien, eller den marginale verdien på lagret vann. Vannverdien bestemmes ut i fra magasin-fylling, ukenummer og forventet framtidig markedspris. Det er lite trolig at det tilbys vannkraft til marginalkostnadene som er gjengitt i figuren, med unntak av situasjoner der det forekommer uregulert produksjon eller overløp på grunn av store tilsig til vannkraftsystemet.

oljebaserte kraftverk, har de høyeste variable produksjonskostnadene. Til gjengjeld har de lave investeringskostnader, og kan fungere som reserve i spesielle situasjoner, for eksempel i år med mindre nedbør når den tilgjengelige vannkraften er mindre.

Kullkraftprisen i Danmark er viktig for prisdannelsen i et normalår⁷. I år med større tilsig enn normalt, vil det være kapasitet med lavere kostnader som setter prisen. I år med lavere tilsig, vil kapasitet med høyere produksjonskostnader være prissettende.



Figur 6.4 Marginalkostnader i Norden

Kilde: OED

Kraftforbruket varierer over døgnet. Ettersom forskjellige kapasiteter kan være prissettende, kan det være prisforskjeller mellom dag og natt. Det vil normalt være mindre prisforskjeller mellom dag og natt i et vannkraftsystem enn i et varmekraftsystem. Med større tilknytning til varmekraftland kan det oppstå større prisforskjeller mellom natt og dag også i Norge.

Kraftprisene på lang sikt vil avhenge av utviklingen i forbruket. En strammere kraftbalanse i Norden kan gi høyere priser dersom dyrere produksjonskapasitet må tas i bruk for å dekke forbruket.

For ny kraftkapasitet vil de politiske rammevilkårene være viktig i tillegg til forventninger om framtidig pris og forbruksutvikling. I et nordisk kraftmarked med omfattende handel med nord-europeiske land, vil vurderinger av bygging av ny kraftkapasitet innenlands også vurderes opp mot muligheten for import. Kost-

7. Utvalget har imidlertid lagt til grunn i beregninger at det på lang sikt er produksjonskostnadene ved ny gasskraft som er prissettende i det nordiske kraftmarkedet. For nærmere omtale av dette, se ([Link](#)) kap. 31.

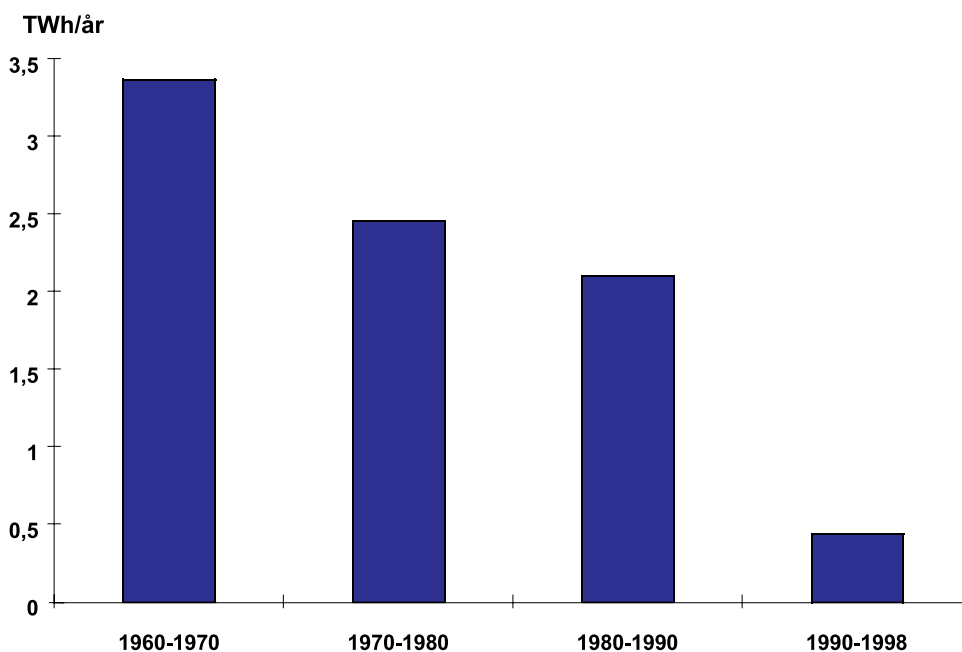
nadene for kraftproduksjon i Europa vil derfor få økende betydning for prisdannelsen i Norden, jf. ([Link](#)) kapittel 8.

6.5 NÆRMERE OM UTVIKLINGEN I DEN NORSKE KRAFTBALANSEN

Kraftbalansen innenlands bestemmes av forholdet mellom produksjon og brutto innenlandsk forbruk av kraft. Det eksisterer et kraftoverskudd når det produseres mer enn det brukes innenlands. Kraftoverskuddet blir eksportert.

I Norge kan den faktiske produksjonen av vannkraft variere fra år til år med +/- 20 TWh. Ved vurdering av kraftbalansen er det vanlig å ta utgangspunkt i forholdet mellom forbruk og midlere produksjonsevne. Midlere produksjonsevne blir bestemt på grunnlag av installert kapasitet, og det forventede årlige tilsiget i et år med normal nedbør.

Per januar 1998 var utbygd midlere produksjonsevne i Norge omlag 112,9 TWh. Figur 6.5 viser tilveksten i midlere produksjonsevne i vannkraftsystemet i perioden 1960 til 1990. Hittil i 1990 årene har den midlere produksjonsevnen økt med 3,3 TWh, eller 0,4 TWh per år.

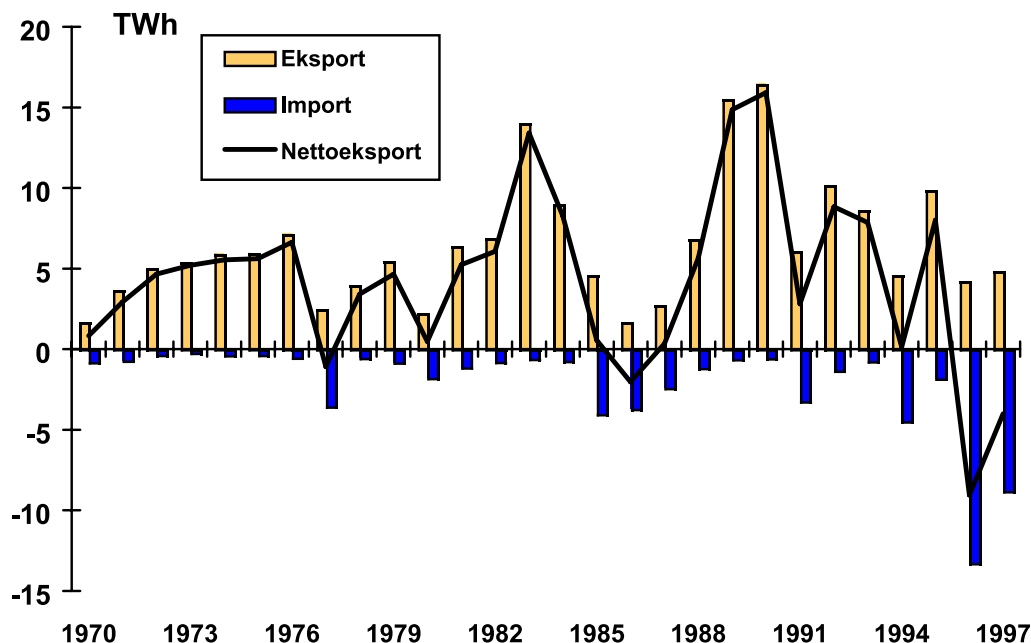


Figur 6.5 Tilvekst i produksjonskapasitet 1960-1998. TWh/år.

Kilde: SSB

Tradisjonelt har det vært et kraftoverskudd i det norske kraftsystemet. Fra slutten av 1960-tallet, og fram til 1993, har den midlere produksjonsevnen i gjennomsnitt vært 6-7 TWh høyere enn det innenlandske forbruket. I perioder med tilsig og temperaturer over det normale, har det faktiske kraftoverskuddet vært enda høyere. Spesielt var årene fra 1988 til 1992 nedbørrike. Begrenset vekst i etterspørsel etter kraft som følge av lavkonjunktur, kombinert med flere milde vintre, bidro til et betydelig kraftoverskuddet i denne perioden. Det innenlandske kraftoverskuddet var

årsaken til at Norge var nettoeksportør av kraft i alle årene med utveksling, med unntak av 1977, 1986 og 1996, jf. figur 6.6. Fra 1970 til og med 1997 ble det eksportert i alt 180 TWh fra Norge, og importert 60 TWh. Handelen med Sverige har utgjort storparten av den samlede kraftutvekslingen.



Figur 6.6 Kraftutvekslingen fra 1970 til 1997

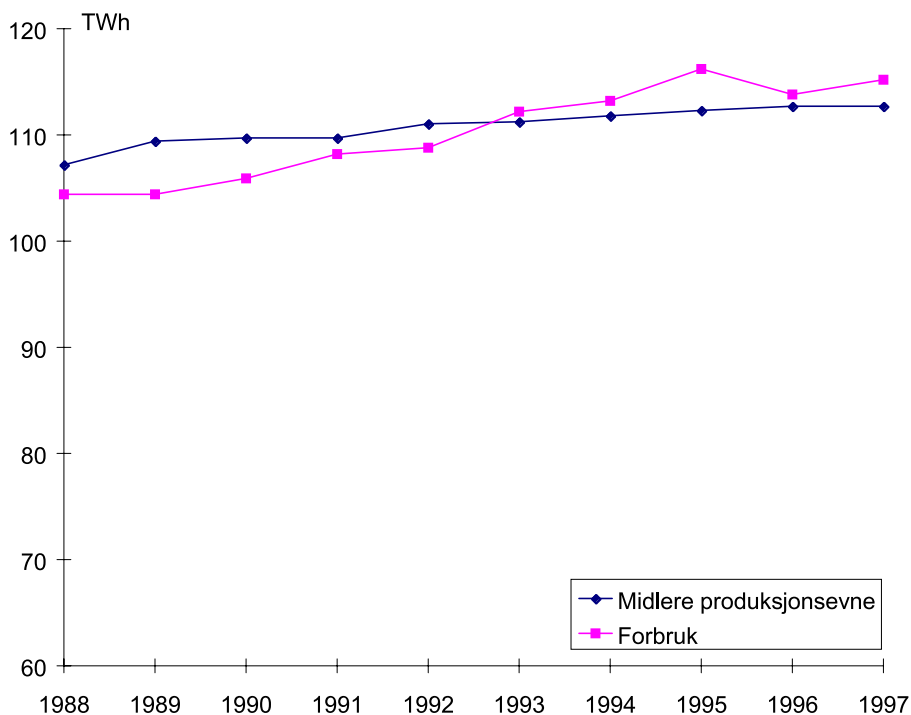
Kilde: OED

Kraftsituasjonen har endret seg de senere årene. Investeringene i ny produksjonskapasitet har blitt kraftig redusert. Dette skyldes blant annet en bedre tilpassing av investeringene i produksjonskapasitet til forbruket, etter at det i 1991 ble åpnet for en markedsbasert omsetning av kraft. Større risiko for utbygger gir større forsiktighet med nyinvesteringer, spesielt dersom mulighetene til å prissikre fremtidig produksjon er begrenset, jf. avsnitt 6.2.4. Usikkerhet om framtidige økonomiske og politiske rammevilkår påvirker også investeringer i ny kraftkapasitet.

Samtidig som investeringene i ny produksjonskapasitet har vært beskjedne, har det vært vekst i forbruket av elektrisk kraft. I årene fra 1990 til 1997 økte kraftforbruket med nærmere 9 prosent, eller i overkant av 9 TWh.

På grunn av høyere kraftpriser, og stor oppmerksomhet rundt kraftsituasjonen i 1996, gikk forbruket ned dette året. Nedgangen skyldes i hovedsak redusert forbruk i elektrokjeler, som kan skifte mellom olje og elektrisitet avhengig av prisene. I 1997 økte kraftforbruket igjen med 2,1 prosent, eller 2,4 TWh. Samlet kraftforbruk dette året var omlag 116 TWh.

Veksten i forbruket, og mangelen på investeringer i ny produksjonskapasitet, har ført til en strammere kraftbalanse i Norge. Figur 6.7 viser utviklingen i forbruket og midlere produksjonsevne de siste 10 årene. Fra 1993 har det innenlandske elektrisitetsforbruket vært høyere enn det som i et normalt år kan produseres i det norske kraftsystemet. I historisk sammenheng er dette en ny situasjon.



Figur 6.7 Beregnet kraftbalanse 1988-1997

Kilde: NVE og SSB

Dagens nivå på kraftforbruket tilsier import i et tilsigsmessig normalt år. En strammere kraftbalanse innebærer en større avhengighet av utvekslingsmulighetene med blant annet Sverige og Danmark.

I tørrår kan det oppstå et betydelig behov for import av kraft, slik situasjonen var i 1996. Dette året var nettoimporten av kraft til Norge 9,0 TWh. Det har aldri vært importert kraft til Norge i et slikt omfang tidligere. I flomåret 1995 var det til sammenlikning en nettoeksport på 7,0 TWh. Den høye importen i 1996 skyldtes i hovedsak det lave tilsiget til norske vannkraftverk. Tilsiget vinteren og sommeren 1996 var det laveste siden 1941.

1997 ble derimot et år med større tilsig til vannkraftsystemet enn normalt. Samlet tilsig var omlag 125 TWh, eller 12 TWh over tilsiget i et normalår. Dette førte til at magasinene i løpet av 1997 ble fylt opp til normalt nivå igjen. Kraftproduksjonen i 1997 var 111 TWh. Forbruket var høyere enn den faktiske produksjonen, og nettoimporten av kraft ble omlag 4 TWh.

6.6 JURIDISKE RAMMEVILKÅR FOR KRAFTFORSYNINGEN

Verneplanene I-IV og Samlet plan for vassdrag, industrikonsesjonsloven, vassdrag-sreguleringsloven, vassdragsloven og energiloven, er de viktigste juridiske rammevilkårene for inngrep i vassdrag til kraftformål. Energiloven regulerer i tillegg kraftomsetningen og overførings- og fordelingsnett, se avsnitt 6.2.3 for nærmere omtale.

6.6.1 Verneplanene for vassdrag

En rekke vassdrag er vernet fra kraftutbygging. I vurderingene av vern er det lagt vekt på å ta vare på et representativt utsnitt av norsk vassdragsnatur. Det er også lagt vekt på faktorer som sjeldenhet og friluftsliv. Det vises til *Verneplanene I-IV for vassdrag* (St.prp. nr. 4 (1972-73), St.prp. nr. 77 (1979-80), St.prp. nr. 89 (1984-85) og St.prp. 118 (1991-92)). Planen er en bindende instruks til forvaltningen om ikke å gi konsesjon for regulering eller utbygging av bestemte vassdrag til kraftproduksjonsformål. Stortinget har vernet 35,3 TWh fra utbygging.

Det kan ikke gis tillatelse til en konsesjonspliktig vassdragsutbygging i et vernet vassdrag. Det kan imidlertid gis tillatelse til opprustning av eksisterende kraftverk under forutsetning av at det ikke er omfattende tiltak. Det kan også gis tillatelse til begrenset heving av overvann eller senking av undervann, eventuelt sammen med en økning av maskininstallasjon og slukeevne. De konsesjonspliktige tiltakene må ikke berøre verneverdiene på noen måte.

Vernevedtakene er ikke bindende for private. Derfor kan det bygges konsesjonsfrie småkraftverk i vernede vassdrag. Ved vurderingen av om et tiltak er konsesjonspliktig, legges det en strengere vurdering til grunn i vernede vassdrag enn i andre vassdrag.

6.6.2 Samlet plan

Mens Verneplanene knytter seg til vern av *vassdrag*, knytter Samlet plan seg til vannkraftprosjekter. I *Samlet plan for vassdrag*, jf. St. meld. nr. 60 (1991-92), har Stortinget gitt en prioritetsrekkefølge for hvilke vannkraftprosjekter som skal konsesjonsbehandles først. Samfunnsøkonomiske og konfliktmessige vurderinger er lagt til grunn for prioriteringene. Målet er å bygge ut de rimeligste vassdragene med lavest konfliktgrad i forhold til andre brukerinteresser først. At et prosjekt er klarert i Samlet plan er imidlertid ikke noe bindende forhåndsstilsagn om at konsesjon vil bli gitt.

Prosjektene i Samlet plan er inndelt i to kategorier. De prosjektene som er plassert i kategori I, kan konsesjonsbehandles straks. Til sammen er prosjekter tilsvarende 17,5⁸ TWh åpnet for konsesjonsbehandling. Prosjektene i kategori II kan utnyttes til kraftutbygging eller andre formål, men kan ikke konsesjonsbehandles nå. Det dreier seg om 8,4 TWh.

Det er ikke alle vannkraftprosjekter som må være behandlet og plassert i Samlet plan før de kan konsesjonsbehandles. Det gjelder vannkraftprosjekter som har en installasjon mindre enn 1 MW, eller produserer under 5 GWh per år. I St.meld. nr. 60 (1991-92) ble en rekke prosjekter holdt utenfor Samlet plan-behandling. Dette er i hovedsak opprustnings- og utvidelsesprosjekter. Enkelte prosjekter har også fått unntak fra Samlet plan-behandling etter søknad. De prosjektene som er unntatt fra Samlet plan utgjør omlag 2 TWh.

Prosjekter som endres i kategori I i Samlet plan kan gis forenklet Samlet plan-behandling. Prosjekter i kategori II kan vurderes og plasseres på nytt dersom det foreligger nye utbyggingsløsninger eller endrede forutsetninger. Dersom den mest konfliktfylte delen av et kategori II -prosjekt tas ut, kan det være mulig å flytte den gjenværende delen av prosjektet til kategori I. En slik flytting kan også være aktuell dersom et prosjekt er plassert i kategori II på grunn av lokal motstand, og det ikke lenger er en slik motstand mot prosjektet.

8. inkluderer prosjekter som er unntatt Samlet plan behandling

Etter de gjeldende reglene er det bare prosjekter som ikke inneholder vesentlige konflikter som kan plasseres administrativt. Øvrige prosjekter må forelegges Stortinget i ordinær Samlet plan-rullering før endelig plassering skjer.

For vassdrag som ligger innenfor områder som er vernet etter *naturvernloven*, gjelder vernevedtakene for vassdragene på samme måte som for det vernede arealet for øvrig. Hvilke inngrep som kan tillates, vil bero på verneforskriftene for det enkelte verneområdet. St. meld. nr 62 (1991-92) Ny landsplan for nasjonalparker og andre større verneområder, legger føringer for hvordan forholdet mellom opprettelsen av nasjonalparker og berørte prosjekter i Samlet plan skal avklares. Fører båndlegging av et område, gjennom vern etter *naturvernloven*, til at et planlagt utbyggingsprosjekt ikke kan realiseres, vil prosjektet utgå som mulig vannkraftpotensial i Samlet plan jf. St.meld nr. 60 (1991-92) s. 29.

6.6.3 Industrikonsesjonsloven, vassdragsreguleringsloven og vassdragsloven

Den som skal erverve bruksrett eller eiendomsrett til vannfall som kan gi mer enn 1000 naturhestekrefter (736 kW), må ha konsesjon etter *industrikonsesjonsloven* av 1917 (ervervskonsesjon). Ett av formålene med loven er å ivareta statens og allmenhetens interesser.

Ved inngrep i den naturlige vannføringen i et vassdrag kan det bli nødvendig med konsesjon etter *vassdragsreguleringsloven* av 1917. Det gjelder dersom reguleringen gir en økning av vannkraftproduksjonen på 3000 naturhestekrefter for hele vassdraget, eller 500 naturhestekrefter for det enkelte vannfall. En særregel gjelder elvekraftverk med midlere årsproduksjon over 40 millioner kWh. Slike saker behandles også etter bestemmelsene i *vassdragsreguleringsloven*.

Vilkårene som kan gis etter *industrikonsesjonsloven* og *vassdragsreguleringsloven*, er stort sett identiske. Unntaket er vilkår om minstevannføring og reguleringsgrenser for vannstanden i magasinene, som bare er knyttet til *vassdragsreguleringsloven*. Ellers er det vanlig å stille vilkår om hjemfall for private eiere, konsesjonsavgifter, konsesjonskraft, næringsfond, fiskekultiveringstiltak, miljøtiltak, hensyn til naturminner og nedleggelse. *Industrikonsesjonsloven* gir også staten, subsidiært fylkeskommunen, forkjøpsrett ved første gangs overdragelse av vannfallet.

Selv om en kraftutbygging ikke må ha konsesjon etter *vassdragsreguleringsloven*, kan tiltaket kreve særskilt tillatelse etter *vassdragsloven* av 1940 dersom allmenne interesser påføres skade. Dette gjelder særlig små kraftverk. Fiske- og naturverninteresser er typiske eksempler. *Vassdragsloven* gir derfor hjemmel for å sette en rekke vilkår for å avbøte skadevirkninger av tiltaket, blant annet i form av pålegg om å opprette fond til avhjelp av fiskeinteresser og krav til minstevannføring.

6.6.4 Konsesjonsavgifter

Konsesjon etter *vassdragsreguleringsloven* eller *industrikonsesjonsloven*, har vilkår om konsesjonsavgifter. Avgiften betales til staten og til de kommuner som det regulerte vassdrag ligger i. Konsesjonsavgiften til kommuner er ment som en viss kompensasjon til de interesser som blir skadelidende ved kraftutbygginger, og som ikke får erstatning etter vanlige ekspropriasjonsregler. Det er også ment å gi kommunene del i de verdier en kraftutbygging skaper. Ved fastsettelse av avgifter til kommuner, legges det blant annet vekt på hvor store miljølemper utbyggingen

medfører, samt lønnsomheten av utbyggingen. Avgiften til staten er av fiskal karakter.

For nyere konsesjoner er det vanlig med en avgiftssats på 6 kr per naturhesterkraft per år til staten, og 18-20 kroner per naturhesterkraft per år til kommuner. Avgiften indeksreguleres hvert 5 år. I forhold til produksjonen utgjorde konsesjonsavgiften i 1994 gjennomsnittlig omlag 0,45 øre/kWh.

6.6.5 Konsesjonskraft

Vassdragsreguleringsloven og industrikonsesjonsloven har bestemmelser om at konsesjonæren skal avstå konsesjonskraft til kommuner som er berørt av en kraftutbygging. Kommunene kan avta en bestemt del av kraftinnvinningen til konsesjonæren, spesifiserte ut i fra et beregningsgrunnlag angitt i vassdragsreguleringsloven eller industrikonsesjonsloven. De to lovene legger til grunn ulike metoder for beregning av konsesjonskraften.

Fylkeskommunen kan avta den delen av konsesjonskraften som ikke nyttes i alminnelig forsyning i kommunene. Totalt leveres omlag 8,5 TWh/år som konsesjonskraft.

For konsesjoner gitt etter 10.04.1959 anbefaler Olje- og energidepartementet en konsesjonskraftpris. Anbefalingene er basert på en beregning av gjennomsnittlig selvkost i kraftverkene. Konsesjonskraftprisen i 1997 var 12,20 øre/kWh (referert kraftstasjons vegg) i første halvår, og 12,60 øre/kWh i andre halvår for konsesjoner gitt etter april 1959. For konsesjoner gitt før april 1959, er prisen selvkost i verket pluss 20 pst. I 1998 er den anbefalte prisen 10,19 øre/kWh referert kraftstasjons vegg.

Konsesjonskraften skal sikre utbyggingskommunene tilstrekkelig kraft til alminnelig forsyning, og til en rimelig pris. Ordningen gir de berørte kommunene del i de verdier en kraftutbygging skaper.

6.6.6 Hjemfall

Etter industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven kan private, norske og utenlandske, erververe bli pålagt vilkår om hjemfall ved konsesjonstidens utløp. Konsesjonstiden kan være inntil 60 år. Hjemfall innebærer at vannfallet, med alle innretninger som er nødvendige for å produsere kraften, tilfaller staten vederlagsfritt. Det samme gjelder for eventuelle reguleringsanlegg. Staten står da fritt til å selv drive anlegget, legge det ned, eller selge det til høystbydende.

Etter århundreskiftet hjemfaller vassdrag og anlegg med en midlere produksjon på omlag 8 TWh/år, hvorav de fleste hjemfaller i årene 2007 til 2026. En overveiende del av disse konsesjonene innehas av industriselskaper.

Reglene om konsesjonsplikt ved erverv av vannfall ble innført første gang ved «Panikkloven» i 1906, for å hindre at utenlandske interesser kjøpte opp vannfallene. Konsesjonsplikten for erverv av vannfall, herunder hjemfallsordningen, er per i dag regulert med hjemmel i industrikonsesjonsloven av 1917. Utgangspunktet i loven er at ingen andre enn staten kan erverve eiendomsrett eller bruksrett til vannfall uten konsesjon. I forkant av lovreguleringen hadde en rekke privateide selskaper ervervet rettigheter uten konsesjon, blant annet Borregaard, Hafslund, Norsk Hydro, Saugbrugsforeningen, Tinfos og Union.

I 1993 ble det tatt inn en ny bestemmelse i industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven, som gir Olje- og energidepartementet adgang til å inngå avtale med konsesjonæren om foregrepet hjemfall. Konsesjonæren kunne samtidig forhandle om å kjøpe tilbake anleggene for en ny konsesjonsperiode, jf. Ot prp nr

70 (1992-93). Bakgrunnen for lovendringen var blant annet å bidra til at hjemfallsbestemmelsene ikke hindrer at lønnsomme opprustings- og utvidelsesprosjekter blir gjennomført.

6.6.7 Om minstevannføring og reguleringsreglementer

Olje- og energidepartementet arbeider med proposisjon om ny lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven). Loven skal erstatte gjeldende vassdragslov fra 1940. Arbeidet i departementet bygger på Vassdragslovutvalgets utredning i NOU 1994:12.

Et av de viktigste og vanskeligste spørsmålene knytter seg til den foreslåtte bestemmelsen om minstevannføring. Dette kommer til uttrykk gjennom dissens i utvalget og divergerende synspunkter i høringsrunden. Flertallets forslag innebærer at det for alle typer inngrep i vassdrag skal være en viss vannmengde, definert som «minst den alminnelige lavvannføring» tilbake i vassdraget. Et *mindretall* foreslår at kraftutbyggingstiltak som skal behandles etter vassdragsreguleringsloven unntas fra bestemmelsen, og i stedet blir pålagt slippingskrav etter en konkret vurdering under konsesjonsbehandlingen. Dette er praksis etter gjeldende rett.

I høringsrunden er det fra ulike brukerinteresser kommet til dels sterk kritikk mot den foreslåtte hovedregelen. Foruten kraftsektoren kan nevnes landbrukssektoren og helsesektoren, i forbindelse med jordvanning og drikkevannsforsyning. Direktoratet for naturforvaltning mener det er behov for at kravene til minstevannføring i større grad fastsettes konkret i forhold til det enkelte vannuttak og den aktuelle vassdragsstrekning. Norsk institutt for vannforskning mener minstevannføringen bør fastsettes i hvert enkelt tilfelle på et faglig grunnlag.

Nærmere om Regjeringens forslag vil framgå av proposisjonen når denne legges fram for Stortinget. Proposisjonen blir neppe lagt fram før til høsten.

6.6.8 Konsesjoner for elektriske anlegg

For bygging og drift av kraftledninger med spenning på 22 kV eller lavere, er det tilstrekkelig med en *områdekonsesjon*. Energiverk med en slik områdekonsesjon trenger ikke å søke om konsesjon etter energiloven for hvert enkelt anlegg. Denne ordningen er en forenkling i forhold til den mer omfattende saksgangen for anleggskonsesjonene.

Ved bygging av kraftverk, transformatorstasjoner og ledninger som ikke faller innenfor områdekonsesjonsordningen nevnt ovenfor, kreves en egen *anleggskonsesjon* for hvert enkelt anlegg. Dette berører alle elektriske anlegg, herunder vannkraftverk, gasskraftverk og vindkraftverk, over konsesjonspliktig grense i forskriften § 3-1. Denne konsesjonsordningen skal sikre en enhetlig praksis for bygging og drift av elektriske anlegg. Det legges vekt på samfunnsøkonomiske kriterier og hensynet til allmennhetens interesser, for eksempel når det gjelder naturinngrep.

Planleggere av tiltak som krever anleggskonsesjon som ovenfor nevnt, må som hovedregel sende forhåndsmelding til NVE. I denne meldingen må man oppgi hvilke anlegg planene omfatter, og såvidt mulig hvilke virkninger som er av betydning for de allmenne interesser. NVE kunngjør deretter meldingen med oppfordring til berørte parter om å avgi uttalelse. Samtidig med kunngjøringen fastsetter NVE det tidligste tidspunkt for innsendelse av søknaden. Formålet med meldingsfasen er å involvere de berørte tidligst mulig i prosessen, og derved effektivisere søknadsprosessen. Bestemmelsen om meldeplikt i energilovens § 2-1 omfatter ikke vindkraftanlegg. Derimot kan Plan- og bygningslovens bestemmelser om melding og

konsekvensutredning komme til anvendelse for slike anlegg. Dette kan blant annet være aktuelt hvis anleggene kommer i konflikt med miljøhensyn.

Søknaden sendes NVE, og legges ut i NVE og berørte kommuner til gjennomsyn. Ved utleggelsen fastsettes en frist for å avgi uttalelse. Offentlige organer, og andre som tiltaket direkte gjelder, får søknaden tilsendt med en uttalelsesfrist.

Etter lovens § 2-3 er det Kongen ved Olje- og energidepartementet (OED) som fatter vedtak etter energiloven, men OED har delegert denne myndigheten til NVE med visse mindre unntak. NVE vil i tråd med dette fatte vedtak om konsesjon blant annet på elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg.

Klager på vedtak fattet av NVE avgjøres av Olje- og energidepartementet. Dette var for eksempel saksgangen for de to planlagte gasskraftverkene på Kolsnes og Kårstø. Dersom departementet fatter førsteinstansvedtak, er Kongen i statsråd klageinstans.

I konsesjonene kan det settes en rekke vilkår. Disse omfatter blant annet vilkår om at anlegget skal medføre en rasjonell energiforsyning, bestemmelser om påbegynnelse, bygging, teknisk drift, vilkår om utnyttelsen av det enkelte verk, vilkår om enøk, vilkår med henblikk på å unngå skader på natur og kulturverdier, samt ytterligere vilkår der det er påkrevet i det enkelte tilfelle. I ovennevnte eksempel med de to gasskraftverkene ble det for eksempel pålagt vilkår om at man måtte legge til rette for at det senere kunne bli aktuelt med rensing av CO₂.

6.6.9 Konsesjoner ved bygging av fjernvarmeanlegg

Vilkårssettingen for fjernvarmeanlegg er mindre omfattende, men hovedpunktene nevnt i ([Link](#)) kapittel 6.6.8 vil være aktuelle.

For fjernvarmeanlegg med ytelse over 10 MW, kreves konsesjon etter energiloven ([Link](#)) kap. 5, som blant annet regulerer prisen for leveranse av fjernvarme. Prisen for fjernvarme skal etter § 5-5 ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde. Anlegg under 10 MW kan også konsesjonsbehandles, da av hensyn til eiere av anlegg som ønsker å oppnå tilknytningssplikt etter bestemmelsen i ovennevnte § 66a. Konsesjonæreren har leveringsplikt overfor tilknyttede abonnenter, enten selv eller gjennom avtale med en annen leverandør.

6.6.10 Plan- og bygningsloven

Plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredninger gjelder i utgangspunktet for alle tiltak etter energi- og vassdragslovgivningen. Forholdet mellom konsesjoner etter vassdragslovgivningen og rettslig bindende planer etter plan- og bygningsloven, skal avklares i forbindelse med utarbeidelsen av den nye vannressursloven. Det pågår nå et arbeide med å harmonisere planbestemmelsene i plan- og bygningsloven med regelverket for kraftutbygging og fremføring av kraftledninger, noe som forventes å forenkle den samlede saksbehandlingsprosessen. Byggesaksbestemmelsene derimot, gjelder som hovedregel ikke for tiltak etter energi- og vassdragslovgivningen.

Med hjemmel i plan- og bygningsloven § 66a, kan det ved kommunal vedtekt bestemmes at alle nybygg innenfor et område hvor det er gitt fjernvarmekonsesjon, skal knytte seg til fjernvarmeanlegget. Fjernvarmeanlegg kan også pålegges å knytte seg til andre fjernvarmeanlegg.

KAPITTEL 7 U

Utviklingen i energiforbruket

Energiutvalget er bedt om å vurdere hva energi og elektrisitet kan bli brukt til i framtiden. Dette kapitlet beskriver utviklingen i energiforbruket fordelt på energikilder og sektorer fram til i dag. Det er lagt vekt på å drøfte hvilke drivkrefter som har vært bestemmende for utviklingen.

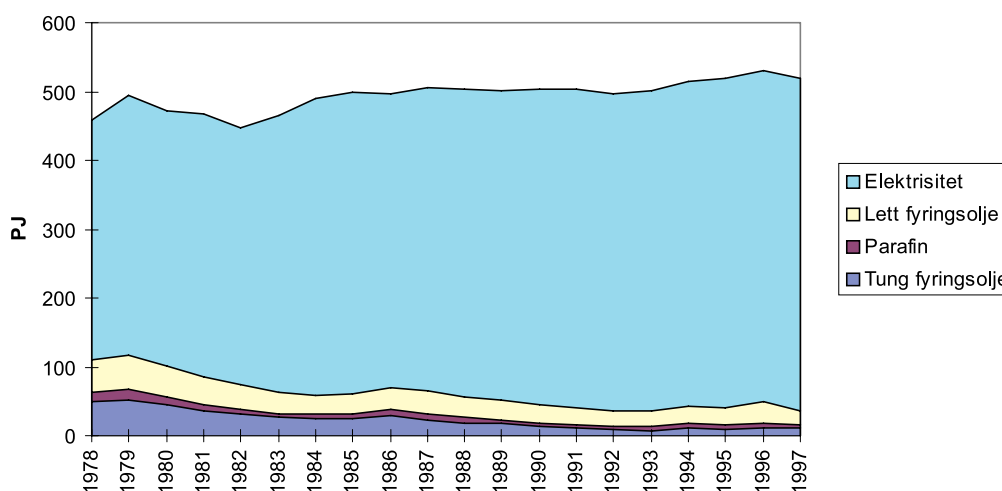
7.1 ENERGIFORBRUKET ETTER ENERGIBÆRER OG SEKTOR

7.1.1 Energiforbruket i dag

Det totale sluttforbruk av energi⁹ i Norge, utenom energisektoren, var 226,8 TWh i 1996, og 228,5 TWh i 1997. Av det totale sluttforbruket ble 140,7 TWh brukt til stasjonære formål i 1996. Energibruk til stasjonære formål er alt energiforbruk utenom til transportformål.

Figur 7.1 viser elektrisitetsforbruk og salg av fyringsoljer og fyringsparafin fra 1978 til 1997 (1 TWh = 3,6 PJ).

Den primære energiproduksjonen i Norge i 1996 var 2 473 TWh. Av dette ble 2 243 TWh eksportert til utlandet. I 1997 var disse tallene henholdsvis 2 526 TWh og 2 283 TWh. Dette viser at Norge bruker bare en liten andel av den primære energiproduksjonen til innenlandsk energiforbruk.



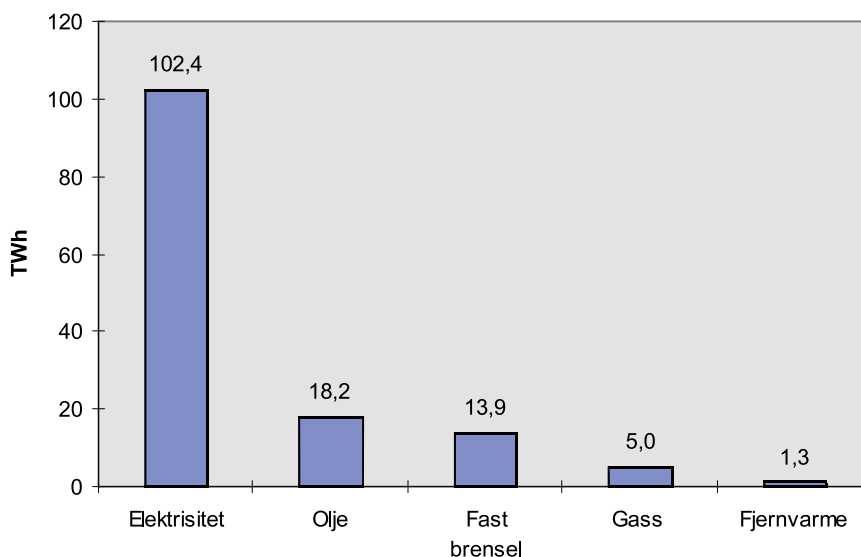
Figur 7.1 Elektrisitetsforbruk og salg av fyringsoljer og fyringsparafin fram til 1997 (nyttiggjort energi).

Kilde: SSB, Naturressurser og miljø. 1998.

Figur 7.2 viser det stasjonære forbruket fordelt på energibærere i 1996. Elektrisitetsforbruket var 102,4 TWh, tilsvarende om lag 62 prosent av det stasjonære

9. Vi vil i dette kapitlet bruke begrepet sluttforbruk når ikke annet er nevnt. Sluttforbruket er primært tilgang justert for energiforbruk ved omforming av energivarer, f.eks fra råolje til petroleumsprodukter og for tap i overføringsnett for elektrisitet.

energiforbruket. 1996 var et spesielt år med uvanlig lite tilsig og høye priser på elektrisitet. Forbruket av elektrisitet var derfor lavere, og forbruket av fyringsolje høyere enn normalt. Den nest dominerende energibæreren til stasjonære formål i 1996 var olje, med 18,2 TWh, eller i overkant av 20 prosent av det totale stasjonære energiforbruket. Forbruk av fast brensel, som omfatter kull, koks, treavfall, ved og annet avfall, var nærmere 28 TWh, eller 17 prosent av energiforbruket. Gass og fjernvarme stod for tilsammen 10 prosent av det stasjonære forbruket.

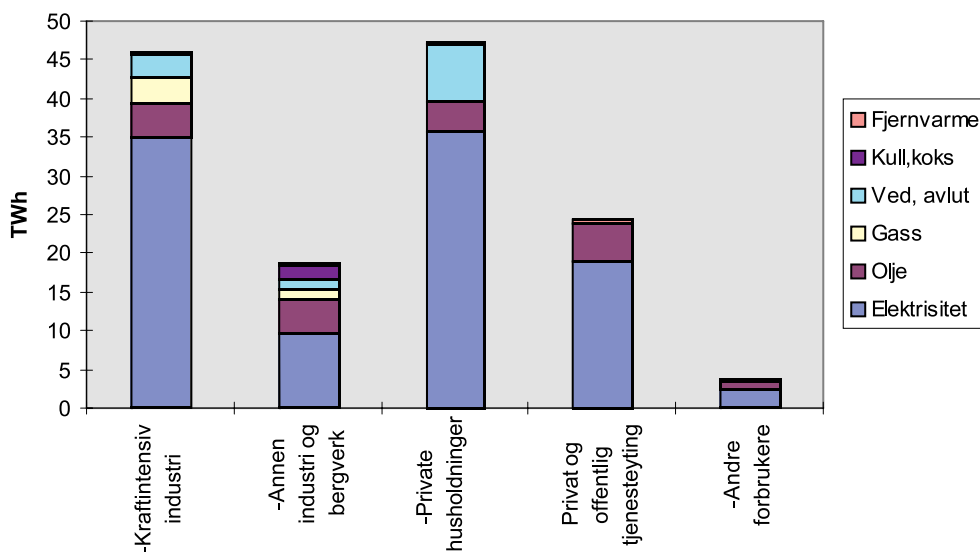


Figur 7.2 Stasjonært energiforbruk i Norge, fordelt på energibærere. 1996.

Kilde: SSB, Energistatistikk 1996. Bearbeidet for energiutredningen.

Figur 7.3 viser stasjonært energiforbruk fordelt på sektor i 1996. De to største forbrukssektorene i 1996 var private husholdninger og kraftkrevende industri¹⁰, som stod for henholdsvis 47,4 TWh og 46,1 TWh. Dette tilsvarte 34 og 33 prosent av det stasjonære energiforbruket i 1996. Privat og offentlig tjenesteyting, under ett, hadde et forbruk på 24,6 TWh (18 prosent av det stasjonære energiforbruket), mens bergverk og annen industri hadde et forbruk på 18,9 TWh (en andel på 13 prosent). Andre forbrukere, som i hovedsak er landbruk og fiske, stod for 3 prosent av det totale stasjonære energiforbruket. Figuren viser også de ulike energibærernes andel av energiforbruket i de ulike sektorene. Elektrisitetens andel av det stasjonære energiforbruket er høyest i kraftkrevende industri og lavest i bergverk og annen industri. Fast brensel brukes først og fremst i private husholdninger og i industrien, mens gass brukes hovedsakelig i industrien.

10. Kraftkrevende industri omfatter her råvarebasert industri som produserer jern, stål, ferrolegering, kjemiske råvarer og andre ikke-jernholdige metaller samt treforedlingsindustrien.



Figur 7.3 Stasjonært energiforbruk i Norge, fordelt på sektor. 1996.

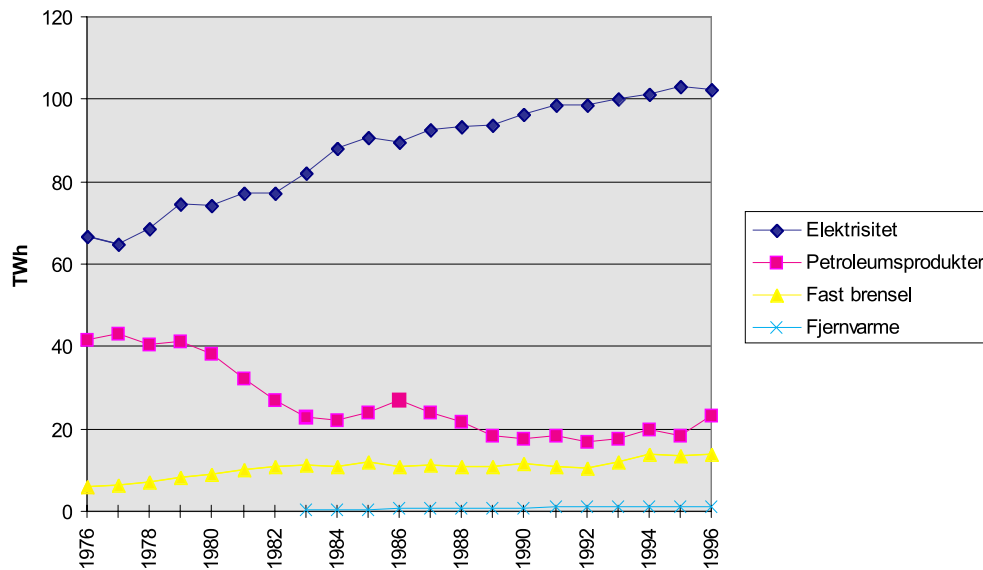
Kilde: SSB, Energistatistikk 1996. Bearbeidet for energiutredningen.

7.1.2 Utviklingen i energiforbruket

Elektrisitet og petroleumsprodukter har vært de dominerende energibærerne i norsk energiforbruk til stasjonære formål de siste 30 årene. I 1976 representerte disse to energibærerne til sammen 95 prosent av energi levert til stasjonært forbruk. Både i 1995 og 1996 var denne andelen nær 90 prosent. Elektrisitetsforbruket har hatt en jevn vekst i hele perioden, og gikk ned for første gang på 10 år i 1996. Dette skyldes at 1996 var et spesielt år med uvanlig lite tilslag og høye priser på elektrisitet. Forbruk av olje har sunket i samme periode, med unntak av perioden 1984-1986 da forbruket steg noe. Forholdet mellom elektrisitet og olje brukt til stasjonære formål har endret seg sterkt i retning av et relativt større forbruk av elektrisitet i løpet av perioden.

Det var forholdsvis en svak vekst i forbruket av fast brensel fram til 1983. Fra 1983 og fram til begynnelsen av 1990-tallet holdt dette forbruket seg stabilt, men økte deretter noe fra 1992 fram til 1996. Fast brensel består, som allerede nevnt, av kull, koks, treavfall, ved og annet avfall. Kull og koks brukes i dag i en viss grad til damp- og varmtvannsproduksjon i industrien, og er viktige energibærere for metallurgisk industri og sementindustrien. Ved har vært viktig som reserveforsyning i boliger som har hatt elektrisitet som hovedoppvarmingskilde. Fjernvarme har hatt en relativt beskjeden andel av energiforbruket i Norge fra det ble innført i midten av 1980-tallet.

Figur 7.4 viser utviklingen i det stasjonære energiforbruket fordelt på energibærere, i perioden 1976-1996.



Figur 7.4 Utviklingen i stasjonært energiforbruk i Norge, fordelt på energibærere. 1976-1996.

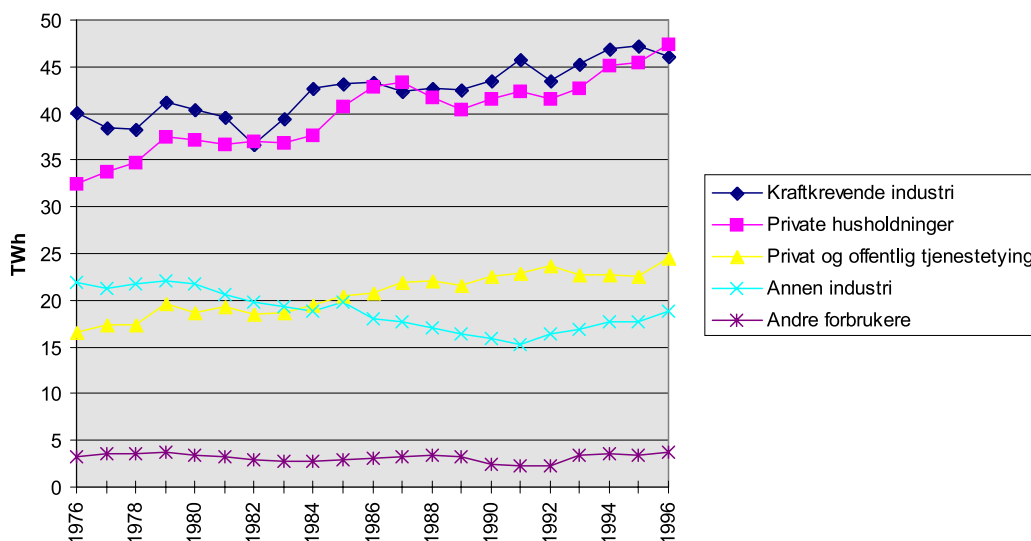
Kilde: SSB, Energistatistikk 1976-1996. Bearbeidet for energiutredningen.

Sluttforbruket av elektrisitet har vokst fra 66,6 TWh i 1976 til 102,4 TWh i 1996, mens sluttforbruk av petroleumsprodukter har sunket fra 41,6 TWh til 23,2 TWh i samme periode. Sluttforbruk av fast brensel har økt fra 6,1 TWh til 13,9 TWh. Samlet sett økte det stasjonære energiforbruket fra 114,3 TWh til 140,7 TWh i perioden 1976-1996. Dette tilsvarer en vekst på 23,1 prosent over perioden, eller en gjennomsnittsvest på om lag 1 prosent per år.

Ved bruk av energi er det i ulik grad mulig å utnytte hele det teoretiske energinnholdet. Det skilles derfor mellom sluttforbruk av energi og forbruk av nyttiggjort energi. Virkningsgraden forteller hvor stor del av den tilførte energien som kan nyttiggjøres i forbruket. Elektrisitet har en virkningsgrad på 1. Fyringsolje har en virkningsgrad på 80-90 prosent (industri og bergverk) og 65-75 prosent (andre forbrukere), mens ved har en virkningsgrad på 65 prosent¹¹. Gitt at bruttoforbruket av energi er uendret, vil en økt andel av elektrisitet gi en vekst i forbruket av nyttiggjort energi. Motsatt vil økt bruk av ved innenfor et uendret bruttoforbruk av energi, gi en reduksjon i forbruket av nyttiggjort energi. Tekniske forbedringer i fyringsanlegg, som fører til at brensel utnyttes mer effektivt, vil bidra til at mer av energien kan nyttiggjøres. Det nyttiggjorte energiforbruket har økt med hele 26,4 prosent fra 1976 til 1996, det vil si 3,3 prosentenheter mer enn økningen i det stasjonære energiforbruket.

Energiforbruket i private husholdninger og kraftkrevende industri har økt fra henholdsvis 32,5 TWh og 40,1 TWh i 1976, til 47,4 TWh og 46,1 TWh i 1996. Energiforbruket i annen industri har sunket fra 21,9 TWh til 18,9 TWh i perioden 1976-1996, mens de tjenesteytende sektorene har økt sitt energiforbruk fra 16,6 TWh til 24,6 TWh. Figur 7.5 viser utviklingen i det stasjonære forbruket, fordelt på sektor.

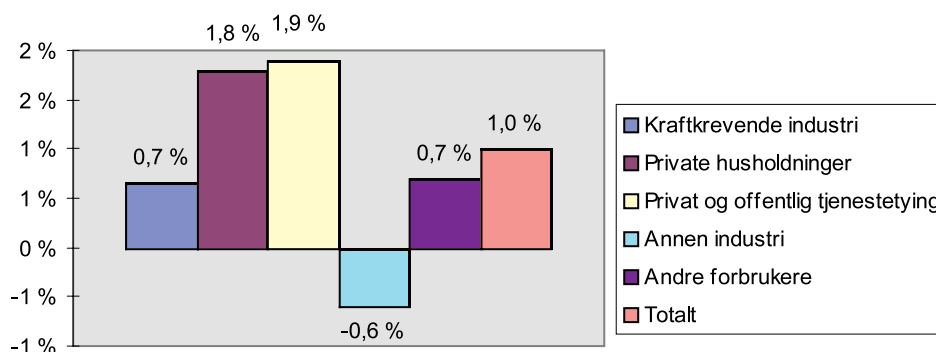
11. Disse virkningsgradene er basert på anslag benyttet av Statistisk sentralbyrå. Enkelte undersøkelser gir resultater som avviker en del fra de virkningsgrader som Statistisk sentralbyrå bruker.



Figur 7.5 Stasjonært energiforbruk i Norge, fordelt på sektorer, 1976-1996

Kilde: SSB, Energistatistikk 1976-1996. Bearbejdet for energiutredningen.

Størst prosentvis økning i forbruk av energi i perioden 1976-1996 har funnet sted i privat og offentlig tjenesteytende sektor, jfr. figur 7.5. Økningen i perioden var på 47 prosent, eller 1,9 prosent årlig. Den prosentvise økningen i husholdningssektoren har vært i tilnærmet samme størrelsesorden. Det har vært en moderat økning i energiforbruket i kraftkrevende industri og i sektoren «andre forbrukere», de siste 20 årene. Økningen i disse sektorene var 14 prosent eller 0,7 prosent årlig i perioden 1976 til 1996. Energiforbruket i annen industri gikk ned med gjennomsnittlig 0,6 prosent årlig.



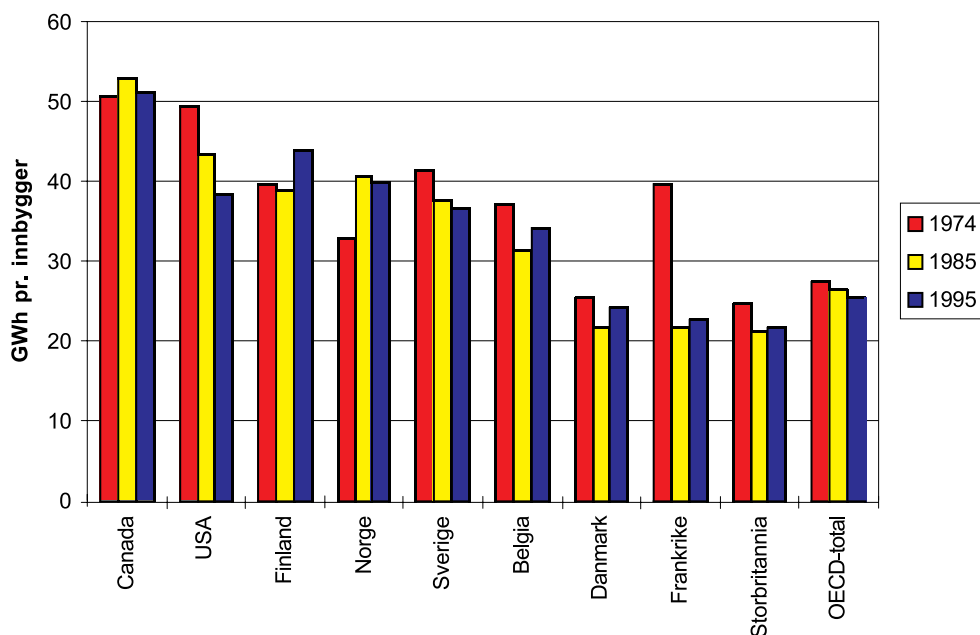
Figur 7.6 Gjennomsnittlig årlige vekstrater for energiforbruket, fordelt på sektorer, 1976-1996

Kilde: Statistisk sentralbyrå, Energistatistikk 1976-1996

7.1.3 Sammenligning med utlandet

En sammenligning mellom ulike OECD-land viser at Canada har hatt høyest sluttforbruk av energi per innbygger over tid, jfr. figur 7.7. Norge var den 3. største for-

brukeren av energi per innbygger i 1995. Figuren viser at Norge har hatt størst økning i energiforbruk per innbygger i perioden 1974-1995. Finland og Canada har også økt sitt forbruk per innbygger i samme periode, men økningen i Canadas forbruk per innbygger har vært marginal. En stor andel av industrien i Norge, i likhet med Sverige og Finland, er kraftkrevende, noe som påvirker nivået på energiforbruk per innbygger. Tallene for energiforbruk per innbygger er også påvirket av temperaturforskjeller i de ulike OECD-landene.



Figur 7.7 Stasjonært energiforbruk per innbygger i Norge og andre OECD-land i 1974, 1985 og 1995*.

* Energiforbruk til produksjon av råstoff er inkludert i disse tallene.

Kilde: Energy balances of OECD countries 1994-1995, IEA, 1997. Trends in Europe and North America - 1996/97, UN Economic Commission for Europe (for 1995). SSB Statistisk Årbok.

7.2 FAKTORER SOM BESTEMMER ENERGIETTERSPOELSELEN

7.2.1 Ulike faktorer

Det moderne samfunnet er energiintensivt. På nesten alle samfunnsområder; i hjemmet, på arbeidsplassen, på ulike serviceinstitusjoner og i fritiden, bruker vi teknologiske hjelpemidler som krever energi.

Det er mange faktorer som bestemmer energiforbruket i et land. Viktige faktorer er klima, demografiske forhold, teknologisk utvikling, energipriser, inntektsnivå, næringssammensetning, boligutbyggingsstruktur og preferanser. Disse faktorene kan i varierende grad påvirkes. De ulike faktorene virker sammen til å bestemme det totale energiforbruket.

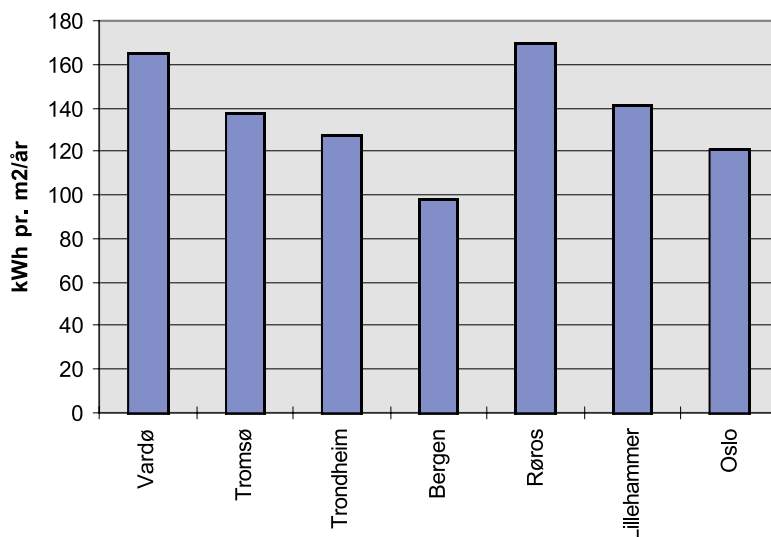
Hvor mye energi som trengs for å varme opp en bolig, er avhengig av klima, men påvirkes også av forhold som; preferanser for standard og komfort, hvor mange mennesker som bor i boligen, husholdningens disponible inntekt, prisene på de ulike energikildene, og ikke minst det tekniske utstyret i, og størrelsen på, boligen.

I det følgende drøftes noen faktorer som er bestemmende for energiforbruket.

7.2.2 Klima

Bygninger har som grunnleggende funksjon å beskytte mennesker og deres aktiviteter mot uteklimaets skiftende påkjenninger. Klimaforholdene påvirker forbruk av energi, primært gjennom behovet for oppvarming, men også gjennom behovet for belysning. Klimaelementene som har størst betydning, er temperatur- og vindforhold. Tilgang på sol og dagslys, samt nedbørs- og fuktighetsforhold, kan også ha betydning. Lavere temperatur og (sterk og vedvarende) vind øker bygningers varmetap, og øker behovet for energi til oppvarming. Lokalisering og utforming av boliger påvirker energiforbruket gjennom lokale klimatiske forhold som vind, temperatur og solinnstråling.

Norges uteklima er hardere enn i mange andre land. Klimaforholdene varierer også fra region til region i Norge. Energibehovet til en bygning vil derfor avhenge av hvor i landet bygningen er plassert. Figur 7.8 viser hvordan en bygnings årlige, beregnede energibehov til oppvarming og ventilasjon, varierer med geografisk beliggenhet i Norge som følge av ulike klimatiske forhold. Energibehovet gjelder for et «normalt» bygg oppført etter 1980.



Figur 7.8 Energibehov til oppvarming og ventilasjon for et «normalbygg» ulike steder i Norge. 1996.

Kilde: NTNU, Avdeling for klima og kuldeteknikk.

Av figuren ser vi at energibehovet for kystbyene Vardø, Tromsø, Trondheim og Bergen, generelt er lavere enn behovet i innlandsbyene Røros og Lillehammer, og Oslo. Kystbyene har et maritimt klima hvor havet er å betrakte som en temperaturregulator. Et maritimt klima gir milde vintre og kjøligere somrer. Innenlandsbyene har et kontinentalt klima som gir kaldere vintre og varmere somre. Vi ser at desto lenger nord en by ligger, desto høyere er energibehovet. Tallene for kystbyene Bergen, Trondheim, Tromsø og Vardø viser at det spesifikke energibehovet per m² øker jo lenger nord byen ligger. Dette har sammenheng med at byene lenger nord har lavere gjennomsnittstemperaturer.

Tabell 7.1 viser at Oslo, som er representativ for landsgjennomsnittet, har vesentlig lavere gjennomsnittstemperatur enn byer som ligger lenger sør i Europa.

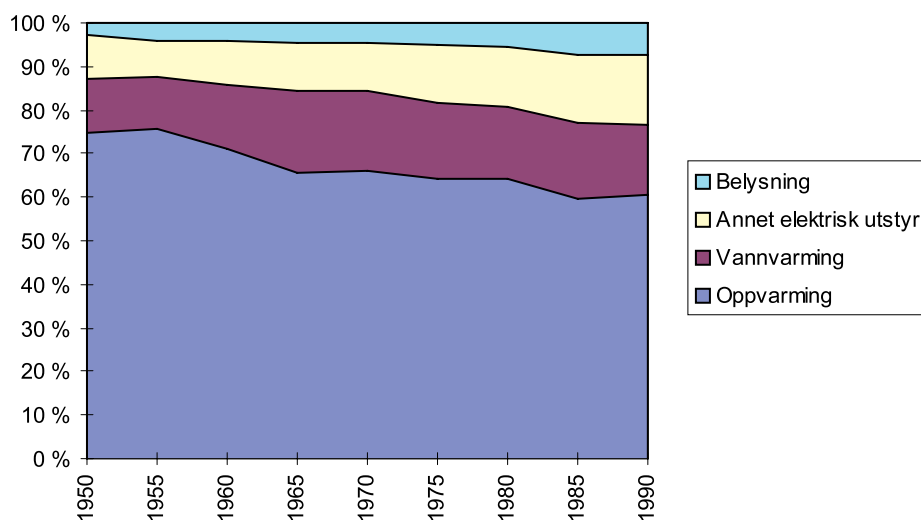
Tabell 7.1: Gjennomsnittstemperaturen for Oslo og andre hovedsteder i Europa. (1996, °C)

By	Vinterhalvåret oktober - mars	Sommerhalvåret april - september
Oslo	- 0,7	12,1
London	5,8	13,4
Paris	6,0	15,1
Athen	11,0	23,5

Kilde: Meteorologisk institutt, Blindern

Bygninger av samme energitekniske standard vil typisk bruke 20-30 prosent mer energi til oppvarming og andre formål i Norge, sammenlignet med en plassering i Sentral-Europa. Når internasjonal statistikk korrigeres for ulike temperaturforhold, viser det seg at norske hus gjennomgående har bedre energiteknisk standard enn i andre land.

I et land som Norge, med lange, kalde vintre og lange mørkeperioder, forklarer klima en stor andel av energiforbruket. En stor andel av energien brukes til oppvarming og belysning. Dette framgår av figur 7.9, som viser klimakorrigert energiforbruk i private husholdninger i Norge etter sluttbruk.



Figur 7.9 Klimakorrigert energibruk i husholdningssektoren etter formål. Prosent. 1950-1990.

Kilde: Statistisk sentralbyrå, Rapport 93/21

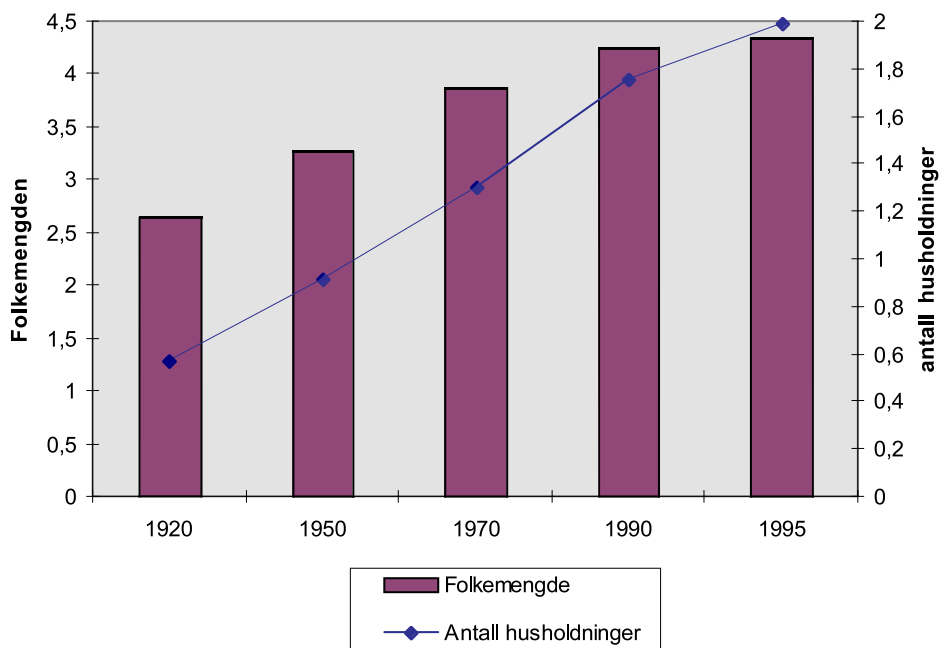
Figuren viser at energiforbruket til oppvarming utgjør den dominerende andelen av det totale energiforbruket i husholdningene, men at denne andelen er blitt redusert i løpet av de siste 40 årene. I 1950 gikk over 75 prosent av energiforbruket i norske husholdninger til oppvarming, mens i 1990 var denne andelen redusert til om lag 60 prosent. Andelen brukt til belysning økte fra 4 prosent i 1950 til

7.5 prosent i 1990, mens andelen til annet elektrisk utstyr økte fra 12 prosent til 16 prosent i samme periode.

At nordmenn bruker en mindre andel av energiforbruket direkte til oppvarming, skyldes flere forhold. Bedre isolerte boliger, og mer effektivt oppvarmingsutstyr har hatt stor betydning for utviklingen. Fordi energi til slutt omvandles til varme, vil en vesentlig del av energien som brukes til andre formål, både i husholdninger og i yrkesbygg, også bidra til romoppvarming. Gjennom bruk av elektriske apparater, varmtvannsberedere og belysning, vil det «lekke» varme ut i oppholdsrom som minsker behovet for direkte oppvarming.

7.2.3 Demografiske forhold

Demografiske forhold, som folketallet, alderssammensetningen på befolkningen, hvor i landet folk velger å bo, og antall og størrelsen på husholdninger, har betydning for etterspørselen etter energi. Befolkningsvekst bidrar til vekst i energiforbruket ved at det må bygges flere boliger, skoler og forretningsbygg som skal varmes opp og belyses. Befolkningsvekst fører også til større konsum av varer og tjenester som produseres ved hjelp av energi.



Figur 7.10 Utviklingen i folkemengden og antall husholdninger i Norge. 1920-1995, millioner.

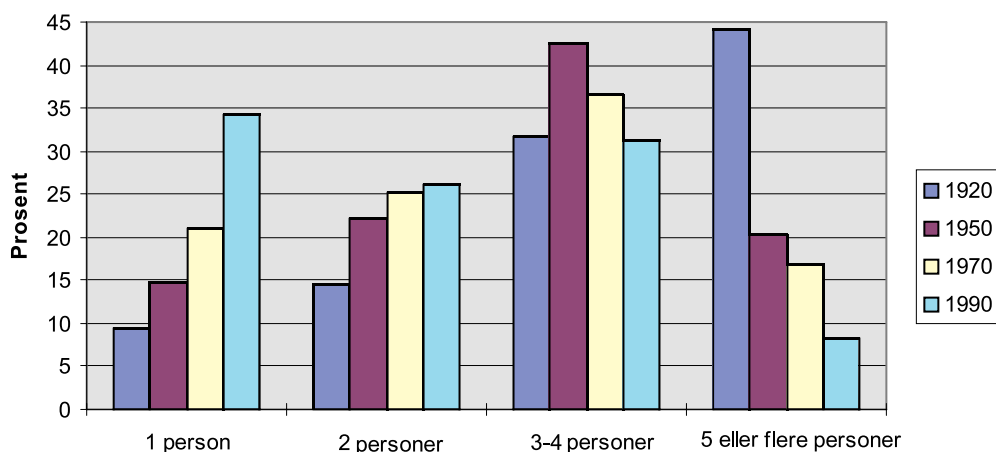
Kilde: Statistisk sentralbyrå, Statistisk årbok 1996. SSB har beregnet antall husholdninger for 1995 ut fra siste folke- og bolig telling i 1990.

Av figur 7.10 ser vi at folketallet i Norge økte fra 2,7 millioner i 1920 til 4,4 millioner i 1995. Figuren viser også utviklingen i antall husholdninger i Norge. Antallet husholdninger økte fra 570 000 i 1920 til 1 995 000 i 1995. Fra 1920 til 1995 ble antallet registrerte husholdninger i Norge mer enn tredoblet, mens folketallet økte med i overkant av 60 prosent. Dette innebærer en utvikling i retning av færre personer i hver husholdning. Antall personer per husholdning har i gjennomsnitt falt fra 4 personer i 1930 til 3,5 personer i 1950, og til 2,2 personer i 1995. I

løpet av 45 år, fra 1950 til 1995, har altså den gjennomsnittlige husholdningsstørrelsen blitt nesten halvert.

Det er særlig andelen av de store husholdningene på 5 og flere personer som er blitt redusert, mens de minste husholdningene har økt i andel. I 1920 var andelen av en- og to-personhusholdninger henholdsvis 9 prosent og 15 prosent. I 1990 var disse andelen økt til 34 prosent og 26 prosent. Andelen av 3-4 personhusholdninger er tilnærmet uendret fra 1920 til 1990, mens andelen av 5 eller flere persons-husholdninger har falt betydelig, fra 44,2 prosent i 1920 til under 8,3 prosent i 1990.

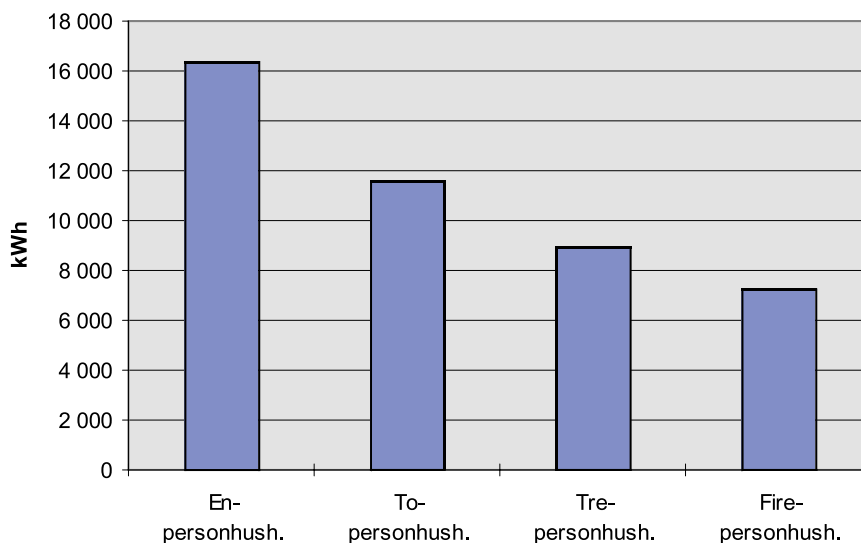
Hovedtendensen i utviklingen er flere en-personhusholdninger. Mange av en-personhusholdningene i dag har en midlertidig status fordi det er flere unge mennesker som etablerer seg i egen bolig. Flere eldre mennesker, og flere eneforeldre har også bidratt til økningen i mindre husholdninger.



Figur 7.11 Privathusholdninger etter tallet på personer i husholdningen, prosent 1920-1990.

Kilde: SSB, Historisk statistikk 1994

Samlet energiforbruk blir høyere når samme antall personer fordeler seg på mange små husholdninger enn på færre større husholdninger, selv om gjennomsnittlig energiforbruk per husholdning blir redusert. Energiundersøkelsen i 1993, utført av Statistisk sentralbyrå, viste at en en-personhusholdning i gjennomsnitt brukte om lag 16 400 kWh per år, mens en husholdning med to, tre og fire personer i gjennomsnitt brukte henholdsvis 23 200 kWh, 27 100 kWh og 29 000 kWh per år. Energiforbruket per person i en en-personhusholdning er dermed over dobbelt så stort som energiforbruket per person i en fire-personhusholdning, og mer enn 50 prosent større enn energiforbruket per person i en to-personhusholdning. Disse tallene bekrefter at utviklingen mot mindre husholdninger i seg selv vil bidra til en vekst i husholdningenes samlede energiforbruk fordi det krever flere boliger.



Figur 7.12 Energiforbruk per person etter husholdningsstørrelse i Norge. 1993.

Kilde: Statistisk sentralbyrå, Energiundersøkelsen 1993.

Befolkningens alderssammensetningen påvirker energiforbruket, hovedsakelig gjennom de endringer dette gir i husholdningsstørrelsen. Det har blitt flere eldre og flere tenåringer. Ved århundreskiftet var knapt 5 prosent av befolkningen over 70 år. I 1997 hadde vel 12 prosent av befolkningen passert 70 år.

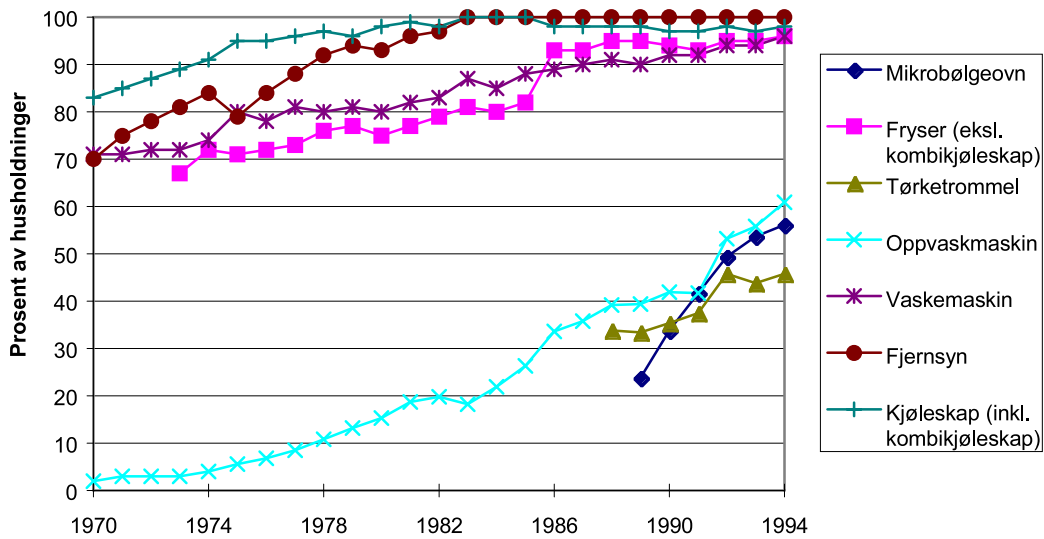
Flere eldre mennesker bidrar til økningen i antall mindre husholdninger. Yngre har et relativt høyt energiforbruk. Generelt kan man si at tenåringene dusjer lengre og bader oftere. De spiser til andre tider enn resten av familien, noe som til en viss grad fører til at matlagingen krever mer energi. De vasker og tørker klærne sine ofte, og de bruker ofte elspesifikke underholdningsprodukter som video, tv-spill, pc-maskin og stereoanlegg.

7.2.4 Teknologisk utvikling

Den teknologiske utviklingen påvirker energiforbruket på ulike måter. Flere (og billigere) energikrevende tekniske hjelpemidler trekker i retning av økt energiforbruk. Den teknologiske utvikling gir også mer effektiv bruk av energi, noe som trekker i retning av redusert energiforbruk.

Økt bruk av elspesifikke produkter

Det har vært en betydelig utvikling av nye el-spesifikke produkter i alle sektorer. Det finnes en lang liste av el-spesifikke produkter, som brukes i private husholdninger og i tjenesteytende sektor, som ikke fantes på markedet for 30 år siden. Synkende priser på produktene, kombinert med økt disponibel inntekt, har ført til at nye produkter kan anvendes av flere. Mange produkter som før ble betraktet som luksusgoder har nå blitt selvfølgelige i de fleste hjem. Teknologisk utvikling kan derfor ha bidratt til økt forbruk av energi.



Figur 7.13 Utbredelsen av diverse husholdningsapparater i Norge. 1970-1994.

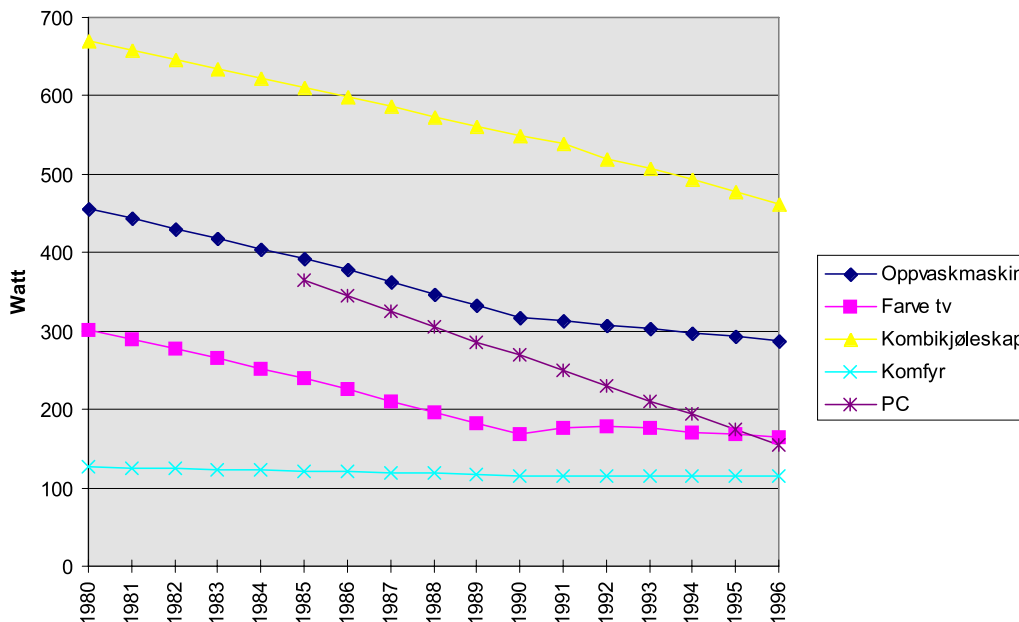
Kilde: SSB, Forbruksundersøkelsene 1970-1995.

Statistisk sentralbyrå har studert utbredelsen av husholdningsapparater gjennom forbruksundersøkelsene. Figur 7.13 viser at for kjøleskap og kombiskap (det vil si kombinert kjøle- og frysescap) var utbredelsen i 1970 over 80 prosent, mens fjernsynsapparater, vaskemaskiner og fryser hadde en utbredelse på rundt 70 prosent. Utbredelsen av disse produktene i norske hjem er i dag nær 100 prosent. For oppvaskmaskiner, tørketrommel og mikrobølgeovner er utbredelsen mindre. I 1994 fantes oppvaskmaskiner i om lag 60 prosent av hjemmene.

Energieffektivitet/energiintensitet

Anvendelsen av ny teknologi gjør det mulig å løse nye oppgaver, og utnytte også energiresursene bedre enn tidligere. Produksjonsprosessene i industrien har blitt mer energieffektive ved hjelp av nye teknologier, og det krever mindre energi å produsere en gitt mengde varer enn tidligere. Husholdninger og tjenesteytende sektor kan også løse en gitt oppgave med lavere energiforbruk enn tidligere.

Energieffektivitet sier noe om forholdet mellom en aktivitet i økonomien og energiforbruket, og er sterkt knyttet til den teknologiske utviklingen i samfunnet. Energieffektivisering betyr at vi får samme ytelse med lavere energiforbruk. Det har skjedd en energieffektivisering dersom for eksempel et gitt antall m² boflate kan oppvarmes, eller et gitt antall tonn produksjon av papir kan produseres, med mindre tilført energi. Figur 7.14 viser energieffektiviseringen for noen viktige husholdningsapparater.



Figur 7.14 Utviklingen i elektrisitetsforbruket til diverse husholdningsapparater

Kilde: Institutt for forskning og utvikling inden for elforsyningsområdet (DEFU), Danmark

På Instituttet for forskning og utvikling inden for elforsyningsområdet (DEFU) i Danmark er det gjort et arbeid med å samle inn data på energieffektiviteten til ulike husholdningsapparater. Tilsvarende arbeid er i liten grad gjennomført i Norge.

Vi ser av figur 7.14 at elektrisitetsbehovet for drift av de ulike apparatene har endret seg vesentlig. Et kjøleskap bruker betydelig mindre strøm enn et kjøleskap av samme volum gjorde for 20 år siden. Elektrisitetsforbruk per tidsenhet for et kombikjøleskap er blitt om lag 30 prosent lavere fra 1980 til 1996. Energieffektiviteten over tid har vært jevnt økende, og elektrisitetsforbruket er redusert fra 670 Watt til 463 Watt. Både fargefjernsyn og oppvaskmaskiner har blitt mer energieffektive i perioden fram til 1990. Etter 1990 har utviklingen i energieffektiviteten til disse produktene nærmest flatet ut. I løpet av de siste 10 årene er elektrisitetsforbruket per tidsenhet i PC-maskiner mer enn halvert, i motsetning til komfyren, som er om lag like energieffektiv i dag som i 1980.

Utviklingen i retning av mer energieffektive produkter vil fortsette, fordi det er generell drivkraft mot effektivisering i markedene, jfr kapittel 14. Prisen på energi kan være en drivkraft for å utvikle bedre og mer energieffektive produkter. Utviklingen drives også fram ved at det internasjonalt settes standarder og etableres normer for energiforbruket i elektriske apparater.

Tabell 7.2: Spredning i elektrisitetsforbruk til hvitevarer på markedet og strømforbruk ved «effektivitetsforbedret teknologi». 1997

	Minst effektiv apparat	Mest effektiv apparat	Effektivitetsforbedret teknologi
Store kjøleskap (kWh/liter/år)	1,7	0,37	0,25
Store frysescap (kWh/liter/år)	3,1	1,3	-
Små kjølfrysescap (kWh/liter/år)	2,4	1,0	0,4
Vaskemaskiner (kWh/vask, 60 grader)	1,5	0,8	0,5
Oppvaskmaskiner, 12 kuvert (kWh/oppvask)	1,8	1,2	0,84
Tørketrommel (kWh/kg tøy)	0,9	0,66	0,4

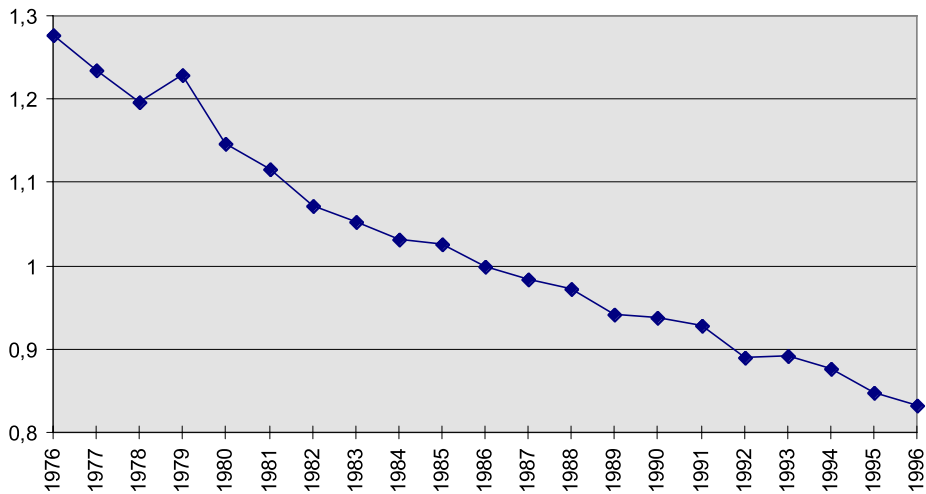
Kilde: «Energieffektiva kylar och frysar» og «Energieffektiva tvättmaskiner, torktumlare och diskmaskiner». Hefter utgitt av NUTEK, 1997. J. Nørgård «Energy efficient appliances and lighting - Options for the future». Bodlund (red.) 1989 «Electricity», Lund University Press.

Det er store forskjeller i energieffektiviteten mellom ulike apparater som til enhver tid er i bruk, og som finnes på markedet. Det er også utviklet forbedrede teknologier som ennå ikke er kommet i produksjon i større skala. Tabell 7.2 viser elektrisitetsforbruket til apparater på markedet i dag, og elektrisitets forbruket til apparater med effektivitetsforbedret teknologi.

De mest effektive apparatene i markedet bruker fra 2,1 til 6,8 ganger så mye energi som effektivitetsforbedret teknologi. Mange husholdninger eier apparater som er eldre og mindre effektive. Elforbruket i bygningsmassen er omlag 58 TWh. Omtrent halvparten av forbruket går til oppvarming i følge en rapport fra NVEs byggoperatør Ole Gunnar Søgne (Energifleksibilitet i bygningsmassen). Den andre halvparten kan regnes som elspesifikt. Omtrent 29 TWh elektrisitet går dermed drift av kjøleskap, vaskemaskiner, PC, belysning mm i husholdningene og i næringslivets bygninger pr i dag.

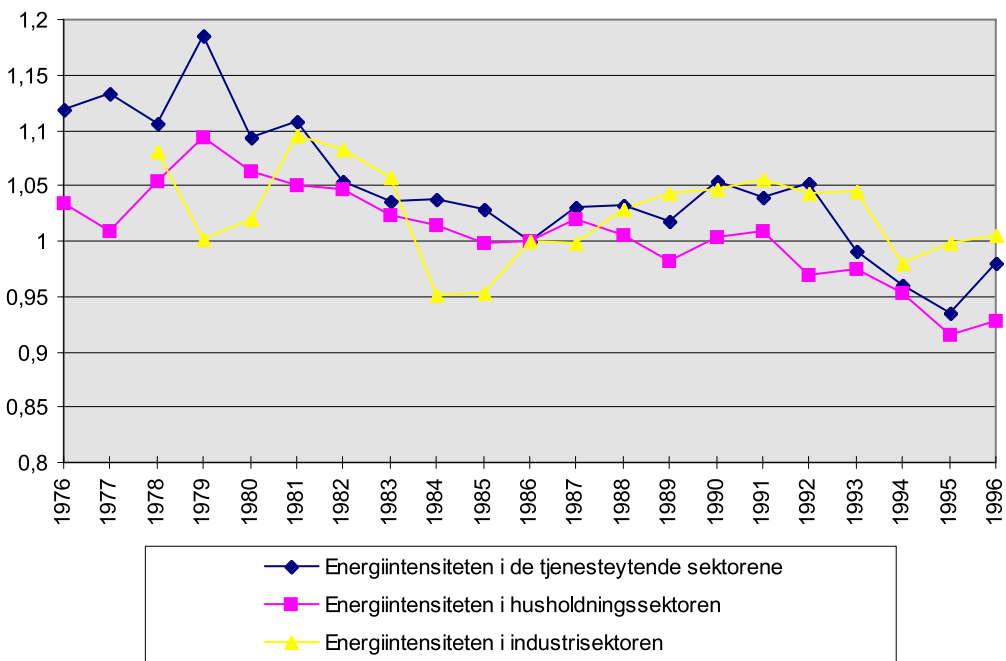
Det er store forskjeller i energieffektiviteten til produksjonsutstyret i ulike industribedrifter innenfor samme bransjer. Potensiale for energibesparelser i industrien ved at bedrifter skifter ut sitt produksjonsutstyr fra mindre effektiv til mest effektiv utstyr er betydelig, jfr også kapittel 15.

Energiintensiteten brukes ofte som en indikator på energieffektiviteten på et aggregert sektornivå. Figur 7.15 viser utviklingen i energiintensiteten for fastlandsnæringer i Norge. Energiintensiteten er målt som forholdet mellom stasjonært energiforbruk og bruttonasjonalprodukt (BNP) for fastlands-Norge i faste 1990-priser. Figuren viser en reduksjon i energiintensiteten med 25 prosent i perioden 1976-1996.



Figur 7.15 Energiintensiteten for Fastlands-Norge. Indeks, 1986=1.

Kilde: SSB, NOS Nasjonalregnskapsstatistikk 1978-1996, SSB NOS Energistatistikk 1976-1996. Tallene er bearbejdet for energiutredningen.



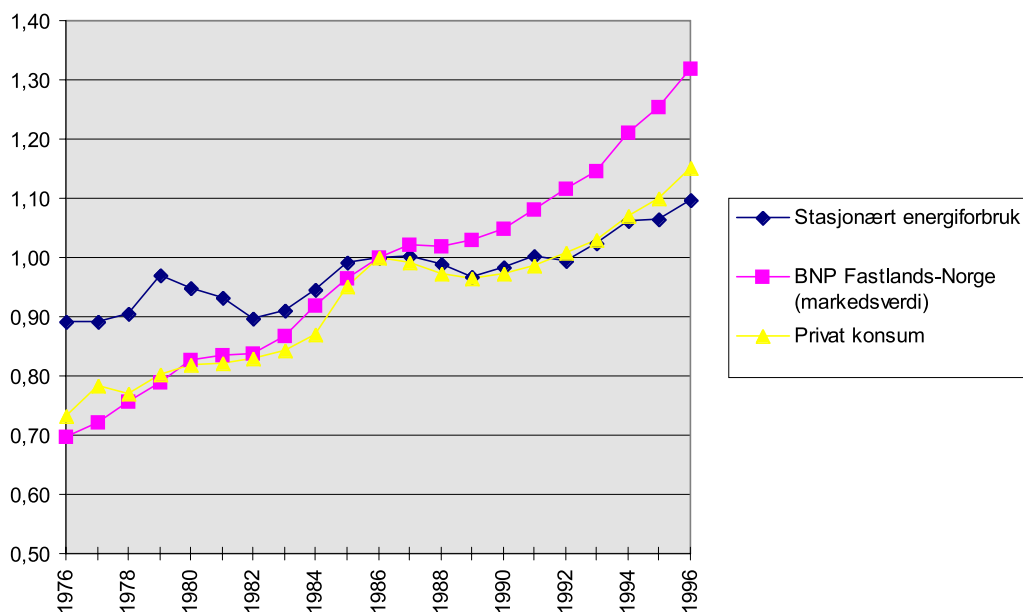
Figur 7.16 Energiintensiteten i ulike sektorer i Norge. Indeks, 1986=1.

Kilde: SSB, NOS Nasjonalregnskapsstatistikk 1978-1996, SSB NOS Energistatistikk 1976-1996. Tallene er bearbejdet for energiutredningen.

Figur 7.16 viser energiintensiteten fordelt på sektorer.

7.2.5 Økonomisk vekst

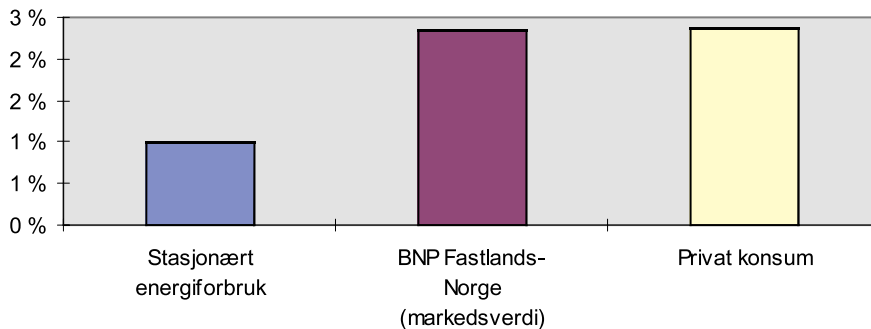
Det har historisk vært en klar sammenheng mellom den økonomiske veksten og veksten i energiforbruket. Både størrelsen på, og sammensetningen av den økonomiske veksten påvirker energiforbruket. Økt produksjon og forbruk bidrar generelt til økt energiforbruk. Strukturendringer i økonomien vil påvirke energiforbruket. En vridning fra mindre energiintensive næringer mot mer energiintensive næringer, vil trekke i retning av økt energiforbruk.



Figur 7.17 Utviklingen i BNP fastlands-Norge, privat konsum og stasjonært energiforbruk. 1976-1996. Indekser, 1986=1.

Kilde: SSB NOS Nasjonalregnskapsstatistikk 1978-1996, tabell 8. Historisk statistikk 1994.

Av figur 7.17 ser vi at sluttforbruket av energi har vokst mindre enn BNP for fastlands-Norge i perioden 1976 til 1996. Viktig forklaringsfaktorer som ligger bak denne utviklingen er en omstilling i økonomien fra industriproduksjon, som er relativt mer energiintensiv, til tjenesteytende produksjon, som er relativt mindre energi-intensiv, og energieffektivisering gjennom teknologisk utvikling. Privat konsum vokste sterkere enn sluttforbruket av energi fram til 1986. Etter 1986 har veksten vært tilnærmet lik for privat konsum og sluttforbruk av energi.



Figur 7.18 Gjennomsnittlig årlig vekstrater for stasjonært energiforbruk, BNP Fastlands-Norge og privat konsum. 1976-1996.

Kilde: SSB NOS Nasjonalregnskapsstatistikk 1978-1996. Historisk statistikk 1994.

Industrien

I hele perioden fra 1945 til 1973 vokste industriproduksjonen sterkt og verdien av industriproduksjonen ble tredoblet fra 1949 til 1973. Veksten i kraftkrevende industri var basert på en storstilt utbygging av de norske vannkraftressursene i 1950- og 1960-årene. I perioden 1949-1973 ble elektrisitetsforbruket i kraftkrevende industri femdoblet.

Etter 1973 har veksten i den norske økonomien (sett bort fra petroleumsindustrien) vært svakere enn årene 1950-1973. Oppbygging av oljeindustrien, og den innenlandske bruk av oljeinntekter, har forsterket omstillingen fra industriproduksjon til privat og offentlig tjenesteproduksjon. Det har samtidig funnet sted store omstillinger i industrisektoren.

Det er forskjeller i hvor energikrevende de ulike industriene er. Kraftkrevende industri er i hovedsak råvarebasert industri, som for eksempel foredling av tømmer til papirmasse, kalkstein til sement, og malmer til metaller. Industrier som er mindre energikrevende er de tradisjonelle ferdigvarebransjene, samt elektronikk og IT-industrien. Eksempler på tradisjonelle ferdigvarebransjer er næringsmiddelindustrien og tekstil- og bekledningsindustrien. Tabell 7.3, som viser produksjonsindekser for ulike bransjer, viser at kraftkrevende industri har hatt sterkere produksjonsvekst enn enkelte mindre energikrevende industrier, som næringsmiddelindustrien, tekstil- og bekledningsindustrien og produksjon av trevarer. En økning i andelen av mer energiintensiv industri vil øke den aggregerte energiintensiteten i økonomien.

Tabell 7.3: Produksjonsindekser for ulike industribransjer. 1975-1992. 1985=100

	1975	1992
Næringsmiddelindustrien	113	100
Tekstil- og bekledningsind.	135	67
Prod. av trevarer	111	83
Prod. av mineraler	113	87
Prod. av verkstedsprod.	95	105
Bergverksdrift	82	129
Grafisk prod. og forslagsvirks.	112	105
Prod. av kjemiske råvarer	45	105
Treforedlingsindustrien	61	100
Produksjon av metaller	95	114

Kilde: SSB, Historisk statistikk, 1994

Norge har høyt energibruk i industrien sett i forhold til antall innbyggere, og energiintensiteten i den norske industrisektoren har blitt redusert minst av OECD-landene i perioden 1973-1993¹². En stor andel av industrien i Norge er råvarebasert, og kraftkrevende sammenlignet med andre OECD-land. Dette kan forklare at Norge har en relativt høyere energiintensitet i industrisektoren enn øvrige OECD-land.

I rapporten «Energy use in Norway: An international perspective» utarbeidet av Institutt for energiteknikk, vises det til at Norge har hatt en reduksjon i energiintensiteten i industrien på 18 prosent i perioden 1973-1993 dersom industristrukturen holdes uendret i forhold til 1973. Til sammenlikning har de øvrige OECD-landene hatt en reduksjon i intensiteten mellom 30-40 prosent. Tilgangen til lave energipriser i Norge har bidratt til denne utviklingen.

Private husholdninger

Det har vært en betydelig økning i energiforbruket i husholdningssektoren de siste 20 årene, jfr. figur 7.5 som viser gjennomsnittlig årlige vekstrater for energiforbruket, fordelt på sektor i perioden 1976-1996. Energiforbruket i denne sektoren er i all hovedsak knyttet til boligmassen. Den norske bygningsmassen omfattet per 1997 totalt ca. 313 millioner m² gulvareal. Av dette utgjorde boligmassen ca. 203 millioner m² gulvareal (65 prosent). Foruten veksten i bruk av energikrevende apparater og belysning, jfr ([Link](#)) kapittel 7.2.4, er veksten i boligarealet en viktig forklaring på utviklingen i energiforbruket i husholdningene. Tabell 7.4 viser utviklingen i boligarealet i perioden 1950-1997. Boligarealet per innbygger er mer enn doblet i perioden 1950 til 1997.

Tabell 7.4: Utviklingen i boligareal i Norge 1950-1997*

	mill. m ²	m ² per innbygger
1950	67,2	21,1
1970	111,6	28,8

12. «Energy use in Norway: An international perspective», Institutt for energiforskning, IFE/KR/E-97/006.

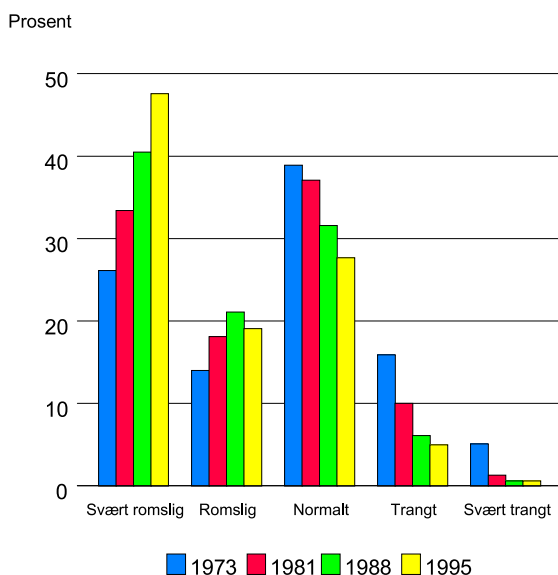
Tabell 7.4: Utviklingen i boligareal i Norge 1950-1997*

1990	190,9	45,1
1997	203	46,1

* Tallene for boligareal i perioden 1950-1997 er hentet fra ulike kilder, og beregningsgrunnlaget for boligareal i perioden 1950-1990 og i 1997 kan være forskjellig.

Kilde: 1973-1990: Statistisk sentralbyrå, Rapport 93/21, 1997: «Energifleksibilitet i bygningsmassen i Status og strategi», Dr. Gunnar Søgne.

Det har også vært en strukturendring i boligmassen i årene etter krigen, jfr også [\(Link\)](#) kapittel 7.2.3. Fram mot slutten av 1950-årene dominerte leiligheter med 3 rom og kjøkken, noe som delvis skyldes Husbankens arealgrensener og normer. På 1960-tallet ble 4-roms leiligheter den nye standarden, og fra og med 1970-tallet ble rekkehus mer vanlig i byene. Utenfor byene har frittstående eneboliger alltid vært den dominerende boligform i Norge. Generelt vil flerfamiliehus (blokker og rekkehus) være mer energisparende enn frittstående eneboliger, fordi en del av flatene som avgrensner boliger i flerfamiliehus vil være felles skillevegger og etasjeskiller (i blokker), med lite eller intet varmetap. Som eksempel vil en enetasjes enebolig på 120 m² gjennomsnittlig kreve 140 kWh per m² årlig til romoppvarming, mot 95 kWh/m² for en rekkehusleilighet av samme størrelse, og 74 kWh/m² for en leilighet i boligblokk med minst 16 leiligheter¹³. Andelen enebolig er økte fra 47 prosent av den norske boligmassen i 1970, til 58 prosent i 1990.



Figur 7.19 Utviklingen i private boliger etter romslighet, 1973-1995

Kilde: Boforholdsundersøkelsene 1973, 1981, 1988, 1995.

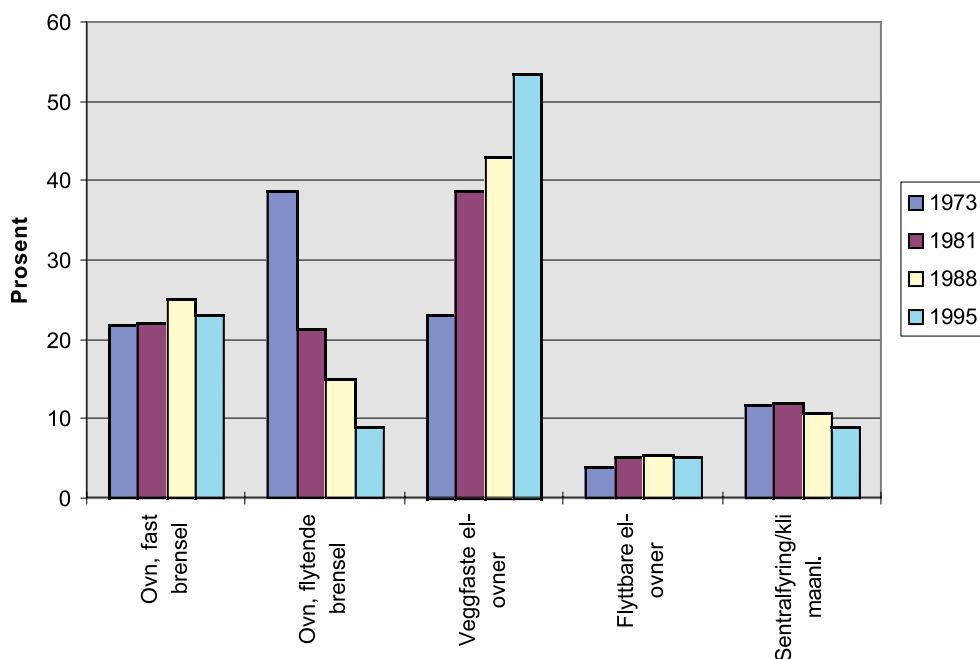
Figur 7.19 viser at nær dobbelt så mange boliger kan karakteriseres som svært romslige i 1995, sammenlignet med situasjonen i 1973. Gjennomsnittlig borareal per husholdning har økt fra 75 m² til 110 m² i perioden 1950 til 1990. Energifor-

13. Olje- og energidepartementets hefte «Energiøkonomisering i lokal forvaltning»

bruket øker ikke proporsjonalt med boligflaten, fordi energiforbruket per m² reduseres noe med økende bolig flate. Energiundersøkelsen fra 1990, utført av Statistisk sentralbyrå, viste at energiforbruket per m² i boliger under 60 m² er omlag halvparten av energiforbruket i boliger over 150 m².

Det har vært en substitusjon fra olje til elektrisitet i private husholdninger de siste 20 årene, jfr. figur 7.4 som viser stasjonært energiforbruk i Norge, fordelt på energibærere i perioden 1976-1996. Boforholdsundersøkelsen i 1995, utført av SSB og Norges byggforskningsinstitutt, viste at 58 prosent av boligene hadde veggfaste og flyttbare elektriske ovner som viktigste oppvarmingskilde. Det samme året hadde 24 prosent av husholdningene ovnsfyring basert på ved som viktigst oppvarmingskilde, 9 prosent hadde ovnsfyring basert på flytende brensel og 9 prosent hadde sentralfyring/klimaanlegg som viktigste oppvarmingskilde.

I 1973 var ovnsfyring basert på flytende brensel den viktigste oppvarmingskilden, etterfulgt av elektriske ovner og ovnsfyring basert på ved. Det har i perioden 1973-1995 vært en stor substitusjon fra ovnsfyring basert på flytende brensel til veggfaste elektriske ovner som viktigste oppvarmingskilde, se figur 7.20. I samme perioden har det vært en svak nedgang i boliger som varmes opp med sentralfyring eller klimaanlegg, mens ovnsfyring basert på ved har økt marginalt i perioden 1973 til 1995.



Figur 7.20 Viktigste oppvarmingsmåte i prosenttall etter boforoldsundersøkelsene i 1973, 1981, 1988 og 1995.

Kilde: Norges byggforskningsinstitutt, boforholdsundersøkelsene 1973, 1981, 1988, 1995.

En oversikt over det oppvarmingsutstyret som finnes i boligene gir en indikasjon på mulighetene til substitusjon mellom energibærere. Energiundersøkelsen utført av SSB i 1990 viste at i alt 41 prosent av boliger har kun en oppvarmingskilde, mens 58.6 prosent av boligene har to eller flere oppvarmingskilder. Over halvparten av boligene med kun en oppvarmingskilde har elektrisitet som oppvarmingskilde. I

boligene med to eller flere oppvarmingskilder er det mest vanlig med kombinasjonen av elektrisitet og ved.

Energiundersøkelsen viser også at oppvarmingen i nyere boliger, enten disse er eneboliger, rekkehus eller blokkleiligheter, i større grad er basert på kun elektrisk oppvarming. Av alle boliger bygget før 1955, hadde kun 13 prosent elektrisk oppvarming, mens tilsvarende andeler for perioden mellom 1955 og 1980 og perioden etter 1980, var henholdsvis 25 prosent og 43 prosent. Fleksibiliteten er størst i eldre boliger og minst i nyere boliger.

Utviklingen i retning av at flere boliger oppvarmes med elektrisitet bidrar til å forklare den observerte utviklingen i elforbruket. Energiundersøkelsen tyder på en substitusjon fra oppvarming basert på flytende og fast brensel til elektrisitet, og at substitusjon fra olje til elektrisitet i denne perioden, har skjedd ved en overgang fra å bruke elektrisitet som tilleggsoppvarming til å bruke det som hovedoppvarming. En tilsvarende overgang synes å ha foregått fra fast brensel til elektrisitet.

Energiundersøkelsen i 1993 viste at om lag 75 prosent av husholdningene hadde mulighet til å veksle mellom to eller flere energibærere. Kombinasjon av elektrisitet og ved er den mest vanlige og omfatter omlag 45 prosent av husholdningene, mens omlag 30 prosent kan veksle mellom elektrisitet og olje. 25 prosent av husholdningene har kun muligheter til å fyre med elektrisitet.

Tabell 7.5: Oppvarmingskilder i norske boliger. 1990

	Antall (1 000)	Prosent
Boliger i 1990	1 769	
Én oppvarmingskilde	733	41,4
Sentralvarme	171	9,7
Helelektrisk	418	23,6
Ovner for flytende brensel	51	2,9
Ovner for fast brensel	93	5,3
To eller flere oppvarmingskilder	1 036	58,6
Elektriske ovner og ovner for fast brensel	619	35,0
Elektriske ovner for fast og flytende brensel	129	7,3
Elektriske ovner og ovner for fast og flytende brensel	209	11,8
Sentralvarme og en eller flere andre kilder	46	2,6
Ovner for fast og flytende brensel	34	1,9

Kilde: SSB, Energiundersøkelsen 1990

Privat og offentlig tjenesteytende sektor

Det er innenfor privat og offentlig tjenesteyting at en har observert størst vekst i energiforbruket de siste 20 årene. Den gjennomsnittlige årlige veksten i energiforbruket i denne sektoren var 1,8 prosent i perioden 1976-1996. Av tabell 7.6 ser vi at veksten i oppvarmet areal har økt med 167 prosent, eller 2,5 prosent i årlig gjennomsnitt. Arealet per sysselsatt har økt med 25 prosent, eller 0,6 prosent i årlig gjennomsnitt.

Tabell 7.6: Utviklingen i areal til yrkesbygg i Norge. 1950-1990*

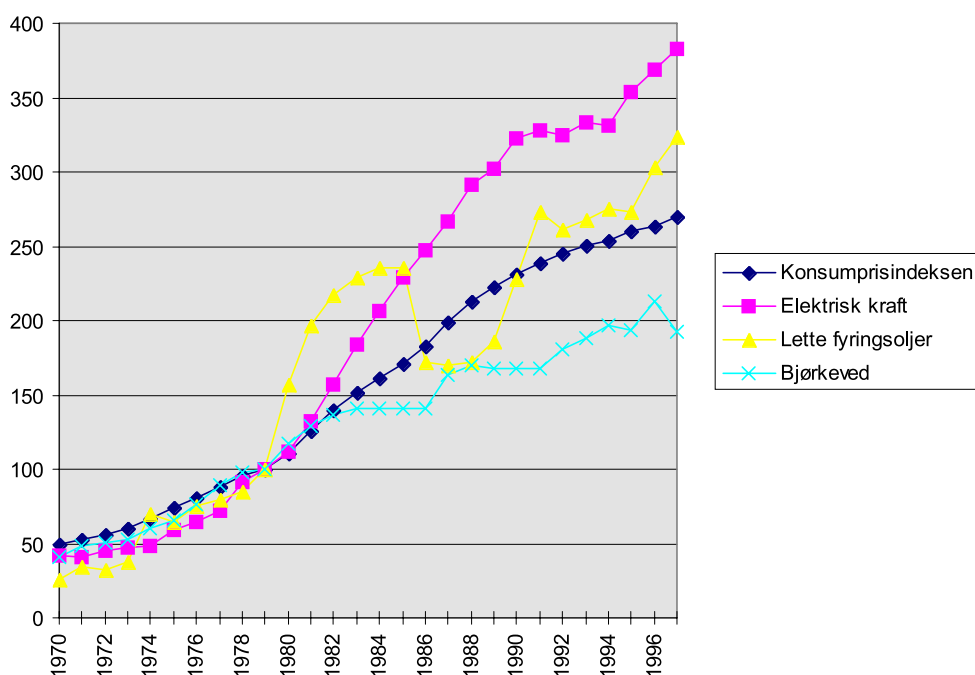
	Oppvarmet areal, mill m ²	M ² per innbygger	M ² per sysselsatt
1950	24,9	7,6	65,3
1970	36,8	9,5	62,4
1990	65,3	15,5	81,3

Kilde: 1973-1990: Statistisk sentralbyrå, Bartlett, S, Rapport 93/21, Statistisk Årbok 1996 og Historisk Statistikk 1994.

7.2.6 Energipriser

I et marked vil prisene gi signaler til forbrukerne og produsenter om knapphet eller rikelighet på en vare.

Figur 7.21 viser utviklingen i prisen på de viktigste energibærerne og den generelle prisstigningen i Norge. Prisen på elektrisitet har steget jevnt i hele perioden fram til begynnelsen av 1990-tallet, da prisen flatet ut noe før den steg kraftig igjen fra 1994 til 1997. Fra begynnelsen av 1980-tallet og fram til 1990 har prisen på elektrisitet steget mer enn den generelle prisstigningen i Norge. I begynnelsen av 1990-tallet var prisen på elektrisitet noe ustabil. Etter innføringen av energiloven i 1991 åpnet for en markedsbasert omsetning av kraft, har prisen på elektrisitet steget mer i takt med konsumprisindeksen. Prisene på oljeprodukter har fluktuert. Fra begynnelsen av 1980-tallet steg prisene på oljeprodukter mer enn prisen på elektrisitet. Fra 1985 fram til 1987 sank prisen på oljeprodukter. I begynnelsen av 1990-tallet var prisen tilbake til prisnivået i 1985. Prisen på bjørkeved har også steget i hele perioden, men prisstigningen har vært mindre enn for elektrisitet og oljeprodukter.



Figur 7.21 Konsumprisindeksen og delindekser for elektrisitet, fyringsolje nr. 1 og bjørkeved. 1970-1997. 1979=100

Kilde: SSB, NOS Energistatistikk 1996.

Sammenlignet med andre land er prisen på elektrisitet i Norge lav, mens prisen på fyringsolje ligger rundt gjennomsnittet. I flere europeiske land er prisen på strøm til husholdninger over det dobbelte av prisen i Norge. Disse forskjellene i prisen på elektrisitet reflekterer i stor grad av forskjeller i avgifter, distribusjonskostnader og produksjonsteknologi. I tillegg er det i mange land innslag av monopolprising. Se nærmere omtale i ([Link](#)) kapittel 8.

Den gjennomsnittlig kraftprisen til private husholdninger og industrien i Norge i 1997 var henholdsvis 58,5 og 36,5 øre per kWh. Denne prisen kan brytes ned i ulike komponenter, se tabell 7.7.

Tabell 7.7: Kraftprisen til husholdninger og industrien i 1997. Øre/kWh

Priskomponent	Husholdninger ¹ Øre/kWh	Industrien (Øre/kWh)
Kraftpris	24,7	17,3 ²
Overføringstariff	18,4	12,4 ²
Elavgift	5,6	-
Merverdiavgift	9,8	6,9
SUM	58,5	36,5

¹ Basert på et gjennomsnittlig forbruk på 18 000 kWh per år.

² Veid gjennomsnittspris 1. juli 1997.

Kilde: SSB NOS Energistatistikk 1996, tabell 4.4 og 4.6

Gjennomsnittsprisen til kraftkrevende industri varierte mellom 12,2 og 15,8 øre kWh i 1997, avhengig av effektuttaket.

Tabell 7.8: Gjennomsnittlig priser på elektrisk kraft til sluttbruker i kraftkrevende industri. 1997. Øre/kWh*

	Effektuttak MW		
	17,5 - 37,5	37,5 - 62,5	62,5 - 75
Pris	15,8	14,8	12,2

* Alle overføringskostnader inkludert. Gjennomsnittspriser for nye og tidligere inngåtte kontrakter. Priser på industriens egen kraftproduksjon er inkludert. Uten merverdiavgift. Industri og bergverk er fritatt for avgift på elektrisk kraft.

Kilde: SSB NOS Energistatistikk 1996, tabell 4.5

Listeprisen på lettfyringsolje var 3,72 kr/liter i 1997, målt som nyttiggjort energi. Korrigert for virkningsgraden var prisen 52,8 øre/kWh. Listeprisen på fyringsparafin var i gjennomsnitt 4,24 per liter eller 59,1 øre/kWh, når en korrigerer for virkningsgrad. Det finnes ulike rabattordninger på kjøp av fyringsoljer. I 1997 har disse ligget på om lag 30-40 øre per liter¹⁴.

14. Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt.

Energiavgifter

Forbruket av elektrisitet blir ilagt *elavgift*. Elavgiften har økt fra en sats på 1,0 øre per kWh i 1975 til 5,62 øre per kWh i 1997. Industrien, bergverk og veksthusnæringen har i dag fullt fritak for avgiften. Det samme har samtlige brukere i Finnmark og Nord-Troms hatt siden 1990. Det er videre fritak for bruk av tilfeldig kraft på nærmere angitte vilkår. Dette gjelder blant annet brukere med elektrokjeler som har brenselfyrt reserve. Ulike grupper har fått fritak for denne avgiften over tid. I 1975 ble leveringer til husholdningsformål fritatt for denne avgiften.

Tabell 7.9 viser nettoforbruk av elektrisk kraft i 1993 inndelt etter gjeldende regler i 1995 for fritak for elektrisitetsavgiften. Som tabellen viser, er om lag halvparten av forbruket av elektrisk kraft fritatt for forbruksavgift.

Tabell 7.9: Nettoforbruk av elektrisk kraft 1995 inndelt etter avgiftsplikt, GWh.

	Nettoforbruk 1995, GWh
<i>Fritatt</i>	
Bergverk og industri	42 043
Kraft til bruk i elektrokjeler med brenselfyrt reserve	7 514
Sum:	49 557
<i>Avgiftspliktig:¹⁾²⁾</i>	
Tjenesteyting	18 704
Husholdninger og jordbruk	35 587
Transport	675
Anleggskraft	440
Sum	55 406
Total SUM	104 963

¹ Tallene inkluderer forbruket i Finnmark og Nord-Troms som er fritatt for avgift.

² Inkluderer veksthusnæringen som er fritatt for avgift

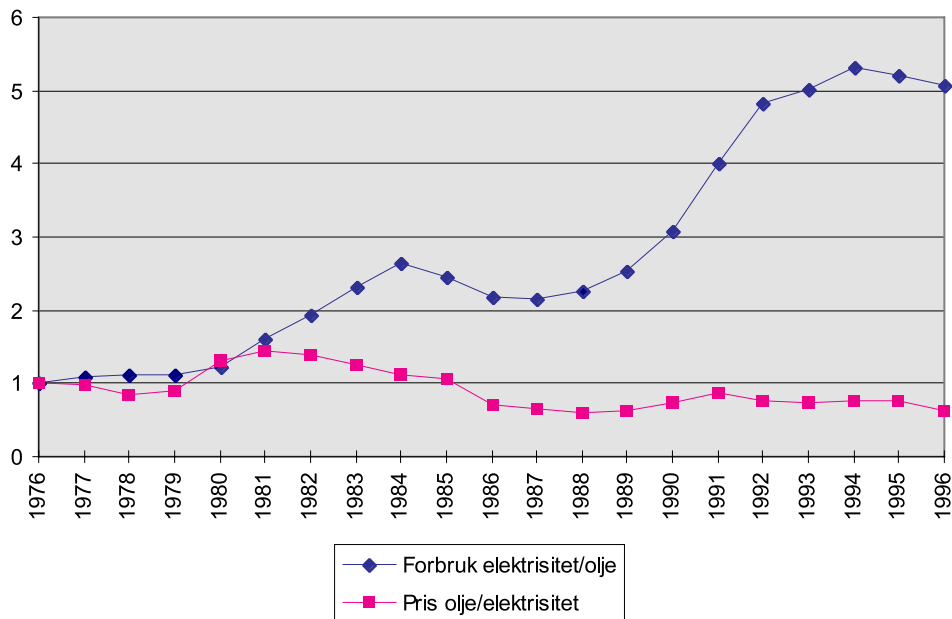
Kilde: Statistisk sentralbyrå

I 1997 var mineraloljeavgiften på 0,435 kr. per liter for lette fyringsoljer og parafin. For treforedlingsindustrien og sildemelindustrien ble avgiften halvert. Se nærmere omtale av avgifter i kapittel 22 og 24.

Prisforhold

Både prisnivået og forholdet mellom prisen på ulike energibærere påvirker energiforbruket. Jo høyere energiprisene er, desto mer lønnsomt vil det være å redusere energiforbruket. På kort sikt kan en for eksempel redusere energibruken ved å redusere innnetemperaturen. På lengre sikt kan energibruken reduseres ved å gjennomføre enøktiltak. For nye boliger, nye næringsbygg og ny industri vil det være mer lønnsomt å satse på energieffektive løsninger jo høyere energiprisene blir.

Når det gjelder relative prisendringer, vil generelt etterspørselen vris i retning av den varen som relativt sett blir billigere. Når oljeprisen til forbrukerne økte som følge av økte verdensmarkedspriser på olje i 1979/80 (OPEC II), var det overgang mot økt bruk av elektrisitet til oppvarming i Norge. Men i perioder hvor elektrisitet har blitt relativt dyrere enn olje, har en ikke observert en overgang tilbake fra elektrisitet til olje. Figur 7.20 viser utviklingen i elektrisitetsforbruket relativt til oljeforbruket, og det prisforholdet mellom olje og elektrisitet.



Figur 7.22 Utviklingen i elektrisitetsforbruket relativt til oljeforbruket og det relative prisforholdet mellom olje og elektrisitet

Kilde: SSB, Energistatistikk 1996

Etter 1981 har elektrisitetsforbruket steget relativt mer enn oljeforbruket, selv om elektrisitet har blitt relativt dyrere enn olje. En forklaring kan være lave kostnader ved å installere oppvarmingsutstyr basert på elektrisitet (for eksempel panelovner) sammenlignet med tilsvarende kostnader for å installere oljebasert oppvarmingsutstyr (for eksempel oljefyr). En annen forklaringsfaktor er økt bruk av elspesifikt utstyr. Videre kan økt komfortsyn ha gjort at elektrisitet har blitt foretrukket framfor olje som oppvarmingskilde.

Priselastisiteter

Priselastisiteter gir tallmessige uttrykk for prisfølsomheten til etterspørsel etter varer og tjenester. Den direkte priselastisiteten uttrykker hvor mange prosent etterspørselen etter en vare endres, når prisen på varen endres med en prosent. En priselastisitet for etterspørselen etter elektrisitet på minus én vil for eksempel fortelle at etterspørselen etter elektrisitet reduseres med én prosent, når elektrisitetsprisen øker med en prosent.

Siden det er rimelig å forutsette at økt pris på en vare vil gi redusert etterspørsel etter varen, vil priselastisiteten bortsett fra i helt spesielle tilfeller, være negativ.

Priselastisiteten kan splittes opp i en substitusjonseffekt og en inntektseffekt (skalaeffekt for bedrifter), som begge normalt trekker i samme retning. Økt pris på en vare vil gjøre det mer aktuelt for forbrukerne å vurdere kjøp av alternative varer som kan dekke det samme behovet, i den grad slike alternativer finnes. For eksempel vil økt pris på elektrisitet kunne føre til økt etterspørsel etter fyringsolje, og motsatt. Økt pris på en vare vil også redusere realverdien av forbrukernes inntekt, og på den måten bidra til redusert etterspørsel etter varen. For bedrifter vil økte produksjonskostnader trekke i samme retning.

Når prisen på for eksempel elektrisitet øker, vil normalt etterspørselen etter produkter som ut fra preferanser eller teknologi betraktes som alternativer (substitutter) til elektrisitet i forbruket eller i produksjonen, øke. Prisivirkningen på andre

energibærere uttrykkes ved såkalte krysspriselasititeter, definert som den prosentvise endringen i etterspørselen etter for eksempel fyringsolje når elprisen øker med én prosent. For varer som er alternative i forbruket, som elektrisitet og fyringsolje til oppvarmingsformål, vil krysspriselasititeten vanligvis være positiv. For varer som er nært knyttet sammen i forbruket, vil krysspriselasititeten kunne være negativ (komplementaritet i etterspørselen). Et relevant eksempel er panelovner og elektrisitet. Økt pris på elektrisitet vil kunne påvirke etterspørselen etter panelovner negativt, fordi flere vil vurdere investeringer i, og bruk av andre oppvarmingsystemer, som for eksempel sentralfyr, varmepumper eller vedovner.

Så langt har beskrivelsen av prisfølsomhet som følge av en prisendring på energi tatt utgangspunkt i de etterspørselsreaksjonene som kan tenkes å finne sted i den enkelte bedrift eller husholdning. Priselasititeter som refererer seg til tilpasningen hos enkeltaktører, betegnes ofte som *partielle elastisiteter*. En energiprisøkning vil imidlertid kunne føre til en rekke tilpasninger i økonomien, både gjennom endringer i andre priser, og som følge av endringer i forbruksstruktur og næringssammensetning. En *samlet analyse* av etterspørselsvirkninger av en elprisøkning må for eksempel ta hensyn til at endringer i etterspørsels- og tilbudsforhold i kraftmarkedet også påvirker likevekten i andre markeder i økonomien, og at disse tilpasningene har tilbakevirkninger på elmarkedet.

Et eksempel kan illustrere kompleksiteten. Anta at prisen på elektrisitet øker, for eksempel som en følge av økt elavgift. Prisøkningen vil blant annet kunne føre til følgende tilpasninger:

I tillegg til disse effektene vil prisene på primære produksjonsfaktorer, som lønn, også kunne påvirkes for å skape balanse i arbeidsmarkedet eller i utenriksøkonomien.

For å analysere rekken av slike virkninger, og komme fram til kvantitative anslag på den totale prisfølsomheten i etterspørselen, må en ta i bruk makroøkonomiske modeller. Modellapparatet må være tilstrekkelig detaljert for å kunne studere betydningen av næringsvridninger og ulike tilpasninger på detaljert sektornivå. I vedlegg 1 til denne utredningen presenteres beregninger av *totalelastisiteter* for elektrisitet på den generelle likevektsmodellen MSG-6. I motsetning til partielle elastisiteter måler totalelastisiteter altså effekten av en prisendring på energi på etterspørselen når en tar hensyn til ringvirkninger gjennom hele økonomien. Noen hovedresultater fra anslagene på totalelastisiteter i vedlegg 1 gjengis nedenfor.

Erfaringer fra undersøkelser om prisfølsomheten i energietterspørselen

Det har vært gjennomført en rekke studier av energietterspørsel med siktemål å anslå priselasititeter for energi. Anslag fra ulike studier varierer betydelig, som følge av blant annet forskjeller i aggregeringsnivå, datamateriale og metode. En oversikt over ulike internasjonale analyser av energietterspørsel er gitt blant annet i Dahl (1996). Trass i stor spredning i anslagene på priselasititeter, trekker hun følgende generelle konklusjoner:

- Prisfølsomheten ser ut til å ha avtatt over tid, med svakere anslått prisfølsomhet i nyere studier enn i eldre analyser.
- Tverrsnittsdata ser ut til å inneholde en noe sterkere prisrespons enn tidsseriedata.
- *Energietterspørselen* synes forholdsvis lite prisfølsom på kort sikt. På lengre sikt er energietterspørselen noe mer priselastisk, men anslagene på priselasititeter er gjennomgående høyere enn -0,5.
- Anslagene på den direkte priselasititeten i *husholdningenes etterspørsel* varierer mellom -0,2 og -0,7. For andre sektorer er det for sterk spredning i estimatene til at det mulig å angi noe spesielt mønster.

Når det gjelder det norske stasjonære forbruket av energi inneholder SSBs makroøkonomiske modeller som nevnt en forholdsvis detaljert beskrivelse av den norske energietterspørselen. Den generelle likevektsmodellen MSG-6, som er benyttet i utvalgets arbeid med scenarier (se kapitlene 31-35), beskriver muligheter for at energi kan erstatte, og bli erstattet av andre varer og produksjonsfaktorer på en rekke områder i økonomien. Anslagene på prisfølsomhet i de ulike etterspørselsrelasjonene for energi varierer mellom ulike sektorer. Substitusjonen på sektornivå er drevet av den enkelte bedrifts eller husholdnings muligheter til å foreta lønnsomme endringer i faktor- og forbruksvaresammensetningen som følge av at elprisen øker. For økonomien totalt, det vil si på makronivå, vil substitusjonen også være påvirket av at den generelle aktiviteten i sektorer med ulik elintensitet ikke blir endret proporsjonalt. For eksempel vil nedgangen i eletterspørselen bli forsterket dersom det er slik at de kraftkrevende industrinæringene opplever en relativt sterkere nedgang i produksjonen enn det man opplever i andre næringer.

Med utgangspunkt i en disaggregert beskrivelse av økonomien er det samlede prisfølsomheten i energietterspørselen som er av størst interesse. En slik analyse av *prisfølsomheten i eletterspørselen* er gjennomført ved hjelp av MSG-6, og resultatene er presentert i vedlegg 1. Noen hovedkonklusjoner fra denne analysen er:

1. Eletterspørselen faller med ca. 0,3 prosent per prosent økning i referanseprisen for elkraft, det vil si kraftprisen målt ved referansepunktet mellom transmisjon og distribusjon, før påplussing av overføringskostnader og avgifter.
2. Tilpasningene i private fastlandsnæringer bidrar med 87 prosent av den beregnede samlede prisfølsomheten. Redusert elforbruk i husholdningene bidrar med 13 prosent, mens modellberegningene ikke gir noe bidrag fra offentlig sektor eller offshore næringene.
3. For både bedriftene og husholdningene er de makroøkonomiske virkningene for små til å bidra nevneverdig til den samlede prisfølsomheten. Det er endringer i relative priser som er hovedkraften bak nedgangen i eletterspørselen.
4. Det største bidraget til redusert elintensitet i produksjonen kommer fra faktorsubstitusjon fra elektrisitet til andre faktorer innad i hver næring. Den viktigste faktorsubstitusjonen skjer fra energi til arbeidskraft.
5. Bidraget til redusert elintensitet i produksjonen fra endret næringssammensetning er 0,14 prosentpoeng (26 prosent). Dette skyldes at de mest elintensive næringene produserer produkter som er mer priselastiske enn gjennomsnittet. Spesielt går produksjonen relativt sett sterkest ned i metallindustrien og de øvrige eksportorienterte kraftkrevende industrinæringene, der tilbudet er antatt å være svært elastisk med hensyn til endringer i kostnadene.
6. Faktorsubstitusjonen og produksjonsnedgangen i metallindustrien bidrar med over halvparten av den beregnede reduksjonen i eletterspørselen i de private fastlandsnæringene.

Det kan bemerkes at en dekompering av en samlet prisfølsomhet i ulike bidrag kan ha noe tilfeldig over seg, ved at den vil kunne avhenge av hvilken nærings- og vareinndeling som er spesifisert i modellbeskrivelsen. På den annen side vil tilpasninger i ulike ledd og på ulike områder av økonomien, være skjult i enkeltstående anslag i mer aggregerte og partielle studier av energietterspørselen.

Tabell 7.10 viser partielle *priselastisiteter for industrisektorene* i en nordisk energimarkedsmodell (Mysen 1995).

Tabell 7.10: Direkte priselastisiteter for energietterspørsel i en nordisk energimarkedsmodell

	Metallindustri		Treforedling		Annen industri	
	El	Fyr.olje	El	Fyr.olje	El	Fyr.olje
Danmark	-0,26	-0,28	-0,21	-0,30	-0,4	-0,1
Finland	-0,06	-0,38	-0,09	-	-	-
Norge	-	-	-0,44	-1,45	-0,28	-0,38
Sverige	-0,26	-0,27	-0,22	-0,11	-0,24	-0,20

Kilde: SSB

Et hovedinntrykk er at energietterspørselen i industrien i de fire nordiske land er relativt uelastisk. Med unntak av treforedlingssektoren i Norge, er priselastisitetene i alle sektorer lavere enn 0,5 i tallverdi.

I en nyere versjon av den nordiske energimarkedsmodellen (Normod-T), er det lagt inn priselastisiteter for etterspørsel etter elektrisitet i *husholdningene* i området -0,2 til -0,4 (Johnsen 1998). Elastisiteten varierer med sesong og tid på døgnet. I likhet med i produksjonssektorene antas husholdningenes eletterspørsel å være relativt uelastisk.

I en annen analyse fra SSB (Bye et al 1996) framkommer, blant annet at prisfølsomheten til virksomheter med spotpris-kontrakter varierer mellom ulike sektorer, og mellom høylast- og lavlastperioder, se tabell 7.11. Prisfølsomheten er betydelig høyere i høylast- enn i lavlastperioder. Forskjellen mellom prisfølsomheten i høylast- og lavlastperioder er noe høyere i servicesektoren enn i industrisektoren.

Tabell 7.11: Estimerte priselastisiteter for bedrifter med spotpriskontrakter

Sektor	Høylast	Lavlast
Service	-1,05	-0,49
Industri	-0,84	-0,52

Kilde: SSB

I en rapport fra Senter for anvendt forskning (Berg et al 1986) konkluderer forfatterne med at anslagene på elastisiteten i etterspørselen etter energi i Norge varierer sterkt. Rapporten påviser at estimatene på den direkte priselastisiteten til elforbruket i husholdningene varierer fra -0,07 til -1,26.

I en dokumentasjon av priselastisitetene i produksjonssektorene i MSG (Mysen 1991) framkommer det elastisiteter i området 0,13 (bygg og anlegg) til 1,34 (treforedling). Disse elastisitetene gjelder substitusjon mellom fyringsolje og elektrisitet. De fleste elastisitetene ligger i området 0,25 til 0,75. Estimaten tyder på relativt beskjeden substitusjon som følge av prisendringer mellom elektrisitet og fyringsolje i produksjonssektorene i Norge (i estimeringsperioden). Datamaterialet tydet imidlertid på en prisuavhengig overgang fra bruk av olje til bruk av elektrisitet i denne perioden.

Den anstrengte kraftssituasjonen høsten 1996 og vinteren 1997 førte til at mange energiverk satte opp prisene på elektrisitet til forbrukerne. Elforbruket var i denne perioden betydelig lavere enn i samme periode året i forveien. Siden det var

stor medieoppmerksomhet om kraftsituasjonen, og myndighetene satte i gang kampanjer for å redusere elforbruket, er det usikkert i hvor stor grad reduksjonen i elforbruket skyldtes selve prisøkningen.

I fjerde kvartal 1996 og i første kvartal 1997 var elforbruket henholdsvis 6 prosent og 10 prosent lavere enn i tilsvarende perioder året i forveien. Reduksjonen i elforbruket ble delvis motvirket av økt bruk av fyringsolje og ved. Resultater fra undersøkelse utført av Energidata (1997) viser en reduksjon i det stasjonære energiforbruket i alminnelig forsyning på omlag 2 TWh i denne perioden, sammenlignet med en forventet «normal» utvikling for disse kvartalene.

En annen analyse fra Energidata (1997) studerer de kortsiktige virkningene av de økte elprisene på elforbruket, ved å ta utgangspunkt i pris- og forbruksdata fra 10 energiverk fra januar 1995 til og med april 1997. Analysen viser en signifikant, men liten prisfølsomhet for elforbruket. Effekten er større for store forbrukere enn for små. Medieoppslag om kraftsituasjonen, og prisøkninger på elforbruket gir tilsynelatende større effekter enn selve prisendringene. Det kan imidlertid være vanskelig å skille disse to effektene.

Resultatene som er presentert her, gir en indikasjon på at økte avgifter på energiforbruk vil føre til redusert forbruk. Etterspørselen etter energi synes imidlertid å være relativt uelastisk. Hvis dette også vil være tilfelle framover i tid, må avgiftene være relativt høye for å oppnå reduksjoner i energiforbruket.

Prisfølsomheten og elastisitetene kan endres over tid. Teknologiske nyvinninger, mer fleksibelt utstyr og endrede holdninger hos forbrukere kan bidra til å øke prisfølsomheten og fleksibiliteten i energiforbruket.

7.3 OPPSUMMERING

Energiforbruket til stasjonært formål i Norge har økt betydelig de siste 20 årene. Den viktigste energibæreren er elektrisitet, og de største energiforbrukende sektorene er kraftkrevende industri og private husholdninger. Energiforbruket per innbygger i Norge er høyt i forhold til andre land, påvirket av det store innslaget av kraftkrevende industri. I tillegg lever vi i et samfunn der materiell vekst og velstand gjennom tidene har hatt høy prioritet. På bakgrunn av de faktorer som er drøftet i dette kapitlet kan en trekke ut noen viktige årsaker til det norske energiforbruket:

- Vi lever i et relativt kaldt land med lange mørkeperioder der en stor andel av energiforbruket går til oppvarmingsformål. Når energiforbruket i ulike land korrigeres for temperaturforbruk, viser det seg at norske har hus god energiteknisk standard sammenlignet med andre land.
- En tredobling av antall husholdninger de siste 70 årene, og en utvikling i retning av flere små husholdninger, har vært en viktig årsak til det økte energiforbruket i denne perioden.
- Vi har hatt en teknologisk utvikling som innebærer at vi bruker energi mer effektivt. Dette har bidratt til å dempe veksten i energiforbruket. Det er et potensiale for ytterligere energieffektivisering ved at private husholdninger og industribedrifter tar i bruk mer effektive teknologier når dette er lønnsomt.
- Den teknologiske utviklingen har også bidratt til økt bruk av energi, spesielt elektrisitet, gjennom økt bruk av elspesifikke produkter.
- Den økonomiske veksten og dens sammensetning, har hatt stor betydning for energiforbruket. De tjenesteytende sektorene har økt sin andel i forhold til industrisektoren, både med hensyn til sysselsatte og bruttoprodukt. Dette har bidratt til at energiintensiteten har blitt redusert de siste 20 årene. Det kan også nevnes at det har vært en strukturutvikling innenfor industrisektoren i retning av mer energiintensiv industri som har motvirket nedgangen i den samlede

energiintensiteten. Samtidig har det vært en betydelig vekst i den oppvarmede bygningsmassen per innbygger. Andelen av eneboliger, som er den mest energikrevende boligformen i husholdningssektoren har økt.

- Norske forbrukere har nytt godt av god tilgang på energi til relativt lave priser. Dette er også en viktig faktor bak den veksten i energiforbruket. Spesielt har prisen på elektrisitet vært lav i forhold til mange andre land.
- Norske forbrukerens levesett har også utviklet seg i mer energikrevende retning. En stor del av velstandsøkningen i husholdningssektoren har blitt brukt til å heve standarden på boligen.

Boks 7.1: Preferanser

Tradisjonelt sett har teknologi og forbrukernes kjøpekraft, bestemt av inntekt og priser, ulike informasjonstiltak om energisparemuligheter, og husholdningers utgifter til energi vært betraktet som viktige forklaringsfaktorer i menneskers forbruk av energi.

I de senere år har man gjennom forskning påvist sammenhenger mellom energibruk og variabler som kultur og livsstil. Med livsstil menes måten hverdagslivet er utformet på, hva slags aktiviteter som utføres, hvordan de utføres, og hvilket meningsinnhold de har. Viktige faktorer knyttet til livsstil er trivsel, komfort og estetikk i boliger. Fordi trivsel er viktig, vil mange velge å bruke peis selv om ikke peisen er den mest energieffektive oppvarmingskilden. En tar ikke nødvendigvis et varmt karbad for å bli ren, men for å slappe av etter en lang arbeidsdag. Det er viktige symbolske sider ved energibruken - mye lys og varme i norske hjem symboliserer *hygge*.

På tross av at teknologisk utvikling har bidratt til mer effektiv bruk av energi, har både menneskers levesett, og strukturene i næringslivet utviklet seg i mer energikrevende retning. Framveksten i servicenæringen, og utviklingen mot større og varmere boliger, har bidratt til økt bruk av energi.

Det er gjennomført en rekke forskningsaktiviteter i Norge for å kartlegge hva som påvirker energiforbruket i norske husholdninger. En av disse forskningsprosjektene er «Energiforbrukets økologi i norske husholdninger» under Norges Forskningsråds program «Samfunn, miljø og energi» (SAMMEN). Noen hovedresultater i forskningsprosjektet «Energiforbrukets økologi i norske husholdninger» kan oppsummeres i følgende påstander:

- Folk flest oppfatter ikke energiforbruket sitt som noe problem, og synes ikke at de bruker mer energi enn de må.
- Energibruken styres i stor grad av livsstilen, selv om teknologiske forhold også har en betydning. De som bruker lite energi gjør det fordi de har valgt en livsstil som er lite energikrevende, ikke fordi de har valgt et lavt energiforbruk.
- Et dominerende trekk i det kulturelle mønsteret, med hensyn til det stasjonære energiforbruket, er preferansen for å bo i enebolig.
- Energi påvirkes mest effektivt ved påvirkning av livsstil, for eksempel gjennom å gjøre eneboligen mindre attraktiv som boligform.

Del II
Energimarkedene i Nord-Europa

KAPITTEL 8

Norge i et nord-europeisk energimarked - status og perspektiver**8.1 INNLEDNING**

Etter som de nasjonale energimarkedene blir mer integrerte, vil utviklingen i andre land i større grad enn tidligere få betydning for den norske energi- og kraftbalansen. For Norge vil særlig utviklingen i det nord-europeiske energimarkedet og i EU være viktig. Hensikten med dette kapitlet er å gi en vurdering av Norges stilling i et nord-europeisk energimarked, og å trekke opp noen perspektiver for den framtidige utviklingen. Fokus vil være på utviklingstrekk som kan få konsekvenser for den norske energi- og kraftbalansen.

Krafthandelen i Norden og Nord-Europa vil i økende grad være viktig for utviklingen i det norske energimarkedet. I dag har Norge overføringskapasitet til de nordiske landene (og i tillegg en beskjeden overføringskapasitet mot Russland i Finnmark). Flere andre nordiske land har overføringslinjer mot land utenfor Norden. Danmark og Sverige har overføringsforbindelser mot Tyskland, og Finland har overføringsforbindelser mot Russland. Om få år vil overføringslinjer (sjøkabler) mellom Sverige og Polen, Norge og Tyskland og mellom Norge og Nederland etter planen være på plass.

Utviklingen innenfor kraftmarkedene i landene i Nord-Europa, særlig med hensyn på elektrisitetsdirektivet og virkemidler i miljøpolitikken knyttet til energiområdet, er viktige rammebetingelser for utviklingen i det norske energi- og kraftmarkedet. Dersom skatter og avgifter ikke er harmonisert (for eksempel i forhold til CO₂-utslipp), vil kraftprodusenter i land uten avgifter kunne tilby kraft til lavere pris enn kraftprodusenter i land med avgifter. Kraftproduksjonen i Norden er i dag i liten grad avgiftsbelagt i forhold til miljøkonsekvensene. I forhold til et harmonisert system innebærer dagens skatter og avgifter skjevheter i konkurranseforholdene i favør av forurensende kraftproduksjon (f. eks. kullkraft).

De nordiske statsministrene har bedt sine energiministre se nærmere på mulighetene for harmonisering av avgifter på energiområdet. I arbeidet med harmonisering av avgifter bør det sannsynligvis legges opp til pragmatiske løsninger, hvor fordelene ved samarbeid på tvers av landegrensene, med hensyn til utslipp, økonomiske kostnader og leveringssikkerhet, kan oppnås trinnvis.

Både valget av virkemidler i miljøpolitikken og i hvilken grad og takt energimarkedene i EU blir liberalisert, vil kunne få konsekvenser for prisutviklingen på energi. Virkemidler i miljøpolitikken vil blant annet avhenge av hvilken strategi man velger i bestrebelsene på å redusere utslippene av klimagasser, først og fremst i forbindelse med oppfølging av Kyoto-avtalen og eventuelle framtidige avtaler på området. Prisutviklingen på energi i Nord-Europa vil i større grad enn tidligere påvirke norske energipriser og vil dermed være en sentral faktor i vurderingen av den framtidige norske energi- og kraftbalansen.

Energipolitikken er forskjellig i de ulike nord-europeiske landene, både i fokus og i valg av virkemidler. Forhold knyttet til produksjonssystemet og forbruksmønstret, politiske prioriteringer og avgifter har bidratt til betydelige forskjeller i pris for ulike forbrukergrupper mellom landene. Forbruksmønstret varierer i stor grad. Den omfattende kraftintensive industri i Norge, Sverige og Finland gjenspeiler historisk sett rikelig tilgang på (billig) kraft.

De store variasjonene i elprisene, spesielt til husholdningene, se tabell 8.1, skyldes i all hovedsak forskjeller i avgifter. Prisforskjellene har gitt betydelige utslag i fordelingen av energibærere til bruk i husholdningene. Husholdningene i Norge, Sverige og Finland betaler vesentlig mindre for elektrisiteten enn hva tilfellet er i Danmark, Tyskland og tildels også Nederland. I Norge og Sverige er det omfattende bruk av elektrisitet til oppvarming, i motsetning til i Danmark og Finland hvor elektrisitet bare i liten grad brukes til oppvarming. På dette området er Danmark mer likt Tyskland enn det øvrige Norden.

Tabell 8.1: Energiforbruk (1995) og elpriser (1996) i Norden, Nederland og Tyskland. TWh og norske øre/kWh

	Elforbruk TWh		Energiforbruk TWh	Elpriser Øre/kWh	
	I alt	Husholdninger	Husholdninger	Industri	Husholdninger
Danmark	31	11	53	47	139
Finland	65	16	61	41	72
Nederland	83	18	129	41	79
Norge	104	36	47	23	53
Sverige	125	42	93	29	70
Tyskland	451	127	729	60	115

Kilde: IEA, EEA, ECON

Energiforbruket i Norden er for øvrig karakterisert ved at Finland har det høyeste energiforbruket per innbygger, mens Norge har det høyeste elforbruket per innbygger. Treforedlingsindustrien er en viktig årsak til et høyt energi- og elforbruk i Sverige og Finland, mens særlig metallindustrien i Norge er en stor forbruker av elektrisitet.

Når det gjelder miljøutslipp, har Danmark det klart høyeste utslipp av CO₂ per innbygger i Norden. Dette skyldes først og fremst det store innslaget av kull i den danske kraftproduksjonen. Norge har det laveste CO₂-utslipp av de nordiske landene (utenom Island), både totalt og per innbygger. De lave norske CO₂-utslippene skyldes først og fremst en praktisk talt forurensningsfri kraftproduksjon (over 99 prosent vannkraft). For en nærmere omtale av energiforsyningen i de ulike landene, se ([Link](#)) kapittel 9.

8.2 NORGES UTENLANDSHANDEL MED KRAFT

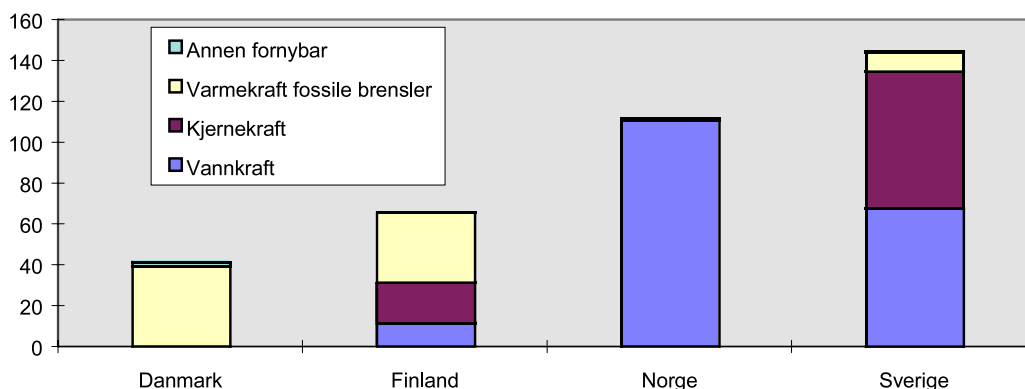
8.2.1 Bakgrunnen for kraftutvekslingen

Det kreves konsesjon for krafthandel med utlandet i henhold til energiloven. Konsesjonsplikten gir myndighetene det nødvendige tilsynet med utenlandshandelen av hensyn til allmenne samfunnshensyn som fornuftig ressursforvaltning, miljøhensyn og en sikker kraftforsyning. Rammene for utenlandshandelen med kraft er gitt i St meld nr 11 (1995-96) Om organiseringen av krafthandelen med Sverige og i St meld nr 46 (1992-93) Om langsiktig kraftutveksling med utlandet. Statnett SF har det tekniske og administrative ansvaret for å tilrettelegge den kortsiktige utvekslingen med utlandet.

Handelen med kraft mellom landene bestemmes av produksjons- og forbruksforholdene i de enkelte landene, i tillegg til omfanget av overføringsforbindelsene

og vilkårene for bruk av disse. Et utgangspunkt for kraftutvekslingen er muligheten til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene mellom landene.

Kraftforsyningen i Nord-Europa og særlig i Norden er svært heterogen, se figur 8.1. Norge med praktisk talt bare vannkraft og Danmark, hvor kraftproduksjonen i det alt vesentlige er basert på fossile brenslers, utgjør ytterpunktene. Finland og Sverige har mer variert kraftforsyning med vannkraft, kjernekraft og varmekraft basert på fossile brenslers (oljekondensverk), er først og fremst en reservekapasitet. I år med normale nedbørs- og tilsigsforhold er den svenske kraftproduksjonen basert på fossile brenslers (oljekondensverk), er først og fremst en reservekapasitet. I år med normale nedbørs- og tilsigsforhold er den svenske kraftproduksjonen basert på fossile brenslers beskjedne. I Danmark utgjør vindkraft i underkant av 5 prosent av den totale kraftproduksjonen. Tysklands kraftproduksjon er dominert av kull- og kjernekraft, mens Nederland i tillegg til kullkraft også har et betydelig innslag av gasskraft.



Figur 8.1 Kraftproduksjon etter energibærere i de nordiske land. 1997. TWh

Kilde: Nordel

Kraftutvekslingen er viktig for Norge i og med at den reduserer sårbarheten for tilsigsvariasjoner og utnytter vannkraftens reguleringssevne. Gode muligheter for kraftutveksling reduserer behovet for en stor innenlandsk reservekapasitet som en sikkerhet mot tørrår.

De fleste landene som Norge har knyttet og vil knytte overføringsforbindelser til, har en kraftproduksjon som i stor grad er basert på varmekraft (kull-, olje-, gass- og kjernekraft). Dette gir normalt en stabil tilgang på energi. Muligheten til å importere kraft i tørrår fungerer som en reserve for det norske systemet. I år med gode tilsig av vann gir overføringsforbindelsene muligheter til krafteksport fra Norge. På denne bakgrunn vil mulighetene for kraftutveksling dempe prissvingningene i den norske energiforsyningen. I et lukket norsk system ville de norske elprisene vært mye mer følsomme overfor klimatiske forhold.

Kraftutvekslingen mellom Norge og nabolandene (i vid forstand) utnytter fordelene ved å samkjøre vannkraft og varmekraft. I varmekraftlandene setter kapasiteten i kraftverkene rammer for hvor mye kraft som kan produseres (effektdimensjonert system), mens i Norge i dag er det energimengden (vannmengden i magasinene) som er den begrensende faktoren (energidimensjonert system). Energikildene som kraftproduksjonen i varmekraftlandene baseres på (olje, kull, naturgass og uran), kan stort sett kan anskaffes i de mengder det er behov for, og representerer derfor ingen begrensninger for kraftproduksjonen.

I varmekraftlandene vil det være kostbart å bygge varmekraftverk som skal dekke forbrukstopper som varer kort tid, samtidig som det er tidkrevende og kostbart å regulere produksjonen opp og ned i eksisterende varmekraftverk. På denne bakgrunn kan varmekraft gjerne levere relativt billig kraft utenom forbrukstoppene, det vil si om natten og i helgene.

De norske vannkraftverkene er dimensjonerte til å dekke forbruket når behovet er størst, og har større kapasitet enn det som er nødvendig for å dekke forbruket på dagtid innenlands. Produksjonen i vannkraftverkene kan raskt og til lave kostnader reguleres opp og ned etter svingninger i forbruket, og ved uforutsette kortsiktige endringer i krafttilgangen.

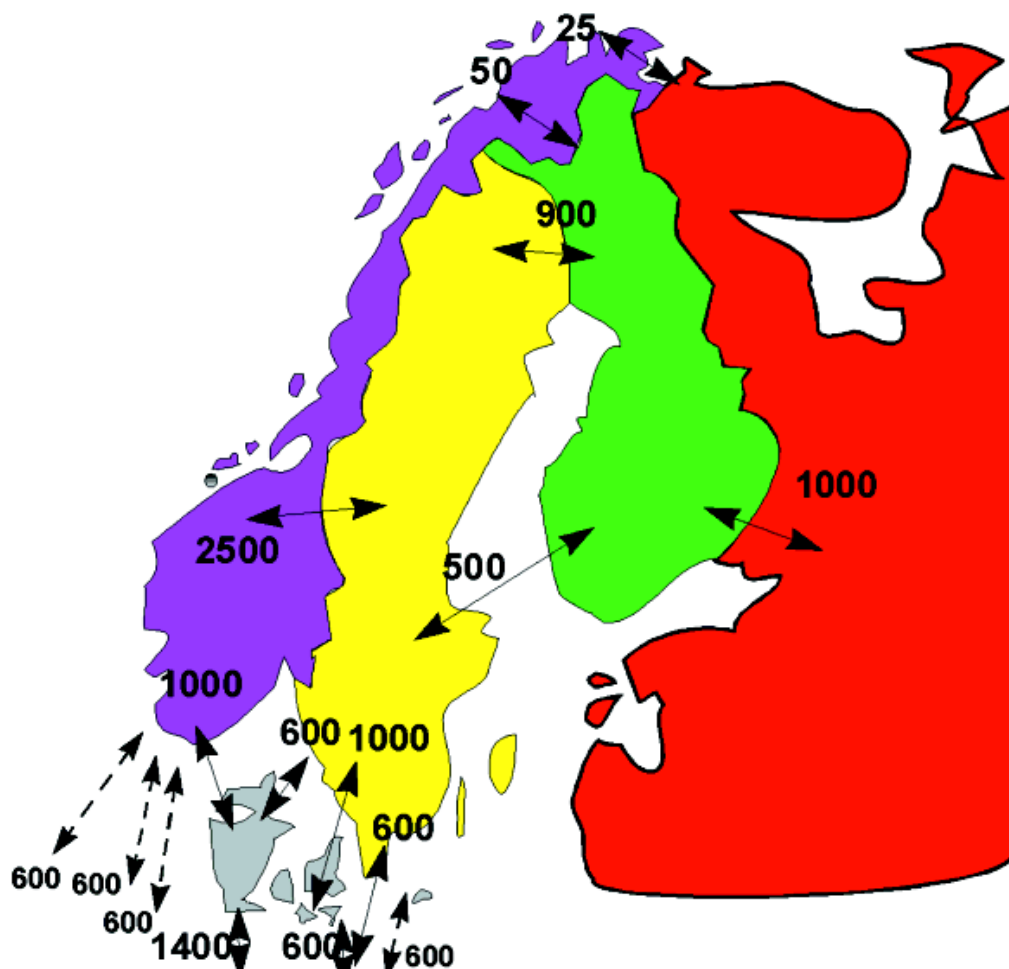
De ulike egenskapene til varmekraftsystemet og vannkraftsystemet gir grunnlag for gevinster i samspill mellom systemene. Reguleringsevnen til vannkraftsystemet kan utnyttes for å møte forbrukstoppene i varmekraftsystemet. På denne måten kan varmekraftverkene kjøres jevnere og mer effektivt, og behovet for å investere i ny varmekraftkapasitet reduseres. I tillegg vil en jevnere drift av varmekraftverkene gi en høyere virkningsgrad i kraftproduksjonen og dermed lavere utslipp til luft per produsert enhet energi.

Norge på sin side kan importere kraft fra varmekraftsystemene når forbruket er lavt, og samtidig regulere ned vannkraftproduksjonen og spare vann. Norge kan oppnå økonomiske gevinster ved å eksportere kraft til relativt høye priser på dagtid under forbrukstoppene og importere kraft til relativt lave priser på natten og i helgene når produksjonen er høyere enn forbruket i våre naboland. På denne måten kan de unike egenskapene til vannkraftsystemet gi energien som produseres en høyere verdi.

Samkjøring med varmekraftsystemet vil også redusere behovet for nye kraftverk og flerårsmagasiner i Norge. Når prisen i Norge blir tilstrekkelig høyere enn marginalkostnad ved varmekraftproduksjon, vil det lønne seg for våre naboland å eksportere kraft til Norge. Motsatt vil det lønne seg for Norge å eksportere kraft når prisen hjemme er lavere enn i nabolandene.

8.2.2 Overføringskapasiteten

Det er en betydelig overføringskapasitet for elektrisitet mellom de nordiske landene, se figur 8.2. Dette innebærer at kraftmarkedene i landene er nært sammenknyttet. Norge har i en årrekke handlet kraft med Sverige, Danmark og Finland. I tillegg har det vært en svært begrenset handel med Russland.



Figur 8.2 Overføringsforbindelsen i Norden.

På grunn av et historisk nært samarbeid og en lang felles grense, har Norge de sterkeste overføringsforbindelsene til Sverige. Den fysiske overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige er 3400 MW. Driftsmessige forhold innebærer imidlertid at den reelle overføringskapasiteten normalt er mindre, om lag 2500 MW. Det er også en betydelig overføringskapasitet mellom Norge og Danmark, 1000 MW. Overføringskapasiteten til Finland og Russland er henholdsvis 50 og 25 MW. Ved en maksimal utnyttelse av kapasiteten, kan det i løpet av et år utveksles 20-24 TWh mellom Norge og de nordiske nabolandene.

I tillegg til overføringskapasiteten til Norge, har Sverige også stor overføringskapasitet til Danmark, Finland og Tyskland. Danmark har betydelig overføringskapasitet til Tyskland, mens Finland også har stor overføringskapasitet til Russland.

Flere nye overføringslinjer mellom nordiske land og land utenfor Norden skal etter planen legges om få år. Mellom Norge og kontinentet skal det legges tre kabler, to til Tyskland og en til Nederland, hver på 600 MW. En kabel mellom Sverige og Polen planlegges også. Videre diskuteres kabler mellom Finland og Estland (i forbindelse med Baltisk ring) og kabler mellom Norge og Skottland.

8.2.3 Utviklingen av kraftutvekslingen

I takt med at overføringskapasiteten mellom de nordiske landene har blitt utvidet, har handelen med kraft blitt mer omfattende. Tradisjonelt har Norge vært nettoeksportør av kraft, men på 1990-tallet har det også vært to år med nettoimport av kraft til Norge, se figur 6.6.

Mengden kraft som utveksles varierer betydelig fra år til år, og avhenger i stor grad av nedbør og tilsig til vannkraftanleggene i Norden. Størst var nettoeksporten fra Norge i de vannrike årene 1989 og 1990. I 1990 var nettoeksporten hele 16,2 TWh. Norge hadde også en betydelig nettoeksport i flomåret 1995. Fra 1970 til og med 1997 hadde Norge en samlet eksport på 180 TWh og en samlet import på 60 TWh.

Fram til 1997 var Norge nettoeksportør av kraft i alle år bortsett fra 1977, 1986, 1996 og 1997. I 1994 var det nær balanse mellom eksport og import. Utover på 1990-tallet har den norske kraftbalansen blitt strammere, og Norge hadde rekordstor nettoimport (9 TWh) i tørråret 1996. Norge hadde også en betydelig nettoimport på i underkant av 4 TWh i 1997. Den store importen i 1996 og 1997 må imidlertid ses i sammenheng med det lave tilsiget i 1996.

I dag er det norske elforbruket noe høyere enn produksjonsevnen i år med normale nedbørs- og tilsigsforhold. Siden elforbruket vokser raskere enn produksjonskapasiteten, kan man forvente at Norge i årene framover oftere vil være i en nettoimportsituasjon enn det som har vært vanlig fram til nå. For å forhindre at Norge skal komme i en permanent nettoimportsituasjon (bortsett fra i særlig våte år), må enten produksjonskapasiteten økes i en langt raskere takt enn det som har vært tilfelle i de senere årene, eller elforbruket må begrenses.

Mens Norge tradisjonelt har vært nettoeksportør av kraft, har Danmark og Finland stort sett vært nettoimportører. Danmark hadde imidlertid betydelig nettoeksport i 1996 da vannkraftproduksjonen i Norge og Sverige var lav. Finland importerer årlig betydelige kraftvolumer fra Russland. Sverige har normalt vært nettoeksportør i forhold til Finland og Danmark, og nettoimportør i forhold til Norge. Samlet sett har Sverige de siste årene nærmest vært i balanse. I løpet av 1996 ble det samlet overført nesten 30 TWh mellom Danmark, Finland, Norge og Sverige.

I 1997 var nettoimporten til de fire nordiske landene fra land utenfor Norden 1,7 TWh, mens den i 1996 var 3,2 TWh. Finland hadde i 1997 en import fra Russland på 4,3 TWh. Danmark og Sveriges kraftutveksling med Tyskland ga en dansk nettoeksport på 2,3 TWh og en svensk nettoeksport på 0,4 TWh.

8.2.4 Det norsk-svenske kraftmarkedet i et nordisk perspektiv

I Sverige ble en kraftmarkedsreform innført 1. januar 1996. Reformen er i hovedsak lik den reformen som ble innført i Norge i 1991. Regelverk og ansvarsfordelingen i de to lands kraftmarkeder er også basert på samme prinsipper.

Samtidig med innføringen av kraftmarkedsreformen i Sverige, ble det lagt til rette for en mer effektiv krafthandel mellom Norge og Sverige. Grensetariffene ble fjernet for all kraftutveksling mellom Norge og Sverige. Den fysiske krafthandelen med Sverige er basert på handel over elspotmarkedet (tidligere døgnmarkedet) til Nord Pool, se under. Bilaterale avtaler med prioritet løper ut innen oktober 1999. Ordningen med prioritet i overføringsforbindelsene skal ikke videreføres.

Når det er kapasitetsproblemer knyttet til overføringsforbindelsene mellom landene, blir det fastsatt flaskehalsavgifter slik at overføringskapasiteten ikke blir overskredet. Flaskehalsavgiftene fører til at aktørene i de to landene blir stilt overfor forskjellige kraftpriser (på samme måte som det også kan være ulike prisområder internt i Norge).

I forbindelse med omorganiseringen av krafthandelen mellom de to landene ervervet Svenska Kraftnät 50 prosent eierandel i kraftbørsen, og børsen eies nå av landenes to sentralnettselskaper med like andeler. I den anledning endret kraftbørsen navn fra Statnett Marked AS til Nord Pool ASA - Den nordiske elbørsen. Alle aktører kan handle på kraftbørsen etter samme regler.

Utviklingen de siste årene har gått i retning av en mer effektiv kraftutveksling mellom alle de nordiske landene. I tillegg til omleggingen av krafthandelen mellom Norge og Sverige, har omorganiseringen av det finske markedet blant annet lagt grunnlaget for en endring av vilkårene for overføringsforbindelsene til Sverige og Norge. Det gis nå adgang på ikke-diskriminerende vilkår, og grensetariffene er redusert for utvekslingen mellom Sverige og Finland. Det ligger til rette for en ytterligere effektivisering av krafthandelen i tiden framover. Den direkte overføringskapasiteten mellom Norge og Finland er liten, mens kapasiteten mellom Sverige og Finland er relativt stor.

En ny energilov ble innført i Danmark 1.1.1998. Som følge av loven har nettadgangen blitt bedre for de største danske forbrukerne og distribusjonsselskapene. Den begrensede adgangen til det danske nettet reduserer i dag norske og svenske aktørers mulighet til å inngå avtaler med mindre danske aktører. Det reduserer også de mindre danske aktørenes mulighet til å handle på Nord Pool. Utvekslingen mellom Danmark og Sverige belastes grensetariffer.

Kraftsystemene på Sjælland og Jylland/Fyn er ikke koblet sammen. Mens Sverige har overføringsforbindelser til begge områder, har Norge kun forbindelser til Jylland/Fyn. På Jylland og Fyn, det vil si i ELSAMs område, er det innført punkt-tariffsystem. ELSAM er splittet i et produksjonsselskap, ELSAM, og et sentralnettselskap, Eltra. Eltra er også systemansvarlig på Jylland og Fyn. Kraftutvekslingen mellom Norge og Danmark reguleres av ELSAM-avtalen, og omtales under punkt 8.2.5.

Ulike rammebetingelser for kraftforsyningen i de nordiske landene har betydning for prisdannelsen i markedet og for investeringer i ny produksjonskapasitet, og kan dermed virke vridende på konkurranseforholdene mellom aktørene. Særlig vil ulikheter på følgende forhold være av betydning:

- Grad av deregulering og hindringer for å beskytte hjemmemarkedene
- Skatter og avgifter, inkludert miljøavgifter
- Regulering av investeringer i ny produksjonskapasitet

I Norge kan alle sluttbrukere kjøpe kraft fra mange leverandører. Andre land vi har kraftutveksling med, har ordninger som i ulik grad skjermer for konkurranse i sluttbrukermarkedet.

Ved innføringen av energiloven i 1996, innførte Sverige en ordning som gjør at norske leverandører i praksis langt på vei blir utestengt fra det svenske sluttbrukermarkedet. Svenske kraftomsetningsbedrifter har adgang til å handle direkte på den nordiske elbørsen, men områdekonsesjonærene er langt på vei skjermet for konkurranse i husholdningsmarkedet. Krav om timesmålere for å skifte leverandør, har så langt vært et effektivt virkemiddel for å hindre at andre nasjonale og utenlandske leverandører kommer inn i området. Finland ser ut til å velge samme modell som Norge for avregning av husholdningskundene.

I Danmark, der dereguleringen er kommet langt kortere, er hjemmemarkedet beskyttet, og prisene ligger langt over det som finnes i det deregulerte markedet. Denne beskyttelsen gir danske produsenter konkurransefortrinn i forhold til norske aktører, som må finansiere sine investeringer etter vanlige kommersielle prinsipper. Kraftprodusenter med mulighet til å selge kraft til høyere priser i hjemmemarkedet,

i egenskap av å være monopol, vil kunne tilby rimeligere kraft inn i denne åpne delen av markedet.

Forskjellere i utformingen av avgiftspolitikken i de nordiske landene (se under) kan også ha konkurransevridende effekt på kraftproduksjonen. Mens danske og finske kraftprodusenter ikke er pålagt produksjonsavgifter eller avgift på forbruk av fossile brensler i kraftproduksjonen, er det avgifter på fossile brensler til kraftproduksjon i Sverige, og norsk vannkraft er pålagt en grunnrenteskatt utover alminnelig inntektsbeskatning, se kapittel 22.

8.2.5 Kraftutvekslingsavtaler

Kraftutvekslingen mellom Norge og Danmark skjer i henhold til ELSAM-avtalen mellom Statkraft og det danske ELSAM. Avtalen trådte i kraft i juli 1995 og har en varighet på 25 år. I tillegg til ELSAM-avtalen, har Olje- og energidepartementet siden 1993 gitt konsesjon til tre langsiktige kraftutvekslingsavtaler i forbindelse med bygging av tre nye kabler til kontinentet.

Avtalene skal bidra til en effektiv kraftutveksling mellom landene, og legger grunnlaget for å utnytte fordelene med å utveksle kraft mellom det norske vannkraftsystemet og de varmekraftbaserte systemene på kontinentet, jfr. 8.2.1. Avtalene omfatter i hovedsak forpliktelser om faste leveranser, i tillegg til forpliktelser om å utveksle kraft i henhold til norske børser-/kraftpriser og utenlandske marginalkostnader. Det innebærer eksport av kraft til varmekraftsystem i høylastperioder og mulighet til import av kraft i lavlastperioder.

Som i kraftutvekslingsavtalene med Tyskland og Nederland (se nedenfor) skal den kortsiktige utvekslingen mellom Norge og Danmark baseres på børser-/kraftprisen i Norge og marginalkostnaden ved kraftproduksjon i Danmark. Selv om det ligger inne en fastkraftleveranse i ELSAM-avtalen på 1,5 TWh/år, viser erfaringene fra 1996 at dette har liten betydning for den faktiske kraftutvekslingen. Den vil i hovedsak følge pris- og kostnadsforholdene i landene. Det er grunn til å tro at dette vil være tilfelle også i kraftutvekslingen over de nye kablene til kontinentet.

Avtalen mellom Statkraft SF og det tyske kraftselskapet PreussenElektra AG innebærer en eksportforpliktelse av kraft til Tyskland på omlag 2 TWh per år, primært på dagtid. I tillegg forplikter partene seg til å benytte ledig overføringskapasitet til å utveksle kraft i henhold til prisen i det norske kraftmarkedet og de marginale kostnadene i PreussenElektras system. Den kortsiktige utvekslingen åpner for import eller eksport på inntil 6,5 TWh per år. Utvekslingen av kraft starter fra 1. oktober 1998 (400 MW) via deler av kablene til Danmark og gjennom det danske nettet, og fra 2003 også via en ny 600 MW kabel mellom Norge og Tyskland.

Avtalen mellom Norsk Krafteksport AS (hvor Statkraft er medeier) og det nederlandske kraftselskapet SEP (se 9.6.3) omfatter en norsk forpliktelse om å stille til disposisjon toppkraftleveranser på i overkant av 2 TWh per år. Videre har SEP opsjon på å eksportere, og de norske avtalepartnerne rett til å importere 0,6 TWh per år. Hele kabelens kapasitet skal benyttes til kortsiktig utveksling av kraft i henhold til prisene i det norske kraftmarkedet og de marginale kostnadene i kraftproduksjonen i Nederland. En ny 600 MW kabel skal legges mellom de to landene. Avtalen trer i kraft i 2001 og har en varighet på 25 år.

Avtalen mellom EuroKraft Norge AS og tyske EST (EuroStrom Trading GmbH) omfatter en energinøytral kraftutveksling på inntil 3 TWh årlig (1,5 TWh i hver retning). I tillegg til denne utvekslingen skal EuroKraft eksportere 0,5 TWh per år. Resterende kapasitet i kabelen skal benyttes til kortsiktig utveksling. Utvekslingen skal skje via en ny 600 MW kabel mellom Norge og Tyskland. Kabelen skal settes i drift senest 1. januar 2003. Avtalens varighet er 25 år.

De tre nye kablene vil øke overføringskapasiteten mellom Norge og Tyskland og Nederland med 1800 MW. Dette innebærer at Norge vil ha en betydelig overføringskapasitet mot utlandet i forhold til produksjonskapasiteten. Dette vil innebære en betydelig sikkerhet for den norske kraftforsyningen, samtidig som prisutviklingen i Norge i enda mindre grad enn i dag vil være avhengig av klimatiske forhold. Kraftutvekslingen bidrar dermed til en mer stabil prisutvikling.

8.3 DAGENS AVGIFTER I KRAFTFORSYNINGEN

Kraftproduksjonen i Nord-Europa er i liten grad avgiftsbelagt. CO₂-avgifter på finsk kraftproduksjon ble fjernet i 1997 og ble erstattet med avgifter på elforbruket. Fram til 1998 var det avgift på kraftproduksjon i Norge. Den nye kraftverksbeskatningen innebærer at produksjonsavgiften på elektrisitet bortfaller for alle kraftforetak, og at det i stedet innføres en grunnrenteskatt.

I Sverige er det en avgift på kjernekraftproduksjon på 3,25 øre/kWh inklusive avgift for brenselshåndtering. Avgiften kan variere noe mellom kraftverkene, og den oppgitte avgiften angir et gjennomsnitt.

Innenfor energiområdet har det vært vanligere å legge avgifter på forbruk enn på produksjon. En nærmere drøfting av avgifter (med utgangspunkt i norske forhold) er gitt i 16.1. Husholdningene er gjennomgående belastet med høyere avgifter enn industrien, se tabell 8.2.

Tabell 8.2: Avgifter på elforbruk i de nordiske land 1998. øre/kWh (brutto)

	Husholdninger	Industri
Danmark	50,0	5,0
Finland	4,2	2,3
Norge	5,75	
Sverige	13,8	

Kilde: Nordel, ECON, Finansdepartementet

At forbruksavgiftene er vesentlig lavere for industrien enn for husholdningene, er begrunnet i hensynet til sysselsettingen og hensynet til industriens konkurransevne i forhold til andre land. I Norge og Sverige er det også en viss geografisk differensiering i avgiftene, noe som gjenspeiler distriktspolitikkenes betydning i disse landene.

Den høye avgiften til husholdninger i Danmark består av energiavgift (40 øre/kWh) og CO₂-avgift (10 øre/kWh). Industrien i Danmark er fritatt for energiavgift men betaler generelt halv CO₂-avgift på elforbruk. Det er ulike ordninger for ulik bruk og ulik industri, så noen betaler mer en 5 øre/kWh og andre mindre.

I Norge er elektrokjeler med brenselstyrede reserve og forbrukere i Nord-Troms og Finnmark fritatt for elavgiften. I tillegg har industri, bergverk og veksthusnæringen fullt fritak for avgiften. Fjernvarme i Sverige er avgiftsbelagt med omlag 10 øre/kWh.

Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i framtidige avgifter på energiområdet i Europa. Oppfølgingen av Kyoto-avtalen vil blant annet kunne få stor betydning for utformingen av avgiftene. Forhandlinger om og tiltak for å begrense CO₂-utslipp er nærmere omtalt i kapittel 12.

8.4 EUS ENERGIPOLITIKK OG EØS-AVTALEN

8.4.1 EUs forslag til minimumsavgifter

EU-Kommisjonen har kommet med et nytt forslag til direktiv for minimumsavgifter på ulike energiprodukter (1997). Forslaget innebærer dels innføring av nye minimumsavgifter for energibærere som gass, kull og elektrisitet, og dels heving av eksisterende minimumsavgifter, for eksempel på mineralolje brukt til oppvarming. Forslagene gjelder også drivstoff, men i det følgende vil vi begrense oss til å omtale energi til stasjonært bruk.

Forslaget må ses på bakgrunn av EU-kommisjonens forslag til kombinert CO₂-/energiavgift fra 1992, som strandet på motstand fra medlemslandene. Det er EUs finansministere som har hovedansvaret for behandlingen av denne saken, som vil ha klare konsekvenser både for energipolitikk og miljøpolitikk.

Det er flere årsaker til at Kommisjonen ønsker å bringe fram dette forslaget. Blant annet nevnes:

- Styrke enheten i det indre markedet og bidra til økt liberalisering av energimarkedene, ikke minst når det gjelder naturgass og elektrisitet
- Redusere vridningene som i dag eksisterer ved at samme energiprodukt beskattes ulikt i forskjellige land

Systemet med minimumsavgifter var opprinnelig tenkt innført i tre trinn med virkning fra 1. januar 1998 og siste heving av avgiftene 1. januar 2002. Startpunktet ble imidlertid ikke realisert.

Forslaget åpner for diverse unntaksordninger, blant annet for:

- Energiprodukter nyttet som råstoff i prosessindustrien
- Fornybare energikilder
- Naturgass i en tiårs-periode for land som ikke har et «modent gassmarked» (gjelder for eksempel Norden)

Videre er avgiftene på elektrisitet forutsatt lagt på forbruket og ikke på produksjonen. Ut fra et miljøsynspunkt ville for eksempel karbongraderte avgifter på produksjonen (evt. på forbruk av brenslere i kraftproduksjon) vært mer hensiktsmessig, se diskusjon i 16.1. Bakgrunnen for at avgiftene skal legges på forbruket, er at dette vil sikre at avgiftsinntektene tilfaller forbrukslandene og ikke produsentlandene. For å kompensere for at forbruksavgifter har dårligere treffsikkerhet i miljøsammenheng enn produksjonsavgifter, vil Kommisjonen tillate medlemslandene å innføre tilleggsavgifter på brenslere i kraftproduksjon knyttet til miljøkonsekvensene av å bruke brenselet.

Kommisjonens tidligere forslag om å innføre CO₂-avgifter er ikke inkludert i det foreliggende forslaget. Forslaget gjelder minimumsavgifter, det vil si at medlemslandene står fritt til å ha høyere avgifter enn minimumssatsene.

Forslaget innebærer at avgiftene på oljeprodukter øker relativt lite, mens naturgass og kull, som fra før har lave avgifter, får betydelig høyere avgifter. Det foreslås blant annet en avgift på naturgass til oppvarming på minimum 20 øre/Sm³. For både naturgass og kull forverres dermed konkurransevnen i forhold til olje.

For å oppnå optimale effekter på CO₂-utslipp bør energiavgifter være karbongraderte, det vil si at avgift graderes etter hvor store utslipp av CO₂ bruk av energibæreren medfører. En omregning av Kommisjonens forslag til avgifter per enhet utslipp av CO₂ (for eksempel. kroner/tonn CO₂), gir følgende resultater:

- Avgiftene på brenslene vil være høyere til direkte bruk i oppvarming enn til

- kraftproduksjon¹⁵. Dette gjelder særlig for kull.
- Til oppvarming vil kull ha den laveste avgiften, og naturgass vil ha den nest høyeste avgiften (lavere enn lett fyringsolje og høyere enn tung fyringsolje). Naturgass vil ha en avgift som er om lag 35 prosent høyere avgiften på kull.
 - Til kraftproduksjon vil avgiften for naturgass være om lag dobbelt så høy som avgiften for kull

Avgiftene vil dermed gi en miljømessig uheldig vridning i retning av kraftproduksjon framfor direkte bruk til oppvarming og i retning av bruk av kull framfor naturgass, både til direkte oppvarming og til kraftproduksjon. Det kan stilles spørsmål om Kommisjonens forslag vil være egnet som virkemiddel i oppfølgingen av Kyoto-avtalen.

Reaksjonene på Kommisjonens forslag til energiavgifter har vært ulike. Siden skatte- og avgiftsspørsmål ikke er en del av det indre markedet, krever forslaget enstemmighet blant medlemslandene for å bli vedtatt. Per i dag er det usikkert når saken blir behandlet ferdig og når avgiftssystemet eventuelt kan forventes å tre i kraft.

EU-kommisjonens forslag til energiavgifter og konsekvenser for Norge

EUs regelverk på skatte- og avgiftssektoren er ikke en del av EØS-avtalen. Dette innebærer at EU-Kommisjonens forslag til avgifter på energiområdet ikke har direkte føringer for Norge, og Norge er følgelig heller ikke juridisk forpliktet til å tilfredsstille minimumssatsene. De fleste avgiftene i Norge i dag er imidlertid høyere enn de foreslåtte minimumssatsene.

Avgiftsforlaget, hvis det blir realisert, kan imidlertid påvirke Norge på ulike måter:

- Avgiftene kan bidra til å svekke den relative konkurranseposisjonen i markedet for vår energiekspert
- Avgiftene kan via reduserte råolje- og gasspriser bidra til å redusere vår petroleumsformue
- Avgiftene kan påvirke hvordan vi, blant annet ut fra konkurranseforhold, på en fornuftig måte kan innrette vårt eget avgiftssystem

Kommisjonens forslag til avgifter vil innebære at naturgassens konkurranseposisjon mot olje forverres. Via prisrevisjoner mellom selger og kjøper av gassen vil den reduserte konkurranseevnen mot olje gjenspeiles i lavere priser for selgerne. Dette betyr i så fall lavere gasspriser til gassprodusentene og en overføring av inntekt fra produsent- til konsumentland. Resultatet kan bli en betydelig reduksjon i inntektene fra gassseksporten.

8.4.2 EØS-avtalen og energisektoren

EØS-avtalen trådte i kraft 1. januar 1994. Målet med EØS-avtalen er å skape ensartede regler som har betydning for markedene i hele EØS-området basert på felles regler og likeverdige betingelser for konkurranse. Gjennom EØS-avtalen er EFTA-landene del av EUs indre energimarked og tar også del i energisamarbeid på andre felter som ikke direkte er en del av det indre markedet, som for eksempel forskning- og utvikling, enøk og fornybare energikilder. Norge påvirkes derfor av EUs initiativer og beslutninger på energiområdet.

15. Avgift for kraftproduksjon er beregnet med utgangspunkt i forbruksavgiften (på elektrisitet) og angir hvilken CO₂-avgift denne tilsvarer ved full overveltning av avgiften.

Energisektoren i EU er kjennetegnet ved nasjonale særtrekk i form av ulike eierskapsløsninger, ulike produksjonsformer og ulike tilnærminger i politikk-utforming. På elektrisitetsområdet har bilaterale og regionale løsninger vært typiske (f. eks. det nordiske kraftmarkedet).

Tradisjonelt har energiforsyningsikkerhet vært ansett som det viktigste formålet med energipolitikken, og arbeidet internt i EU har vært preget av at vedtak om tiltak har vært fattet med enstemmighet. For de fleste EU-land har det i denne diskusjon vært viktig å framheve at subsidiaritet¹⁶ bør være det bærende prinsipp på energiområdet. EU har dermed ikke definert en felles overordnet energipolitikk for alle landene. Innenfor disse fleksible rammene har det likevel vært en utvikling mot felles løsninger på noen områder, for eksempel felles regler for markedene og utvikling av felles minstestandarder og merking på noen produktområder.

Gjennom EØS-avtalen vil Norge også påvirkes av hvordan primærlovgivning anvendes og tolkes i EU. Dette regelverket er identisk for EFTA og EU, og eventuelle rettsavgjørelser internt i EU vil kunne få konsekvenser for tolkninger og rettslig praktisering i EFTA-pilaren gjennom EFTAs overvåkingsorgan ESA. Aktuelle områder på energi vil være regler for eksport/import, statsstøtteregler og konkurranseregler. Hittil har domstolsavgjørelser ut fra primærretten ikke i nevneverdig grad påvirket hvordan enkeltland i EU/EØS har innrettet seg på energiområdet.

På energi- og miljøområdet, og spesielt i forhold til klimapolitikk, er det et tett samarbeid internt i EU. EU opptrer med én stemme i de globale klimaforhandlingene og har også en felles klimapolitisk målsetting kombinert med en intern differensiering. I følge Kyoto-protokollen skal EU redusere utslippene av klimagasser til 8 prosent under 1990-nivå i forpliktelsesperioden 2008 til 2012.

Norge deltar i samarbeidet med EU med utviklingen av felles klimapolitiske instrumenter og programmer som SAVE, ALTENER og JOULE-THERMIE, uten at vi er en del av deres felles mål eller den interne byrdefordelingen.

8.4.3 Energimarkedet i EØS-området

EU-Kommisjonen har siden 1988 vurdert det som viktig å integrere energi- og elektrisitetsmarkedene som en del av strategien for det indre marked. Målet for Kommisjonen har vært et mer åpent elektrisitetsmarked, hvor elektrisitet i større grad sidestilles med andre varer. Forskjellige tilnærminger har blitt brukt i en slik strategi. Alle disse vil ha konsekvenser for Norge gjennom EØS-avtalen.

Direktivet om felles regler for det indre elektrisitetsmarked

Felles regler for det indre elektrisitetsmarked ble endelig vedtatt i Rådet den 19. desember 1996. Etter dette vedtaket trådte dermed direktivet i kraft for EU-landene som planlagt den 19. februar 1997. Direktivet innebærer en begrenset og gradvis markedsåpning. Innad i EU har denne beslutningen blitt oppfattet som et vesentlig skritt mot et mer åpent elektrisitetsmarked i EU, selv om bestemmelsene går vesentlig kortere enn de som er implementert i både Norge og Sverige.

De praktiske konsekvenser av direktivet for elektrisitetsmarkedet i hele EØS-området kan først vurderes når en ser hvordan direktivet implementeres i lovgivningen for de enkelte landene. Nedenfor følger noen vurderinger av momenter som påvirker utviklingen i kraftmarkedet i EU/EØS i lys av direktivet.

16. Den grunnleggende tanke bak subsidiaritetsprinsippet (nærhetsprinsippet) er at Fellesskapet ikke skal handle på et område, med mindre den påtenkte handling bedre kan gjennomføres på fellesskapsplan enn på nasjonalt plan. Beslutninger bør treffes så nært de som berøres av beslutningene som mulig. Subsidiaritetsprinsippet har funnet sin autoritative utforming i art. 3 B i EU-traktaten.

Bestemmelsene for offentlige tjenesteforpliktelser innebærer at myndighetene har anledning til å pålegge selskaper visse oppgaver av allmenn økonomisk betydning. Dette kan være av hensyn til forhold som energiforsyningssikkerhet, regularitet, pris, kvalitet og miljøbeskyttelse.

Kravene til markedsåpning som stilles, går vesentlig kortere enn det som opprinnelig var ambisjonen fra Kommisjonens side. Dette reflekteres ved at direktivet aksepterer svært ulike modeller for markedsadgang:

- *Forhandlet tredjepartsadgang (TPA)*; I dette systemet vil elektrisitetsprodusentene kunne selge kraft og slutte kontrakter direkte med berettigede konsumenter, men vil måtte forhandle om adgang til overføringssystemet med systemoperatør for å få transportert kraften. Retningsgivende tariffer for bruk av overføringssystemet skal offentliggjøres innenfor prosedyrene til dette systemet.
- *Regulert tredjepartsadgang*; Dette skiller seg fra forhandlet TPA ved at det er obligatorisk systemadgang basert på kjente faktiske tariffer. Dette er en modell som likner mer på den norsk/svenske markedsorganisaseringen.
- *Enekjøpermodellen (single buyer system)*; Modellen innebærer at all elektrisitet som kjøpes og selges innen det enkelte land eller landområdet som enekjøperen dekker, må gå gjennom enekjøper. Enekjøperen vil få en kjøpsforpliktelse i forhold til kraftkontrakter inngått mellom forbrukere og produsenter innen/utenfor landet eller landområdet, men kan nekte å transportere ut fra hensyn til overføringskapasitet eller offentlige tjenesteforpliktelser. Transporttariffene skal være kjente.

Implementering av eldirektivet. Konsekvenser for kraftmarkedet i Europa

Selv om direktivet går vesentlig kortere i dets minimumskrav enn den norsk-svenske markedsorganisaseringen, representerer implementeringen en stor utfordring for mange av EUs medlemsstater. En full liberalisering av kraftmarkedet i EU kan ta lang tid.

Etter vedtak om eldirektivet er reformer tydeliggjort kun i et begrenset antall land, primært i Nord-Europa (Sverige, Finland, Nederland, Storbritannia og Spania). I mange land er det fremdeles uklart hvilke modeller som skal velges. For våre tilgrensende markeder gjelder dette primært Tyskland hvor det pågår en debatt om markedsorganisering.

Følgende forhold representerer barrierer for en liberalisering av kraftmarkedet i EU:

- Prisetjevning forhindres av beskyttelsesmekanismer i direktivet og fravær av tredjepartsadgang med punktтарiffer på tvers av grensene
- Beskyttelsesmekanismer i forbindelse med kombinert kraft-/varmeproduksjon og interne primærenergikilder
- Selskaper kan pålegges offentlige tjenesteforpliktelser for å ivareta allmenne økonomiske interesser
- Vertikalt integrerte nasjonale monopoler kan bestå innenfor enekjøpermodellen
- Selskapsmessig konsentrasjon kan gi konkurranse mellom nasjonale og regionale enheter (framfor lokale)
- Direktivet legger ikke opp til utskilling av de funksjoner som knytter seg til drift- og systemansvar

EU-Kommisjonen har reist traktatbruddssøksmål mot enkelte medlemsstater på energiområdet. Viktig i så henseende er Kommisjonens søksmål mot Nederland,

Frankrike, Italia og Spania, for å få kjent deres respektive nasjonale monopolordninger knyttet til import og eksport av elektrisitet og gass ulovlige.

EU-domstolen avsa dom i disse sakene høsten 1997, med det resultat at Kommisjonen tapte alle søksmålene og ble idømt saksomkostninger. Dommene representerer et klart tilbakeskritt i Kommisjonens bestrebelser på å etablere et indre marked for energi, men behøver ikke å bety at Kommisjonen må oppgi sin todelte strategi om bruk av både primærlovgivningen og harmoniseringstiltak. Dommene innebærer at lovligheten av de angjeldende monopolordninger fremdeles kan vurderes etter primærlovgivningen.

Elektrisitetsdirektivet og konsekvenser for Norge

Ved vurdering av elektrisitetsdirektivet har Norge lagt vekt på beskyttelse av landets naturressurser og ønsket om en effektiv kraftutveksling med utlandet. Direktivet vil ikke føre til endringer i muligheter til å forvalte norske vannkraftressurser på en samfunnsmessig forsvarlig måte. Gjennom rammeverket for elektrisitetssektoren kan Norge ivareta oppgaver av allmenn økonomisk betydning (offentlige tjenesteforpliktelser) og en effektiv kraftflyt og krafthandel. Norges rammeverk er i tråd med direktivet og dets intensjoner.

Det vil derfor ikke være nødvendig å foreta endringer av rammeverket som følge av direktivet. Vårt konsesjonssystem med forkjøpsrett, hjemfall og konsesjonsvilkår som ivaretar hensynet til statlig styring og kontroll av kraftforsyningen og miljøhensyn kan beholdes uten endringer.

I organiseringen av det innenlandske markedet har Norge gått lenger enn det som framgår av direktivets minstekrav til markedsåpning. Norge ligger også klart foran det tidsskjema det legges opp til for gradvis markedsåpning. Rammebetingelsene er imidlertid forskjellige i de ulike landene, og det er ikke forventet at direktivet i første omgang vil føre til en vesentlig konvergens mellom landene.

Norge har i de løpende EØS-konsultasjoner lagt vekt på at en sikrer likeverdighetshensyn i kraftutvekslingen mellom land som velger ulike modeller for markedsorganisering. Land som har åpnet sine markeder mer enn andre i EØS-området (som Norge, Sverige, Finland og Storbritannia), har framført dette i prosessen fram mot et endelig direktiv. Fra norsk side har det i møter med Kommisjonen også vært pekt på at et kraftdirektiv ikke må legge hindringer for å videreutvikle et effektivt nordisk kraftmarked. Norges handelsrelasjoner mot EU på kraftområdet er fastlagt innenfor det felles norsk-svenske markedet og gjennom inngåtte kraftutvekslingsavtaler mellom norske selskaper og kraftselskaper på kontinentet.

8.4.4 Arbeidet med utvikling av energimerking og standarder på enøk-området.

En viktig del av arbeidet på enøk-området innen rammen av EU-EØS samarbeidet er å videreutvikle reglene for energimerking og kravene til energiforbruk i tilknytning til husholdningsapparater.

Direktiv 92/75/EØF er et såkalt rammedirektiv og omfatter en rekke husholdningsapparater som kjøleskap og dypfrysere og kombinasjoner av slike, vaskemaskiner og tørketromler og kombinasjoner av slike, oppvaskmaskiner, stekeovner, vannvarmere og varmtvannsbeholdere, lyskilder og klimaanlegg o.a. De nærmere bestemmelsene for hver enkelt apparat-type fastsettes i såkalte gjennomføringsdirektiver. Direktiver som innlemmes i EØS-avtalen, implementeres i Norge ved forskrifter.

Norge er bundet av EØS-avtalen, herunder prinsipper om at det ikke skal forekomme diskriminering på bakgrunn av nasjonalitet, og at standarder og tekniske spesifikasjoner ikke skal brukes som virkemiddel for å utelukke eller begrense

internasjonal konkurranse. Norge kan i utgangspunktet operere med egne regler, men spillerommet avgrenses av EØS-avtalen og prinsippene nevnt ovenfor.

8.4.5 Deltakelse i aktuelle energiprogrammer

Norge ble i 1996 med i programmene SAVE (enøk) og ALTENER (fornybare energikilder) innen rammen av EØS-samarbeidet. Dette skjedde gjennom en utvidelse av samarbeidet utenfor de fire friheter og en ny artikkel i EØS-avtalen om samarbeid innenfor energiprogrammer og miljørelaterte energiaktiviteter. SAVE II-programmet løper fra 1996 til år 2000 og skal bidra til et hevet kunnskapsnivå innen energiøkonomisering ved hjelp av informasjon, opplæring, oppbygging av nettverk, infrastruktur og lovgivning.

ALTENER II-programmet som nå ligger til behandling i Rådets organer, legger opp til en fortsettelse av satsningen for å fremme fornybare energikilder. Det legges opp til en fortsettelse etter hovedlinjene fra det løpende ALTENER-programmet, med en viss styrking av de elementer som går på investeringsiden og en utvidelse av programmet til å omfatte assosierte land i Sentral-/Øst-Europa.

Det legges opp til en videre satsning på informasjon, kompetanseutvikling, nettverksbygging/informasjonspredning og målrettede tiltak mot utvalgte fornybare teknologier. Fra norsk side tas det sikte på fortsatt deltakelse.

Som en del av EØS-avtalen, er Norge fullt med i EUs fjerde rammeprogram som løper fra perioden 1994-1998. På energiforskningssiden deltar vi i JOULE-THERMIE som er EU-program for ikke-nukleær energi. Programmet er delt inn i en forskningsdel (JOULE) og en demonstrasjonsdel (THERMIE).

Erfaringene med vår deltakelse i programmene ALTENER, SAVE og JOULE-THERMIE har vært positive, og har utgjort viktige supplement til de nasjonale satsningene. EØS-samarbeidet i prosjekter som knytter seg til fornybare energi, enøk og energiteknologi, er en svært god mulighet for norske aktører til å knytte allianser og nettverk på tvers av landegrensene. Deltakelsen knytter også Norge tettere opp til samarbeid med EU når de gjelder operativ politikk på klimaområdet.

8.5 PERSPEKTIVER FOR NORGE I ET NORD-EUROPEISK EN- ERGIMARKED - PRISUTVIKLINGEN PÅ ELEKTRISITET

Som nevnt innledningsvis i dette kapitlet, vil prisutviklingen på energi i Nord-Europa i større grad enn tidligere påvirke norske energipriser og vil dermed være en sentral faktor i vurdering av den framtidige norske energi- og kraftbalansen. Prisene gir viktige signaler til forbruket og er også sentrale i vurderingen av lønnsomheten til ny energitilgang, for eksempel når det gjelder alternative energikilder.

Gjennom overføringsforbindelsene mellom Norge og nabolandene vil produksjonskostnadene ved kraftproduksjon i disse landene være bestemmende for prisnivået på elektrisitet i Norge. Prisforskjeller (som overstiger transportkostnadene i overføringsforbindelsene) vil oppstå ved begrensninger i overføringskapasiteten (flaskehalser). Med den store overføringskapasiteten mellom Norge og nabolandene når de tre nye kablene er i drift, vil flaskehalser sannsynligvis oppstå relativt sjelden.

I vurderingen av prisutviklingen på elektrisitet i Nord-Europa er følgende faktorer sentrale:

- Graden av liberalisering
- Kostnadene ved ny produksjonskapasitet
- Avgiftspolitikken

Som omtalt tidligere i dette kapitlet, er det stor usikkerhet knyttet til takten i og graden av liberaliseringen av det europeiske kraftmarkedet. Siden det er overkapasitet i det europeiske produksjonssystemet, vil sannsynligvis en liberalisering på kort sikt føre til et fall i prisen på elektrisitet. Dette vil gi impulser til lavere priser i Norge. Lavere elpriser i Europa vil imidlertid bidra til økt etterspørsel. Den økte etterspørselen vil føre til at overkapasiteten reduseres og trekke i retning av økte priser igjen. På lengre sikt er det kostnadene ved å investere i ny produksjonskapasitet som vil bestemme prisnivået.

Kostnadene ved ny produksjonskapasitet er usikre. Usikkerhetene er i første rekke knyttet til brenselpriser, avgifter og kostnader knyttet til selve produksjonsteknologiene. For eksempel kan en liberalisering av gassmarkedet føre til redusert pris på naturgass og derved lavere produksjonskostnader for gasskraft. Andre faktorer som for eksempel rentenivå og tomtepriser vil også være av betydning.

Som omtalt ovenfor, er det også stor usikkerhet knyttet til den framtidige avgiftspolitikken i Europa. Forslaget til avgifter fra EU-Kommisjonen (se 8.4) vil i liten grad direkte påvirke prisen på elektrisitet. De foreslåtte forbruksavgiftene kan trekke i retning av redusert etterspørsel og dermed noe lavere produsentpriser. Avgifter som i større grad er innrettet mot reduksjon av forurensende utslipp fra kraftproduksjon, som brensel-/produksjonsavgifter, vil direkte øke produksjonskostnadene og bidra til høyere priser også for forbrukerne. Produksjonsavgifter på kraftproduksjonen i Europa vil gjøre importert kraft dyrere og øke eksportprisen på norsk kraft og dermed også bidra til økte priser i Norge.

Oppsummert er det stor usikkerhet knyttet til den framtidige prisutvikling for elektrisitet i Nord-Europa og Norge. Ut fra betraktningene ovenfor er det likevel ikke urimelig å forvente en viss prisstigning på elektrisitet i Norge fram mot 2020. En prisstigning på elektrisitet i Norge via produksjonskostnadene i Europa, vil blant annet bidra til:

- Dempet vekst i elforbruket
- Økt lønnsomhet for ny fornybar produksjonskapasitet
- Økt verdi på den eksisterende vannkraften

KAPITTEL 9

Energiforsyningen i noen utvalgte land i Nord-Europa**9.1 INNLEDNING**

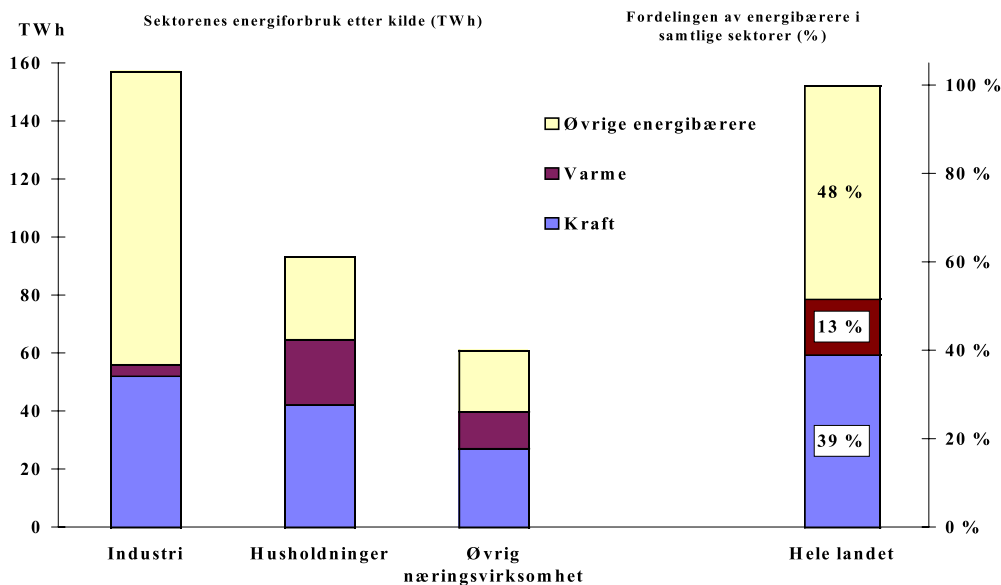
I dette kapitlet gis en presentasjon av energimarkedene i de nordiske landene utenom Norge og Island, og i noen utvalgte nord-europeiske land forøvrig. Utvalget er gjort ut fra en vurdering av hvilke land som er og vil bli viktige for utviklingen i den norske og nordiske energi- og kraftbalansen, se ([Link](#)) kapittel 8. På denne bakgrunn omtales energimarkedene i Sverige, Danmark, Finland, Tyskland, Nederland, Polen og de baltiske landene.

9.2 SVERIGE**9.2.1 Energibalansen og -priser***Energiforbruk*

Stasjonært energiforbruk i Sverige har vokst betydelig fra 1970 til 1996. Samlet for hele perioden vokste det stasjonære energiforbruket med 30 prosent. Elforbruket har i samme periode vokst med mer enn 100 prosent. Veksten i elforbruket var særlig sterk i første del av 1980-årene, da flere store kjernekraftverk startet opp og elektrisitet ble mer utbredt som kilde til oppvarming. Fra midten av 1980-tallet ble veksten i elforbruket dempet.

Elektrisitet utgjør nå 40 prosent av samlet stasjonært energiforbruk, se figur 9.1. Både denne andelen og forbruksnivå per innbygger er høyt i internasjonal sammenheng. Dette skyldes både høyt elforbruk til oppvarmingsformål og et stort innslag av kraftkrevende industri, særlig treforedling. Elektrisitetens andel er noe høyere i husholdningene og øvrig næringsvirksomhet enn i industrien. I industrien er andre energikilder dominerende, først og fremst olje, men også kull, gass og biomasse.

Sverige har også et betydelig stasjonært forbruk av bioenergi. I 1996 var det svenske forbruket av biobrensler (inkludert torv) i underkant av 70 TWh. Om lag 60 prosent av forbruket skjer i industrien, i første rekke skogindustrien, mens i underkant av en fjerdedel benyttes i fjernvarmeproduksjon. I tillegg kommer forbruket av bioenergi, først og fremst i form av helved og flis, i boliger.



Figur 9.1 Fordeling av stasjonært sluttforbruk av energi på sektor og energikilde i Sverige, 1995. TWh og prosent

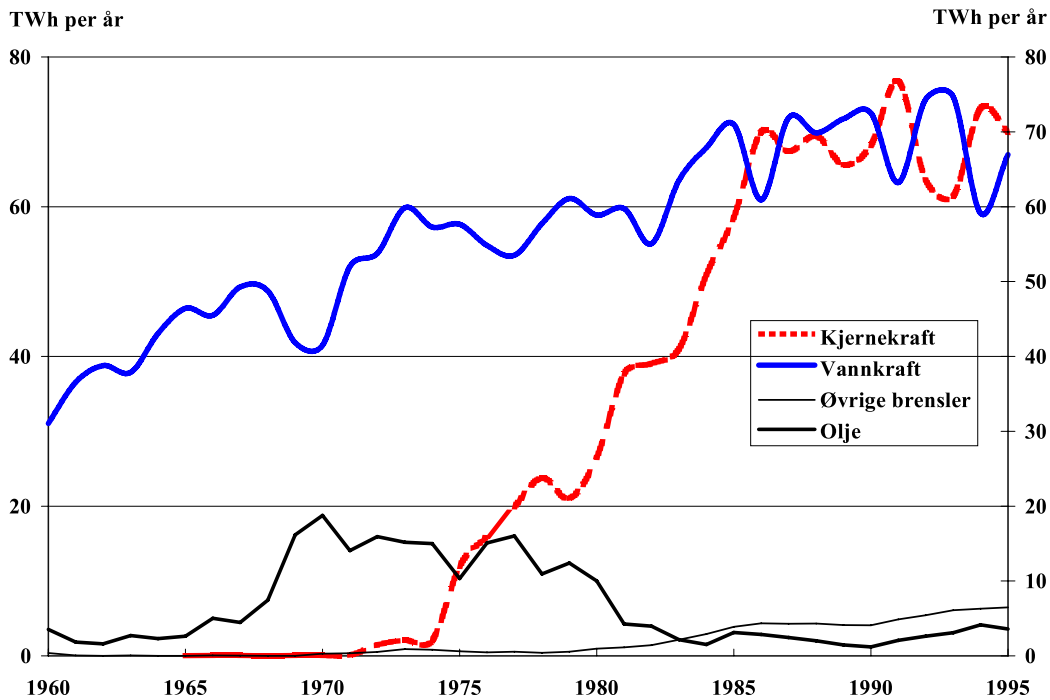
Kilde: IEA, ECON

Samlet netto elforbruk i 1996 var 131 TWh. Husholdningene sto for i overkant av 30 prosent av forbruket, mens industriens andel var 40 prosent.

Kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i Sverige er på omlag 140 TWh per år. Kraftproduksjonen kan variere fra år til år, først og fremst avhengig av nedbørsforhold og tilsig av vann til elver og kraftmagasiner og revisjoner i kjernekraftverk. Kjernekraft og vannkraft er de to viktigste formene for kraftproduksjon med tilsammen omlag 90 prosent av den totale kraftproduksjonen. Figur 9.2 viser hvordan kjernekraft- og vannkraftproduksjon varierer mot hverandre og dermed utjevner totalproduksjonen. I år med lave tilsig og lav vannkraftproduksjon er kjernekraftproduksjonen høy og motsatt. Resten av kraftproduksjonen er basert på fossile brensler.

Vannkraftverkene er i hovedsak lokalisert i de nordlige delene av landet, mens kjernekraftverkene er lokalisert nær de folkerike områdene i sør. Før kjernekraften kom inn for fullt på 1980-tallet, utgjorde kondenskraft basert på olje en relativt stor andel av kraftproduksjonen. Den er nå redusert til omlag 5 TWh i årlig produksjon. Øvrige brensler har hatt en tilvekst de siste ti årene, men er av relativt beskjedent omfang sett i forhold til vann- og kjernekraften. Det har også vært en viss vekst i kombinert produksjon av kraft og varme. Kraftvarmeverkene knyttet til fjernvarmenettet har en kapasitet i produksjon av kraft på knappe 8 TWh per år. Samlet varmetilførsel utgjør nå 13 prosent av samlet stasjonært energiforbruk.



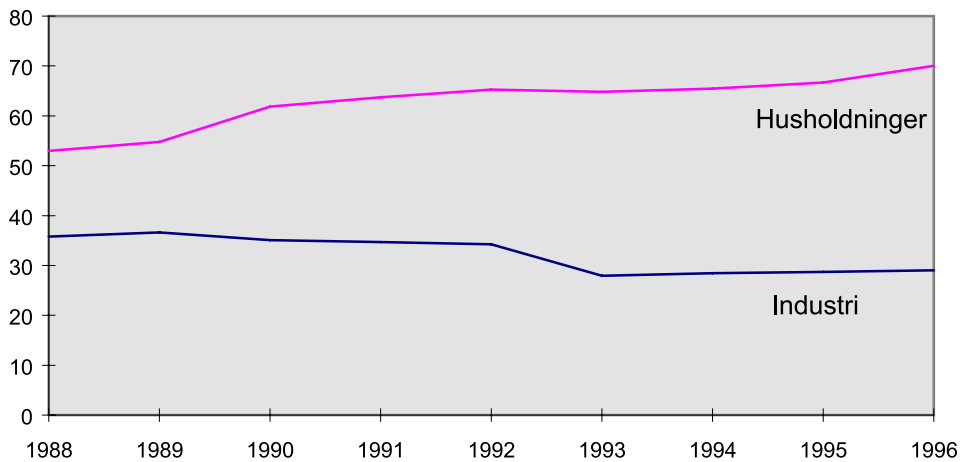
Figur 9.2 Historisk utvikling i kraftproduksjonen etter kraftverkstyper i Sverige. TWh

Kilde: IEA, ECON

Oljekondensverkene har en teoretisk maksimal produksjonsevne på 20 TWh per år. Dels fordi de aktuelle verkene er gamle, og dels på grunn av maksimalgrenser for miljøutslipp, er den praktiske produksjonsevnen bare på omlag 10 TWh.

Priser

Priser på elektrisitet til husholdningene ligger noe høyere i Sverige enn i Norge, noe som skyldes høyere avgifter i Sverige enn i Norge. Prisene til husholdningene i Sverige viste en økende tendens på slutten av 80-tallet, men har siden hatt et relativt stabilt forløp, se figur 9.3. I industrien derimot var det relativt stabile priser fram mot 1993, da det var et fall på 5 øre/kWh. De årvisse endringene som framkommer i kurvene på figuren skyldes dels skatteendringer, og dels variasjoner i overføringstariffene.



Figur 9.3 Elpriser inklusive avgifter for husholdningene og industrien i Sverige i 1996-priser. Norske øre/kWh

Kilde: IEA, NORDEL, ECON

Krafthandel

Sverige er en integrert del av det nordiske kraftmarkedet med gode overføringsforbindelser til de andre nordiske landene. Handelen med de omkringliggende landene varierer betydelig mellom årene, og er i stor grad påvirket av tilsigsvariasjonene i vannkraftsystemet. Tradisjonelt sett har Sverige hatt nettoeksport av kraft til Finland og Danmark og nettoimport av kraft fra Norge. I det våte året 1995 hadde Sverige en nettoeksport på 1,7 TWh, mens landet i tørråret 1996 hadde en nettoimport på hele 6,1 TWh. I 1996 var det særlig stor kraftimport fra Danmark, samtidig som det var en betydelig nettoeksport til Norge. I 1997 hadde Sverige en nettoeksport på 2,7 TWh.

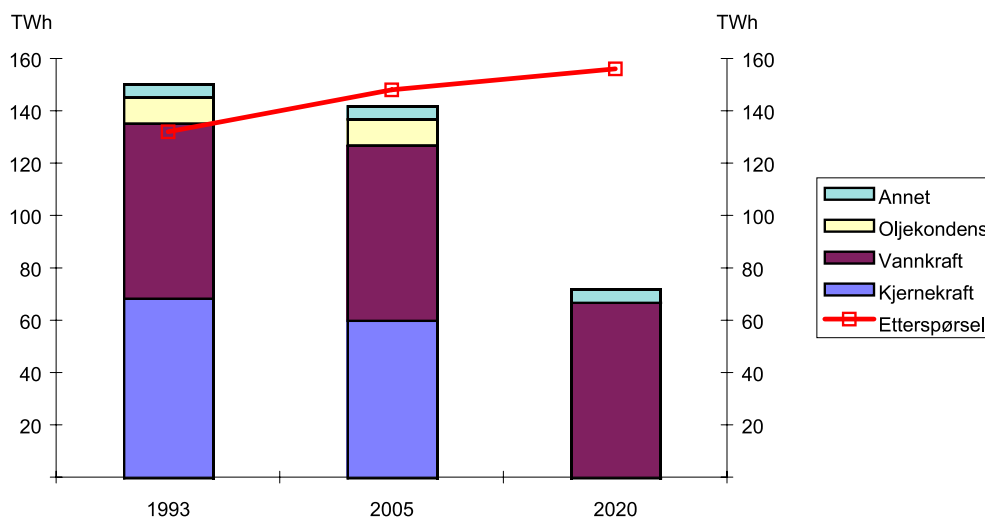
Det er også blitt bygget en høyspent sjøkabel på 600 MW til Tyskland. Foreløpig er imidlertid bruken av denne begrenset på grunn av lokale nettbeskrankninger på tysk side. Disse regner man imidlertid med at blir fjernet innen kort tid.

Kraftbalansen framover

Energi- og elforbruket forventes å få en betydelig lavere veksttakt de neste tiårene sammenlignet med gjennomsnittet fra 1970 og fram til i dag. NUTEK (Nærings- og teknikutveklingsverket) anslår at elforbruket vil vokse til 156 TWh i 2020 mot 132 TWh i 1993. Dette tilsvarer en årlig gjennomsnittlig vekst på 0,6 prosent.

Framskrivningene til NUTEK bygger på en antagelse om en gjennomsnittlig vekst i bruttonasjonalproduktet som er klart lavere enn veksten de siste 25 år. Prisene på energi ventes å stige jevnt i hele perioden. Framskrivningene bygger også på antagelser om strukturelle endringer i industrien og i husholdningenes energiforbruk som vil bidra til lavere vekst. En økning i oppvarmingsbehovet vil sannsynligvis bli mer enn oppveid av energieffektivisering og overgang til andre energiformer enn elektrisitet. På den annen side vil vekst i bruk av apparater som krever elektrisitet, virke i motsatt retning, og i noen grad motvirke tendensen i retning av redusert elforbruk.

Behovet for ny kapasitet for kraftproduksjon i Sverige er helt avhengig av takten i og omfanget av kjernekraftsavviklingen. Figur 9.4 viser gapet som må tettes, gitt NUTEKs etterspørselsprognose, hvis all kjernekraft er avviklet i 2020.



Figur 9.4 Utvikling i etterspørsel og produksjonskapasitet i Sverige (1993-2020). TWh

Kilde: ECON

Det er få konkrete planer for utvidelse av produksjonskapasiteten. Imidlertid er overføringskapasiteten til Finland styrket, og byggingen av en ny 600 MW sjøkabel til Polen planlegges. Kraftbalansen kan styrkes noe gjennom økt satsing på enøk og substitusjon mot bruk av varme. Vindkraft og særlig bioenergi kan også bidra. Miljøpolitiske argumenter taler mot kull. Med en helt eller delvis utfasing av kjernekraft kan det derfor ligge an til økt markedsandel for gass i det svenske energisystemet. Sveriges framtidige energisituasjon er også omtalt under avsnittet om energipolitikk og reguleringer.

9.2.2 Miljøutslipp fra kraftproduksjon

I forhold til andre land utgjør utslippene fra kraftsektoren i Sverige en svært beskjeden andel av de totale utslippene. Årsaken er at mesteparten av kraftproduksjonen kommer fra vannkraft eller kjernekraft, som er uten utslipp til luft. I år med høy produksjon i oljekondensverkene vil utslippene fra kraftsektoren øke vesentlig. Fra 1990 til 1994 var det en betydelig reduksjon i utslippene av både SO₂ og NO_x, mens CO₂-utslippene var mer stabile. I 1996 var det en betydelig økning av CO₂-utslippene fra kraftproduksjonen på grunn av økt produksjon i oljekondensverkene som følge av svikten i vannkraftproduksjonen.

9.2.3 Foretaksstruktur og eierskap

Den svenske kraftsektoren er preget av sterk konsentrasjon på produksjonssiden. Syv foretak står for over 90 prosent av produksjonen. Statseide Vattenfall AB er den dominerende aktøren med 55 prosent av samlet produksjon. Andre betydelige aktører er Sydkraft, Gullspång, Graninge og Stockholm Energi.

Vattenfalls strategi har de siste årene vært rettet mot å øke markedsandelen i distribusjon. Ytterligere vekst i produksjon av kraft er problematisk av konkurransemessige hensyn. Selskapet er også aktiv i de øvrige nordiske landene.

Privateide Sydkraft er det nest største selskapet og har også en klar internasjonal profil og strategi, først og fremst gjennom samarbeid med PreussenElektra og Statkraft, som også er store eiere i Sydkraft. Den tredje største selskapet, Gullspång er kontrollert av finske IVO.

En årsak til den store internasjonale interessen for de svenske kraftselskapene er at få andre selskaper er tilgjengelige for salg i den deregulerte nordiske kraftsektoren. Kraftforetakene på Kontinentet forbereder seg på den kommende dereguleringen og er ivrige etter å vinne erfaring i å operere i et konkurranseutsatt marked.

Antallet svenske distribusjonsselskap har blitt sterk redusert de siste 40 årene fra 1 500 i 1957 til 240 i dag. Av de 240 selskapene er 112 kommunale aksjeselskaper, 48 er andelslag, 44 private selskaper, 41 kommunale energiverk og 23 i statlig eie. Rasjonaliseringspotensialene er store, og dagens struktur i distribusjonen regnes ikke for å være effektiv. Et optimalt antall selskaper, ut fra landets geografi og bosettingsmønster, bedømmes gjerne til om lag 50.

9.2.4 Energipolitikk og reguleringer

Den svenske elmarkedsreformen trådte i kraft fra 1996. Det svenske kraftmarkedet ble deregulert i grove trekk etter mønster av den tidligere norske dereguleringen. Krafthandelen mellom Sverige og Norge ble samtidig omorganisert, og Svenska Kraftnät ble deleier sammen med Statnett i den nordiske elbørsen Nord Pool. Det svenske kraftmarkedet ble åpnet for konkurranse for alle kunder. I den forbindelse ble krav om å skille nettdrift fra krafthandel lovfestet.

Foreløpig fungerer ikke konkurransen tilfredsstillende på alle områder. I tillegg til konsentrasjon på eiersiden, er det barrierer for effektiv konkurranse i husholdningsmarkedet. Husholdningene har krav om timesavlesning for å kunne bytte leverandør, og kostnadene ved å installere nytt avlesningsutstyr er så høye at skifte av leverandør normalt ikke vil være lønnsomt. Det er imidlertid innført et tak på utgifter på måleutstyr på 2500 kroner. I Norge er det til sammenligning ikke krav om timesavlesning, idet en gjennomsnittlig forbruksprofil blir lagt til grunn for avregningen. NUTEK har foreslått at kravet om timesavlesning skal tas bort også i Sverige.

Svensk energipolitikk har vært preget av ambisiøse målsettinger som ikke alltid har vært like lette å forene. Følgende hovedmålsettinger kan trekkes fram:

- Kjernekraften skal avvikles. En reaktor ved Barsebäck skal stenges i 1998. Videre stenges den andre reaktoren i Barsebäck i 2001, under forutsetning av at det finnes tilstrekkelig med erstatningskraft. Når den siste kjernekraftreaktoren i Sverige skal stenges, er ikke fastsatt.
- CO₂-utslippene skal stabiliseres. Sveriges målsetting har vært å stabilisere utslippene i 2000 på 1990-nivå, for deretter å redusere utslippene. En foreløpig intern byrdefordeling i EU ga Sverige muligheten til å øke sine utslipp av klimagasser med 5 prosent fram mot 2008-2012. Denne byrdefordelingen vil bli reforhandlet på grunnlag av forpliktelsene i Kyoto-protokollen, se kapittel 13.
- De gjenværende uregulerte vassdragene skal vernes. Det er bare lagt opp til en svært beskjeden vannkraftutbygging i årene som kommer.
- Industrien skal ha konkurransedyktige kraftpriser.

Viktige virkemidler for å oppnå målsettingene omfatter arbeid med effektivisering på forbrukssiden og omstilling av energiproduksjonen. Et omstillingsprogram over syv år til en kostnad på ni milliarder svenske kroner skal settes i gang. Hovedpunktene omfatter blant annet at de store elektrokjelene i fjernvarmen skal avgiftsbelegges kraftig, bruk av kraft til oppvarmingsformål skal reduseres og i stor grad erstattes av fjernvarme, og det skal stimuleres til ny kraftproduksjon basert på alternative brensler. Et hovedspørsmål er likevel om Sverige vil make en full avvikling av kjernekraften uten en satsing på gasskraftproduksjon.

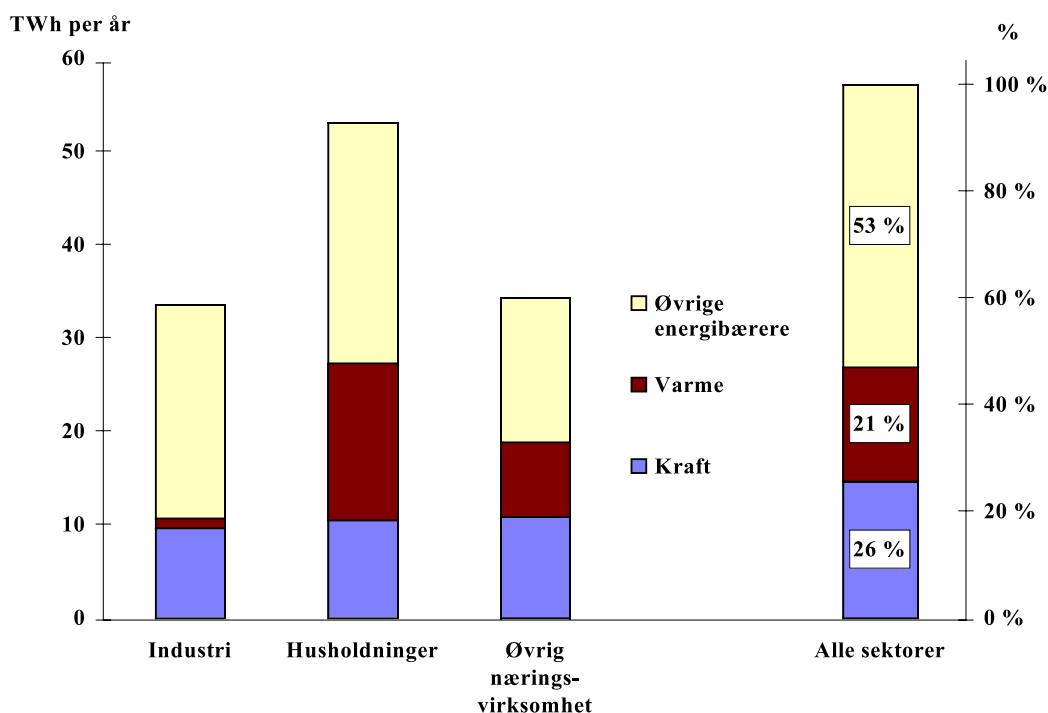
Den foreslåtte kjernekraftsavviklingen kan i noen grad endre rollene og styrkeforholdet mellom de store aktørene. I følge overenskomsten mellom Regjeringen, Centerpartiet og Vänsterpartiet skal Vattenfall «se til at stengningen av Sydkrafts reaktorer kan skje etter tidsplanen». Dette kan tolkes som om Vattenfall skal erstatte Sydkraft med ny kapasitet. Det er i tilfelle uklart hva slags økonomiske følger dette kan få for Vattenfall. Det legges imidlertid opp til at Vattenfall «aktivt skal medvirke til omstillingen av energisystemet».

9.3 DANMARK

9.3.1 Energibalansen og -priser

Energiforbruk

Samlet stasjonært energiforbruk i Danmark var i 1996 lavere enn i 1970. Forbruket av kraft og varme har derimot vokst betydelig de siste 25 årene og utgjorde i 1995 nær halvparten av det totale stasjonære energiforbruket, se figur 9.5. Veksten i varmemeforbruket var særlig sterk på slutten av 1980-tallet da det ble foretatt store investeringer i fjernvarmeanlegg. I 1995 var varmemeforbruket i overkant av 16 TWh, mens elforbruket i husholdningene til sammenligning såvidt oversteg 10 TWh. Satsingen på varmeproduksjon i kombinerte kraftvarmeanlegg har bidratt til økt energieffektivitet og dermed til å holde nede samlet stasjonært forbruksnivå.



Figur 9.5 Fordeling av stasjonært sluttforbruk av energi på sektor og energikilde i Danmark, 1995. TWh og prosent

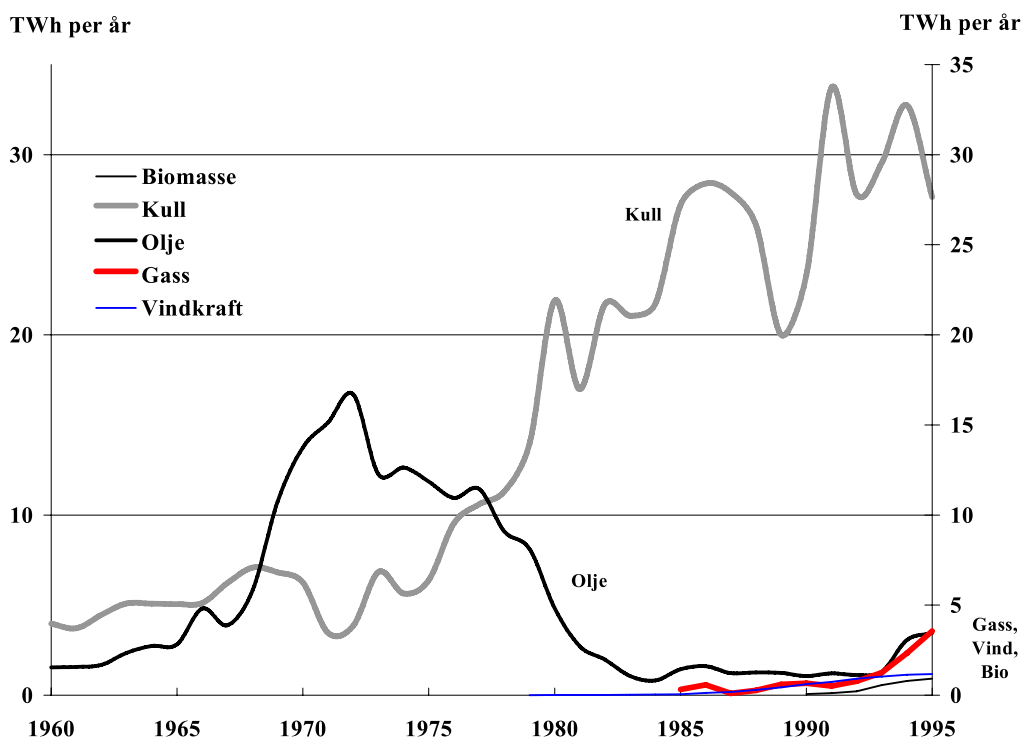
Kilde: IEA, ECON

Figuren viser at det direkte brenselforbruket utgjør i overkant av halvparten av det totale stasjonære energiforbruket. En fjerdedel av forbruket dekkes av elektrisitet, mens fjernvarmens andel er en femtedel. Husholdningene står for en relativt stor andel av det totale stasjonære energiforbruket, mens industriens forbruk er lavt sett i nordisk sammenheng.

Elforbruket er omtrent likt fordelt mellom sektorene husholdninger, tjenesteyting og industri. Sammenlignet med Norge og Sverige har Danmark et relativt lavt elforbruk i husholdningene. Høye avgifter på elforbruk i husholdninger og forbud mot nyinstallering av elvarme kan forklare at elektrisitet i liten grad brukes til oppvarming.

Kraftproduksjon

Den danske kraftproduksjonen er i all hovedsak basert på fossile brenslere, særlig kull. Inntil 1985 var nær 100 prosent av det primære energiforbruket basert på fossile energikilder, men en systematisk satsing på alternative energikilder, særlig vindkraft, har redusert andelen fossile brenslere til omlag 94 prosent. Figur 9.6 viser hvordan oljens andel i kraftproduksjonen har sunket dramatisk, mens naturgassens og vindens andel har økt. Nye store kraftverk har i første rekke vært kombibrenselverk, med kull som primærbrensel og olje som reserve. I den senere tid er også naturgass kommet inn som et alternativ i store kraftverk (Avedøre II og Skærbækværket).



Figur 9.6 Historisk utvikling i kraftproduksjonen etter kraftverkstyper i Danmark. TWh

Kilde: IEA, ECON

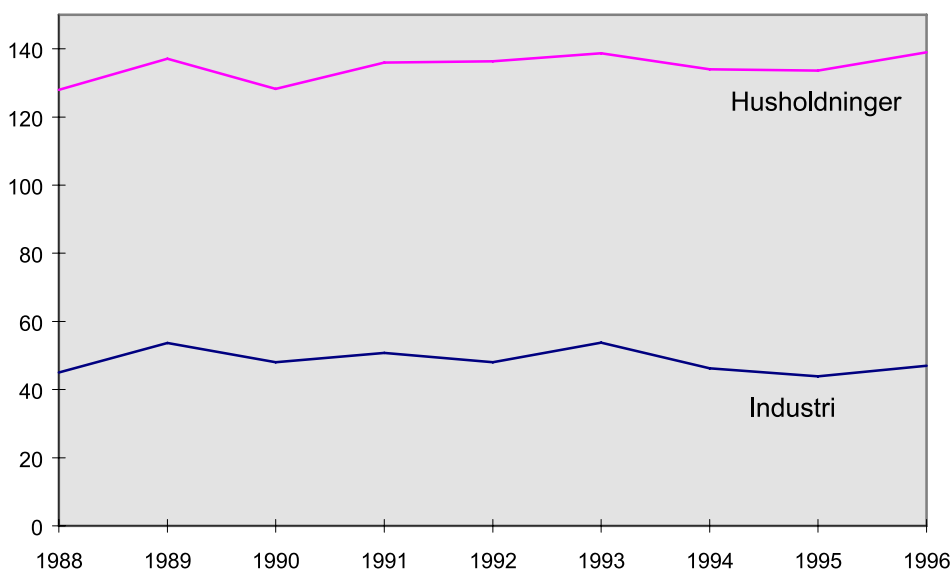
I 1996 utgjorde kullkraft omlag 80 prosent av kraftproduksjonen. Oljekraft (og kraft basert på orimulsjon) utgjorde 11 prosent, mens kraft basert på naturgass, bio-brensler og vind samlet sto for 9 prosent av kraftproduksjonen. Desentrale kraftvarmeverker utgjør omlag 10 prosent av den samlede produksjonskapasiteten. Disse verkene fyres med innenlandske brensler som naturgass, biomasse og avfall.

De observerte svingningene i den danske kullkraftproduksjonen de senere årene kan relateres til produksjonsnivået i det norsk-svenske vannkraftsystemet. I årene 1994 og 1996 med relativt lav vannkraftproduksjon var den danske kullkraftproduksjonen høy. Det danske kraftproduksjonssystemet er preget av stor overkapasitet. I 1995 hadde Danmark en total kraftproduksjon på i overkant av 34 TWh og nær balanse i utenrikshandelen med kraft. I tørråret 1996 måtte Danmark dekke kraftunderskuddet i Norge og Sverige, og hadde en produksjon på hele 50,4 TWh, noe som representerte en økning på nær 50 prosent sammenlignet med året i forveien. I 1996 hadde Danmark en nettoeksport til Sverige på nesten 9 TWh og en nettoeksport til Norge på nesten 5 TWh.

Den høye danske kraftproduksjonen i 1996 innebar at gamle kraftverk med lav virkningsgrad og liten rensing av utslipp til luft måtte tas i bruk. Dette ga en sterk økning i de danske utslippene av forurensende stoffer til luft dette året. Blant annet økte de danske utslippene av CO₂ med hele 23 prosent sammenlignet med året i forveien.

Priser

Realprisene på elektrisitet har vært relativt stabile de siste ti årene, se figur 9.7. Husholdningene har vesentlig høyere elpriser enn industrien, og langt høyere enn i de øvrige nordiske landene. De høye elprisene til husholdningene skyldes både høye avgifter på forbruket og høye fortjenestemarginer som følge av områdemonopol for leverandørene. I industrien er det lavere avgifter, og prisene her ligger nærmere de øvrige nordiske prisene.



Figur 9.7 Elpriser inklusive avgifter for husholdningene og industrien i Danmark i 1996-priser. Norske øre/kWh

Kilde: IEA, NORDEL, ECON

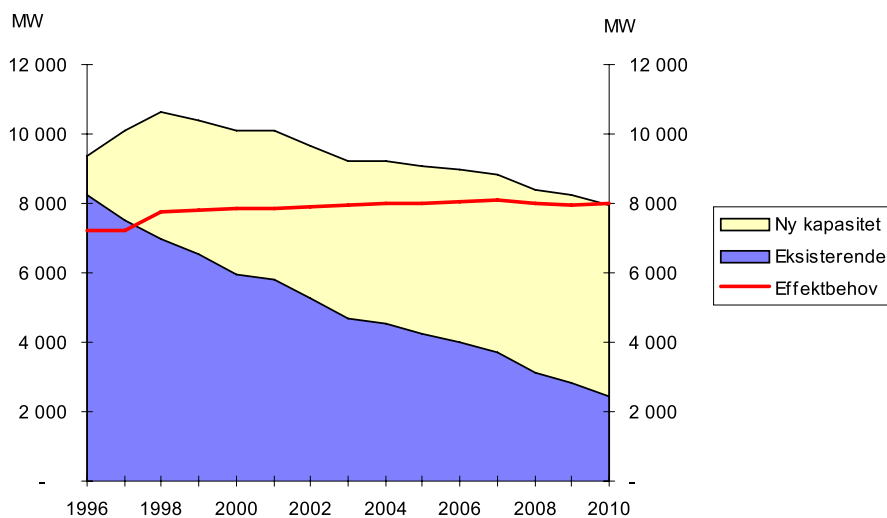
Krafthandel

Danmark har meget høy overføringsevne til sine naboland sammenlignet med eget forbruk og produksjonskapasitet. Til tross for at produksjonskapasiteten er betydelig større enn innenlandsk forbruk, har Danmark normalt vært nettoimportør av kraft. Fra 1980 til 1990 var Danmark nettoimportør av kraft hvert år. Siden 1990 har det vært år med betydelig nettoeksport av kraft. Dette gjelder 1994 og særlig 1996 da nettoeksporten var på nær 16 TWh.

På grunn av at det store varmebehovet på vinteren gir økt kraftproduksjon i kraftvarmeverkene, vil det på denne årstiden normalt være nettoeksport av kraft fra Danmark. Med det betydelige innslaget av store varmekraftverk, er det også gunstig for Danmark å eksportere kraft om natten. Dette skyldes at det er relativt store kostnader forbundet med å regulere produksjonen i slike kraftverk sammenlignet med for eksempel i vannkraftverk.

Kraftbalansen framover

I henhold til myndighetenes energipolitiske handlingsplan *Energi 21*, vil elforbruket stige fra i underkant av 35 TWh i dag til bortimot 50 TWh i 2030, dersom nåværende politikk videreføres. Det tilsvarer en årlig vekst på omtrent 0,5 prosent. Med en mer ambisiøs miljøpolitikk, det såkalte *Planforløpet*, vil forbruksveksten bli lavere, og prognosen for dette scenariet er drøye 40 TWh i 2030. Figur 9.8 viser forventet utvikling i produksjonskapasitet og effektbehov fram til 2010 i henhold til *planforløpet*.



Figur 9.8 Kapasitet og effektbehov i dansk kraftforsyning mot 2010.

Kilde: Energistyrelsen, Danmarks Energifremtider, Dansk Elforsyning statistikk 1995

Den eksisterende overskuddskapasiteten er mer enn nok til å dekke forventet forbruksvekst fram til 2030. Imidlertid er det planlagt en betydelig utfasing av produksjonskapasitet, hovedsakelig av olje- og kullfyrte verk. Energistyrelsen anslår at det vil være balanse mellom produksjon og forbruk allerede i 2003.

I de nærmeste årene vil det komme ny kapasitet for kraftproduksjon både basert på kull, gass og biomasse. Framover er det forutsatt at gasskraft og fornybar energi skal få en større plass i dansk kraftproduksjon. Danmark har ambisiøse planer om en kraftig økning av kapasiteten basert på biobrensler og havbaserte vindmøller.

Disse planene er imidlertid avhengige av fortsatt store subsidier. En markedsliberalisering i EU-regi kan representere en hindring for disse planene.

9.3.2 Miljøutslipp fra kraftproduksjon

På grunn av det store innslaget av kull i den danske kraftproduksjonen, har Danmark relativt høye utslipp knyttet til sin kraftproduksjon. Utslippene av både SO₂ og NO_x ble redusert fra 1990 til 1994. Mens CO₂-utslippene var stabile for landet som helhet, var det en økning i kraftsektorens utslipp på hele 28 prosent. Dette skyldes blant annet en betydelig nettoeksport av kraft til Norge og Sverige i 1994. På grunn av en overgang i retning av mer kraftproduksjon basert på naturgass og mer fornybar kraftproduksjon, har det vært en vesentlig reduksjon i utslippene pr. produsert enhet kraft de senere årene. I 1996 var det imidlertid igjen en betydelig økning i utslippene fra kraftproduksjonen på grunn av den høye krafteksporten til Norge og Sverige dette året.

9.3.3 Foretaksstruktur og eierskap

Kraftmarkedet i Danmark domineres av de to sammenslutningene Elsam (Jylland og Fyn) og Elkraft (området øst for Storebælt, først og fremst Sjælland). Til sammen kontrollerer de 90 prosent av kraftproduksjonen i Danmark. Uavhengige produsenter har hatt sterk vekst de siste 4-5 årene og står nå for 10 prosent av kraftproduksjonen.

Det danske kraftforsyningssystemet er karakterisert ved en desentralisert eierstruktur. Kommunene eller forbrukerne eier distribusjonsselskapene, som igjen eier produksjonsselskapene. Produksjonsselskapene eier Elsam og Elkraft som er samordningsselskaper for produksjonen, slik at produksjonsplanleggingen er sentralisert.

Elsam består av i alt 6 produksjonsforetak og 70 distribusjonsselskaper. En reorganisering av Elsam-samarbeidet med horisontal konsentrasjon på produksjonsnivået er sannsynlig. Formålet vil være å bedre effektiviteten og få en mer handlekraftig organisasjon. EUs elektrisitetsdirektiv og endringer i dansk lovgivning har ført til at ELSAM er splittet i to enheter, ELSAM og Eltra.

Elkraft-sammenslutningen består av færre enheter og domineres av kraftprodusenten Sjællandske Kraftverker (SK) som kontrollerer 75 prosent av produksjonskapasiteten. Distribusjonsselskapet NESAs eier 60 prosent av SK. Svenske Vattenfall eier 10 prosent av NESAs. Forsøk fra Vattenfall på å kjøpe seg opp i NESAs har foreløpig blitt stoppet av danske myndigheter. Konstellasjonen SK/NESAs og samarbeidet med Vattenfall, gir selskapene en sterk posisjon i et integrert nord-europeisk kraftmarked og befester samtidig SK/NESAs kontroll over eget område.

9.3.4 Energipolitikk og reguleringer

Den danske elforsyningen er i større grad preget av regulering enn hva som er tilfelle i de andre nordiske landene. Prisene er kostnadsbaserte, og myndighetene styrer alle investeringer i kraftanlegg, i det overordnede nettet og i utenlandsforbindelsene. Forholdet mellom prisen på kraft og varme er politisk styrt og vil kunne komme under press ved en liberalisering av kraftomsetningen. Danske myndigheter har imidlertid lagt opp til en forsiktig liberalisering av kraftsektoren og vil trolig ikke gå raskere fram enn hva EUs nye eldirektiv krever. Foreløpig har danske energiverk monopol på levering til kundene i sine områder. Omleggingen i Danmark er nærmere omtalt i 8.2.4.

Ambisiøse miljøpolitiske mål kommer til å spille en avgjørende rolle for utviklingen i kraftmarkedet i Danmark. Myndighetene legger opp til en aktiv politikk med siktemål å redusere elforbruket. Dessuten legges det opp til videreføring og styrking av politikken som stimulerer til utbygging av desentral kraftvarme og fornybar kraftproduksjon. Målsettingen er 1500 MW vindkraft i 2005 mot omlag 800 MW i 1996. Vindkraft vil da dekke omlag 10 prosent av det danske elforbruket. Det gis tilskudd på 7-10 øre/kWh til desentrale kraftvarmeverk og 10 øre/kWh til energiverkseide vindkraftverk. Private vindkraftverk mottar et tilskudd på 27 øre/kWh.

Det er også planer om å stenge de kullbaserte verkene før deres økonomiske levetid er ute. Hvis dette ikke skjer, vil Danmark trolig ha et betydelig effektoverskudd de neste 10-20 årene.

For å begrense etterspørselen etter elektrisitet, særlig til oppvarming, er det lagt høye avgifter på husholdningenes elforbruk. I 1997 var denne avgiften på 50,9 øre/kWh. Industrien skjermes gjennom lavere avgiftssatser og ulike refusjonsordninger. Danmark har ingen avgift på kraftproduksjon eller brenselavgifter.

Størrelsen på det framtidige innslaget av naturgass i kraftproduksjonen avhenger av resultatet av enøkpolitikken, og av veksten i bruk av biomasse. Dersom det viser seg at målene i enøk- og bioenergipolitikken blir vanskelige å nå, kan det bli snakk om en betydelig vekst i gassforbruket i kraftsektoren. I likhet med i Sverige, er det imidlertid stor usikkerhet knyttet til omfanget av den framtidige gasskraftproduksjonen i Danmark.

9.4 FINLAND

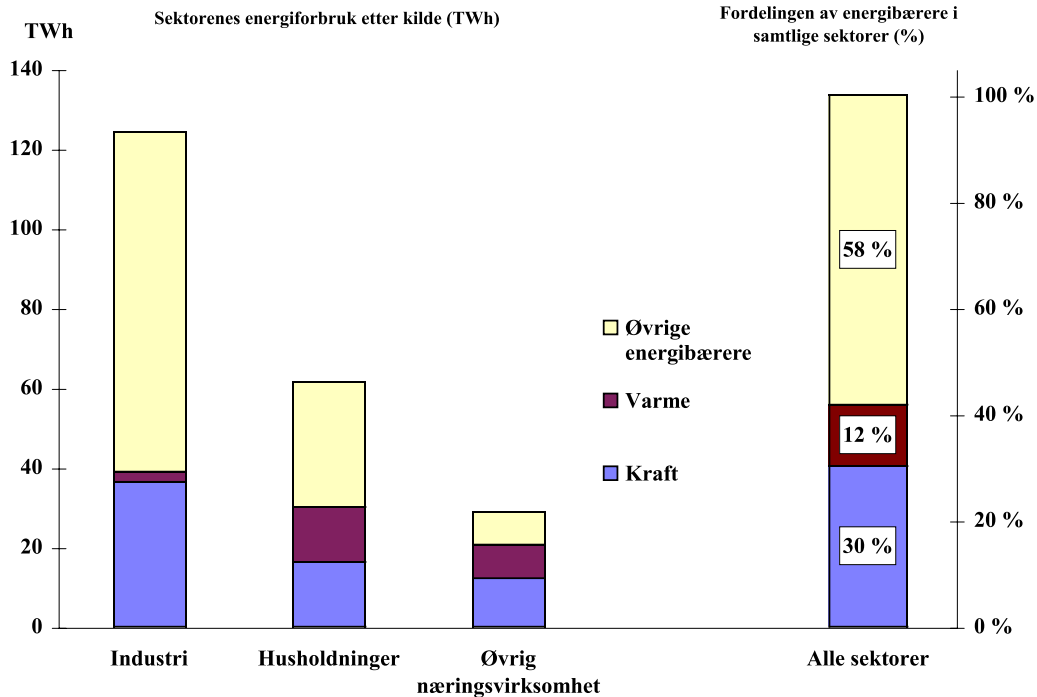
9.4.1 Energibalansen og -priser

Energiforbruk

Finland hadde en sterk vekst i energiforbruket fram mot 1985. Etter 1985 flatet veksten i det finske energiforbruket ut. Finland har det høyeste stasjonære energiforbruket per innbygger i Norden. Dette skyldes blant annet at Finland har en betydelig kraftintensiv industri, først og fremst knyttet til treforedlingsvirksomhet.

Figur 9.9 viser at industrien står for i underkant av 60 prosent av det totale stasjonære energiforbruket i Finland. Elforbrukets andel av det totale stasjonære energiforbruket har økt siden 1970 og er i dag omlag 30 prosent. Det totale elforbruket i 1996 var 70 TWh.

El- og varmemeforbrukets relative andeler er større i husholdninger og øvrig næringsvirksomhet enn i industrien. Likevel utgjør industriens elforbruk i overkant av halvparten av det totale elforbruket i Finland. I treforedlingsindustrien består vesentlige deler av energitilførselen av biomasse, i første rekke bark og flis, som er avfallsprodukter fra egen produksjon.



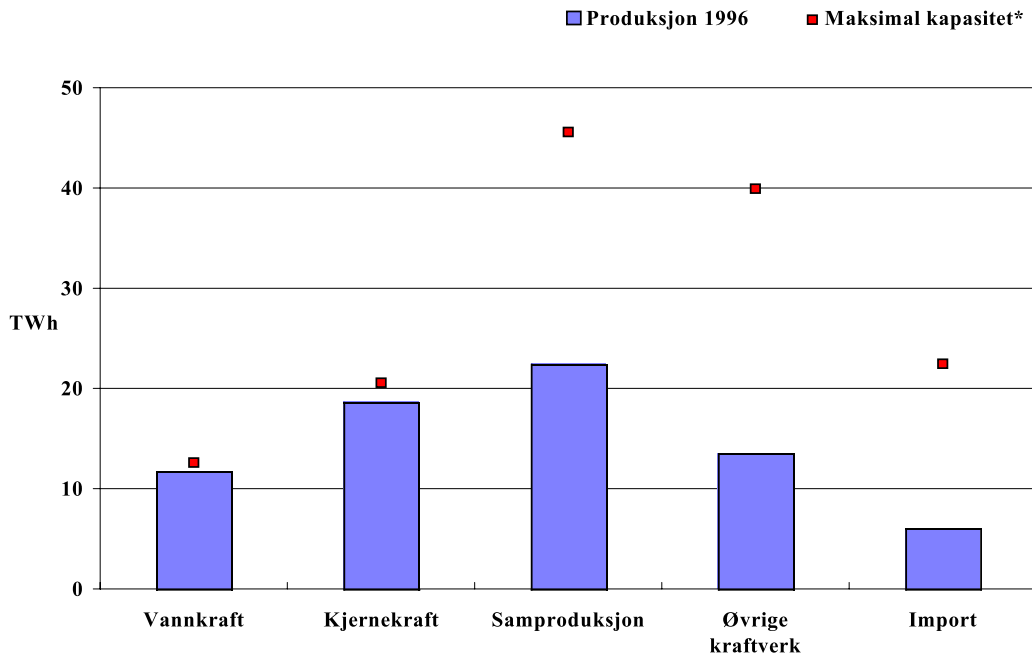
Figur 9.9 Fordeling av stasjonært sluttforbruk av energi på sektor og energikilde i Finland, 1995. TWh og prosent

Kilde: IEA, ECON

Kraftproduksjon

Finland har en variert kraftproduksjon som består av både kjernekraft, vannkraft, kraftvarmeverk for samproduksjon med fjernvarmenettene og kondenskraftverk, se figur 9.10. Den totale kraftproduksjonen i 1996 var 66 TWh. Kjernekraft og vannkraft står for henholdsvis 33 prosent og 22 prosent av den totale kraftproduksjonen. Varmekraftverkene utenom kjernekraft har gass, kull og biomasse som de viktigste brensler. Kullkraft står for 14 prosent av samlet kraftproduksjon i Finland, mens gasskraft og biobasert kraft står for omlag 10 prosent hver.

Vannkraft produseres hovedsaklig i Nord-Finland, kullkraft langs kysten og kjernekraft i de mer befolkningstette områdene i Sør-Finland. Produksjonskapasitetens lokalisering er i noen grad tilpasset forbruket, men det er likevel betydelig overføringskapasitet mellom nord og sør. Kraftproduksjonen i kraftvarmeverkene bestemmes av varmebehovet og varmeproduksjonen. Kullkraftverk og særlig gassturbiner tas i bruk i økende grad når kraftbehovet vokser.

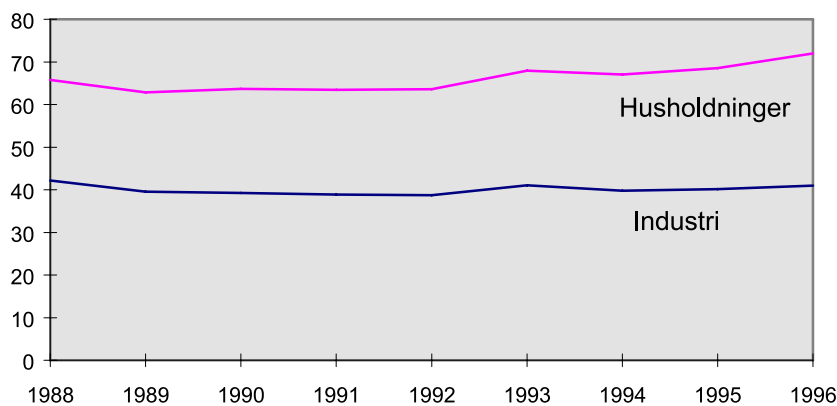


Figur 9.10 Krafttilførsel etter kraftverkstyper og import i Finland. 1996. TWh

Kilde: Nordel, ECON

Priser

Figur 9.11 viser at også i Finland er elprisene til husholdningene betydelig høyere enn elprisene til industrien. Nivået på elprisene i dag er omlag det samme som for ti år siden. Husholdningene betalte i 1996 omlag 70 norske øre/kWh. I 1997 ble det innført en elavgift som var på 4 norske øre/kWh for husholdningene og omtrent det halve for industrien.



Figur 9.11 Elpriser inklusive avgifter for husholdningene og industrien i Finland i 1996-priser. Norske øre/kWh

Kilde: IEA, Nordel, ECON

Krafthandel

Finland har bare overføringslinjer av betydning til Sverige av de andre nordiske landene. Det er også noen mindre overføringslinjer mellom Nord-Finland og Finnmark. Finland er en stor importør av energi, og en vesentlig del av dette er leveranser av kraft og naturgass (i rør) fra Russland. Også i forhold til Sverige har Finland i de fleste år vært nettoimportør.

Overføringslinjene mellom Russland og Finland brukes utelukkende til import. Forbindelsene til Sverige brukes i større grad til utveksling. I 1995 hadde Finland en nettoimport på 8,4 TWh, hvorav nesten 5 TWh fra Russland og resten fra Sverige. I 1996 var den finske nettoimporten 3,7 TWh. I dette tørre året hadde Finland en nettoeksport i forhold til Sverige på 0,7 TWh.

Kraftbalansen framover

De fleste prognoser viser en fortsatt sterk vekst i elforbruket i Finland. Med et kraftunderskudd (forbruk minus innenlands produksjon) på nær ti prosent på midten av 1990-tallet, betyr dette at behovet for bygging av ny kapasitet i de nærmeste tiårene er betydelig. Foruten pågående og godkjente kraftverksprosjekter på til sammen 8,5 TWh de neste tre årene, er det lansert langsiktige planer for nye storskala kraftverk. Planene omfatter både kullfyrte verk, verk med kombinert kull- og gassfyring samt rene gasskraftverk basert på leveranser fra Russland. Tabell 9.1 gir en oversikt over mulige framtidige store kraftverksprosjekter i Finland.

Tabell 9.1: Potensielle store kraftverksprosjekter i Finland.

Selskap	Sted	Kapasitet MW	Energibærer
IVO	Inkoo	600	gass/kull
IVO	Naantali	600	kull
PVO	Kotka	550	gass/kull
PVO	Kristiinankaupunki	500	kull
PVO	Pori/Tahkoluoto	500	kull
Vattenfall	Imatra	700-900	gass
Kokkolan Voima	Kokkola	330-1 130	kull

Kilde: Kauppalehti 1996

Med utgangspunkt i framskrivninger av elforbruket og antakelser om normal utrangering av kapasitet, vil behovet for ny produksjonskapasitet fram til 2025, være mellom 35 og 75 TWh.

De tre selskapene RAO Gazprom (Russland), Neste Oy og Gasum Oy har skrevet en intensjonsavtale om å etablere et felles selskap med sikte på bygging av en nord-europeisk gassrørledning gjennom Skandinavia til Kontinentet. En beslutning om eventuell bygging er planlagt tatt i 1998, og ferdigstilling av rørledningen er planlagt i 2005.

Bygging av en slik rørledning vil øke mulighetene for storskala bruk av gass i finsk kraftproduksjon. Forbedret tilgang på gass vil også redusere inngangsbarrierene for nye aktører på produksjonsiden, på samme måte som i Nederland. Politisk motstand mot for sterk avhengighet av Russland kan virke motsatt vei.

Miljøutslipp fra kraftproduksjon

De finske miljøutslippene fra kraftproduksjonen er lavere enn de danske men høyere enn de svenske. Innslaget av fossile brensler i kraftproduksjonen er høyere i Finland enn i Sverige. I perioden fra 1990 til 1994 økte utslippene av NO_x og CO₂

i landet som helhet, mens SO₂ -utslippene ble omtrent halvert. Kraftsektorens utslipp av SO₂ ble også halvert på disse fire årene, mens det var en svak nedgang i utslippene av NO_x. Utslippene av CO₂ fra kraftsektoren økte, men prosentvis mindre enn for landet som helhet.

9.4.2 Foretaksstruktur og eierskap

De to største aktørene i det finske kraftmarkedet, Imatran Voima (IVO) og Pohjolan Voima (PVO), produserer og importerer til sammen 80 prosent av kraften som forbrukes i landet. IVO, som er 95 prosent statseid, har den dominerende posisjonen i markedet utenom leveranser til industrien. IVO har til nå brukt sin finansielle styrke til å kjøpe seg inn i distribusjon i Finland og eierandeler i svenske kraftselskaper framfor å øke markedsandelen i finsk kraftproduksjon.

PVO dekker 90 prosent av industriens kraftbehov. Industriinteresser står bak selskapet, som har som hovedformål å sikre rimelig kraft til industrien. PVO søker å redusere IVOs dominans i markedet både ved å bygge ny kapasitet og ved å inngå avtaler om import av kraft, blant annet fra Russland.

Distribusjonsselskapene i Finland er dominert av kommunale og fylkeskommunale eiere. De siste årene har det foregått en omfattende konsentrasjon i bransjen, og antall distribusjonsselskaper har blitt redusert fra 200 til omlag 100. Også blant de større distribusjonsselskapene er det omfattende fusjonsplaner, og flere av disse er i ferd med å bli gjennomført. Mange distribusjonsselskaper har videre inngått avtaler om samarbeid på kraftkjøpssiden, og elleve slike konsortier solgte i begynnelsen av 1997 hele 20 TWh av i alt omlag 34 TWh som går til alminnelig forsyning.

Finland hadde tidligere to sentralnettselskaper, IVS og TVS. Disse ble i 1997 slått sammen til ett sentralnettselskap, Finska Stamnät, og eies av produsentene IVO og PVO, samt staten og investeringsselskaper. Finska Stamnät er også systemansvarlig på finsk side. Organiseringen av utenlandsforbindelsene på finsk side har blitt endret vesentlig de siste to årene. Produsenten IVO hadde tidligere monopol på forbindelsene. Eierskapet og disposisjonsretten er nå overført til sentralnettselskapet Finska Stamnät. Finska Stamnät legger til rette for ikke-diskriminerende vilkår for bruken av forbindelsene.

9.4.3 Energipolitikk og reguleringer

Liberaliseringen av kraftmarkedet i Finland har fulgt samme mønster som i Norge og Sverige, med etablering av et eget nettselskap og en kraftbørs. Reformen er motivert utfra et politisk ønske om bedre kostnadseffektivitet. Lavere energipriser og miljøhensyn synes imidlertid å være underordnet målet om å begrense avhengigheten av energiforsyninger fra Russland. Direkte gjennom kraftimport og indirekte gjennom gassimport kommer 20 til 30 prosent av kraftleveransene fra Russland.

For at avhengigheten av Russland ikke skal øke, er kullkraft og kjernekraft aktuelle alternativer når ny kraft må skaffes til veie, til tross for at disse alternativene kan være dyrere og miljømessig mindre gunstige enn gasskraft og kraftimport. Finland har ved flere anledninger uttrykt ønske om norske leveranser av naturgass. For at et rørledningsprosjekt som kan forsyne Finland med naturgass fra Nordsjøen skal bli økonomisk forsvarlig, må også Sverige delta i et slikt prosjekt og forplikte seg til å avta betydelige gassvolumer.

Fram til 1997 hadde Finland lave CO₂-avgifter på kraftproduksjon. Som følge av de konkurransemessige vridningene som CO₂-avgiftene innebar, blant annet i

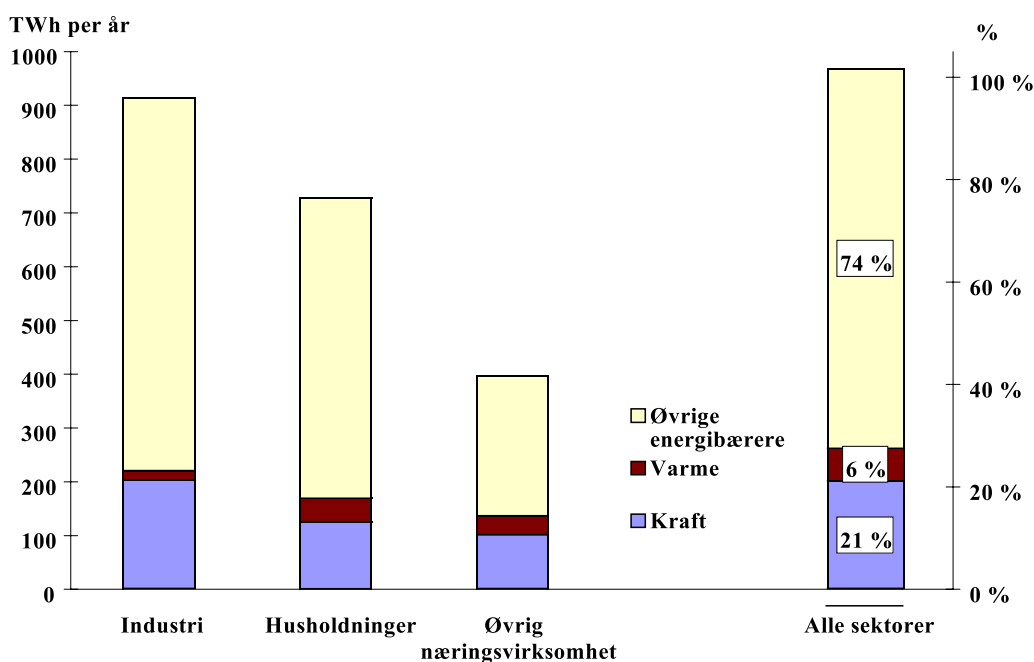
forhold til dansk kullkraft, ble avgiftene fjernet i 1997, bortsett fra i varmeproduksjon. I stedet ble det innført forbruksavgifter på elektrisitet.

9.5 TYSKLAND

9.5.1 Energibalansen og -priser

Energiforbruk

Sammenlignet med de nordiske landene, er elforbrukets andel av det totale stasjonære energiforbruket lavt i Tyskland, se figur 9.12. For alle sektorer sett under ett utgjør elektrisitet omlag 20 prosent av det totale energiforbruket, mens direkte brenselforbruk står for 75 prosent. Industrien er den dominerende energiforbruker i Tyskland, med over 900 TWh per år i stasjonært forbruk. Det stasjonære energiforbruket i husholdninger og øvrig næringsvirksomhet er henholdsvis i overkant av 700 TWh omlag 400 TWh.

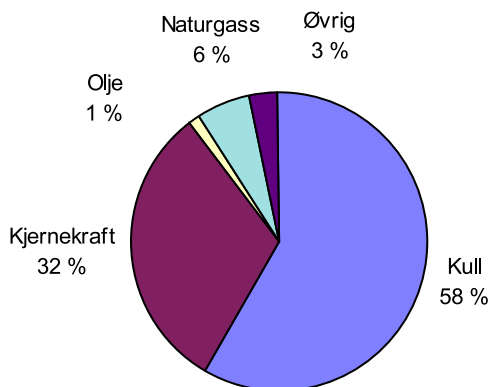


Figur 9.12 Fordeling av stasjonært sluttforbruk av energi på sektor og energikilde i Tyskland, 1995. TWh og prosent

Kilde: IEA, ECON

Kraftproduksjon

Kull har en andel i den tyske kraftproduksjonen på nær 60 prosent, se figur 9.13. I underkant av to tredjedeler av dette er basert på steinkull, mens resten er basert på brunkull. Kjernekraft står for omlag en tredjedel av den totale kraftproduksjonen, mens gasskraft i 1995 bare utgjorde 6 prosent. Øvrig kraftproduksjon, inkludert fornybar, sto for fire prosent.



Figur 9.13 Kraftproduksjon etter energikilde i Tyskland, 1995. Prosent

Kilde: IEA

Grunnlastproduksjonen utgjøres av kjernekraft, delvis kullkraft (brunkullverk) og vannkraft. Mellomlastproduksjonen utgjøres av kullkraft, mens topplastproduksjonen utgjøres av oljekraft og gasskraft.

Varmeproduksjonen i Tyskland er dominert av kull og naturgass, med andeler på henholdsvis 43 prosent og 35 prosent (1995). Den resterende varmeproduksjonen er fordelt mellom olje og fornybare energikilder med omlag like store andeler.

Priser

Elprisene i Tyskland er relativt høye. Den tyske industrien betaler i gjennomsnitt omlag det samme som norske husholdninger. Det er imidlertid store forskjeller i elprisen mellom industrisektorer og mellom regioner. De tyske husholdningene betaler omlag det dobbelte for elektrisiteten av hva norske husholdninger gjør.

De høye elprisene i Tyskland skyldes både høye fortjenestemarginer som følge av områdemonopoler for leverandørene, og høye avgifter på elforbruket. Tyske kraftverk er også pålagt strenge krav til rensing av utslipp. En kostbar kjernekraftpolitikk og beskyttelse av brunkullproduksjonen bidrar også til et høyt prisnivå.

Krafthandel

Tyskland er nettoimportør av kraft. Hovedparten av grunnlastimporten kommer fra Frankrike, mens den sesongmessige og daglige utvekslingen i stor grad skjer med Østerrike og Sveits, basert på reguleringskapasiteten i disse vannkraftbaserte systemene.

Kraftbalansen framover

Det er i dag betydelig overskuddskapasitet i Tyskland. Av den grunn, og fordi en stor del av kapasiteten er gammel, er det planlagt en omfattende avvikling av produksjonskapasitet, særlig brunkullverk. Fra 1996 til 2000 er det beregnet at 4000 MW vil bli avviklet (UNIPÉDE). Veksten i kraftforbruket er anslått til 1,2 prosent per år mellom 1995 og 2010. Forbruksveksten i det tidligere Vest-Tyskland vil gå ned, mens forbruket vil øke i de østlige delstatene. Selv med denne forbruksveksten og nedleggingen av eksisterende kapasitet, er det anslått at kraftoverskuddet vil vare fram til omkring 2005.

9.5.2 Miljøutslipp fra kraftproduksjon

I både de østlige og vestlige deler av Tyskland har utslippene av CO₂, NO_x og SO₂ blitt redusert siden 1980. Fra tidlig på 1980-tallet og til midten av 1990-tallet ble faktisk SO₂-utslippene redusert med hele 93 prosent i (det tidligere) Vest-Tyskland og 70 prosent i de østlige delstatene.

I de østlige delstatene ble også CO₂-utslippene betydelig redusert som en følge av nedgangen i kraftforbruket og industriproduksjonen etter gjenforeningen. Det forventes ytterligere 20 prosent nedgang i utslippene, særlig fordi det forurensende brunkullet vil bli brukt i nye og mer effektive kraftverk, og fordi andelene til steinkull og naturgass vil øke. I de vestlige delstatene forventes imidlertid en økning i CO₂-utslippene.

9.5.3 Foretaksstruktur og eierskap

Den tyske kraftforsyningen består av nesten 1000 selskaper som er ordnet i et hierarki av nasjonale, regionale og lokale selskaper. Av den totale kraftproduksjonen går 86 prosent til alminnelig forsyning. I industrien foregår det en betydelig egenproduksjon av kraft. Selskaper som leverer til alminnelig forsyning er inndelt i tre ulike kategorier; forbundsselskaper (Verbundgesellschaften, f.eks. PreussenElektra og RWE), regionale selskaper og kommunale selskaper. De ni forbundsselskapene står for omlag 85 prosent av kraftproduksjonen og omlag 35 prosent av leveransene til sluttkundene. Resten av deres kraftproduksjon leveres til regionale og lokale distributører.

Den tyske kraftindustrien er karakterisert ved en blanding av rent offentlig, rent privat og blandet eierskap. I 1992 var omlag 64 prosent av selskapene offentlig eid, 15 prosent var i privat eie, mens 21 prosent hadde både private og offentlige eiere.

9.5.4 Energipolitikk og reguleringer

Den tyske elektrisitetsforsyningen er på alle nivåer regulert gjennom leveringsmonopoler, som er basert på såkalte demarkasjons- og konsesjonsavtaler. Disse avtalene sikrer de store produksjonsselskapene nærmere angitte områdemonopoler og gir distribusjonsselskap enerett til sluttmarkedene i enkeltkommuner mot betaling av en konsesjonsavgift til de lokale myndighetene.

Kartellmyndighetene har forsøkt å utfordre demarkasjonsavtalene i tilfeller der de synes å være i strid med EUs lovgivning (f.eks. ved handel over grensene), men har foreløpig ikke lyktes med dette. Kartellmyndighetene forsøker også å begrense omfanget av vertikal integrasjon gjennom å gripe inn i fusjoner og oppkjøp.

Fra 1994 har økonomidepartementet foreslått å øke konkurransen gjennom å endre energi- og kartellovgivningen. Alle slike forsøk har tidligere mislykkes. Etter at EU vedtok sitt direktiv om liberalisering av kraftsektoren i 1996, har noen av disse forslagene blitt tatt fram igjen. Forslagene er nå å følge minimumskravene i EU-direktivet gjennom å pålegge tredjepartsadgang til overføringsnettet og å avvikle demarkasjonskontraktene mellom de store selskapene. De lokale monopolene vil også bli myket opp. Forslagene har som tidligere blitt møtt med sterk motstand fra overhuset i den tyske nasjonalforsamlingen, Bundesrat, og er fremdeles under behandling.

Den tyske kullpolitikken ble radikalt endret fra slutten av 1995. Kullavgiften (Kohlepfennig) som ble lagt på alt elforbruk, og systemet med høye priser for tyskprodusert kull anvendt til kraftproduksjon, ble erstattet med direkte subsidier til kullgruvene. Kraftselskapene vil stå fritt til å importere kull, og prisen på innenlandsk kull skal tilpasses verdensmarkedets priser (med tillegg for innenlands trans-

port). Hittil har dette ført til en viss nedgang i prisene, men den fulle virkningen har enda ikke inntruffet, fordi mange produsenter fremdeles har store lagre med dyrt tysk kull.

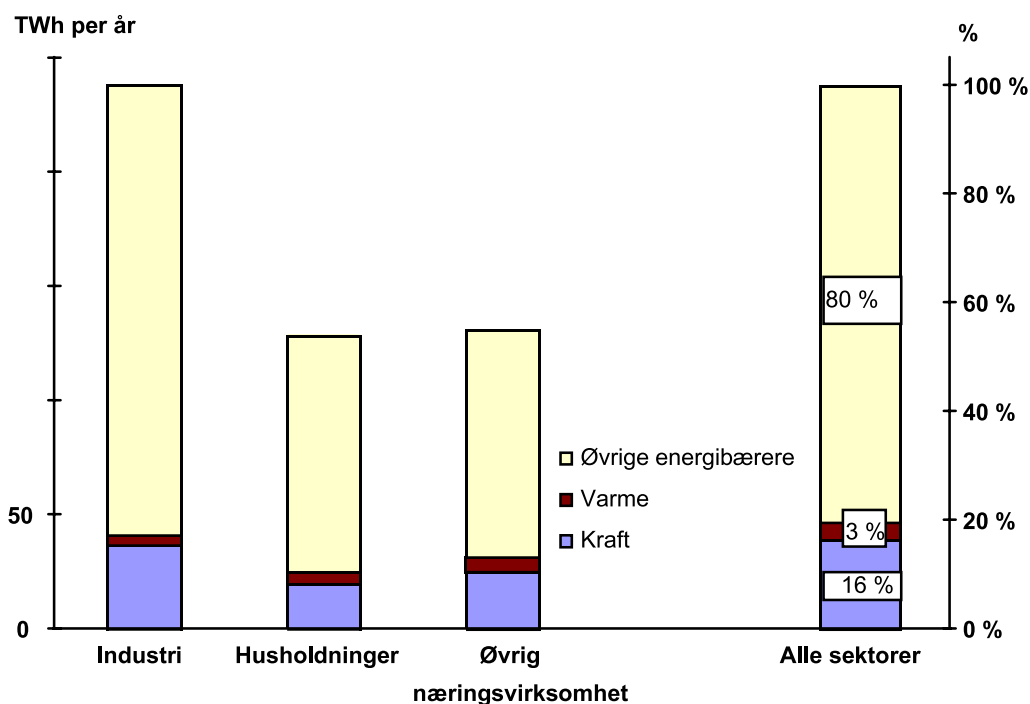
9.6 NEDERLAND

9.6.1 Energibalansen og -priser

Energiforbruk

Naturgass er den dominerende energibæreren i Nederland og dekker mer enn tre fjerdedeler av det stasjonære energiforbruket. Dette har blant annet sammenheng med at Nederland har store gassreserver. Særlig i husholdningssektoren er energiforbruket dominert av direkte bruk av gass framfor bruk av elektrisitet eller varme. Også i industrien er direkte bruk av naturgass utbredt, men her er det også betydelig bruk av olje og kull.

Elektrisitet spiller en relativt beskjeden rolle i den nederlandske energiforsyningen, se figur 9.14. Elektrisitetens andel av det totale stasjonære energiforbruket er 16 prosent, og dermed betydelig lavere enn i de nordiske landene. Elforbruket er størst i industrien, mens den relative andelen til elforbruket er størst i øvrig næringsvirksomhet.



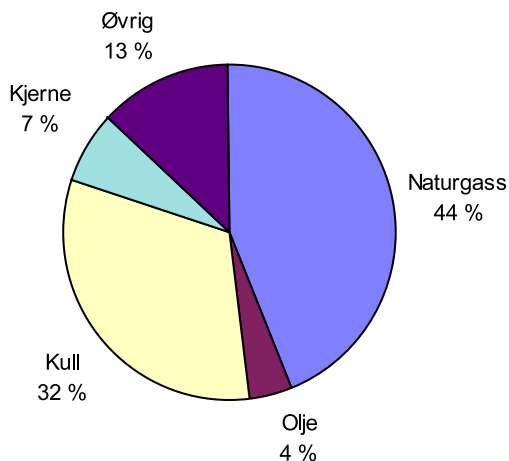
Figur 9.14 Fordeling av stasjonært sluttforbruk av energi på sektor og energikilde i Nederland, 1995. TWh og prosent

Kilde: IEA, ECON

Kraftproduksjon

Naturgass er også den viktigste energibæreren i kraft- og varmeproduksjon. Omlag 45 prosent av kraftproduksjonen er basert på naturgass, se figur 9.15. Fortsatt utgjør også kullkraft en betydelig andel av den totale kraftproduksjonen. Totalt

er omlag 80 prosent av kraftproduksjonen basert på fossile brensler. I tillegg kommer kjernekraftproduksjon og kraftproduksjon basert på ulike fornybare energikilder.



Figur 9.15 Kraftproduksjon etter energikilde i Nederland. 1995. Prosent

Kilde: IEA, ECON

Priser

Også i Nederland er det stor ulikhet mellom elektrisitetspriser til industri og husholdningene. Husholdningene må grovt regnet betale dobbelt så mye per kWh som industrien. Prisene til husholdningene er høyere enn i Norge og Sverige, men lavere enn i Danmark og Tyskland.

Krafthandel

Nederland er en betydelig nettoimportør av kraft. I 1996 utgjorde nettoimporten 14 prosent av det totale forbruket. De viktigste handelspartnere er Tyskland og Frankrike. Fra 2001 åpnes det for kraftutveksling med Norge gjennom en kabel over Nordsjøen.

Kraftbalansen framover

Elforbruket forventes å øke i takt med BNP fram til århundreskiftet. Fram til 2016 er den årlige veksttaket i elforbruket anslått til 1,8 prosent.

Til tross for at det er et betydelig kapasitetsoverskudd i kraftproduksjonen, er Nederland en betydelig nettoimportør av kraft. Dette skyldes at det vanligvis er billigere å importere kraft enn å sette egen reservekapasitet i produksjon. På grunn av kapasitetsoverskuddet har flere nye kraftverksprosjekter enten blitt utsatt eller kansellert, og avviklingen av eksisterende kraftverk er forsert. De neste 10 årene er det forventet at 7 800 MW produksjonskapasitet blir satt ut av drift. Mesteparten av denne kapasiteten er gass- og oljeturbiner fra slutten av 1960-tallet og fra 1970-tallet. Det er imidlertid grunn til å forvente at overskuddskapasiteten kommer til å vare til 2005 og muligens lenger.

I tiden framover vil desentrale kraftproduksjonsverk få økt betydning på bekostning av sentrale verk. Tidlig i neste århundre forventes det at 25 prosent av elforbruket vil bli dekket av produksjon fra desentrale verk.

9.6.2 Miljøutslipp fra kraftproduksjon

Fall i utslippene fra kraftproduksjonen på 1980-tallet skyldtes først og fremst mer bruk av naturgass på bekostning av kull, og rensetiltak. Nederlands regjering har ført en aktiv politikk for å redusere utslippene fra kraftproduksjonen, og har derfor inngått en rekke avtaler med kraftprodusentene. Resultatet så langt har vært at SO₂- og NO_x-utslippene er redusert med henholdsvis 90 prosent og 35 prosent sammenlignet med situasjonen i 1980.

9.6.3 Foretaksstruktur og eierskap

Energiloven av 1989 resulterte i en konsentrasjon både av produksjon og distribusjon i kraftsektoren. I dag er SEP (Samenwerkende Elektriciteits Productiebedrijf) den sentrale aktøren og spiller rollen som koordinator sammen med økonomiministeriet.

SEP er eid av fire produksjonsforetak. Selv om produksjonsforetakene er organisert som aksjeselskap, er alle 100 prosent eid av kommuner og provinser. SEP kontrollerer den sentrale kapasitetsbyggingen og eier og driver sentralnettet i tillegg til å være systemansvarlig. SEP var den nederlandske motpart i kraftutvekslingssavtalen med Norsk Krafteksport i Norge.

Produksjonsforetakene har ikke anledning til å betjene slutt kunder men selger kraften til 40 fordelingsverk. Fordelingsverkene har områdebeskyttelse for småkunder, men ikke for større industrielle foretak. Dagens 40 foretak er et resultat av fusjon av omlag 150 fordelingsverk fra tiden før energiloven.

9.6.4 Energipolitikk og reguleringer

Målene med energiloven av 1989 loven var først og fremst å rasjonalisere strukturen i kraftsektoren ved å redusere antallet distribusjonsforetak og skille fordeling fra produksjon. Fra myndighetenes side var intensjonen også å styrke den politiske styringen av sektoren.

Dagens organisasjonsstruktur har imidlertid visse uheldige sider. Det er konflikter spesielt mellom SEP/produksjonsforetakene og fordelingsverkene. Dessuten har eksistensen av et parallelt desentralt produksjonssystem, med gunstige priser for salg av elektrisitet til nettet, bidratt til et betydelig overskudd av kraftproduksjonskapasitet.

I 1995 ble det lagt fram planer om en gradvis liberalisering av kraftmarkedet. Fra 1998 vil en sammenslåing av de fire produksjonsselskapene finne sted. Hensikten er å skape en mer slagkraftig enhet for bedre å kunne møte utenlandsk konkurranse. Etter år 2000 skal etter planen fordelingsverkene fritt kunne velge leverandør. SEPs rolle som planlegger vil opphøre, og selskapet vil kun være systemansvarlig.

Det legges opp til at introduksjonen av mer markedsorienterte løsninger skal skje gradvis for å beskytte investeringene både sentralt og lokalt, og for å muliggjøre en planmessig nedbygging av overskuddskapasiteten. De sammenslåtte produksjonsverkene vil få et engangssubsidium som dekningsbidrag for de nyeste verkene. Det er også planer om å opprette en offentlig børs etter modell av den nordiske elbørsen Nord-Pool.

9.7 POLEN

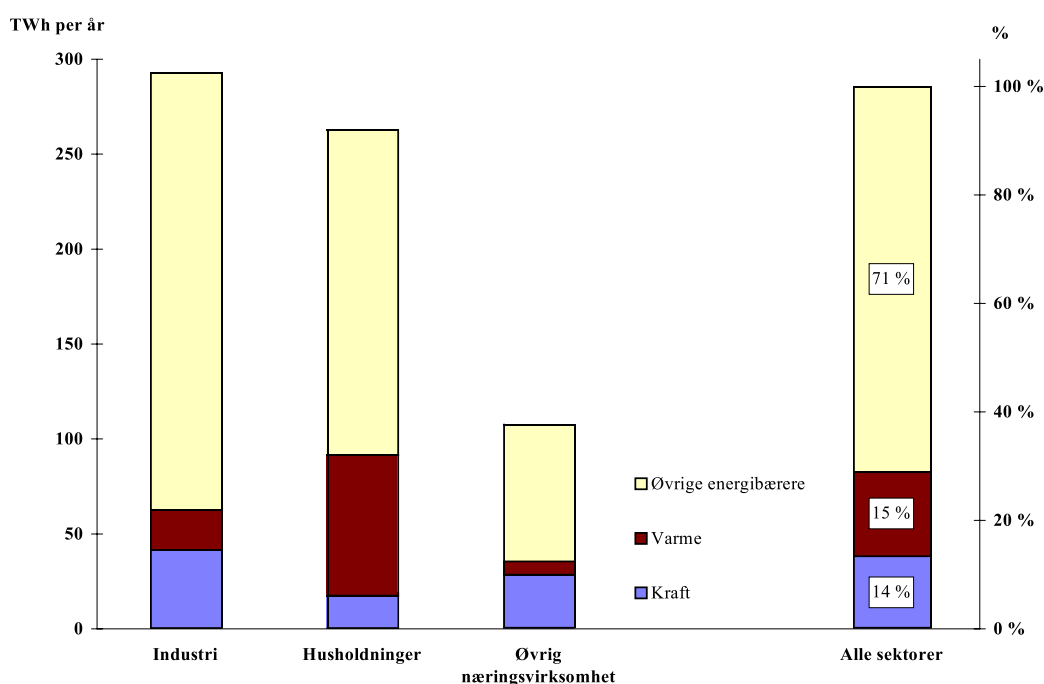
9.7.1 Energibalansen og -priser

Energiforbruk

Kull står for 75 prosent av primært energiforbruk i Polen. Bruk av kull dominerer i kraftproduksjonen såvel som i tungindustrien. Også til romoppvarming i husholdningene brukes kull, både direkte som brensel og indirekte gjennom kullfyrte fjernvarmeanlegg.

Mens det på 1960- og 1970-tallet var høy vekst i elforbruket, førte den politiske og økonomiske krisen fra slutten av 1980-årene til et kraftig fall i elforbruket. Forbruket nådde en bunn i 1992, og har siden har vokst moderat.

Elforbrukets andel av det totale stasjonære energiforbruket er bare 14 prosent, se figur 9.16. Varmeforbruket er av samme størrelsesorden. Industriens andel av det stasjonære energiforbruket er i overkant av 40 prosent og noe høyere enn husholdningenes andel.



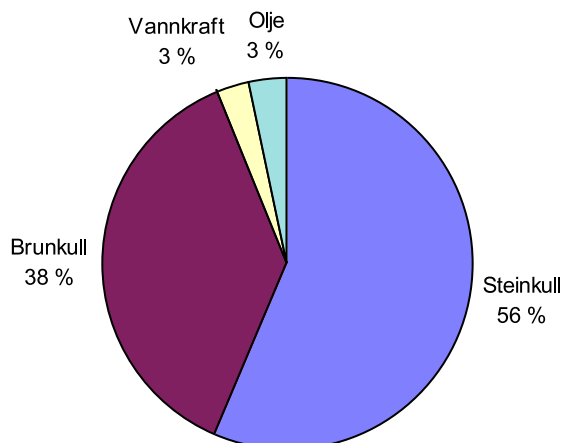
Figur 9.16 Fordeling av stasjonært sluttforbruk av energi på sektor og energikilde i Polen. 1995. TWh og prosent

Kilde: IEA, ECON

Stasjonært energiforbruk i forhold til BNP (energiintensiteten) i Polen er vesentlig høyere enn gjennomsnittet i Vest-Europa. Dette skyldes dels et lite effektivt energibruk og dels en relativt stor energiintensiv industrisektor i Polen.

Kraftproduksjon

Over 90 prosent av den totale kraftproduksjonen er basert på kull. Steinkull har en andel på 56 prosent, mens brunkull har en andel på 38 prosent, se figur 9.17. Brunkull blir utelukkende brukt til kraftproduksjon. I tillegg kommer moderate innslag av vannkraft og oljekraft.



Figur 9.17 Kraftproduksjon etter energikilde i Polen. 1994. Prosent
Kilde: IEA

Av den termiske bruttoproduksjonen på 127 TWh i 1995, kom 15 TWh fra verk som produserte både kraft og varme. Disse verkene er lokalisert ved de større byene i tilknytning til fjernvarmenett. Omlag 45 prosent av varmeproduksjonen kommer fra slike kombinerte anlegg, resten fra rene varmeverk basert på kull.

Priser

Alle elpriser er regulert av finansdepartementet. I henhold til den nye energiloven fra 1997 skal prisdannelsen bli markedsbasert innen to år. Prisene ligger nå i gjennomsnitt 35 prosent over nivået fra før systemskiftet, men er fremdeles lavere enn totale produksjonskostnader og lavere enn i Norge.

Krafthandel

Fra tradisjonelt å være en nettoimportør av kraft, har Polen i de senere årene blitt en nettoeksportør av kraft. Dette skyldes først og fremst det reduserte elforbruket fra slutten av 1980-tallet. Lave kullpriser sammenlignet med mesteparten av Vest-Europa har også bidratt til den polske nettoeksporten av kraft.

Tidligere importerte Polen kraft fra Ukraina og Hviterussland. Denne importen opphørte når Polen ble knyttet sammen med det vest-europeiske kraftutvekslings-systemet (UCPTE). Polen importerer for tiden kraft fra Tyskland, og eksporterer kraft til Tsjekkia, blant annet for videresalg til Østerrike og Sveits.

Kraftbalansen framover

Myndighetene forventer at elforbruket vil øke med i overkant av en prosent årlig fram mot 2010. Den moderate veksten forklares med økende elpriser og et betydelig potensiale for forbedring av energieffektiviteten.

På grunn av fallet i elforbruket har det utviklet seg et betydelig kapasitetsoverskudd. Gjennomsnittsalderen for varmekraftverkene er omkring 25 år. Rehabilitering og modernisering pågår slik at levetiden kan forlenges til 40 år. Likevel vil det være et betydelig behov for oppbygging av ny kapasitet til erstatning for den gamle i årene som kommer. Beregninger fra det polske sentralnettselskapet viser et behov for 13 000 MW ny kapasitet mellom 2007 og 2020.

Med fortsatt beskyttelse av kullindustrien, kan kull også i framtiden være førstevalget i oppbyggingen av ny kapasitet. I et mer liberalisert kraftmarked hvor det legges større vekt på de reelle kostnader knyttet til ny produksjonskapasitet, kan naturgass komme til å spille en større rolle.

9.7.2 Miljøutslipp fra kraftproduksjon

I mange områder i Polen er det alvorlige luftforurensningsproblemer, som hovedsakelig skyldes bruken av kull. I tillegg er Polen en stor kilde for grenseoverskridende luftforurensninger som SO₂ og NO_x. Kraftsektoren er en viktig bidragsyter til utslippene, men også direkte bruk av kull i husholdningene har betydning. Det største kraftverket basert på brunkull, Beltchatow på 4 000 MW, slipper alene ut like meget SO₂ som Norge, Sverige og Danmark til sammen. I de senere årene har utslippene blitt redusert på grunn av lavere kraftproduksjon, større bruk av kull med lavt svovelinhold, og i noen grad som følge av rensing.

9.7.3 Foretaksstruktur og eierskap

Som følge av regimeskiftet har kraftforsyningen blitt reorganisert. Den tidligere enhetlige strukturen er erstattet med et mer desentralisert system. I dag finnes ett transmisjonsselskap og flere produksjons- og distribusjonsselskaper. Transmisjonsselskapet PPGC kjøper kraften fra produsentselskapene og selger den videre til distributørene, og er også ansvarlig for utenlandshandelen med kraft.

Den offentlige eide produksjonen består av store kraftverk, eller systemverk i tillegg til mindre lokale verk med produksjon både av kraft og varme. Alle verkene vil bli omdannet til aksjeselskaper. I tillegg til de offentlige eide verkene finnes det et visst antall private kraftprodusenter. Disse er vanligvis eide av industriforetakene. Distribusjonen av elektrisitet skjer gjennom 33 selskaper, som drives som lokale monopoler.

9.7.4 Energipolitikk og reguleringer

Etter regimeskiftet arbeidet Polen aktivt for å få landet integrert i det vestlige systemet UCPTÉ. Siden den polske kraftforsyningen er teknisk velfungerende, ble dette realisert i løpet av relativt kort tid.

I 1997 ble det vedtatt en ny energilov, som er tilpasset EU-reglene med hensyn til tredjepartsadgang (TPA). Hovedinnholdet i loven er begrenset statlig innblanding, markedsbestemte priser (unntatt for kull), allmenn tilgang til sentralnettet for innenlandske produsenter, samt etableringen av et reguleringsorgan (ERA). Den nye energiloven muliggjør en gradvis innføring av TPA.

Det er lagt fram planer om åpning for konkurranse i kraftmarkedet. Det er imidlertid flere vanskeligheter knyttet til liberaliseringen. Prisene er fremdeles regulerte og lave. I tillegg er det et politisk press for å beskytte sysselsettingen i kullindustrien. Det finnes også planer for privatisering, men disse er ennå lite konkrete.

9.8 DE BALTISKE LANDENE

De baltiske landene Estland, Latvia og Litauen var en integrert del av det forhenværende Sovjetunionen, også på energiområdet. Etter 1990 har de baltiske nasjonene forsøkt å frigjøre seg fra den sterke avhengigheten av russiske energileveranser. Ikke desto mindre har alle tre land en betydelig energiimport, og ofte er Russland den eneste leverandør. Den økonomiske evnen til å redusere avhengigheten er svak, i hvert fall på kort sikt. I tillegg eksporterer både Estland og Litauen store mengder kraft til Russland, noe som gir viktige inntekter. Det er problemer knyttet til miljø- og sikkerhetsmessige forhold ved den baltiske kraftproduksjonen.

9.8.1 Energibalansen og -priser

Energiforbruk

Dagens energiforbruk i de baltiske landene er betydelig lavere enn hva det på 1980-tallet. Tabell 9.2 viser at primærforbruket av energi ble redusert med om lag 45 prosent fra 1990 til 1994. Selv etter den økonomiske nedgangen i de senere år og fallet i energiforbruket, er energiintensiteten fremdeles meget høy. Virkningene på forbruket av pågående økonomiske reformer og oppjustering av regulerte priser er usikker.

Tabell 9.2: Primærenergiforsyningen i de baltiske landene. 1990 og 1994. TWh

	1990	1994
Energiproduksjon	58	71
Nettoimport av energi	226	128
Primært forbruk i alt*	351	199
Nettoimportens andel av primærenergi-forbruket	64 prosent	64 prosent

* Avvikene mellom produksjon pluss nettoimport og totalt primært energikonsum er lagerendringer og statistiske forskjeller.

Kilde: IEA

Kraftproduksjon

Fra 1992 til 1994 ble kraftproduksjonen i de baltiske land nesten halvert. I 1994 var den totale kraftproduksjonen omlag 30 TWh, fordelt på 9,2 TWh i Estland, 4,4 TWh i Latvia og 16,1 TWh i Litauen.

Kraftproduksjonens sammensetning varierer i stor grad mellom de tre baltiske landene. I Estland er kraftproduksjon basert på oljeskifer totalt dominerende, mens det samme er tilfelle for kjernekraftproduksjon i Litauen. Ignalina kjernekraftverk har to enheter på til sammen 3 000 MW. Latvia har en mer variert kraftproduksjon med vannkraft som den dominerende energikilden. I tillegg kommer kraftvarme-produksjon basert på naturgass, olje og delvis også torv.

Også kraftproduksjonskapasiteten gjenspeiler det gamle Sovjetunionens krav og behov. Utviklingen av Estlands oljeskiferindustri, som gir store miljøbelastninger, var delvis diktert av kraftbehovene i Nordvest-Russland. Ignalina kjernekraftverk, som er bygget over samme lest som Tsjernobyl-verket, kan utelukkende benytte russisk brensel.

Priser

Kraft- og varmepriser bestemmes sentralt og er i dag langt lavere enn hva produksjonskostnadene skulle tilsi. Prisene er meget lave sammenlignet med prisene i Vest-Europeiske land. Industrien i Estland betalte i 1995 bare en tredjedel for kraften sammenlignet med hva som var vanlig i Vest-Europa.

Krafthandel

Under sovjetsystemet var alle de tre baltiske landene en integrert del av IPS; Nordvest-Sovjets kraftsystem. Dette sentralnettsystemet integrerte Baltikum, Hviterussland, Kaliningrad-enklaven, Pskov-regionen, St. Petersburg og Kolahalvøya. De viktigste baltiske produksjonsenhetene, Estlands oljeskifer- og Litauens kjernekraftindustri, var bygget for å forsyne kraft til *andre* områder, hovedsakelig Hviterussland, Pskov og Kaliningrad-området.

Nettoeksporten fra de baltiske landene utgjorde mer enn 20 prosent av produksjonen gjennom 80-årene og nådde 30 prosent i 1990. Siden den tid har kombinasjonen av økonomiske tilbakeslag og endrede forhold i IPS-nettet ført til en betydelig reduksjon i den baltiske eksporten, slik at den i 1993 bare utgjorde sju prosent av produksjonen.

Kraftbalansen framover

Det er et stort enøk-potensial i disse landene. Realiseringen av potensialet avhenger hovedsakelig av prispolitikken og økonomiske reformer mer generelt. IEA antar at veksten i energiforbruket vil bli mindre enn to prosent årlig fra 1996 til 2010.

Det er også stor usikkerhet knyttet til forhold på produksjonssiden, først og fremst om og når kjernekraftverket Ignalina vil stenges, og i hvilken takt den estiske oljeskiferproduksjonen avvikles. Produksjonsverkene er gamle og trenger modernisering, mens transport- og fordelingsnettene trenger oppgradering.

Det er grunn til å forvente fortsatt eksportoverskudd fram til begynnelsen av neste århundre. På lengre sikt vil systemet sannsynligvis komme i balanse, og produksjonsoverskuddet vil forsvinne i takt med utfasing av de gamle verkene og økt forbruk i takt med økt velstand. Det er også muligheter for at Baltikum kan bli nettoimportør, blant annet som følge av mulighetene som vil oppstå gjennom den nye kabelforbindelsen mellom Polen og Sverige.

9.8.2 Foretaksstruktur og eierskap

Kraftforsyningen i Estland er dominert av et vertikalt integrert statseid monopol, Eesti Energia (EE), som kontrollerer all produksjonskapasiteten, transmisjon og fordelingsnettene. EE eier også de fleste lokale fjernvarmeanleggene. EE er organisert som et aksjeselskap.

Kraftforsyningen i Latvia er organisert i et fullstendig vertikalt og horisontalt integrert statseid monopol, Latvenergo. Selskapet eier og kontrollerer all produksjonskapasitet, samt transmisjons- og fordelingsnettene. I august 1996 godtok parlamentet privatisering av Latvenergo.

Kraftforsyningen i Litauen er dominert av Lietuvos Energija (LE), som inntil 1997 kontrollerte all varmekraftkapasitet, transportnettene og syv fordelingsnett. LE er også involvert i handel og eksport. LE er børsnotert, men staten eier fremdeles mer enn 90 prosent av aksjene.

Kjernerkraften er eid av Ignalina kraftkompani, som er et statseid selskap uavhengig av LE. Selskapet selger all kraften til LE, inkludert det som går til eksport. Denne ordningen er ikke uten problemer. Blant annet har kjernekraftselskapet store beløp til gode hos LE, og det har vært rettslige oppgjør i den forbindelse. Både betalingsproblemene og at prisene er regulert til under produksjonskostnadene, skaper problemer både for den løpende driften og for mulighetene til privatisering.

9.8.3 Energipolitikk og reguleringer

I april 1996 ble det undertegnet en intensjonserklæring mellom EE og NRG Energy, et datterselskap av amerikansk Northern States Power Co. Denne avtalen innebar at NRG skulle få en betydelig rolle i estisk kraftproduksjon gjennom joint ventures med EE mot å skyte inn US\$ 50 millioner til investeringer og stille garanti på US\$ 200 millioner. Resultatet kan bli at kraftverkene privatiseres gjennom en åpen anbudsprosess.

I forbindelse med privatiseringen av det latviske energiselskapet Latvenergo er det aktuelt å splitte selskapet opp i produksjons- og distribusjonsselskaper. Tre utenlandske selskaper har vist sin interesse; Vattenfall, PreussenElektra og US Stanton Group.

Som en del av restruktureringen av kraftforsyningen i Litauen, har myndighetene planlagt å overføre eierskapet til fjernvarmevirksomheten fra LE til kommunene. Distribusjonsvirksomheten er også planlagt skilt ut fra 1998.

Under sovjetsystemet var alle de tre baltiske landene en integrert del av IPS; Nordvest-Sovjets kraftsystem. De baltiske landene kan enten forbli en del av IPS-nettet, knyttes til UCPTE via Litauen og Polen, eller til NORDEL via Finland. Begge de to siste mulighetene vil kreve dyre oppgraderinger for frekvensregulering, hvis ikke forbindelsene konstrueres som likestrømsforbindelser.

Del III
Miljø og energi - utfordringer

KAPITTEL 10

Miljø- og energiutfordringer**10.1 BÆREKRAFTIG UTVIKLING - UTFORDRINGER FRAMOVER**

Begrepet «bærekraftig utvikling» ble lansert og definert i Verdenskommisjonens rapport. St meld nr 58 (1996-97) «Miljøpolitikk for en bærekraftig utvikling» (MIBU-meldingen) bygget på definisjonen fra ovennevnte rapport. En bærekraftig utvikling blir her definert som:

«...en utvikling som tilfredsstillter dagens generasjoners behov uten at det går på bekostning av framtidige generasjoners muligheter til å tilfredsstillte sine behov».

Menneskers behov kan grovt deles inn i grunnleggende behov som for eksempel rent vann, mat, klær og bolig som må ivaretas for å sikre overlevelse på et visst minstenivå, og mer sosio-kulturelt definerte eller sekundære behov som kan tilfredsstilltes på flere måter.

I ovennevnte melding understrekes det at en bærekraftig utvikling innebærer en utvikling som tar hensyn til både dagens og kommende generasjoner. Den vil kunne kreve en jevnere fordeling av verdens «økologiske rom» mellom mennesker og land enn i dag. Det økologiske rom består av ressursene jord, biologiske ressurser, ferskvann, hav samt atmosfære. Noen av miljøressursene er globale fellesressurser. Menneskene deler for eksempel på ozonlagets evne til å beskytte mot ultrafiolette stråler og atmosfærens evne til å absorbere karbondioksid og andre klimagasser.

Eksempler på viktige globale miljøproblemer som med dagens kunnskap utgjør en trussel mot selve livsgrunnlaget, er reduksjon av det biologiske mangfoldet, den økte konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren, opphopning av miljøgifter i miljøet og nedbrytning av ozonlaget. I deler av verden framstår manglende tilgang på rent vann som den største direkte trusselen mot befolkningens livsgrunnlag.

Det er ulikheter i tilgang på og forbruk av verdens naturressurser, herunder også ikke-fornybare energiresurser som fossile brensler. Eksempelvis var forbruket av fossile brensler i perioden 1986-90 omlag 10 ganger så høyt per innbygger i industrilandene som i u-landene. En vekst i utviklingslandenes forbruksnivå som en del av deres velferdsutvikling vil føre med seg et betydelig press på ikke-fornybare energiresurser som kull og olje, men også på fornybare energikilder som skog. Dersom en hypotetisk skulle tenke seg at hele verdens befolkning skulle kopiere industrilandenes forbruksmønster, ville mange kjente naturressurser være uttømt på kort tid, og forurensningsproblemene øke kraftig. Det vil derfor være en stor utfordring å øke ressurseffektiviteten. Eksempelvis har arbeidseffektiviteten i løpet av de siste 150 årene økt med 20 ganger. Det vil være en stor utfordring å forbedre ressurseffektiviteten tilsvarende mye.

Likevel er det trolig ikke tilgangen på ikke-fornybare ressurser som representerer den største utfordringen. Erfaringer tilsier at teknologisk framgang kan bidra mye, gjennom blant annet en generell bedring i ressurseffektivitet, utnytting av nye materialer og utvikling av nye måter å dekke behov på, inkludert energi. Det framheves i St meld nr 58 at det er større grunn til bekymring i forhold til den langsiktige forvaltningen av fornybare ressurser som biologiske ressurser, jordsmonn og ferskvannsforkomster, havet og atmosfæren.

10.2 PRINSIPPER FOR BÆREKRAFTIG FORVALTNING AV MILJØRESSURSENE

Miljøressursene utgjør for en stor del elementer i menneskenes livsgrunnlag og velferd som ikke kan kompenseres gjennom en økning i andre ressurser. Det framheves i ovennevnte melding at målet om en bærekraftig utvikling stiller særlige krav til forvaltning av økosystemene og de økologiske kretsløpene som vi har felles med dem som lever i dag og med alle som kommer etter oss, nasjonalt og globalt. Bruk av energi, vann, luft og jord må gjøres slik at økosystemene ikke påføres alvorlig skade. Skade kan påføres økosystemet ved blant annet opphopning av klimagasser i atmosfæren, ved at miljøgifter akkumuleres i næringskjeden og ved tilførsel av mer avfallsstoffer enn det som kan tas tilbake til naturens kretsløp.

I noen tilfeller kan skader på miljøet vise seg å være ugjenkallelige. Reduksjoner i det biologiske mangfoldet er et svært aktuelt eksempel på dette. Elementer i mangfoldet som i dag er ukjente eller ikke kan utnyttes, vil på lengre sikt kunne vise seg å være verdifulle for framtidige generasjoner.

I St meld nr 58 (1996-97) er det understreket at det ved ressurs- og arealutnyttelse må tas hensyn til at et robust biologisk mangfold er en forutsetning for alt liv på jorda blant annet for å sikre tilstrekkelig tilgang på ressurser for biologisk produksjon.

Det legges i ovennevnte melding til grunn to viktige prinsipper for utformingen av miljøvernpolitiske mål og forvaltning av miljøressursene:

- De kritiske nivåene for belastninger av økosystemer (naturens tålegrense) bør ikke overskrides. Målene bør derfor settes slik at miljøskadelige utslipp eller inngrep ikke overstiger nivåer der belastningen på miljøet medfører skader på viktige deler av økosystemene.
- De bør baseres på «føre var»-prinsippet. Sammenhengene i naturmiljøet og økonomien er så kompliserte at det i praksis ikke er mulig å ha fullstendig kunnskap om alle virkninger. For eksempel kreves det svært omfattende kunnskaper for å fastsette nivåer for hva som er kritiske belastninger av økosystemer. Prinsippet om å være «føre var» innebærer at dersom det er fare for alvorlig eller uomstøtelig skade, skal ikke mangel på full vitenskapelig sikkerhet bli brukt som grunn til å gjennomføre et naturinngrep eller utsette miljøvernpolitiske tiltak. Mulige skadevirkninger må tillegges betydelig vekt når mål fastsettes.

Miljøutfordringene som truer livsgrunnlaget er for en stor del grenseoverskridende, og det er derfor hensiktsmessig at målene for miljøkvalitet eller redusert belastning bør settes gjennom forpliktende internasjonale avtaler. Avtalene kan innebære en ulik fordeling av byrdene mellom land, for eksempel på bakgrunn av ansvar for miljøbelastningene, økonomisk bæreevne og graden av allerede gjennomførte miljøtiltak. Kostnadseffektivitet på tvers av landegrenser kan i stor grad sikres blant annet gjennom samarbeid om utslippsreducerende tiltak på tvers av land. Mangel på tilfredsstillende internasjonale avtaler bør ikke være en generell begrunnelse for enkeltland for ikke å gjennomføre nasjonale tiltak.

Andre typer miljøkvalitet som blant annet kulturminner, kulturlandskap og tilgang på rimelig uberørt natur i menneskenes nærmiljøer er ikke nødvendig for at menneskeheten, en befolkning eller det enkelte menneske skal overleve på et rimelig materielt nivå, men er likevel sentrale elementer i menneskenes velferd. Forringelse av dem kan være ugjenkallelig. Framtidige generasjoners valgmuligheter vil bli redusert dersom disse ressursene blir forringet eller ødelagt. I forvaltningen av slike miljøkvaliteter kan en ikke ta utgangspunkt i økosystemers eller kretsløps

«tålegrense» for menneskelig påvirkning. I slike tilfeller må den framtidige verdien av disse ressursene vurderes opp mot kostnadene for samfunnet ved å bevare dem.

10.3 ELEMENTER I BÆREKRAFTIG PRODUKSJON OG BRUK AV ENERGI

Et bærekraftig energisystem må ta hensyn til de rammer naturen setter på globalt, nasjonalt og lokalt nivå. Innenfor disse rammene kan det utformes ulike energisystemer som er bærekraftige avhengig av tilgangen på kapital, arbeidskraft, teknologi og energiresurser samt miljøtilstanden. Det er ikke tilstrekkelig at energisystemet på lokalt og nasjonalt nivå er innenfor de rammene naturen setter dersom summen av energisystemene ikke er bærekraftig også på globalt plan.

Utvikling av bærekraftig energiproduksjon- og bruk vil være en prosess der det avgjørende er å fokusere på hvilke elementer og virkemidler som bør inngå i et bærekraftig energisystem. Elementene og virkemidlene som omtales nedenunder vil enkeltvis kunne være omtalt andre steder i utredningen, men en helhetlig framstilling er nødvendig i en diskusjon om hva bærekraftig energiproduksjon og -bruk er og hvilke virkemidler som fremmer bærekraftig utvikling.

Utfordringene knyttet til å redusere klimagassutslipp er nært knyttet til hvor mye energi vi bruker, hva slags energi som brukes og hvordan den brukes. En oppfyllelse av Klimakonvensjonens langsiktige mål om å unngå alvorlige langsiktige menneskeskapt klimaendringer vil kreve betydelige utslippsreduksjoner. Det vil trolig være behov for langsiktige omstillinger i energisektoren globalt og nasjonalt. Globalt er det behov for en gradvis dekarbonisering av et fossilbasert energisystem og økt satsing på energiøkonomisering og bruk av fornybare energikilder.

I en overgangsfase vil mer effektiv teknologi for utnyttelse av fossile brensler og overgang fra eksempelvis kull til gass være viktige elementer. Klimagassfri utnyttelse av petroleumsressurser vil også kunne være en viktig del av dette. Verdens energiforsyning vil i lang tid framover være dominert av fossile brensler. I et slikt perspektiv må også hensynet til en stabil, langsiktig global energiforsyning ivaretas.

En sentral utfordring er en mer effektiv utnyttelse av allerede utbygde energiresurser. Mer effektiv energibruk vil kunne gi bedre tid til å videreutvikle energieffektiv teknologi og teknologi basert på fornybare energikilder. De fleste av disse kildene er forbundet med problemer som høye teknologikostnader og driftsforstyrrelser. Videre forskning og utvikling og markedsintroduksjon vil derfor være nødvendig.

En slik større omlegging både på tilgangs- og brukersiden vil ikke kunne oppnås gjennom markedsmekanismer alene, men vil kreve økt medvirkning fra myndighetenes side. Dersom de senere tiårs framgang med hensyn til energieffektivitet i OECD-landene skal forsette, vil det kunne være behov for å fokusere på den helhetlige virkemiddelbruken i energisektoren i forhold til overordnede forpliktelser og mål i miljø- og energipolitikken. For å fremme en bærekraftig utvikling i klimasammenheng i energisektoren vil overordnede utslippsforpliktelser for alle land på kort sikt, og også for alle u-land på lengre sikt, være nødvendig.

En bærekraftig utvikling vil innebære at det fokuseres og investeres i utvikling og anskaffelse av effektivt energisparende utstyr for sluttforbruk i alle sektorer for å begrense behovet for ny tilgang på energi. I en slik sammenheng må den tilgjengelige energi også utnyttes mer optimalt enn i dag. Ut fra ressursforvaltningshensyn bør elektrisitet, som en høyverdig energibærer, i større grad brukes til elektrisitetsspesifikke formål, mens andre mer lavkvalitets energikilder (varmepumper, bioenergi og solenergi) i større grad kan brukes til oppvarmingsformål.

Energiprisene bør på lang sikt reflektere de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til energiproduksjon- og bruk. Dette omfatter kostnadene ved energiproduksjon samt de eksterne miljøeffektene knyttet til virksomheten. Effektivt fungerende markeder vil kunne bidra til at produksjonskostnadene reflekteres i prisen. Mynighetene må sørge for at miljøkostnadene er reflektert ved bruk av avgifter eller ved andre virkemidler. Dette vil innebære økte priser på all fossilbasert energibruk og generelt bidra til økte markedspriser på kraft. Det vil også stimulere til overgang fra bruk av kull til gass og gi bedre rammebetingelser for videre utvikling av fornybare energikilder, samtidig som det stimulerer til lavere energibruk.

I mange land er det betydelig subsidier i produksjon og bruk av ulike energibærere blant annet for kull og kjernekraft. Subsidier svekker energieffektivisering og utvikling av energieffektiv teknologi og fornybare energikilder. Analyser gjort av IEA viser at en vil kunne oppnå store miljøeffekter ved internasjonalt koordinerte tiltak for å redusere og fjerne subsidier i energisektoren. Eksempelvis har Verdensbanken (1992) anslått at subsidiene på fossile brenslere, målt ved differansen mellom nasjonale priser og verdensmarkedspriser, var i størrelsesorden 230 milliarder US dollar per år.

En mindre energiintensiv samfunnsstruktur både med hensyn til stasjonær energibruk og transport vil være et sentralt element i utviklingen av et bærekraftig energisystem. I transportsektoren vil det være utfordringer knyttet til teknisk forbedring av transportmidlene, kapasitetsutnyttning, utvikling av miljøvennlige drivstoff og samspill mellom ulike transportformene. I tillegg vil spørsmål knyttet til planlegging og lokalisering av bolig- og næringsområder være sentrale i en diskusjon om hvordan energibruken kan begrenses i energi- og transportsektoren.

Det kan videre være en viktig oppgave å fremme utvikling av en infrastruktur i energisektoren i form av fjern- og nærvarmesystemer basert på vannbåren varme der en rekke energibærere kan nyttes. Med vannbåren oppvarming vil en kunne oppnå stor grad av fleksibilitet og utnytte energikilder som har et økt potensiale for utnyttelse; som spillvarme fra industrien, metangass fra avfallsanlegg, bioenergi, varmepumper, solenergi og småskala kraftvarmeproduksjon.

Forskning og utvikling av teknologi for å redusere utslipp av klimagasser, og for utvikling av fornybare energikilder (herunder bioenergi, vindenergi, solenergi, hydrogen og brenselceller) vil også være et sentralt element. En aktiv rolle fra mynighetenes side vil kunne bidra til å drive fram teknologiløsninger og redusere kostnadene for nye energiteknologier raskere enn det som ellers ville ha skjedd. Nye fornybare energikilder vil trolig kunne svare for en vesentlig større del av energibruken i et 20-30 års perspektiv enn i dag dersom rammebetingelsene legges til rette for en slik satsing.

KAPITTEL 11

Miljøvirkninger av energiproduksjon og -bruk**11.1 KORT OM ULIKE MILJØVIRKNINGER.**

Produksjon og bruk av energi er nært knyttet til verdiskapning og velferdsnivået i et moderne samfunn. Produksjon og bruk av energi er imidlertid årsak til flere av de miljøproblemene vi står overfor i dag. De ulike energibærerne medfører forskjellige miljøpåvirkninger ved produksjon, overføring og bruk. De viktigste er:

- utslipp til luft; klimagasser, forsurening, bakkenært ozon, partikler og støyemessige effekter
- utslipp til vann ved utvinning og transport av oljeprodukter
- risiko for ulykker med kjernekraftreaktorer og spredning av radioaktiv forurensning med luftstrømmene, problemer med deponering av radioaktivt avfall m.m.
- endringer i vassdrags naturlige løp (vannkraftmagasin, vannstands- og vannføringsendringer) og biologisk mangfold i vassdrag
- arealbruk (demninger, veier, kraftlinjer, steintipper etc.) og forringet opplevelsesverdi

11.1.1 Utslipp til luft*Klimagasser*

Mengden av klimagasser i atmosfæren øker fortsatt. Siden den industrielle revolusjon har konsentrasjonen av CO₂, metan og lystgass økt med henholdsvis 30, 145 og 15 prosent. CO₂-konsentrasjonen gir det største bidraget til dagens drivhuseffekt.

Verdens gjennomsnittlige temperatur har siden 1870 økt med mellom 0,3 grad og 0,6 grad Celcius. Sammenligning med tidligere temperaturendringer viser at det er stor sannsynlighet for at menneskeskapt utslipp har bidratt til denne økningen. Hovedtyngden av forskningsresultatene antyder en målbar menneskeskapt påvirkning av det globale klimaet.

Uten vesentlige reduksjoner i de menneskeskapt utslippene av klimagasser, hvor CO₂, metan og lystgass er de viktigste, forventer FNs klimapanel (IPCC) at disse vil kunne gi en betydelig økning i den globale middeltemperaturen med 1-3,5 grader Celsius i løpet av de neste 100 årene, med en tilhørende stigning i havnivå som konsekvens. Regionale forskjeller i temperaturøkningen vil videre kunne føre til endringer i nedbørsmønstre og vindsystemer og forflytning av geografiske klimasoner. I forhold til økosystemers tilpasningsevne kan disse klimaendringene være kritiske og blant annet føre til forandring i artssammensetningen, tap av arter og endring av skoggrensene. Muligheten for at irreversible endringer i økosystemene skal oppstå er større jo raskere de klimatiske endringene skjer.

Verdens kommersielle energiforbruk er hovedsakelig basert på fossile brensler (over 90 prosent). I perioden 1990-2010 har IEA anslått at verdens energibruk vil øke med omlag 50 prosent. Utslipp fra energibruk svarer for den største andelen av klimagassutslippene globalt.

Det er forventet at menneskeskapt klimaendringer i løpet av neste århundre vil bidra til den raskeste økningen i middeltemperaturen på 10 000 år og gi den høyeste globale middeltemperaturen på 150 000 år. Klimaendringene vil kunne skje raskere enn det deler av økosystemet vil kunne klare å tilpasse seg. Dette vil kunne føre til tap av biologisk mangfold. Arter som er tilpasset klimaet ved ulike høydenivåer vil

måtte forskyve sin utbredelse til andre høydelag. Det er stor usikkerhet knyttet til hvilke utslag klimaendringene vil få på regionalt nivå. Vi vet derfor ikke nok om hvilke endringer vi vil få i temperatur og nedbørsforhold i Norge. Modellberegninger indikerer imidlertid at temperaturøkningen om vinteren blir større over land i de nordlige områdene enn hva den gjennomsnittlige temperaturøkningen tilsier. Det indikeres videre at vintertemperaturen vil kunne øke mer enn sommertemperaturen. Nedbøren forventes også å øke i Norge ved en temperaturstigning.

Forsuring

SO₂, NO_x og ammoniakk (NH₃) bidrar til forsuring av vann og jordsmonn og påvirker plante og dyrelivet. Store deler av Norge har bergarter som er følsomme for forsuring og et tynt jordsmonn med liten evne til å nøytralisere det sure nedfallet. Den norske naturen er derfor særlig utsatt for forsuring. Tålegrensene for tilførsler av sur nedbør til overflatevann er vesentlig lavere i Norge enn i andre europeiske land.

Surt vann kan føre til at metall løses ut fra jordsmonn og vannledninger, noe som kan gi dårligere drikkevannskvalitet og helseproblemer. Sur nedbør bidrar til at fisk dør, bygninger skades og historiske monumenter forvitrer. Sur nedbør, som er et resultat av produksjon og forbruk av fossile energikilder, er antagelig den enkeltfaktor som har gjort størst skade på biologisk mangfold i Norge. Langtransporterte forurensninger står for over 90 prosent av det sure nedfallet i Norge.

I 1990 var naturens tålegrensener for forsuring overskredet i 25 prosent av Norges areal. Det største forsuringproblemet er knyttet til vann og vassdrag i Sør-Norge, særlig på Sørlandet. Mange arter av fisk, vannplanter, krepsdyr, snegler, muslinger og andre smådyr i ferskvann er følsomme for endringer i surhetsgraden i vannet. Bestandene har blitt kraftig redusert, og i enkelte områder har de mest følsomme artene gått tapt.

Betydningen av de internasjonale avtalene om utslippsreduksjoner begynner nå å vise seg i form av redusert nedfall. Nedfallet av svovel over Norge er redusert med 35 prosent fra 1988 til 1995. I samme periode er nedfallet av NO_x redusert med 20 prosent. Redusert avsetning av svovel gjenspeiles i at svovelskonsentrasjonene i overflatevann er redusert med omlag 30 prosent. Areal med overskridelse av tålegrensene er redusert med rundt 5 prosent fra 1985 til 1990. I mange områder er også graden av forsuring avtatt. De største bedringene har funnet sted på Østlandet.

Ifølge beregninger vil tålegrensene for vannforsuring i 2010 være overskredet i 11 prosent av Norges areal, altså mer enn en halvering siden 1990. Dette er det året svovelprotokollen av 1994 vil være fullt ut gjennomført.

Selv med den forventede miljøforbedringen som følge av reduserte utslipp i Europa, vil Norge ha et stort forsuringproblem også etter 2010, både på Sør- og Vestlandet. I Vest-Agder, hvor 100 prosent av arealet i dag er overskredet, vil vi i 2010 fortsatt ha overskridelse i 92 prosent av arealet, dersom ikke ytterligere tiltak iverksettes. I Aust-Agder forventes en tilsvarende reduksjon fra 98 til 64 prosent.

Bakkenært ozon

Bruk av fossile brensler bidrar også til dannelse av bakkenært ozon. Langtransporterte forurensninger av ozon er hovedårsaken til de høye ozonkonsentrasjonene i Norge, men store utslipp av NO_x, metan og andre flyktige forbindelser (NMVOC) kan enkelte steder bidra til at ozonmengden ved bakken øker. Ozon ved bakken er skadelig for helse og miljø. Det totale tapet som skyldes ozonskader i norsk jordbruk er anslått til 50-168 mill kroner årlig.

Ozonreduserende stoffer

Ozonlaget i den øvre del av atmosfæren (stratosfæren) beskytter jorden mot ultrafiolett stråling. Utslipp av ozonreduserende stoffer øker innholdet av klor og

brom i atmosfæren. Stoffene bryter ned ozonmolekyler og reduserer dermed atmosfærens ozonlag.

Støy

Hittil har energiproduksjon i Norge ikke medført vesentlige støyproblemer. I forbindelse med utbygging av vindkraft vil lokal støy fra anleggene være en av miljølempene.

Radioaktiv forurensning

Norge har ikke kjernekraftverk, men er indirekte berørt av miljøeffektene ved produksjon av kjernekraft i andre land. Risiko for ulykker ved usikre kjernekraftverk i våre nærområder representerer en trussel for økt radioaktiv forurensning. Norge er spesielt utsatt for radioaktiv forurensning som spres ved transport via luftstrømmene, jfr. Tsjernolbylulykken.

11.1.2 Utslipp til vann

Det er ulike utslipp til vann fra utvinning, foredling, transport og bruk av ulike energibærere. På bakgrunn av den betydning olje og gass har for Norge fokuseres det på disse energibærerne.

Produksjon av petroleum på sokkelen medfører utslipp av kjemikalier og miljøgifter til vann og sjøbunn fra ulike ledd i produksjonsskjeden. Utslippene omfatter kadmium, olje inkludert PAH, dioksiner, radioaktive stoffer og en rekke andre kjemikalier. Dioksinutslippet utgjorde eksempelvis 10 prosent av det landbaserte utslippet i 1994. Kjemikalieutslippene fra en letebrønn kan komme opp i ca. 7 000 tonn.

Hovedkildene for utslipp til vann av kjemikalier er boreavfall og produsert vann. Disse utslippene har vært økende over den siste 10-årsperioden. Mens borekaks hovedsakelig forurenser havbunnen, vil utslippene av produsert vann i første rekke forurense vannmassene. De totale utslippene av kjemikalier har gått noe tilbake de siste par årene. Imidlertid har andelen med de kjemikalier som potensielt sett er miljøskadelige økt betydelig. Dette skyldes blant annet økt bruk og utslipp av syntetiske og vannbaserte borevæsker.

Også fra foredlingsleddet (raffineriene) vil det være utslipp til vann i form av utslipp av olje og kjemikalier.

Utslippene til vann fra transport av gass, råolje og raffinerte produkter vil avhenge av hvilken transportform som velges. Utslippene til vann fra transport av olje og gass i norske rørledninger vil være begrenset i selve driftsfasen. Det vil imidlertid være utslipp av kjemikalier ved legging av selve rørledningen. Ved transport av oljeprodukter på skip vil det være utslipp fra drift av skipet i form av olje, kjemikalier og avfall. I tillegg kommer akutte utslipp av olje ved skipsforlis. Slike utslipp har ofte betydelige miljøkonsekvenser.

For øvrig vil *bruk* av olje til energiformål kunne føre til utslipp til vann av oljeprodukter i ulike ledd i distribusjons- og brukerleddet, for eksempel fra bensinstasjoner og stasjonære oljetanker.

For andre energibærere, for eksempel biobrensel og kull, vil utslippene til vann hovedsakelig være knyttet til transportleddet.

For biobrensel vil det også kunne være utslipp til vann fra produksjonsleddet tilsvarende andre landbruksprodukter. Dette vil primært være næringssalter.

11.1.3 Biologisk mangfold, natur- og landskapsverdier

Ressursutnytting og utbygging har ført til at urørt natur blir et stadig knappere gode. Spesielt i de siste 20-30 årene har utviklingen gått så fort at det kun finnes beg-

rensede villmarkspregede naturområder igjen i Sør-Norge. Veier, spesielt skogsbilveier, vannkraftutbygging og kraftlinjer står for det største presset mot de inngrepsfrie naturområdene. Samtidig har mange av veiene ført til bedret tilgjengelighet til naturområdene.

Vannkraft er den dominerende energikilden i Norge. Påvirkning på biologisk mangfold en av de største miljøeffektene knyttet til vannkraftproduksjon og overføring. Produksjon og forbruk av andre energikilder vil imidlertid også ha virkninger for naturens mangfold, selv om påvirkningen i Norge er mindre omfattende eller skjer mindre direkte. Forbruk av fossile brennstoffer har virkninger for biologisk mangfold gjennom sur nedbør, og vil også som følge av en framtidig klimaendring ha stor betydning for mulighetene til å bevare det biologiske mangfoldet.

Boks 11.1 Biologisk mangfold

Naturens mangfold omfatter mangfoldighet i plante- og dyreliv, og geologiske og landskapsmessige variasjoner.

Biologisk mangfold er variasjonen av liv på jorden. Det omfatter variasjonen av arter, deres genetiske sammensetning, og de naturtypene de utgjør i samspillet med hverandre og det fysiske miljø.

Av ca. 40 000 arter i Norge er 45 kjente arter utryddet fra norsk natur i løpet av de siste femti årene, og nærmere 500 arter anses som truede eller sårbare. En rekke naturtyper har i løpet av de siste femti årene gått sterkt tilbake. Dette gjelder blant annet større sammenhengende naturområder, urørte høyproduktive barskogsområder, myr og våtmark, fuktige skogstyper, kulturlandskapstyper, urørt vassdrag-snatur og naturtyper i kystsonen.

Vannkraftutbygging, framføring av kraftledninger og bygging av ulike typer kraftproduksjonsanlegg medfører fysiske inngrep i naturen. Naturinngrep vil ikke ha like store konsekvenser overalt. Gjennom Samlet plan har en kartlagt miljøvirkninger av alle aktuelle vannkraftprosjekter i Norge, og vi vet at prosjektene i kategori II gjennomgående har større miljøkonsekvenser enn prosjektene i kategori I. Naturinngrep vil ha større negative miljøkonsekvenser i bestemte typer av natur. En oversikt over slike naturtyper er presentert i St meld nr 58 (1996-97). Oversikten er gjengitt i boks 11.2.

Boks 11.2 Områder som er særlig viktige for å bevare biologisk mangfold

- a) Store sammenhengende naturområder som er tilnærmet uberørt av tekniske inngrep
- b) Områder som tilhører gruppen av hensynskrevende naturtyper
- c) Områder som er sjeldne eller unike og som har særlig verdi sett i nordisk eller internasjonal sammenheng
- d) Områder som har spesielle økologiske eller biologiske funksjoner, dom for eksempel områder som er viktige for reproduksjon, vandringer og vannhushold

Vannkraftproduksjon kan ha større eller mindre virkninger for alle disse typene av økosystemer. Dette er noe av bakgrunnen for at 20 prosent av landets vannkraftressurser allerede er vernet mot kraftutbygging gjennom Verneplan I-IV for

vassdrag og ved at det er opprettet nasjonalparker. En nærmere omtale av miljøvirkningene knyttet til vannkraft finnes i ([Link](#)) kap. 22.3.

Felles for flere typer av energiproduksjon og forbruk er at det kan ha uheldige virkninger for landskapsbildet og naturområders verdi for friluftsliv og turisme. Vannkraftproduksjon kan ha uheldige estetiske og landskapsmessige virkninger på grunn av regulering av magasiner, dammer, massetipper, veger og redusert vannføring i elver. Dette gjelder ikke minst på fjellet der inngrepene ofte er synlige på lang avstand. Ifølge reiselivsundersøkelser er det opplevelsesverdiene tilknyttet den urørte naturen som er hovedgrunnen til at turistene drar til Norge. Ikke minst viser det seg at vassdragene er svært betydningsfulle i denne sammenheng.

Landskapsestetiske virkninger er ofte vanskelig å måle, og et av de tradisjonelle problemene i vurderingen av kraftprosjekter, er hvordan landskapsvirkninger skal vurderes, og tillegges vekt i den totale avveiningen.

Også kraftdistribusjon kan ha uheldige landskapsestetiske virkninger ved framføring av linjenettet. Ulike typer varmekraftanlegg vil i seg selv kunne utgjøre uheldige inngrep i landskapet.

De miljømessige konsekvensene for vindkraft er først og fremst knyttet til støymessige ulemper, arealbruk og negative landskapsestetiske virkninger. Utbygging av vindkraft vil kunne skje gjennom etablering av større parker ved kysten. Eksempelvis vil 5 TWh vindkraft kreve omlag 1000 vindmøller med en kapasitet på 1,5 MW basert på dagens best tilgjengelige teknologi. Det vil kunne være konflikter knyttet til disponering av arealer, nye linjer for tilknytning til nettet, landskapsmessige effekter og lokale effekter spesielt for fuglelivet.

Uttak av hogstavfall fra skog for produksjon av bioenergi vil også kunne ha direkte virkninger for biologisk mangfold. Mange organismer er avhengige av dødt tremateriale, og vil miste livsgrunnlaget på de arealene hvor hogstavfallet er fjernet. Over lang tid kan en tenke seg at gjentatte uttak av alt hogstavfall vil kunne forstyrre næringsbalansen i skogbunnen, ettersom næringsstoffer som vanligvis ville blitt tilbakeført til jordsmonnet hentes ut. Uttaket av hogstavfall må derfor vurderes i forhold til behovet for naturlig tilførsel av næringsstoffer. Uttaket av bioenergi fra skog kan også økes ved å dyrke hurtigvoksende energiskog, som i Sverige. Slike skogplantasjer har mindre biologisk mangfold enn naturskog. Omfang og geografisk plassering av slike plantasjer må derfor vurderes i forhold til eksisterende skogstyper.

Boks 11.3 Norsk vassdragsnatur

Lignende landskap som den særegne, norske vassdragsnaturen finner en kun i New Zealand, i Chile og i Alaska. Ved siden av fjordene, er vassdragsnaturen trolig det mest spesielle og særmerkede ved norsk natur sett i globalt perspektiv. I tillegg til det nasjonale har Norge derfor også et internasjonalt ansvar for å ta vare på vassdragsnaturen.

I Europa finnes intakt vassdragsnatur nesten bare i Norden og Nord-Russland. Norge har det største spekteret både i mangfold variasjon og størrelse på vassdragene. Vi har 9 av verdens 20 høyeste fossefall hvorav 2 er uregulert, og Europas 4 dypeste innsjøer hvorav 2 er uregulert. Vi har 42 hovedvassdrag med stor vannføring i Norge, hvorav 38 er regulert til kraftformål.

Norge er det eneste land i verden der atlantisk laks, sjørøye og sjøørret finnes sammen i vassdragene. Alle tre arter er i klar tilbakegang. I over en tredel av lakseelvne er laksestammen utryddet, truet eller sårbar. Den samlede Norske fangsten

er mer enn halvert de siste 15 år. Tilbakegangen skyldes en rekke forhold, deriblant kraftutbygging

Den rike vassdragsnaturen gir livsgrunnlag for en rekke fuglearter. Av de ca. 250 fugleartene som hekker i Norge er ca. 60-70 nært knyttet til vassdragene, hele 25 av disse regnes som truet, men ikke av kraftutbygging.

KAPITTEL 12

Ressursforvaltning og miljøhensyn

Forvaltning av samfunnets ressurser bør bygge på en effektiv bruk av energi- og miljøressursene innenfor de rammene som naturen setter. Det er eksterne miljøeffekter knyttet til produksjon av varer og tjenester, herunder også energi. Eksempler på slike eksterne effekter er utslipp til luft, arealbruk, støy og avfall. I en uregulert markedsøkonomi eksisterer det ikke markeder for miljøgoder, og verdien av miljøgodene er ikke reflektert i priser som produsenter og forbrukerne stilles overfor. Dette fører til samfunnsøkonomiske tap og lavere velferd for samfunnet generelt.

Boks 12.1 Markedssvikt

Markedssvikt beskriver en situasjon hvor markedet alene ikke gir en effektiv bruk av ressursene. Miljøressursene er et kollektivt gode. Det eksisterer ikke noe nasjonalt eller internasjonalt marked for omsetning av miljøgoder. På enkelte felter kan man imidlertid se en utvikling i denne retningen. Blant annet vil man kunne forvente etablering av et internasjonalt marked for handel med utslippskvoter for klimagasser i tilknytning til landenes oppfyllelse av sine forpliktelser under Kyotoprotokollen. Tiltak i økonomien generelt, og i miljøpolitikken spesielt, er ofte begrunnet med utgangspunkt i at markedet ikke fungerer hensiktsmessig.

Nedenfor følger en kort omtale av dagens sentrale virkemidler i forvaltning av energi- og miljøressurser. Disse virkemidlene, og andre virkemidler er også beskrevet andre steder i rapporten. Det vises særlig til kapitlene 14 til 18.

Avgifter

For å oppnå en optimal bruk av miljøressursene må miljøkostnadene ved produksjon og bruk av energi inkluderes i energiprisene. Dette kan gjøres ved innføring av for eksempel avgifter som reflekterer de fulle miljøkostnadene. I praksis er dette ofte vanskelig å gjennomføre blant annet fordi det kan være usikkerhet med hensyn til miljøkostnadenes størrelse. Videre kan konkurransemessige forhold gjøre det problematisk å øke avgiftene uten at en slik politikk er samordnet med andre land. Erfaringer viser relativt liten suksess med samordning av miljøavgifter mellom land på grunn av ulik næringsstruktur, ulik kultur og preferanser med hensyn til virkemiddelbruk, ulike nasjonale prioriteringer m.m. Arbeidet med å koordinere avgifter mellom land vil kunne ha bedre vilkår i en situasjon etter Kyotoavtalen med bindende utslippsforpliktelser for klimagasser.

Miljøavgifter er ikke egnet for alle miljøproblemer. Dette gjelder for eksempel problemet med å ta hensyn til spesielt verdifulle villmarksområder og hensynet til alvorlige skadevirkninger av miljøgifter som opptrer først etter lang tid.

Bruk av avgifter er mest aktuelt i forhold til nasjonale, regionale og globale miljøproblemer, men kan også mulig benyttes til å prise lokale miljøkostnader der det er praktisk mulig. Mest mulig heldekkende avgiftssystemer kan bidra til kostnadseffektive reduksjoner på tvers av sektorer når det er mange utslippskilder som bidrar til samme miljøproblem. Bruk av miljøavgifter på forurensende utslipp innebærer en implementering av prinsippet om at forurenseren skal betale for miljøkostnadene ved utslippene. Avgifter gir inntekter til det offentlige som kan benyttes til å redusere andre skatter og avgifter gjennom såkalte grønne skatteskipt.

Handel med utslippskvoter og felles gjennomføring

Under Kyotoavtalen er det åpnet for bruk av fleksible mekanismer for å redusere klimagassutslipp på tvers av land på en kostnadseffektiv måte. I tråd med bestemmelser under Kyotoavtalen skal felles gjennomføring være et supplement til nasjonale tiltak. Bruk av fleksible gjennomføringsmekanismer kan redusere kostnadene ved å oppnå utslippsforpliktelser.

Det ble åpnet for felles gjennomføring under Klimakonvensjonen. Felles gjennomføring innebærer at et investorland som har store kostnader med å redusere utslippene nasjonalt kan investere i et prosjekt i et land med lavere utslippskostnader og få godskrevet deler av utslippsgevinstene i det nasjonale utslippsregnskapet. Til forskjell fra handel med utslippskvoter er felles gjennomføring prosjektbasert.

Under Kyotoprotokollen er det åpnet for handel med utslippskvoter som innebærer at land med utslippsforpliktelser vil kunne kjøpe utslippskvoter fra land som oppnår sine utslippsforpliktelser til en lavere kostnad.

I tillegg er det under Kyotoprotokollen opprettet en ny ordning, kalt den Grønne utviklingsmekanismen. Denne ordningen innebærer at industriland og utviklingsland kan samarbeide om prosjekter som bidrar til en bærekraftig utvikling i utviklingslandet, og som samtidig bidrar til reduserte klimagassutslipp. Investorlandet har anledning til å benytte oppnådde utslippsreduksjoner fra slike prosjekter til å møte deler av sin utslippsforpliktelse under Kyotoprotokollen.

Fram til det fjerde partsmøtet under Klimakonvensjonen vil det blant annet bli arbeidet med retningslinjer og regler for de fleksible gjennomføringsmekanismene med sikte på at disse kan gjøres operative, når pilotfasen for felles gjennomføring er over i år 2000.

Forurensningsloven

Direkte regulering etter forurensningsloven kan være et hensiktsmessig virkemiddel for regulering av utslipp fra store punktkilder. Utslipp av klimagasser faller innenfor forurensningslovens virkeområde. Mindre utslipp fra mange likeartede kilder reguleres mest hensiktsmessig gjennom forskrift. Forurensningsloven kan også være hensiktsmessig å nytte når en av konkurransemessige hensyn eller av andre hensyn ikke ønsker å regulere utslippene ved hjelp av avgifter.

Rammer for vannkraftutbyggingen

Utbygging av vassdragene for kraftproduksjon er underlagt konsesjonsplikt etter vassdragslovgivningen. De første konsesjonslovene ble vedtatt allerede i 1906 og utviklingen har fram til i dag vært under sterk offentlig kontroll. Konsesjonsbehandling av vannkraftprosjekter har alltid vært en av de mest omfattende formaliserte saksbehandlingsprosedyrer når det gjelder naturinngrep. Stortinget ga imidlertid allerede tidlig på 60-tallet uttrykk for at konsesjonsbehandlingssystemet ikke var tilstrekkelig til å ivareta de mangesidige interessene som er knyttet til vassdragene. Et hovedproblem var at en behandlet en og en konsesjonssøknad for seg, uten at en så muligheten for at prosjekter i andre vassdrag kunne gi samme kraftmengde med mindre skadevirkninger. Dette ledet til at Verneplan for vassdrag og Samlet plan for vassdrag ble utviklet.

En nærmere omtale av konsesjonsbehandlingssystemet, Verneplan for vassdrag og Samlet plan for vassdrag er gitt i ([Link](#)) kapittel 6. Stortinget har ikke uttalt seg om hva som bør være det endelige taket på vannkraftutbyggingen, men har i forbindelse med sine behandlinger av Samlet plan for vassdrag uttalt at 125 TWh kan stå som en rimelig illustrasjon på en skånsom vannkraftutbygging. Energi- og miljøkomiteen uttalte i sin innstilling til St meld nr 58 (1996-97) at det er et mål å redusere forbruket av elektrisitet.

Plan og bygningsloven og plansystemet

Plansystemet og bruken av konsekvensutredninger bidrar til en systematisk avveining av ulike interesser i forhold til utnyttelse av knappe arealressurser. Langsiktig fysisk planlegging kan også bidra til at samfunnsmessige hensyn relatert til et energieffektivt og miljøvennlig utbyggingsmønster for energi og transport blir ivare tatt.

Støtteordninger

Høye avkastningskrav i husholdning og i bedrifter kan hindre realisering av det samfunnsøkonomisk riktige potensialet av energiøkonomiseringsprosjekter. Støtteordninger kan være et hensiktsmessig virkemiddel for å realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme potensialer for eksempel for enøk eller fornybare energikilder. Støtteordninger er gjerne midlertidige og kan ha en viktig funksjon i å fremme miljøvennlige teknologier, blant annet gjennom prototyp og demonstrasjonsprosjekter, inntil samfunnsøkonomisk riktige rammebetingelser og markeder er etablert.

Forskning og utvikling

Forskning- og utvikling bidrar til å sikre nødvendig kunnskapsgrunnlag og videreutvikling av teknologier for effektiv energibruk og utnyttelse av fornybare energikilder.

Informasjon

Informasjon som virkemiddel er hensiktsmessig når markedet ikke gir produsenter og forbrukere full informasjon om potensialer, virkemidler og teknologiske muligheter. Ved hjelp av informasjon kan forbrukere og produsenter stimuleres til å ta valg som fremmer samfunnsmessige mål.

KAPITTEL 13

Eksisterende internasjonale konvensjoner og protokoller**13.1 ELDRE PROTOKOLLER***Konvensjonen om biologisk mangfold*

Konvensjonen om biologisk mangfold ble undertegnet under FN-konferansen om miljø og utvikling i Rio i 1992 og trådte i kraft desember 1993. I dag gjelder konvensjonen for ca. 170 land. Konvensjon har som mål å sikre bevaring og bærekraftig bruk av biologisk mangfold og en rettferdig og likeverdig fordeling av godene som framkommer ved bruk av genetiske ressurser.

Konvensjonen pålegger statene forpliktelser om bevaring og bærekraftig bruk av biologisk mangfold, og at dette hensynet så langt det er hensiktsmessig og mulig skal integreres i sektorene, for eksempel innen energisektoren. Statene skal utarbeide nasjonale strategier, planer og programmer som ivaretar disse forpliktelsene.

Den nasjonale politikken for bevaring og bærekraftig bruk av det biologiske mangfoldet er nedfelt blant annet gjennom Stortingsmelding nr 58 (1996-97). Energi- og miljøvernkomiteen sluttet seg blant annet til forslaget om at det skal utarbeides sektorvise miljøhandlingsplaner.

Konvensjonen om grenseoverskridende, langtransportert luftforurensning

Konvensjonen for grenseoverskridende, langtransportert luftforurensning er en rammekonvensjon for slike forurensninger. Under denne konvensjonen er det utviklet protokoller om reduksjon av svovel, nitrogendioksid (NO_x), flyktige organiske stoffer og ikke-nedbrytbare organiske stoffer (PCB, tungmetaller, m.m.).

Svovel-protokollen

I henhold til svovel-protokollen av 1994 skal de norske svovelutslippene reduseres med 76 prosent i forhold til 1980-nivået fra og med år 2000. Norge vil sannsynligvis kunne oppfylle denne forpliktelsen uten å ta i bruk vesentlige nye virkemidler. Mer enn 90 prosent av svovel- og nitrogennedfallet til Norge kommer fram andre land. I Norge utgjør utslippene fra stasjonær forbrenning (fyring) 22 prosent av de samlede utslipp av SO_2 .

Protokollen for reduksjon av nitrogendioksidutslipp (NO_x)

Gjennom NO_x -protokollen av 1988 er Norge forpliktet til å stabilisere NO_x -utslippene på 1987-nivå innen 1994. Forpliktelsen om stabilisering ser ut til å kunne overholdes både på kort og lang sikt uten nye virkemidler. Norge har imidlertid som nasjonal målsetting å redusere NO_x -utslippene med i størrelsesorden 30 prosent i perioden 1986-1998. Denne målsettingen har sin bakgrunn i at Norge, sammen med 11 andre vesteuropeiske land, undertegnet en intensjonserklæring om å redusere utslippene i denne størrelsesorden i forbindelse med undertegnelsen av NO_x -protokollen. Dette målet vil vi ikke nå innen det angitte tidspunktet. I Norge utgjør utslippene fra stasjonær forbrenning (fyring) 7 prosent av samlede utslipp av NO_x og 22 prosent av samlede utslipp av SO_2 .

Protokoll for reduksjon av flyktige organiske forbindelser (VOC)

I henhold til VOC-protokollen av 1991 skal VOC-utslippene fra hele fastlandet og norsk økonomisk sone sør for 62. breddegrad reduseres med 30 prosent innen 1999 i forhold til 1989-nivå. Utslippene fra hele landet medregnet hele den økonomiske sonen skal ikke være høyere i 1999 enn i 1988. Denne forpliktelsen vil Norge ikke greie å overholde til angitt tidspunkt.

Det viktigste tiltaket for reduksjon av VOC-utslipp i Norge vil være tiltak knyttet til bøyelasting i oljevirkosomheten. Utslippene fra stasjonær forbrenning svarer for 4 prosent av de nasjonale utslippene.

Under konvensjonen for grenseoverskridende, langtransporterte forurensninger har det siden 1994 pågått utredninger for å forberede forhandlinger om en ny protokoll om NO_x og relaterte stoffer. De andre stoffene er ammoniakk, VOC og også svoveldioksid (SO₂). Det tas sikte på at flere av de regionale miljøproblemene som utslippene av NO_x og relaterte stoffer forårsaker skal ses under ett, herunder forsurening, bakkenær ozon og overgjødning. Det er enighet om å ta utgangspunkt i naturens tålegrenser når man bestemmer hvilke miljømål som skal nås gjennom protokollen, samtidig som man søker å komme fram til en fordeling av utslippsreduksjoner mellom europeiske land som gjør at miljømålene nås til lavest mulig kostnad for Europa som helhet. Protokollen ventes ferdigstilt tidligst ved årsskiftet 1998/99.

Montrealprotokollen

Montrealprotokollen om stoffer som reduserer ozonlaget ble framforhandlet i 1987. Forpliktelsen under Montrealprotokollen har blitt reforhandlet og skjerpet fire ganger på 1990-tallet, senest i september 1997.

Avtalen er først og fremst rettet mot produksjon og forbruk¹⁷ av de regulerte stoffene som råstoff. Ozonreduserende stoffer brukes som kuldemedium, skumplast, i plantevernmidler og brannslukningsapparater. Nye oversikter viser at globalt forbruk og produksjon av klorfluorkarboner (KFK), halon og metylkloroform er redusert med 80 prosent i perioden 1989-95. Forbruk og produksjon er imidlertid på vei opp i u-landene, som har sin første forpliktelse - stabilisering av KFK-forbruket - i 1999.

Kuldemediet i eldre varmepumper er basert på bruk av ozonreduserende stoffer. I nyere varmepumper er dette erstattet med mer miljøvennlige medier i form av mindre ozonskadelige stoffer som HKFK, HFK, hydrokarboner, ammoniakk, HC₂O og CO₂. De såkalte HKFK-kjølemediene vil også bli faset ut på grunn av deres ozonreduserende effekt. HFK og CO₂ er regulert gjennom Kyotoprotokollen av 1997.

Norge har ingen produksjon av ozonreduserende stoffer. Norge har så langt overholdt både de internasjonale forpliktelsene og de nasjonale målsetningene.

13.2 KLIMAKONVENSJONEN OG KYOTOPROTOKOLLEN

FN's rammekonvensjon om klimaendringer ble vedtatt i mai 1992. Konvensjonen trådte i kraft i mars 1994, og har som endelig mål å stabilisere konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren på et nivå som vil hindre farlig menneskeskapt påvirkning av klimasystemet.

Kyotoprotokollen ble ferdigforhandlet og vedtatt under Klimakonvensjonens tredje Partskonferanse i Kyoto, 10. desember 1997.

Kyotoprotokollen inneholder følgende hovedelementer:

- Et samlet mål om minst 5 prosent reduksjon i industrilandenenes utslipp av klimagasser sett i forhold til 1990-nivået innen perioden 2008-2012.
- Utslippsforpliktelser for de seks viktigste klimagassene: karbondioksid (CO₂), metan (CH₄) og lystgass (N₂O), hydrofluorkarboner (HFK), perfluorkarboner (PFK) og svovelheksafluorid (SF₆).
- Differensiering av utslippsforpliktelsene mellom industrilandene.
- Økt opptak av klimagasser i skog o.l. kan trekkes fra utslippstillene i beregninger av utslippsnivå.

17. Med forbruk menes egenproduksjon pluss import minus eksport.

- - Åpning for felles gjennomføring mellom industriland.
- Åpning for kvotehandel mellom industriland.
- Opprettelsen av en «grønn utviklingsmekanisme» som gir mulighet for industriland til å kunne finansiere utslippsreducerende prosjekter i ikke-Anneks I-land (utviklingsland), og motta kreditt for dette som kan trekkes fra egne utslippsbudsjett.

Protokollens mål er å redusere de samlede utslippene av de seks gassene til *minst 5 prosent under 1990-nivå* i en forpliktelsesperiode som går fra år 2008 til 2012. Utslippsforpliktelsene beregnes som et gjennomsnitt av årlige utslipp i forpliktelsesperioden.

Forpliktelsene om utslippsbegrensinger og -reduksjoner varierer fra minus 8 prosent til pluss 10 prosent.¹⁸ EU (som vil fordele reduksjonsforpliktelsene mellom medlemslandene)¹⁹, Sveits og flere sentral- og øst-europeiske stater skal *reducere* utslippene med 8 prosent, USA skal redusere med 7 prosent, Canada, Japan, Ungarn og Polen med 6 prosent. Russland, Ukraina, og New Zealand skal *stabilisere* sine utslipp. Tre land kan få *øke* sine utslipp: Norge med 1 prosent, Australia med 8 prosent, og Island med 10 prosent. Samlet tilsvarer forpliktelsene rundt *5,2 prosent reduksjon* i industrilandenenes utslipp av de regulerte klimagassene i løpet av forpliktelsesperioden 2008 til 2012.

I protokollen understrekes det at utslippsgevinster oppnådd i utlandet gjennom felles gjennomføring og kvotehandel er et supplement til nasjonale tiltak. Partene skal også kunne demonstrere klar framgang i oppnåelsen av sine utslippsforpliktelser innen 2005.

13.2.1 Internasjonal oppfølging

Det var flere spørsmål man ikke klarte å komme til full enighet om i Kyoto. Partskonferansen vedtok at en del av disse utestående spørsmål skal behandles på fjerde Partskonferanse i Buenos Aires, 2. til 13. november 1998. Blant disse spørsmålene er:

- Utvikling av regler og retningslinjer for et internasjonalt kvotehandelssystem
- Utforming av regler og retningslinjer for hvilke aktiviteter som skal kunne regnes inn under opptak av klimagasser, og hvordan dette skal gjøres
- Utforming av retningslinjer for felles gjennomføring mellom industriland
- Implikasjoner av at sertifiserte utslippsreduksjoner oppnådd i perioden år 2000 til 2008 under den grønne utviklingsmekanismen kan anvendes i oppnåelsen av utslippsforpliktelsene i første forpliktelsesperiode
- Spørsmål knyttet til hvordan en metodisk kan ta hensyn til situasjonen for land der enkeltprosjekter vil kunne få betydelig innvirkning på utslipp i forpliktelsesperioden

18. 1990 er basisår for de fleste industriland, men land med overgangsøkonomier har fått særlige bestemmelser for utslippsforpliktelser og basisår/basisperioder. Alle parter kan i tillegg velge enten 1990 eller 1995 som basisår for beregning av sine utslippsforpliktelser for HFK, PFK og SF₆.

19. EU har tidligere foretatt en foreløpig intern byrdefordeling basert på 10 prosent reduksjon i EUs samlede utslipp av tre av klimagassene (CO₂, CH₄ og N₂O). Blant de nordiske EU-landene får i følge denne byrdefordelingen Sverige øke sine utslipp med 5 prosent, Finland må stabilisere sine utslipp, mens Danmark må redusere sine utslipp med 25 prosent. Denne byrdefordelingen vil bli reforhandlet på grunnlag av forpliktelsene i Kyotoprotokollen (se for øvrig punkt om «bobler»).

I tillegg vil sannsynligvis også spørsmålet om framtidige forpliktelser for utviklingslandene bli tatt opp på nytt. Under forhandlingene i Kyoto ble diskusjon om dette spørsmålet avvist fra utviklingslandenes side, blant annet med henvisning til Berlin-mandatet som eksplisitt utelukket utslippsforpliktelser for utviklingslandene i denne omgang.

Det ligger for øvrig innebygd mekanismer i Protokollen som skal sikre en jevnlig oppfølging og gjennomgang av forpliktelsene og at partene kommer fram til enighet om nye forpliktelser for perioder etter 2008-2012.

13.2.2 Konsekvenser for Norge og andre land

Det er betydelig usikkerhet knyttet til framskrivninger av globale klimagassutslipp og til beregning av kostnader ved å redusere klimagassutslippene. Det er likevel stor enighet om at det forventes en betydelig utslippsvekst. OECD anslår at en tre- til firedobling av CO₂-utslippene fra 1990-2050 kan være et rimelig anslag for utviklingen dersom nye tiltak ikke settes i verk. Framskrivningene av utslippene er sensitive i forhold til forutsetningene om energieffektivisering og BNP-vekst. Utslippsveksten varierer betydelig mellom ulike regioner, blant annet fordi en forventer ulik økonomisk vekst i de ulike regionene. OECD-landenes relative andel av utslippene og energiforbruket forventes å avta, særlig fra 2010, mens andelen for u-landene forventes å øke.

Viktige elementer i Kyotoprotokollen som har stor betydning for avtalens globale virkninger og avtalens virkninger for Norge er dens samlede ambisjonsnivå, differensieringen av forpliktelsene mellom land, at alle klimagasser og opptak i skog er inkludert, åpning for fleksible gjennomføringsmekanismer og hvilke land som avtalen omfatter. I tillegg vil det være viktig hvordan avtalen følges opp i de enkelte land. Protokollen kan få betydelige virkninger i de internasjonale energimarkedene. Dette er av stor betydning for Norge som stor produsent og eksportør av energi. Tilbyderne av fossile brensler vil stå over for lavere etterspørsel og prisen vil presses ned.

Anslag for prisnedgangen på fossile brensler, og når prisene kan begynne å falle er beheftet med stor usikkerhet. Rent beregningsteknisk er det i St meld nr 29 (1997-98) Norges oppfølging av Kyotoprotokollen, lagt til grunn de samme forutsetningene om virkningene av en klimaavtale som i Langtidsprogrammet 1998-2001. Det vil si at det er lagt til grunn at produsentprisen på råolje vil kunne reduseres med 15-20 prosent i 2010 i forhold til situasjonen uten klimaavtale. Gassprisen antas ikke å bli påvirket, men elektrisitetsprisen i Europa vil kunne stige. Dette vil kunne øke verdien av vannkraft.

Framskrivninger av norske utslipp indikerer en vekst i CO₂-utslippene på om lag 43 prosent fra 1990 til 2010 (St meld nr 29 1997-98). De samlede klimagassutslippene målt i CO₂-ekvivalenter (seks gasser inkludert) anslås å vokse med omlag 23 prosent i samme periode. Veksten forventes å avta etter 2010 blant annet på grunn av redusert aktivitet i petroleumssektoren. Norske utslipp av klimagasser er vist i tabell 13.1.

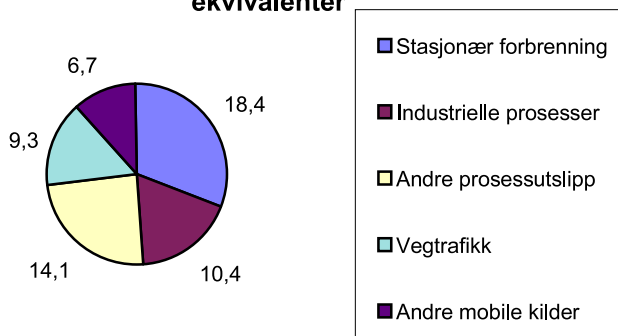
Tabell 13.1: Utslippet av klimagasser i 1990, 1996, og framskrivninger. Millioner tonn CO₂-ekvivalenter

	1990	1996	2000	2005	2010
CO ₂	35,5	41,1	46,4	50,2	50,6
CH ₄	9,3	10,2	9,5	8,9	8,2
N ₂ O	5,7	5,6	5,6	5,8	5,8
PFK	2,5	1,3	1,2	1,2	1,2
SF ₆	2,2	0,5	0,4	0,4	0,5
HFK	0	0,3	0,8	1,4	1,8
Samlet utslipp	55,2	58,9	63,9	67,9	68,1

Kilde: St meld nr 29 (1997-98)

De sektorene som har de største utslippene av klimagasser i Norge er petroleum transport og industri.

Utslipp av klimagasser i mill. tonn CO₂-ekvivalenter



Figur 13.1 Utslipp av klimagasser fordelt på kilder i mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 1996.

Det er betydelig usikkerhet om virkningene i energimarkedene av en Kyotoavtale. Selv om verdien av vannkraftressursene vil kunne øke betydelig, vil trolig netto formuesverdi av Norges energiresurser reduseres som følge av at petroleumsmoen kan bli redusert betydelig. Klimaavtalen vil også kreve innføring av en norsk virkemiddelbruk. Den norske kostnadskurven for reduksjon av CO₂-utslipp er relativt bratt sammenliknet med mange andre land, blant annet fordi vi på en del sektorer allerede har gjennomført tiltak som følge av CO₂-avgiften, og på grunn av den energistrukturen vi har. Den nåværende avgiften dekker imidlertid bare 60 prosent av CO₂-utslippene. På disse områdene vil det fortsatt finnes rimelige tiltak som kan gjennomføres. I forhold til andre klimagasser har Norge i mindre grad innført virkemidler. Også her vil en del tiltak være relativt rimelige. I og med at Norge står overfor en gunstig utslippsutvikling for en del av de andre klimagassene, har det stor økonomisk betydning for Norge at avtalen er utformet på tvers av gasser og sluk. Kyotoforpliktelsen gir Norge anledning til å øke sine utslipp med 1 prosent. Japan, USA og EU må alle redusere sine utslipp i forhold til 1990-nivået. Dette har

ført til at forskjellene i kostnader for å nå forpliktelsen nå må kunne forventes å være vesentlig utjevnet mellom OECD-land. Norge kan likevel ha mye å tjene på fleksible gjennomføringsmekanismer i forhold til andre land, som et supplement til nasjonale tiltak. Det er imidlertid stor usikkerhet omkring utformingen av fleksible gjennomføringsmekanismer og hva en eventuell kvotepris kan bli. Hvordan en utformer de nasjonale virkemidlene for å nå den nasjonale forpliktelsen vil også ha stor betydning for kostnadene.

Del IV
Muligheter til å begrense
energieterspørselen

KAPITTEL 14

Drøfting av Enøk-begrepet

Begrepet enøk (energiøkonomisering) er innarbeidet siden slutten av 1970-tallet. Begrepet har vært knyttet til reduksjoner i energiforbruket. Oljekrisen bidro til at myndighetene i alle vestlige land prioriterte leveringssikkerhet høyt. Begrepene «Energy conservation», «energy efficiency» og «energy saving» er mye brukte internasjonalt. Utover i 1980-årene ble oppmerksomheten mot energiproduksjon og -forbruk styrket gjennom økt fokus på miljøproblemene, i første rekke klimaproblemet, og den nære sammenhengen med energiproduksjon og -forbruk.

14.1 ENØKBEGREPET

Målene for enøkarbeidet i Norge er senest beskrevet i St meld nr 61 for 1988-89 Om energiøkonomisering og forskning, og St meld nr 41 for 1992-93 Om energiøkonomisering og nye fornybare energikilder. De sentrale målene for enøkpoltikken har vært å:

- bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse av energiressursene, og
- bidra til å redusere negative miljøkonsekvenser av energibruken

St meld nr 41 for 1992-93 angir at enøk omfatter:

- utnyttelse av den energien vi produserer, fordeler og bruker på en mest mulig samfunnsøkonomisk effektiv måte
- reduksjon i kostnader ved overgang fra en energibærer til en annen (substitusjon)
- uendret eller lavere kostnad ved anvendelse av energi med lavere kvalitet.

Målene for enøkvirksomheten er dermed svært vidt definert. Det er enøk å gå over fra en energikilde til en annen gitt at dette er lønnsomt. Det er enøk å benytte for eksempel vannbåren varme framfor strøm til oppvarming dersom dette lønner seg.

Målet om samfunnsøkonomisk effektiv produksjon, forbruk og fordeling av energiressursene er ikke bare knyttet til enøkvirksomheten. Det er et mye brukt mål for den offentlige styringen av energisektoren. For eksempel er målet for energiloven formulert som følger:

«Målene er fortsatt å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse av kraftressursene, legge til rette for en sikker kraftforsyning og utjevne prisene til forbrukerne.»

I den allmenne språkbruken i Norge blir begrepene enøk, energisparing og energieffektivisering gjerne brukt om hverandre. En mulig avgrensning og presisering av enøk kan være:

Energisparing er knyttet til tiltak som gir redusert energiforbruk som følge av redusert ytelse. Dersom en senker romtemperaturen, er dette et typisk sparetiltak.

Energieffektivitet er et mål på hvor mye ytelse i form av komfort, eller produksjon man får av den energien som brukes, jfr. ([Link](#)) kapittel 7.2.4. For boliger kan energieffektiviteten måles som forholdet mellom antall kvadratmeter oppvarmet boligflate og energiforbruket. Dersom boligen blir etterisolert slik at energiforbruket synker, er det energieffektivisering. Dersom boligflaten samtidig blir utvidet kan energiforbruket likevel øke.

Energiøkonomisering oppfattes gjerne som den delen av energieffektiviseringen som er lønnsom. Dersom etterisoleringen reduserer energiutgiftene så mye at det dekker kostnadene ved tiltaket, betraktes det altså som enøk.

På bakgrunn av den vide definisjonen, kan enøk betraktes som:

«alle de samfunnsøkonomiske forbedringer i energisystemet og bruken av energi som fører til høyere energiproduktivitet, mer fleksibilitet og som gir et bedre miljø. Enøkpolitikken omfatter de tiltak, virkemidler og programmer som myndighetene iverksetter med sikte på å utløse samfunnsøkonomisk lønnsomme forbedringer.»

I en del sammenhenger er lønnsom opprusting og utvidelse av kraftproduksjonen også blitt regnet som enøk. Men det vanlige er å bruke begrepet enøk om tiltak på forbrukssiden.

14.2 DRIVKREFTER I MARKEDENE

Aktørene har selv incentiver til å redusere sine kostnader på alle områder i virksomheten. Mesteparten av energieffektiviseringen i dette århundret kan føres tilbake til prosesser som er rettet mot effektivisering generelt. For eksempel i forbindelse med nye investeringer tar bedriftene i bruk mer effektiv teknologi som øker produktiviteten generelt, og som påvirker energieffektiviteten positivt. I godt fungerende markeder ligger det derfor en betydelig drivkraft mot effektivisering.

Dersom markedene fungerer godt, og reguleringene av markedene er godt utformet, står forbrukerne overfor priser som gjør at valg som framstår som lønnsomme for dem, også er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Både godt fungerende energimarkeder, markeder for energiteknologier, energiforbrukende utstyr og energirelaterte tjenester er viktige for å sikre energieffektivitet.

Utfasing av mindre effektiv teknologi kan skje særlig raskt i forbindelse med konjunktursvingninger. Ved lavkonjunktur utfases mindre effektive bedrifter, og ved høykonjunktur kan det være en ekstra drivkraft mot nye investeringer i ny og mer effektiv teknologi. Generelle endringer i næringsstruktur forklarer også en stor del av energieffektiviseringen, jfr. ([Link](#)) kap. 7.

Det kan imidlertid finnes årsaker til at markedene ikke fungerer effektivt, som kan medføre at mindre energieffektivisering enn optimalt blir realisert. Myndighetenes reguleringer bør blant annet ta sikte på at energimarkedene fungerer hensiktsmessig, jfr. drøftingene i ([Link](#)) kapittel 5. Forhold som hindrer en optimal energieffektivisering kan omfatte:

- Mangelfull informasjon
- Høye (private) avkastningskrav
- Miljøkostnader som ikke er ivaretatt i markedet

14.3 ENØKPOTENSIALET OG BARRIERER

I Norge er det gjort beregninger av enøkpotensialet, jfr. også kapittel 15. Beregningene er basert på mulighetene for lønnsom energieffektivisering. Energiforbruket ved den mest effektive teknologien, sammenlignes med energiforbruket ved den teknologien som er i bruk på tidspunktet. Lønnsomheten vurderes ut fra differansen blant annet mellom reduserte energikostnader over tid og investeringskostnadene.

Beregningene av enøkpotensialet er basert på den teknologien som eksisterer på beregningstidspunktet. Investeringene hos forbrukerne skjer imidlertid i sprang. Dersom en bedrift har skiftet ut produksjonsutstyret på et tidspunkt, og blitt mer energieffektiv, tar det tid før utstyret skiftes på nytt. I mellomtiden forbedres teknol-

ogien ytterligere. Etter en tid kan en igjen beregne et positivt enøkpotensial i bedriften. Det kan gjøres tilsvarende resonneringer for bygninger, husholdningsartikler med videre.

Utvalget har benyttet økonomiske modeller for å framskrive energiforbruket, MSG og MARKAL, jfr. kapittel 31. MSG-modellen gjør ikke forsøk på å isolere enøkpotensialet på bestemte tidspunkt. Likevel skjer det en kontinuerlig energieffektivisering i beregningene som følge av generell teknisk framgang, substitusjon og endret produksjonsskala. De drivkreftene til energieffektivisering som ligger i markedene, blir dermed ivaretatt.

MARKAL-modellen beskriver teknologiene i større detalj. Basert på kostnadsforskjeller mellom eksisterende og ny teknologi, identifiserer beregningene et enøkpotensial.

Selv i godt fungerende markeder med god informasjon, er teknologiutviklingen neppe hele forklaringen på at enøkpotensialet ikke blir realisert. For bedrifter og husholdninger er enøktiltak bare en av mange tiltak og investeringer som kan være aktuelle. Bedriftene prioriterer trolig investeringer som fremmer kjernevirksomheten, og tiltak som må gjennomføres for å oppfylle krav fra myndighetene. Redusert energiforbruk kan være en bieffekt av slike investeringer. Dersom energiforbruket er høyt, kan tiltak for å redusere energiforbruket være en del av utviklingen av kjernevirksomheten. Dersom energikostnadene er beskjedne, kan lønnsomme enøk-tiltak være eksempel på tiltak som prioriteres lavt både i næringslivet og i private husholdninger.

Det er viktig å sikre at aktørene har informasjon om priser og muligheter i energimarkedene og tilgrensende markeder. En kan tenke seg flere måter å overkomme informasjonsproblemet på. I kapittel 18 er blant annet aktiviteten til NVE, de regionale enøk-sentrene og e-verkene på dette området beskrevet.

Andre faktorer som kan forklare at enøk-potensialet ikke blir realisert kan være knyttet til selve beregningene av potensialet. Dersom ikke alle kostnadene ved prosjektet inngår i beregningene er potensialet overvurdert. Eksempler på slike kostnader kan være produksjonsavbrudd i investeringsperioden, eller kostnader ved planlegging og prosjektering. Estetiske forhold kan være avgjørende for valg av belysning, men tillegges ikke verdi i beregningene. Usikkerhet omkring forhold som kan påvirke lønnsomheten kan få enkelte aktører til avstå fra tiltak.

Beregning av enøk-potensialet kan være nyttig selv om det i begrenset grad lar seg realisere på ethvert tidspunkt. Det kan gi grunnlag for nærmere analyser av hvorfor potensialet ikke blir realisert, og informasjon til myndighetene og forbrukerne om nye muligheter. På hvert enkelt område kan en gå inn og analysere mulighetene for at det finnes markedssvikt. Og analysene kan gi veiledning i muligheter for å overkomme barrierer mot enøk.

KAPITTEL 15

Muligheter for å redusere energiforbruket**15.1 INNLEDNING**

I dette kapitlet gis en oversikt over noen viktige typer tiltak for å redusere bruken av energi i de ulike sektorene. Mange av tiltakene vil være felles for flere sektorer. Beskrivelsen er generell, men enkelte konkrete eksempler framheves. Det vil bli vist til noen sentrale faktorer som vil påvirke bruken av virkemidler i de enkelte tilfellene, blant annet hvilke beslutningstakere som kan påvirke valg av løsning og som har økonomisk motivasjon til å gjennomføre tiltakene. Det nevnes eksempler på ulike typer virkemidler som kan være aktuelle for å realisere tiltakene. Det presenteres anslag på enøkpotensialet knyttet til ulike typer tiltak i de enkelte sektorene. Kapitlet gir en omtale av mulighetene for bedre utnytting av energikvalitet.

15.2 MULIGHETER FOR Å REDUSERE ENERGIFORBRUKET I INDUSTRIEN

Norsk industri har et energiforbruk på ca 77 TWh/år, hvorav elektrisk energi utgjør ca 45 TWh. Dette er ca 40 prosent av den elektriske energien som produseres i Norge i et normalår (112,9 TWh). Om lag 6 TWh av industriens energiforbruk går til oppvarmingsformål i bygninger. Mulighetene for energibesparende tiltak for disse formålene er derfor langt på vei de samme som i tjenesteytende næringer.

Det er mange energiformål som er felles for ulike typer industri og industribransjer. Som eksempel kan nevnes drift av pumper og elektriske motorer. Også tilgang på varme til prosessformål baserer seg normalt på teknologier som er av generell art og ikke særegen for den enkelte bedrift. Utstyret kan kjøpes i markedet som serie eller masseprodusert utstyr. Bedriftene kan ha behov for varme til prosessformål ved ulik temperatur, og varmen kan tilføres i form av varmt vann, damp eller varm luft. Når energien fremskaffes ved forbrenning av olje, kull, gass eller bioenergi vil mulighetene til å redusere energiforbruket være de samme som beskrevet under avsnitt 15.4 forbrenningsteknologier.

For bedrifter som anvender energi ved ulike temperaturer og eventuelt har behov for både oppvarming og avkjøling, vil en viktig kilde til mer effektiv energibruk være å vurdere samspillet mellom de ulike energistrømmene i bedriften. Overskuddsvarme i en del av prosessen kan redusere behovet for tilførsel av varme i en annen del. Slike muligheter stiller krav til energikompetanse i bedriftene eller at bedriften skaffer slik kompetanse til veie eksternt gjennom kjøp av tjenester.

For de fleste enøktiltak i industrien vil teknologi for effektiv omdanning og bruk av energi kunne kjøpes som standardiserte produkter. Produsenter og leverandører av teknologi kan tilby masse- eller serieprodusert utstyr tilpasset bedriftens behov. I enkelte tilfeller kan det være aktuelt å utvikle teknologiene i tilknytning til en spesiell type industri, men normalt vil det være det generelle prisnivået på energibærerne og konkurranseforholdet mellom dem som påvirker utviklingen av teknologien. Utstyrprodusentenes rolle i utviklingen av mer energieffektive produkter er derfor viktig. Bedriften må selv ha kompetanse til å velge riktig utstyr, men dette er også en kompetanse som er vanlig å kjøpe eksternt, fra konsulenter og rådgivende ingeniører.

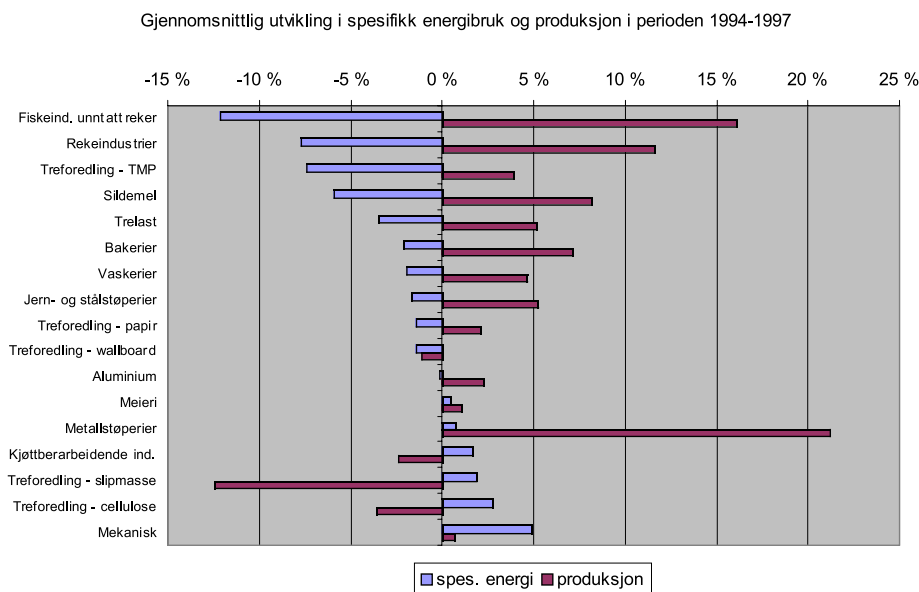
Prosessindustri spenner over et vidt spekter av produksjonsteknologi og produkter. Ferrolegeringsindustrien, aluminiumsindustrien, meieribransjen og

fiskemelsindustrien er eksempler på bransjer hvor mulighetene for energisparing er sterkt knyttet til utforming og drift av den teknologi som utgjør kjernen i bedriftens virksomhet. I industrier hvor produksjonsprosessen er energikrevende og energikostnadene utgjør et viktig element i økonomien har bedriften selv sterke incentiver til å fokusere på prosessforbedringer som også reduserer kostnadene. Bedriftene besitter vanligvis god kompetanse selv, men samarbeider også med forskningsinstitutter for å optimalisere prosessene og vurdere andre mer omfattende teknologiske endringer.

Både innen aluminiumsindustrien og ferrolegeringsindustrien har det skjedd en betydelig reduksjon i energiforbruk per produsert enhet fram til 1990. Det er derfor begrenset mulighet for ytterligere forbedringer utenom å utvikle og ta i bruk ny produksjonsteknologi. I ferrolegeringsindustrien fører produksjonen med seg utslipp av betydelige mengder spillvarme. Et par bedrifter har utnyttet denne varmen til elektrisitetsproduksjon eller leverer varme til fjernvarmesystemer. Samlet er mulighetene for elektrisitetsproduksjon fra slike anlegg om lag 1,3 TWh. De fleste bedrifter av denne typen ligger i områder med liten varmeetterspørsel, men for de bedrifter som ligger i nærheten av større bysentre eller annen industri med varmeetterspørsel vurderes også utnyttning av varmen i fjernvarmeanlegg.

I industrier der prosessene er komplekse, vil det kreve et systematisk arbeid med energianalyser for å kartlegge hva som blir energikonsekvensen av ulike tiltak i produksjonen. Variasjoner i utnyttning av produksjonskapasiteten fører også til at det spesifikke energiforbruket per produsert mengde vil variere.

Også i mindre komplekse industribedrifter vil en løpende oppfølging av energibruken og analyser av bedriftens energisituasjon og muligheter være et viktig utgangspunkt for å bedre bedriftens energieffektivitet over tid. Gjennom NVEs bransjenettverk for industri er det tilgjengelig et betydelig materiale om utviklingen av energiforbruket i industrien de siste 3-5 årene. Figur 15.1 viser hvordan det spesifikke energiforbruket har utviklet seg i ulike bransjer fra 1995 til 1997. Det er også tatt med utviklingen i bedriftenes produksjonsvolum.



Figur 15.1 Utviklingen i energiforbruket i industri tilknyttet NVEs bransjenettverk for industrien.

Kilde: Institutt for energiteknikk

Når det for enkelte bedrifter skjer store endringer i produksjonsvolum i de aktuelle årene, kan det være vanskelig å trekke entydige konklusjoner om utviklingen av energieffektiviteten. Statistikken over energiforbruket i industrien som samles inn og bearbeides gjennom bransjenettverket, baserer seg på forholdsvis korte tids-serier. Variasjonene kan også forklares med endringer i sammensetningen av de produkter som lages. Men for enkelte bransjer, blant annet sildemelproduksjon, viser utviklingen en klar forbedring i energiforbruk per produsert enhet som følge av bedre prosessstyring, energiledelse og investeringer i energibesparende utstyr.

Bransjenettverket er et eksempel på et tiltak som retter seg mot å øke kompetansen på energiøkonomisering i bedriftene og bidra til at administrasjonen og den økonomiske ledelse i bedriftene retter større oppmerksomhet mot energitiltak som et ledd i å forbedre bedriftens økonomi og teknologi. Organisatoriske tiltak kan på denne måten få stor betydning for energieffektiviteten, men vil ofte kobles sammen med teknologiske tiltak.

I boks 15.1 beskrives enkelte konkrete eksempler på gjennomførte energibesparende tiltak i industrien.

Boks 15.1 Eksempler på gjennomførte energibesparende tiltak i industrien

Prosesstyring og energiledelse: Prosesstyring har vært viet betydelig oppmerksomhet og det har skjedd betydelige forbedringer blant annet som følge av bedre og billigere datateknologiske løsninger. Utviklingen av sensorer som registrerer prosessvariasjoner, har ikke skjedd i samme takt som datateknologiske løsninger. Det vil derfor være et område som forventes å få økt fokus framover.

Prosesstyring kan kreve avanserte dataprogram og sensorer, men den menneskelige faktor gjennom motivasjon og opplæring er ofte avgjørende for å realisere sparepotensialet. Flere norske bedrifter har oppnådd betydelige energi- og effektbesparelser uten vesentlige fysiske investeringer. Potensiell energibesparelse som følge av bedre prosessstyring i industrien ligger i området 5-10 prosent.

I løpet av 1997 forbedret et norsk aluminiumsverk sine driftsrutiner ved å aktivt gå inn for å optimalisere energibruken i elektrolysen. Ved å fokusere sterkt på driften av ovnene er det oppnådd en besparelse i energibruken bare i elektrolysen på ca 15 GWh. Dette resultatet er oppnådd uten spesifikke investeringer. Fokus er satt på den enkeltes ansvar og arbeidsoppgaver. Ved en systematisk gjennomgang av alle rutiner er det foretatt en rekke mindre endringer og justeringer som samlet gir en stor innsparing.

En norsk støperibedrift har over lengre tid arbeidet systematisk med å redusere energikostnadene gjennom bedre effekt- og energiutnyttelse. Bedriften har siden 1992 redusert spesifikk energibruk i kWh/tonn godt gods med 37 prosent. Effektbehovet er i samme periode redusert med 25 prosent, til tross for at produksjonsvolumet er økt med 64 prosent.

Turtallsregulering av pumper og vifter: Pumper, som drives av elektriske motorer, er ofte overdimensjonert. Resultatet blir unødig høyt energiforbruk ved at pumpene drives utenfor sitt optimale arbeidsområde. For å optimalisere pumpenes effekt er det behov for økt kompetanse hos dem som dimensjonerer pumpeløsninger. I tillegg vil bruk av frekvensomformer mellom nettet og pumpemotoren bidra til at pumpen arbeider ut fra optimale betingelser. Transportmengden blir styrt ved å variere turtallet på motoren. Potensiell energibesparelse ligger i området 10-20 prosent.

En studie ved en norsk aluminiumbedrift i 1997 viste at potensiale for energibesparelse er 40 prosent for drift av ulike typer pumper ved bedriften. Dersom fire norske aluminiumsverk innfører turtallsstyring av sine vifter vil dette innebære en energibesparelse på 100 GWh og kreve investeringer på 47 millioner kroner.

Separasjonsprosesser, råolje: I en destillasjonskolonne separeres stoffer som følge av ulikt kokepunkt. Energiforbruket er i hovedsak relatert til oppvarming/fordamping av det medie som skal «deles opp» i ulike fraksjoner. De lettflyktige komponentene fordampes først og vandrer derfor oppover destillasjonskolonnen, mens de tyngre komponentene anrikes i bunnen av kolonnen. En destillasjonskolonne består av ulike trinn hvor separasjonene foregår. Ved å utvikle trinnene i destillasjonskolonnene slik at oppholdstiden til mediet på hvert trinn reduseres, kan det oppnås store energibesparelser i oljeindustrien. Potensiell energibesparelse ligger i området 5-30 prosent.

I Norge finnes i dag tre oljeraffinerier samt noen anlegg for raffinering av petroleumsprodukter. Energiforbruket for bransjen var 10,1 TWh i 1993. I 1995 var energiforbruket redusert til 8,4 TWh. Energibruken per produsert enhet falt med 11,2 prosent i perioden. Samlet enøkpotensiale er beregnet til 1500 GWh, hvilket tilsvarer 18 prosent av energiforbruket i 1995. De viktigste enøktiltakene er relatert til utnyttelse av spillvarme.

Kjøling: Et kjøleanlegg fungerer på samme måte som en varmpumpe. Et kjølemedie opptar varme ved lavt trykk og temperatur og avgir varme ved et høyere trykk og temperatur. I kjøleanlegg, er det vanlig at en ventil holder konstant trykk og temperatur i kondensatoren hele året. På årstider da mediet kan kondensere ved en lavere temperatur (høst, vinter, vår) er det gunstig å la den kondensere ved en temperatur som er mer lik omgivelsene. Ved installasjon av elektroniske ekspansjonsventiler og regulatorer, kan dette la seg gjennomføre. Potensiell energibesparelse ligger i området 5-10 prosent. En næringsmiddelbedrift i Norge installerte slike ventiler i 1993 i et eldre kjøleanlegg på 80 kW. Med en investering på 33.000 kroner reduserte bedriften energikostnadene til kjøleanlegget med 19 prosent tilsvarende 50.000 kWh årlig. Tilbakebetalingstiden var på under 2,5 år.

Kilde: Institutt for energiteknikk

15.3 MULIGHETER FOR Å REDUSERE ENERGIFORBRUKET I BOLIGER OG YRKESBYGG

Årlig energiforbruk i bygningsmassen er ca 72 TWh. Av dette går ca 42,5 TWh til oppvarming av rom og tappevann. Ca 70 prosent av energiforbruket til oppvarming, eller 29 TWh, er elektrisitet og ca 13,5 TWh er andre energikilder, i hovedsak olje og biobrensel (ved).

Energidata har foretatt beregninger av enøkpotensialet i bygninger fordelt på sektorer, typer tiltak, bygningers alder og bygningstyper. Beregningene er forbundet med usikkerhet og viser et øyeblikksbilde. Enøkmulighetene er i kontinuerlig endring både fordi mulighetene realiseres og fordi nye muligheter utvikles. Forskning og teknologiutvikling bidrar til å øke potensialet. Informasjon, holdningsendringer og kompetanseoppbygging bidrar til å forsere gjennomføringen av tiltak. Også omfanget av fornying av bygningsmassen vil forsere realiseringen av enøkmulighetene.

Det samlede potensial for enøk i bygningsmassen er anslått til om lag 14 TWh. Det er lagt til grunn en elektrisitetspris på ca 41 øre/kWh (eks. mva.), en oljepris på ca 25 øre/kWh, og 7 øre/kWh for fast brensel (bioenergi). Den lave prisen for fast brensel skyldes betydelig andel selvhogst. Enøkpotensialet vil være en funksjon av energiprisene. Hvor mye potensialene øker med økende energipris er forbundet med

usikker het, men anslagene indikerer at potensialet kan øke fra vel 14 til nærmere 19 TWh ved en 50 prosent økning i energiprisene. Det er ikke vurdert om en større andel av potensialet lar seg realisere ved en slik prisøkning uten ytterligere bruk av virkemidler.

Anslagene over enøkningmulighetene omfatter bare investeringstiltak. Redusert energibruk som kan oppnås gjennom endringer i adferd som følge av endringer i holdninger, vaner og rutiner er ikke tatt med. Et eksempel på denne type tiltak er utforming av mer informative strømreregninger. Et prøveprosjekt indikerer at energisparingspotensiale kan ligge i området 5 - 10 prosent og at en betydelig andel av dette vil være resultatet av endret adferd. Det er ikke mulig uten videre å summere de ulike mulighetene for redusert energibruk da tiltakene kan være overlappende.

En bygnings alder har betydning for hvor store besparelser som kan oppnås og hvilke tiltak som er mest aktuelle. Både utvikling i byggeteknikk og materialer, særlig isolasjonsmaterialer, har stor betydning for bygningers energistandard. I tillegg har endringer i byggeforskrifter bidratt til at det bygges stadig mindre energikrevende bygninger. Blant annet er det anslått at forskriftene som ble innført i 1997 kan gi en reduksjon på 25 prosent i forhold til tidligere forskrifter. Men den reelle effekten i forhold til dagens byggepraksis er vesentlig lavere blant annet på grunn av teknologisk utvikling.

Boks 15.2 Eksempler: Drift og rehabilitering av bygninger

Rutiner for energistyring: Denne gruppen tiltak omfatter etablering og drift av energioppfølgningssystemer (EOS) og rutiner for energieffektiv drift av bygningene. Dette er tiltak som på en veldig konkret måte bevisstgjør brukeren i forhold til energibruk i eget bygg. Slike tiltak grenser opp mot informasjon og opplæring, virkemidler som kan bidra til denne type tiltak. Tiltakene krever normalt ingen investering av betydning. Imidlertid vil investering være nødvendig dersom tiltakene knyttes opp til installering av systemer for styringsautomatikk.

Automatikk for energistyring: I denne typen tiltak inngår styringsautomatikk for lys, varme (vannbåren og elektrisk) og ventilasjon. Automatikk for energistyring kan være alt fra fotoceller, termostater og automatikk for nattsenkning til avanserte systemer for sentral driftskontroll (SD-anlegg). I SD-anlegg inkluderes ofte også EOS. Investeringsnivået for slikt utstyr vil variere etter hvor avanserte systemene er. I tillegg vil tiltakene innebære større investeringer dersom det er nødvendig å skifte ut panelovner for å kunne ta i bruk styringsautomatikk.

Isoleringstiltak: Isolering omfatter en rekke ulike tiltak som spenner fra etterisolering ved innsprøyting eller Glava-matter, til skifte av vinduer og ytterdører. Hvilke tiltak som er aktuelle, vil avhenge av bygningens alder og konstruksjon. Tiltakene er ofte investeringstunge og ofte bare være lønnsomme i forbindelse med ombygging.

Utskifting av armaturer/utstyr: Denne kategorien av tiltak omfatter utskifting til sparedusj, sparelyspærer, tettelister og lignende. Slike tiltak er enkle og forutsetter normalt ingen investering. Utskifting av armatur medfører imidlertid begrensede investeringer.

Varme- og ventilasjonsanlegg: Omfatter tiltak (unntatt styringsautomatikk) som effektiviserer energibruken til oppvarming (av rom og tappevann), kjøling og ventilasjon. Eksempler på tiltak her kan være varmegjenvinning, solvarmeanlegg, varmepumper og lignende. Disse tiltakene vil kreve begrenset til betydelig investering.

Det er utviklet dataprogrammer som analyserer energiforbruket i bygninger. Basert på informasjon om historisk energiforbruk og tekniske egenskaper ved bygningen foretas beregninger som leder fram til råd om hvilke tiltak som kan være aktuelle å gjennomføre. Slike programmer er tilgjengelige for både individuelle huseiere og tjenesteytende sektor blant annet gjennom de regionale enøkssentrene og enkelte energiverk. For å gjennomføre et konkret tiltak vil det normalt være nødvendig med en mer detaljert analyse og vurdering.

I tabell 15.1 gis en oversikt over hvor stor del av det samlede enøkpotensialet som er knyttet til disse tiltakene.

Tabell 15.1: Enøkpotensiale i bygninger fordelt på type tiltak (TWh).

	Type tiltak Boliger	Yrkesbygg	Samlet
Automatikk for energistyring	1,1	1,9	3,0
Utskifting av armatur/utstyr	1,8		1,8
Isoleringstiltak	3,7	1,1	4,8
Varme- og ventilasjonsanlegg		3,7	3,7
Ufordelt (vannsparing/annet)	0,8	0,1	0,9
Sum	7,4	6,8	14,2

Det vil alltid være flere årsaker til at enøktiltak ikke realiseres. Det er gjennomført undersøkelser for å kartlegge disse årsakene. Ofte er det vanskelig for en forbruker å angi den viktigste og avgjørende årsaken. Energidata har rangert barrierene etter de forholdene som nevnes oftest i ulike undersøkelser.

Tabell 15.2 viser enøkpotensialet i boliger og yrkesbygg fordelt på de viktigste årsakene til at potensialet ikke er utnyttet. Barrierene er ikke likeverdige. Manglende kjennskap til enøktiltak er en mer fundamental barriere enn økonomiske prioriteringer. Dersom det er andre som betaler energikostnadene enn eierne, kan eierforhold bli en viktig barriere mot enøk.

Tabell 15.2: Enøkpotensialet i boliger og yrkesbygg 1995 og viktige årsaker til at potensialet ikke er realisert (TWh).

Barriere	Boliger	Yrkesbygg	Sum
Under realisering	0,2	0,1	0,3
Eierforhold	1,3	1,8	3,1
Kunnskapsmangel	3,2	3,4	6,6
Lønnsomhet/prioriteringer	1,8	0,9	2,7
Finansieringsproblemer	0,1	0,2	0,3
Andre barrierer	0,8	0,4	1,2
Samlet potensial	7,4	6,8	14,2

Oversikten viser at tilgang til (tilgjengelighet av) kunnskap og kompetanse er den dominerende årsak til at energibesparende tiltak ikke realiseres. Eierforhold og prioritering av investeringer er de nest viktigste barrierene. Fjernes den viktigste barrieren kan imidlertid andre barrierer hindre at enøktiltak blir gjort. Utover de barrierer som er nevnt, er det grunn til å tro at stor usikkerhet rundt framtidig energipris

og teknologiutvikling bidrar til at beslutninger om investeringer i enøktiltak utsettes eller ikke realiseres.

Den eksisterende bygningsmassen er viktig i enøksammenheng. En stor del av den eksisterende bebyggelse er bygget i en periode hvor teknologi og byggeforskrifter ikke ivaretok hensyn til energieffektivitet like sterkt som i dag. Det er for eksempel store variasjoner i energiforbruk mellom nye kontorbygg og tilsvarende som er bygget på 50 og 60-tallet.

Rehabilitering av bygninger skjer i et omfang som er større enn bygging av nye bygg. Rehabilitering iverksettes ikke for å redusere energiforbruket, men for å bedre standarden på bygningen generelt. Energihensyn er derfor ikke sikret tilstrekkelig oppmerksomhet i byggeprosessen. Det er derfor viktig både å motivere byggeiere og rådgivende ingeniører til å ta energihensyn i slike situasjoner og tilføre dem kompetanse til å vurdere hvilke tiltak som vil være lønnsomme. Mange tiltak vil bare være lønnsomme hvis de gjennomføres i forbindelse med en slik rehabilitering. Hvis slik «tidskrisiske» enøktiltak ikke gjennomføres vil samfunnets samlede enøkmuligheter reduseres.

15.3.1 Enøkmuligheter i boligsektoren

I boliger er energiforbruket totalt beregnet til ca 42 TWh. Energiforbruk til oppvarming er 26 TWh, hvorav 18 TWh er elektrisitet.

Potensialet for energibesparelser i boligsektoren fordeler seg med 5,7 TWh på elektrisitet, 1,1 TWh flytende brensel (olje/parafin) og 0,6 TWh fast brensel. Tabell 15.4 viser hvordan mulighetene for energibesparelser fordeler seg på ulike alderskategorier bygg i boligsektoren.

Tabell 15.3: enøkpotensial i boliger etter boligens byggeår (TWh).

Bygg oppført før 1955	3,4
Bygg oppført 1955-1980	3,3
Bygg oppført 1981-1997	0,7
Sum	7,4

Ulike typer bygg vil også være forskjellige med hensyn til konstruksjonsmåte og bruk. Dette påvirker i stor grad energibehovet og hvilke energiløsninger og enøktiltak som vil være aktuelle. Som eksempel kan nevnes at et vanlig energiforbruk per m² i enebolig ligger omkring 150 kWh/m² mens det for en blokkleilighet ligger omkring 75 kWh/m². Rekkehus og kjedeboliger har et energiforbruk som ligger mellom disse to kategoriene (95 kWh/m²). En hovedårsak til disse forskjellene er at antall m² yttervegger og tak i stor grad er bestemmende for energitapet ved oppvarming. Frittstående eneboliger har det største veggareal i forhold til oppvarmet boligareal sammenlignet med bygninger som består av flere boenheter. I boks 15.2 beskrives noen konkrete enøktiltak for boliger.

Tabell 15.4: Enøkpotensial og energiforbruk i boligsektoren etter type bygg (TWh).

	Energibruk	Enøkmuligheter
Småhus	38	6,4
- Eneboliger		4,3
- Rekkehus		1,3

Tabell 15.4: Enøkpotensial og energiforbruk i boligsektoren etter type bygg (TWh).

- Våningshus		0,7
Leiligheter og boligblokk	4	1,0
Sum	42	7,4

Fordelingen av enøkmulighetene på ulike bygningskategorier får konsekvenser for hvilken strategi myndighetene skal velge for å påvirke beslutningene. Det er forskjell på å motivere eiere av eneboliger og småhus enn forvaltere og eiere av større bygningsmasser. Den individuelle huseier må tilføres informasjon og ytes bistand til å vurdere sine egne muligheter i større grad enn den profesjonelle forvalter har behov for. Det vil ikke være rasjonelt å bygge opp detaljert kunnskap hos individuelle huseiere, men større boligenheter og boligkooperasjoner vil kunne se på kunnskap om enøkmuligheter og kompetanse på å gjennomføre dem som en naturlig del av sin profesjon som bygningsforvalter. Organiseringen av eierforhold i boligsektoren har betydning for hvilke typer tiltak og informasjonskanaler det er hensiktsmessig å ta i bruk for å fremme energiøkonomisering.

Overfor huseiere vil strategien i stor grad være å motivere til handling og gjøre rådgiving lett tilgjengelig. Det vil være viktig å bygge opp kvalitet og kompetanse hos de rådgivere, utstysleverandørene og entreprenørene som boligeierne må benytte seg av for å gjennomføre tiltak.

15.3.2 Enøkmuligheter i tjenesteytende bygg

Energiforbruket i yrkesbygg er samlet ca 30 TWh. Enøkpotensialet i yrkesbygg er anslått til om lag 6,8 TWh. Potensialet fordeler seg med 5,1 TWh elektrisitet og 1,7 TWh flytende brensel. Det samlede areal i tjenesteytende bygg er 110 millioner m².

Bygningsmassen innen tjenesteytende næringer består for en stor del av større enheter samtidig som brukerne er organisert innen bransjer som gir myndighetene mulighet til å nå eierne og brukerne av bygningene på en rasjonell måte, blant annet gjennom nettverk, tilpasset den enkelte bransjes behov. En stor andel av bygningsmassen i tjenesteytende sektor forvaltes av profesjonelle byggeiere. På samme måte som store bygningsforvaltere i boligsektoren gir dette et grunnlag for å satse på kompetanseoppbyggende tiltak overfor byggeiere og byggherrer.

For bygningsforvaltere er deltagelse i nettverk sammen med andre fra samme type virksomhet og investering i opplæringsvirksomhet aktuelle virkemidler som er tatt i bruk i betydelig utstrekning. Nettverkene knytter sammen energibrukere som har mange felles utfordringer, har samme behov for kunnskap og informasjon og som derfor kan dra stor nytte av hverandres erfaringer.

Bygningsmassen innen tjenesteytende sektor har større forskjeller i bruksmåte enn innen boligsektoren. Dette krever at informasjon, rådgiving og kompetansebyggende tiltak må gis en innretning som dekker de spesielle behov som er knyttet til ulike bygningstyper og bruksområder.

Tabell 15.5: Enøkpotensialet innen tjenesteytende bygg (TWh)

	Energiforbruk	Enøkpotensial
Tjenesteyting		
- Kontor- og forretningsbygg	15	3,9
- Skole-, idretts- og kulturbygg	5	1,0
- Hotell- og helsebygg	4	0,7

Tabell 15.5: Enøkpotsalet innen tjenesteytende bygg (TWh)

- Industri- og lagerbygg	6	1,2
Sum	30	6,8

Det finnes en rekke eksempler på gjennomføring av vellykkede enøktiltak i tjenesteytende sektor. I boks 15.3 er det omtalt enkelte eksempler både i regi av statlige myndigheter og andre selvstendige private initiativ.

Boks 15.3 Enøk tiltak i tjenesteytende sektor

Bransjenettverk i regi av NVE omfatter både privat og offentlig sektor. Innen kommunal sektor er det etablert 11 nettverksgrupper som omfatter 26 kommuner (1997) og 6 fylkeskommuner. Innen statlig sektor er det 3 nettverk, for universitetene, NSB og Postens Eiendomssenter. Innen privat sektor er det 8 nettverksgrupper som omfatter finansinstitusjoner, boligbyggelag, NKL og hotellkjeder. Bransjenettverket bidrar til å utvikle kompetanse og rutiner for god energiforvaltning i den enkelte bedrift. I tilknytning til arbeidet med enøk i boliger har NVE i samarbeid med Statistisk Sentralbyrå etablert en database for energibruk i bygninger som vil gjøre det mulig å følge utviklingen i energiforbruket i bygninger i mer detalj og se det i forhold til tiltak.

Enøktjenesten i «Bygg & Bo» er et samarbeid mellom NVE og Forbrukersamvirkets kjede av byggvarehus med i alt 23 utsalg i hele landet. I samarbeid med de regionale enøksentrene er det etablert egne enøkavdelinger i byggvarehusene hvor publikum kan utføre enøkanalyser på egen bolig, få presentert og demonstrert enøkprodukter og få tilgang til informasjonsmateriell. Hensikten med denne typen prosjekt er å nå fram med informasjon og rådgiving gjennom en bred kontaktflate mot publikum i en situasjon hvor de har stor mottakelighet for veiledning om denne type tiltak.

Stiftelsen GRIP har etablert et Øko-byggprogram som skal bidra til mer miljøvennlig forvaltning og etablering av bygg. Programmet er finansielt støttet av flere departementer og direktorater og styres i samarbeid med bransjen. Programmet skal være en arena for samarbeid om å løse miljøproblemer i bransjen. Programmet skal støtte utviklingen og innføringen av nye og forbedrede byggeprosesser, teknologier, produkter og bygg. Det gis prioritet til informasjon og kunnskap-soppbygging, miljøengasjement og holdningsendringer.

GRIP hotell skal gi et praktisk veiledningsverktøy for hotell- og overnattingsbedrifter for å møte nye krav både fra myndighetene og markedet. Når det gjelder energibruk er formålet på kort sikt å gjennomføre enkle tiltak for å redusere energibruken til oppvarming og belysning, på lengre sikt lage langtidsplaner som også omfatter investeringer.

Øko-Bygg er et program for bygge og anleggsbransjen som er under utvikling. Formålet med programmet er å øke miljøeffektiviteten i bransjen og forebygge og redusere miljøproblemer knyttet til energibruk, utslipp av klimagasser, byggeavfall og miljøgifter. Arbeidet vil rette seg mot produktutvikling, prosessutvikling og bedre bygninger.

Storebrand Miljøfond (Storebrand Scudder Environmental Value Fond) investerer i ledende bedrifter verden over som er blant de 30 prosent beste i sin bransje når det gjelder miljøhensyn. Fondet skal gi best mulig avkastning for investorene samtidig som det skal styre kapitalen mot de mest miljøansvarlige bedriftene. Vest Grønt Fond er et investeringsfond for privatpersoner med et tilsvarende formål som Storebrand Miljøfond.

NKL Miljøbutikk er et NVE-støttet tiltak som tar sikte på at butikkene som deltar skal gjennomgå en miljø- og energirevisjon. Basert på en statusvurdering av varme-, kulde, sanitæranlegg og lysanlegg skal det klarlegges hvordan problemer kan løses og det skal settes opp en prioritert liste over tiltak og hvordan gjennomførte tiltak kan kontrolleres og følges opp.

Husbanken har mulighet for å yte tilleggs lån til boliger som er planlagt med spesielle kvaliteter knyttet til økonomisk planlegging, sunne boliger og energisparing.

15.3.3 Nybygging

Ved bygging av nye boliger og yrkesbygg vil en stå overfor større muligheter til å begrense energibruken enn i den eksisterende bygningsmassen. Både valg av teknologi og måten en bygning utformes og konstrueres vil bestemme det framtidige nivå på energiforbruket. Bygningers plassering i forhold til solinnstråling og lokale kuldesoner har betydning. Også utforming av bygget gjennom plassering av vinduer vil både kunne redusere behovet for oppvarming, kjøling og elektrisitet til belysningsformål.

Den arkitektoniske utformingen og planløsningen for et bygg legger viktige premisser for energibruken. Energivennlige løsninger er ikke nødvendigvis kostbare, mye kan oppnås dersom energihensyn ivaretas gjennom planleggingsprosessen. Både entreprenører, arkitekter og byggherrer er sentrale målgrupper for informasjon og opplæring om energiøkonomi i bygninger. Både de formelle krav til kompetanse og en kontinuerlig oppdatering av teknologi og produkter er nødvendig for å styrke disse faggruppens bidrag til energieffektive bygninger.

Tabell 15.6: Energiforbruk boliger - utvikling over tid (kWh per m²)

Bolig bygget omkring 1950	290
Bolig bygget omkring 1975	230
Bolig bygget omkring 1987	190
Bolig bygget omkring 1993	150
Lavenergihus	80
«Superhus»	30

Kilde: Hvor mye energi, Eiliv Sandberg

Men det framtidige energiforbruket i bygninger vil også være avhengig av forhold som dels ligger utenfor mulighetene til byggherren og de ulike faggruppene som involveres i byggeprosessen. Kommunale myndigheters tomtepolitikk, arbeid med arealplanlegging og lokalisering av ulike typer virksomheter vil påvirke mulighetene for utbygging av fjernvarmesystem og utnytting av spillvarmekilder og andre lokale fornybare energikilder. Det er også de lokale myndighetene som kan avgjøre plassering av bygninger på en gunstig måte i forhold til lokalklimatiske forhold.

Muligheten for betydelig reduksjon i energiforbruk per m² i både boliger og yrkesbygg i framtiden vil kunne endre rammebetingelsene for enkelte tiltak. Mindre varmetap, bedre utnytting av solinnstråling, økt bruk av elektriske apparater og bedre styring av energibruken gjør at allerede i dag har mange tjenesteytende bygg overskudd av varme i store deler av året. I slike tilfeller vil kostnaden per m² for

utnytting av energi fra fjernvarmenett og andre tiltak bli høy fordi det er få kWh å fordele investeringene på.

15.4 FORBRENNINGSPROSESSER

Bruken av fast eller flytende brensel til å dekke etterspørsel etter varme eller elektrisk energi skjer normalt ved at energibæreren omdannes til disse energiformene gjennom en forbrenningsprosess. Omdanning i brenselceller er også en mulighet, men den har i dag et begrenset anvendelsesområde og det vises til omtalen av denne teknologien i kapittel 25. Det vil i dette avsnittet bare omtales omdanning til varme.

Omlag en fjerdedel av den stasjonære energibruken i Norge dekkes av energibærere som gjennomgår en forbrenningsprosess før energien kan nyttiggjøres. De viktigste faktorene som avgjør energieffektiviteten ved omdanning av energibærere til varme i forbrenningsprosesser er:

- utformingen av utstyret tilpasset egenskapene til energibæreren
- driften av utstyret
- vedlikehold av utstyret

Forbrenningsutstyret må tilpasses energibæreren. Produsenter av slikt utstyr vil ha motivasjon til å tilby utstyr som gir effektiv forbrenning så langt dette gir bedre økonomi for kundene. Også de miljøkrav som myndighetene setter vil påvirke utformingen av utstyret. Energieffekten av slike krav kan virke både til mer og til mindre effektiv utnytting av energibæreren. Renseutstyr vil normalt kreve energi, men krav til mer fullstendig forbrenning for å redusere utslippene av uforbrente stoffer vil stimulere til mer effektiv energiomdanning.

Både prisen på konkurrerende energibærere, myndighetenes miljøkrav og den generelle teknologiske utvikling har gitt mer effektive forbrenningsteknikker. Som eksempel kan nevnes bruk av bioenergi. Tradisjonell vedfyring med gammel teknologi kan ha en virkningsgrad ved forbrenningen på 50-60 prosent. Bruk av peis kan ha enda lavere virkningsgrad, på grunn av stor luftgjennomstrømning kan den i ekstreme tilfeller være negativ. Moderne vedfyring kan ha en energiutnyttelse vesentlig høyere enn 50-60 prosent. Det er i dag ikke tillatt å installere vedovner av den tradisjonelle typen. Bruk av bearbeidet bioenergi i form av pellets vil ha en effektivitet fullt på høyde med oljefyring. Også utslipp til luft fra bruk av biobrensel er vesentlig forbedret gjennom utvikling av effektivt forbrenningsutstyr, men her vil bearbeidingsgraden for brenselet og renseutstyr også ha betydning.

Det forbrukes om lag 6 TWh til oppvarming av bygninger basert på bioenergi, hovedsakelig tradisjonell vedfyring. En utskifting av gamle forbrenningsanlegg med moderne utstyr og økt bruk av foredlet bioenergi vil kunne øke virkningsgraden fra 50 - 60 prosent opp mot 90 prosent og gi en energigevinst på 2-3 TWh. Dette er en energigevinst som hovedsakelig vil komme i husholdningssektoren, men frigjorte bioenergiressurser kan bli tatt i bruk i andre sektorer.

Utviklingen av teknologi for forbrenning av olje har skjedd over lang tid. Mer effektiv energiutnyttning kan oppnås, særlig for mindre anlegg, men generelt er denne teknologien utviklet til et nivå hvor det er mindre marginer å hente. De viktigste besparelsene vil oppnås gjennom bedre drift og vedlikehold av eksisterende utstyr. Bedre regulering av anleggene og regelmessig vedlikehold vil kunne gi en energieffektivitet på 5-30 prosent. Myndighetene har i samarbeid med oljebransjen iverksatt tiltak for å bedre drift og vedlikehold av oljekjeler. Dette tiltaket vil rette seg både mot oljeforbruket i tjenesteytende sektor og i husholdningene. Oljeprodukter dekker i dag 29 TWh av energietterspørselen i Norge. Særlig når det gjelder forbruket av olje i små villakjeler er det store muligheter for mer effektiv forbrenning.

Bruk av gass til oppvarmingsformål er begrenset i Norge. Gass har gode forbrenningsegenskaper og det er lett å oppnå god energiutnyttelse. Bruk av gass til oppvarmingsformål kan gi besparelser i forhold til annen energi. For eksempel kan gass forbrennes med så små utslipp at det kan foregå i de rom som skal varmes opp, for eksempel verkstedhaller. Oppvarming kan da skje i avgrensede deler av rommet som er i bruk og redusere varmebehovet i forhold til å måtte opprettholde tilstrekkelig temperatur i hele rommet.

Forbrenning av avfall møter spesielle teknologiske og miljømessige utfordringer for å finne fram til forbrenningsteknikker som kan håndtere de ulike brennbare komponentene i avfall på en miljøvennlig måte. Dermed blir det mulig å utnytte en ressurs som ellers ville gå tapt og hvor tradisjonell deponering vil utvikle metangass som har 20 ganger sterkere klimaeffekt enn CO₂ som vil oppstå ved forbrenningen. Potensiell energibesparelse ved å forbedre eksisterende forbrenningsteknikker ligger i området 5-30 prosent. Energитilgangen fra avfallsforbrenning er anslått til å ligge i området 3-4 TWh.

Eksempel avfall: Et norsk firma har utviklet en forbrenningsovn som kan brenne avfall som inneholder for eksempel aluminium og 100 prosent plast, og likevel overholde strenge utslippskrav. Et demonstrasjonsprosjekt som er under utbygging i Norge skal gjenvinne energi fra sortert nærings- og industriavfall, og levere energi i form av damp til en papirfabrikk. 30 prosent av fabrikkens forbruk av fyringsolje skal erstattes. Dette tilsvarer en energimengde på 48 GWh. Det spesielle med teknologien er avansert kontroll av alle ledd i forbrenningsprosessen, blant annet med valg av temperatur og styring av lufttilgang. Bare enkel rensing av røykgassene er derfor nødvendig.

Myndighetenes rammebetingelser vil være viktig for å realisere disse mulighetene. I forbindelse med omleggingen til grønn skatt er det foreslått av Regjeringen å innføre en avgift på deponering av avfall på 300 kroner per tonn, og som reduseres dersom avfallet utnyttes til energiformål. I større anlegg for forbrenning av avfall vil også produksjon av elektrisitet være et alternativ.

15.5 UTNYTTING AV ENERGIENS KVALITET

Elektrisitet er den energivaren som har den høyeste energikvalitet. Den kan i sin helhet omsettes til nyttig arbeid. Olje, gass og biobrensel har også høy kvalitet fordi de forbrenner ved høy temperatur og en stor andel av energien kan omdannes til nyttig arbeid i form av mekanisk energi (som for eksempel i et varmekraftverk). Også bioenergi kan omdannes til å yte en andel nyttig arbeid, men med lavere virkningsgrad enn olje og gass og har derfor en noe lavere energikvalitet.

På mange bruksområder må vi anvende elektrisitet fordi den i praksis er alene om å kunne dekke det nødvendige energibehov. Dette gjelder belysning og drift av elektriske apparater.

I andre tilfeller, som ved romoppvarming, varming av tappevann eller dampproduksjon, står vi i en valgsituasjon både når det gjelder valg av energibærer og måten vi skal bruke den på. Disse energiformålene kan dekkes med energi som har lav energikvalitet. De kan også dekkes med energi av høy kvalitet, men da mister vi muligheten til å utnytte evnen denne energien har til å utføre nyttig (mekanisk) arbeid. Se nærmere omtale i [\(Link\)](#) kapittel 4.

Sett i et langsiktig perspektiv vil utviklingen i energisektoren kunne gå i retning av at energi med høy kvalitet i større grad enn i dag vil bli brukt bare til formål som krever (er avhengig av) energi av høy kvalitet. Energiformål som kan klare seg med energi av lav kvalitet vil kunne dekkes av lavkvalitets energikilder. En viktig kilde til å dekke lavkvalitets energiformål på kan være å utnytte den andelen av energi

med høy kvalitet som ikke kan omdannes til nyttig arbeid, slik det gjøres i fjernvarmesystemer knyttet opp til varmekraftproduksjon.

Sentrale spørsmål i denne sammenheng vil være valg av oppvarmingsteknologi og etablering av en infrastruktur for energi som muliggjør et slikt samspill. I det etterfølgende omtales enkelte viktige teknologier som vil bidra til å gi en bedre kvalitetsmessig sammenkobling mellom energiforbruk og energitilgang. En mer detaljert framstilling av slike teknologier er beskrevet i kapittel 25.

15.5.1 Varmepumper og varmetransformatorer

Varmepumper for oppvarming av bygningsmassen er et godt utviklet og tilgjengelig produkt i markedet. Det er i Norge installert i overkant av 22 000 varmpumper som dekker et oppvarmingsbehov på 4,5 TWh. Det er ulike anslag på hvor stort potensialet er, det varierer mellom 10 og 20 TWh. I tillegg til energipriser og forholdet mellom elektrisitet og andre energibærere, vil utbredelsen avhenge av om varmpumper på en kostnadseffektiv måte kan tilpasses små forbrukere og mulighetene til å fordele varmen i bygninger ved hjelp av vann- eller luftbaserte distribusjonssystemer.

Varmepumper benyttes også i industrielle prosesser. Varmekilden her kan eksempelvis være varmt spillvann eller kjølevann fra produksjonsprosesser. Ved å styre driften av slike varmepumpeanlegg bedre forventes det at virkningsgraden av anlegg kan forbedres. Potensiell energibesparelse ligger i området 3-8 prosent.

Eksempel varmepumpe: En kjøttbearbeidende bedrift i Norge har installert en varmepumpe på 200 kW som henter sin varme fra kuldeprosessene, kjølevann i produksjonen og elvevann. Den leverer varme til to akkumulatortanker til varmt forbruksvann, en på 50 °C og en på 70 °C. Investeringen i 1993 var 862 000 kroner og årlig energibesparelse er 800 MWh. Denne anleggstypen vil kunne bygges inn i mange norske næringsmiddelbedrifter.

15.5.2 Varmegjenvinning

Varmegjenvinning ved hjelp av varmevekslere er en enkel og utbredt teknologi. Bruk av varmevekslere i industrien er et vanlig tiltak for å drive prosesser optimalt. I tillegg har en rekke kraftintensive industrier mulighet til å gjenvinne varme (eller produsere elektrisitet) fra avgasser. Det er anslått at vel 1,3 TWh elektrisk kraft kan produseres i slike anlegg. Utnytting av varmen til oppvarmingsformål er begrenset av at disse industriene i de fleste tilfeller er lokalisert på steder med liten varmeetterspørsel. I Trondheim, Sarpsborg og Kristiansand er det slik industri hvor det enten er etablert eller foreligger planer om utnytting av varmen i fjernvarmesystemer.

Også i bygninger vil varmegjenvinningsanlegg kunne redusere energibehovet betydelig. Med strengere krav til inneklime vil behovet for ventilasjon og dermed også behovet for energi til oppvarming øke. Varmegjenvinningsanlegg, som overfører varme fra oppvarmet luft ut av bygningen til kald luft som bringes inn i bygningen, kan ved riktig valg av utstyr oppnå en virkningsgrad på 70 prosent eller mer.

Eksempel varmegjenvinning: En norsk ferrolegeringsbedrift som forbruker 600 GWh elektrisk energi per år vurderer å bygge et energigjenvinningsanlegg som kan levere opptil 350 GWh/år høyverdig varme (damp) eller 110 GWh elektrisitet. Bedriften har to industribedrifter i umiddelbar nærhet som kan avta damp, i tillegg vil det være muligheter til å koble tjenesteytende bygninger og boliger til anlegget.

15.5.3 Nær- og fjernvarmesystemer

Utbyggingen av fjernvarmesystemer i Norge er mindre utbredt enn i andre land. En årsak til dette er den tradisjonelle bruken av elektrisitet til oppvarming. Men også naturgitte forhold og bosettingsstruktur gjør at utbyggingen av slike systemer i Norge er mer kostbart enn i andre land. Det er bare i de største byene at fjernvarmesystemer av noen størrelse bygges ut.

Overføring av termisk energi, eksempelvis varmt vann eller varm damp, er forbundet med tap. Overføring av termisk energi egner seg derfor best hvor produksjonsbedriften og mottakerbedriften, eller annen mottaker, er lokalisert i nærheten av hverandre. Blir avstanden for stor faller lønnsomheten i prosjektene både på grunn av kapitalkostnader og på grunn av varmetap.

Sammenknytting av mindre grupper av bygninger til en felles varmesentral kan derimot være mer kostnadseffektivt å etablere. Slike anlegg kalles ofte «nærvarmesystemer». Både fjern- og nærvarmesystemer vil kunne spille en viktig rolle i utnyttingen av energiressursene.

Gjennom slike varmeanlegg vil bedrifter med varmeoverskudd kunne redusere behovet for energi til oppvarming i nærliggende bygninger. Også utnyttning av overskuddsvarme mellom bedrifter kan danne grunnlag for slike anlegg. En nærmere omtale av fjernvarme er beskrevet i kapittel 29.

15.5.4 Utstyr for samtidig produksjon av varme og elektrisitet

Enkelte industribedrifter har behov for både termisk energi (varmt vann, varm damp) og elektrisk energi. En løsning hvor begge kravene tilfredsstilles er såkalte Combined Heat and Power-anlegg (CHP). Virkningsgraden på et slikt anlegg vil ofte være meget høy sammenlignet med et anlegg hvor det bare produseres elektrisk energi og hvor energien i kjølevannet og avgassene ikke utnyttes. Potensiell energibesparelse ligger i området 8-15 prosent. En videre utvikling av dagens løsninger forventes å gi ytterligere energimessige besparelser.

Private husholdninger etterspør også både varme og elektrisk energi. I områder der gasser er tilgjengelig kan det være aktuelt å benytte gass i oppvarming og desentral kraftproduksjon.

Hvis vi erstatter elkraft til oppvarming ved å brenne gassen i desentraliserte energisystemer (CHP) vil brennverdien i gassen utnyttes med meget høy virkningsgrad.

Generelt vil kombinert elektrisitet- og varmeproduksjon gi høy energiutnyttelse. Både høykvalitetsandelen og lavkvalitetsandelen av energiinnholdet i energibæreren bli utnyttet til henholdsvis høy- og lavkvalitets energiformål. Den totale virkningsgrad vil imidlertid være avhengig av at det kan avsettes tilstrekkelige mengder varme. Kraftvarmeverk som i fyringssesongen har opp mot 90 prosent virkningsgrad vil i sommerhalvåret kunne ha en virkningsgrad ned mot 50 prosent eller lavere. Dersom den delen av energien som kan omdannes til mekanisk arbeid anvendes i en varmepumpe, vil denne høykvalitetsenergien kunne dekke et energiformål med lav kvalitet som er 3-4 ganger så stort som det mekaniske (nyttige) arbeid som utføres.

Utnyttning av varme fra kraftvarmeverk i et fjernvarmeverk går på bekostning av virkningsgraden for elektrisitetsproduksjon. Elektrisiteten som går tapt når det leveres varme kan utnyttes til å dekke det samme varmebehovet ved hjelp av varmepumper. Gjennom bruken av varmepumper er det mulig å utnytte hele energikvaliteten uten å være avhengig av en infrastruktur for varmedistribusjon og overføring. Den totale virkningsgrad for utnyttning av energibæreren vil kunne bli den samme i de to tilfellene. For en nærmere omtale av CHP vises til kapittel 24.3.4.

15.6 MULIGHETER FOR SUBSTITUSJON

Mulighetene til å variere mellom ulike energikilder bidrar til et effektivt energisystem. Særlig i Norge hvor tilgangen på elektrisitet er basert på vannkraft vil fleksibiliteten på etterspørselssiden være viktig. I år med lite nedbør er det viktig at noen av forbrukerne kan benytte andre energibærere enn elektrisitet. I år med mye nedbør er det viktig å utnytte kraftressursene ved at varmekraften erstatter andre energibærere. I Norge er substitusjon definert som enøk, jf. kapittel 14.

I boligsektoren er ca 23 prosent av energiforbruket til oppvarming dekket kun gjennom elektrisk oppvarming, 72 prosent er dekket av kombinasjoner av el, olje og fast brensel, mens 5 prosent ikke har elektrisk oppvarming i det hele tatt. I boliger med kombinerte anlegg brukes det i dag ca 10,5 TWh elektrisitet og til sammen 9 TWh andre energibærere. Kapasiteten i anleggene for olje og fast brensel er ikke stor nok til å dekke hele oppvarmingsbehovet i boliger med kombinerte anlegg. Det er rimelig å anta at bare inntil 6 TWh av den elektrisiteten som går til oppvarming på boligsektoren kan erstattes med olje eller fast brensel uten større investeringer.

I yrkesbyggsektoren er ca 65 prosent, eller 10,5 TWh, av energiforbruket til oppvarming dekket ved vannbåren varme. Av dette er ca 5 TWh elektrisitet, som kan erstattes med olje uten store investeringer. Omtrent 11 TWh av elektrisitetsforbruket i Norge kan dermed gå over til olje.

KAPITTEL 16

Miljø- og energiavgifter**16.1 INNLEDNING**

I likhet med andre varer vil prisendringer på energi påvirke forbruket, se ([Link](#)) kapittel 7. Normalt vil høyere pris på en vare føre til redusert etterspørsel. Bakgrunnen er for det første at varen relativt sett blir dyrere enn andre varer (substitusjonseffekt). Dernest vil en prisøkning på en vare gjøre at husholdningens kjøpekraft til en gitt inntekt reduseres, mens for bedrifter øker produksjonskostnadene (inntektseffekt). Begge disse effektene trekker i retning av redusert bruk av varen når prisen øker.

Det råder usikkerhet omkring hvor stor prisfølsomheten til energi er. Prisfølsomheten vil variere mellom ulike energibærere og mellom sektorer og grupper. For eksempel vil prisfølsomheten for elektrisitet være størst hos de husholdninger som kan skifte til en annen energibærer fordi de har alternativt oppvarmingsutstyr. Prisfølsomheten kan også variere med nivået på etterspørselen. Nedenfor skal vi gi en nærmere drøfting av virkninger av prisendringer på energiforbruket og også referere resultater fra noen undersøkelser.

Prisvirkninger kan være forskjellige på kort sikt og på lang sikt. For eksempel vil kortsiktige virkninger av en økt avgift på fyringsolje være overgang fra bruk av fyringsolje til elektrisitet der slike muligheter finnes, mens mer langsiktige virkninger også omfatter investering i utstyr som kan benytte elektrisitet. Ved framskrivinger av energiforbruket i et noe lengre tidsperspektiv, vil det være de langsiktige prisvirkningene som er av interesse.

Årsaker til prisendringer kan være forhold i markedet eller reguleringer fra myndigheter. Tiltak omfatter avgifter, subsidier og mer direkte reguleringer som administrativt fastsatte priser, minimumspriser og maksimumspriser.

16.2 ENERGI- OG MILJØAVGIFTER

Framstillingen under er delvis basert på omtale av avgifter i NOU 1996: 9: Grønne skatter - en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting.

En grunnleggende forutsetning for at en markedsøkonomi skal fungere godt, er at kostnadene ved bruken av ulike ressurser reflekteres i markedsprisene. Dette vil bidra til at innsatsfaktorene blir brukt på de områder hvor samfunnets avkastning er størst, jfr. beskrivelsen i ([Link](#)) kapittel 5. I praksis eksisterer det imperfeksjoner i markeder som fører til at dette ikke skjer fullt ut. Forvaltningen av miljøgoder kan ses i en slik sammenheng. Miljøgodene er ikke omfattet av privat eiendomsrett. I en uregulert markedsøkonomi betyr dette at forbruket av miljøressurser blir priset for lavt, og at det vil kunne skje et overforbruk.

Svikt i markeder som gir for høyt energiforbruk og dermed for høyt forbruk av miljøgoder, kan rettes opp ved at prisen på varer og tjenester også reflekterer miljøkostnadene. Dette kan skje ved at myndighetene pålegger avgifter på den miljøskadelige aktiviteten. Avgiftene bidrar til at markedsprisene i sterkere grad reflekterer kostnadene ved forbruket av disse godene, slik at markedets funksjonsmåte bedres.

Miljøavgifter vil i mange sammenhenger representere den mest kostnadseffektive virkemiddelbruken i miljøpolitikken. Hensikten med miljøavgifter er å endre

tilpasningen til bedrifter og husholdninger slik at miljøskadene blir mindre. Miljøavgifter bør derfor i utgangspunktet vurderes ut fra hvilken miljøeffekt de har.

Avgifter på energiområdet kan omfatte både energi- og miljøavgifter, og kan legges både på forbruk og produksjon av energi. Et typisk eksempel på miljøavgift er CO₂-avgiften. Energiavgifter legges gjerne på energibruk uten å skille mellom ulike energikilder. Den norske forbruksavgiften på elektrisitetsforbruk er et eksempel på en energiavgift.

Norge har allerede relativt høye avgifter på bruken av fossile brensler i noen sektorer. På enkelte fossile brensler, som bensin, er det et avgiftselement i tillegg til CO₂-avgiftene. Slike avgiftselementer kan være begrunnet i andre eksterne effekter eller rene fiskale hensyn. Eksistensen av slike avgifter har imidlertid samme effekt på energibruken og dermed på utslipp av blant annet CO₂. Hva man kaller de enkelte avgiftskomponentene, har med andre ord ikke betydning for CO₂-utslippene. I et optimalt avgiftssystem vil imidlertid miljøavgifter og produktavgifter være utliknet på forskjellig grunnlag.

Det er ulike miljøkostnader knyttet til produksjonen av forskjellige former for energi, blant annet i form av utslipp til luft (kraftverk basert på fossile brensler), inngrep i natur (vannkraft) og avfallsproblemer (kjernekraft). Siden miljøproblemene avhenger av produksjonsform, tilsier det at avgifter på produksjon av energi vil være mer treffsikre i forhold til miljøproblemene enn avgifter på forbruk av energi. For eksempel vil en generell forbruksavgift på elektrisitet bidra til å redusere elforbruket, men ikke til å vri forbruket fra elektrisitet basert på fossile brensler over mot fornybar energi, selv om det kunne være ønskelig fra et miljøsynspunkt.

Når hensikten er å redusere CO₂-utslippene, vil en karbongradert avgift på all utslippsgenererende bruk av fossile brensler være et mer kostnadseffektivt virkemiddel enn en forbruksavgift som ikke skiller mellom ulike energikilder. Generelt vil en kostnadseffektiv CO₂-avgiftspolitik være kjennetegnet ved at:

- Nivået på CO₂-avgiften bør være lik på alle brensler, men gjøres avhengig av karboninnholdet
- CO₂-avgiften bør være den samme i alle land og i alle geografiske områder innenfor det enkelte land
- CO₂-avgiftene bør være like i alle sektorer av økonomien

De norske CO₂-avgiftene tilfredsstiller i dag ikke de kravene som er skissert i kulepunktene over. Blant annet er avgiftene ikke karbongraderte, det er flere fritak og satsene varierer til dels betydelig mellom ulike anvendelser. Begrunnelsen for avvikene er særlig knyttet til manglende internasjonal samordning. Også øvrige energiavgifter er differensiert, blant annet geografisk og etter sektor.

Innføring av energi- eller miljøavgifter kan være motivert av *nasjonale miljømål* eller forpliktelser, for eksempel knyttet til internasjonale avtaler. For at gitte miljømål skal oppnås med lavest mulig samfunnsøkonomiske kostnader bør et avgiftssystem utformes bredest mulig med færrest mulig unntak. En avgiftsmessig forskjellsbehandling vil over tid bidra til en annen nærings- og samfunnsstruktur enn det som følger av likebehandling. Et system for CO₂-avgifter som avviker sterkt fra det som er kostnadseffektivt, vil bidra til en mer CO₂-intensiv økonomi enn dersom alle aktører var pålagt samme avgift. Samtidig er det viktig å understreke at virkemiddelbruken må koordineres og harmoniseres på tvers av landegrensener for å sikre *global* kostnadseffektivitet og å unngå uønskede konkurransevridninger. Kyotoavtalen kan sees på som et viktig skritt i denne retningen.

Med et optimalt internasjonalt harmonisert avgiftssystem hvor alle miljøhensyn er ivaretatt, vil det ikke være behov for å vurdere ytterligere avgifter i Norge. Et slikt

system er som nevnt ikke på plass, og Norge har begrensede muligheter til å påvirke andre land til å implementere kostnadseffektive tiltak.

På det nåværende tidspunkt er det usikkert hva slags tiltak ulike land vil iverksette for å oppfylle sine klima-forpliktelser i Kyoto-avtalen. Det er ikke usannsynlig at deler av den betydelige forskjellsbehandlingen i miljø- og energibeskatningen en finner i mange europeiske land, både mellom energiformer og mellom sektorer, vil bestå i mange år framover. Gitt en målsetting om å begrense veksten i energiforbruket i Norge, kan dette være et grunnlag for å supplere nåværende norske CO₂-avgifter med andre avgiftsløsninger, herunder en økning i eksisterende energiavgifter.

Redusert forbruk av energi i Norge kan bidra til at vi kan øke nettoeksporten av mindre forurensende energi, som vannkraft og naturgass. Som påpekt blant annet av Grønn skattekommisjon, kan økt nettoeksport av energi under visse betingelser bidra til lavere globale CO₂-utslipp. Norsk vannkraftproduksjon vil for eksempel kunne erstatte kraftproduksjon i våre naboland basert på ulike brensler, som medfører forurensende utslipp til luft. I de senere årene har dansk kullkraft og svensk oljekraft utgjort reservekapasiteten i det nordiske systemet. På denne bakgrunn vil en bremsing av veksten i det norske energi- og kraftforbruket kunne bidra til reduserte forurensende utslipp i våre naboland.

En særnorsk karbongradert avgift på kraftproduksjon er på det nåværende tidspunkt et lite hensiktsmessig virkemiddel for å redusere elforbruket, siden bare en ubetydelig andel av kraftproduksjonen i Norge er basert på fossile brensler. Dermed vil en økt elektrisitetsavgift være det mest aktuelle virkemidlet for å redusere elforbruket. For å unngå en vridning i retning av økt bruk av fyringsolje og dermed økte utslipp, bør det i så fall vurderes å øke avgiften på fyringsolje parallelt med økningen av elektrisitetsavgiften.

Bruken av generelle energiavgifter overfor mer spesifikke miljøproblemer har imidlertid andre sider. Ved siden av at energiavgifter ikke er et kostnadseffektivt virkemiddel overfor forurensende utslipp, vil bruk av slike avgifter føre til at verdien av våre vannkraftressurser blir redusert. Et fall i produsentprisen på elektrisitet, vil også gjøre alternative, fornybare energiformer, som vindkraft, mindre lønnsomme. Dersom en samtidig med en begrensning av forbruket ønsker å stimulere til økt produksjon av nye, fornybare energiformer, må disse tilføres subsidier eller annen form for støtte som (mer enn) oppveier reduksjonen i markedsprisen.

For det andre vil økte elektrisitetsavgifter kunne komme i konflikt med hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet. Som nevnt, tilsier dette at et avgiftssystem bør være basert på et bredest mulig grunnlag. Elektrisitetsavgiften i dag på 5,75 øre/kWh omfatter all innenlandsk bruk av elektrisitet med unntak av industrien. I tillegg er forbrukere i Finnmark og Troms fritatt for elektrisitetsavgift. Med en kraftig økning av satsene for elektrisitetsavgift, kan denne differensierte avgiftsstrukturen komme under press.

16.3 FORDELINGSVIRKNINGER AV MILJØ- OG ENERGIAVGIFTER

For å vurdere fordelingseffekten av en avgift på et produkt, kan en første tilnærming være å betrakte hvordan private husholdningers forbruk av produktet varierer med størrelser som inntekt, antall barn, geografisk tilhørighet osv. Bruker eksempelvis husholdninger med høy inntekt dette produktet relativt sett mer enn husholdninger med lav inntekt (inntektselastisiteten større enn én), vil en skattlegging av produktet beslaglegge en større andel av inntekten fra husholdninger med høy inntekt enn fra husholdninger med lav. Dette kan tilsi at skattleggingen av produktet vil kunne ha en gunstig fordelingseffekt. Omvendt har en avgiftsøkning ugunstige fordelings-

virksomheter hvis utgiftsandelen for lavinntektsgrupper er høyere enn for høyinntekstgrupper.

En slik fordelingsanalyse innebærer imidlertid flere forenklinger. Prisøkningen til konsumentene (i kroner) trenger ikke å bli like stor som avgiftsøkningen. Resultatet kan også bli lavere pris til produsent, eksempelvis dersom produktet for en stor del tilbys lokalt eller det ikke eksisterer et vel fungerende marked for godet. Videre vil en avgiftsøkning gi seg utslag i krav om høyere lønn. I så fall vil det være nødvendig å anslå hvordan lønnsøkningen vil fordele seg mellom ulike grupper og hvordan dette i sin tur vil påvirke prisene. Fordelingseffekten vil også være avhengig av hvordan staten bruker avgiftsinntektene. I den grad en reform innebærer endringer i flere avgifter samtidig, vil en analyse av de samlede fordelingsvirkningene normalt bare være mulig ved hjelp av modellberegninger.

For utvalget har det derfor ikke vært mulig å gjennomføre en omfattende fordelingsanalyse av forslagene på den tiden som har vært til rådighet. Fordelingsanalysen vil derfor bli begrenset til en kort illustrasjon av enkelte mulige fordelingsmessige sider ved å innføre ulike miljø- og energiavgifter.

Fordelingsvirkninger av en CO₂-avgift

En CO₂-avgift på 400 kr/tonn CO₂ for alt utslipp, kombinert med en provenynøytral tilbakeføring av avgiftene, vil blant annet ha betydning for prisene på ulike husholdningsprodukter. Som det framgår av tabell 16.1, vil forslaget resultere i at alle konsumvarene får en prisøkning. Prisøkningen blir kraftigst for elektrisitet og brensel. Økningen i elektrisitetsprisen kommer gjennom kraftmarkedet ved at backstoppteknologien er fossilt basert (gasskraft) og blir avgiftsbelagt.

Tabell 16.1: Prisendringer i forhold til referansebanen og inntektselastisiteter¹ for ulike konsumvarer

	Prisendring 2020	Inntektselast ²
00 Matvarer	1,00	0,29
11 Drikkevarer og tobakk	1,05	0,83
12 Elektrisitet	22,51	0,41
13 Brensel	12,23	0,17
14 Driftsutg. til egne transportmidler	1,93	1,14
21 Klær og skotøy	0,86	1,11
41 Møbler og varige fritidsgoder	0,99	1,30
42 Elektriske husholdningsartikler	0,87	0,75
62 Helsepleie	0,74	0,80
50 Bolig	1,65	1,32
30 Kjøp av egne transportmidler	0,91	1,50
75 Landtransport med videre.	1,91	0,80
76 Lufttransport med videre	1,98	2,00
77 Jernbanetransport og sporveier	1,77	0,80
78 Sjøfart	3,14	1,50
79 Post- og telekommunikasjon	0,68	0,30
20 Andre varer	0,98	0,81
60 Andre tjenester	0,69	1,16
66 Nordmenns konsum i utlandet	1,00	1,85

Tabell 16.1: Prisendringer i forhold til referansebanen og inntektselastisiteter¹ for ulike konsumvarer

I alt	1,80	1,00
-------	------	------

¹ Elastisitetene er beregnet basert på forbruksundersøkelsene 1986-1994, med samme metode som beskrevet i vedlegg 2.

² Inntektselastisiteten angir den prosentvise endringen i husholdningens utgift til godegruppen når total forbruksutgift øker med 1 prosent. (Inntektselastisiteten brukes her synonymt med engelastisiteten).

For å si noe om fordelingsvirkningene av dette, kan det tas utgangspunkt i inntektselastisitetene for de respektive produktene. Inntektselastisiteten for en vare (eller tjeneste) kan defineres som prosentvis endring i forbruket av varen ved en økt inntekt (forbruksutgift) på 1 prosent. En inntektselastisitet større (mindre) enn en tilsier at varens andel av total forbruksutgift øker (synker) med økende inntekt. Beregninger antyder at elektrisitet og brensel har en relativt lav inntektselastisitet (i størrelsesorden 0,2-0,4), mens drift av egne transportmidler har en inntektselastisitet på rundt 1,1-1,2. Siden det er elektrisitet og brensel som får den største prisøkningen, tyder disse resultatene på at virkningen via forbrukerprisene av omleggingen har en uheldig fordelingseffekt.

En analyse av Aasness, Bye og Mysen (1995) belyser noen fordelingsvirkninger av økt CO₂-avgift. Analysen indikerer at både husholdninger med høy og lav inntekt kan komme bedre ut, men velferdsforbedringen synes bli litt større for rike husholdninger enn for fattige. Dette skyldes at fattige husholdninger bruker en noe større andel av total forbruksutgift på varer og tjenester som medfører store CO₂-utslipp.

Fordelingsvirkninger av CO₂-avgifter vil også kunne finne sted mellom ulike regioner. Det er spesielt lokalsamfunn i ensidige industristeder, hvor det er små muligheter for alternativ sysselsetting, som kan komme dårligst ut av en slik avgiftsomlegging, spesielt på kort sikt. De makroøkonomiske modellene er ikke egnet til å si noe om regionale fordelingsvirkninger, og utvalget har ikke foretatt selvstendige vurderinger av slike. Virkningene på enkeltbransjer ble drøftet noe av Grønn skattekommisjon (jfr. NOU 1996:9).

Fordelingsvirkninger av en proporsjonal forbruksavgift på elektrisitet

Hvis en ønsker å tilgodese husholdninger med lave inntekter, vil økt forbruksavgift på elektrisitet gi bedre fordelingseffekt jo høyere inntektselastisiteten for elektrisitet er. Dersom inntektselastisiteten er mindre enn 1, vil husholdninger med (relativt sett) lave inntekter i gjennomsnitt bruke en større andel av sin totale forbruksutgift til elektrisitet enn husholdninger med (relativt sett) høye inntekter. En økt proporsjonal forbruksavgift på elektrisitet kan dermed ha uheldige fordelingseffekter.

Statistisk sentralbyrå har estimert inntektselastisiteten for elektrisitet til å være om lag 0,4, se tabell 16.1 eller vedlegg 2. Dermed vil en økt forbruksavgift på elektrisitet gi en uheldig fordelingseffekt, gitt et mål om å tilgodese husholdninger med lave inntekter.

Fordelingseffektene av en økt forbruksavgift på elektrisitet på husholdningene avhenger også av hva myndighetene benytter avgiftsprovenyet til. Uheldige fordelingseffekter av en forbruksavgift kan i prinsippet kompenseres.

Fordelingsvirkninger av flerleddet avgift på elektrisitet

Flerleddet avgift (progressiv avgift) har potensial til å gi bedre fordelingseffekter enn en proporsjonal avgift. Dette skyldes at det vanligvis vil være rasjonelt for husholdninger med lave inntekter å tilpasse seg slik at de har et mindre elektrisitetsforbruk enn husholdninger med høye inntekter. Dermed vil deres andel av elek-

trisitetsforbruket som blir rammet av høyere avgiftstrinn i en flerleddet avgift, være lavere enn for husholdninger med høyere inntekter. Hvis minstegrensen er høy nok, kan de helt slippe å betale en avgift som er høyere enn minsteavgiften (grunntrinnet). Flerleddete avgifter på forbruk av elektrisitet kan utformes på mange ulike måter som kan gi forskjellige fordelings effekter.

Et viktig forhold er om den flerleddete avgiften tar hensyn til antall personer i husholdningen eller ei. Hvis den flerleddete avgiften ikke tar hensyn til antall personer i husholdningen, vil store husholdninger økonomisk sett komme dårligere ut enn små husholdninger ved innføringen av en slik avgift.

Fra et samfunnsøkonomisk synspunkt vil det i prinsippet være gunstigere å kompensere for uheldige fordelingsvirkninger av økt forbruksavgift på elektrisitet på andre måter enn gjennom en flerleddet elektrisitetsavgift, se under. I praksis vil det imidlertid ofte være ulike barrierer for å kompensere med andre virkemidler.

I vedlegg 2 er det utført en analyse av fordelingsvirkninger av flerleddete avgifter hvor en har tatt utgangspunkt i to alternative utforminger av en slik avgift¹. I det første alternativet er grensene for økt avgift fastsatt etter forbruket per husholdning, og i det andre alternativet er grensene fastsatt etter forbruket per person i husholdningen. De beregnede inntektselastisitetene for begge de to alternative avgiftssystemene er større enn 1. Det betyr at jo høyere inntekt en husholdning har, jo mer vil de betale ved flerleddete avgifter, både i absolutte kroner og i prosent av sin totale inntekt. De progressive avgiftssystemene har i denne forstand klart bedre fordelings effekter enn proporsjonal elektrisitetsavgift.

Prinsipielle og praktiske forhold knyttet til innføring av et flerleddet avgiftssystem

Det er ulike prinsipielle og praktiske forhold knyttet til innføring av et flerleddet avgiftssystem, som bør utredes og avveies mot eventuelle fordelingsmessige fordeler. Prinsipielt er det uheldig med ulike priser på samme vare ut fra hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet, se ([Link](#)) kapittel 5. Blant andre sentrale spørsmål i forhold til flerleddete avgifter, er hvor grensen(e) mellom lavt og høyt forbruk skal settes, og om alle abonnenter skal ha samme grense.

Ulikheter i boligtype, boligflate, antall beboere i husholdningen og lokal klimasituasjon kan tale for ulike grunnkvoter. En innvending mot et system med forskjellige grunnkvoter for ulike forbrukergrupper, er at det vil være svært komplisert og kostbart og administrere. Hvis for eksempel tidligere års forbruk skal være et kriterium i fastsettelsen av kvoter, kan resultatet være at de som sløser premieres.

En flerleddet avgift med lik kvote (for alle husholdninger, jfr. drøfting over), i alle fall for store grupper, vil være enklere å administrere. En flerleddet avgift vil ramme store abonnenter innenfor gruppen hardere enn små abonnenter, og vil dermed oppfattes som urettferdig. Et slikt system vil også gi ulike sparesignaler til små og store abonnenter. Små abonnenter, som ikke under noen omstendighet ville hatt et elforbruk over grensen, blir motivert til å ha et høyere elforbruk enn de ellers ville hatt. Effektene på det totale elforbruket vil være usikre og avhenge av grenser og prisnivåer.

Tariffer med en høyere kWh-pris over et visst energiforbruk, ble diskutert på 1970-tallet. NVE og Norske Elektrisitetsverkers forening gikk prinsipielt i mot slike tariffer, blant annet ut fra at tariffen ikke er kostnadsriktig, og at den er vanskelig å praktisere.

I St meld nr 54 (1979-80) Norges framtidige energibruk og -produksjon, pekes det på at det vil være meget vanskelig å fastsette en «rettferdig» grunnkvote som det skal betales lavere pris for. Man kan blant annet risikere kunstige oppdelinger av abonnement. Dette problemet reduseres betydelig dersom grensene i en flerleddet avgift fastsettes etter forbruket per person.

Andre avgiftssystemer som er lettere å administrere, og som gir riktige signaler til forbrukerne bør også vurderes. Med dagens målerteknologi kan everkene tilby kundene fastpriskontrakter på et avtalt volum, og avregne mer- eller mindreforbruk i forhold til timesprisen i døgnmarkedet (elspot). Da får forbrukerne dempet svingningene i strømrregningene i forhold til en situasjon hvor prisen for hele forbruket varierer med markedsprisen, samtidig som de får riktige signaler fra døgnmarkedet i sitt forbruk fra dag til dag. Det vil da være mye å tjene ved å redusere forbruket i perioder med høye priser i døgnmarkedet. Et slikt tariffsystem kan eventuelt kombineres med et flerleddet avgiftssystem for fastpriskontrakten.

I begge alternativene er det fire grenser, hvor forbruksavgiften per kWh øker med 3 øre i hvert trinn. I det første alternativet er grensene henholdsvis 10 000, 15 000, 20 000 og 25 000 kWh per år for hver husholdning. I det andre alternativet er grensene henholdsvis 4 000, 6 000, 8 000 og 10 000 kWh per år per person i hver husholdning.

KAPITTEL 17

Administrative ordninger

I dette kapittelet beskrives enkelte tiltak myndighetene kan sette i verk for å påskynde utviklingen i ønsket retning utover myndighetenes bruk av priser og avgifter som gjenspeiler samfunnsøkonomiske kostnader ved produksjon og bruk av energi.

17.1 TILSKUDDSDORDNINGER

Tilskudd til enøktiltak kan til en viss grad kompensere for at energiprisene i markedet ikke fullt ut reflekterer miljøkostnadene, jf. kapittel 14. Fra 1991 til og med 1993 var det betydelige tilskuddsordninger for enøktiltak på brukersiden i Norge. Ordningen ble imidlertid avvirket.

Myndighetenes støtteordninger på enøkområdet har dels hatt som formål å redusere aktørenes risiko ved introduksjon av ny teknologi. Satsingen på bioenergi er i stor grad begrunnet med behovet for å utvikle et marked for bioenergi som brukerne kan ha tillit til. Få aktører og lite utviklet samspill mellom leverandører, foredlingsbedrifter og distribusjon, har ført til en skepsis til bruken av bioenergi sammenlignet med andre mer etablerte energiløsninger.

Tilskuddsordningenes virkemåte avhenger av hvordan de utformes. Tilskuddsordninger kan være direkte støtte eller subsidierte låneordninger knyttet til enøkinvesteringer. Tilskuddsordninger kan være varige slik som Oslo Energis enøkfond. De kan også lanseres med en intensjon om å vare i en kortere periode for å utløse rask handling hos forbrukerne. Når støtteordningene har et omfang som er mindre enn etterspørselen vil midlene måtte rasjoneres i en køordning eller prioriteres gjennom en individuell behandling av den enkelte søker. En individuell vurdering i forhold til resultatorienterte kriterier vil sikre at de offentlige midlene allokeres til de prosjekter som gir størst effekt.

Dersom tilskuddsordningene skal kompensere for manglende signaler om miljøkostnadene, vil tilskuddene knyttes til tiltak som framstår som ulønnsomme for forbrukerne men som er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Tilskuddsordninger stiller store krav til oversikt fra myndighetenes side om hva som er riktige investeringer hos den enkelte. Hva som er det beste enøktiltaket varierer betydelig mellom typer bygninger og næringer. Det kan være store variasjoner innad i næringene og mellom bygninger. Det kan være ulike muligheter ulike steder i landet, blant annet som følge av variasjoner i klima. I områder der enøktiltak kan avlaste overførings- og fordelingsnettene vil dette øke lønnsomheten av tiltakene. Tilskudd til for eksempel fjernvarme kan være et like rimelig tiltak som enøktiltak hos de enkelte sluttbrukerne. Tilskuddsordninger kan også ha uheldige effekter ved at forbrukerne bruker sine ressurser på å få del i tilskuddene framfor å søke etter muligheter for annen finansiering.

I forvaltningen av tilskuddsordninger kan de sentrale myndighetene aldri komme over dette informasjonsproblemet. De lokale planmyndighetene, e-verkene og den enkelte sluttbruker selv har langt bedre mulighet til å ha oversikt over sine muligheter. Også e-verkene og firma som selger tredjepartsfinansiering kan ha god kunnskap om mulighetene for å ta ut lønnsom enøk.

Energidata AS har ved flere anledninger evaluert enøkvirksomheten i Norge. Deres konklusjon har vært at tilskuddsordninger innen boligsektoren ikke har vært samfunnsøkonomisk lønnsomme. Andre virkemidler har gitt samfunnsøkonomisk

gevinst, særlig rådgivning i yrkesbygg og industri. Virkemidlene kan bli samfunnsøkonomisk lønnsomme når delmål ved myndighetenes enøkpolitikk trekkes inn, for eksempel positive miljøvirkninger, forbedringer av inneklime, styrking av næringsutvikling og sysselsetting.

NVE har i 1997 fordelt om lag 35 millioner kroner til bioenergiprojekter. Det er gitt tilbud om offentlig støtte til om lag en tredjedel av prosjektene basert på en individuell vurdering av prosjektene. I fordelingskriteriene er det lagt vekt på hvilke prosjekter som vil gi størst økning i bruken av bioenergi per krone offentlig støtte. Dersom prosjektene gjennomføres etter planene og med den støtte NVE tilbyr, er det anslått at de kan gi grunnlag for en økt bruk av bioenergi i størrelsesorden 400 GWh. Det er stor usikkerhet knyttet til disse tallene og vil ikke nødvendigvis være fullt ut representativt for framtidige prosjekter, men indikerer et nivå for offentlig støtte som er nødvendig for å utløse tiltak.

17.2 FRIVILLIGE AVTALER

Ved en såkalt frivillig avtale inngår myndighetene en kontrakt med industrien om energi- og miljøeffektive investeringer. Avtalen kommer fram gjennom forhandling. I forhandlingene skjer det informasjonsutveksling og gjensidig avklaring av premisser og forutsetninger, men også framtidige krav. Tiltakene tilpasses de forskjellige industriers og bedrifters muligheter og forutsetninger.

IEA (Det Internasjonale Energibyrådet) viser til følgende forhold som vil gi effektive frivillige ordninger:

- utforming av målsettinger, inkludert definisjon av startposisjoner, tidshorisont, milepæler og eventuelt justeringer av målsettinger underveis
- bred sektormessig dekning og deltakelse fra store så vel som små bedrifter, samt støtte fra bransjeorganisasjoner
- prosedyrer for iverksetting av avtalen med klare oppgaver og forpliktelser for både industri og myndigheter
- et system for oppfølging og rapportering, slik at det er mulig å følge utviklingen av energibruk, utslipp og lignende på et disaggregert nivå
- uavhengig evaluering fra tredjepart samt offentliggjøring av resultater for å sikre virkemidlets legitimitet og støtte i opinionen

Frivillige avtaler om å begrense energiforbruket har i den senere tid fått oppslutning i flere land. Avtalekonseptet går tilbake til 1970-tallet etter den første oljekrisen. Nederland har gått relativt langt i å benytte frivillige avtaler. I Canada har de valgt en strategi med å offentliggjøre måltall og planer for å utfordre industrien til å forberede seg på framtidige krav.

Frivillige avtaler har i flere land blitt brukt i sammenheng med andre virkemidler som reguleringer og avgifter. Det finnes ennå få uavhengige evalueringer av resultatene som er oppnådd gjennom frivillige avtaler. Bruk av frivillige avtaler setter myndighetene i en forhandlingsrolle i forhold til bedrifter eller bransjer. Dette stiller krav til myndighetenes innsikt i bedriftenes muligheter for å sikre at myndighetene oppnår en balansert avtale. Det er også et viktig punkt hvilke rammer som settes for slike forhandlinger. Det vil gi ulikt resultat om slike avtaler forhandles som et alternativ til å bruke avgifter som virkemidler eller om avgifter som gjenspeiler miljøkostnader er vedtatt på forhånd og ligger fast, uavhengig av slike forhandlinger.

Frivillige avtaler begrenser innflytelsen til frivillige organisasjoner og det sivile samfunnet generelt. Avtalene som inngås mellom industri og myndigheter, er gjenstand for forhandlinger og er ikke en åpen beslutningsprosess med lovfestede ret-

tigheter knyttet til innflytelse og ankemuligheter slik tilfellet er for reguleringer, konsesjoner, utslippstillatelser og avgifter.

I Norge har det vært drøftinger om frivillige avtaler mellom NVE og Prosessindustriens Landsforening. Siktemålet har vært å sette mål for energieffektiviteten i produksjonen og etablere energioppfølgingsrutiner. Det skal gjennomføres enøktiltak, og i enkelte tilfeller må de gå med på krav om bruk av spesielt energieffektivt utstyr. De skal også utrede mulighetene for å utnytte fornybar energi og ny teknologi i forbindelse med nyinvesteringer. Myndighetene skal kunne kontrollere tiltakene. Myndighetenes forpliktelser vil i hovedsak være å finansiere kostnaden ved etableringen av energioppfølgingssystemet og gjennomføre en energirevisjon av bedriftens energibruk. Dersom det er aktuelt å installere nye typer teknologi eller viktige forbedringer av eksisterende teknologi kan myndighetene vurdere investeringsstøtte. Bedriften må i slike tilfeller forplikte seg til å spre informasjon om egne erfaringer

17.3 OFFENTLIGE TEKNOLOGIINNKAJØP OG TEKNOLOGIKONKURRANSER

Deler av enøkpolitikken tar sikte på å bidra til utvikling og spredning av energieffektive teknologier. Et mulig instrument er offentlig innkjøpspolitikk. Virkemidlet har to alternative former: Myndighetene kan:

- kjøpe teknologi gjennom en utviklingskontrakt basert i spesielle krav til teknologien som myndighetene setter
- gjennomføre en teknologikonkurranse

Offentlige innkjøp kan stimulere både til innovasjon og enøk. Produsentene blir stimulert til å videreutvikle teknologiene gjennom løfte om salg av et bestemt kvanta, eller mulighetene for å vinne et engangsbeløp.

NUTEK i Sverige står bak en rekke konkurranser om utvikling av mer energieffektiv teknologi. Ved innkjøp av nye kjøleskap i begynnelsen av 1990-årene ble det stilt krav om at det skulle brukes mindre freon i produksjonen og energiforbruket skulle reduseres betydelig. En anbudskonkurranse ble annonsert. Premien var en bestilling på minst 500 kjøleskap. Et kjøleskap som tilfredstilte kravene ble presentert av Elektrolux innen ganske kort tid. NUTEK har også hatt konkurranse om utvikling av varmepumper. Premien var en bestilling av 2 000 varmepumper. Resultatet var at det ble utviklet to nye varmepumper som kunne spare 8 000 til 9 000 kWh per år. NUTEK har også holdt konkurranser for blant annet kjøledisker, industriporter, belysning, og varmtvannsberedere.

Teknologikonkurranser er ikke forbeholdt offentlig sektor. I USA samarbeider 24 energiselskaper om å stimulere til introduksjon av energieffektiv teknologi gjennom det såkalte «golden carárot-programmet». I et tilfelle ble det tilbudt 30 millioner dollar til de selskapet som kunne markedsføre det mest energieffektive kjøleskapet. Konkurransen ble vunnet av Whirlpool Coop med et kjøleskap som brukte i underkant av 30 prosent mindre energi enn gjeldende amerikansk standard. Sammenslutninger, som bransjeorganisasjoner og boligsammenslutninger, kan tenkes å arrangere tilsvarende typer fellesinnkjøp.

17.4 MERKING OG STANDARDER

Forskjellen på energieffektivt utstyr og lite effektivt utstyr kan være betydelig, jf. ([Link](#)) kapittel 7. Det er viktig at kjøperne/brukerne av utstyret får informasjon om den faktiske energibruken og energieffektiviteten, jf. ([Link](#)) kap.14. Slik informas-

jon kan for eksempel gis ved merking av utstyret. Merking kan også være aktuelt for boliger. Merket viser produktenes energiforbruk eller energieffektivitet i forhold til en gitt måleenhet. Merking vil veilede og bevisstgjøre forbrukerne og motivere produsentene til å levere mer effektivt utstyr.

En kan også fastsette minimumskrav, eller standarder, slik at utstyr som bruker mer energi enn tillatt nektes markedsført. Slike krav kan fremme produksjon av mer energieffektivt utstyr dersom det gjennomføres i mange land. Det kan også sikre at kjøperne kun tilbys energieffektivt utstyr.

Merking og standarder kan brukes alene, men har størst aktualitet i samspill med andre virkemidler som opplæring, finansielle incentiver og teknologiinnkjøp.

Nær sagt alle industriland, og mange u-land, bruker ulike former for produktmerking særlig når det gjelder kjøleskap og frysere. Land som Australia, USA og Canada er aktive med merking også på en rekke andre produkter. Standarder for energieffektivitet finnes i Brasil, Canada, China, Ungarn, Korea, Mexico, New Zealand, Russland, og USA. I tillegg vil Australia igangsette slike standarder i 1998. Det forventes at slike standarder også gjennomføres i EU (det indre marked). Sveits anvender i større grad frivillige ordninger og prioriterer frivillige mål for en rekke produkter.

Det er innført både energimerking og minimumskrav til en del elektrisk utstyr i EU, og i Norge via EØS-avtalen. I det følgende gis en nærme omtale av disse tiltakene.

Forskrift av 10.01.96 nr 16 om angivelse av husholdningsapparaters energi- og ressursforbruk ved hjelp av merking og standardiserte vareopplysninger implementerer direktiv 92/75/EØF som er en del av EØS-avtalen. Forskriften fastsetter krav om obligatoriske opplysninger om husholdningsapparaters energibruk og skal fremme energiøkonomisering. Opplysningene gis i form av såkalte energimerker og opplysnings skjemaer. I henhold til forskriften skal det også utarbeides teknisk dokumentasjonsmateriale som gjør det mulig å bedømme nøyaktigheten av de gitte opplysningene.

Direktiv 92/75/EØF er et såkalt rammedirektiv, det vil si et generelt regelverk, og omfatter følgende husholdningsapparater: Kjøleskap og dypfrysere og kombinasjoner av slike, vaskemaskiner og tørketromler og kombinasjoner av slike, oppvaskmaskiner, stekeovner, vannvarmere og varmtvannsbeholdere, lyskilder og klimaanlegg.

De nærmere bestemmelsene for hver enkelt apparattype fastsettes i såkalte gjennomføringsdirektiver, det vil si mer spesifikt regelverk. I Norge er følgende forskrifter til implementering av slike gjennomføringsdirektiver utferdiget:

- forskrift av 26.03.96 nr 301 om nærmere regler for gjennomføringen av rådsdirektiv 92/75/EØF med hensyn til energimerking av kjøleskap, frysere og kombinasjoner av slike.
- forskrift av 06.09.96 nr 892 om gjennomføringsreglar for rådsdirektiv 92/75/EØF med omsyn til energimerking av husholdsvaskemaskiner.
- forskrift av 06.09.96 nr 893 om gjennomføringsreglar for rådsdirektiv 92/75/EØF med omsyn til energimerking av husholdstørketromlar.
- forskrift av 04.05.98 om gjennomføringsreglar for rådsdirektiv 92/75/EØF med omsyn til kombinerte husholdsvaskemaskiner og tørketromlar.

EU-kommisjonen har for øvrig vedtatt direktiver om energimerking av oppvaskmaskiner og lyskilder. EØS-komiteen har ennå ikke fattet vedtak om å innlemme disse direktivene i EØS-avtalen, og norske forskrifter er derfor foreløpig ikke utstedt.

EU har vedtatt et direktiv om energieffektivitetskrav til elektriske kjøleskap, dypfrysere og kombinasjoner av slike til husholdningsbruk (direktiv 96/57/EØF). Direktivet etablerer minimums enøkkkrav til de nevnte apparater. Produsenten skal påse at apparatene oppfyller direktivets krav, og det skal utarbeides teknisk dokumentasjon som beviser dette. Apparater som oppfyller kravene skal også utstyres med et merke. Bare apparater som oppfyller minimumskravene kan omsettes.

Direktivet er innlemmet i EØS-avtalen, men er foreløpig ikke implementert i norsk rett. Et regelverk på dette området skal uansett ikke anvendes i praksis før 03.09.99.

Norge kan operere med egne regler, men spillerommet avgrenses av EØS-avtalen og grunnleggende prinsipper om at det ikke skal forekomme diskriminering på bakgrunn av nasjonalitet, og at standarder og tekniske spesifikasjoner ikke skal brukes som virkemiddel for å utelukke eller begrense internasjonal konkurranse.

Ideelt sett er det ikke hensiktsmessig å ha et særskilt regelverk, herunder egne merker og standarder, i Norge. Markedet for ovennevnte utstyr er internasjonalt, og det er derfor hensiktsmessig at merkene og standardene er internasjonale. Ulike nasjonale merker og standarder kan være egnet til å forvirre de som etterspør det aktuelle utstyret.

Det er krevende å komme fram til omforente kriterier og standarder på energikrevende utstyr fordi de fleste land forsvare sine produsenter. Norge som produserer lite av disse produktene kan ha muligheter til å definere standarder som kan bli oppfattet som nøytrale i resten av Europa.

17.5 BYGGEFORSKRIFTER OG AREALPLANLEGGING

Byggeforskrifter er et vanlig instrument som nær sagt alle land bruker i større eller mindre utstrekning. Disse oppdateres jevnlig, og står sentralt i internasjonal enøkpolitikk. Forskriftene har stort sett vært orientert mot å regulere ulike deler av bygningenes konstruksjoner, som for eksempel vinduer og isolasjon i vegger og tak.

De revisjonene som nå gjøres i en del land, blant annet Canada, stiller mer generelle krav til bygningenes energieffektivitet og energibruk. Det legges mindre vekt på detaljregulering av de enkelte komponentene. Ytelsesorienterte forskrifter har vi også til en viss grad i Norge.

Gjennom byggeforskrifter kan myndighetene tilføre informasjon til markedets aktører. Å tilkjenne mer langsiktige ambisjoner og innskjerping, i kombinasjon med mer generelle krav til energieffektivitet kan få byggherrene, arkitektene, utstyrsprodusenter og entrepenørene til å lete etter nye tiltak for å få fram energieffektive bygninger. Nye løsninger kan for eksempel omfatte ventilasjon, valg av oppvarmingssystem, belysning og orientering av bebyggelse i terrenget. Generelle krav til energieffektivitet foreskriver imidlertid ikke spesifikke løsninger, men lar det være opp til de ansvarlige å løse utfordringen ut fra de lokale forholdene og behovene i bygget. Byggeforskriftene bidrar til å forenkle aktørenes valg av løsninger og stiller krav som på forhånd er vurdert å være i samsvar med hva som vil være samfunnsøkonomisk riktige løsninger dersom tilgjengelig teknologi tas i bruk. Men byggherrene vil fortsatt ha stor frihet til å velge løsninger innenfor de rammer forskriftene setter.

Plan og bygningsloven

I Norge er plan- og bygningsloven et viktig styringsverktøy som blant annet påvirker energibruk. Plan- og bygningsloven regulerer en rekke forhold knyttet til arealplanlegging og bygninger. Den delen av loven som berører bygninger, blir forvaltet av Kommunaldepartementet. Den delen av loven som berører arealplanlegging, eller by- og tettstedsutvikling, blir forvaltet av Miljøverndepartementet.

Gjennom planlegging og ved særskilte krav til det enkelte byggetiltak skal loven legge til rette for at arealbruk og bebyggelse blir til størst mulig gagn for den enkelte og samfunnet. Bygninger og de fleste (varige) konstruksjoner og anlegg fanges opp av loven.

Loven legger opp til planlegging på riksnivå, fylkesnivå og kommunenivå. Arealbruken fastsettes ordinært med rettsvirkninger i den kommunale planleggingen. Planleggingen skal gjennomføres etter en bredt anlagt prosess der både overordnede mål, rammer og interesser fra sentrale og regionale myndigheter innarbeides i de lokale planene. Berørte enkeltpersoner og interessegrupper skal kunne delta, og få sine synspunkter vurdert og eventuelt ivaretatt. Statlige fagorgan og fylkeskommunen har rett og plikt til samarbeid og tidlig medvirkning for å få i stand en samordnet helhetsplanlegging av kommunene som samfunn, og av areal- og naturressursdisponeringen.

Loven har to hoveddeler med bestemmelser om henholdsvis konsekvensutredninger, oversiktsplanlegging og bindende arealplanlegging, og om kontroll og eventuelt godkjenning av bygge- og anleggsarbeider med mere.

Energihensyn i plan- og bygningsloven

Aktiv bruk av plan- og bygningsloven er viktig for utviklingen av energibruken på lang sikt og muligheter for enøk. Dette gjelder både det stasjonære energiforbruket i bygninger og industrianlegg samt muligheten for påvirkning av transportbehovet.

Forskriftene på byggesiden er per 1. juli 1997 skjerpet. De ivaretar energihensynene på en bedre måte enn tidligere.

Det er viktig at energihensynene blir en integrert del av reguleringsplanene. Viktige faktorer som påvirker energibruken:

- tilgjengelig energimengde og hva slags type energi som skal brukes vil ha stor innflytelse på utforming av bygninger og tekniske installasjoner, og dermed kostnader.
- plassering av bebygde områder i forhold til lokalklimatiske soner og orientering av bebyggelsen har betydning for energibehovet, og kan også regulere forurensning fra olje og fastbrenselstrying.
- plassering i forhold til tilgjengelige energikilder, for eksempel fjernvarme, eller overskuddsvarme fra industriforetak.

En generell kritikk mot arealplanleggingen er at energi per i dag ikke er en integrert del av prosessen og at det mangler overordnet styring i planprosessene. Dette gjelder både ved anleggelse av nye boligområder, industriområder og ved bolig og miljøfornyelse. Plandelen har liten direkte referanse til energibruk og energiforsyning, men formålet med planarbeidet kan tolkes utvidende til også å omfatte energirelaterte forhold. Denne mulighet ser ut til i liten grad å bli benyttet. Enkelte kommuner er allerede igang med dette arbeidet og har laget energiplaner.

Fysisk planlegging som areal- og bebyggelsesplaner, påvirker energibruken først og fremst gjennom lokal transport og gjennom den energibruken som omfatter oppvarming av bygninger. De viktigste planfaktorene som påvirker energibruken til oppvarming av bygninger er bygningstyper (eneboliger, rekkehus, blokker), lokalklimatiske forhold og gruppering av bygninger.

Energibrukens sammenheng med bygningstyper er særlig knyttet til utforming av ytterflater. Beregninger viser at energibehovet til romoppvarming blir sterkt påvirket av måten disse er utformet på. Jo mer kompakt bygningsformene er (jo mindre ytterflate i forhold til gulvareal), jo mer energieffektiv blir romoppvarmingen.

Variasjoner i lokalklimatiske forhold kan føre til forskjeller på opp til 20-30 prosent i behovet for energi til oppvarming. De viktigste faktorene er solforhold, vindforhold og kaldluftopphopning. En bolig som ligger helt i skygge, krever omtrent 10 prosent mer energi til oppvarming enn normalt. Spesielt gode solforhold kan redusere energibehovet med 10 prosent i forhold til det normale. Ekstremt vindutsatte boliger kan få et ekstra energibehov på opptil 10 prosent, mens virkningen av ugunstig kaldluftopphopning kan være 5 prosent i forhold til det normale.

Gjennom planlegging kan en også påvirke mulighetene for å dekke deler av energibehovet i bygninger med alternative miljøvennlige energikilder. Utnytting av overskuddsvarme fra industri eller avfallsforbrenning krever at områdene som skal oppvarmes ikke er for små, har for lav tetthet eller ligger for langt fra varmekilden. Det samme gjelder fjernvarme basert på varmepumper som utnytter varmeinnholdet i avløpsvann eller sjøvann.

Høy tetthet innenfor det enkelte bolig- og arbeidsplassområde gjør det mer aktuelt med fjernvarmeforsyning, og øker dermed mulighetene for å utnytte overskuddsenergi som ellers ville gå tapt.

Forhold som kan vurderes i forbindelse med lokal energiplanlegging for å redusere energiforbruket i bygninger kan være:

- lokalisering av arbeidsplasser, serviceanlegg og boliger påvirker framtidig transportbehov og dermed energibruk
- lokalklimatiske forhold kan i stor grad påvirke oppvarmingsbehovet i boliger
- muligheter for bruk av kollektive oppvarmingsystemer er blant annet avhengig av tilstrekkelig marked for varmeforsyning
- utnyttelsen av lokale energikilder som overskuddsvarme krever avtakere av varmen nær kilden

For at energihensyn skal kunne tas bedre hensyn til i den lokale planleggingen kreves økt oppmerksomhet på slike forhold i den lokale forvaltning. Det må bygges opp relevant kompetanse og metoder for å ivareta slike hensyn på en rasjonell måte. Også energiloven har bestemmelser som har betydning for muligheten til å gjennomføre lokal energiplanlegging. Vilårene for områdekonsesjonene gir NVE mulighet til å pålegge områdekonsesjonårene å delta i energiplanleggingsprosjekter i konsesjonsområdet.

17.6 RASJONERING

I Norge kan Olje- og energidepartementet sette i verk rasjonerering når ekstraordinåre forhold tilsier det, jf. energiloven § 3-3, 4. ledd. Vannmangel kan i bestemte situasjoner regnes som et ekstraordinårt forhold. Uhell/naturkatastrofer som påvirker produksjons- eller overføringskapasitet er eksempler på andre ekstraordinåre forhold. Generell underbalanse i kraftsystemet regnes ikke som ekstraordinårt.

Slik lovverket er i dag er det ikke adgang til å benytte rasjonerering som et generelt virkemiddel for å begrense energiforbruket i normale situasjoner. En slik eventuell mulighet vil være et sterkt inngrep i markedet der det normalt vil være større etterspørsel enn tilbud til en fastsatt rasjoneringspris. Rasjonerering vil være administrativt krevende.

KAPITTEL 18

Kompetanseutvikling**18.1 INNLEDNING**

I dette kapitlet omtales virkemidler myndighetene har satt i verk for å begrense forbruket av energi. Aktivitetene er av informasjonskarakter og skal bidra til å bedre energisektorens virkemåte i og med at manglende informasjon og kompetanse er blant de viktigste årsaker til at forbrukerne ikke gjennomfører lønnsomme enøktiltak. Omtalen tar i hovedsak for seg tiltak som organiseres gjennom NVE og Norges Forskningsråd (NFR). Det finnes også lignende tiltak i privat regi, disse er delvis beskrevet i kapittel 15 under enøk i bygningssektoren.

Avslutningsvis drøftes også mulighetene for utviklingen av kommersielle enøkaktiviteter.

18.2 MYNDIGHETENES VIRKEMIDDELAPPARAT

Statlige bevilgninger til informasjon og opplæring startet opp på midten av 1970-tallet. Bevilgningene var rundt 4 - 5 millioner kroner per år fram til 1980. Siden har virksomheten økt. For 1998 er det bevilget 36 millioner kroner til informasjon og opplæring. Midlene som går til informasjon brukes blant annet til kontakt med organisasjoner, generell informasjon, trykksaker, mediekontakt, deltakelse på messer og til kampanjer.

Store deler av den statlige virksomheten blir drevet gjennom operatører. Operatørene er NVEs faglige samarbeidspartnere og skal gjennom arbeidsprogrammer som godkjennes av NVE, sørge for å gjennomføre myndighetenes enøkpolitikk på seks hovedarbeidsområder:

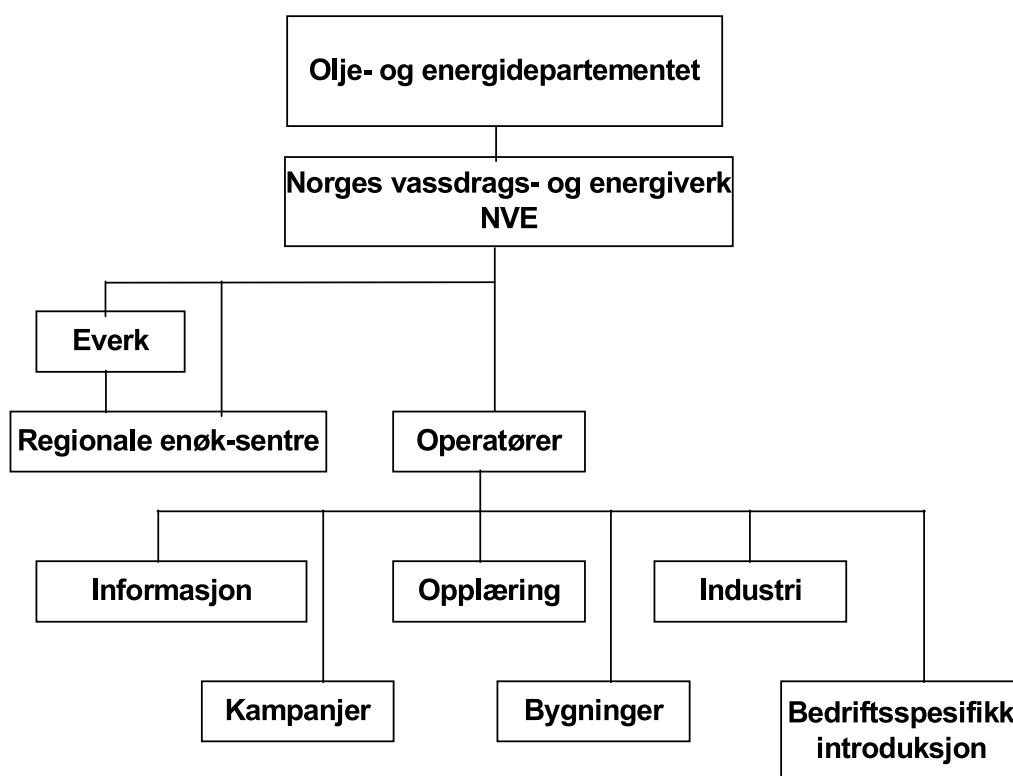
- informasjon
- kampanjer
- opplæring
- industri
- bygninger
- bedriftsspesifikk introduksjon

Et viktig grunnlag for myndighetenes enøkvirksomhet, både organisatorisk og økonomisk, er de tjenester energiverkene gjennom sine områdekonsesjoner er pålagt å utføre overfor abonnentene. Disse oppgavene er basert på energilovens § 3.4 pkt 5 som gir hjemmel til å fastsette vilkår om energiøkonomisering i energiverkenes områdekonsesjoner. I følge energilovens forskrifter § 3.7 skal konsesjonæren medvirke til effektiv utnyttelse av energiressursene gjennom nøytral informasjon og veiledning om enøk til energibrukerne i området. NVE har laget retningslinjer som gir en mer detaljert beskrivelse av innholdet i de oppgaver konsesjonæren er pålagt. Det vises til nærmere omtale av denne virksomheten under kapittel 18.2.3.

På grunn av muligheten for sammenblanding av energiverkenes rolle som energileverandør og yter av enøkråd og -tjenester ble det i årene 1994-97 etablert egne regionale senter som på en nøytral måte skulle iverksette hovedtyngden av energiverkenes pålagte enøktjenester. Det vises til omtalen av disse i kapittel 18.2.3.

Det har vært et mål for utviklingen av den statlige enøkvirksomheten at alle relevante yrkesgrupper skal nås med kompetanseoppbygging og rådgiving og at virkemiddelapparatet skal gi et like godt tilbud i alle deler av landet.

Et sentralt punkt i utformingen og organiseringen av denne type virksomhet er å tilpasse rådgiving, informasjon og kompetanseoppbygging til den enkelte beslutningstaker. Mangfoldet av beslutningstakere og fagpersonell som involveres i gjennomføringen av enøktiltak gjenspeiler seg også i variasjonsbredden i den statlige aktiviteten. Etableringen av regionale enøksentre i samarbeid med energiverkene er viktig for å sikre et landsdekkende tilbud av informasjon, opplæring og rådgiving. Figur 18.1 viser hovedtrekkene i organiseringen av den statlige enøkvirksomheten.



Figur 18.1 ENØK - Organisasjonsmodellen

18.2.1 Informasjon og kampanjer

Den generelle informasjonsvirksomheten har som formål å møte de informasjonsbehov aktørene i markedet har. Det legges også vekt på å stimulere aktørene til å etterspørre mer og relevant informasjon. Kampanjevirkosmheten er en mer aktiv påvirkningsform som skal øke bevisstheten omkring enøkmuligheter og øke den enkeltes kompetanse til å handle, til å iverksette konkrete tiltak. Kampanjene skal skape holdningsendringer og øke etterspørselen etter informasjon om enøkmuligheter og produkter og tjenester som reduserer den enkeltes energiforbruk.

Informasjonsarbeidet

NVE har mange informasjonsaktiviteter som skal dekke ulike målgrupper. Aktivitetene kan grupperes som følger:

Kontaktarbeid: NVE holder regelmessig kontakt med organisasjoner, sammenlutninger av rådgivere, regionale enøksentre og offentlige myndigheter som har innflytelse på viktige beslutninger knyttet til energiforbruk. Målet med kontakten er å bevisstgjøre sentrale aktører og stimulere dem til å bidra til effektivt energiforbruk.

Informasjonsservice: Publikum kan selv henvende seg til NVEs informasjonssoperatør for å få informasjon om enøk. Årlig distribueres mellom 150 og 250 000 brosjyrer.

Trykksaker: Informasjonssoperatøren samarbeider med NVEs øvrige operatører om utarbeidelse og utsendelse av temaark, informasjon om ulike energibærere og annet. I perioden 1994 til 1997 ble det årlig distribuert 50 000 - 150 000 enheter av denne typen.

Periodiske publikasjoner: Enøk Forum er et nyhetsbrev som startet i 1996. Nyhetsbrevet henvender seg til et bredt spekter av aktører i markedet. I 1997 kom det ut 6 utgaver med et opplag på 15 000 eksemplarer.

Mediekontakt: Informasjonssoperatøren yter service overfor 50-60 fagtidsskrifter. De har tett oppfølging med 5-10 sentrale tidsskrift med omtale av kurs, annonsering og lignende.

Messer: NVEs operatører har deltatt på 17 messe-arrangementer i perioden 1994-97.

Tabell 18.1 viser en oversikt over produksjonen av kunnskapsrettet informasjonsmateriell i regi av NVEs informasjonssoperatør i perioden 1994-97.

Tabell 18.1: Distribuerte trykksaker med enøkinformasjon 1994-97.

År	1994	1995	1996	1997
Sum informasjonsenheter	55 000	80 000	202 000	158 000

NVE utvikler også nye informasjonsaktiviteter. Utviklingen av en mer informativ strømvaregning er ett eksempel. Arbeidet startet som et pilotprosjekt med fire energiverk i 1995. Strømkundene fikk hyppigere avregning basert på faktisk forbruk (inntil 6 ganger i året). Kundene fikk også en grafisk temperaturkorrigert oversikt over strømforbruket, informasjon om enøk, overføringstariffer og mulighetene for å skifte strømlieferandør. Resultatet fra et tilsvarende prosjekt i regi av Nordisk Råd har vist at en slik form for avregning kan gi energibesparelser på 5-10 prosent. Fra 1. januar 1999 er alle netteiere pålagt å benytte mer informative strømvaregninger.

Forenklete og mer informative strømvaregninger motiverer i seg selv til redusert energibruk. I tillegg øker det den enkelte energibrukens kunnskap om egen bruk av energi og legger et bedre grunnlag for handling i form av konkrete tiltak og investeringer.

Også NVEs samarbeid med Bygg & Bo er et ledd i å teste ut nye måter å spre informasjon på gjennom bedre kontakt med relevante mottakere av informasjon.

Kampanjer

Siden 1995 har NVE utarbeidet og gjennomført i alt 5 kampanjer. NVE driver kampanjevirkosomhet der de regionale enøksentre er en sentral medspiller.

Utgangspunktet for utarbeidelse av en strategi for disse kampanjene var en markedsundersøkelse som indikerte en mindre positiv holdning til enøk generelt. Kampanjene ble utformet med sikte på å trinnvis stimulere til en positiv holdning til enøk og deretter profilere kampanjene i retning av råd om konkrete tiltak.

Høsten 1996 startet kampanjen «Fra holdning til handling». Publikum fikk samtidig gratis rådgivning gjennom «Enøktelefonen». I vinterkampanjen i 1997 ble

det tilbudt gratis enøkanalyse av boligen som et ledd i arbeidet med å gjennomføre en «enøksjekk» av alle eneboliger og rekkehus bygget før 1980.

NVE har etablert et eget program for markedsobservasjon av hvilke resultater disse kampanjene gir. Gjennom tre årlige, landsomfattende representative undersøkelser måles dels resultatene fra selve kampanjevirkningen og dels den generelle utviklingen i befolkningens kjennskap, kunnskap og holdninger til enøk, i tillegg til enkelte andre forhold som er viktige for den samlede enøkvirkningen.

Resultatet av markedsundersøkelsene viser at den generelle oppmerksomhet rettet mot enøk og kunnskap om enøktiltak har hatt en klar forbedring over årene 1995 til 1997. Som eksempel har utviklingen i såkalt «uhjulpet» kjennskap til enøk, hvor de intervjuede selv måtte nevne eksempler på effektiv bruk av energi, økt fra 40 til 48 prosent, noe som er vurdert som en god utvikling i forhold til den offentlige innsatsen.

Også befolkningens oppmerksomhet mot enøkinformasjon og kampanjer gjennom media har økt i perioden 1995 til 1997, fra 28 prosent til 51 prosent. Det var en særlig sterk oppmerksomhet rettet mot enøk høsten 1996. Det skyldes den spesielle kraftsituasjonen med stort kraftunderskudd. Situasjonen førte til at det ble gjennomført en ekstraordinær kampanje i regi av NVE i tillegg til at enkelte energiverk gikk ut med egne annonser og at media generelt hadde uvanlig stor oppmerksomhet omkring temaet i redaksjonell sammenheng.

Markedsundersøkelsene viser også at befolkningens oppmerksomhet og kunnskap om enøk er avhengig av en vedvarende bruk av informasjon og kampanjer. Reduseres intensiteten i denne type aktiviteter synker oppmerksomheten. Informasjon og kampanjevirkning vil først og fremst ha en enøkeffekt ved at den legger grunnlaget for at andre virkemidler skal få god effekt. Det er vanskelig å vurdere og kvantifisere verdien av slike tiltak isolert sett, men de kan være en nødvendig forutsetning for at energibrukere skal bli motivert til å nyttiggjøre seg andre virkemidler som staten iverksetter, som blant annet rådgivningstjenesten i regi av energiverkene og de regionale enøksentrene.

18.2.2 Opplæringsvirksomhet

Operatør for NVEs opplæringsvirksomhet er Opplysningskontoret for energi og miljø (OFE). Opplæringsvirksomheten rettes inn mot fagpersonell som har ansvaret for vedlikehold og andre energirelaterte oppgaver i sin virksomhet. Det tas sikte på å tilrettelegge et tilbud for alle relevante yrkesgrupper og kursvirksomheten har en god geografisk spredning. OFE samarbeider både med de regionale sentrene og NVEs øvrige operatører for å utvikle kurstilbud og å gjennomføre kurs.

Tidligere finansierte myndighetene både utviklingen av kurstilbudene og ga støtte til gjennomføring av kursene. Det har vært et mål å utvikle kurs med tilstrekkelig kvalitet til at aktuelle brukere av kursene finner det regningsvarende å selv finansiere deltagelse. Alle kursene er i dag selvfinansierende, men NVE finansierer via OFE utviklingen av nye kurstilbud.

I 1997 hadde OFEs kursvirksomhet 2262 deltakere fordelt på 134 kursarrangementer og er en av landets største kursarrangører. Både antall arrangement og antall kursdager har vist en stigende tendens de siste tre årene, i samme tidsrom hvor myndighetenes subsidiering av kursdeltagelse er trappet ned. Utviklingen i oppslutningen om kursvirksomheten i perioden 1992 til 1997 er vist i tabell 18.2.

Tabell 18.2: Kursvirksomhet i regi av Opplysningskontoret for energi og miljø 1992-97.

År	1992	1993	1994	1995	1996	1997
----	------	------	------	------	------	------

Tabell 18.2: Kursvirksomhet i regi av Opplysningskontoret for energi og miljø 1992-97.

Antall arrangement	69	88	103	77	114	134
Antall deltagere	1512	1204	1989	1481	2439	2262
Deltakerdøgn	6754	6011	6167	3897	5038	5246
Støtte til kursdeltagelse (prosent)	100	80	50	0	0	0

I 1997 ble 93 av de 134 kursene arrangert i samarbeid med regionale enøk-senter. Eksisterende kurs oppdateres jevnlig for å fange opp ny viten, teknologiske nyvinninger og erfaringer. Nye kurs utvikles i samarbeid med bransjer, regionale senter og NVEs øvrige operatører. Det var 25 ulike typer kurstilbud i 1997, i tillegg har OFE nærmere 15-20 kurs under utvikling eller omarbeiding.

Eksempler på kurs i regi av NVEs opplæringsoperatør i 1997:

- Teknisk drift og byggforvaltning
- Bioenergi til oppvarming
- Effektiv oljefyring
- Optimal drift av fyrhus
- Energieffektiv drift av svømmehaller
- Drift og vedlikehold av ventilasjonsanlegg
- Inneklima i skoler og barnehager
- Automatisering og sentral driftskontroll
- Enøk for kundebehandlere i energiverk
- Alternative oppvarmingsmetoder i småhus
- Energioppfølging i yrkesbygg
- Energiledelse i yrkesbygg
- Energieffektiv belysning

OFE gjennomførte i 1994 og 1996 spørreundersøkelser blant 400 tidligere kursdeltakere for å kartlegge nytten deltagerne hadde av de kurs de deltok på. Hele 90 prosent av de spurte hadde gjennomført enøktiltak etter avsluttet kurs. Andelen som hadde gjennomført tiltak med basis i OFEs kurs økte fra 52 prosent i 1994 til 75 prosent i 1996. Dette indikerer at kursvirksomheten oppfattes som yrkesrelevant, at tilpasningen til brukernes behov forbedres og at kunnskapen tas i bruk i praksis. Hovedtyngden av deltakerne er ingeniører, konsulenter og vaktmestere/driftspersonell. Over halvparten av deltakerne arbeider i offentlig sektor og det er en økende andel deltakere som arbeider i organisasjoner og energiverk.

Det er vanskelig på grunnlag av slike spørreundersøkelser å kvantifisere den faktiske effekt av opplæringsvirksomheten i form av sparte kWh. OFE har selv utført regneeksempler, basert på antagelser om gjennomsnittlig enøkmuligheter i de bygninger og bedrifter deltakere kommer fra, og mener at det er realistisk å anta at den direkte og indirekte effekt av den økte kunnskapen kan redusere energibruken med opp mot 150 GWh per år. Sett i forhold til kostnadene for opplæringsaktiviteten på om lag 6 millioner kroner årlig gir dette en kostnad på 3-4 øre/kWh per spart kWh.

18.2.3 Elektrisitetsverk og regionale enøk-sentre

Energiverk som har distribusjonsnett er pålagt å gjennomføre enøktiltak av informasjons- og rådgivingsmessig karakter overfor abonnentene i sitt område. Aktiviteten skal omfatte nøytral informasjon og veiledning. I NVEs retningslinjer er disse oppgavene formulert på følgende måte:

Energiverkenes oppgaver i enøkarbeidet

Energilovens vilkår om enøk er knyttet til konsesjonærenes rolle som forvalter av distribusjonsnettene som et naturlig monopol. Konsesjonæren er tildelt et særlig ansvar for nøytral og tverrfaglig informasjon og veiledning om effektiv energibruk og energieffektiv teknologi. Med nøytral menes at informasjon og veiledning ikke skal brukes av konsesjonæren til å fremme egen forretningsmessig virksomhet eller til å favorisere en energileverandør framfor en annen. Videre skal virksomheten gjennomføres slik at den ikke kommer i konflikt med forretningsmessige interesser i markedet for enøktjenester. Informasjons- og veiledningsvirksomheten bør utføres i samarbeid med andre områdekonsesjonærer gjennom et regionalt enøksenter.

Enøktilbudet til brukerne i konsesjonsområdet skal inneholde følgende aktiviteter som rettes mot både eksisterende bygg/boliger og mot bygg/boliger under oppføring:

Informasjon og veiledning.

Områdekonsesjonæren skal:

- gi informasjon om mulige enøktiltak til energibrukerne i området
- kunne gi informasjon om miljøkonsekvenser av energibruk
- ved hjelp av normtall kunne gi informasjon til bolig- og byggeiere/brukere om hvordan deres energibruk er i forhold til normen
- på forespørsel stille til rådighet historiske data om brukernes eget forbruk
- ved hjelp av enkle enøkanalyser veilede boligeiere/brukere om muligheter for enøktiltak og valg av energiøkonomiske løsninger samt gi råd om gjennomføring av arbeidet
- ved spørsmål om enøk i forbindelse med investeringer i produksjonsutstyr, formidle kontakt med miljøer med særlig kunnskap om dette
- gi veiledning i energioppfølging til bolig- og byggeiere/brukere samt til industribedrifter

Statlige enøkprogram.

Områdekonsesjonæren skal

- formidle informasjon til alle brukerkategorier om statlige enøkprogram
- på forespørsel kunne gi opplysninger om prosjekterresultater fra eksisterende og avsluttede statlige enøkprogrammer
- stimulere til bruk av statlige opplæringstilbud på enøkområdet.

Energi- og effektbudsjett.

Områdekonsesjonæren skal stimulere til energiøkonomiske løsninger i nye bygg gjennom aktiv utnyttelse av energi- og effektbudsjetter. Konsesjonæren skal til enhver tid ha kunnskap og kunne svare på henvendelser om gjeldende standarder for utarbeidelse av energi- og effektbudsjett. NVE vil informere om eventuelle endringer i standarder gjennom egne rundskriv.

Gjennomføringen av pålagt enøkvirksomhet skal rapporteres årlig til NVE sammen med regnskap for virksomheten. Kostnaden kan dekkes gjennom overføringstariffen, NVE fastsetter påslaget maksimale størrelse.

Elektrisitetstverkenes har anledning til å finansiere denne virksomheten gjennom et påslag på 0,2 øre/kWh på overføringstariffen. Den totale rammen for lovpålagt enøk var i 1996 i størrelsesorden 140 millioner kroner, mens det til NVE ble rapportert brukt 105 millioner kroner. Halvparten er kanalisert gjennom de regionale enøk-sentrene. Energilovens forskrifter og NVEs retningslinjer setter rammer for hva disse midlene kan benyttes til. Bruk av midlene er begrenset til tiltak knyttet til informasjon, opplæring og rådgiving. Støtte til konkrete investeringer hos den

enkelte abonnent faller ikke inn under de formål med ordningen som er lagt til grunn for utformingen av forskriftene og NVEs retningslinjer.

De regionale enøksentrene er etablert for å ivareta blant annet noe av e-verkenes informasjons- og veiledningsforpliktelser. Bakgrunnen for etableringen var å unngå konflikter mellom energiverkenes enøkvirksomhet og verkenes kommersielle interesser i kraftmarkedet. Etableringen av regionale enøksentre er basert på frivillighet. Per juni 1997 var det etablert 18 regionale enøksentre. 160 av landets 210 energiverk er deltakere. Det er inngått treårige avtaler mellom NVE og enøksentre. Energiverkene har anledning til å legge på 0,1 øre/kWh ekstra på overføringstariffen for å finansiere fellesprosjekter gjennom de regionale enøksentrene og prosjekter som bidrar til en bedre koordinering mellom sentrene og myndighetenes virkemiddelapparat. Få energiverk har tatt i bruk denne muligheten, noe som dels skyldes tilbakeholdenhet med å øke abonnentens nettariffrer, dels at det har vært krevende å utvikle den type fellesprosjekter som kan finansieres over økningen.

Virksomhetene i de regionale sentrene er ulike. Dette har dels sin årsak i at sentrene er etablert over 2-3 år slik at enkelte har kortere erfaring enn andre. I tillegg er det fra myndighetenes side gitt rom for at sentrene skal utvikle sine tjenester i tråd med lokale behov.

Sentrene er i utgangspunktet selvstendige selskaper, men virksomheten styres gjennom de rammer som NVE setter og gjennom energilovens krav til energiverkenes enøk arbeid rettet mot abonnentene. I og med at energiverkene ofte er dominerende eiere av sentrene og setter premisser for bruken av midlene kan det oppstå interessekonflikter. Energiverkene kan se en konflikt mellom å bistå abonnentene med energiøkonomisering og å selge mest mulig energi og å utnytte overføringskapasiteten i kraftnettet best mulig. For enkelte enøktiltak knyttet til fleksibilitet eller effektreduksjoner kan netteier, som har ansvar for enøkarbeidet, ha en egeninteresse i at sluttbrukere gjennomfører tiltak.

Som et alternativ til at energiverkene selv utfører enøktjenester overfor abonnentene, kan sentrene oppfattes som en mer nøytral måte å ivareta slike oppgaver på. Erfaringene med organiseringen og styringen av denne virksomheten er under evaluering av NVE.

De regionale senterne har mulighet til å utvikle egne aktiviteter innen enøkområde som de tilbyr til aktører i markedet. Flere av sentrene har etablert en rolle i opplæringsvirksomheten i samarbeid med OFE. Om lag 60 prosent av kursene OFE arrangerte i 1997 skjedde i samarbeid med regionale senter. Denne trenden fortsetter i 1998. Av 47 kurs som Opplæringsoperatøren gjennomførte i første kvartal 1997 ble 25 arrangert i samarbeid med regionale senter. Sentrene arrangerer kurs både rettet mot skoleverket, det offentlige og næringslivet.

Utadrettet informasjonsvirksomhet utgjør en viktig del av sentrenes virksomhet, både gjennom utsending av informasjonsmateriell og utgivelse av enøkaviser rettet mot husholdninger og fagmagasiner om energiøkonomisering rettet mot ulike faggrupper med ansvar for bygging og drift av bygninger.

NVE samarbeider tett med sentrene i utformingen og gjennomføringen av kampanjer. De landsomfattende kampanjene suppleres med aktiviteter i fylkene som koordineres i tid med de nasjonale aktivitetene. Som eksempel kan nevnes kampanjen høsten 1997 hvor 1 million husstander fikk tilbud om å gjennomføre en enøksjekk. Selve analysene utføres i de regionale sentrene. Ved nasjonale kampanjer har mange sentre egne annonser i lokale media.

Noen sentre har en rolle i driften av nettverkene innen bygningssektoren både i samarbeid med NVEs bygningsoperatør og i egen, lokal regi. Sentrene påtar seg ansvaret for tilrettelegging, drift og oppfølging av virksomheter i nettverkene på lokalt plan.

Kjernen i sentrenes virksomhet er likevel informasjon og rådgiving overfor abonnentene. Denne rådgivningen kan være av ulik karakter, fra å svare på enkle spørsmål over telefon til å foreta egne foranalyser av kundens energibruk basert på historisk energibruk og andre opplysninger gitt av brukeren. Slike analyser kan også omfatte inneklimate. Enkelte sentre tilbyr også veiledning og lån av utstyr for energioppfølging av bygninger.

Alle sentrene har dataprogrammer som gjør det mulig for den enkelte huseier å få en første grovanalyse av energisituasjonen i sin bolig og få anbefalinger om hvilke typer tiltak som bør vurderes nærmere. Myndighetene har satt som mål at alle eneboliger og rekkehus bygget før 1980 innen 2005 skal ha gjennomgått en slik forenklet enøksjekk. Dette arbeidet er kommet i gang gjennom tilbudet som ble sendt ut til husstander høsten 1997. Et begrenset antall husstander har hittil benyttet seg av denne muligheten, men tiltaket har så langt gitt viktig erfaring om hvordan dette arbeidet kan gjennomføres og hvilke kostnader og tidsforbruk som medgår. Denne virksomheten vil utgjøre en betydelig del av sentrenes oppgaver de nærmeste årene.

Som selvstendige selskaper står sentrene fritt til å utvikle andre enøktjenester for aktører i privat og offentlig sektor. På denne måten utnyttes den kompetanse sentrene utvikler på en bred måte og når utover det virkemiddelapparat myndighetene finansierer og etablerer enøktjenester som har betalingsvillighet i markedet. Enkelte sentre har også utvidet sine aktiviteter til utlandet, særlig rettet mot Øst-Europa. Slike prosjekter er dels finansiert over Utenriksdepartementets Øst-Europaprogram, dels har slike prosjekter fått støtte fra EUs SAVE II program.

De regionale enøksentrene utfører i dag om lag halvparten av arbeidet med å gjennomføre energiverkenes pålagte enøkvirksomhet overfor abonnentene. Arbeidsfordelingen avklares lokalt. Arbeidsoppgaver som utføres i energiverket kan naturlig være av en type som kan dra nytte av energiverkenes direkte kundekontakt. Det regionale senter vil ha sin styrke på områder som krever bredere kompetanse og faglig kontaktflate.

18.2.4 Bransjenettverk for bygninger

Hovedmålet for bransjenettverket er å gi byggeiere og -forvaltere økt kompetanse innen effektiv og miljøvennlig energibruk. Dette skal skje gjennom å etablere et permanent, nasjonalt nettverk for energibruk i bygninger bygget opp av regionale eller bedriftsvise nettverksgrupper. Aktivitetene i nettverket skal baseres på forpliktende avtaler mellom deltagerne i nettverket og NVE.

Aktivitetene er orienterte i retning av fysiske enøktiltak. Målgruppene er statens byggforvaltere, kommunale og fylkeskommunale byggforvaltere, private eiere av næringsbygg og boligsammenslutninger. Den andelen av landets boligmasse som kan nås gjennom denne aktiviteten utgjør nærmere 140 millioner m². Den øvrige boligmassen som består av en til et fåtall boligheter egner seg ikke for denne type virksomhet og vil mer effektivt kunne nås gjennom andre informasjonskanaler i form av kampanjer eller virksomheten i de regionale sentrene og energiverkene.

Det er etablert 11 nettverksgrupper innen kommunal sektor hvor til sammen 26 kommuner og 6 fylkeskommuner er med. Innen statlig sektor er det tre nettverk: universitetene, NSB eiendom og Postens Eiendomssenter. I privat sektor er det igangsatt 8 nettverk med et bredt spekter av bygningskategorier.

Etablering av bransjenettverk er en hensiktsmessig arbeidsmetode i tilfeller der en rekke bedrifter, etater organisasjoner etc har felles teknologiske og økonomiske utfordringer. Gjennom et formalisert samarbeid får deltagerne utveksle og lære av resultater og erfaringer fra hverandre. De kan definere og gjennomføre felles

prosjekter. Gjennom innsamling og bearbeiding av energistatistikk fra deltagende bedrifter kan den enkelte bedrift sammenligne sin energieffektivitet og produktivitet i forhold til andre sammenlignbare bedrifter. I og med at energiøkonomisering både gir økonomiske besparelser og gir bedriftene en miljøprofil ligger det klare insentiver til å følge opp informasjonsutvekslingen med tiltak i egen bedrift. NVEs byggoperatør bidrar til å etablere og drive nettverket, ofte i samarbeid med regionale senter som sekretariat. Det er viktig å definere klare mål for virksomheten i nettverket, regelmessig organisering av møter og benytte nettverket som et forum for strategisk tenkning for energiforvaltningen i den enkelte bedrift.

NVE inngår avtaler med byggeiere og forvaltere som deltar i nettverkene. NVE tilbyr støtte mot at partene forplikter seg til å gjennomføre enøktiltak. De enkelte medlemmene i nettverkene finansierer enøktiltakene selv. Nettverksprosessene og avtalene gjelder i utgangspunktet for en periode på 1,5-2 år. Det er et mål at nettverkene skal fungere også etter at støtten til enøkaktiviteter er opphørt.

Som et element i nettverksprosessen rapporterer deltakerne sin energibruk inn i en nasjonal statistikk for energibruk i bygninger. Det er inngått kontrakt med SSB om utvikling og drift av statistikken. Første rapport skal utgis i april 1998 og inneholde energidata fra 1997 for 300-600 bygninger. Statistikken er et viktig hjelpemiddel for sammenligning av energibruk mellom tilnærmet like bygg.

18.2.5 Bransjenettverk for industrien

Norsk industri forbruker ca. 77 TWh/år i Norge, hvorav elektrisk energi utgjør ca. 45 TWh. Tallene gjelder samlet netto innenlandsk sluttforbruk av energi i industri og bergverk.

Energikostnadenes relative andel av totalkostnadene varierer sterkt mellom ulike industribransjer. Av samme grunn er oppmerksomheten rundt enøktiltak ulik bransjene imellom. I følge PIL var energikostnadene i ferrolegeringsindustrien i 1992 18-20 prosent av bedriftenes totale kostnader. Tilsvarende for aluminiumsindustrien var 11-12 prosent. For de fleste bedriftene, utgjør energikostnadene 2 - 10 prosent av totalkostnadene.

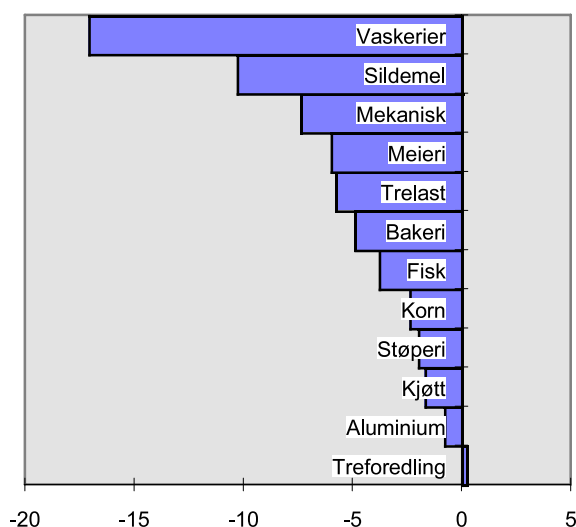
De bransjene som har de høyeste energikostnadene har best oversikt over energiforbruket sitt. Det er også rimelig å anta at bedriftene selv har kunnskap om tilgjengelige teknologier som kan bidra til økt effektivitet. I bedrifter hvor energikostnadene utgjør en lavere andel av totalkostnadene er man mindre opptatt av mulighetene for å redusere energikostnadene. Dagens virkemidler er i hovedsak utformet for å dekke disse bedriftenes behov.

De virkemidlene myndighetene benytter for enøk i industrien skal i hovedsak bidra til å sette industrien i stand til å vurdere sin egen energibruk, og selv gjennomfører de tiltakene som er lønnsomme. Bransjenettverket for energibruk i norsk industri har blitt et hovedvirkemiddel innen industrien i de senere år. Det brukes i dag omlag 10 millioner kroner per år til drift av Bransjenettverket for industrien. Det deltar ca. 480 bedrifter fordelt på 12 ulike bransjer.

Målet med Bransjenettverket er å sørge for at bransjer og enkeltbedrifter gis tilgang på informasjon og veiledning som skal øke deres evne til å foreta riktige beslutninger i spørsmål knyttet til effektiv, lønnsom og miljøvennlig energibruk.

Bedriftene får hjelp til å kartlegge sin egen energistatus, bidrag til å installere systemer for energioppfølging og kartlegge sparepotensialer. Hvert år blir det samlet inn statistikk over bedriftenes energibruk, produksjon etc. Statistikken gir bedriftene et grunnlag for å sammenligne sin egen utviklingen med andre. Det arbeides også med å etablere en database for effektiv energiteknologi.

Data fra Bransjenettverket viser at halvparten av bransjene har blitt mer energieffektive. Sildemelindustrien har hatt særlig oppløftende resultater. Norsk sildemelindustri bestod i 1996 av tolv fabrikker og samtlige deltar i Bransjenettverket. Det foreligger tall for 11 av fabrikkene fra 1992 til 1996. I denne perioden har det vært en kontinuerlig forbedring av den spesifikke energibruken, unntatt i 1994 da produksjonen var ekstra lav. Gjennomsnittlig spesifikk energibruk er redusert med 1,6 prosent årlig. Hvis bransjen hadde hatt den spesifikke energibruken i 1992 for å produsere den mengden som ble produsert i 1996, ville energibruken vært 49 GWh høyere.



Figur 18.2 Endring i spesifikk energibruk fra 1995 til 1997 (prosent)

18.3 INTERNASJONALT SAMARBEID

Internasjonalt er det mange aktiviteter som Norge kan dra nytte av i utformingen av enøk-virkemidler. Det er mulig å hente erfaringer fra veletablerte ordninger og vi får innblikk i nye trender. Internasjonalt samarbeid er også en mulig vei for å stimulere til felles tiltak. Dette er særlig viktig på områder der tiltakene kan ha konsekvenser for konkurransen. Dette gjelder for eksempel standarder. Det vises til ([Link](#)) kapittel 9 for nærmere omtale av det internasjonale samarbeidet som Norge er en del av.

18.4 ENERGI- OG ENØKFORSKNING

Norsk energivirksomhet står stadig overfor nye problemstillinger både nasjonalt og internasjonalt som krever kontinuerlig og langsiktig satsing på forskning og utvikling (FoU). Gjennom klimadebatten stilles det krav til utvikling av miljøvennlige og energieffektive energiteknologier og satsing på miljøvennlige fornybare energikilder. På nasjonalt plan har satsingen på energiforskningen to hovedbegrunnelser. For det første skal midlene stimulere til utvikling av nye energiteknologier og nye løsninger som kan gi et mer samfunnsøkonomisk effektivt og miljøvennlig energisystem. For det andre skal midlene bidra til å videreutvikle norsk energirelatert industri slik at den også i framtiden får en viktig posisjon internasjonalt. Det skal utvikles kompetanse som næringslivet og andre kan bruke i sin langsiktige strategi. Forskning og utvikling må ses i sammenheng med energipolitikken

for øvrig ved at nye muligheter søkes fulgt opp fra et tidlig stadium og helt fram til ny teknologi er etablert som en forretningsmessig mulighet i markedet.

Energisektoren kjennetegnes av mange små og mellomstore bedrifter. Disse har ofte begrensede ressurser å avsette til forskning og utvikling. For å bygge opp tilstrekkelig kompetanse innenfor sektoren kreves det ekstra oppmerksomhet fra det offentliges side. Offentlige forskningsbevilgninger står derfor for nær halvparten av sektorens totale forskningsinnsats. Energiforskningen er en viktig forutsetning for å øke verdiskapningen innenfor sektoren. Det offentlige bidrar til å styrke næringslivets egen FoU-virksomhet, slik at den samlede FoU-innsatsen øker og resulterer i økt innovasjon og nyskaping.

Norges forskningsråd (NFR) forvalter det meste av de offentlige midlene til energiforskningen. Gjennom støtte til grunnforskning og langsiktig kompetanseoppbygging i institutter og universiteter legges grunnlaget for andre og mer markedsnære prosjekter i samarbeid med næringslivet og andre brukere. Hoveddelen av energiforskningsmidlene i NFR går imidlertid til brukerstyrt, markedsnær forskning, organisert i en rekke FoU-programmer. Programmene dekker i første rekke forskning på nye fornybare energikilder, vannkraft, kraftutveksling, og samfunnsmessige rammebetingelser for energi og miljøpolitikk. Nedenfor følger en kort beskrivelse av de ulike energiforskningsprogrammene i statlig regi.

NYTEK - Effektive og fornybare energiteknologier (1995-1999) er et brukerstyrt program i NFR som dekker FoU på effektive energiteknologier og nye fornybare energikilder. De viktigste områdene er bio-, sol-, vind- og bølgeenergi, samt varmpumper, effektiv energistyring og kontroll, og hydrogen som energibærer. Også andre nye energiteknologier kan komme inn. Midlene til forskning på bioenergi i forbindelse med bioenergisatsingen i NVE plasseres her. Programmet skal utvikle kompetanse og produkter som kan gjøre de nye fornybare energikildene til mulige og lønnsomme alternativer i deler av energimarkedet. I tillegg er det et mål å utvikle og forbedre energiteknologier innenfor ulike industrigrener. Det vil samtidig legges vekt på prosjekter som kan gi grunnlag for ny næringsvirksomhet. Programmet dekker utviklingsarbeid fram til og med uttesting av en prototyp. Prosjektene skal ha industriforankring.

EFFEKT - kraftutveksling og nettmonopoler (1996-2000). Dette er et brukerstyrt program i NFR som dekker FoU innenfor elektrisitetsproduksjon, elektrisitetsdistribusjon og elektrisitetsmarkedet. Kraftutveksling, effektive nettmonopoler og kraftmiljø/sikkerhet er de sentrale temaområdene. Programmet skal ha som hovedmål at det innenfor en bærekraftig utvikling bidras til effektivisering og økt avkastning til bedriftene i norsk energiforsyningssystem, i hovedsak knyttet til vannkraft og elektrisitet. Dette skal skje gjennom bedre utnyttelse av systemtekniske og teknologiske gevinstpotensialer knyttet til den nasjonale kraftutvekslingen med utlandet, økt effektivisering på innenlands nettmonopoldrift og utbygging, og økt årlig eksport av øvrige varer og tjenester fra bransjen basert på forbedret teknologi. Prosjektsøknadene skal primært komme fra bedrifter, inkludert bransjeorganisasjoner som EnFo.

SAMRAM - Samfunnsmessige rammebetingelser og virkemidler for norsk energi og miljøpolitikk (1996-2000). Dette er et brukerstyrt program i NFR som retter seg mot politikkgrunnlaget for bærekraftig energibruk, nasjonalt og internasjonalt. Programmet belyser en rekke konkrete spørsmål og forutsetninger knyttet til energi og miljø som er på den politiske dagsordenen. Det gjelder for eksempel miljøvirkningene av norsk gass eksport, avtaler om å fordele byrder ved miljøtiltak land imellom, frivillige ordninger med å redusere utslipp og så videre. Hovedvekten legges på anvendt forskning, men det gis også rom for grunnleggende forskning der Norge mangler basiskunnskap for å komme videre.

Grunnleggende energiforskningsprogram (1996-2000) er et strategisk program i NFR og er et supplement til den brukerstyrte forskningen. Programmet retter seg mot strategisk utvikling innenfor hydrologiske, biologiske og miljømessige forhold ved vannkraftutbygging og drift, transport og konvertering av energi, samt produksjon av elkraft basert på fornybare energikilder. De viktigste målgruppene for programmet er ulike forsknings- og universitetsmiljøer. Det legges stor vekt på forskerutdanning (doktorgradsstipend).

Strategiske instituttprogrammer (SIPer) er frittstående strategiske programmer i NFR som retter seg mot grunnleggende problemstillinger knyttet til produksjon og bruk av energi. Formålet er en styrking av forskningsinstitutters kompetansebehov innenfor prioriterte områder. Prioriteringer i 1998 er KFK-fri teknologi (produkter uten klor-fluor-karboner), nye fornybare energikilder og enøk, isolasjon av høyspentkabler samt hydrotermiske kraftsystemer (samspillet mellom vannkraft-baserte og termisk baserte systemer). Det legges stor vekt på forskerutdanning (doktorgradsstipend).

Anvendt energi- og vassdragsforskning. Dette er forvaltningsrettede vassdragsforskningsprogrammer i regi av NVE. HYDRA-programmet har som mål å bidra til en forbedret vassdragsforvaltning som skal redusere sannsynligheten for skadeflommer og omfanget av flomskader gjennom utvidet kunnskap om flom og forbedret beslutningsgrunnlag for tiltak mot flom. Vassdragsmiljøprogrammet har som hensikt å møte behovet for raske svar på spørsmål knyttet til forvaltning og drift av vassdrag og styrke kompetansen og kunnskapsgrunnlaget for forvaltning av våre vassdrag. Nettverksprosjektet har som hensikt å utvikle en organisatorisk og økonomisk plattform for ivaretagelse og formidling av NVEs energi- og vassdragsforvaltningshistorie. Hydrologi er også et viktig fagområde hvor det pågår en rekke FOU-prosjekter i regi av NVE.

Internasjonale forskningsprogrammer. Det meste av den teknologiske utviklingen skjer utenfor Norges grenser. Deltakelse i internasjonale forskningsprogrammer er med på å etablere gode internasjonale nettverk som gir grunnlag for teknologiovervåkning og som bidrar til introduksjon av norsk kompetanse og norske produkter i et internasjonalt marked. Nordisk energiforskningsprogram har som hovedmål å styrke basiskompetansen innen utvalgte energirelaterte områder ved nordiske universiteter og vitenskapelige høyskoler, samt å styrke det nordiske samarbeidet og derigjennom også konkurransekraften internasjonalt innen utvalgte energiområder. Finansiering av forskerstipend og forskermobilitet står sentralt. Norge deltar også i forskningsprogrammer i regi av det internasjonale energibyrådet (IEA) innenfor fornybare energiteknologier og energisluttbrukerteknologier, samt i EUs forskningsprogram på ikke-nukleær energi (Joule-Thermie).

18.5 TEKNOLOGIUTVIKLING OG DEMONSTRASJON

NVE har et eget program for utvikling og markedsintroduksjon av energieffektiv teknologi. Fra og med 1991 har NVE hatt ansvaret for forvaltningen av midlene til introduksjon av energieffektiv teknologi. Bruken av midlene har endret karakter i denne perioden. Fra å være et rent kontanttilskudd til investeringer hos brukere ble det en sterkere fokusering på støtte til tilbydere av energiteknologi (produkter og tjenester).

Ordningen går under programnavnet «Bedriftsspesifikk introduksjon» (BSI) og drives av utvalgte operatører. En opptelling som ble foretatt i august 1997 viste at 89 prosjekter har fått støtte etter at ordningen ble etablert i 1995. 43 prosjekter er avsluttet. 60 prosent av bedriftene har utvidet og fått økt tilførsel av kapital fra det

private markedet etter at de fikk støtte. Mer enn 100 nye arbeidsplasser er opprettet i disse bedriftene etter at de mottok støtte fra NVE.

Et av de viktigste kriteriene for støtte gjennom BSI-ordningen er høy markedsrisiko. Det er derfor ikke uventet at en del av bedriftene som har fått støtte, fortsatt sliter, men den økte verdiskapningen i vellykkede prosjekter overstiger langt det beløp myndighetene har bidratt med.

18.6 TREDJEPARTS FINANSIERING

I kapittel 14 og 15 ble det drøftet årsaker til at husholdningene og bedriftene ikke foretok enøkinvesteringer på tross av at tiltakene framsto som lønnsomme. Tredjepartsfinansiering (TPF) av enøk kan være et godt tiltak for å overkomme barrierene mot enøk. Selv om sluttbrukerne selv ikke finner det hensiktsmessig å foreta enøkinvesteringer så er det grunnlag for å gjøre en lønnsom forretning på å realisere potensialet.

Ved TPF inngår sluttbrukeren en kontrakt med en profesjonell aktør med mål for energi- og kostnadssparing. Det kan for eksempel avtales en garantert sparing, eller en deling av besparelsene. Den profesjonelle aktøren overtar finansieringen av enøkinvesteringene. Utover dette kan kontrakten inneholde en rekke andre tjenester. Selgeren kan overta risiko blant annet for at tilstrekkelig energiinnsparing faktisk skjer. Kontrakten kan omfatte rådgivning og energioppfølging. Energioppfølgingen kan omfatte styring av lasten hos sluttbrukeren slik at forretningsmulighetene i prissvingningene blir utnyttet.

Selgerens profesjonalitet og størrelse i markedet innebærer mange fordeler i forhold til at den enkelte sluttbruker opptrer alene. Selgeren har bedre forhandlingsstyrke i kontakt med finansinstitusjoner og i markedet for energieffektive tjenester. Han kan sitte med bedre kompetanse på energieffektive løsninger, ha bedre oversikt over energimarkedene og bedre muligheter for å håndtere risikoen. Dersom et nettselskap opptrer som selger av slike tjenester kan det redusere investeringene i nettet gjennom laststyrende tiltak og redusert energiforbruk. Nettselskapene kan også ha insentiver til å finansiere en mer distribuert energiproduksjon for å redusere behovet for nettinvesteringer. Disse fordelene, sammen med at han faktisk bidrar til å redusere energiforbruket hos kunden, gir grunnlaget for fortjeneste. Installasjon av avansert måleutstyr med toveiskommunikasjon og muligheter for styring av energiforbruket vil være viktig ved TPF.

Energiverkene er generelt i en god posisjon for å selge slike tjenester fordi de har en bred kundebase og fordi de har nettvirksomhet. Dersom energiverket driver produksjon og omsetning av kraft kan en tenke seg en konflikt mellom målet om å selge mer energi og målet om å spare. Det er imidlertid ikke åpenbart at dette er et problem. En kan like gjerne tenke seg at en profesjonell kraftomsetter vil utvide produktspektret sitt for å få kunder. Dereguleringen av kraftmarkedet i Norge har generelt stimulert energiverkene til å bli mer forretningsorientert. Dette gir trolig et godt grunnlag for å gå inn i et nytt energirelatert forretningsområde på en profesjonell måte. Dette hindrer imidlertid ikke at andre aktører kan få et marked innen TPF.

Mange energiverk definerer sitt forretningskonsept på en bredere måte enn tidligere. Blant annet er en del større regionale selskaper aktive i introduksjon av fornybar energi for å skaffe seg erfaring med teknologien og være i forkant av utviklingen den dagen slike teknologier er regningssvarende. For nettselskaper vil innsnittene til å engasjere seg i salg av energitjenester påvirkes av de rammer monopolkontrollen setter for nettvirksomheten. Reguleringsregimet gir insentiver til å engasjere seg forretningsmessig i tiltak som reduserer framtidige kostnader ved

nettdriften. En rekke prosjekter knyttet til enøk og fleksibel energibruk kan bidra til slike kostnadsreduksjoner. Men netteierne vil ikke ha insentiv til å engasjere seg i tiltak som generelt reduserer utnyttelsen av den eksisterende overføringskapasiteten i nettet.

Ved TPF trenger ikke kunden å reise ny kapital for å gjennomføre enøkinvesteringer. Kunden behøver ikke å ha stor kompetanse på energispørsmål. Blant annet trenger han ikke ta stilling til hvilket utstyr som er mest hensiktsmessig for sin bedrift. Kunden får jevne energiutgifter og betaler ned utstyret over tid. Energiutgiftene blir lavere enn tilfellet uten en realisering av enøkmulighetene. Vanligvis vil kunden overta eiendomsretten til utstyret etter utløp av kontraktstiden. Viktige barrierer mot energiøkonomisering kan dermed overkommes dersom en profesjonell tredjepart kommer inn. En ulempe kan kanskje være at kunden får en følelse av å binde seg opp for lang tid, og miste kontroll.

Mange land har erfaringer med TPF. Econoler, bedrifter med TPF som forretningsidé, i Belgia, Spania og Frankrike eies av banker, forsikringsselskaper, industri og energiselskaper. Econoler bidro med tredjepartsfinansiering da den belgiske kommunen Charleroi gjennomførte en rekke enøktiltak i kommunens bygninger. Kommunen betalte for investeringene etter hvert som den sparte energi. Det ble gjort investeringer for 250 millioner BEF over fem år uten at kommunen bidro med kapital. Econoler bidro også med teknisk støtte, prosjektledelse, oppfølging, kontroll og vedlikehold. Kommunen sparte mellom 55 og 80 millioner BEF per år. Også Tyskland har gode erfaringer med TPF.

I Norge er utviklingen i en startfase. Entro Energi A/S i Trondheim tilbyr kraftmegling, teknisk rådgivning, og enøkarbeid. De forvalter energi og effekt for mellomstore og store bedrifter og sørger for at forbruket er lavest mulig til lavest mulig kostnad. Selskapet har inngått avtale om energisparing og deling av gevinsten.

Fredrikstad Energiverk tilbyr totalløsninger for effektivt energibruk og oppgradering av inn klima i bygg. Selskapet er ansvarlig fra ide- og analysefase til og med ferdig løsning. De tilbyr rådgivning, planlegging, prosjektering, finansiering og byggleidelse. De fullfinansierer de enkelte prosjektene og kundene betaler månedlige innbetalinger.

Offentlige institusjoner og næringslivet synes å dra særlig nytte av TPF. En kan imidlertid godt tenke seg en standardisert modell for husholdninger.

I Tyskland har myndighetene stimulert blant annet til å utvikle standardiserte kontrakter for TPF. I utgangspunktet bør imidlertid forretningspotensialet være tilstrekkelig til at aktørene selv finner fram til hensiktsmessige avtaler. Dette gir også et bedre grunnlag for at aktørene selv kan utnytte mangfoldet av muligheter, med variasjoner fra sted til sted i landet, og mellom ulike kunder. Myndighetene har imidlertid en viktig oppgave i å gi rammebetingelser for markedet som gir en riktig prisdannelse, og for å synliggjøre prisene. Dersom priser og kostnader er tilslørte, vil aktørene vanskeligere kunne gjennomskue forretningsmulighetene. Norge har kommet langt i dette arbeidet.

Det er et utviklingstrekk, også ved det norske energimarkedet, at selskaper som tidligere solgte enten el, olje eller bio, i større grad definerer seg som energileverandører. Andre går lenger i retning av å definere seg som varmeleverandører og velger selv hvilken energikilde varmen skal produseres fra. Det er også eksempler på at selskaper selger inn klima, dvs garanterer ren luft ved gitt temperatur. Når inn klima er produktet som selges, har selskapet også insentiver til å gjennomføre enøk hos energibrukeren. Partene kan også tjene på sluttbrukerens mulighet til å være fleksibel i sin bruk av energi. Dette illustrerer at de muligheter som ligger i at det finnes lønnsomme tiltak, og eksistensen av et energimarked, gir insentiver til utvikling av kommersielle og profesjonelle tjenester uavhengige av myndighetene.

Myndighetenes rolle kan være å stimulere til etablering av slik forretningsvirksomhet gjennom kompetanseoppbygging på enøk i næringslivet.

KAPITTEL 19

Ny teknologi**19.1 NORGE I 2020: ET RIKDOMSDREVET ELLER ET INNOVASJONS-DREVET SAMFUNN?**

Til grunn for scenarienbeskrivelsene i kapitlene 32 til 36 ligger en vertikal akse der det høyeste punkt representerer teknologisk og økonomisk framgang, og bunnen representerer stagnasjon og forvitring. Denne aksen sees som et spenn mellom et *innovasjonsdrevet samfunn* og et *rikdomsdrevet samfunn*.

Skillet mellom et innovasjonsdrevet og rikdomsdrevet samfunn har sitt utgangspunkt i en modell utarbeidet av Porter (1990). Her begynner en nasjon som *faktordrevet* - næringslivet er basert på naturressurser og billig arbeidskraft. Teknologi skapes ikke lokalt, men blir importert. Etterhvert som nasjonen bygger opp kompetanse går det inn i en ny fase - den *investeringsdrevne* fasen. Industrigründere bygger opp en nasjonal industri, kunnskapsnivået stiger, og bedriftene blir bygget i større skala ettersom det lokale markedet vokser. I den neste, den *innovasjonsdrevne* fasen, blir nasjonens kompetanse- og lønnsnivå høynet ved at næringslivet produserer nær grensen til det som er teknologisk mulig. Bedriftene konkurrerer på kvalitet og på sitt innovative produktspekter - ikke kun på pris.

Selv om en ledernasjon ressursmessig burde ha alle fordeler, viser historien at kunnskap, initiativ og evnen til å organisere seg for den nye teknologiens krav, er langt viktigere enn det å ha kapital. Meget tyder på at mye kapital og en kollektiv følelse av vellykkethet fjerner de nødvendige insentiver for å innovere. Derfor blir ofte nasjoner som var ledende under en teknologisk epoke, ikke ledende i den neste. Det siste *rikdomsdrevne* stadiet i Porters modell representerer en reell tilbakegang. Her lever nasjonen på gammel kapitalrikdom, motivasjonen hos investorene faller, innovasjonene avtar og bedriftene blir tvunget til å konkurrere på pris med velkjente produkter som også fattigere land kan produsere.

I det følgende diskuteres noen av de teknologiske utfordringene man kan stå overfor i framtiden, og som kan bli avgjørende for hvorvidt Norge i 2020 er å betrakte som et innovasjonsdrevet eller et rikdomsdrevet samfunn. Fokuset er rettet mot informasjonsteknologi (IT) og hvordan denne teknologien kan endre energisystemet. Dette fokuset er valgt ut fra en observasjon av at enkelte teknologier har hatt en gjennomgripende effekt på samfunnsutviklingen, og at IT kan sees som en slik teknologi. Det er utført relativt få studier av hvordan IT vil endre energibruk og energiproduksjon. Men sammenlignbare teknologier har blitt innfaset tidligere, og dette gjør det mulig å peke på noen mulige framtidige utviklingsbaner.

19.2 UTVIKLING OG SPREDNING AV NY TEKNOLOGI**19.2.1 Ny teknologi og samfunnsmessig endring**

Utvikling og spredning av ny teknologi kan føre til store endringer, både for enkeltmenneske, samfunnet generelt og energisystemet. Eksempelvis har bilen og elektrisitet radikalt endret menneskenes hverdag og ført til store endringer i energibruken. Ny kunnskap og teknologisk innovasjon, et begrep som betegner *både* utviklingen av ny teknologi og det at den tas i bruk, kan dermed få store følger for et samfunn og kan blitt sett på som den sentrale drivkraften i økonomisk utvikling (se eksempelvis Schumpeter 1935; Porter 1990).

Innovasjon kan gi seg forskjellige utslag og det skjer hele tiden en gradvis og inkrementell produktivitetsforbedring i alle deler av næringslivet som følge av teknologiske og organisatoriske forbedringer. Enkelte teknologier har imidlertid fått svært stor betydning for samfunnsutviklingen og næringsstrukturen. Dette gjelder eksempelvis introduksjonen av den mekaniske vevstolen som markerte starten på den industrielle periode, eller utviklingen av billige mikroprosessorer som muliggjorde rask spredning av datamaskiner.

Omfattende samfunnsmessig endring på grunn av innføringen av en ny teknologi kan beskrives som et tekno-økonomisk paradigmeskifte. Freeman og Perez (1988) skiller mellom fem tekno-økonomiske epoker i moderne tid, se tabell 19.1.

Tabell 19.1: Teknoøkonomiske epoker i moderne tid.

Ca. år	Betegnelse	Viktige næringer	Ny billig ressurs	Infrastruktur
1770-1840	Tidlig mekanisering	Tekstiler Maskiner	Vannkraft Bomull	Kanaler Veier
1830-1890	Damp og jernbane	Jern Transport	Damp Kull	Jernbane Dampskip
1880-1940	Elektrisitet og tungindustri	Elektriske maskiner Kjemi	Stål Elektrisitet	Skip Veier
1930-1990	Fordistisk masseproduksjon	Biler Syntetiske materialer	Olje	Veier Fly Kabler
1990-?	Informasjon og kommunikasjon	Data Software	Mikroprosessorer (chips)	Digital telekommunikasjon Satellitter

Kilde: Freeman og Perez, 1988.

De teknologiske endringene under det som betegnes et tekno-økonomisk paradigmeskifte manifesterer seg i økonomien på to ulike måter: I første omgang som et knippe av helt nye og svært dynamiske bransjer - de paradigmebærende aktivitetene. De nye teknologiene vil i begynnelsen være preget av rask prisreduksjon og det kan ta årtier før prisene stabiliserer seg. Etter et visst punkt vil man imidlertid få en kraftig effektivitetsøkning og kostnadsreduksjon ettersom teknologien blir allmenn. I annen omgang fører innføringen av den nye standardteknologien til et betydelig potensiale for produktivitetsøkning i nesten alle andre bransjer.

Et tekno-økonomisk paradigmeskifte springer ut av en innovasjon som endrer verdikjedene i så godt som alle næringer, slik som elektrisiteten i sin tid gjorde. Den skaper også nye næringer med en rekke nye produkter, og gjør at andre og veletablerte næringer forsvinner på grunn av endret etterspørselsmønster. Den nye teknologien medfører at man får nye perspektiver på hva som kjennetegner effektiv organisering og kan medføre gjennomgripende endringer i energisystemet.

Et tekno-økonomisk paradigme kan også endre arbeids- og bosettingsmønster. Bosettingsmønsteret forandret seg i takt med endringen i arbeidsoppgaver under den industrielle revolusjon. Arbeidstakerne flyttet fra landsbygda til tettsteder og byer i nærheten av arbeidsplassene. Også IT-utviklingen kan få lignende følger ved at stadig flere arbeidstakere har hjemmekontor og dermed unngår pendling.

19.2.2 Utviklingstrekk for informasjonsteknologi

Et nytt tekno-økonomisk paradigme manifesterer seg altså som framveksten av et knippe nye dynamiske bransjer med rask produktivitetsøkning, fallende produkt-

priser, samt organisatorisk og institusjonell endring. Dette er trekk som også beskriver dagens utvikling for informasjonsteknologi (IT):

Rask teknologisk endring: En forutsetning for den omfattende digitaliseringen av samfunnet man ser i dag har vært utviklingen av billige mikroprosessorer (chips). Utviklingen av prosessorer, som utgjør «hjernen» i enhver datamaskin, har gjort det mulig å redusere fortidens enorme datamaskiner basert på radiorør til håndterbare enheter. I dag finnes mikroprosessorer i alt fra PC'er og biler, til hårtørrere og telefonapparat. Generelt har utviklingen for prosessorene de siste 30 årene fulgt det som ofte blir referert til som *Moore's lov*: en fordobling av datakraften per brikke hver 18. måned (Morton, 1996a). Samtidig som kapasitet per prosessor har vokst, har prisen for datakraft blitt kraftig redusert. Eksempelvis har dagens PC'er basert på pentium prosessorer mer enn 1000 ganger så stor datakraft per krone som IBMs 15 år gamle stormaskiner (Haynes 1996).

Introduksjon gjennom kjernebransjer: Datateknologien ble først tatt i bruk av dem som utviklet dem, det vil si universiteter, forskningsmiljøer og forsvaret. Deretter ble de i økende grad tatt i bruk innenfor elektronikkindustrien, og så industri hvor elektronikk utgjorde en stor del av investeringskostnadene. En tredje gruppe som tidlig tok i bruk den nye teknologien var prosessindustrien som enkelt kunne forbedres med den nye teknologien (Freeman 1982). Et viktig steg i den videre spredningsprosessen var utviklingen av personlige datamaskiner (PC'er), et skifte som førte til langt sterkere konkurranse, drastiske kostnadsreduksjoner og en kraftigere dynamikk i markedet. Senere har bruken av mikroprosessorer spredd seg til så godt som alle deler av samfunnslivet. Datateknologi er eksempelvis i utstrakt bruk innenfor produktdesign, telekommunikasjon, medisin og handel.

Samspill og rask vekst: Et utviklingstrekk som har vært særlig utpreget på 1990-tallet er tendensen til at datateknologi samspiller med forskjellige former for telekommunikasjon, slik som telefontjenester, satelittoverføring og fjernsyn. Videofon og internett er to teknologier som har sitt utspring i dette samspillet. Internett har foreløpig hatt en langt kraftigere vekst enn videofonen. I enkelte land har man hatt årlige vekstrater på 300-700 prosent i internettrafikken (Steinberg, 1998). Den raske IT-veksten har medført en betydelig omsetningsøkning. Mellom 1987 og 1994 økte IT-omsetningen generelt dobbelt så raskt som det globalt gjennomsnittlige BNP. Den totale årlige omsetning i verdens IT-markeder ble for 1995 anslått til 3 600 milliarder kroner (OECD 1997).

Nye organisasjonsformer: Spredningen av IT fører også med seg nye måter å gjøre ting på ettersom det gjør det lettere å lagre og utveksle informasjon. En effekt er at det er blitt lagt større vekt på hvordan kunnskapsbasen i et selskap kan utvides og forbedres. Samtidig blir organisasjonsformene tilpasset de mulighetene den nye teknologien åpner for. IT kan for eksempel sees som en drivkraft for internasjonalisering ettersom teknologien muliggjør informasjonsbehandling uavhengig av tid og geografi. IT muliggjør også raskere respons tilpasset kundenes krav. Davidow og Malone (1992) bruker eksempelvis begrepet *virtuelle bedrifter* for å beskrive en framtidig IT-basert flat organisasjonsform som innebærer bruk av små fleksible enheter som fort kan respondere på krav fra kunden og et ustabilt marked.

Databehandling kan stort sett foregå uavhengig av geografi og tidssoner. IT er dermed med på å legge grunnlag for internasjonalisering og globalisering av næringslivet. Denne utvikling kan generelt antas å føre til økt transport ettersom avstanden mellom produsent og konsument som regel vil øke. På den annen side innebærer IT muligheter som vil kunne redusere transportbehovet. Elektronisk post krever svært lite energi sammenlignet tradisjonell postutsendelse, videokonferanser reduserer behovet for tjenestereiser, og hjemmekontor reduserer behovet for pendling mellom arbeidssted og hjemsted.

Næringsmessig endring: Den raske veksten i IT endrer samfunnet på flere områder. Investeringsmønsteret dreies i større grad mot IT. Eksempelvis utgjør datamaskiner og IT-utstyr den største investeringsposten i USAs økonomi (Morton 1996a). Veksten har blitt fulgt av en langvarig mangel på fagfolk med IT-kompetanse i så godt som alle industrialiserte land, også i land med høy arbeidsledighet. Veksten leder til en dreining i nærings sammensetningen som en følge at ny IT-industri vokser raskere enn annen industri. Men også i tradisjonelle industrigrener fører IT til endringer ettersom bedrifter som klarer å utnytte den nye teknologien effektivt får konkurransefortrinn.

19.2.3 Vil informasjonsteknologi endre faktorbruken?

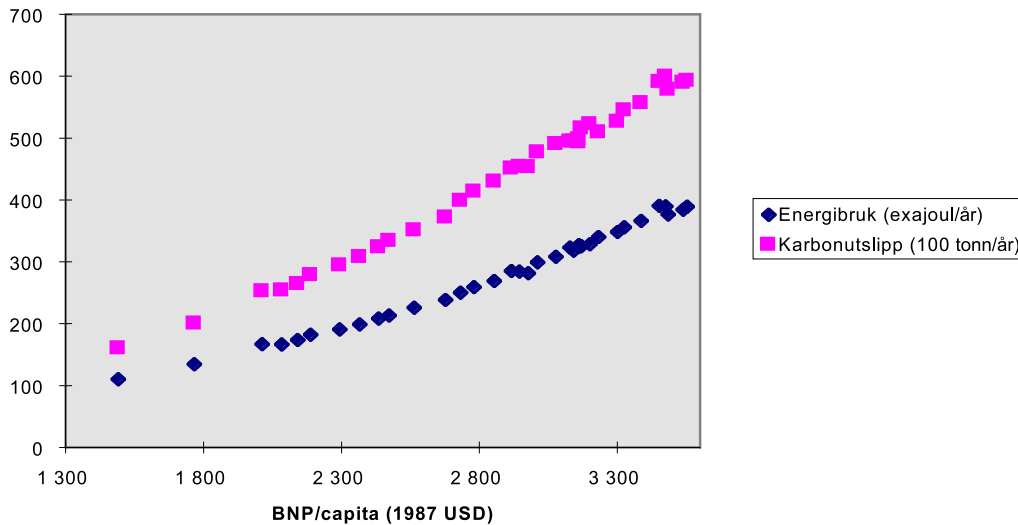
IT har altså allerede medført store endringer og det er flere studier som peker på at IT-utviklingen vil få gjennomgripende konsekvenser i framtiden (se for eksempel OECD 1997; SD 1996; Forskningsministeriet 1995; EU 1994; NII 1993). Hvordan vil disse endringene, som har blitt beskrevet som en 'utvikling som i historisk perspektiv kan sammenlignes med overgangen fra jordbrukssamfunnet til industrisamfunnet' (SD 1996), virke inn på energibruk og energiproduksjon? En diskusjon av dette spørsmålet vil nødvendigvis være preget av usikkerhet, ettersom endringene i IT-sektoren er raske, gjennomgripende og omfattende.

Et karaktertrekk ved økonomisk utvikling er at den relative bruken av de forskjellige produksjonsfaktorene endrer seg fra et paradigme til et annet. Dette skyldes at ulike teknologier er kvalitativt forskjellige og krever ulik bruk av innsatsfaktorene. I jordbrukssamfunnet var faktoren *land* i hundrevis av år helt sentral, men da den industrielle revolusjon kom, mistet denne faktoren i stor grad sin sentrale rolle.

En lignende utvikling har blitt observert for produksjonsfaktoren *kapital*. For eksempel bidro kapital til 1/4 av økningen i arbeidsproduktiviteten i USA i første halvdel av det 19. århundret. Men i årene 1855-1890 ble kapital en langt viktigere innsatsfaktor og sto da for 2/3 av økningen i arbeidsproduktiviteten. Kapital var dermed langt viktigere for USAs økonomiske vekst fra 1855-1890 enn noen gang verken før eller siden (Kusnetz, 1946).

Energi er i likhet med land og kapital en viktig produksjonsfaktor. Som vist i figur 19.1 har den globale velstandsøkningen de siste fire tiårene, målt som BNP per innbygger, vist en tilnærmet lineær sammenheng med energibruk og utslipp av klimagasser. Vil IT-utviklingen i samspill med andre drivkrefter kunne føre til en utflating av trendene vist i figur 19.1.

Med utgangspunkt i observasjoner av utviklingstrekk under tidligere paradigmeskifter diskuteres nedenfor utviklingsbaner som kan bidra til å endre energibruken og klimagassutslippene. Disse utviklingsbanene springer ikke ut fra IT-utviklingen alene, men er et resultat av IT i samspill med annen innovasjon, liberalisering av energimarkedet og økt hensyntaking til miljøet.



Figur 19.1 Global energibruk og CO₂ utslipp som funksjon av BNP per innbygger, 1950-1992.

Kilde: Worldwatch, 1997

19.3 INFORMASJONSTEKNOLOGI OG FRAMTIDENS ENERGISYSTEM

19.3.1 Strukturelle endringer i næringslivet

Under tidligere paradigmeskifter har det oppstått en omfattende endring i næringsstrukturen som en følge av innfasing av ny teknologi. Nye bransjer ble grunnlagt, mens andre ble utkonkurrert og gikk under. Hvordan endrer IT næringsstrukturen, og hvordan vil dette påvirke energisystemet?

Generelt må det antas at IT-utviklingen vil akselerere trenden mot at en stadig større del av befolkningen sysselsettes i tjenesteytende sektor, og at denne sektoren derfor vil kunne få en raskt økende andel av verdiskapningen i den industrialiserte verden. En slik overgang fra industri og primærnæringer til tjenesteytende næringer er en tendens man har sett i de fleste industriland siden midten av 1970-årene. Denne tendensen vil forsterkes av fortsatt rask vekst innenfor IT ettersom hovedandelen av IT-ansatte arbeider i tjenesteytende sektor.

Produksjon, systematisering og transport av informasjon, sentrale arbeidsoppgaver i det som har blitt beskrevet som 'informasjonssamfunnet' eller 'kunnskapssamfunnet', er generelt lite energikrevende. Næringene knyttet opp mot disse arbeidsoppgavene er mindre energiintensive enn tradisjonelle industrinæringer og en kraftig IT-vekst vil føre til at en stadig større andel av BNP vil bli knyttet opp mot næringer med lavt energibruk. Veksten i IT-sektoren kan derfor generelt antas å bidra til gjøre næringslivet mindre energiintensivt, og å øke energieffektiviteten målt som energibruk per BNP.

19.3.2 Endring av industriproduksjonen

Tidligere paradigmeskifter har ført til store endringer i produksjonsprosessene. Eksempelvis muliggjorde elektrisitet en overgang fra satsvis til kontinuerlig produksjon i prosessindustrien. Hvordan endrer IT produksjonsprosessene og hvordan vil dette påvirke energibruken?

Generelt har nyvinninger innen prosesskontroll som en følge av digitalisering og bruk av IT ført til mer fleksible produksjonsløsninger av ikke-standardiserte, spesialtilpassede produkter (Morton 1996b, Rosenberg 1998). Dette reduserer kostnadene knyttet til utvikling og utprøving av nye produkter, og bidrar til å øke den teknologiske endringsraten.

Økt fleksibilitet vil ofte være mer energikrevende enn kontinuerlig integrert produksjon. Men det innebærer også mer fleksible produksjonsformer som raskere kan tilpasses nye markedstrender, eller miljøreguleringer. von Weizaker et al. (1996) peker på at det i dag er en rekke produkter som vil medføre kraftig reduksjon av energibruken som er konkurransedyktige, eller er på randen til å bli det. Utbredelsen av slike energieffektive produkter vil kunne akselereres av endringene i produksjonsprosessene, og særlig hvis endringene sammenfaller med strengere miljøreguleringer.

Samtidig fører nyvinningene innenfor reguleringsteknikk, som en følge av IT, til at nye og langt mer energieffektive produksjonsmetoder kan tas i bruk. Eksempler på dette, hentet fra prosessindustrien, er utviklingen av såkalt Petlyuk-kolonner som vil kunne redusere energibruken for destillasjon med 30-50 prosent. Destillasjon står i dag for 3 prosent av det samlede amerikanske energiforbruket (Christiansen 1997). En mer ekstrem grad av prosessintegrasjon er såkalt *reaktiv destillasjon*, hvor man integrerer kjemisk reaksjon, destillasjon og blanding i en prosessenhet. En grunn til at Petlyuk og reaktiv destillasjon ikke tidligere har blitt tatt i bruk er at det har vært antatt å være store problemer knyttet til drift av slike løsninger. Utvikling innenfor IT og reguleringsteknikk har imidlertid gjort at driftsproblemene har blitt vesentlig redusert.

Boks 19.1 Eksempler på energieffektive produkter

Hyperbiler: Fra 1973 til 1986 ble forbruket av drivstoff halvert fra 1.78 til 0.87 l/mil for nye amerikansk-produserte biler. Gevinsten kom først og fremst som et resultat av redusert vekt og størrelse. Imidlertid var det først på 1990-tallet at de virkelig dramatiske oppdagelsene så dagens lys. I stor grad skyldes dette erkjennelsen av at 80-85 prosent av den kjemiske energien i drivstoffet gikk tapt før den «nådde hjulene» i form av mekanisk energi. Dermed sendte man ingeniørene tilbake til skrivebordene for en kritisk gjennomgang av hele design-prosessen. Et resultat var utviklingen av *hybrid-biler*, med en kombinert forbrenning og elektrisk motor hvor opp til 70 prosent av energien ved oppbremsing gjenvinnes til bruk ved klatring og akselerering. Forskere fra Rocky Mountain Institue (RMI) antar at framtidens «ultralette hybrid-biler» (eller «hypercar») vil bruke 80-95 prosent mindre drivstoff enn dagens biler, det vil si ca. 0.1 l/mil. I tillegg vil de samlede forurensende utslippene kunne reduseres med 90-99 prosent, og det til en pris som ikke nevneverdig overstiger dagens nivå.

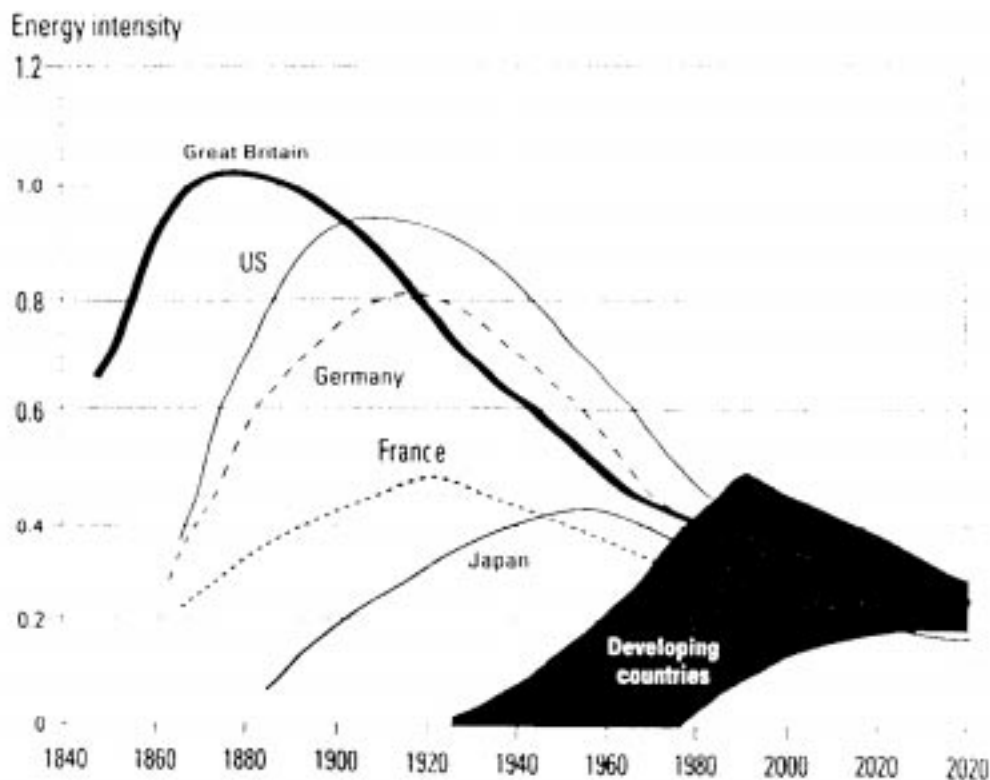
Belysning: Mellom 20 og 25 prosent av elektrisitetsforbruket i USA går direkte til belysning. Over halvparten av denne energien forbrukes av ordinære «hvitglødende» (klare) lyspærer. Dersom man bytter disse pærene ut med kompakte *fluorescerende* pærer, som har en ti ganger så lang levetid, vil man kunne redusere energiforbruket med mer enn 90 prosent. En fabrikk som produserer 5000 slike pærer per dag vil redusere energiforbruket tilsvarende 188 000 biler, eller 6 fulllastede Boeing 757 passasjer fly i kontinuerlig trafikk. Fluorescerende lamper gjør dessuten leseforholdene kvalitativt bedre.

Kjøleskap: I USA forbrukes drøye 15 prosent av elektrisiteten til kjøleskap, eller kombinerte kjøle- og fryseskap. Ved en kritisk gjennomgang av en rekke sen-

trale funksjoner, som ineffektive vifter, varmespiraler for å unngå ising, dårlig isolering, har man siden begynnelsen av 70-tallet redusert energibruken med 86 prosent på volumbasis, og man regner med å øke dette til 95 prosent i løpet av kort tid.

Kilde: von Weizaker et al. 1996.

Det største potensialet for energieffektivisering er knyttet til å koble nye reguleringsmekanismer med nytt design. Nye anlegg vil dermed som regel også bli de mest energieffektive. Industrialisering blir følgelig stadig mindre energiintensivt. Det er ikke noe nytt i dette, se figur 19.2, men trenden vil kunne forsterkes ved at IT åpner for nye designmetoder og nye konsepter både når det gjelder den faktiske utformingen av anleggene og reguleringen av prosessene.



Figur 19.2 Energiintensitet i utvalgte land 1840-2040.

Kilde: von Weizaker et al. 1996, s. 141.

Figur 19.2 illustrerer også et annet moment som tilsier at vi kan stå overfor en utvikling som tilsier velstandsutviklingen i mindre grad vil avhenge av økt energibruk. Generelt har energiintensiteten i et land (joule per BNP) økt kraftig under industrialiseringsfasen for deretter å reverseres når landet har nådd et visst nivå av industrialisering. I perioden 1950 til 1990 har den globale energiintensiteten blitt redusert lineært som funksjon av tiden, fra 29,5 MJ/USD i 1950 til 20,8 MJ/USD i 1990 (Worldwatch 1996). Når et flertall av dagens utviklingsland når nivået for industrialisering hvor trenden for energiintensiteten snus, kan man forvente at

reduksjonen i energiintensitet akselereres. Von Weizaker et al. indikerer at dette vil kunne skje i den nærmeste framtid, se figur 19.2. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til når et slikt skifte vil komme, kanskje vil det ikke skje før år 2020. Det er også uklart hvor stor effekt dette vil ha på endringstakten for energiintensiteten.

19.3.3 Noen virkninger for elektrisitetssektoren

Under tidligere tekno-økonomisk paradigmeskifte har det oppstått *nye og mer effektive organisasjonsformer* også i energisektoren. Vil dette skje som en følge av IT, og hvordan vil det påvirke energieffektiviteten?

Innenfor elektrisitetssektoren danner IT grunnlag for en raskere utveksling av informasjon mellom kunde og kraftselskap. Et første steg kan være en mer nøyaktig måling av forbruket hos den enkelte konsument. For eksempel har man i Sverige et omfattende system for datautveksling som gjør det mulig for kraftselskapene å kartlegge forbruket helt ned til den enkelte husholdning på timebasis (Källestrand 1997). På sikt vil dette systemet kunne utvides til å muliggjøre interaktiv samspill mellom selskap og konsument.

Et slikt system vil gjøre det enklere for selskapene å øke tjenesteutvalget. Eksempelvis vil det kunne legges opp til tariffer som varierer med hvilken tid på døgnet elektrisiteten benyttes. Et interaktivt system vil også kunne gjøre det mer attraktivt for selskapene å utvide produktspekteret, eksempelvis til å bli leverandører av varme og lys istedenfor bare elektrisitet.

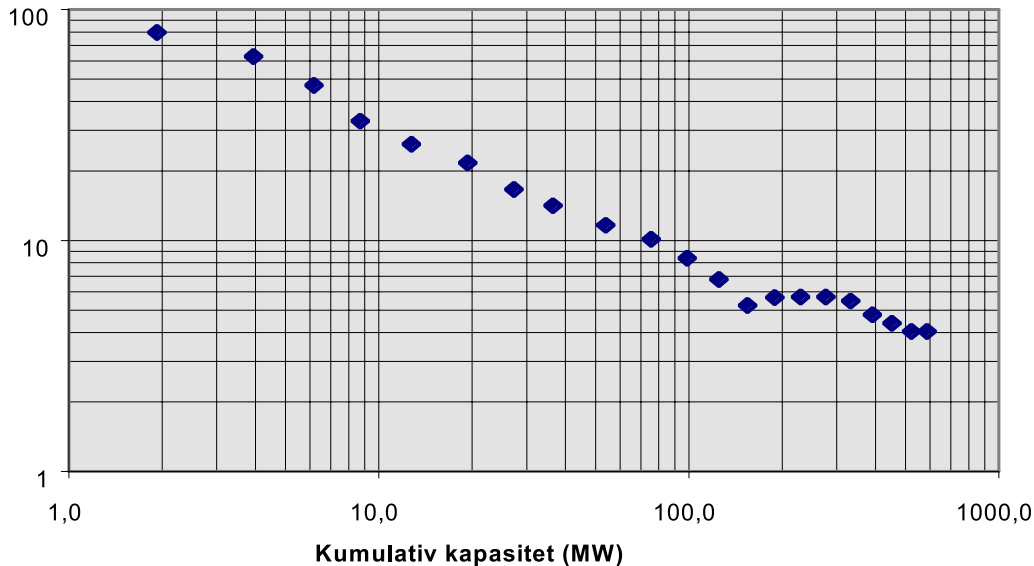
Organisering med fokus på fleksible løsninger tilpasset den enkelte konsument og omfattende bruk av IT, har blitt beskrevet med begreper som *virtuelle* (Awerbuch og Preston 1997) eller *distribuerte* kraftselskap (se kapittel 27). Generelt antas disse organisasjonsformene å øke fleksibiliteten og effektiviteten i systemet. Effektivitetsforbedring kan oppstå både som et resultat av at kraftselskapene gjennomfører effektiviseringstiltak hos den enkelte konsument, at økt informasjon og transparens generelt vil øke bevisstheten knyttet til energibruk, og av at distribuerte løsninger reduserer overføringstapene.

19.3.4 Nye energikilder

Hvert tekno-økonomisk paradigmeskifte har også vært fulgt av endring i hva som har vært dominerende *energikilder*. Som regel har den nye dominerende energikilden vært nært knyttet til den nye paradigmebærende teknologien. Det er ingen ny energikilde som i dag peker seg ut som spesielt konkurransedyktig som en følge av IT, men det er flere forhold knyttet til IT-utviklingen som vil kunne bidra til å gjøre mindre enheter mer konkurransedyktige. Vind- og solenergi, brenselceller og andre små gassapplikasjoner benytter relativt små, modulære enheter som kan produseres industrielt, i motsetning til større anlegg som krever at en langt større del av konstruksjonen foregår på anleggssted. Små modulære enheter vil derfor ha fordel av at IT åpner for fleksible og spesialtilpassede industrielle produksjonsprosesser. Videre vil små modulære enheter være en forutsetning innenfor distribuerte/virtuelle kraftselskap (se kapittel 27), organisasjonsformer som også må sees på bakgrunn av IT-utviklingen. En overgang til slike organisasjonsformer vil dermed kunne øke etterspørselen etter småskala teknologi.

En generell observasjon, som er særlig relevant for modulære produkter som kan masseproduseres industrielt, er at det er en sammenheng mellom produsert volum og kostnader. Denne sammenheng illustreres i figur 19.3 som viser kostnadsutviklingen for solceller i tidsrommet 1971-1995. En generell trend for solen-

ergi har vært at når kumulativt installert volum har blitt fordoblet, har prisen per produsert energienhet blitt redusert med 20 prosent.



Figur 19.3 Pris for elektrisitet (USD per watt) produsert med solceller som funksjon av kumulativt kapasitet, 1971-1995.

Kilde: Worldwatch, 1996.

Lignende kostnadsreduksjoner kan også observeres for vindenergi, men her er en større del av kostnadsreduksjonene knyttet til organisatorisk læring under installering og drift av anleggene, enn til teknologiutvikling. Til tross for at prisen på levert teknologi levert fra danske leverandører har blitt redusert med bare 4 prosent som en følge av fordobling av volumet (Neij 1997), har prisen per watt produsert elektrisitet blitt kraftig redusert, 50 prosent i forhold til 1990 (The Economist 1998).

Vind og solenergi utgjør i dag marginale andeler av den globale energiforsyningen, men har den største prosentvise veksten. Ifølge Worldwatch (1997) har vindenergi hatt en årlig vekstrate på over 25 prosent i 1995-1996. Solenergi viser en lignende utvikling med vekstrater på 10-15 prosent.

Så lenge man ikke avgiftsbelegger klimagassutslipp, er i dag sol- og vindenergi bare unntaksvis konkurransedyktig i forhold til fossile energibærere. Men dette konkurranseforholdet vil kunne endres dersom den nåværende veksten i kapasitet og reduksjonen i kostnadene vedvarer. Oljeselskapet Shell (1996) har i sine scenarier forutsett at energitviklingen framover vil føre til en diversifisering av energisystemet. I Shells scenarier vil energietterspørselen i 2060 dekkes av et bredt spekter av energibærere med et stort innslag av fornybar energi, se tekstboks 19.2.

Boks 19.2 Shells energiscenarier

Forsøk på å forutse utviklingen i energimarkedene i et 20-50 års perspektiv har lange tradisjoner i oljeselskapet Shell. Og mye av utvikling innenfor den såkalte scenario-tankegangen har funnet sted som et resultat av Shells forsøk på å foreta

systematiske analyser av en langsiktig framtidig utvikling som fortoner seg som svært usikker.

Siden begynnelsen på 1990-tallet har Shell offentliggjort en rekke av sine scenarioanalyser. En basis for disse analysene er en vurdering av såkalte lærekurver, eller produktsyklus, for de enkelte energibærerne. Produktsyklus beskriver en utvikling man har observert for mange produkter. Et produkt vil normalt introduseres gjennom et nisjemarked for deretter gjennomgå en periode med rask vekst og teknologisk utvikling. Etter en tid vil imidlertid etterspørselen flate ut og man får standardiserte produkter produsert av et lite antall store produsenter som konkurrerer på pris. I det siste stadiet blir produktet subsidiert av andre produkter og etterspørselen avtar.

Slike utviklingstrekk kan også observeres for energibærere. I den industrialiserte verden ble ved først erstattet med kull. Deretter fulgte en periode med rask vekst for olje og kjernekraft, mens det i dag er naturgass som viser den raskeste veksten blant fossile energikilder, 5-6 prosent årlig. Tidligere tiders energikilder blir imidlertid ikke nødvendigvis faset ut og i dag blir det globale energiforbruket dekket med langt flere energikilder enn det gjorde for 50 år siden.

Disse observasjonene, sammenhengen mellom pris og kapasitet for vind og solenergi, samt den raske vekstraten for disse siste energibærerne, begrunner at sol og vind i Shells scenarier dekker en vesentlig andel av energiforbruket i år 2060, som er sluttåret for analysen. I scenariet *Vedvarende Vekst* (Sustained Growth) antas energiforbruket å følge den tidligere historiske utviklingen og energiforbruket øker dramatisk, fra 13 milliarder oljeekvivalenter per innbygger (MOE/cap) til 54 MOE/cap i 2060. Fra 2020 antas fornybar energi å være mer konkurransedyktig enn fossile kilder. I 2060 vil det dermed være en lang rekke energikilder i bruk som alle har en markedsandel på 5 prosent til 15 prosent av den totale etterspørselen.

I scenariet *Dematerialisering* (Dematerialisation) ser man for seg en utvikling hvor de menneskelige behovene møtes ved teknologi og systemer som er langt mer energieffektive enn de vi har i dag. Under dette scenariet vil energiforbruket i 2060 være 19 MOE/cap og fornybar energi vil ha langt lavere vekst enn under *Vedvarende Vekst* ettersom etterspørselen ikke øker så kraftig. Under begge scenariene vil de globale CO₂-utslippene flate ut omkring 2050 og reduseres fram mot år 2100.

Kilde: Estrada, Tangen og Bergesen 1997; Shell 1996

19.4 OPPSUMMERING: UTFORDRINGER FOR NORGE

Diskusjonen over illustrerer hvor omfattende endringer nye teknologiske løsninger vil kunne medføre. Ny teknologi kan endre hele vårt verdensbilde. Organisasjonsmåter som tidligere var konkurransedyktige taper i forhold til nye måter å gjøre tingene på. Det som i dag blir sett som ledende teknologier kan miste sin verdi og blir avleggs.

Disse forholdene har blitt eksemplifisert ved å fokusere på de samfunnsmessige endringene av IT-teknologi generelt, og hvilke effekter det vil ha for energisystemet mer spesielt. Bildet som framstår som en følge av IT-utviklingen er en mer fragmentert verden i rask endring, med en rekke nye spesialtilpassede produkter, produksjons- og organisasjonsformer.

Det er vanskelig å komme med klare konklusjoner om hvordan IT-utviklingen i sum vil påvirke energibruken. På den ene siden vil IT forsterke trender som vil kunne bryte det lineære forholdet mellom økonomisk velstand og energibruk. IT i kombinasjon med strengere miljøreguleringer vil ha et betydelig potensial for å lede til mer energieffektive produkter, produksjons- og organisasjonsformer.

På den annen side peker andre effekter av IT i retning av et mer energiintensivt samfunn. Stadig omlegging til nye produksjonsformer og kortere produktcykler, er fenomener som kan trekke i denne retningen. Internasjonalisering vil sannsynligvis føre til økt transport. IT kan sees som en av drivkreftene bak disse utviklingsstrekke, selv om veksten i persontransport isolert sett kan dempes ved mer bruk av datakommunikasjon

På den nåværende stadiet, hvor vi kanskje bare står i starten av en ny teknologisk periode, er det vanskelig å si hvordan summen av disse drivkreftene vil virke inn på framtidens energibruk. Potensielt kan den globale energisituasjonen i 2020 bli kvalitativt og kvantitativt svært ulik den man har i dag.

IT er imidlertid bare et aspekt ved den teknologiske utviklingen. Det er sannsynlig at internasjonalisering, økt internasjonal konkurranse og nye produksjonsmetoder vil føre til at de teknologiske endringene og spredningen av en lang rekke nye teknologier vil gå stadig fortere. Gitt en slik utvikling blir det et spørsmål om hvorvidt Norge klarer å henge med internasjonalt. Vil vi klare å utvikle og ta i bruk ny teknologi så fort at vi ikke sakter akterut etter våre konkurrenter? Skal vi klare dette må vi kontinuerlig ta i bruk ny teknologi innenfor våre eksisterende næringsgrener, men vi må også kunne ta markedsandeler i de nye næringssektorene som kommer til å oppstå. Vi må kort sagt være et innovativt samfunn.

Boks 19.3 Spanias gull

The cause of the ruin of Spain is that the wealth has been and still is riding upon the wind in the form of papers and contracts, censos and bills of exchange, money and silver and gold, instead of interessant goods that fructify and by virtue of their greater worth attract to themselves riches from abroad, sustaining our people at home. We see, then, that the reason why there is no money, gold, or silver in Spain is because there is too much, and Spain is poor because she is rich. The two things are really contradictory, but though they cannot fittingly be put into a single proposition, yet we must hold both to be true in our single Kingdom of Spain.

Marten González de Cellorigo, *Memorial de la política necesaria y útil restauración a la República de España, Valladolid, 1600.*

Men de raske teknologiske endringene åpner også for en annen utviklingsbane. I stedet for å kontinuerlig oppgradere våre kunnskaper og teknologier, kan vi flyte på vår oppsparte rikdom. Som Spania på 1600-tallet kan vi bli et rikdomsrevet samfunn hvor vi lever på grunnrente og oppspart midler, se tekstboks 19.1. Også innefor en slik utvikling vil vi i år 2020 gjøre alt langt mer effektivt enn i 1998, men vi vil ha klare konkurranseproblemer når det gjelder lønnsomhet, kvalitet og pris der hvor man ikke har klare naturgitte fordeler. Vi vil da ha brukt disse naturgitte fordelene til å opprettholde et delvis foreldet næringsliv og en for lite effektiv og integrert offentlig sektor. Forholdet mellom arbeidsgivere og arbeidstagerer forverres automatisk i en slik situasjon ettersom man slåss om fordelingen av en kake som blir mindre for hvert år.

Litteratur

Awebuch, Shimon og Alistar Preston (red.) *The virtual utility: Accounting, technology and competitive aspects of the emerging industry* Norwell, Mass. Kluwer, 1997.

Christiansen, Atle C. *Studies on optimal design and operation of integrated distillation arrangements*, Dr.ing avhandling Trondheim, NTNU, 1997.

Davidow, William H. og Michael S. Malone *The virtual corporation?* London, Harper Business, 1992.

EU *Europe and the Global Information Society - Recommendations to the European Council*, <http://www2.echo.lu/eudocs/en/bangemann.html>, 1994.

Haynes, Peter 'The computer industry' i *Going Digital*, London, The Economist, 1996.

FD (Finans og tolldepartementet) *Fakta og analyser Vedlegg til stortingsmelding nr 4 1996-97: Langtidsprogrammet 1998-2001*, Oslo, Finans og tolldepartementet, 1997.

Forskningsministeriet *Fra visjon til handling: Info-samfundet år 2000* Redegjørelse til det danske Folketinget, <http://www.fsk.dk/fsk/publ/it95/>, 1995.

Freeman, Christopher *The economics of industrial innovation*, London, Frances Pinter, 1982.

Freeman, Christopher og Carlota Perez, 'Structural crises of adjustment, business cycles and investment behaviour' i Dosi et al., *Technical change and economic theory*, London, Pinter Publishers, 1988.

Källstrand, Bo 'Note on information technology and efficiency of deregulated electricity markets, a panel contribution' *Energy Journal* 19:2 1998.

Kuznets, Simon, *National Product since 1869*, New York, National Bureau of Economic Research, 1946.

Morton, Oliver 'Making a difference' i *Going Digital*, London, The Economist, 1996a.

Morton, Oliver 'Manufacturing technology' i *Going Digital*, London, The Economist, 1996b.

Neij, Lena 'Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy', *Energy Policy* 23:13, 1997.

NII (National Information Infrastructure) *Agenda for Action* Clinton-administrasjonens handlingsplan for IT <http://sunsite.unc.edu/nii/toc.html>, 1993.

OECD, 1997 *Global information infrastructure - Global information society (GII-GIS) Policy requirements*, Paris OECD, 1997.

Porter, Michael, *The Competitive Advantage of Nations*, London, Macmillan, 1990.

Rosenberg, Nathan 'The role of electricity in industrial development' *Energy Journal* 19:2 1998.

Schumpeter, Joseph A. *Theory of Economic Development*, Cambridge, Mass., Harvard University Press, 1934.

Shell *The evolution of the world's energy system 1860-2060*, London, Shell 1996

SD (Samferdselsdepartementet) *Den norske IT-veien - Bit for bit*, <http://odin.dep.no/>, 1996

Steinberg, Steve G. 'Shumperter's lesson. What really happened in digital technology in the last five years', *Wired*, Januar 1998.

The Economist 'Renewable energy fires up' *The Economist* 18. april, 1998.

von Weizaker, Ernst, et al., *Factor Four. Doubling Wealth, Halving Resources*, London, Earthscan, 1997.

Worldwatch, *Vital Signs 1997*, London, W.W. Norton & Company, 1997.

Worldwatch, *Vital Signs 1996*, London, W.W. Norton & Company, 1996.

KAPITTEL 20

Kraftkrevende industri og treforedling. Hovedtrekk og perspektiver**20.1 HOVEDTREKK VED KRAFTKREVENDE INDUSTRI OG TREFOREDLING**

Kraftkrevende industri og treforedling er industri med et høyt forbruk av elektrisk kraft, og der elkostnadene utgjør en vesentlig del av de totale produksjonskostnadene. Dette setter disse bedriftene i en særstilling på energiområdet i forhold til øvrig næringsvirksomhet. Produksjonsprosessene innenfor disse næringene reiser også spesielle miljømessige problemstillinger.

Den kraftkrevende industri og treforedling utgjør en viktig del av norsk fastlandsindustri. Betydningen av disse næringene i dag er størst i forhold til eksportinntjening fra fastlands-Norge og relativt mindre i forhold til samlet sysselsetting for landet som helhet. Kraftkrevende industri og treforedling er i all hovedsak distriktsnæringer. Mange av bedriftene er lokalisert på ensidige industristeder i distriktene og er derfor svært viktige for lokalsamfunnene der de ligger.

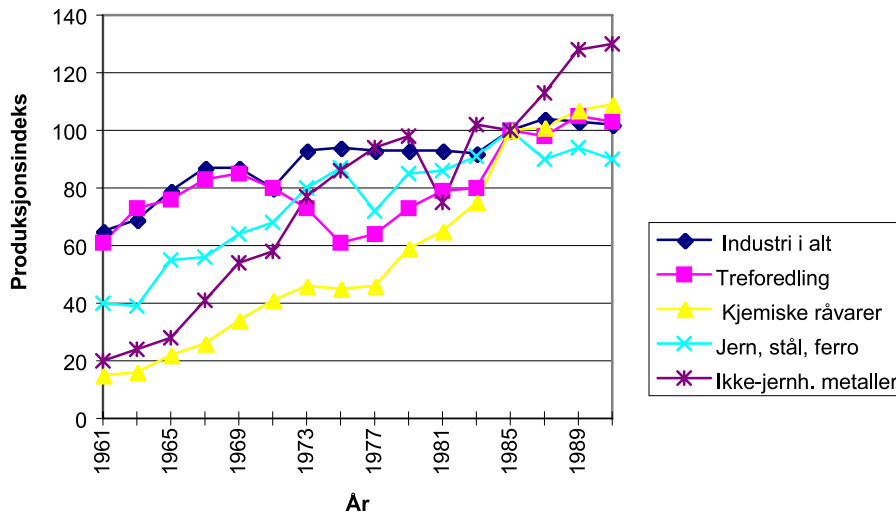
De største sektorene innenfor norsk kraftkrevende industri og treforedling i dag er:

- primæraluminium
- treforedling (masse, cellulose og papir/papp)
- ferrolegeringer
- kjemiske råvarer

I tillegg kommer jern- og stålsektoren og noen produsenter av andre ikke-jernholdige metaller (sink, magnesium, nikkel). Den eksakte avgrensingen av hvilke næringsgrupper som faller inn under sektorene kraftkrevende industri og treforedling er ikke entydig, men i det følgende vil den definisjonen Statistisk sentralbyrå (SSB) anvender bli lagt til grunn. SSB avgrenser disse sektorene utfra den standard som anvendes i Norge og internasjonalt for næringsgruppering.

Utnyttelse av vannkraft til industrivirksomhet var på mange måter springbrettet for Norge inn i industrialderen på begynnelsen av dette århundret. Kraftverk og industri ble bygget ut parallelt, det ene var en forutsetning for det andre på de aller fleste steder. Overføringskapasiteten var lite utbygget og overføring av elektrisitet over lange avstander ga store energitap. Industrietableringene ble derfor styrt av vannfallenes beliggenhet. Den kraftkrevende industrien vokste betydelig fram mot den annen verdenskrig, både målt i produksjonsvolum, antall sysselsatte og eksport. Etter annen verdenskrig ble videre utbygging av eksportindustri et prioritert politisk mål. Rimelig vannkraft var regnet som et av de fremste fortrinn landet hadde i forhold til målet om industriutvikling. Industri ble etablert i statlig regi med Jernverket i Mo og aluminiumsverk i Årdal og Sunndal som framtrede eksempler. Den sterkeste vekstperioden for den kraftintensive industri ble perioden 1950-1973. Produksjonen av metaller og kjemiske råvarer hadde den største veksten, med henholdsvis en seks- og syvdobling av verdiskapingen.

Produksjonen har fortsatt å øke etter midten av 70-tallet, men generelt i lavere takt. Figuren under viser produksjonsutviklingen i perioden 1961-1991.



Figur 20.1 Produksjonsindeks for kraftkrevende industri og treforedling 1961-1991.

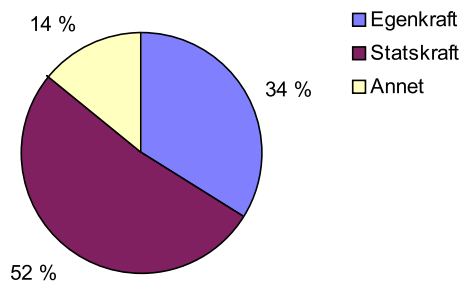
Kilde: SSB Historisk statistikk 1994. 1985=100.

Kraftforbruk og krafttilgang

Kraftkrevende industri hadde et kraftforbruk på omlag 29 TWh i 1996. Treforedling brukte i overkant av 6 TWh. Tilsammen utgjorde dette om lag 30 prosent av det totale innenlandske elektrisitetsforbruket. Forbruket i all øvrig industri og bergverk er til sammenligning om lag 15 TWh/år. Kraftkrevende industrisektorer som aluminium og ferrolegeringer bruker i tillegg mye fossilt brensel i prosessene. Treforedling bruker også olje og bioenergi til varmeformål.

Kraftbehovet innenfor den kraftintensive industrien og treforedlingsindustrien dekkes i hovedsak gjennom langsiktige kontrakter med Statkraft eller andre kraftleverandører og egenprodusert kraft. Statskraftkontraktene er nærmere omtalt nedenfor.

Statskraftleveransene dekker om lag halvparten av forbruket (ca. 18 TWh i 1996). Middelfroduksjon i industriens egne kraftverk er ca. 12 TWh/år. Figuren nedenfor illustrerer forholdet.



Figur 20.2 Forholdet mellom egenkraft, statskraftkontrakter og annen kraft i kraftkrevende industri og treforedling i 1996.

Kilde: Olje- og energidepartementet

Kraftoppdekningen varierer over tid. For eksempel er industriens egen kraftproduksjon avhengig av tilsigsforholdene. I 1995, som var et vått år, utgjorde egen kraftproduksjon om lag 45 prosent av kraftforbruket. I 1996, som var et tørt år, var andelen egenkraft om lag 30 prosent.

Krafttilgang og vilkår varierer fra bedrift til bedrift. Noen bedrifter har en stor andel langsiktige rimelige kraftleveranser, mens andre for en stor del er basert på kortsiktige markedskontrakter. Dette er historisk betinget.

I enkelte områder av landet er det lokale verk som har bygget ut vannkraftressursene, og som dermed har levert kraft til industrien i lokalsamfunnet. Dette gjelder spesielt på Sørlandet. I dette området finner man store bedrifter som Norton, Falconbridge Nikkelverk, Elkem Fiskaa, Øye Smelteverk og Hunsfoss Fabrikker. Andre steder har det i større grad vært staten eller industrien selv som har stått for utbygging. For eksempel har Norsk Hydro stått for en rekke store kraftutbygginger opp gjennom årene.

Eldre kontrakter har gjerne lenger varighet og lavere pris enn kontrakter som er inngått i nyere tid. Det gjelder både kommunale/fylkeskommunale kontrakter og statskraftkontrakter. Egenkraften antas å ha lave produksjonskostnader.

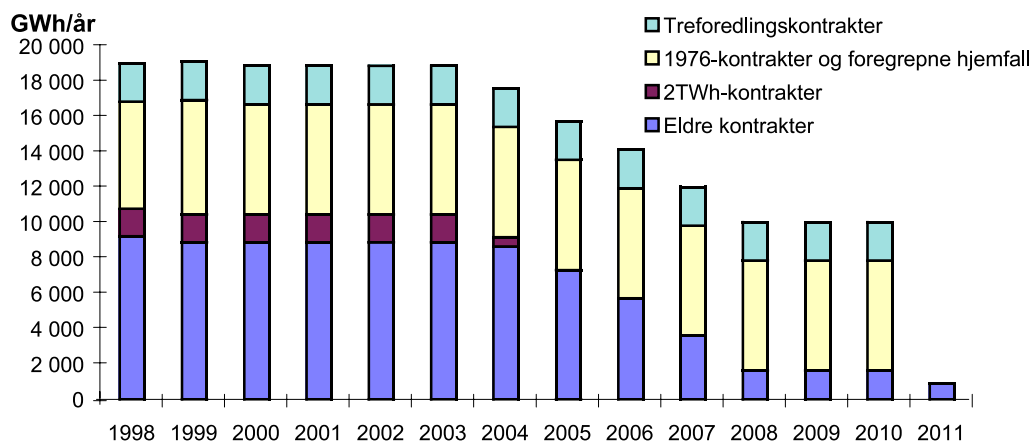
Industrien har lang brukstid, store kraftvolumer og tar ut kraften på høyt spenningsnivå. Disse tre forholdene er medvirkende årsaker til at industrien har lave kraftpriser.

Nærmere om statskraftkontraktene

Rammer og vilkår for statskraftkontraktene er bestemt av Stortinget. Olje- og energidepartementet har fått fullmakt til å tildele nye kontrakter til nye prosjekter i kraftkrevende industri og treforedlingsindustri, jfr. St.prp. nr. 104 (1990-91) og Innst. S. nr. 30 (1991-92). Det er tildelt tilsammen ca. 1 TWh/år i henhold til denne fullmakten. Statskraft har det forretningsmessige ansvaret for industrikontraktene. Industrien og Statskraft er gitt anledning til å reforhandle kontraktene på forretningsmessig grunnlag, for i større grad å kunne tilpasse leveransene til industriens behov. Eksempelvis kan slike reforhandlinger medføre en forlengelse av kontraktene mot høyere priser, leveringssikkerheten kan reduseres mot lavere priser, eller det kan forhandles om produktpris- eller valutaavhengige priser. Det er tatt forbehold om at departementet gis anledning til å gripe inn dersom Statskrafts disposisjoner innebærer vesentlige negative konsekvenser for sysselsettingen i berørte lokalsamfunn.

Statskraft har industrikraftforpliktelser på politisk bestemte vilkår på ca. 19 TWh/år²⁰ som løper ut i årene fra 2004 til 2011. Figuren nedenfor viser hovedtypene statskraftkontrakter, omfang og varighet.

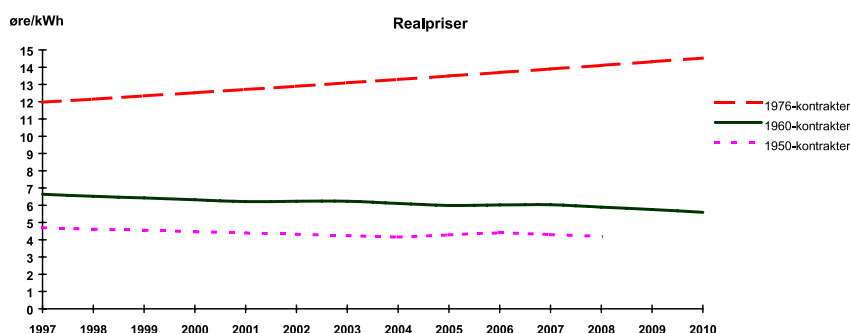
20. Enkelte kontrakter er fremdeles under opptrapping på grunn av industriprosjektet som er tildelt kraft men ikke ferdig gjennomført.



Figur 20.3 Hovedtyper statskraftkontrakter, omfang og varighet.

Kilde: Olje- og energidepartementet

Prisen i de ulike kontraktstypene varierer fra 4,6 øre/kWh til 16,5 øre/kWh. Variasjonene skyldes blant annet ulik prisjusteringsklausul. 1950-kontraktene blir prisjustert hvert 10. år med 60 prosent av engrosprisindeksen. 1960-kontraktene justeres hvert 5. år med 60 prosent av engrosprisindeksen, mens de nyere kontraktene prisjusteres hvert år med 100 prosent av engrosprisindeksen. De såkalte 1976-kontraktene og trefoedlingskontraktene har en realprisstigning på ca. 1,5 prosent per år, fram til utløpet av 2010. Figuren nedenfor gir et anslag på utviklingen i realprisen framover for 1950-, 1960-, og 1976-kontraktene. Prisene er eksklusiv overføringsavgift. For å kunne sammenligne prisene med markedspriser, må det legges til en innmatingsavgift på om lag 2 øre/kWh. Denne innmatingsavgiften varierer imidlertid fra sted til sted.



Figur 20.4 Anslag på utviklingen i realprisen framover for 1950-, 1960-, og 1976-kontraktene. øre/kWh

Kilde: Olje- og energidepartementet.

Både den sittende og den forrige regjeringen har uttrykt målsettinger om at industrien fortsatt skal ha elektrisk kraft til konkurransedyktige vilkår, og at industriens framtidige kraftvilkår skal avklares i god tid før eksisterende statskraftkon-

trakter løper ut. Samtidig er det lagt vekt på at næringen foretar omstillinger som gjør virksomheten konkurransedyktig, og at industrien reduserer energiforbruket per produsert enhet. Innenfor det eksisterende industrikraftregime åpnes det for forhandlinger om kraftleveranser på forretningsmessige vilkår mellom kraftleverandører, Statkraft inkludert, og industrien. Norsk Hydro og Statkraft har nylig inngått en rammeavtale på slike vilkår om langsiktige leveranser av kraft til 2020. Det samme har Norske Skog og Statkraft.

Den kraftkrevende industri og treforedlingens plass i norsk industri og økonomi

Kraftintensiv industri og treforedling sto for 3,3 prosent av bruttonasjonalprodukt i 1995. Denne andelen er redusert fra rundt 5 prosent på begynnelsen av 1970-tallet. Disse næringene sto for om lag 23 prosent av bruttoproduktet i industrien i 1995. Denne andelen vil kunne variere fra år til år ettersom det er betydelige prissvingninger på produktene. De siste 25 årene har disse bransjenes andel av fastlandsindustriens verdiskaping blitt redusert noe, men ikke vesentlig. Produksjonsvolumet i alle disse næringene har økt.

Næringene sysselsetter om lag 36 500 personer, det vil si om lag 2 prosent av den samlede sysselsetting og 13 prosent av industrisysselsettingen. Dette er en nedgang fra begynnelsen av 1970-tallet, hvor andelen var vel 4 prosent av samlet sysselsetting.

Om lag 150 bedrifter regnes i følge Statistisk sentralbyrå som kraftkrevende industri og treforedling. Et begrenset antall større foretak innenfor denne gruppen står for en betydelig andel av produksjonen. Næringene er sterkt eksportrettet og står for om lag 15 prosent av landets samlede eksportinntjening og rundt 41 prosent av fastlandsindustriens eksportinntjening. Bidraget til nettoeksporten vil være mindre, da flere av sektorene har betydelig import av råvarer til produksjonen. Et hovedtrekk ved markedene for kraftkrevende industri og treforedling er sterk internasjonal konkurranse og konjunktursvingninger. Betydelige prissvingninger bidrar til vesentlige variasjoner i lønnsomhet.

Tabellen under viser kraftkrevende industri og treforedling i sammenheng med noen hovedtall for norsk økonomi i 1995.

Tabell 20.1: Kraftkrevende industri og treforedling i norsk økonomi 1995.

	Kraftkrev. ind.	Treforedling	Annen indus- tri	Tjenesteyting 1	Olje/gass	Sum
BNP ² (mrd kr)	18,9	7,8	86,5	455,5	103,7	929
Sysselsetting (1000)	25,7	11,1	264	1077	21	2106
Eksport (mrd kr)	41,8	12,9	78,4	86,1	113,2	353,3
Kraftforbruk (TWh)	28	6				116

¹ Inkluderer ikke offentlig forvaltning

² Bruttoprodukt er lik verdien av produksjon minus produktinnsats

Kilde: SSB: Nasjonalregnskapet, Industristatistikken. Merknad: tall for skip, borerigger, fisk, land- og skogbruk er ikke spesifisert

Trekk ved konsernstruktur, faktorforhold og markeder

Selv om det er betydelige ulikheter mellom de enkelte bedrifter og konsern innen kraftkrevende industri og treforedling, er det noen hovedtrekk som er felles for de fleste. Dette er forhold som er viktige for disse bedriftenes stilling i dag og som virker inn på deres framtidige virksomhet i Norge.

Internasjonaliseringen har økt gjennom oppkjøp og etableringer i andre land. Dette gjelder *vertikalt*, gjennom overtakelser og etableringer innen ulike virksomheter i verdikjeden. Norsk Hydro har for eksempel nå sin aluminiumsvirksomhet over store deler av verden og dekker alle deler fra råstoffutvinning til videreforedling av aluminium til ulike produkter. Hovedtyngden av videreforedlingsvirksomheten til Hydro på dette området ligger utenfor Norge. I økende grad har det også skjedd en *horisontal* ekspansjon utenlands, det vil si oppkjøp og etableringer innenfor primærproduksjon som i dag i hovedsak ligger i Norge. Elkem har for eksempel fått ferrolegeringsproduksjon både i Norge, Nord-Amerika og på Island. Norske Skog har etablert papirproduksjon i Frankrike og Østerrike. Norsk Hydro har kun cirka en femtedel av sin gjødselproduksjon i Norge. Hydro bearbeider også flere prosjekter med sikte på å etablere primærproduksjon av aluminium utenfor Norge og Europa. Konsernenes muligheter når det gjelder framtidige investeringer og utvidelser er derfor blitt flere.

Utenlandsk *eierskap* har vært viktig i deler av norsk kraftkrevende industri lenge. Det er noen eksempler på ytterligere overtakelser fra utlandet de senere år (stålprodusenten Fundia, minoritetsandel i ferrolegeringsprodusenten Fesil og majoriteten i deres Hafslund Metall). Fortsatt er likevel det norske eierskapet betydelig.

Et viktig utgangspunkt for etableringen av den kraftkrevende industri og treforedling har vært tilgangen på rimelig elektrisk kraft. For noen av næringene, spesielt treforedling, har nær tilgang til råstoff også vært viktig. Kraftkostnadene utgjør en betydelig del av samlede *driftskostnader*. Andelen for treforedlingsindustrien er noe mindre, men sammenlignet med øvrig industri og næringsliv er kraftandelen vesentlig. Prisen på råstoff til kraftintensiv industri er ofte gitt i internasjonale markeder og vil derfor i mindre grad være en konkurransefaktor. Dette gjelder for eksempel bauxitt/alumina til aluminiumsproduksjon. Prisen på arbeidskraft vil variere og være et konkurranseelement, men den betyr relativt mindre i de kapital- og kraftintensive næringer det er snakk om her. Tilgang og pris på kraft er derfor av vesentlig betydning for disse bedriftenes kostnads- og konkurransesituasjon. Industrien selv framholder kraftpris, sammen med avgiftsnivå knyttet til produksjon, som tungtveiende ved beslutninger om nyinvesteringer i primærproduksjon. I en totalvurdering vil andre forhold som nærhet til markeder og råvarer og politisk risiko/stabilitet også bety mye.

Markedene for produktene fra kraftkrevende industri og treforedling er i økende grad globale. Eterspørselsveksten har de seneste årene vært klart størst utenfor de tradisjonelle industrilandene. På tilbudssiden gjør produsenter i blant annet Asia og Sør-Amerika i økende grad seg gjeldende også i tradisjonelle eksportmarkedet for Norge. I produktmarkedene en rekke kraftintensive næringer er en økt eksport fra Øst-Europa en ny faktor på 1990-tallet.

Norsk eksport av produkter fra kraftintensiv industri og treforedling går i stor utstrekning til EU-markedet. For mange av produktene er Norge en av de ledende produsentene og eksportørene innenfor Europa. Selv om det også er salg fra Norge til andre regioner, blant annet Øst-Europa og Nord-Amerika, er markedsutvikling og konkurransesituasjonen i EU tungtveiende for de fleste norske bedriftene. De handelspolitiske rammene i EU overfor andre konkurrenter er viktig for den norske industrien. I dag vil toll og eventuelle tiltak mot dumping fra tredjeland gi fortrinn for eksport fra EØS-landet Norge.

Miljøforhold

Gjennom bruk av kull eller koks som innsatsfaktor i reduksjonsprosesser er kraftintensiv industri en vesentlig kilde til de norske utslipp av klimagassene CO₂, N₂O og perfluorerte forbindelser (CF- og SF-gasser). Om lag 15 prosent av de

totale utslippene av CO_2 i Norge kommer fra kraftkrevende industri og treforedling. Av dette utgjorde utslippene fra produksjonsprosesser rundt 80 prosent. Fordi industrien i Norge bruker vannkraft som energikilde og produksjonsprosessene er moderniserte, er utslippene per tonn ferdigprodukt lave sammenlignet med tilsvarende produksjon i mange andre land, jfr. Grønn Skattekommissjon (NOU 1996:9).

Økningen i utslippene fra prosessindustrien de siste årene har vært mindre enn økningen i produksjonen. Prosessutslippene av CO_2 steg med 1,5 prosent i perioden 1989 til 1994, mens produksjonen i samme periode økte med i underkant av 10 prosent.

Totale N_2O -utslipp fra industrielle prosesser (kraftintensive og andre) utgjorde 38 prosent av de totale utslippene av N_2O i 1994. Utslippene er blitt redusert med nær 18 prosent siden 1989 som følge av prosessendringer og redusert produksjon av gjødsel.

Utslippene av *CF-gasser* stammer kun fra prosessutslipp fra aluminiumsindustrien. Utslippene ble redusert med 44 prosent i perioden 1985 til 1994. I internasjonal sammenheng er utslippene av *CF-gasser* fra de norske aluminiumsverkene blant de laveste. Våren 1997 inngikk Miljøverndepartementet og aluminiumsindustrien en avtale om å redusere utslippene ytterligere. Avtalen forplikter aluminiumsindustrien til å redusere utslippet av klimagasser med 50 prosent per produsert enhet innen år 2000 og 55 prosent innen 2005. Reduksjonene vil i vesentlig grad komme som følge av reduserte utslipp av perfluorkarboner (PFK). Det skyldes at det er billigere for industrien å redusere utslippene av PFK framfor utslipp av CO_2 . *SF6*-utslippene i aluminiumsindustrien forventes å bli faset ut i løpet av kort tid.

Utslipp av SO_2 fra kraftkrevende industri og treforedling utgjorde i 1994 om lag 40 prosent av de totale norske utslippene. Av dette utgjorde prosessutslippene om lag 80 prosent. Utslippene av svovel er størst i ferrolegeringsindustrien, om lag 9000 tonn i 1996. Prosessutslippene av SO_2 er blitt redusert med om lag 30 prosent siden 1985 for industrien samlet.

Grønn skattekommissjon (NOU 1996:9) kommenterte mulige effekter for globale CO_2 -utslipp av en eventuell redusert norsk metallproduksjon. Lavere norsk produksjon kan føre til økt produksjon av de samme produktene i andre land. Virkningen på de globale utslippene av CO_2 vil avhenge av om disse produsentene benytter vannkraft/atomkraft eller gass/kullkraft som energi. Sammen med usikkerhet knyttet til den alternative bruken av vannkraften som frigjøres, ble den samlede effekten på de globale CO_2 -utslipp av en endring i norsk metallproduksjon vurdert som usikker.

20.2 NÆRMERE OM PERSPEKTIVER FOR ENKELTSEKTORER

De ulike bransjene innenfor kraftkrevende industri og treforedling har flere fellestrekk, men det er også vesentlige forskjeller når det gjelder status og utsikter framover. I det følgende drøftes noen perspektiver framover for de viktigste sektorene.

Aluminium

Norsk aluminiumsindustri er Vest-Europas største med en produksjonskapasitet på omlag 900 000 tonn per år. På verdensbasis er Norge en av de største aluminiumseksportørene. Produksjonen i 1995 var 847 000 tonn. Virksomheten skjer ved 7 primæraluminiumsverk som er lokalisert i Høyanger, Årdal, Sunndalsøra, Karmøy, Lista, Mosjøen og Husnes.

Ifølge tall fra Statistisk sentralbyrå hadde bransjen 5 252 ansatte i 1995. Verdiskapingen (bearbeidingsverdi til faktorpriser) var 5 143 millioner kroner.

Primæraluminium lages i form av barrer, bolter og valseemner som alle er standardiserte internasjonale handelsprodukter. Teknologi og energieffektivitet innen norsk aluminiumsindustri varierer mellom de enkelte verk. Omlag 60 prosent av produksjonen skjer i nyere ovner (prebake), mens 40 prosent skjer i ovner med eldre teknologi (Søderberg-prosessen). Også anlegg basert på Søderberg-teknologi er fornyet. Ifølge Norsk Hydro er deres prebake-ovner på Karmøy blant de mest effektive i verden med hensyn til energiforbruk per tonn produsert aluminium. Med unntak av Karmøy er imidlertid de norske verkene relativt små i internasjonal sammenheng. Gjennomsnittlig produktivitet for norske aluminiumsverk var i 1995 på 160 tonn per årsverk. Til sammenligning har et av de nyeste og mest effektive verkene i verden, Alusaf i Sør-Afrika, en produktivitet på 420 tonn per årsverk.

Fire av aluminiumsverkene er heleide av Norsk Hydro (Hydro Aluminium Metal Products). To eies av Elkem og amerikanske Alcoa (50/50). Sør-Norge Aluminium (Søral) eies av Norsk Hydro og sveitsiske Alusuisse (49/50, andre 1prosent). Hovedtyngden av aluminiumsindustriens virksomhet i Norge er innen primærproduksjon, men selskapene har også en viss videreforedlingsvirksomhet i landet. Hovedtyngden av Hydros produksjon av aluminium halvfabrikata skjer likevel utenfor Norge. Hydro har også noe primæraluminiumsproduksjon utenfor Norge og vurderer ytterligere prosjekter. Elkem har ikke større videreforedlingsvirksomhet i Norge. I 1997 var de som minoritetseier med på å etablere ny produksjon av aluminiumskomponenter for bilindustrien. Denne virksomheten er nært knyttet til Elkems aluminiumsverk på Lista.

Fra 1950 til 1970 vokste *forbruket av primæraluminium* i den vestlige verden med rundt 10-15 prosent per år. I løpet av 1980-tallet skjedde det en viss utflating av forbruket, med en årlig vekst på gjennomsnittlig 2,3 prosent i perioden 1980-1991. Utflatingen skyldtes blant annet en vridning fra industriproduksjon til mindre materialintensive industrier som data, tele og elektronikk. Aluminium har på ulike områder erstattet andre metaller. Potensialet for videre vekst gjennom substitusjon vurderes likevel som mindre enn hittil. Aluminium har på sin side møtt konkurranse fra plast og andre nyere materialer. Det er også en økende grad av resirkulering av aluminium, noe som skjer på bekostning av primærproduksjon.

Det er likevel fortsatt en økende etterspørsel etter aluminium, noe som forventes også i tiden framover. Den største etterspørselen etter aluminium kommer fra sektorene transport (biler, fly), bygg og anlegg, samt emballasje. Det er gjort enkelte anslag for aluminiumsmarkedet fram til 2006. I et anslag forventes at aluminiumsforbruket i den vestlige verden vil øke fra 17,8 millioner tonn i 1996 til 23,5 millioner tonn i 2006. Økt etterspørsel kan komme særlig fra transport- og bygg/anleggssektorene. Innenfor transport er ikke minst materialets lave vekt et fortrinn. Etterspørselsveksten fra emballasjesektoren forventes å være mindre.

De største *produsentene* av aluminium i dag er USA, EU, Russland, Canada, Australia og Norge. Kina og Brasil har også en betydelig produksjon. Fra 1970-tallet har betydningen av produsentland i Sørøst-Asia, Sør-Amerika og Afrika økt. Konkurransen, ikke minst i Norges dominerende eksportmarked EU, er sterk. Produksjonskapasiteten i den vestlige verden forventes å øke med ytterligere 4,2 millioner tonn i perioden 1999-2006. I tillegg kommer *nettoeksporten fra øststatene*. SUS/Russland vil fortsatt være en betydelig nettoeksportør. Andre østeuropeiske land og Kina forventes å øke sin nettoimport av aluminium. Etter en økning på begynnelsen av 1990-tallet, forventes samlet nettoeksport fra øststatene å gå noe ned, fra 2,3 millioner tonn i 1997 til 1,5 millioner tonn i 2006.

En faktor som vil påvirke konkurransebildet, er de handelspolitiske rammer i vårt dominerende eksportmarked, EU. I dag har EU en toll på 6 prosent på import av primæraluminium fra land som ikke er med i EFTA eller tilknyttet Lomé-kon-

vensjonen. Norge slipper å betale en slik toll. En eventuell fjerning av denne, for eksempel gjennom forhandlinger i WTO, vil fjerne et fortrinn for norsk industri.

Når det gjelder *prisutviklingen*, er det presentert anslag for perioden fram til 2006. Hovedtrenden er en begrenset prisøkning de nærmeste år, men fallende priser mot år 2004 etterhvert som ny kapasitet fases inn. I 2005 og 2006 kan det igjen skje en viss økning. Usikkerheten rundt disse anslagene er betydelige, både med hensyn til den overgripende makroøkonomiske utviklingen og forhold på tilbuds- og etterspørselssiden i aluminiumsmarkedet.

Ferrolegeringer

Ferrolegeringer er metaller som i stor grad anvendes som innsatsvare i annen metallproduksjon. Norsk ferrolegeringsindustri bestod i 1995 av 16 bedrifter med til sammen 2897 ansatte. Bearbeidingsverdien (til faktorpriser) var 1 981 millioner kroner.

De viktigste produkter fra ferrolegeringsindustrien er:

- ferrosilisium (FeSi)
- ferromangan (FeMn)
- silikomangan (SiMn)
- ferrosilikomangan (FeSiMn)
- silisiummetall (SiMet)

Produksjon av silisiummetall regnes til ferrolegeringsindustrien, selv om produktet kan betegnes som et material-produkt. Silisiummetall og ferrosilisium produseres ofte av samme konsern. Det produseres også mindre mengder ferrokrom og ferrovanadium i Norge, samt en rekke spesialprodukter og spesiallegeringer. Ferrosilisium er det største enkeltproduktet fra denne sektoren og utgjorde 45 prosent av samlet norsk ferrolegeringsproduksjon (utenom SiMet) på 1 062 millioner tonn i 1995.

Det meste av produksjonen går til eksport. Av en samlet ferrolegeringseksport på 5202 millioner NOK i 1996, utgjorde ferrosilisium 46 prosent, mens ferromangan og ferrokrom sto for 28 prosent. I tillegg utgjorde eksporten av silisiummetall 1026 millioner NOK.

Norge er verdens nest største produsent av ferrosilisium, med omlag 15 prosent av produksjonen i den vestlige verden. Norge er en av verdens ledende produsenter av silisiummetall og den nest største produsenten av manganlegeringer. Elkem er en ledende produsent på verdensbasis av både FeSi og SiMet, med produksjon i Norge, USA og Canada. Fesil har all sin produksjon i Norge, men vurderer produksjonsmuligheter i Venezuela. På grunn av den høye eksportandelen av norsk produksjon, er norsk ferrolegeringseksport betydelig i verdensmarkedet. Nye produsenter i blant annet Sørøst-Asia og Latin-Amerika har, sammen med økt eksport fra Øst-Europa, bidratt til skjerpet konkurranse innenfor mange ferrolegeringer.

Markedet for ferrosilisium, ferromangan og ferrokrom er i hovedsak jern- og stålindustrien. Fra og med midten av 1970-tallet har hovedtrenden vært at stålproduksjonen i de tradisjonelle industrilandene har stagnert og til dels falt. Økonomien i modne industriland blir mindre stålintensiv. På verdensbasis øker stålproduksjonen da det skjer en betydelig vekst i u-land. Det internasjonale jern- og stålindustri IISI anslår at stålforbruket på verdensbasis vil øke mot år 2000. For Vest-Europa, som er det dominerende markedet for norsk ferrolegeringsindustri, forventes forbruket å gå ned med om lag 8 prosent for perioden 1995-2000 samlet. For rustfritt stål forventes en fortsatt økning av forbruket, også i Vest-Europa. Dette er et viktig marked for ferrokrom og noe ferrosilisium går også hit.

Silisiummetall har et annet anvendelsesområde enn andre produkter fra ferroindustrien. De største avtakere er aluminiumsindustri, kjemisk industri og elektron-

ikk. Markedet for silisiummetall har vist en klart voksende tendens på 1990-tallet. Denne veksttendensen forventes å fortsette i tiden framover, med en større vekst i kjemiske anvendelser enn metallurgiske. Det er en klar tendens til at produsenter konverterer hele eller deler av sin produksjonskapasitet fra ferrosilisium til silisiummetall. Dette kan også være aktuelt for norske produsenter. Målt i forhold til bearbeidingsverdi og andre kostnader, er produksjon av silisiummetall noe mindre kraftintensiv enn ferrosilisium.

For en rekke av ferrolegeringsproduktene har Norge et handelspolitisk fortrinn i EU-markedet sammenlignet andre ikke-medlemmer. EU har i dag toll og flere dumping-tiltak rettet mot andre konkurrentland enn Norge. Noe av denne beskyttelsen må forventes å bli redusert de nærmeste årene, med en tilsvarende økning av konkurranseeksponeringen for norske leverandører.

Treforedling

Den delen av norsk treforedlingsindustri som ligger innenfor Statistisk sentralbyrås definisjon av høyt kraftforbruk besto av 39 bedrifter med rundt 6 900 ansatte i 1995. Bearbeidingsverdien var på 5, 8 milliarder kroner.

Treforedlingsindustrien er nært knyttet til tradisjonell skogsdrift og trelastindustri, men også til kjemisk industri. Papir og papp utgjør den største delen av norsk treforedlingsindustri. I 1995 utgjorde denne delen om lag 63 prosent av bruttoproduksjonsverdien til næringen. Den viktigste råvaren er papirmasse, både mekanisk masse og cellulose, som står for omlag en fjerdedel av bruttoproduksjonsverdien. Treforedlingsindustrien omfatter i tillegg en rekke mindre bedrifter som produserer varer av papir og papp. Disse er likevel ikke innenfor den kraftintensive delen av treforedlingsindustrien og er derfor ikke inkludert i ovennevnte samletall.

Tilgang, kvalitet og pris på trevirke er sentrale faktorer for treforedlingsindustriens konkurransesituasjon. Internasjonalt har bruk av returpapir som innsatsvare i produksjonen fått stor utbredelse, men anvendelsen av dette i Norge er begrenset.

Treforedlingsindustrien består av både små og store bedrifter, og er lokalisert i Sør-Norge. Det har skjedd en betydelig restrukturering av bransjen, med resultat at den nå domineres av et fåtall større aktører. Det har vært en utvikling mot stadig større integrerte produksjonsanlegg for både papir/papp og masse/cellulose. Norske Skogindustrier er det største konsernet. Norske Skog er en ledende produsent på verdensbasis og i Europa av trykkipapir. Konsernet har papirproduksjon i Norge, Frankrike og Østerrike. Andre produktområder er masse og byggvarer. Andre større norske produsenter er Peterson og Borregaard (Orkla).

Norsk treforedlingsindustri er sterkt eksportrettet, med en eksportandel på om lag 80 prosent. *Markedet* for treforedlingseksporten er i hovedsak Vest-Europa utenfor Norden. Hovedtyngden av eksporten er papir og papp, med avis-papir som det viktigste enkeltproduktet. En stor del av papirmassen som produseres i Norge anvendes innenlands, men noe går til eksport. Forbruket av trykkipapir er nært knyttet til den generelle økonomiske utviklingen. Papiretterspørselen har steget kraftig i Vest-Europa på 1980- og 1990-tallet, med en foreløpig topp rundt 1995. Fra industrien forventes at verdensmarkedet for trykkipapir på lengre sikt vil øke med 2-3 prosent per år. Pira International har anslått en forbruksvekst i EU-området for papir og kartong på gjennomsnittlig 1,5 prosent per år fram mot 2006. På verdensbasis anslår de veksten til 3,9 i gjennomsnitt per år i samme periode.

Kjemiske råvarer

Kjemiske råvarer er en relativt heterogen næringsgruppe både med hensyn til størrelse, energibruk, markeder, konkurranseforhold og miljøutslipp. Det meste av produksjonen er kapital- og energiintensiv. Bruk av automatiserte systemer bidrar til relativt lav sysselsettingsandel. I alt omfattet næringsgruppen 65 bedrifter med 8439 ansatte i 1995. De fleste av produktene leveres som innsatsvarer til industri og

annen næringsvirksomhet. Størsteparten av produktene selges i nisjemarkeder. Eksportandelen er stor, for mange bedrifter opp mot 100 prosent. Nedenfor omtales kort noen enkeltsektorer innenfor kjemiske råvarer hvor hele eller deler av produksjonen er energiintensiv.

Petrokjemisk industri produserer plastråstoffer og innsatsvarer til disse. Viktige produkter er termoplastene PVC, PEL, PEH og PP og mellomproduktet VCM. Råstoff er våtgass fra olje- og gassproduksjon eller biprodukter fra oljeraffinering. På landsbasis produseres disse produktene hovedsakelig av Norsk Hydro og Statoil. I Grenlands-området er det en betydelig produksjon av petrokjemiske produkter. Her sysselsetter næringen i overkant av 900. Industrien er sterkt eksportrettet og konkurranseutsatt.

Karbidindustrien i Norge består av fire bedrifter med til sammen 815 ansatte. Bedriftene er lokalisert i Arendal, Lillesand, Orkanger og Odda. Tre av bedriftene produserer silisiumkarbid, mens en produserer kalsiumkarbid. Produksjonen er energiintensiv. Silisiumkarbid anvendes blant annet som slipemiddel og ildfast materiale. Kalsiumkarbid brukes blant annet til acetylen for skjæring og brenning og til avsvovling i stål- og støperiindustrien. Karbidindustrien er en internasjonal bransje med sterk konkurranse. I mange anvendelser har karbider blitt erstattet av andre stoffer, og det har skjedd en avskalling av karbidproduksjonen i mange industriland. Markedet for silisiumkarbid har tradisjonelt fulgt utviklingen i jern- og stålindustrien.

Kunstgjødselindustrien i Norge består av ett konsern, Norsk Hydro, med fabrikker i Porsgrunn og Glomfjord. Kunstgjødselproduksjon som helhet er vesentlig mindre kraftintensiv enn flere andre sektorer i denne oversikten. Den mest energiintensive delen av gjødselindustrien er knyttet til produksjon av ammoniakk som er en innsatsfaktor i gjødselproduksjonen. Norsk Hydro produserte tidligere ammoniakk i Glomfjord, men har nå ammoniakkproduksjon kun ved anlegget i Porsgrunn. Dette anlegget er ikke basert på statskraftkontrakter. De to bedriftene som produserer gjødsel importerer også en betydelig andel ammoniakk. Eksportandelen til norsk gjødselproduksjon er rundt 85 prosent.

20.3 OPPSUMMERING - UTSIKTER

Den kraftkrevende industri og treforedling utgjør en viktig del av norsk industri og næringsliv i dag. Disse næringene har størst betydning gjennom en stor andel av norsk fastlandseksport og har mindre betydning som andel av samlet sysselsetting. På en rekke ensidige industristeder i distriktene har bedriftene stor betydning. De siste 25 årene har disse bedriftenes *andel* av BNP og verdiskaping i fastlandsindustrien gått noe ned. Den absolutte produksjon og verdiskaping har likevel økt betydelig i denne perioden.

I forhold til miljøet reiser disse næringene spesielle problemstillinger gjennom høyt energiforbruk og betydelige prosessutslipp. Rundt 15 prosent av norske CO₂-utslipp kommer fra disse næringene. Samtidig baserer de seg på en ren energiform, vannkraft. Bedriftene har også iverksatt tiltak som har redusert klimautslipp. Sammenlignet med mange konkurrerende bedrifter i andre land, kommer disse næringene i Norge gunstig ut miljømessig. Andre konkurrentland har imidlertid også produksjon basert på kraft uten CO₂-utslipp, enten dette er vannkraft eller kjernekraft.

I tiden framover står den kraftkrevende industri og treforedling overfor betydelige utfordringer både i et norsk perspektiv og globalt. Det gjelder utviklingen i de ulike produktmarkedene, men ikke minst gjelder det de miljømessige og politiske

rammer. Markedene vil også påvirkes av endringer i de politiske rammebetingelser, enten det gjelder miljøreguleringer, avgifter eller kraftbetingelser.

Etterspørselen etter de fleste produktene fra norsk kraftkrevende industri forventes som hovedtendens å øke på verdensbasis det neste tiåret, selv om de nærmere bevegelser i markedene på kort og mellomlang sikt er vanskelig å forutsi. Forbruket av aluminium, silisiummetall, papir og flere kjemiske råvarer forventes å vokse også i Vest-Europa og den øvrige vestlige verden. Forbruket av gjødsel i Vest-Europa kan gå noe ned, men vil øke på verdensbasis. Jern- og stålproduksjon generelt viser en avtakende tendens i industrilandene i Vest-Europa, selv om produksjonen fortsatt vil være betydelig. Utviklingen kan føre til redusert etterspørsel etter flere ferrolegeringsprodukter. Produksjon av rustfritt stål kan øke. For de fleste produkter er ikke etterspørselsutsiktene alene noe hinder for ekspansjon.

I mange langsiktige markedsprognoser er det så langt ikke tatt hensyn til mulige virkninger av Kyoto-avtalen. Implementering av denne avtalen i ulike deler av verden kan føre til økte produktpriser for noen kraftintensive produkter. Dette gjelder særlig der hvor en stor del av verdensproduksjonen skjer i OECD-området. På sikt vil imidlertid avtalen kunne gi redusert etterspørsel etter noen produkter fra kraftintensiv industri.

Konkurransen i de fleste aktuelle markedene har økt de senere år. Det er etablert produksjon i land utenfor Vest-Europa med lavere generelt kostnadsnivå. Noen næringer har møtt konkurransen gjennom spesialisering (deler av ferrolegeringsindustrien) eller omstrukturering (treforedling). For de aller fleste av disse bedriftene er kraftpris sentralt for deres konkurransevne. Betydningen av disse faktorer vil forsterkes hvis handelshindringer i enda større grad enn i dag bygges ned overfor konkurrentland i EU-markedet.

Utsiktene for den kraftintensive industrien i Norge vil i betydelig grad påvirkes av de *politiske og miljømessige rammer* som utvikles på nasjonalt og globalt plan. Oppfølgingen av Kyotoprotokollen vil legge viktige rammer for den kraftintensive industri. Klimaspørsmålet berører både industriens energibruk og produksjonsprosessene, men også spørsmål knyttet til nivå på framtidig virksomhet og lokalisering av denne. De nasjonale tiltakene vil være av betydning for virksomheten i Norge. Klimaproblemet er imidlertid globalt og Kyotoprotokollen innfører internasjonale forpliktelser. Klimatiltak er derfor en utfordring for disse næringer internasjonalt og vil være en faktor som vil påvirke markeder og konkurranseforhold.

Kyotoprotokollen innebærer at industrilandene samlet skal redusere sine klimagassutslipp med 5 prosent i forhold til 1990-nivå. Under klima-avtalen kan Norge likevel øke sine klima-utslipp med 1 prosent ut fra 1990-nivå innen år 2010. Dette er en utfordring for mange sektorer i Norge. CO₂ utgjør rundt 70 prosent av de norske utslipp av klimagasser. Utslipp fra industrielle prosesser utgjør om lag 18 prosent av de samlede norske CO₂-utslipp, hvorav kraftkrevende industri står for hovedparten. En betydelig andel av prosessutslippene kommer fra metall- og karbidindustrien.

Klimaproblemet ble for alvor satt på den internasjonale dagsorden gjennom Klimakonvensjonen fra Rio i 1992. Noen tiltak for å møte problemene med klimagasser er allerede gjennomført i Norge. I forhold til kraftintensiv industri er avtalen om reduserte klimautslipp mellom Miljøverndepartementet og aluminiumsindustrien fra 1997 et viktig eksempel, selv om den i hovedsak dekker PFK og ikke CO₂.

Kyotoprotokollen innebærer en utdyping og konkretisering av forpliktelsene for alle land som tilslutter seg dette regimet. Dette betyr at alle deltakende land må iverksette oppfølgingstiltak. For de kraftintensive bedrifter i Norge blir norske myndigheters valg av virkemidler av stor betydning. I dag er bl.a. kull og koks som anvendes i industrielle prosesser innenfor kraftintensive næringer fritatt fra den

gjeldende CO₂-avgift. Dette er det aktuelt å endre. Grønn skattekommisjon (NOU 1996:9) vurderte virkninger av eventuelle CO₂- og SO₂-avgifter for ulike næringer. Vurderingen her var at utvidete avgifter isolert sett kan føre til at de minst lønnsomme bedrifter innen ferrolegerings- og karbidindustrien kan bli nedlagt. Problemstillingen forsterkes hvis det samtidig blir aktuelt med økte kraftpriser. Industrien mener framtidige investeringsbeslutninger i stor grad vil påvirkes av de framtidige rammebetingelser på klimaområdet. Dette må regnes å gjelde både rammer i Norge og i forhold til forventninger om rammebetingelser i andre land. Regjeringen la i april 1998 lagt fram stortingsmeldinger om norsk oppfølging av Kyotoprotokollen og bruk av grønne skatter. Det er her foreslått en CO₂-avgift som blant annet vil dekke den kraftkrevende industri, men med en kompensasjonsordning for innsatsvarer som brukes som reduksjonsmiddel og råvare i produksjonen.

Tiltak fra myndighetens side for å få ned utslipp av klimagasser vil være en drivkraft for teknologiutvikling innenfor den kraftkrevende industri. For en konkurranseutsatt industri vil teknologiutvikling et stykke på vei gi incitament for å øke energieffektiviteten. Klimaproblematikken og tilknyttede offentlige tiltak vil i stor grad forsterke dette. Innen ferrolegeringsindustrien vil for eksempel arbeid for økt anvendelse av biomateriale (treull) som reduksjonsmateriale til erstatning for kull og koks bli mer aktuelt.

I tillegg til oppfølging av Kyotoprotokollen, vil spørsmålet om de framtidige kraftbetingelser være viktig når det gjelder disse næringene i Norge. Regjeringen har lagt opp til at industriens framtidige kraftvilkår skal avklares i god tid før eksisterende statskraftkontrakter løper ut. Av overordnede spørsmål som vil måtte vurderes i forhold til et nytt industrikraftregime er blant annet en strammere kraftbalanse i Norge, en høyere alternativverdi på kraften gjennom dagens energimarkeder, bestemmelser i EØS-avtalen og en generell utvikling med mer næringsnøytrale virkemidler i næringspolitikken. Kyotoprotokollen vil også være en faktor i vurderingen av industrikraftregimet. Samtidig betyr mange av de kraftintensive bedriftene fortsatt mye som hjørnesteinsbedrifter i lokalsamfunn i distriktene. De konkurrerer også i internasjonale markeder hvor mange konkurrenter i andre land har gunstige kraftvilkår.

Generelt vil industrien ha gode muligheter til å få bedre betingelser enn andre kundegrupper. Industrien har lang brukstid, store kraftvolumer og tar ut kraften på høyt spenningsnivå. Videre er mange av bedriftene lokalisert nær kraftverkene. Industrien har også muligheter for fleksibilitet i kraftforbruket.

Del V
Energitilgang

KAPITTEL 21

Vannbåren varme**21.1 INNLEDNING**

Energiutvalget har som mandat blant annet å utrede tiltak for å legge om til mindre bruk av el til oppvarming. Det er mange muligheter for å kunne benytte andre energiformer enn elektrisk energi. Tradisjonell oljefyring og vedfyring er åpenbart mulige løsninger. Bruk av bygningsmaterialer som gir lave energitap ved oppvarming er en annen mulighet. En renslig, effektiv, velutpøvd og behagelig oppvarmingsmetode er imidlertid vannbåren varme. Det viser seg at utnyttelsen av en rekke energikilder og energiteknologier strander blant annet på at vi i mange år i liten grad har lagt til rette for vannbåren varme i nye bygg. Økt bruk av vannbåren varme forutsetter utvikling av konkurransedyktige former for bioenergi, varmepumper, solenergi, geotermisk energi, og kanskje stirlingaggregater, jf. kapitlene 23 og 25. Vannbårne varmesystemer i bygninger er også en forutsetning for å benytte fjernvarme basert på ulike energikilder, jf. kapittel 29. Med vannbåren varme menes varme i overførbar form som varmt vann. I de fleste tilfeller leveres vannbåren varme i dag fra oljekjeler, elkjeler, biokjeler eller varmepumper. Varmekildene kan være lokale i de enkelte bygg, eller varmesentraler i fjernvarmeanlegg.

Energi i form av varme forefinnes blant annet som spillenergi fra industriprosesser i smelteverk, petrokjemisk industri med mer. Noe spillvarme med høy temperatur utnyttes til kraftproduksjon, som for eksempel ved Tinfos Jernverk i Vennesla, ved Saugbruksforeningen i Halden og fra avfallsforbrenning på Klemetsrud i Oslo. Det aller meste av spillvarmen fra industri har imidlertid lav temperatur og ligger ofte langt fra befolkningssentra. Spillvarme blir derfor benyttet, i den grad den benyttes, til næringer med store lavtemperatur energibehov som akvakulturanlegg, gartnerier med mer.

Når avstand fra spillvarmekilden til befolkningssentra ikke blir for stor kan spillvarme utnyttes i fjernvarmeanlegg. Eksempler på slike er Lilleby Smelteverk i Trondheim som leveres til Trondheim Energiverks fjernvarmenett og overskuddsvarme fra Mo Industripark som Helgeland Kraftlag distribuerer i et fjernvarmenett i Mo i Rana.

Dette kapitlet oppsummerer utviklingen i Norge i bruken av vannbåren varme. Det gis noen sammenligninger med andre land. Det er lagt vekt på å presentere kostnadene ved vannbåren varme. Dette omfatter både nødvendige anlegg av ulike typer innomhus og kostnadene ved varmeanlegg og energikilder. Kostnadene varierer mellom ulike typer bygg. Det blir skilt mellom småhus (eneboliger, tomannsboliger), blokker og næringsbygg. Investeringskostnadene er høyere ved installasjon av vannbåren varme i eksisterende bygg enn i nye bygg. Årsaken ligger blant annet i at det ikke er tilrettelagt for distribusjonsveier for alternativ varmforsyning, og at man i ettertid er avskåret fra å tilpasse bygningskroppen.

Med dagens elpriser synes ikke vannbåren varme å være lønnsomt hverken i nye eller i eksisterende boligbygg. Det er først og fremst høye investeringskostnader ved installering av tradisjonell vannbåren varme som reduserer lønnsomheten i forhold til elektrisk oppvarming, og spesielt investeringene til varmesentralen (biokjel, varmepumpe med videre). I noen grad vises ikke de reelle kostnadene for elektrisk oppvarming, fordi elforsyningen strukturelt er bygget opp slik at en ved å velge elektrisk oppvarming ikke belastes de reelle tilknytningskostnadene, som i stedet fordeles blant alle nettkundene i området.

Inntjening av merinvesteringen ved vannbårne systemer vil først komme over tid, og er knyttet til lavere energipriser på varmekilden. Et annet forhold som påvirker lønnsomheten ved investeringer i vannbårne varmeanlegg er at energiforbruket til oppvarming er relativt lavt i nye bygg i forhold til i eldre bygg. Jo bedre isolerte hus vi får, jo mindre lønnsomt blir det med oppvarming basert på vannbåren varme. Dette fordi de høyere investeringskostnadene blir å fordele på et lavere energiforbruk.

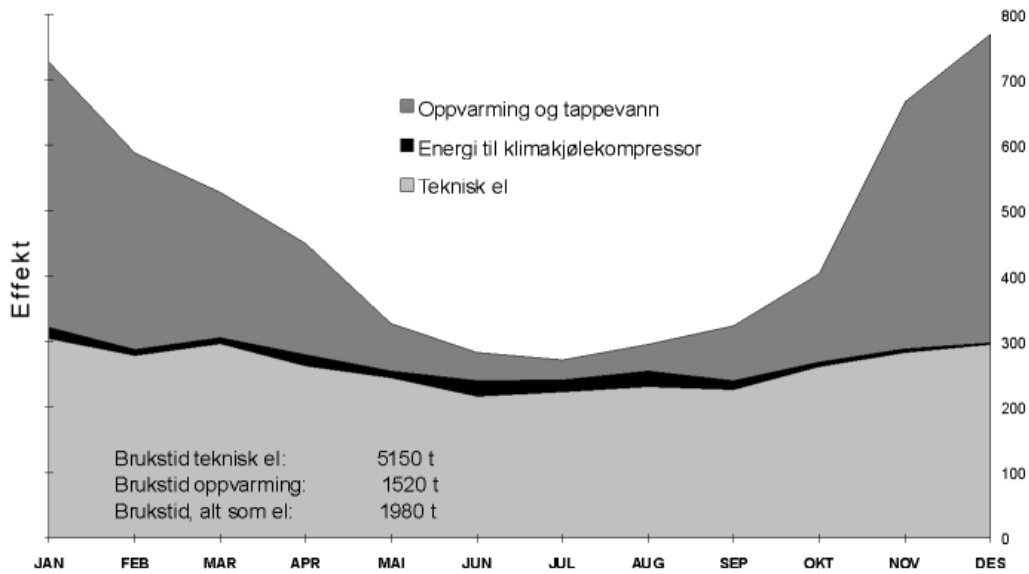
21.2 ENERGIBRUK I BYGNINGER

Energibruk i bygninger kan deles på to hovedformål:

- Termiske formål (oppvarming, tappevann)
- Tekniske formål (lys, utstyr)

Det stilles ulike krav til energikvalitet for ulike formål. Tekniske formål krever energi i form av elektrisitet, mens en for termiske formål kun har behov for varme med en viss temperatur. Det er stor sesongvariasjon i bruk av energi både for boliger og næringsbygg. Dette skyldes spesielt oppvarmingsbehovet vinterstid i Norge. Figur 21.1 om energibehov i næringsbygg illustrerer dette.

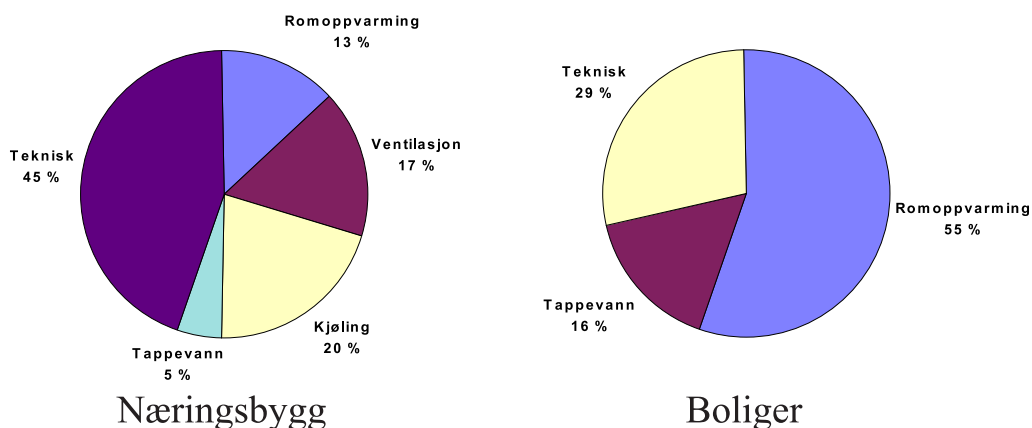
Mens bruk av energi i *næringsbygg* til tekniske formål er relativt jevnt fordelt over året, er energibruk for termiske formål svært varierende, jf. figur 21.1. Investeringene i energisystemer bestemmes av hvor stor effekt de dimensjoneres for. Effektbehovet vil være avgjørende for hvilke ledningstverrsnitt og transformator- og kraftstasjonsstørrelser strømmettet må ha for å levere mange nok kW eller hvor stor varmepumpen må være for å kunne levere nok varmeeffekt til oppvarming. Forholdet mellom effektbehovene til teknisk og termisk energi beskrives ved deres respektive høyde på y-aksen i figur 21.1. Arealet under kurvene angir energimengden ($\text{kW} \times \text{h(our)} = \text{kWh}$). For elektrisitet benyttes spesielt uttrykket «brukstid» for forholdet mellom energibruk og effektbehov. Brukstiden er energibehovet i kWh delt på maksimalt effektbehov i kalenderåret (målt over en klokke-time). Brukstiden gir derfor uttrykk for hvor mange timer det ville ta «å bruke opp» hele årsforbruket av el med maksimalt effektuttak. I de tilfeller der elektrisitetstariffene inneholder effektledd - som for større brukere og næringslivet - vil elforbruk med kort brukstid falle dyrere for brukeren enn elforbruk med lang brukstid.



Figur 21.1 Sesongvariasjoner i teknisk og termisk energibehov i næringsbygg. kW

Kilde: Energiselskapet Asker og Bærum AS (EAB)

Figur 21.2 viser energiforbruket fordelt på ulike bruksområder for næringsbygg og boliger. Energi til oppvarming og tappevann utgjør til sammen 71 prosent av det samlede energiforbruket i boliger. Forbruksmønsteret er et helt annet for næringsbygg som har et stort behov for energi til tekniske formål, kjøling og ventilasjon. For næringsbygg går derfor en langt mindre del av energien til romoppvarming og tappevann.



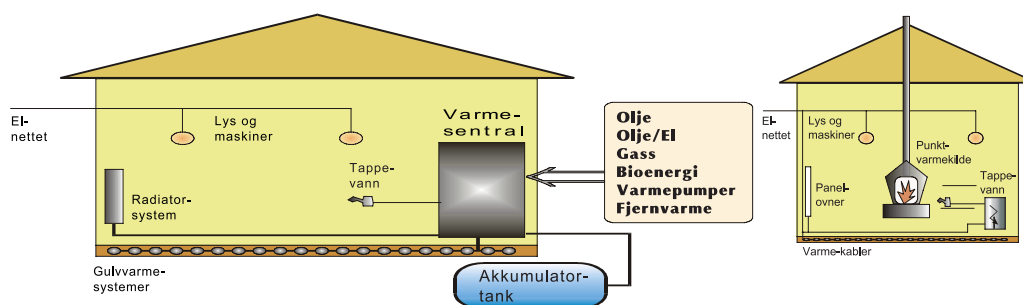
Figur 21.2 Fordeling av energiforbruk på bruksområder, næringsbygg og boliger

Kilde: T.H. Dokka Norsk VVS 11-97 og EnFO publ 60-95.

21.3 OPPVARMINGSSYSTEMER I BYGNINGER

Historisk utvikling

Oppvarming av boliger og næringsbygg har de siste 25 årene vært dominert av direkte elektrisk oppvarming. Det har også vært vanlig med punktvarmekilder som parafin- og oljekaminer samt vedfyring. Vannbårne varmesystemer eller sentralfyringsanlegg for alt fra eneboliger til store næringsbygg ble installert inntil tilgjengelighet og pris på elektrisitet utkonkurrerte slike systemer på det norske markedet på 60-tallet. Utbygging av norsk vannkraft medførte god tilgjengelighet og lav pris på elektrisitet, som sammen med gode bruksegenskaper og gode produkter utkonkurrerte andre oppvarmingsformer i stor grad. Dette illustreres ved statistikk over oppvarmingskilde i nybygde leiligheter, se figur 21.3.



Figur 21.3 Oppvarmingsystemer i nye leiligheter.

Kilde: Statistisk sentralbyrå (SSB)

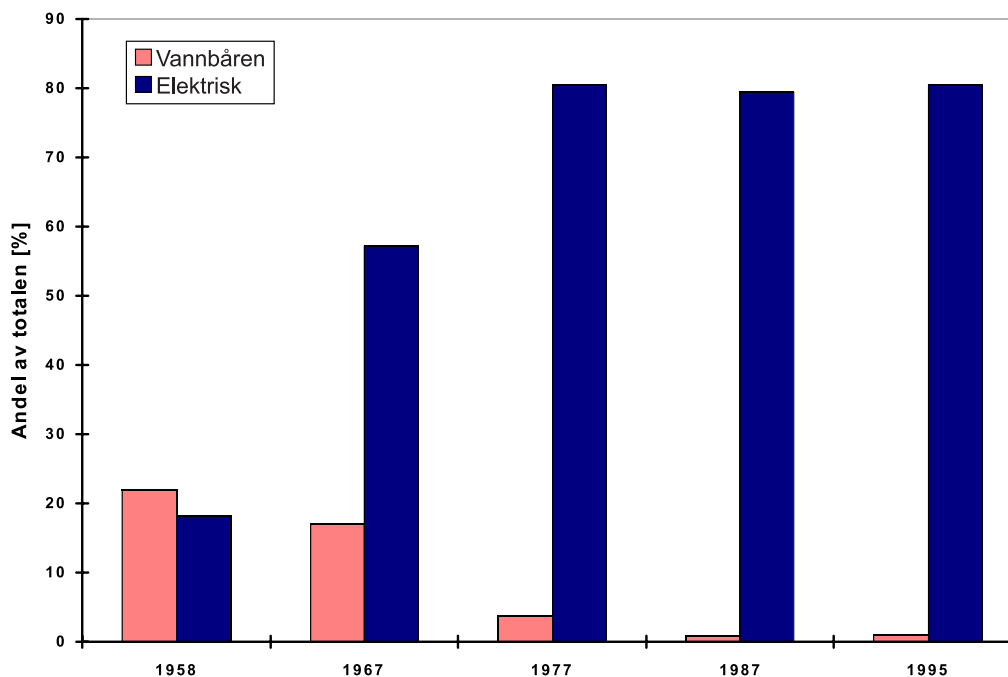
Bruk av vannbasert oppvarming i Norge og Norden

Direkte elektrisk oppvarming er til en stor grad et særnorsk fenomen som skyldes de naturgitte forutsetningene i Norge for vannkraftutbygging. Andre land med noen grad av direkte elektrisk oppvarming er Canada, Frankrike og Sverige.

Sverige fikk mye direkte eloppvarming fra 1972 til begynnelsen av 1980-årene da kjernekraften i Sverige var i en oppbyggingsperiode. I 1990-årene kom direkte el sterkt igjen i Sverige, og hadde en markedsandel i ferdighus på opp mot 90 prosent frem til beslutningen i 1997 om å begynne kjernekraftavviklingen.

Prisen for elektrisitet per kWh i Norge og Sverige er nokså lik, og forklarer ikke hvorfor Norge har så mye direkte elektrisk oppvarming i forhold til Sverige. Årsaken til den ulike utviklingen kan delvis ligge i boligmønsteret. Norge har mer frittstående hus og svenskene mer leiligheter. I tillegg har det i Sverige vært differensierte tilknytningsavgifter for elektrisitet til teknisk formål og oppvarmingsformål, samt at de har hatt et større innslag av tidsvariable strømtariffer. Valg av oppvarmingsystem har dessuten blitt styrt gjennom direkte reguleringer og lånevilkårene i boligfinansieringen. Offentlige finansieringsordninger og eierformer har en større dominans i Sverige enn i Norge.

Figur 21.4 viser fordelingen av oppvarming på energikilder i de nordiske landene. Norge utmerker seg ved en andel på 68 prosent til oppvarming, mens de øvrige nordiske land har en tilsvarende dominans av vannbaserte varmesystemer idet fjernvarmedekningen samt store deler av olje- og gassforbruket skjer i vannbårne varmesystemer i bygningene. I Norge oppfattes ofte vannbårne varmesystemer som gammeldagse og passé. Dette er ikke tilfellet i de andre nordiske land.



Figur 21.4 Energikilder for oppvarming i Norden.

Kilde: Nordvärme

Betydning av energifleksibilitet

Direkte elektriske oppvarmingssystemer gir ingen fleksibilitet for brukeren med hensyn på valg av energikilde. Oppvarmingen må foregå med elektrisitet produsert på en eller annen måte. Direkte elektriske oppvarmingssystemer gir heller ingen mulighet for lagring av energi utover det som kan lagres i bygningskroppen.

Punktvarmekilder gir til en viss grad fleksibilitet med hensyn på energikilde, særlig der hvor en har kombinasjon mellom olje/parafin og vedfyring. Det er sjelden punktvarmekilder tilfredsstillende komfortkravene, slik at de ofte suppleres med elektrisk oppvarming. Luft/luft varmepumper, som i antall i dag er den dominerende varmepumpetypen internasjonalt, er også å regne som en punktvarmekilde.

Vannbårne varmeanlegg eller sentralvarmeanlegg gir en helt annen mulighet for fleksibilitet ved at distribusjonssystemet i huset og vannet i varmerørene, er det samme uansett hvilken energikilde som benyttes. Kostnadene ved å få tilgang til flere energibærere eller ved å velge energikilde etter pris og tilgjengelighet er derfor tilstede. Vann har dessuten stor varmekapasitet og er egnet for energilagring. Slik lagring er vanlig i land hvor det er forskjell i tilgjengelighet og pris på energi natt og dag. Vannbårne varmesystemer kan benytte lavkvalitet (lavtemperatur) energi, og er normalt en forutsetning for å utnytte spillvarme, varmepumper etc.

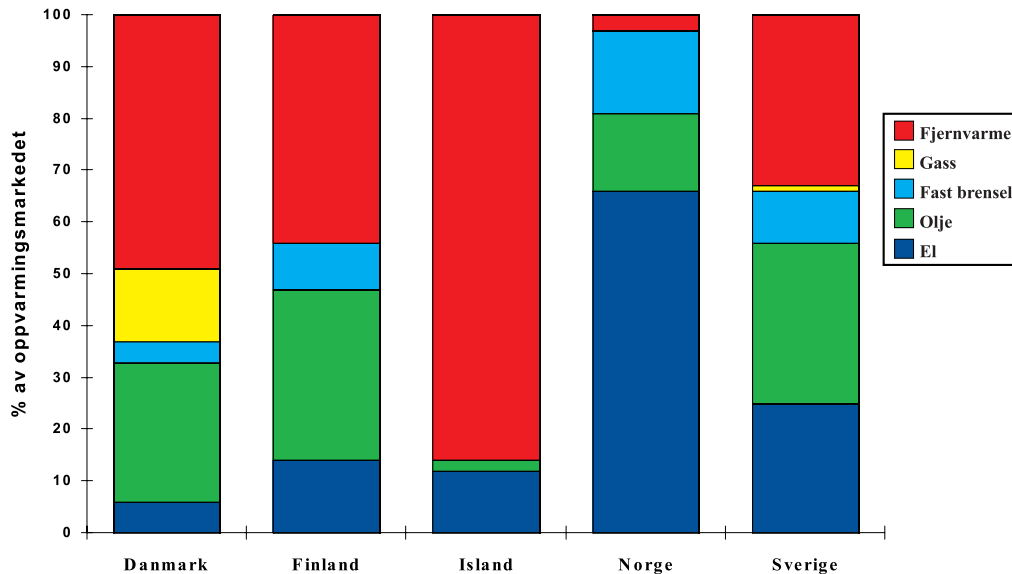
21.4 GENERELT OM ULIKE OPPVARMINGSSYSTEMER

Når det gjelder oppvarming av bygninger er det ulike måter å fordele varme på, og av disse er følgende beskrevet nærmere:

- Helelektrisk oppvarming (panelovner, gulvvarme basert på elektrisitet, elektriske varmbatterier for ventilasjon)
- Vannbasert oppvarming (radiatorsystemer, vannbasert gulvvarme, vannbaserte

- varmebatterier for ventilasjon)
- Punktvarmekilder (kaminer, frittstående ovner)

I figur 21.5 er ulike oppvarmingssystemer illustrert.



Figur 21.5 Illustrasjon av ulike oppvarmingssystemer.

Kilde: Energiforsyningens Fellesorganisasjon (EnFO)

En økonomisk sammenlikning av de forskjellige oppvarmingssystemene mot hverandre må omfatte kostnader for:

- Varmedistribusjon i bygget (panelovner, elektriske kurser, radiatorer, fordelingsrør, gulvvarme m.m.)
- Varmesentral (oljekjel, biokjel, varmepumpe m.m.), samt fordelingsstokker, reguleringssystemer, elektriske stigeledninger m.m.
- Brensel (olje, pellets, elektrisitet eller lignende)
- Drift, vedlikehold og tilsyn

For næringsbygg, vil brukstiden (se definisjon avsnitt 21.2) påvirke den gjennomsnittlige elektrisitetsprisen i betydelig grad. Dersom en bruker elektrisitet bare til teknisk bruk (belysning, teknisk utstyr og lignende) vil effektbehovet være relativt konstant, noe som gir lang brukstid. Lang brukstid for det elektriske forbruket vil gi en forholdsvis lav elpris i forhold til om brukstiden er kort. Benyttes derimot elektrisitet også til oppvarming vil det være stor variasjon i effektbehovet over året, og derved gi en vesentlig kortere brukstid. For husholdninger vil ikke dette gi seg utslag i prisen på elektrisitet da det kun er en ren energipris som tilbys disse kundene.

Foruten investerings- og driftskostnader knyttet til selve varmeanlegget, vil varmebehovet være avgjørende for de løpende kostnader ved oppvarming. Byggeforskriftene fra juli 1997 stiller strengere krav til energibruk i bygninger enn tidligere, slik at nye bygg ventes å få vesentlig lavere energibehov enn eksisterende.

De ulike kostnadsberegningene i det følgende bygger på en del forutsetninger som er gjengitt i tabell 21.1 nedenfor.

Tabellen viser de priser på de forskjellige energibærerne slik de er benyttet i de etterfølgende prissammenlikningene. Disse reflekterer prisnivået i Oslo-området vinteren 1997/98. For elektrisitet og olje hvor prisene svinger mye, og hvor de reelle priser er vanskelige å finne på grunn av uoversiktlige rabattavtaler, er det forsøkt å benytte «normalår»-priser.

Tabell 21.1: Prisforutsetninger for kostnadsberegningene.

	Energipris kr/kWh ¹)
Bio, næring	0,20
El, utkoblbar	0,27
Olje, næring	0,28
El, fast, næring, teknisk el	0,34
Olje, enebolig	0,35
Fjernvarme, næring	0,36
Bio, enebolig	0,38
Fjernvarme, enebolig	0,38
El, fast, bolig	0,38
El, fast, næring, kun el	0,41

¹ For elektrisitet inklusive overføring og forbruksavgift. Omregning til kr/kWh for andre brensler er eksklusive virkningsgrader (GP = 100 prosent).

Kilde: EAB, EnFO

Bygningskategoriene i det etterfølgende er småhus, blokker og næringsbygg. Ulike forutsetninger om blant annet størrelse og energibehov er gitt i tabell 21.2 nedenfor.

Småhus omfatter eneboliger og tomannsboliger. Næringsbygg er kontor- og forretningsbygg, samtidig som kostnadene for varmekilde og kostnadene ellers i varmesentralen også vil være representativ for boligblokker. Kostnadene for varmesystemet, panelovner eller radiatorer, i boligblokker er langt høyere enn i næringsbygg, men totalkostnadene blir nokså like når kostnadene til ventilasjonsanlegg trekkes inn. Teknisk forbruk av energi er langt høyere i næringsbygg enn i blokker.

For nybygg er energibehovet til oppvarming det samme i boligblokker og næringsbygg, med litt forskjellig fordeling mellom oppvarming og tappevann.

Tabell 21.2: Generelle forutsetninger

	Småhus		Blokk		Næringsbygg	
	Nye bygg	Rehab.	Nye bygg	Rehab.	Nye bygg	Rehab.
Generelt:						
Beliggenhet (klima)*):	Oslo		Oslo		Oslo	
Areal (m ² per enhet):	160		5000		5000	
Energibehov:						
Oppvarming (kWh/m ²)	70	140	55	80	70	170
Tappevann (kWh/m ²)	25	45	25	50	10	15

Tabell 21.2: Generelle forutsetninger

Lys/utstyr (kWh/m ²)	50	50	50	50	150	170
Økonomiske forutsetninger:						
Avskrivningstid	20 år		20 år		20 år	
Kalkulasjonsrente	7 %		7 %		7 %	

*) Korreksjonsfaktorer for energibehov (referanse Oslo (100 %): Karasjok (160 %), Tromsø (120 %), Trondheim (110 %), Bergen (120 %), Stavanger (80 %), Røros (140 %).

Kilde: EAB, EnFO

21.5 DISTRIBUTJONSSYSTEMER FOR VARME

For vannbårne oppvarmingssystemer er det hensiktsmessig å skille mellom investeringer i distribusjonsanlegg og varmesentral. Tabell 21.3 viser kostnadene for varmedistribusjonssystemet utenfor varmesentralen, mens de totale distribusjonskostnadene for de forskjellige systemene først fremkommer når kostnadene til varmesentralen også trekkes inn. For el utgjør kostnadene i tabellen totalkostnadene ved investeringer i oppvarmingssystemet. For panelovner er det ikke snakk om varmesentral i tradisjonell forstand, men kostnader for flere strømkurser, større sikringer og sikringsskap er inkludert i kostnadene for de elektriske varmesystemene. For de andre systemene er varmesentralkostnadene angitt i senere avsnitt.

Tabell 21.3: Investeringskostnader for ulike typer varmedistribusjonsanlegg

Oppvarmingssystem	Kostnad kr/m ²					
	Småhus		Blokk		Næringsbygg	
	Ny	Rehab.	Ny	Rehab.	Ny	Rehab.
Panelovn m/termostat	110-150	140-190	90-130	120-160	60-80	80-100
Panelovn m/sentr.reg	160-200	190-230	140-180	170-210	90-110	120-140
Gulvvarme, elektrisitet	400-500	500-1000	500-600	800-1000	500-600	800-1000
Radiator / konvektor	200-400	250-450	160-300	210-350	120-200	170-250
Gulvvarme, vannbasert	200-370	430-550	300-420	480-600	300-420	480-600
Ventilasjonsoppvarming - el	-	-	-	-	60-80	80-100
Ventilasjonsoppv.-vannbasert	-	-	-	-	55-70	75-90
Tappevannsberedning - el	35-45	35-45	40-55	60-75	15-20	25-30

Kilde: EAB, EnFO

En nærmere beskrivelse av de ulike varmeanleggene er gitt nedenfor.

21.5.1 Elektriske varmeanlegg

Elektriske varmeanlegg er generelt godt kjent. Vanligvis installeres det i bolighus panelovner, varmekabler på badetrom og elektrisk varmtvannsbereder. I noen tilfeller installeres det gulvvarme også i oppholdsrom, særlig når disse er direkte mot grunnen.

I yrkesbygg er det vanlig med elektriske panelovner under vinduer og varmtvannsberedning enten med sentral varmtvannsbereder eller med små-beredere ved forbruksstedene rundt i byggene.

I husbygninger hvor det installeres balansert ventilasjonsanlegg, er det vanlig med elektrisk varmebatteri etter varmegjenvinner for tilluftsoppvarming. Slike ventilasjonsløsninger er helt dominerende i næringsbygg. For nærmere omtale se etterfølgende avsnitt om ventilasjonsluftoppvarming.

De ekstra installasjonskostnadene for elektrisk oppvarming blir vanligvis begrenset til panelovner, styring/nattsenkning, varmekabler og montasje av selve utstyret. I denne framstillingen er det imidlertid i tillegg tatt hensyn til kostnader knyttet til elektrisk strømkurs, stikkontakt etc. Installasjon av sentralregulerte elektriske varmesystemer kan redusere energiforbruket med opp mot 25 prosent, samtidig som nye vannbaserte oppvarmingssystemer har slik sentral regulering som standard.

Tidligere var det vanlig med en tilknytningsavgift til energiverket for nybygg. Avgiften var avhengig av strømbehovet og var gjerne knyttet til sikringsstørrelsen. Avgiften var på mellom 100-500 kr per ampere og varierte fra sted til sted. For en enebolig kunne dette utgjøre en merkostnad ved elektrisk oppvarming i størrelsesorden 3000-17000 kr, avhengig av lokale leveringsvilkår hos energiverket. Størrelsen på og om man hadde tilknytningsavgift, var en avveining mellom denne og størrelsen på den årlige overføringskostnaden hos det enkelte energiverk. Bruk av tilknytningsavgifter har etter energiloven av 1991 gått tilbake, samtidig som størrelsen på disse har sunket. I Oslo er tilknytningsavgiften i dag 200 kr/per ampere - omtrent tilsvarende i Stavanger, mens det ikke er slik avgift verken i Trondheim eller Bergen.

Energiverket kan i dag velge om kostnadene for tilknytning skal betales av den enkelte elbruker som en tilknytningsavgift eller om tilknytningskostnaden skal fordeles på alle elbrukerne over nettleien.

21.5.2 Vannbaserte oppvarmingssystemer

Gulvvarme

Av komfort hensyn installeres det stadig mer gulvvarmesystemer i bolighus. Installasjonskostnadene for gulvvarme avhenger av oppbygningen av gulvet. Det er i dag vanligst og billigst med gulvvarme i støpte gulv. Bygningsmessige kostnader og påstøp trekker kostnadene opp. I trebjelkelag benyttes aluminiumsplater for å spre varme over hele gulvflaten. Det er egne rehabiliteringsprodukter for gulvvarmesystemer, blant annet sponplater med utfreste spor for legging av rør. Rehabiliteringsproduktene for gulvvarme er dyre, og trekker ofte med seg store bygningsmessige kostnader som for eksempel tilpasning av dørterskler når gulvet må bygges opp i høyde.

I næringsbygg benyttes det oftest prefabrikkerte betongdekker, som kun sparkles før det legges gulvbelegg. Det antas en kostnad på godt over 100 kr/m² for en påstøp for gulvvarmerør. Byggesystemene, som for eksempel modulhøydene for etasjer, må også endres som følge av at etasjeskillerne blir høyere. Det er ikke vanlig å benytte gulvvarme som varmfordelingssystem i næringsbygg i våre naboland.

Det argumenteres med at gulvvarme gir bedre komfort slik at romtemperaturen kan senkes og at en derved skal oppnå en energibesparelse.

Radiator og konvektoranlegg

Forskjellen på en radiator og en konvektor er at en konvektor er en mye lettere konstruksjon, nokså lik en moderne elektrisk panelovn, og hvor det er satt på lameller som skal øke flaten og dermed den konvektive varmeovergangen. En radiator er tyngre, har større vanninnhold og er mer robust enn konvektorer. Radiatorer

dominerer markedet i boligbygg, selv om de er dyrere i innkjøp og større i ytre mål enn en konvektor med samme varmeeffekt. Konvektorer er mer vanlig som kaldrassikring i kontorbygg.

Radiatorer og konvektorer plasseres som panelovner under vinduene. I næringsbygg og eneboliger er det vanlig å trekke radiatorrør langs fasadene og ha vertikale stigerør fra varmesentral/fyrrom i hjørnene. I flerfamiliehus som blokker er et alternativ å ha fordeling til radiatorene fra et sted i leiligheten og føre rør til hver radiator i gulvet, og ofte i et rør-i-rørsystem for å redusere lekkasjefare. Dette er en dyrere løsning enn fordeling langs fasadene, men gir den fordel at varmeforbruket kan måles med egen måler for hver leilighet.

Oppvarming av ventilasjonsluft

Energibehovet til oppvarming av ventilasjonsluft varierer med hvilket system for ventilasjon som velges. Benyttes naturlig ventilasjon med lufteventiler gjennom yttervegger eller vindusspalter, blir oppvarmingsbehovet til ventilasjonsoppvarming dekket av varmekildene for romoppvarmingen (radiatorene eller panelovnene). Ved naturlig ventilasjon og ved mekanisk avtrekksventilasjon, hvor en vifte trekker luft ut fra våtrom og kjøkken etc, og lufttilførselen skjer gjennom spaltventiler ved vinduer, er oppvarmingsbehovet til ventilasjonsluften betydelig. I anlegg med såkalt balansert ventilasjon hvor luft transporteres med hjelp av vifter i et lukket rørsystem til og fra rommene, blir energibehovet til ventilasjonsluft vesentlig redusert ved at det da benyttes varmegjenvinnere med energivinningsgrader på 50-90 prosent. De nye bygningsforskriftene som skjerper kravene til inneklimatemfører vanligvis at ventilasjonsluftmengdene øker vesentlig, slik at valg av energieffektive systemer for ventilasjonsluftoppvarming får større betydning.

I næringsbygg er det vanlig med balansert ventilasjon med varmegjenvinning. Til å varme opp ventilasjonsluften kan man bruke el eller vannbåren varme. Ved bruk av vannbåren varme kan man kombinere oppvarming og kjøling i samme batteri. Oppvarming av ventilasjonsluft krever store effekter, og det har vist seg at regulering av effekt med trinnkøpler for elektrisitet er dyrere enn regulering av vannbåren ventilasjonsluftoppvarming. Besparelsen ved ventilasjonsluftoppvarming er i størrelsesorden 10-15 kr/m² oppvarmet og ventilert areal. Det er ikke satt krav om balansert ventilasjon i de nye byggeforskriftene for bolighus, og dette er heller ikke vanlig i bolighus.

Varmtvannsberedning

Varmtvannsberedning er inkludert i kostnadene for lokale varmeanlegg i [\(Link\)](#) kap 21.6. Fjernvarmeleverandørene leverer vanligvis egen varmeveksler for beredning av tappevann som en del av kundesentralen. I noen tilfeller kan det lønne seg for kunden å installere en akkumulator, avhengig av om fjernvarmeleverandøren tar betalt for effekt eller ikke.

21.5.3 Varmesystemer med luft som varmebærer

Som alternativ til direkte vannbåren oppvarming finnes systemer hvor luft benyttes til å fordele varme rundt i bygningen. Tradisjonelt har dette vært systemer hvor luft varmes og blåses inn gjennom spalter i gulv under vinduer og gjennom ventiler i vegg eller tak. I løpet av 70-årene ble det installert 5000-6000 slike systemer i boliger. Dels ble disse systemene utkonkurrert av direkte elektriske systemer. I tillegg er luft vanskeligere å regulere slik at det var vanskelig å regulere temperaturen for hvert rom, systemene genererte støy og ledet støy mellom rom, mens bruk av omluft bragte mat- og eventuell røyklukt rundt i husene.

I det siste er det utviklet systemer hvor luft sirkuleres i en lukket krets gjennom gulv i rørkanaler eller korrugerte plater integrert i gulvkonstruksjonen, slik at en del

av ovennevnte problemer unngås. Reguleringsrestriksjonene opprettholdes slik at systemet egner seg best som en grunnvarme, som for eksempel gulv direkte mot mark. For disse systemene foreligger det ikke noen kostnadstall og energieffektiviteten er heller ikke verifisert ved målinger.

21.5.4 Punktvarmekilder

Punktvarmekilder som olje- og parafinkaminer, vedovner og biokaminer suppleres ofte med elektrisk oppvarming. Det regnes med at det er 300 000 boliger med parafinildsteder i Norge, og at 100 000 boliger har ved som primær varmekilde. Nye rentbrennende ovner utnytter energien i veden bedre, og forbrenner støv og brenngasser, slik at sot- og støvproblemene med vedfyring blir vesentlig reduserte i forhold til tidligere. Se kapittel 23.2.

21.6 ENERGISENTRAL FOR VANNBÅRNE VARMESYSTEMER

Nedenfor vil en komme nærmere inn på kostnader knyttet til energisentraler og valg av ulike energikilder. Det er i kostnadsberegningene tatt utgangspunkt i to størrelser på varmesystemer, jf. forutsetningene som er opplistet i tabell 21.1. Ved valg av varmekilde er det iten forskjell på system og kostnader for boligblokker og næringsbygg, slik at disse er slått sammen i en gruppe.

21.6.1 Olje

Oljefyringsanlegg har vært den mest utbredte varmekilden i vannbårne varmesystemer. Oljekjeler er begrenset nedover i størrelse til ca. 10 kW. Tradisjonelle dysebrennere har en minimumseffekt på ca. 15 kW. Nyere forunstnings- og pulsbrannere har større dynamikk og kan reguleres ned mot 2-4 kW med høy fyringsvirkningsgrad, og kan derfor nå en årsvirkningsgrad over 80 prosent. Rene oljefyringsanlegg med tradisjonelle brennere for småhus kan vanskelig nå en årsvirkningsgrad over 60 prosent. For flerfamiliehus og næringsbygg kan det ventes en høyere virkningsgrad enn for mindre anlegg, typisk for eksisterende anlegg opp mot 70 prosent, mens nye anlegg kan nå 85 prosent. Andelen nye oljefyringsanlegg er beskjedne, slik at en gjennomsnittlig energiutnyttelse i oljefyrte anlegg antas å være i størrelsesorden 60 prosent for villaanlegg og 70 prosent for større anlegg opp til 1000 kW.

Det er et generelt problem at oppvarmingssystemer overdimensjoneres, fordi det oppfattes som uforholdsmessig kostbart å øke effektinstallasjonen i ettertid. For oljekjel anlegg betyr dette ofte dårligere energiutnyttelse fordi anlegget store deler av fyringssesongen da går i en av/på drift med store energitap i av-periodene til pipeløp mm. I nye kjelanlegg gjøres tiltak for å redusere luftgjennomstrømningstapet når kjelen ikke er i drift.

Oljefyringsanlegg kan med fordel benyttes sammen med høytemperatur varmeanlegg. Lokale oljefyringsanlegg er i forhold til lokal luftforurensing blant de beste forbrenningssystemene. Nå benyttes vanligvis så lav-svovlige lettoljer, at lokal luftforurensing vesentlig er knyttet til NO_x og støv/sot. CO₂ regnes ikke som et lokalt luftforurensningsproblem.

I eksisterende bygninger kan det være vanskelig å etterinstallere oljefyringsanlegg, særlig å oppfylle branntekniske krav til fyrrommet, og forutsetter at det er en god nok skorstein. Mindre oljetanker med et tett utvendig stålskall og en innvendig plastbeholder som gjør at tanken får dobbel bunn er det lov å montere i kjeller.

21.6.2 Olje/el

Det er også vanlig å bruke en kombinasjon av olje og elektrisitet for å benytte elektrisitet når denne er konkurransedyktig med oljeprisen, og utenfor fyringssesongen når det er lavt varmebehov og rene oljekjeler får dårlig virkningsgrad. I kombinerte el/olje-anlegg, har det også vært vanlig å benytte nettleieavtaler om redusert nettleie, men hvor leverandøren har rett til å stoppe leveringen ved kapasitetsproblemer. Avbruddsklausuler for elleveransene og krav om brenselfyrt reserve hos brukerne har også medført at kunden har sluppet å betale forbruksavgift på el.

Anlegg med kombinasjonen olje/el har ofte bedre dellastegenskaper ved at elkjelen gjerne har bedre nedreguleringsegenskaper. I mange anlegg er olje/elkombinasjonen gjort vel enkelt ved at det bare er satt en elkolbe inn i vannkammeret på oljekjelen. Dette medfører at energiutnyttelsen av elektrisiteten ikke blir høyere enn som for oljen, bortsett fra røykgasstapet på 10 prosent for oljens del. Siden dette er en typisk installasjon har en forenklet sagt at en ved å dele oljeprisen pr liter med 9 får ekvivalent elpris per kWh, og videre at oljefyring har en virkningsgrad på 90 prosent. Det riktige er at en slik olje/el installasjon drar med seg alle tapene i en oljekjel slik at energiutnyttelsen av elektrisiteten er 10 prosent bedre enn energiutnyttelsen av olje (70 prosent + 10 prosent = 80 prosent). Full fordel av kombinerte olje/elanlegg får en først når elkjelen er separat fra oljekjelen, og oljekjelen stenges ute fra varmeanlegget når elkjelen går. I anlegg for småhus er dette ikke vanlig, mens i anlegg fra 50 kW og oppover er det nokså utbredt. Nye el/oljeanlegg under 50 kW har derfor en energiutnyttelse på typisk 85 prosent, mens større anlegg har en energiutnyttelse på ca. 90 prosent.

Tabell 21.4: Investerings- og vedlikeholdskostnader for oljefyring og olje/elkjel anlegg.

	Effekt kW		Ener- gidekn. % av total	Årsvirkn.grd.	Kostnad kr	
	Småhus	Blokk/ næring			Småhus	Blokk/ næring
Areal	160 m ²	5000 m ²			160 m ²	5000 m ²
Oljekjel	10-16	200	100	Enebolig 0,80 ¹ Næring/ blokk 0,85	35-40 000	ca 450 000
Olje/elkjel anlegg	10-16	200	Olje 50 El 50	Enebolig 0,85 ² Næring/ blokk 0,90	45-50 000	
Tank					12-17 000	100 000
Elkjel,	10-16	150	10	1,0	10-12 000	500 000 (r)
Sum investering oljekjel					54 000	550 000
Sum investering olje/ elkjel					64 000	1 050 000
Annuitet kap.kost oljekjel					4 750	48 500
Annuitet kap.kost olje/elkjel					5 646	92 629
Årlig vedlikeholds- kostnad					1 000	25 000

¹ Gjelder nye anlegg, eksisterende anlegg har en virkningsgrad på hhv 0,6 og 0,7.

² Gjelder nye anlegg, eksisterende anlegg har en virkningsgrad på hhv 0,65 og 0,75. (r) 300 000 kr er anleggskostnad for overføring av avbrytbar el.

Kilde: EAB, EnFO

Tabell 21.4 viser en sammenstilling av anslåtte kostnader for oljefyringsanlegg, samt kombinasjoner av oljekjel og elkjel. Kostnadene dekker kjelen(e), rør, regulering og pumper i teknisk rom, samt utvendig oljetank.

21.6.3 Gass

Naturgass er tilgjengelig som direkte energikilde i Haugesunds-området. Det er bare i nærområdene til gassterminalene på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, eller i det fåtall deponigassanlegg som er i gang, hvor naturgass synes tilgjengelig som energikilde i nær fremtid. En gassrørledning fra Kårstø under Skagerrak til Sverige og Polen, kan på noen års sikt endre dette. I dag er det, med unntaket i Haugesund, LPG (Liquified Petroleum Gas), vesentlig propan, som benyttes i noen grad i varmeanlegg. LPG kan ikke konkurrere med olje prismessig, og er langt mer ustabil i pris enn naturgass. LPG benyttes derfor foreløpig til spesielle oppvarmingsformål, eller når en vektlegger de noe bedre miljøegenskapene til gass i forhold til olje.

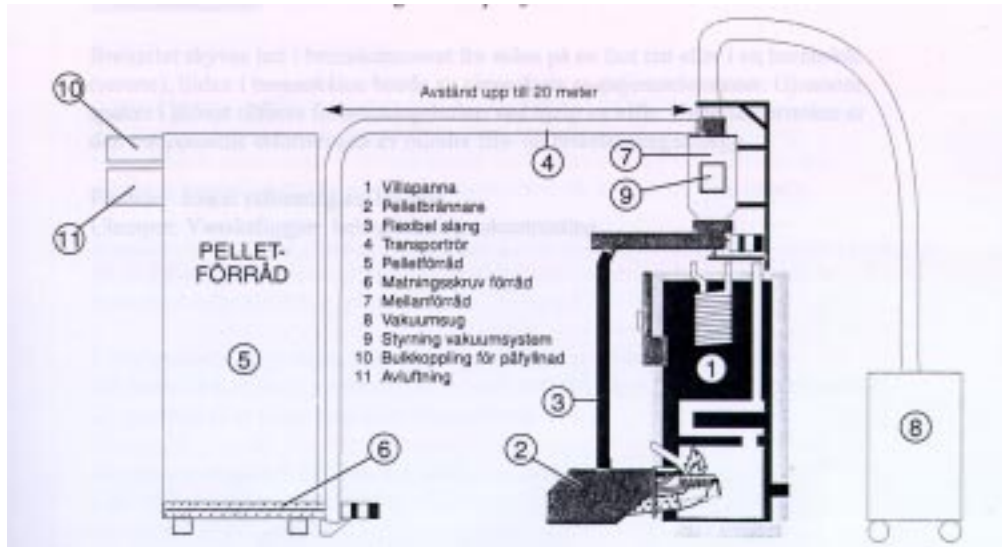
Gass er noe mer vanskelig å lagre enn olje, da det kreves sikkerhetssoner ved plassering av tank over bakken av brannhensyn. Det er i EU etter fransk initiativ under utarbeidelse regelverk for nedgraving av LPG tanker. Bortsett fra plassering av sikkerhetsventiler vil ikke en nedgravd LPG tank ha særlig større krav til plassering enn en oljetank, og dette vil øke anvendelsesmulighetene for gass. Det foreligger ikke kostnadsoverslag for direkte bruk av gass.

21.6.4 Bioenergi

Ser en bort fra tradisjonell vedfyring i punktvarmekilder har ikke bioenergi vært særlig mye benyttet i bolig- og næringsbyggoppvarming hittil. Dette skyldes vesentlig at det ikke har vært noen foredling av biobrensel før i de siste årene. Dette har hemmet bruk av automatiske biofyringsanlegg.

Bioenergi som kilde i vannbårne varmesystemer gir mulighet for høye temperaturer i varmesystemet. Bioenergi til småforbrukere antas å måtte skje som foredlet biobrensel, pellets, briketter og lignende. Biobrensel er voluminøst og krever for eksempel dobbelt så stort lagringsvolum som olje for samme energimengde. Levering kan skje i 20 kilos sekker eller i storsekker. I bulk skjer levering med tankbil av samme type som benyttes for å levere dyrefor, og på samme måte blåse dette inn i en pose eller en silo. Det kan også benyttes en silo eller bunge hvor biobrenselet blåses eller mates inn på annen måte gjennom en slange.

I figur 21.6 er det vist et eksempel på pelletskjel for eneboliger.



Figur 21.6 Eksempel på pelletskjel for enebolig

Kilde: Illustrasjon: E. K. Teknikk

Fra forrådet (siloen) blåses/skrus biobrenselet opp i en mindre silo som kjelbrenneren mater biobrenselet inn i brennkammeret fra. For helt små anlegg kan denne mindre siloen fylles fra 20 kilos sekker. Avhengig av volum på denne mindre siloen og utetemperaturen, kan behovet for manuell fylling fra sekk i et slikt anlegg variere mellom 1-4 ganger pr uke. Levering i 20 kilos sekker er ca 40 prosent dyrere enn bulkleveranser.

Tabell 21.5 viser anslåtte kostnader for biokjel, montasjekostnader samt nødvendig lagerutrustning. Av hensyn til leveringssikkerhet, og da det ofte er mer økonomisk å dimensjonere større biokjeler for 60-80 prosent av effektbehovet, er det forutsatt at det monteres en elkjel i småhus, og en oljekjel eller en oljebrenner på biokjelen i tillegg i næringsbygg/blokker for å dekke toppbelastningen de kaldeste dagene. Disse kostnadene er inkludert, samt rør, regulering, automatisk brenselmatning og sirkulasjonspumper i teknisk rom.

Tabell 21.5: Investerings- og vedlikeholdskostnader for bioenergianlegg basert på pellets.

	Effekt kW		Energi- dekn. % av tot.	Årsvirkn.grd.	Kostnad kr	
	Småhus	Blokk/ næring			Småhus	Blokk/ næring
Areal	160 m ²	5000 m ²			160 m ²	5000 m ²
Biokjel	5-8	200	90	0,85	35 000	450 000
Silo, brenselforråd					12 000	150 000
Rør og el utstyr, og mon- tasje					10-12 000	150 000
Spisslast elkjel, enebolig Spisslast, oljebrenner, næring	10-16	150	10	1,0	10-12 000	300 000
Sum investering					65-75 000	1 050 000
Annuitet kapitalkostnad					6175	92 629
Årlig vedlikeholdskost- nad					800	25 000

Kilde: Eab, EnFO

21.6.5 Varmepumper

Varmepumper er mer inngående beskrevet i kapittel 23.5. Der behandles ressursgrunnlaget, teknologien, utnyttelsesmuligheter, kostnadsforhold, miljøforhold og framtidutsikter.

Nedenfor fokuseres det spesielt på noen av de mest aktuelle lavtempererte energikildene som varmepumpen kan utnytte til å produsere den ønsket temperatur. Dette er også omtalt i 23.5, men nedenfor er det fokusert mer på praktiske forhold og kostnader knyttet til installering hovedsaklig i boligsektoren.

Boks 21.1 Status og støtteordning for varmepumper i Sverige

Sverige har ca 300 000 varmepumper med en årlig varmeproduksjon på 17-18 TWh. I 1997 ble det installert 18 000 anlegg, derav ca 12 000 vann/vann varmepumper (grunnvarmeanlegg). Varmepumper er blitt installert i Sverige i stort antall i to «bølger». En fra midten av 1980-tallet og en fra midten av 1990-tallet. Det var på 80-tallet en del tekniske problemer med varmepumper for enkelthus i Sverige. Det er likevel en dominans i markedet av store produsenter med velprøvde og vellykkede produkter.

I Sverige fikk man fra 1. juli 1997 dekket 30 prosent, (maks SEK 30 000) av kostnaden ved innstallasjon av vann- eller luftbårent system. Ved installasjon av varmepumpe er kravet at pumpens varmfaktor skal være minst 2,8 og at den skal kunne dekke minst halvparten av husets effektbehov for varme og varmtvann.

Det forventes installert omlag 30 000 anlegg i Sverige i 1998.

Bruk av varmepumper bestemmes av tilgang på lavtemperatur varmekilder. Uteluft, avtrekksluft, jordvarme, grunnvann og bergvarme kan gjøres tilgjengelig

over alt. Ellers kan lavtemperatur spillvarme, sjøvann, varme driftsbygninger i landbruket med husdyrhold og annen overskuddsvarme benyttes.

Det antas å være et stort potensial for prisreduksjoner for små varmepumper ved et større marked.

Uteluft benyttet i luft/luft-varmepumper er den type varmekilde som er dominerende internasjonalt, særlig med kombinerte varmepumpe/klimakjøleaggregater (komfortvarmepumper). Slike luft/luft varmepumper er billige og enkle å installere, og leverer varmen i et vifteapparat som en punktkilde. I sin enkleste form koster slike varmepumper på 2-5 kW fra 10 000-20 000 kr og leveres for montering direkte i yttervegg, for eksempel ved å ta ut et vindu, og kople den i en stikkontakt. Riktig installert kan også disse typer anlegg gi brukbar energisparing. Slike anlegg egner seg best for installasjon på Sørlandet og i kystklima. Det antas at en gevinst i energiforbruk til oppvarming tas ut som en komfortgevinst ved å bruke energi til klimakjøling. Slike varmepumper har derfor vanligvis ikke vært støtteberettiget gjennom enøk-ordninger i Norge.

SINTEF hadde på 1980-tallet stor utviklingsaktivitet på uteluft/vann varmepumper. Energigevinsten ved slike varmepumper er nokså klima-avhengig, og blir redusert blant annet på grunn av tilriming av varmeopptaksenheter når det er kaldere enn +2 °C. Langs norskekysten med relativt lang fyringssesong og moderate vintertemperaturer burde energidekningen med uteluftvarmepumper i enkeltbygg likevel lett komme opp mot 90 prosent, og med en årsvarmefaktor på 2,5-3 (avhengig av størrelse).

I tabell 21.6 inkluderer kostnadene for uteluftvarmepumpe selve varmepumpen, nødvendige rør og annet utstyr, montasje og en elkjel for å dekke varmebehovet de kaldeste dagene.

Tabell 21.6: Investerings- og vedlikeholdskostnader for uteluft/vann-varmepumpe.

	Effekt kW		Energi-dekn. % av tot.	Års-varmefaktor/ Års-virkn.grd.	Kostnad kr	
	Småhus	Blokk/næring			Småhus	Blokk/næring
Areal	160 m ²	5000 m ²			160 m ²	5000 m ²
Varmepumpe	5-8	200	90	2,5	ca 40 000	ca 500 000
Rør og el utstyr, og montasje					15-20 000	ca 150 000
Spisslast elkjel	10-16		10	1,0		10-12000
Spisslast oljekjel		150		0,85		6 500 000
Sum investering					65-70 000	1 250 000
Annuitet kapitalkostnad					6400	112 478
Årlig vedlikeholdskostnad					500	25 000

Kilde: EAB, EnFO

Avtrekksluft er markedsledende energikilde for varmepumper i nye eneboliger i størrelse 100-150 m² i Sverige i 1998. I løpet av to år har valg av oppvarmingssystem gått fra 90 prosent direkte el til 80 prosent avtrekksluftvarmepumper og vannbårent varmesystem i villaer. Direkte el velges nesten ikke i Sverige i dag, og opp-

varming av resterende 20 prosent av småhusene skjer med vannbårent varmesystem og varmekilder som ved, foredlet biobrensel (pellets) og unntaksvis olje. Avtrekksluftsvarmepumpene erstatter ventilasjonsaggregatet for mekanisk avtrekk (ikke balansert ventilasjon), og tar varme fra avtrekksluften før den sendes ut av huset. Varmepumpene leverer både varmeenergi til tappevann og romoppvarming. Kapasiteten er tilstrekkelig ned mot ca 0 °C utetemperatur, fra hvor oppvarmingen suppleres med elkøler.

I borettslag med blokkbebyggelse i Oslo hvor det har vært felles varmtvannsberedning har varmepumper på avtrekksluft vært benyttet med godt resultat. Disse varmepumpene leverer vanligvis kun varme til tappevann, og energiforbruket til dette formålet reduseres med 50-60 prosent, og tilbakebetalingstiden er typisk 4-7 år.

Tabell 21.7: Investerings- og vedlikeholdskostnader for avtrekksluft/vann og avtrekksluft/varmtvannsberedning varmepumpe.

	Effekt kW		Energi-dekn. % av tot.	Års-varmefaktor	Kostnad kr	
	Småhus	Blokk/næring			Småhus	Blokk/næring
Areal	160 m ²	5000 m ²			160 m ²	5000 m ²
Varmepumpe, komplett	3-4		60	3,0	20-30 000	
Varmepumpe for tappevann		200	50-60	3,0		ca 500 000
Annuitet kapitalkostnad					2 674	47 200
Årlig vedlikeholdskostnad					500	5 000
Tilbakebetalingstid					-	4-7 år

Kilde: EAB, EnFO

Væske/vann varmepumper er utbredt for litt større varmebehov og henter varme fra berg, jord, grunnvann og sjøvann. Denne type anlegg gir mulighet for å utnytte varmeopptakssiden på varmepumpen til klimakjøling. I motsetning til de små luft/luft varmepumpene blir kjøleproduksjonen her et rent gratisprodukt fra varmeproduksjonen. I næringsbygg, som likevel ofte vil ha klimakjøling, legges det i dag likevel ofte opp til å dumpe overskuddsvarmen sommerstid når kjølebehovet er dominerende.

Bergvarme, hvor varmeenergien hentes ved å sirkulere en frostsikker væske i en lukket rørsløyfe i et 100 mm borehull med typisk dybde 80-120 m, har fått økende anvendelse. Typisk kostnad for komplette varmekollektorer er 200 kr/m inkludert merverdiavgift.

Jordvarme hentes ut ved å grave en rørslynge 50-60 cm ned i bakken. Til dette brukes det sorte PE plastslanger med diameter 32 mm eller 40 mm. Jordvarme kan være gunstig dersom grunnen er gravevennlig og inneholder noe fukt. Varmeuttaket og lengden på jordkollektoren må også avpasses slik at det kan hentes ut tilstrekkelig varmemengde og slik at en ikke får «perma-frost» i grunnen. Grøft med varmekollektor koster ca. 75 kr/m, men nødvendig kollektorlengde er vanligvis 3-4 ganger lenger enn for bergvarmepumper slik at kostnadene for varmeopptakssystemet blir likeverdige.

Grunnvann kan gi noe gunstigere temperaturforhold for varmpumpen enn bergvarme, men kan medføre problemer med utslipp og reinjisering av grunnvann etter bruk. Grunnvann kan også inneholde metaller som kan gi tilstopping i varmevekslerne i varmpumpen.

I mindre anlegg med *sjøvann* som varmekilde, er det vanlig å bruke en lukket kollektorslange i plast liggende med lodd på sjøbunnen, da man også unngår korrosjonsproblemer. I større anlegg pumpes sjøvann gjennom en sjøvannsbestandig (titan) platevarmeveksler. Mellom platevarmeveksleren og varmpumpen sirkuleres så en glykol/vann blanding. Grunne innsjøer og spesielt elver, får svært lave vanntemperaturer vinterstid, og egner seg bare unntaksvis som energikilde for varmpumper.

I kostnadstabellen er kostnadene for en bergvarmpumpe vist for eneboligen, mens det er tatt utgangspunkt i en sjøvannsbasert varmpumpe for næringsbygget. Spisslast for eneboligen skjer med el, for næringsbygget med olje.

Tabell 21.8: Investerings- og vedlikeholdskostnader for væske/vann-varmpumpe.

	Effekt kW		Energi-dekn. % av tot.	Års-varmefaktor/ Års-virkn.grd.	Kostnad kr	
	Småhus	Blokk/næring			Småhus	Blokk/næring
Areal	160 m ²	5000 m ²			160 m ²	5000 m ²
Varmpumpe	5-8	400	90	3,0	ca 50 000	ca 500 000
Varmekollektor					25 000	450 000
Rør og el utstyr, og mon- tasje					15-20 000	150-200 000
Spisslast elkjel (bolig), Spisslast olje (næring)	10-16	150	10	0,8	10-12 000	650 000
Sum investering					100-110 000	1 800 000
Annuitet kapitalkostnad					9 900	170 000
Årlig vedlikeholdskostnad					500	50 000

Kilde: EAB, EnFO

21.6.6 Sol

Solvarme som energikilde for vannbårne varmesystemer inkluderer aktive solfangere for oppvarming av vann eventuelt via en olje som sirkulerer mellom solfangeren på taket og akkumulatoren i kjelleren. Slike solfangere kan samle 400-500 kWh/m²/år. Det antydes en kostnad på 15 000-25 000 kr for et solvarmeanlegg for tappevannsberedning til enebolig. En forsiktig skalering av ytelse og priser kan antyde en energidekning på 35 prosent og en kostnad på 40 000-70 000 kr for et solvarmeanlegg (for rom- og varmtvannsoppvarming). Passive solvarmesystemer som vinterhager og lignende er ikke aktuelle for vannbårne varmesystemer.

Tabell 21.9: Investerings- og vedlikeholdskostnader for solvarmeanlegg, enebolig 160 m².

	Effekt kW	Energidekning % av tot	Kostnad kr
Solvarmeanlegg	5-8	25	60-70 000
Rør og el utstyr, og montasje			15-20 000
Spisslast elkjel	10-16	75	10-12 000
Sum investering			95 000
Annuitet kapitalkostnad			8 381
Årlig vedlikeholdskostnad			500

Kilde: EAB, EnFO

21.6.7 Fjernvarme og nærvarme

Fjernvarme og nærvarmesystemer hvor disse er tilgjengelige gir svært lave investeringskostnader for byggeieren til varmesentral i forhold til andre energikilder for vannbåren varme. Med Trondheim som unntak, leverer og bekoster fjernvarmeleverandørene i Norge egen varmesentral i hvert enkelt bygg, og også kundesentraler som erstatter behov for egen temperaturregulering og varmtvannsbereeder. En nærmere beskrivelse av fjern- og nærvarme er gitt i slutten av kapittelet.

Tabell 21.10: Investerings- og vedlikeholdskostnader for fjernvarme og nærvarmeinstallasjon i bygg.

	Effekt kW		Energi-dekn. % av tot.	Kostnad kr	
	Småhus	Blokk/næring		Småhus	Blokk/næring
Areal	160 m ²	5000 m ²		160 m ²	5000 m ²
Varmevekslere	6-10	150	100	(lev. av varmeleverandør)	
Rør og el utstyr, og montasje				8-12 000	100-150 000
Sum investering				8-10 000	100-150 000
Annuitet kapitalkostnad				882	11 027
Årlig vedlikeholdskostnad				0	0

Kilde: EAB, EnFO

21.7 MILJØFORHOLD VED ALTERNATIVE OPPVARMINGSFORMER

For å gi et inntrykk av miljøvirkning av ulike systemløsninger er utslipp av CO₂, NO_x og støv vist for ny utbygging på Fornebu i tabell 21.11 og figur 21.7. Det er forutsatt 5500 nye boenheter og 500 000 m² næringsareal, med et samlet varmebehov på 101 GWh/år. Det er videre vist hvilken andel som slippes ut lokalt og ved energikilden. Lokalt gir helelektrisk oppvarming ingen luftforurensing, mens helelektrisk oppvarming gir totalt mest utslipp hvis en forutsetter at økt elforbruk marginalt vil skje med kraft fra kullkondenskraftverk fra for eksempel Danmark. Forutsetningen om kraftoppdeling ved kullkraft er imidlertid diskutabel, men kan illustrere virkningene ved det miljømessig «verste» kraftoppdekningsalternativet.

Den helt dominerende delen av elforbruket i Norge dekkes av vannkraft som ikke gir utslipp til miljøet verken lokalt eller totalt. Det er også en uttrykt politisk målsetting at elforbruket i Norge skal dekkes med fornybar energi.

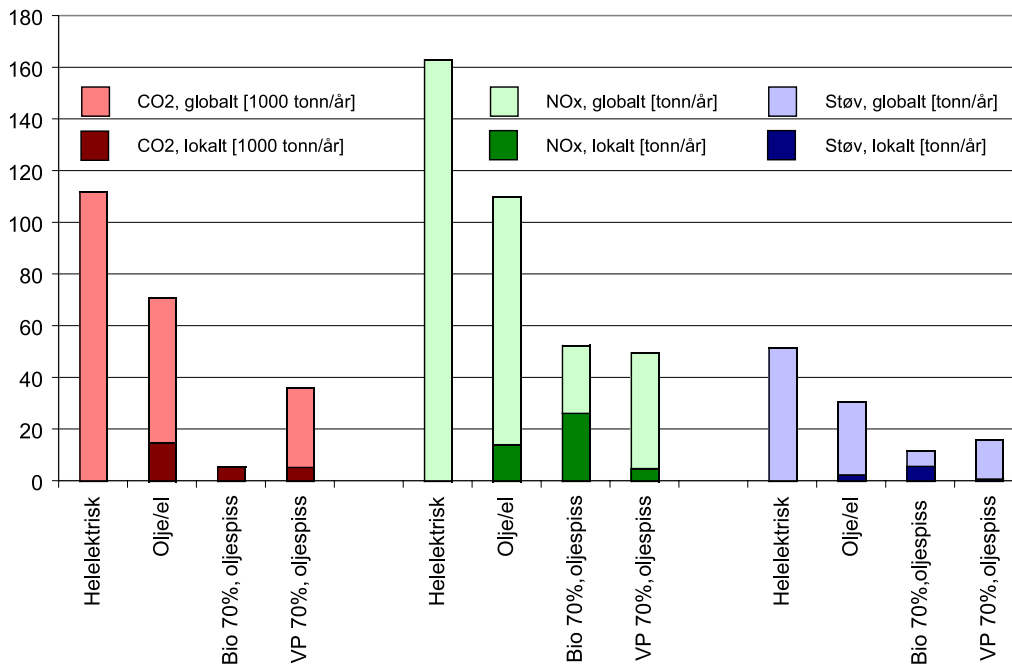
Som lokal luftforurensing er CO₂ av mindre betydning, i motsetning til NO_x som vesentlig er et lokalt miljøproblem. Bioenergi er «globalt» en god løsning, men har en relativt dårlig profil når det gjelder lokal luftforurensing.

Tabell 21.11: Miljøvirkning ved ulike systemløsninger (eksempel Fornebu).

Systemløsning	CO ₂ , lokalt tonn/år	CO ₂ , totalt*) tonn/år	NO _x , lokalt tonn/år	NO _x , totalt tonn/år	Støv, lokalt tonn/år	Støv, totalt tonn/år
Olje/el i hvert bygg (50 % olje, 50 % el)	15 000	71 000	14,2	95,8	2,5	28,3
Fjernvarme (70 % bio, 30 % olje)	5400	5400	26,3	26,3	5,8	5,8
Fjernvarme (70 % varmep., 30 % olje)	5400	36 000	5,0	44,8	0,9	15,2

*) Det antas at elektrisitet er importert, og produsert i kullkondensverk.

Kilde: Kjelforeningen Norsk Energi, EAB, EnFO



Figur 21.7 Lokale og globale utslipp til luft, ulike energiløsninger.

Kilde: Kjelforeningen Norsk Energi, EAB, EnFO

21.8 SAMLEDE KOSTNADER FOR SMÅHUS, BLOKKER OG NÆRINGSBYGG

Tabell 21.12 og 21.13 nedenfor viser de samlede kostnadene per år for hhv småhus og næringsbygg. Det er gjennomgående lavere resulterende spesifikke energikostnader ved rehabilitering enn for nybygg. Dette gjelder både for småhus og for næringsbygg. Grunnen er at det er forutsatt et betydelig høyere energiforbruk for rehabiliterte bygg enn for nybygg. Investeringene i varmesystemet blir derfor å fordele på et større energiforbruk når det gjelder rehabiliterte bygg. Rehabiliterte bygg er bygget ut fra eldre standarder hvor krav til isolasjon med mer var mindre strenge enn de er for bygg som føres opp i dag. Energiforbruket har stor betydning for hvor stor andel av resulterende pris som kan tilbakeføres til investeringer i utstyr samt andre faste kostnader som vedlikehold. Som et eksempel på hvordan dette slår ut kan en se på hvordan lønnsomheten av å investere i en varmepumpe er forskjellig for et nybygg i forhold til et rehabilitert bygg. Store investering og et lavt energiforbruk gir høye investeringskostnader per energienhet (34 øre/kWh), mens et høyere energiforbruk vil gjøre investeringen mer lønnsom fordi investeringen da blir lavere per energienhet (28 øre/kWh).

For varmepumper i småhus er kostnader til ventilasjon tatt med. Dette skyldes at det varmepumpealternativet som var mest konkurransedyktig med de investerings- og driftsparametrene som er forutsatt, var en varmepumpe som benytter avtrekksluft som varmekilde. Dette gjør at varmepumpealternativet inneholder en ekstra ytelse i form av for eksempel bedret inneklima, som ikke inngår i de andre alternativene.

For småhus er elektrisk oppvarming det klart rimeligste alternativet slik det framgår av tabell 21.12. Ved *rehabilitering* er den spesifikke energikostnaden 0,47 kr/kWh for elektrisk oppvarming, mens den er 0,53 kr/kWh for det mest konkurransedyktige alternativet som er varmepumpe, basert på avtrekksluft. Fjernvarme er også relativt konkurransedyktig med en resulterende spesifikk energikostnad på 0,56 kr/kWh. Årsaken er at fjernvarme og direkte elektrisk oppvarming har svært små kostnader forbundet til varmesentralen i forhold til alternativene. De øvrige alternativene med oljekjel/elkjel, biokjel og solvarme får en resulterende spesifikk energikostnad på mellom 0,66 kr/kWh og 0,73 kr/kWh.

For nye småhus er elektrisitet klart rimeligst med en resulterende kostnad på 0,51 kr/kWh, mens konkurranseforholdet mellom varmepumper og fjernvarme er endret i forhold til rehabiliterte bygg. På grunn av et lavt spesifikt oppvarmingsbehov vil en investering i en varmepumpe bli dyrt. Energikostnaden for fjernvarme er i dette tilfellet 0,60 kr/kWh, mens den for varmpumpeløsningen er 0,64 kr/kWh. Alternativene med oljekjel/elkjel, bio og sol krever alle en så høy investering i varmesentral at det gir en spesifikk energikostnad på over 0,80 kr/kWh og derved over 0,30 kr/kWh mer enn elektrisk oppvarming.

Tabell 21.12: Samlede kostnader i kroner per år for energibruk ved ulike oppvarmingsalternativer, småhus.

	El		Fjernv.		Olje/el		Bio		Varmep		Sol	
	Nye	Reh.	Nye	Reh.	Nye	Reh.	Nye	Reh.	Nye	Reh.	Nye	Reh.
Kapitalkostn.:												
Varmeanlegg	2541	2964	4305	5928	4305	5928	4305	5928	4376	6916	4376	6916
Ventilasjon	0	0	0	0	0	0	0	0	882	882	0	0
Tappevann	573	573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Varmesentral	0	0	882	882	5646	5646	6175	6175	2647	2647	8381	8381
Drift/ vedl.hold:	0	0	0	0	1000	1000	800	800	500	500	500	500
Driftsutgifter:												
Oppvarming:	5776	1124 8	5776	1124 8	4734	9220	5561	1082 8	3466	5849	4332	8436
Teknisk:	3040	3040	3040	3040	3040	3040	3040	3040	3040	3040	3040	3040
SUM, kr/år	1193 0	1782 5	14003	2109 8	18725	2483 4	19881	2677 1	14911	1983 4	20629	2727 3
Spes. energi- kostnad kr/ kWh	0,51	0,47	0,60	0,56	0,81	0,66	0,86	0,71	0,64	0,53	0,89	0,73

Kilde: EAB, EnFO

Næringsbygg skiller seg klart fra småhus når det gjelder fordeling av energibehov på ulike formål som for eksempel teknisk bruk og oppvarming. Den resulterende energikostnad, og konkurranseforholdet mellom de ulike energibærerne vil derfor også bli helt forskjellig. Generelt varierer den spesifikke energikostnaden for næringsbygg mindre enn for småhus.

Som tabell 21.13 viser, er varmpumper og fjernvarme de gunstigste alternativene for næringsbygg. For rehabiliterte bygg varierer den spesifikke energikostnaden fra 0,38 kr/kWh for den rimeligste løsningen til 0,47 kr/kWh for det dyreste alternativet. For nye bygg ligger kostnadene mellom 0,44 kr/kWh og 0,51 kr/kWh.

For *rehabiliterte* bygg, med et relativt høyt oppvarmingsbehov, vil det kunne forsvares å investere i en varmpumpe, og den spesifikke energikostnaden blir 0,38 kr/kWh. Bio og fjernvarme kommer likt ut med en resulterende kostnad på 0,43 kr/kWh. Elektrisk oppvarming er det dyreste alternativet i dette eksempelet på grunn av den lave brukstiden for elektrisitet. Dette gir en høy pris på elektrisitet, og gjør at dette alternativet blir det minst gunstige. Når elektrisitet kun brukes til lys og teknisk utstyr, slik tilfellet er for alle alternativer bortsett fra helelektrisk oppvarming, vil prisen på elektrisitet bli lavere. Dette er fordi effektkostnaden, som beregnes ut fra målt maksimalt effektuttak over året, blir lav i forhold til energiforbruket.

Nye næringsbygg, med et lavt oppvarmingsbehov, vil gjennomgående få en noe høyere spesifikk energikostnad. Fjernvarme er gunstigst for denne bygningskategorien fordi investeringsbehovet er lite i forhold til de øvrige alternativene. Den resulterende energikostnaden blir her 0,44 kr/kWh. Varmepumper er fremdeles gunstig, men på grunn av et lavere oppvarmingsbehov enn for rehabiliterte bygg har den resulterende spesifikke energikostnaden steget til 0,47 kr/kWh.

Tabell 21.13: Samlede kostnader per år for energibruk ved ulike oppvarmingsalternativer, næringsbygg.

	El		Fjernv.		Olje/el		Bio		Varmepumpe	
	Nye	Reh.	Nye	Reh.	Nye	Reh.	Nye	Reh.	Nye	Reh.
Kapitalkostn.:										
Varmeanlegg	44109	57341	70574	92629	70574	92629	70574	92629	70574	92629
Ventilasjon	30876	39698	28671	37493	28671	37493	28671	37493	28671	37493
Tappevann	7719	12130	0	0	0	0	0	0	0	0
Varmesentral	0	0	11027	11027	92629	92629	92629	92629	112478	112478
Drift/vedl.hold:	0	0	0	0	25000	25000	25000	25000	25000	25000
Driftsutgifter:										
Oppvarming:	16400	37925	144000	33300	109556	25334	96471	22308	50645	11711
	0	0		0		7		8		6
Teknisk:	30750	34850	255000	28900	255000	28900	255000	28900	255000	28900
	0	0		0		0		0		0
SUM kr/år	55420	83691	509272	76314	581430	79009	568345	75983	542368	67371
	4	9		9		8		9		6
Spes. energi-kostnad kr/kWh	0,48	0,47	0,44	0,43	0,51	0,45	0,49	0,43	0,47	0,38

Kilde: EAB, EnFO

Tabell 21.14 viser kostnadssammenstilling for blokker. Helelektrisk oppvarming og fjernvarme skiller seg ut som de rimligste alternativene på grunn av små kostnader forbundet med varmesentralen, mens de øvrige alternativene har store varmesentralkostnader. Varmesystem basert på uteluft varmpumpe faller rimeligere enn bio og olje/el i spesifikk kostnad. Varmesentralkostnadene for næringsbygg og blokker like, mens investeringene for distribusjon og tappevannsberedning er høyere for blokker enn næringsbygg. Blokker har langt mindre forbruk til teknisk el enn næringsbygg, slik at spesifikk energikostnad blir mer på linje med småhus.

Tabell 21.14: Samlede kostnader per år for energibruk ved ulike oppvarmingsalternativer, nye blokker.

	El	Fjernv.	Olje/el	Bio	Varmepumpe
Kapitalkostn.:					
Varmeanlegg	70 574	101 450	101 450	101 450	101 450
Ventilasjon	0				
Tappevann	22 054				
Varmesentral	0	11 027	92 629	92 629	11 2478
Drift/vedl.hold:	-	-	25 000	25 000	25 000
Driftsutgifter:					
Oppvarming:	152 000	152 000	115 728	112 726	51 952
Teknisk:	95 000	95 000	95 000	95 000	95 000

Tabell 21.14: Samlede kostnader per år for energibruk ved ulike oppvarmingsalternativer, nye blokker.

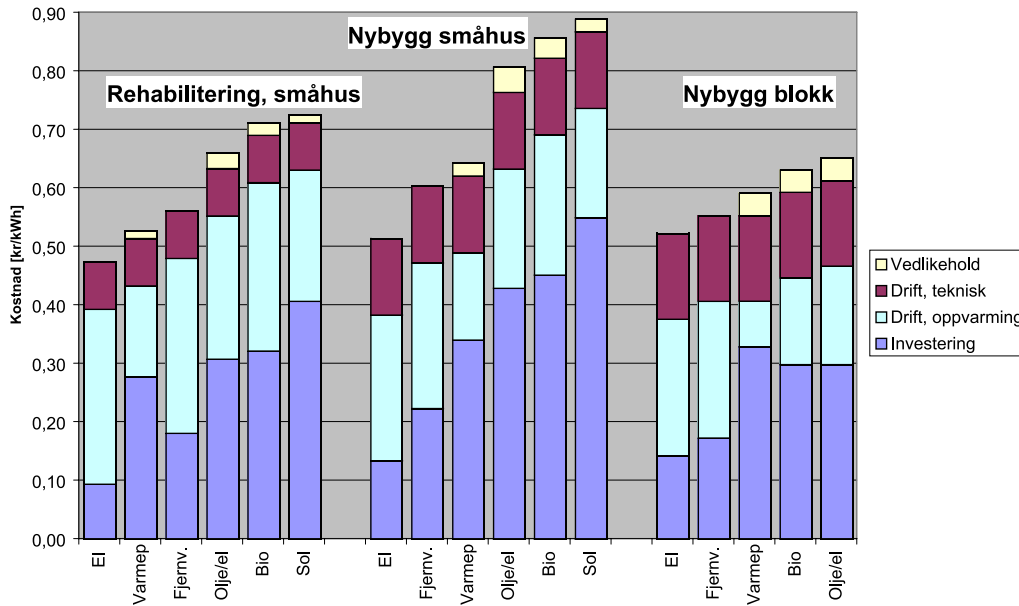
SUM, kr/år	339 629	359 478	429 807	426 805	385 880
Spes. energikostnad kr/kWh	0,52	0,55	0,66	0,66	0,59

Figur 21.8 og figur 21.9 viser hvordan kostnadene fordeler seg ved valg av ulike oppvarmingssystemer for boliger og næringsbygg. Det er viktig å legge merke til at det er driftskostnadene (summen av «drift, teknisk» og «drift, oppvarming») som er den delen av resulterende energikostnad som kan tilbakeføres til kostnader for energibærere som olje, pellets, elektrisitet med mer.

Ut fra figur 21.8 fremgår det at det for rehabiliterte småhus er en relativt liten andel av energikostnadene som kan tilbakeføres til teknisk bruk, mens det for nye bygg er en større andel. Dette skyldes at den relative andelen av energiforbruk til tekniske formål er lavere for rehabiliterte bygg da det her er antatt at eldre bygg har et dobbelt så høyt spesifikt oppvarmingsbehov som nye bygg.

Figur 21.8 viser at helelektrisk oppvarming er mest lønnsomt for alle bygningstyper med de økonomiske forutsetningene og det energiforbruket som er benyttet. Det er særlig kostnadene til varmesentralen og fyrrommet som trekker kostnadene for olje/el, bio og sol opp. Det er benyttet avtrekksvarmepumpe som varmepumpe-eksempel for nye og rehabiliterte småhus. Energidekningen er for disse satt til henholdsvis 60 prosent og 40 prosent, resten på eloppvarming. Uteluft/vann varmepumper har en energidekning på 90 prosent og er mer robust mot elprisstigning, men er i utgangspunktet 8 øre/kWh dyrere enn avtrekksvarmepumpe på grunn av høyere investering. Blokker grupperes sammen med småhus i disse figurene. Mens kostnadene til selve varmesentralen blir lik for næringsbygg og blokker, er kostnadene til varmedistribusjon og spesifikt energibruk mer sammenfallende for småhus og blokker enn for blokker og næringsbygg.

For næringsbygg blir konkurransesituasjonen for de ulike energibærerne helt forskjellig fra småhus slik det framgår av figur 21.9. Mens elektrisitet er den rimeligste løsningen for småhus, er det den dyreste løsningen for rehabiliterte næringsbygg. Dette skyldes at overføringsprisen for næringsbygg beregnes ut fra målt maksimalt effektuttak. Dersom et bygg har elektrisk oppvarming vil forbruket få liten brukstid og effektleddet vil være av vesentlig betydning. Med de forutsetninger som her er benyttet, vil et bygg som er basert på elektrisitet til oppvarming ha en resulterende energikostnad på ca 41 øre/kWh (inkludert forbruksavgift) mens et bygg som har annen oppvarming og kun benytter elektrisitet til tekniske formål som lys, utstyr og maskiner vil ha en resulterende elektrisitetspris på ca. 34 øre/kWh (inkludert forbruksavgift).

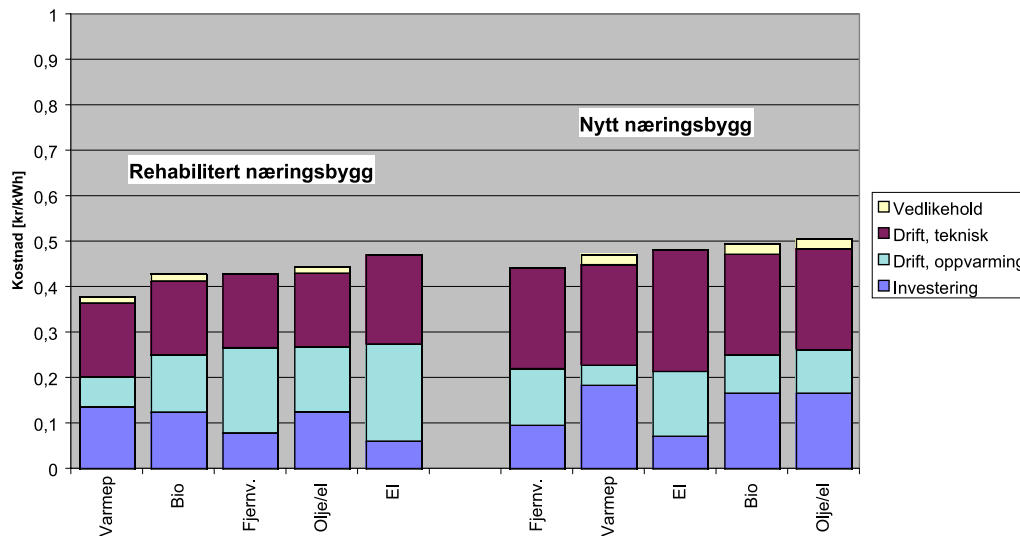


Figur 21.8 Spesifikke energikostnader, småhus og blokk.

Kilde: EAB, EnFO

Figuren viser videre at for næringsbygg er energibruk til tekniske formål jevnt over av samme størrelsesorden som til termiske formål for rehabiliterte bygg, mens energibruk til tekniske formål er klart dominerende for nye bygg. Dette skyldes at moderne næringsbygg har et meget lavt oppvarmingsbehov på grunn av lite varmetap og store internbelastninger i form av varme fra belysning, maskiner og utstyr.

I både tabell 21.13 og figur 21.9 som viser energikostnader for næringsbygg, fremstilles driftskostnaden for teknisk elforbruk høyere når oppvarmingen skjer med elektrisitet enn andre energivalg. Dette skyldes at det er regnet med den gjennomsnittlige elektrisitetsprisen for all elforbruk. Når også oppvarmingen skjer med elektrisitet, blir brukstiden for elforbruket redusert, og effektleddet i eltariffen gjør at gjennomsnittsprisen blir høyere enn for bare det mer jevne tekniske elforbruket. For strømkunder som bare har strømreregningen å forholde seg til, vil kostnadsfordelingen mellom el til tekniske formål og oppvarming tilsynelatende se ut som vist i tabell 21.13 og figur 21.9. En alternativ kostnadsfordeling ville imidlertid være å regne ut kostnadene separat for hver av de to bruksformålene, med utgangspunkt i de ulike brukstidene. Dette ville gitt lavere driftskostnader for det tekniske elforbruket, og høyere kostnader for elektrisk oppvarming. Men sum elkostnader ville ikke endres.



Figur 21.9 Spesifikke energikostnader, næringsbygg.

Kilde: EAB, EnFO

21.9 FREMTIDSUTSIKTER FOR ENERGIBRUK I BYGNINGER

Energibehov og bygningsmessig utvikling

Trendene for energibruk i bygninger går i retning av å redusere energibehovene gjennom å bedre bygningskonstruksjonen fremfor å effektivisere energibruken. Dette gjøres ved å ta i bruk mer effektive energisystemer som blant annet varmegjennvinnere og varmepumper, bedre isolasjonsstandarder og bedre vinduer.

Energibehovet til småhus (130-160 m²) for oppvarming og varmt tappevann er med nye byggeforskrifter redusert fra et nivå på 15 000 kWh/år til ca. 10 000 kWh/år, mens såkalte lav-energi hus har et oppvarmings- og tappevannsbehov ned mot 5000 kWh/år.

Når bygningenes energibehov til oppvarming blir så lite, favoriseres oppvarmingsystemer med små investeringskostnader, men med relativt høye driftskostnader fremfor mer kostbare, men mer energieffektive systemer. En slik trend mot lavere spesifikt energiforbruk svekker konkurransekraften for alternative oppvarmingsystemer i forhold til direkte elektrisk oppvarming.

Et forhold som trekker oppvarmingsbehovet noe oppover, er økte inneklimatekkrav med økte ventilasjonsluftmengder for næringsbygg fra typisk 7-8 m³ til 10-15 m³ luft per m² i timen. Effektive varmegjennvinnere begrenser likevel energibehovet vesentlig.

Både økningen i ventilasjonsluftmengder og utstrakt bruk av tidsstyring av varmeanlegg (nattsinking med mer) medfører lavere energibruk, men høyere effektbehov. Dette favoriserer også varmesystemer med lave effektkostnader og investeringer som elektrisitet i forhold til investeringstunge, men mer energieffektive systemer, som for eksempel varmepumper og fjernvarmeanlegg.

Ny teknologi for oppvarmingsprodukter

Norge er blant de ledende nasjoner innen produktutvikling for elektriske oppvarmingsystemer. Trendene her går i retning av styringssystemer med utetemperaturkompensering og nattsenkingsautomatikk. Disse systemene reduserer energibruken.

ibruken, men kan gi større effektintensivitet og høyere last i høylastperiodene i elnettet.

Vannbårne systemer har tradisjonelt vært lite utstyrt med termostatstyring. Videre har det i rekkehus og blokker med sentralvarmesystemer bare i beskjeden utstrekning vært individuell avregning av energiforbruket. Varmeforbruket betales derfor ofte gjennom husleien etter kriterier som areal eller lignende. Motivet for energisparing for den enkelte blir da i stor grad fraværende. Ved overgang fra kollektiv til individuell avregning av energiforbruket er erfaringen at energiforbruket i gjennomsnitt reduseres med 25 prosent. For nye sentralvarmeanlegg kan reguleringsystemer og automatikk bli mer vanlig, herunder også mulighetene for individuell avregning. Ny teknologi skulle dermed motivere den enkelte husstand til energisparing.

Satsingen på utvikling av bioenergi som energikilde har vært fokusert på brensel og foredling av brensel. Produktutvikling av forbrenningsanlegg er ikke kommet særlig langt verken i Norge eller Sverige, sammenliknet med for eksempel for oljefyringsanlegg.

Tyskland, Irland og England har framskaffet produkter med små arealkrav til fyrrom, og anlegg tilpasset småhus. Norske byggeforskrifter er foreløpig ikke tilpasset disse nye løsningene, men kan på 2-3 års sikt bringe investeringskostnadene for en oljebasert varmesentral nedover i pris.

Varmesystemer for gassbasert oppvarming kan gjøres så kompakte at de passer inn i en kjøkkenskapmodul, og i stedet for skorstein bruker en «lufteventil» for avgass i husveggen. Tilgjengelighet til gass i Norge betinges av at det bygges rørledningssystemer for innenlandsk distribusjon, noe som sannsynligvis vil begrenses til områdene rundt gassterminalene, eventuelle gasskraftverk eller eksportledninger til Sverige og Østersjølandene. Man kan imidlertid også tenke seg næranlegg med sentral plassert gasstank med flytende gass med distribusjon av gass til de enkelte forbrukere i stedet for varmt vann. Gass kan brukes direkte til oppvarming og også benyttes til komfyr.

Nye distribusjonssystemer i bygningene for oppvarming er under utvikling i Norge, og i vannvarmeland som Tyskland skjer det stadig en slik produktutvikling. I Norge er det særlig to systemer som bør nevnes. Det ene er EBS-systemet, som baserer seg på luft som varmebærer i et lukket kretsløp i en bygningskonstruksjon bygget opp med korrugerte stålplater. En av fordelene med dette systemet er en mer effektiv byggeprosess, hvor varme i gulvkonstruksjonen kan korte ned tørketid for betong i konstruksjonen. Det andre systemet er det som er under utvikling av NBI, Block Watne med flere hvor det bygges opp en ny gulvkonstruksjon hvor varmerør freses ned i isolasjonsplater, og hvor varmeledningen sikres ved å legge en tynn aluminium plate under toppbelegget (parkettgulv). Det forespeiles at kostnadene for selve gulvvarmekomponentene med montasje vil koste under 100 kr/m² mot dagens løsninger som koster 200-420 kr/m².

Tilgang til nye materialer som diffusjonstette plastrør og enklere sammenføyning av stålrør med for eksempel hydrauliske presskoplinger har forenklet monsjearbeidene, uten at dette synes å ha medført kostnadsreduksjoner for vannbårne varmesystemer.

Gevinster ved kompetanseoppbygging og endring av byggsystemer.

Med den dominans elektriske oppvarmingssystemer har hatt de siste 30-40 årene har mye kompetanse om vannbårne varmesystemer gått tapt i alle ledd i byggeprosessen, fra utførende rørleggere til rådgivende ingeniører og konstruktører. De tekniske utdanningsinstitusjonene fra fagskoler til universiteter har hatt fallende oppslutning om VVS-fagene, som også favner varmeteknikk, med det

resultat at fagområdet er i ferd med å falle ut i undervisningstilbudet på disse stedene.

Organisasjonene innen rørleggerfaget både på arbeidstaker- og arbeidsgiver-siden har satt i gang tiltak for å heve kompetansen innen varmeteknikkfaget, liksom ingeniørsiden gjennom bransjeforeningene de siste to årene har arbeidet målrettet for å øke interessen for og satsingen på vannbårne varmesystemer. Generelt pekes det på fra bransjen at det kreves en styrking av utdanningen innen fagområdet for å møte en forventet etterspørsel etter kvalifisert arbeidskraft, og at dette må sees i sammenheng med eventuell offentlig satsing på slike systemer.

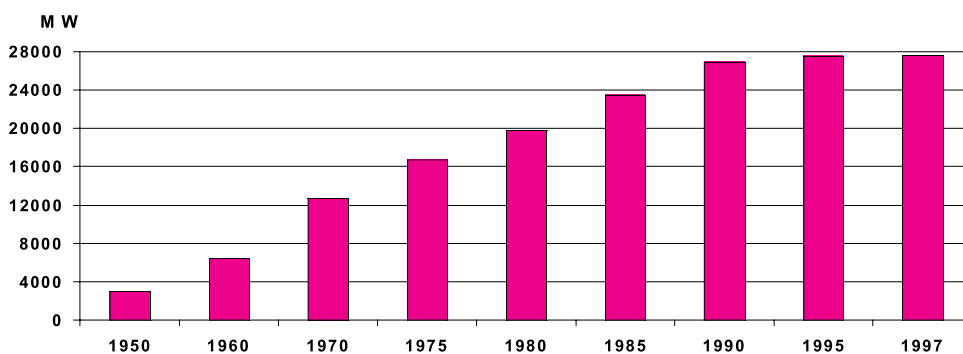
Mangel på tradisjon medfører at kostnadene i en overgangsperiode når systemene skal introduseres på nytt blir uforholdsmessig store. Større entreprenører bygger etter egne byggesystemer, som gir kostnadsbesparelser ved at byggemoduler, verktøy, støpeformer og annet utstyr, underleverandører for varer og tjenester og prosjekt og byggeledelse er det samme fra prosjekt til prosjekt. Endringer i slike etablerte byggesystemer medfører reelle merkostnader i en omleggingsfase, og er en barriere mot introduksjon av nye løsninger som for eksempel vannbårne varmesystemer i stedet for elektrisitet.

KAPITTEL 22
Vannkraft**22.1 INNLEDNING**

Vannkraften innehar en svært dominerende posisjon i norsk energiforsyning. Praktisk talt all kraftproduksjon i Norge (mer enn 99 prosent) er vannkraftbasert. Av verdens totale kraftproduksjon utgjør vannkraft i underkant av 20 prosent. Norge er verdens sjette største produsent av vannkraft. Bare store land som Canada, USA, Brasil, Russland og Kina har større vannkraftproduksjon enn Norge.

Den rikelige tilgangen på vannkraft, som i et historisk perspektiv også har vært billig å bygge ut, har bidratt til et svært høyt elektrisitetsforbruk i Norge. Nær halvparten av det innenlandske energiforbruket dekkes av elektrisitet. I Norge brukes elektrisitet til oppvarmingsformål i langt større grad enn det som er vanlig i andre land. Vannkraften har også vært en hovedforutsetning for etablering av en betydelig kraftintensiv industri i Norge.

De største vannkraftutbyggingene foregikk i årene fra 1960 til 1985. Figur 22.1 viser hvordan veksten i produksjonskapasiteten har flatet ut etter 1990. Fra 1970 til 1985 ble det i gjennomsnitt installert 715 MW hvert år. Til sammenligning ble det i 1997 kun installert 38 MW.

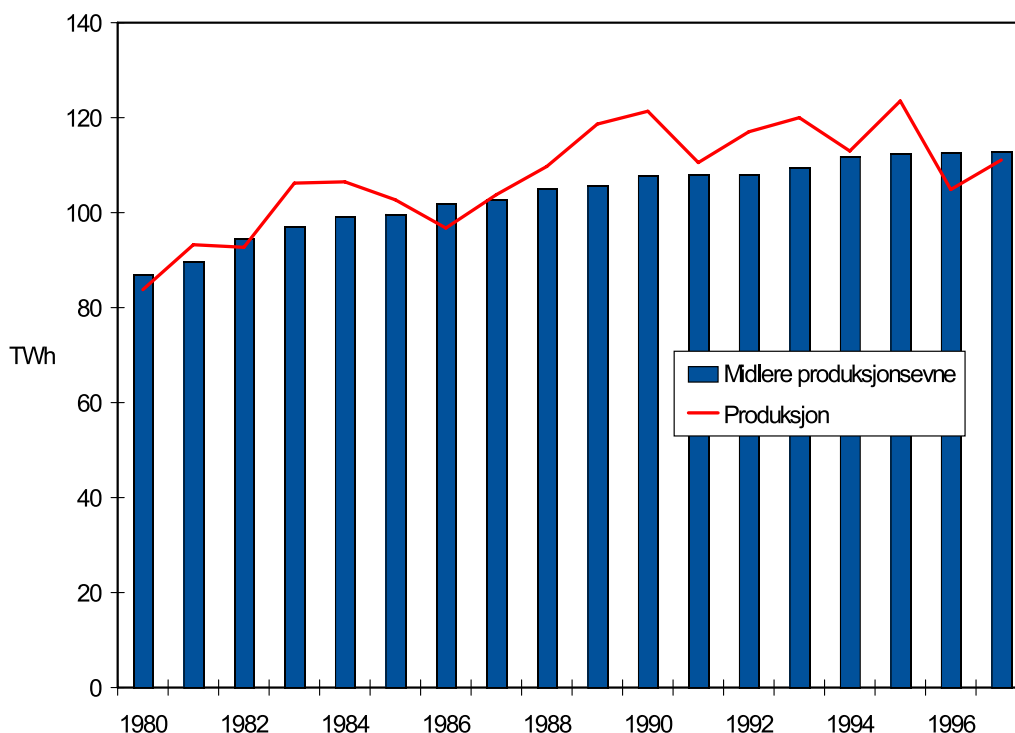


Figur 22.1 Installert effekt for kraftproduksjon. MW

Kilde: SSB

Ved utgangen av 1997 var den installerte effekten i det norske vannkraftproduksjonssystemet 27 307 MW. Dette tilsvarer en årsproduksjon (midlere produksjonsevne)²¹ på 112,9 TWh. På grunn av store variasjoner i nedbørs- og tilsigsforhold, er det ofte stor variasjon i den norske kraftproduksjonen fra år til år. Figur 22.2 viser at kraftproduksjonen var særlig høy i årene rundt 1990 og i 1995 da produksjonen nådde rekordhøye 123 TWh.

21. Midlere produksjonsevne refererer seg til den aritmetriske middelvei av vannkraftproduksjonen i en nærmere angitt årsserie. For tiden brukes tilsigsforholdene i perioden 1931-1990. Se nærmere omtale i 22.2.2.



Figur 22.2 Vannkraftproduksjon og midlere års produksjonsevne i 1980-1997. TWh

Kilde: NVE

Årene fra 1980 til 1995 var relativt nedbørrike, og i de fleste årene var den faktiske kraftproduksjonen høyere enn den midlere produksjonsevnen. I tørråret 1996 var det nyttbare tilsiget til kraftsystemet kun rundt 85 TWh. Men ved å tære på magasinbeholdningen ble det likevel produsert nesten 105 TWh. Kraftproduksjonen i 1997 på om lag 111 TWh var også relativt lav sammenlignet med tidligere år, men likevel ikke langt under den midlere produksjonsevnen.

22.2 RESSURSGRUNNLAGET

22.2.1 Vannfallsenergi

Vannkraften er basert på vannfallsenergi som er en fornybar energikilde. Vannfallsenergi er den energimengden som frigis når vannet faller fra ett nivå til et lavere. Den totale teoretiske vannfallsenergien i Norge er beregnet til om lag 600 TWh per år.

Bare vel en tredjedel, om lag 239 TWh, av vannfallsenergien er vurdert å kunne utnyttes til kraftproduksjon når 4 kr/kWh er satt som en øvre grense for de mest kostbare delene av prosjektene. Prosjektene i vernede vassdrag samt annet potensial som blant annet av miljøhensyn er utelatt under planprosessen («vernet på tegnebrettet»), er inkludert²².

Med en vannfallsenergi på om lag 239 TWh er det mulig med dagens teknologi å produsere 203 TWh vannkraft. Da har man antatt at både de eksisterende kraftverk og alle prosjektene som inngår i produksjonspotensialet på 203 TWh, har et samlet

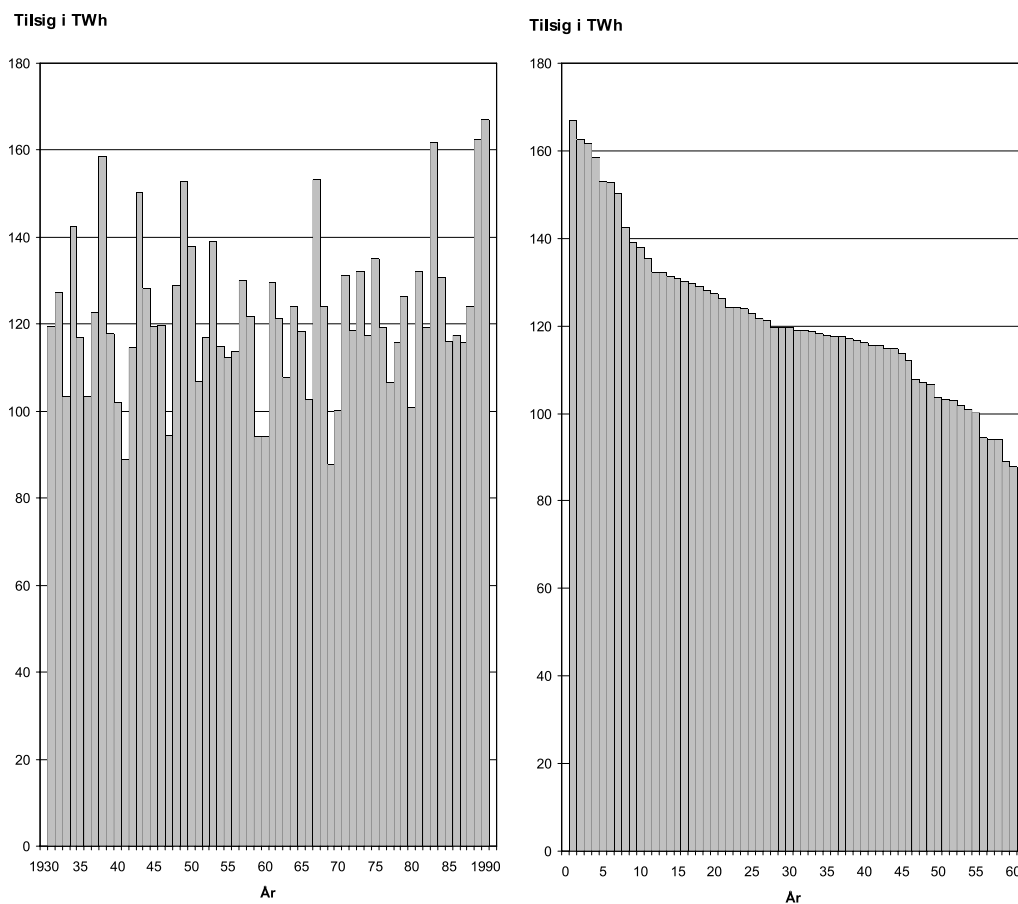
22. I 22.4.4 gis en nærmere omtale av uttrykket «vernet på tegnebrettet».

fall- og virkningsgradstap på 15 prosent ($239 \text{ TWh} * 0,85 = 203 \text{ TWh}$). Av vannfallsenergien som ikke er økonomisk nyttbar, ($600 - 203 =$ om lag 400 TWh) ligger blant annet flomtap, falltap i vannvei og virkningsgradtap i allerede utbygde og mulige framtidige kraftverk. Med en investeringsgrense høyere enn 4 kr/kWh kan en del av vannfallsenergien som i dag ikke regnes for økonomisk nyttbar (400 TWh) realiseres.

Av det økonomisk nyttbare potensialet på 203 TWh er «vernet på tegnebrettet» vurdert til å være i størrelsesorden 25 TWh . Det resterende produksjonspotensial er registrerte prosjekter, utbygde og ikke utbygde, og kan derfor anslås sikrere. Pr 1.1.98 utgjorde vannkraftpotensialet $178,3 \text{ TWh}$ (omtales senere), hvorav $112,9 \text{ TWh}$ er utbygd og $35,3 \text{ TWh}$ er vernet.

22.2.2 Hydrologi og klima

Tilsiget til vannkraftverkene, regnet som mulig kraftproduksjon, kan være nesten 170 TWh i et våtår og så lavt som 90 TWh i et tørrår, se figur 22.3. Midlere årlig energitilsig er beregnet til 122 TWh . Det nyttbare tilsiget blir lavere på grunn av flom og regler om minstevannføring.



Figur 22.3 Beregnet årlig energitilsig i det norske vannkraftsystemet. Kronologisk og ordnet etter avtagende tilsig. TWh

Kilde: NVE

I noen våte år vil en del av vannet bli tappet forbi driftsklare turbiner fordi det ikke er omsetningsmuligheter for mer elektrisitet. Økt innenlandsk elforbruk og nye forbindelser til utlandet vil redusere slike tap i årene som kommer. I tørre år vil tapping fra flerårsmagasiner øke vannkraftproduksjonen utover hva tilsiget gir grunnlag for. Men dersom flere tørre år følger på hverandre, som i perioden 1939-1942, vil den mulige produksjonen nærme seg det nyttbare energitilsiget i det aktuelle tørråret.

I årene 1981-1990 var energitilsiget 10 prosent høyere enn gjennomsnittet for hele perioden 1931-1990. Dette tiåret bidrar til en økning i det midlere tilsiget på et par prosent. Den midlere produksjonsevne på 112,9 TWh baserer seg som nevnt på tilsigsserien 1931-1990. Hvis man i stedet baserte seg på tilsigsserien 1961-1990, ville midlere produksjonsevne blitt beregnet til 114,4 TWh. Så fremt det ikke er systematiske variasjoner i tilsigsutviklingen blir størrelsen «midlere produksjonsevne» sikrere jo lengre serie den beregnes for. Gjennomsnittlig årlig produksjon hittil på 1990-tallet (1990-1997) er 115,3 TWh.

22.3 MILJØKONSEKVENSER VED VANNKRAFTUTBYGGING OG -PRODUKSJON

Miljøbelastningen ved vannkraftutbygging og -produksjon er avhengig av omfanget av utbyggingen og de lokale forholdene. Nedenfor omtales noen av de vanligste miljøulempene knyttet til vannkraftprosjekter.

I *magasinene* er skadene foruten selve neddemmingen, avhengig av reguleringsshøyden. Ved en reguleringshøyde på mer enn ca. 5 meter, vil det på lang sikt oppstå en varig skade på de biologiske systemene, blant annet sterkt redusert fiskeproduksjon. Vannstandsendingene fører til utvasking av finstoff og næring, og kan videre føre til erosjon i reguleringssonen som kan forplante seg videre oppstrøms i selve magasinet. Dette gjelder særlig i senkningsmagasiner som ligger i områder med løsmasseavsetninger. Om lag to tredjedeler av magasinene har en reguleringshøyde på over 5 meter.

Neddemming kan påvirke landbruket negativt, ved at produktive arealer (dyrket mark, beite, skog) settes under vann eller ved at grunnvannstanden endres. Erosjon som følge av endret grunnvannstand, kan også påvirke landbruket negativt ved at produktive arealer forsvinner. De fleste reguleringsmagasiner med store neddemminger ligger imidlertid utenfor de typiske jordbruksområdene. Neddemming kan også påvirke viltets næringsområder og vandringsveier.

Forringelsen av magasinområdets opplevelsesverdi er først og fremst knyttet til visuelle forhold, men dårligere fiske påvirker også opplevelsesverdien. De visuelle forholdene er avhengig av magasinets topografi og oppfyllingstidspunkt og vil derfor variere betydelig mellom magasinene (avhengig av reguleringshøyde) og fra ett år til et annet (avhengig av nedbørsforholdene).

De største miljøvirkningene i forbindelse med vannkraftproduksjon er knyttet til *endringene i vannføringsforholdene*. Dette gjelder både i forhold til naturmessige forhold i vassdraget og (visuell) opplevelse av vassdrag inkludert fossefall. Størrelsen på restvannføringen som er tilbake etter regulering og vannføringens fordeling over året, vil avgjøre hvor negativ virkningen er. Plutselige vannstandsendinger kan være uheldige; for eksempel kan plutselige vannstandsreduksjoner føre til stranding av fisk og yngel og dermed føre til betydelig skade på (fiske-)faunaen i vassdraget. Kortvarige vannstandsøkninger (lokkeflommer) derimot kan være nødvendige for å sikre fiskens naturlige vandringer. Jevn vannføring over året i et regulert vassdrag kan forbedre forholdene for fisk i forhold til naturtilstanden.

Kraftutvekslingsavtalene med kontinentet innebærer at det i enkelte vassdrag vil bli større endringer i vannføringsforholdene over døgnet enn det man hittil har registrert. Ytterligere effektinstallasjoner i eksisterende kraftverk vil av miljøhensyn først og fremst være aktuelt i kraftverk med utløp i fjorder eller større vann/magasiner.

Forurensning i forbindelse med kraftutbygging er dels knyttet til direkte utslipp fra brakkerigger og annet i forbindelse med selve anleggsperioden og dels knyttet til redusert resipientkapasitet som følge av fraføring av vann. Avhengig av vannkvaliteten kan fraføring av vann ha en positiv eller negativ effekt på restfeltet og det vassdraget som får tilført vann.

Etablering av magasiner og regulering av elvenes vannføring kan også påvirke lokalklima og *isdannelse og frostrøyk*. Isgangssituasjonen i elver kan endres til det bedre eller verre, avhengig av lokale forhold og kjøring av kraftverket.

Overføring av vann fra ett vassdrag til et annet kan i tillegg til de ulempene som er nevnt overfor, føre til at *uønskede organismer* som for eksempel parasitter eller «ufisk» (for eksempel ørekyte) spres til nye vassdrag.

Bygging av *infrastruktur* i forbindelse med kraftutbygging, som veier og kraftledninger, kan i visse tilfelle innebære like store miljøinngrep som selve kraftutbyggingen. Kraftutbygging har ofte foregått i områder som har vært lite påvirket av menneskelige inngrep før utbyggingen. Bygging av veier fører som regel til at områdene blir langt mer intensivt brukt også utover selve anleggsperioden. Anlegg i forbindelse med kraftutbygging er en av de viktigste årsakene til den store reduksjonen av uberørt natur vi har hatt etter krigen. Veibygging og økt ferdsel kan føre til betydelige forstyrrelser for dyrelivet. Fragmentering av leveområder for ulike arter representerer en trussel mot biologisk mangfold. Særlig sårbare er reinen og bestander av rovfugl.

Anleggsveier i forbindelse med kraftutbygginger vil ofte være av nytte for lokalbefolkningen etter at utbyggingsperioden er over, både i forbindelse med næringsvirksomhet og ved at de bedrer tilgjengeligheten til tur- og jaktområder.

Ved vannkraftutbygginger er det generelt vanskelig å få oversikt over summen av alle konsekvenser i forkant av en utbygging. Det vil alltid være en risiko for at man først i etterkant blir klar over viktige konsekvenser. Dette stiller store krav til konsekvensutredninger i forbindelse med vannkraftutbygginger.

22.4 NY PRODUKSJONSKAPASITET

22.4.1 Vannkraftpotensialet og tilgangslisten

Vannkraftpotensialet

Det totale økonomiske utbyggbare vannkraftpotensialet per 1.1.1998 er beregnet til 178,3 TWh, med øvre kostnadsgrense 4 kr per kWh årlig produksjonsevne, se figur 22.4. Midlere produksjonsevne i utbygd system er beregnet til 112,9 TWh, og 35,3 TWh er varig vernet gjennom Verneplan I - IV. Det realiserbare potensialet (totalt minus varig vernet) er på 143,1²³ TWh. Differansen på 30,1 TWh mellom realiserbart potensial og utbygd potensial, betegnes som gjenværende utbyggbart potensial, og er registrert i prosjekter hvorav de fleste er behandlet i Samlet plan (SP).

23. $178,3 - 35,3 = 143,0$. Benytter man tall fra NVE med flere desimaler blir tallet 143,1. Av samme grunn kan også andre potensialtall i kapitlet ha et avvik på 0,1 TWh.

Boks 22.1 Samlet plan for vassdrag (SP)

Bakgrunn

I 1981 ble Miljøverndepartementet pålagt av Stortinget å utarbeide en «Samlet plan for vassdrag». Intensjonen var å få en samlet nasjonal forvaltning av vassdragene og derved forhindre en «bit-for-bit-behandling» som man mente konsesjonsbehandlingen var. Det var også ønske om å få en riktig utbyggingsrekkefølge av vannkraftprosjektene og det var en forutsetning at SP skulle virke effektiviserende for konsesjonsbehandlingen.

I SP er det foretatt en gjennomgang av gjenværende vannkraft (over 1 MW og innenfor en marginal utbyggingskostnad på ca 4 kr/kWh) med tallfesting av utbyggingsøkonomi og klarlegging av konsekvenser for miljøet og konflikter mot andre brukerinteresser i vassdrag. På grunnlag av utbyggingsøkonomien og konsekvensene ble prosjektene sortert i 16 grupper, og deretter i tre kategorier. (Senere er kategori II og III slått sammen til kategori II). At et prosjekt er «klarert» for konsesjonsbehandling gjennom SP, innebærer ikke noe bindende forhåndstilsagn om konsesjon. Samlet plan kategori I (SP I) omfatter i dag prosjekter som det kan søkes konsesjon for (gruppe 1-5), mens Samlet plan kategori II (SP II) omfatter prosjekter som det inntil videre ikke kan søkes konsesjon for (gruppe 6-16).

I motsetning til verneplanene som verner hele eller deler av vassdrag mot kraftutbygging, behandler SP prosjekter. Det er derfor mulig å fremme andre alternativer enn dem som er plassert i SP, og eventuelt få dem plassert i en annen gruppe og kategori enn de foregående alternativene.

Den første stortingsmeldingen om SP ble behandlet i Stortinget i 1986 (St.meld. nr. 63 (1984-85)). Senere har det vært to rullinger, St.meld. nr. 53 (1986-87) og St.meld. nr. 60 (1991-92). Gjennom rulleringene har Stortinget plassert nye prosjekter og alternativer i grupper og kategorier.

I den siste meldingen ble det lagt opp til en forløpende administrativ rullering. Regjeringen ønsket at stortingsbehandlinger heretter skulle skje ved behov for avklaringer i forhold til energibalansen. Stortinget skulle få seg forelagt forhold vedrørende energibalansen sett i relasjon til grensen mellom kategori I og II. Dette så man for seg burde skje for eksempel hvert 4.-6. år, eller når energisituasjonen skulle tilsi det.

Den senere behandlingen i Stortinget endte med en noe mer begrenset mulighet til administrativ behandling, men prosjekter som ikke innebærer konflikter som tilsier at det er usikkerhet om plasseringen, plasseres nå administrativt. Tidligere måtte slike prosjekter uansett vente på neste rullering i Stortinget selv om alle faginstanser var enige om plasseringen.

Saksbehandlingen

Behandling av prosjekter i SP skjer i dag ved at NVE foretar en teknisk/økonomisk vurdering av det aktuelle prosjektet. (Som oftest lagt fram av en aktuell utbygger). Saken oversendes deretter Direktoratet for naturforvaltning (DN) som sender den til Fylkesmannen. Fylkesmannens miljøvernavdeling foretar den faglige konsekvensvurderingen, og sender sin innstilling om gruppeplassering til DN for vedtak. DN avgjør deretter saken i samråd med NVE. Dersom DN og NVE ikke blir enige sendes saken til Miljøverndepartementet for endelig avgjørelse i samråd med OED.

Søknader om unntak og forenklet behandling i SP sendes også fra NVE til DN som igjen forelegger saken for fylkesmannen.

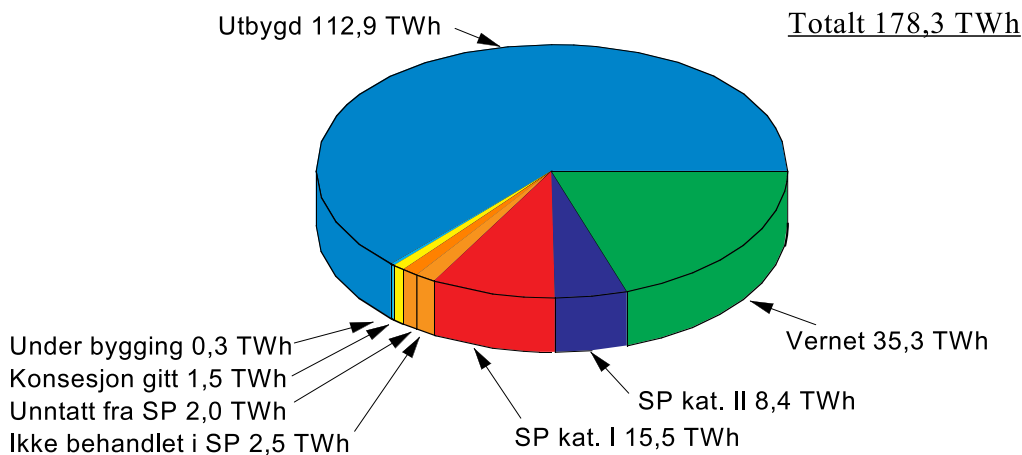
At prosjekter må «klareres» i forhold til SP før det sendes inn melding og konsesjonssøknad krever ekstra behandlingstid. I beste fall noen måneder, men det kan også ta adskillig lenger tid dersom det trengs en helt ny SP-behandling.

Forholdet til konsesjonsbehandlingen

Det var en forutsetning at SP skulle virke effektiviserende for konsesjonsbehandlingen. Undersøkelsene som lå til grunn for SP var forutsatt i mange tilfelle å være tilstrekkelig grunnlag for konsesjonssøknadene. NVE har ikke eksempler på at det har fungert i praksis og møter isteden innvendinger fra miljøvernmyndighetene om at grunnlaget fra SP er for dårlig eller for gammelt som grunnlag for en søknad. SP har imidlertid vært et nyttig grunnlag for meldinger og vurdering av krav til innhold i konsekvensutredninger (KU) i forbindelse med søknader.

I SP finnes flere alternativer som utnytter det samme vannet over samme strekning. I NVEs tilgangsliste er kun det mest realistiske alternativ tatt med. I prinsippet kan derfor alle prosjektene i tilgangslisten bygges ut og kraftmengden realiseres. Gjenværende utbyggbart potensial på 30,1 TWh i figur 22.4, er basert på tilgangslisten.

Av restpotensialet på 30,1 TWh, er 10,9 TWh i dag ikke tilgjengelige prosjekter for konsesjonsbehandling, det vil si de er plassert i Samlet plan kategori II (SP II) (8,4 TWh), eller de er ennå ikke behandlet i SP (2,5 TWh). Noen av de siste er under behandling.



Figur 22.4 Vannkraftpotensialet per 1.1.1998, referert tilsigsperioden 1931-1990. Ikke utbygget potensial er beregnet ut fra en marginal investeringsgrense på 4,0 kr pr kWh årlig produksjonsevne. TWh

Kilde: NVE

Registrerte tilgjengelige prosjekter utgjør 19,2 TWh, og omfatter 15,5 TWh i Samlet plan kategori I (SP I), 2,0 TWh som er unntatt fra SP, 1,5 TWh hvor konsesjon er gitt og 0,3 TWh under utbygging. Prosjektene som er unntatt fra SP, kan det søkes konsesjon for å bygge ut. Disse består blant annet av små prosjekter hvor det ikke er nødvendig med behandling i SP.

En barriere mot å få realisert nye vannkraftprosjekter er den lange saksbehandlingstiden. For øyeblikket bidrar stor interesse for nye prosjekter og stor arbeidsmengde i NVE og departementet til at saksbehandlingen tar lengre tid enn normalt.

NVEs tilgangsliste

NVEs tilgangsliste består av registrerte vannkraftprosjekter hvor de mest kostbare delene av prosjektene har investeringskostnader opp til 4 kr per kWh årlig produksjonsevne. Listen inneholder prosjekter på ulike stadier, fra de som er under bygging til forprosjekter som ennå ikke er behandlet i SP. Siktemålet med listen er at den til enhver tid skal inneholde de mest realistiske utbyggingsalternativene av Norges gjenværende vannkraftpotensial. Denne vurderingen gjøres i NVE, dels i samråd med de potensielle utbygg. Summen av prosjektenes potensial utgjør som omtalt foran, 30,1 TWh elproduksjon.

De fleste prosjektskissene i tilgangslisten er imidlertid 10-15 år gamle. De prosjektutformingene som ville blitt valgt i dag, vil høyst sannsynlig avvike fra de som står i listen. Hvilken prosjektutforming som er mest aktuell, vil endres som følge av endringer i:

- Økonomiske rammebetingelser
- Teknologisk utvikling
- Vurdering av andre brukerinteresser i vassdraget
- Vurdering av miljøkvaliteter
- Politiske holdninger, lokalt og sentralt

En gjennomgang av tilgangslisten gjør det klart at det nærmer seg slutten på de store enkeltutbygginger. De største prosjektene i tilgangslisten er Øvre Otta og Sauda, begge med en produksjonsmengde på rundt 1 TWh. Prosjektet i Saudavassdraget omfatter både opprusting og utvidelser, mens Øvre Otta i hovedsak kan betraktes som en nyutbygging. I neste kapittel følger en nærmere omtale av opprustings- og utvidelsesprosjektene, både de som er registrert i NVEs offisielle liste og en nyere kartlegging.

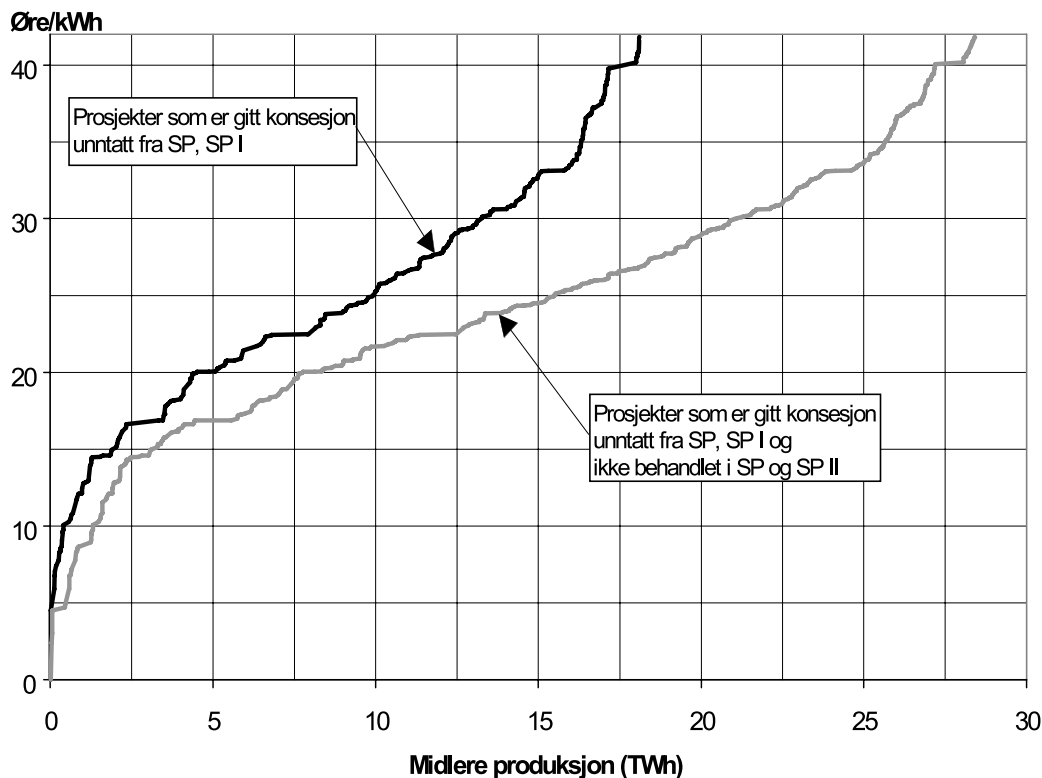
Til sammen omfatter tilgangslisten rundt 600 prosjekter. Tallmessig dominerer de små prosjektene. Gjennomsnittlig energibidrag fra hvert SP-prosjekt er på kun 50 GWh. Langt de fleste prosjektene, over 400, vil gi et energibidrag på mellom 10 og 100 GWh. Bare 75 prosjekter vil hver gi energibidrag over 100 GWh. Disse prosjektene representerer imidlertid tilsammen over 16 TWh, altså mer enn halvparten av gjenværende utbyggbar vannkraft.

I over halvparten av prosjektene er effektinstallasjonen (eller effektutvidelsen) mindre enn 10 MW. Bare i 13 prosjekter er effektinstallasjonen planlagt til over 100 MW. Av disse ligger åtte prosjekter i SP I og bare ett i SP II.

Spesielt i SP I er det mange prosjekter med liten reguleringsgrad, dvs små magasineringsmuligheter i forhold til årsproduksjonen. Prosjektene i kategori II har gjennomgående større magasiner og er av den grunn som regel mer konfliktfylte.

Kostnader

Kostnadene for utbygging varierer mye mellom de ulike gjenværende vannkraftprosjektene. I figur 22.5 er disse rangert etter stigende kostnad. Den øverste kurven i figuren viser vannkraftprosjekter det kan søkes om konsesjon for. I den nederste kurven er også prosjektene i SP II og prosjekter som ikke er behandlet i SP, lagt inn.



Figur 22.5 Gjenstående utbyggbart vannkraftpotensial etter kostnadsnivå. 1997-priser, 40 års levetid og 7 prosent kalkulasjonsrente. øre/kWh

Kilde: NVE

Av prosjekter åpnet for konsesjonsbehandling, kan 10 TWh bygges ut til under 25 øre/kWh. Dersom også Samlet plan kategori II tas med, vil tilsammen vel 15 TWh kunne bygges ut under samme kostnadsgrense.

Vannkraftsystemet har stor fleksibilitet i produksjonen og har dermed muligheter til å levere mest energi når behovet er størst. Da vil også prisene være høyest. Etter hvert som det norske kraftsystemet fysisk og handelsmessig blir knyttet sterkere til land med varmekraftsystemer, vil også vannkraftverkene evne til hurtige opp- og nedreguleringer representere fortjenestemuligheter²⁴. Det er derfor mulig at selv prosjekter som framtrer som relativt dyre i figuren, kan gi lønnsomhet.

22.4.2 Opprusting og utvidelse (O/U) av vannkraftverk

O/U-prosjektene utgjør om lag en tredjedel av det gjenstående utbyggbare vannkraftpotensialet, det vil si om lag 10 TWh. Av dette er om lag 1 TWh rene opprustingsprosjekter. Noe av bakgrunnen for O/U-prosjektene er at kraftverk fram til 1960-årene ble bygd med en annen teknologi enn i dag og var tilpasset andre forhold i kraftforsyningen enn de som gjelder i dag. De var ofte ikke tilknyttet et landsomfattende hovednett, og mange større verk var tilpasset kraftkrevende industri, med

24. Gevinster ved kraftutveksling mellom det norske vannkraftsystemet og varmekraftsystemer hos våre handelspartnere, er nærmere omtalt i ([Link](#)) kapittel 6 og 9.

lang brukstid og dermed relativt sett liten installert effekt i forhold til energiproduksjon.

Boks 22.2

Boks 22.2 Definisjon av opprusting og utvidelse

Opprusting omfatter:

- Å redusere falltapene, blant annet ved å utvide tverrsnittene i vannveiene
- Å modernisere og automatisere kraftverkene for å øke den totale virkningsgrad, redusere driftsutgiftene og forbedre driftssikkerheten

Utvidelse omfatter:

- Å overføre vann fra hittil ikke utnyttede felt, eller føre vann fra ett felt til et annet som kan nytte det bedre
- Å øke eksisterende magasiner eller etablere nye
- Å øke fallhøyden, enten ved å bygge helt nye kraftverk eller ved å heve overvannet og/eller senke undervannet
- Å øke maskininstallasjonen/slukeevnen for å få mer disponibel effekt under topplast og redusere flomtapene

Opprustingsprosjekter gjelder tiltak «mellom varegrinden (fungerer som en sil) ved inntaksmagasinet og utløpet av avløpstunnel» og har beskjedne miljøkonsekvenser. Utvidelsesprosjekter derimot, som blant annet kan innebære nye magasiner eller nye overføringer, vil kunne ha miljømessige konsekvenser på linje med helt nye prosjekter. Dette er illustrert ved at flere av utvidelsesprosjektene er plassert i SP II.

For effektutvidelser som også innebærer nye overføringer av vann, kan inngrepene reduseres ved å utnytte eksisterende magasiner ved overføring fra urørte nabovassdrag, i forhold til om disse skulle bygges ut separat. Slike prosjekter kan gi en annen utnyttelse og drift av gamle reguleringsmagasiner som i dag ofte utnyttes dårlig fordi kraftverket har liten effektkapasitet.

For opprusting er det vanligvis nok med konsesjon for elektriske anlegg etter energiloven. For utvidelse kreves som regel også tillatelse etter vassdrags- og/eller vassdragsreguleringsloven.

Rene opprustingsprosjekter, for eksempel forbedring av virkningsgrad eller reduksjon av falltap, vil ofte bare gi beskjedne energibidrag og har ofte svak lønnsomhet, blant annet på grunn av inntektstapet ved driftsstans under ombyggingen. Opprusting kombinert med utvidelse gir gjerne større energigevinst og bedre lønnsomhet enn ren opprusting. Lønnsomme opprustingstiltak kan dermed bli utsatt i påvente av totale løsninger for ombyggingen.

Optimale løsninger for utvidelsesprosjekter krever ofte at hele vassdraget vurderes under ett, på tvers av eierforholdene til hvert enkelt kraftverk. Dette muliggjør prosjekter som er bedre enn de som kommer fram ved bare å se på tiltak innenfor rammen av en eksisterende utbygging.

O/U-potensial knyttet til konkrete prosjekter registrert i NVE

O/U-potensialet knyttet til konkrete prosjekter er beregnet til 10,4 TWh, og utgjør dermed en tredjedel av det ikke utbygde potensialet, jf 22.4.1. En oversikt over potensialene i de ulike kategoriene viser at hovedtyngden av prosjektene, 5,8 TWh, ligger i SP I, se tabell 22.1. Bare 0,2 TWh av O/U-prosjektene er gitt konsesjon eller er under bygging.

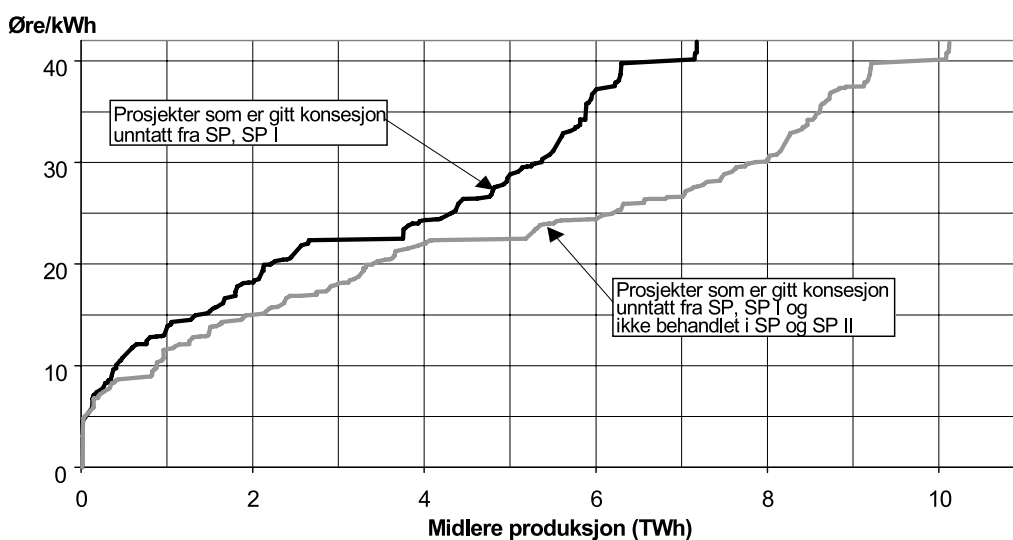
Tabell 22.1: Opprustings- og utvidelsesprosjekter etter status. TWh

Status	Potensial (TWh)
Under utbygging	0,1
Konsesjon gitt	0,1
Unntatt fra Samlet plan	1,5
Ikke behandlet i Samlet plan	1,3
Samlet plan kategori I	5,8
Samlet plan kategori II	1,6
Sum	10,4

Kilde: NVE

Av O/U-prosjektene er om lag 10 prosent eller 1 TWh vurdert som rene opprustingsprosjekter. I tillegg ligger opprusting inne i de fleste utvidelsesprosjektene, hvor realiseringen av opprustingspotensialet er avhengig av en samtidig utvidelse. Gevinsten ved opprusting kan være noe undervurdert siden virkningsgraden i mange gamle kraftverk ikke er nedjustert i NVEs oversikter over utbygd produksjonskapasitet. Avviket i virkningsgrad før og etter opprustning kan dermed være større enn det som er lagt inn ved beregning av opprustingspotensialet.

Kostnadene knyttet til opprusting og utvidelse varierer mellom de ulike prosjektene. O/U-prosjektene kan rangeres etter stigende kostnad som vist i figur 22.6. Den øverste kurven i figuren viser prosjekter det kan søkes om konsesjon for. I den nederste kurven er også prosjektene i SP II og ikke behandlet i SP, lagt inn. Prosjektene inngår slik de er skissert i SP.



Figur 22.6 Opprustings- og utvidelsespotensial etter kostnadsnivå. 1997-priser, 40 års levetid og 7 prosent kalkulasjonsrente. øre/kWh

Kilde: NVE

Av O/U-prosjekter åpnet for konsesjonsbehandling, kan vel 4 TWh bygges ut til under 25 øre/kWh. Dersom også prosjekter i SP II tas med, vil tilsammen i overkant av 6 TWh kunne bygges ut under samme kostnadsgrense.

Foruten den generelle usikkerheten som ligger i lønnsomhetsvurderingen for et hvert nytt vannkraftverk, er det enda større usikkerhet forbundet med O/U-prosjekter. Dette skyldes at lønnsomheten av et O/U-prosjekt alltid er avhengig av den verdi og restlevetid som settes på det eksisterende anlegget. Oppfatningene om restlevetiden kan variere.

Ytterligere O/U-potensial

Den aktive kartleggingsfasen av nye prosjekter og O/U-prosjekter i offentlig regi er trappet ned. Nytt potensial registreres kun i de tilfeller der en utbygger henvender seg til NVE med et prosjekt som gir en økning utover det tidligere registrerte realiserbare potensialet på 143,1 TWh. Konsulentselskaper og leverandørindustrien har den siste tiden lagt fram tall på opprustingspotensialet som er vesentlig høyere enn det som er registrert i NVE.

En nylig gjennomført studie foretatt av Statkraft Engineering antyder at det er et betydelig potensial særlig knyttet til opprustingsprosjekter, utover det som framkommer ved å summere de konkrete registrerte prosjekter. Dette potensialet er knyttet til tiltak i eksisterende vannkraftverk i første rekke som:

- Bedre utnyttelse av vannveiene ved tapsreducerende tiltak
- Økning av virkningsgrad for maskiner ved å skifte ut / bygge om nøkkelkomponenter
- Utvidelse av maskininstallasjon for å utnytte eksisterende magasin- og tilsigsforhold

Tiltakene vil først og fremst være opprustingsprosjekter og omfatter alle kategorier innenfor denne rammen. Bare utvidelse av maskininstallasjon kan defineres som utvidelsesprosjekter. De fleste tiltakene vil ikke kreve konsesjonsbehandling. Tabell 22.2 gir grove anslag for tap i vannveier, turbiner, generatorer og transformatorer og effektiviseringspotensialer ved tiltak knyttet til disse områdene i kraftverk, ved ulike kraftpriser.

Tabell 22.2: Effektiviseringspotensialer ved ulike opprustings- og utvidelsestiltak (kun økt effektivinstallasjon) og ved ulike kraftpriser. «Tap» er utfra en virkningsgrad på 100 prosent. TWh

Tiltak knyttet til:	Tap	Effektiviseringspotensialer ved 22 øre/kWh	Effektiviseringspotensialer ved 30 øre/kWh
Vannveier	5,6	1,3	1,6
Turbiner	10,3	2,1	2,4
Generatorer og transformatorer	4,1	0,4	0,5
Sum	20,1	3,8	4,5

Kilde: Statkraft Engineering

Tabellen viser at de største taps- og effektiviseringspotensialer er knyttet til turbiner. En stor del av tapene kan reduseres innenfor en kostnad på 22 øre/kWh. En usikkerhet ved anslagene er at inntektstap ved driftsstans i ombygningsperioden ikke er tatt hensyn til. Potensialene kan dermed være noe overvurderte.

22.4.3 Små-, mini- og mikrokraftverk

Det er ingen fast internasjonal definisjon på små-, mini- og mikrokraftverk, men i Norge benyttes følgende definisjoner:

Småkraftverk	1-10 MW*
Minikraftverk	100-1000 kW
Mikrokraftverk	0-100 kW

* 1 MW = 1000 kW

Småkraftverk skiller seg fra de to andre kategoriene blant annet ved at de krever behandling i SP.

Det er i de senere årene registrert en betydelig interesse for bygging av mini- og mikrokraftverk blant private grunneiere, og denne interessen må en regne med vil vedvare i årene framover. Med standardiserte løsninger og flere utstyrsleverandører på markedet, er utbyggingskostnadene presset nedover. Både kraftselskap, grunneiere, utstyrsleverandører og konsulenter går nå flere steder gjennom vassdragene for å vurdere muligheter for kommersielle småprosjekter.

De små kraftverkene utnytter som regel en begrenset strekning i elven, og de fleste har minimal magasinkapasitet for regulering av vannføringen gjennom verket. De utnytter vannet opp til maksimal kapasitet når det er til stede i elva. Det overskytende vannet går forbi. Slike kraftverk har ikke egen frekvensregulering, og er av den grunn avhengig av tilknytning til stabile nett. De vil derfor ikke bidra til effektreguleringen, men vil yte bidrag til energidekningen. De standardiserte løsningene gir imidlertid en noe lavere virkningsgrad enn hva som er vanlig i større kraftverk.

NVEs tilgangsliste har kun med prosjekter som er 1 MW eller større, det vil si ikke mini- og mikrokraftverk. Noen av de små prosjektene nytter vann som er med i andre registrerte prosjekter, og representerer dermed ikke nytt potensial. En del av prosjektene representerer imidlertid et potensial som ikke er registrert tidligere.

Det er ikke foretatt noen beregning av hvor stort potensial mini- og mikrokraftverk utgjør, men et utredningsarbeid om dette vil starte sommeren 1998.

For andre brukerinteresser er ulempene ofte små ved små uregulerte kraftverk sammenlignet med hva som vanligvis er tilfellet for større regulerte kraftverk. I en situasjon hvor man skal sammenligne ulempene av en større utbygging med «summen» av ulempene ved mange små, kan det imidlertid hende at minst skade skjer ved å bygge ut det store prosjektet. Ønsker man et gitt antall GWh utbygd, kan altså ulempene per produsert kWh være mindre for det store kraftverket.

22.4.4 Nærmere om vurderinger av økonomi og forholdet til andre brukerinteresser ved kapasitetsutvidelser

Hovedmålet med SP er at gjenværende prosjekter utbygges i riktig rekkefølge, der både økonomi og miljøhensyn teller.

En prosjektering av en konkret utbygging i et vassdrag vil gjerne starte med et lite prosjekt som bare nyttiggjør de sentrale og åpenbart mest lønnsomme delene av vassdraget. Fra dette utgangspunktet kan prosjektet gradvis utvides ved at nye tilsigfelt fanges inn, magasinene blir større ved at dammene blir høyere og tverrsnittene økes i tilløpstunnelene for å redusere energitapet. På denne måten økes mulig vannkraftproduksjon, men kostnadene for den siste produserte kWh øker også. Det

er med andre ord økende marginale produksjonskostnader i vannkraftproduksjon. Slike økende marginalkostnader er typiske ved utnyttning av knappe naturressurser og gir grunnlag for grunnrente.

For annen type kraftproduksjon, hvor det i praksis ikke er noen begrensninger i tilgangen på brensel eller andre innsatsfaktorer, vil de marginale kostnadene gjerne være konstante eller fallende hvis det er stordriftsfordeler i produksjonen. Dette gjelder kraftproduksjon basert på fossile brenslere som gass, olje og kull. Det samme kan være tilfelle for kraftproduksjon basert på biobrensel, i den grad det er god tilgang på dette brenselet.

Ut fra kostnadsforholdene knyttet til vannkraftproduksjon, vil riktig dimensjonering av vannkraftprosjektet være ved det nivå der den marginale produksjonskostnad er lik kostnaden ved rimeligste alternative måte å produsere kraft på, sett over vannkraftprosjektets levetid.

Prosjektene i tilgangslisten er i prinsippet søkt dimensjonert slik at de mest kostbare delene av prosjektene får en utbyggingskostnad lik 4 kr/kWh. Med 40 års levetid og 7 prosent kalkulasjonsrente og med tillegg av driftskostnader, tilsvarer dette en kraftkostnad på om lag 34 øre/kWh. I praksis varierer det imidlertid hvorvidt dimensjoneringen av vannkraftprosjektene har skjedd etter dette kostnadskriteriet. Underveis i planleggingen vurderes prosjektene til hva som er innenfor akseptable grenser i forhold til miljø og andre brukerinteresser, og allerede på et tidlig stadium utelates deler som antas å være urealistiske. Slik potensialer refereres ofte til som «vernet på tegnebrettet», og disse potensialene er ikke registrert.

Angitte vannkraftpotensialer for et geografisk område representerer altså ikke områdets teoretiske potensial, men er framkommet på grunnlag av økonomiske og miljømessige avveininger.

NVE beregnet i begynnelsen av 1990-årene økningen av potensialene i noen mindre områder ved å tillate marginale utbyggingskostnader på henholdsvis 6 kr/kWh og 8 kr/kWh. Resultatet var en gjennomsnittlig vekst i potensialene på henholdsvis 37 prosent og 41 prosent. Potensialene framkom ved utelukkende å vurdere de økonomiske forhold. Miljømessige vurderinger ble ikke gjort.

22.4.5 Nærmere om forhold som kan bidra til endring i potensialet

Forhold som tilsier at potensialet kan øke

Nye prosjekter og vanligvis også en utvidelse av eksisterende prosjekter krever ny behandling i SP. En utvidelse innebærer ikke alltid en helt ny behandling, men er avhengig av en «klarering» i NVE og Direktoratet for naturforvaltning samt Fylkesmannens miljøvernavdeling. En slik klarering av utvidelsen kan ta alt fra 3 måneder til flere år, avhengig av sakens karakter og kapasitet hos de behandlende instanser. Deretter kommer konsesjonsbehandlingen.

Forhold som kan bidra til økt potensial, kan punktvis oppsummeres på følgende måte:

- Nye prosjekter og alternativer utredes og kommer til
- Ny teknologi fører til at tidligere ulønnsomme og ikke medregnede prosjekter kan bli lønnsomme
- Ny teknologi kan føre til at eksisterende prosjekter utvides
- Høyere kraftpris kan gjøre tidligere ulønnsomme prosjekter eller deler av prosjekter lønnsomme
- Økt verdi av effekt kan gi økt installasjon av effektkapasitet i hvert kraftverk. Dette kan gi økt produksjon i flomperioder
- Bedre hydrologiske grunnlagsdata kan gi grunnlag for bedre drift i eksisterende kraftverk (reduserer flomtap).

Det registreres nå en øket interesse for vannkraftutbygging. Flere utbyggere ser på nye prosjekter, og prosjekter som er behandlet i SP vurderes på nytt.

Forhold som tilsier at potensialet kan bli redusert

Tilgangslisten omfatter også prosjekter som i dag ikke gir bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Forventninger om fortsatt relativt lave kraftpriser, fører generelt til at utbygger er tilbakeholden med å inkludere de dyreste delene av vannkraftprosjekter. I dag er det sjelden det søkes om konsesjon på prosjekter som koster mer enn 2,5 kr/kWh i snitt.

Ved vannkraftutbygging er det ofte slik at de delene av prosjektet som ikke inkluderes ved utbygging, faller bort som gjenværende potensial i prosjektets levetid. I mange tilfeller innebærer senere utbygging at disse delene får betydelig høyere kostnader enn hva som ville vært tilfelle om de hadde vært inkludert i den opprinnelige utbyggingen. Det finnes imidlertid unntak hvor utvidelser uten særlige problemer kan foretas senere. I enkelte tilfeller utformes også kraftverket med senere mulige utvidelser for øyet. For eksempel kan vannveier dimensjoneres for større vannmengder med tanke på at nye felt kan tas inn, og/eller kan det settes av plass til flere aggregater i kraftstasjonen.

Som nevnt over, reduseres ofte prosjekter under detaljert planlegging og konsesjonsbehandling. Ulike forhold som bidrar til reduksjon i prosjektene, kan komme klarere fram i løpet av planleggingsprosessen. Årsaker til at prosjekter i løpet av planleggings- og konsesjonsfasen blir redusert i forhold til tilgangslisten, kan punktvist oppsummeres på følgende måte:

- Dårlig lønnsomhet
- Regler om slipping av minstevann kan gi redusert produksjonsevne
- Bare deler av prosjektet får konsesjon
- Enkelte prosjekter får ikke konsesjon i det hele tatt.

22.4.6 Hovedtrekk i beskatningen av kraftsektoren

Vannkraftsektoren har de siste årene vært preget av store endringer i rammebetingelsene. Energiloven av 1991 innebar blant annet at omsetning av kraft skulle skje på markedsbestemte vilkår. Dette ga strukturendringer i bransjen mot mer forretningsmessig drift og mer effektive organisasjonsformer. Kombinert med skattereformens prinsipper av 1992 om nøytral behandling uavhengig av næring, organisasjonsform, eierskap og finansiering, var det naturlig å innføre lønnsomhetsbasert beskatning av offentlig eide kraftforetak, samt å innføre skattemessig likebehandling av offentlig og privat eide kraftforetak. Grunnlaget for kraftskattereformen var Rødseth-utvalgets innstilling i NOU 1992:34 Skatt på kraftselskap, med oppfølging i Ot prp nr 23 (1995-96) Skatting av kraftforetak, og finanskomiteens Innst O nr 62 (1995-96). De nye skattereglene for kraftforetak er innført med virkning fra 1. januar 1997.

Skattereglene for kraftforetak innebærer at alle kraftforetak, både privat og offentlig eide, skal beskattes med 28 prosent av *alminnelig inntekt* på samme måte som andre foretak. For *vannkraftverkene* kommer i tillegg to særskatter - *grunnrenteskatten* og *naturressursskatten*. For *nettvirksomheten* er alminnelig inntekt eneste skattegrunnlag ved inntektslikningen.

På grunn av bransjens høye kapitalintensitet, vil avskrivningsreglene bety mye for overskuddet. Det er innført særregler om *lineære avskrivninger* for særskilte driftsmidler innenfor produksjon, dels for å sikre en jevnere periodisering av inntektsskatten fra kraftforetakene, og dels fordi lineære avskrivninger antas å være bedre tilpasset det økonomiske verdifallet for særskilte driftsmidler i kraftverk enn

saldoavskrivninger. De lineære avskrivningene omfatter to kategorier. Den første gruppen, som omfatter dammer, tunneler, rørgater (ekskl. rør) og kraftstasjonsbygg, avskrives årlig med 1,5 prosent av anskaffelsesverdien over 67 år. Den andre gruppen, som omfatter maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister mv., avskrives årlig med 2,5 prosent av anskaffelsesverdien over 40 år. Andre driftsmidler skal avskrives etter den ordinære *saldometoden*.

Siden det offentlige ikke er skattepliktig for *finansinntekter*, vil det lønne seg for selskap og en offentlig eier under ett å ha høyest mulig gjeldsgrad i selskapet. Egenkapitalen kan alternativt plasseres skattefritt utenfor kraftvirksomheten. Det er derfor vedtatt en øvre grense for det skattemessige rentefradraget for offentlig eide kraftforetak for å hindre skattemotivert tapping av egenkapitalen. Denne øvre grensen er satt til 70 prosent av gjennomsnittet av de skattemessig bokførte verdiene på driftsmidler per 1.1 og 31.12 i inntektsåret, multiplisert med en normrente som skal avspeile markedets utlånsrente. Overskuddsskatten deles mellom staten, fylkeskommunene og kommunene på samme måte som for annen etterskuddspliktig virksomhet.

Grunnrenten i vannkraftverk beskattes med 27 prosent til staten. Grunnrenten er knyttet til at det kan oppstå en ekstraordinær avkastning, det vil si avkastning utover normalavkastning, knyttet til å produsere vannkraft i særlig lønnsomme kraftverk som følge av at vannkraft er en begrenset naturressurs. Grunnrenten fastsettes som en normert markedsverdi av det enkelte kraftverks produksjon i inntektsåret fratrukket driftsutgifter (inkludert eiendomsskatt) og avskrivninger. I tillegg gis det fradrag for en friinntekt, som skal hindre at normalavkastningen blir ilagt grunnrenteskatt. Normalavkastningen er den avkastning investorene alternativt kunne oppnådd ved å investere i annen virksomhet. Friinntekten fastsettes som gjennomsnittet av de skattemessig bokførte verdiene per 1.1 og 31.12 i inntektsåret multiplisert med en normrente som skal avspeile normalavkastningen. Produksjonen verdsettes til spotmarkedspriser, med unntak av eksisterende langsiktige kontrakter, som skal verdsettes til faktisk kontraktspris, og kraft som brukes i samme foretak/konsern som produserer den, som skal verdsettes til prisen på Statkrafts såkalte 1976-kontrakter. Det er også åpnet for at nye langsiktige kontrakter under visse betingelser kan unntas fra verdsettelse til spotmarkedspriser. For konsesjonskraft skal konsesjonsprisen legges til grunn. Kraftforetak kan ikke samordne negativ grunnrenteinntekt i et kraftverk mot positiv grunnrenteinntekt i andre kraftverk. Negativ beregnet grunnrenteinntekt kan imidlertid framføres med rente, og trekkes fra mot eventuell framtidig positiv grunnrenteinntekt i det samme kraftverket.

Naturressursskatten på 1,2 øre/kWh legges på gjennomsnittet av det enkelte kraftverks samlede produksjon over de siste 7 årene (inkludert inntektsåret). Den ble innført blant annet for å sikre kommunene stabile skatteinntekter. Naturressursskatten fordeles med 1 øre/kWh til kommunen og 0,2 øre/kWh til fylkeskommunen. Naturressursskatten er fradragsberettiget for foretakene mot statens andel av overskuddsskatten (fellesskatten). Dersom naturressursskatten for et foretak er høyere enn fellesskatten i et inntektsår, kan foretakene framføre differansen med rente og trekke den fra mot framtidig fellesskatt. Naturressursskatten betales etterskuddsvis.

Kommunene kan skrive ut *eiendomsskatt* på det enkelte kraftverk, på tilsvarende måte som for annen næringseiendom. Skattesatsen skal ligge mellom 0,2 og 0,7 prosent av eiendomsskattegrunnlaget. I praksis er skattesatsen satt til 0,7 prosent i de aller fleste kraftkommunene. I forbindelse med de nye skattereglene for kraftforetak er det også vedtatt nye takseringsregler for eiendomsskatten. Eiendomsskattegrunnlaget skal være markedsverdien på kraftverket, og skal beregnes

som nåverdien over uendelig tid av et rullerende gjennomsnitt av de 5 siste års (inkludert inntektsåret) normerte salgsinntekter fratrukket driftskostnader, eieendomsskatt og grunnrenteskatt. I tillegg fratrekkes nåverdien av beregnede kostnader til framtidig utskiftning av driftsmidler. Salgsinntektene i det enkelte inntektsåret beregnes etter samme regler som grunnrenteskatten.

Vannkraftutbyggere kan pålegges *konsesjonsavgifter*. Avgiftene betales årlig til staten og til de kommunene som berøres av utbygging og regulering. Avgiftenes størrelse er fastsatt i den enkelte konsesjon.

Kommuner som blir berørt av kraftutbygging har også rett til å kjøpe *konsesjonskraft*. Konsesjonæren (produsenten) kan pålegges å avstå inntil 10 prosent av den produserte kraften til de berørte kommunene. Prisene baseres på produksjonskostnadene og fastsettes etter nærmere angitte regler. Konsesjonskraftprisen i 1998 er 10,19 øre/kWh (referert kraftstasjons vegg) for konsesjoner gitt etter april 1959. For konsesjoner gitt før april 1959 er prisen selvkost i verket pluss 20 prosent

Formuesskatten for aksjeselskaper ble avskaffet ved skattereformen av 1992. Formuesskatten for offentlige eide kraftforetak ble avviklet fra 1. januar 1997. *Produksjonsavgiften* til staten er avviklet med virkning fra 1. januar 1998.

Avgift på elektrisk kraft

Inntil 1.1.98 har elektrisk kraft blitt avgiftsbelagt i to ledd. Forbruksavgiften på elektrisk kraft er pålagt elektrisk kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller importert. Produksjonsavgiften er pålagt elektrisk kraft produsert i vannkraftverk på grunnlag av tidligere års produksjon.

Avgift på forbruk av elektrisk kraft

Tabell 22.3 viser avgiftssatsene de siste årene. Industri, bergverk og veksthusnæringen har fullt fritak for avgiften. Det samme har samtlige brukere i Finnmark og Nord-Troms. Det er videre fritak for bruk av tilfeldig kraft på nærmere angitte vilkår. Dette gjelder blant annet brukere med elektrokjeler som har brenselfyrt reserve. Det er ønskelig å sikre at kjeler som har fritak for forbruksavgiften på elektrisitet i realiteten kan koble over til brenselfyring når dette er prismessig lønnsomt eller ønskelig av andre årsaker.

Tabell 22.3: Forbruksavgift på elektrisk kraft. Avgiftssatser 1991-1998. øre/kWh.

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
4	4,15	4,6	5,1	5,2	5,3	5,62	5,75

Kilde: Finansdepartementet

Tabell 22.4 viser nettoforbruk av elektrisk kraft i 1995 inndelt etter gjeldende regler i 1995 for fritak for elektrisitetsavgiften. Som tabellen viser, er omtrent halvparten av forbruket av elektrisk kraft fritatt for forbruksavgift.

Tabell 22.4: Nettoforbruk av elektrisk kraft 1995 inndelt etter avgiftsplikt.

	Nettoforbruk 1995. GWh	Prosentvis fordel- ing
Fritatt for forbruksavgiften på elektrisk kraft:		
Bergverk og industri	42 043	40,1
Kraft til bruk i elektrokjeler med brenselfyrt reserve	7 514	7,2

Avgiftspliktig¹):

Tabell 22.4: Nettoforbruk av elektrisk kraft 1995 inndelt etter avgiftsplikt.

Tjenesteyting	18 704	17,8
Husholdninger og jordbruk ²⁾	35 587	33,9
Transport	675	0,6
Anleggskraft	440	0,4
SUM	104 964	100

¹⁾ Tallene inkluderer forbruket i Finnmark og Nord-Troms som er fritatt for avgift. ²⁾ Inkluderer veksthusnæringen som er fritatt for avgift

Kilde: Statistisk sentralbyrå

KAPITTEL 23

Andre fornybare energikilder

Utvalget er bedt om å utrede ulike tiltak som kan styrke produksjonen. En av framskrivningene skal baseres på at fornybare energikilder dekker det norske elforbruket i et normalår. I forrige kapittel ble den helt dominerende energikilden for elproduksjon, vannkraft beskrevet. I dette kapitlet beskrives de «nye» energikildene sol, bio, vind, geotermisk, varmepumper og fire former for havenergi. Noen av disse kildene kan utnyttes til elektrisitetsproduksjon, men fram mot år 2020 forventes det at de i hovedsak går til varmeproduksjon, som igjen kan frigjøre elektrisitet til andre formål.

23.1 SOLENERGI**23.1.1 Ressursgrunnlag**

Det er store mengder solenergi som treffer jorden. I løpet av ett år utgjør dette omlag 15 000 ganger hele verdens årlige energiforbruk. Det er imidlertid en utfordring å konsentrere eller omgjøre solenergien til nyttbar form på en økonomisk lønnsom måte. Solinnstrålingen kan benyttes til oppvarming, dagslys eller den kan omgjøres til elektrisitet. Produksjon av elektrisitet med damp turbin fra termiske solenergianlegg krever fokusering av solstrålene. Dette er kun aktuelt i områder med stor andel direkte stråling, det vil si mellom 35 °N og 35 °S, så fremt de lokale forholdene ligger til rette.

Den årlige solinnstrålingen i Norge varierer fra ca 700 kWh/m² i nord til vel 1100 kWh/m² i sør. Til sammenlikning er den årlige solinnstrålingen ved ekvator 2100 kWh/m². Variasjonene er dessuten store over året, en god skyfri junidag gir i Sør-Norge omlag 8,5 kWh/m², mens en overskyet vinterdag kan være helt nede i 0,02 kWh/m². Bruk av solenergi til oppvarming er ofte vurdert som lite interessant for norske forhold grunnet liten solinnstråling midtvinters når behovet er størst. Solinnstrålingen er minimal i desember og januar. Om høsten og om våren er det imidlertid lange perioder med varmebehov kombinert med rimelig bra solinnstråling. Nyttbar solinnstråling til romoppvarming er faktisk større i Tromsø enn i Oslo fordi fyringssesongen er lenger i Tromsø. Likevel er det bruksområder med store behov for varme i sommerhalvåret, for eksempel badeanlegg, varmtvann i hoteller etc, som er spesielt gunstige for solvarmeutnyttelse, og da er forholdene bedre i Sør-Norge enn lenger nord.

23.1.2 Solvarme

Solvarme kan enten nyttiggjøres direkte (passiv) eller indirekte ved å varme opp et arbeidsmedium (aktiv).

Passiv solvarme

Begrepet passiv solvarme er knyttet til bruk av bygningskonstruksjoner for å utnytte innstrålt solenergi mot en bygning til oppvarming, lys eller kjøling. Motiveringen for å bygge passive solvarmeanlegg er ofte ikke energibesparelsen alene, men økte bomessige kvaliteter i form av glassrom/vinterstuer og økt bruk av dagslys. Solvarmen kan brukes direkte til romoppvarming ved at glass og andre transparente materialer slipper gjennom kortbølget solstråling. Denne energien absorberes i golv, vegger, tak og møbler som i neste omgang avgir langbølget varmestråling. Glass absorberer eller reflekterer den langbølgete varmestrålingen slik at den ikke

slipper ut igjen. En bygning med sydvendte vinduer fungerer dermed i prinsippet som en solfanger.

For norske klimaforhold vil en god utforming og bruk av kommersielt tilgjengelige produkter kunne redusere oppvarmingsbehovet i et bolighus med 15-25 prosent. Kostnadene for passiv solvarme er vanskelig å angi ettersom dette er sterkt avhengig av byggets utforming og bruk. Utnyttelse av passiv solvarme skjer oftest ved at tradisjonelle bygningsmaterialer brukes på en energibevisst måte. Dette trenger ikke å bety økte kostnader. Passiv solvarmeutnyttelse innebærer imidlertid betydelige bygningsmessige tilpasninger og vil derfor bare være aktuell i forbindelse med nybygg eller rehabilitering.

I arbeidet for å øke utnyttelsen av passiv solvarme er det utviklet flere typer transparente (gjennomsiktig for sollys) isolasjonsmaterialer. Det finnes en rekke slike materialer med ulike egenskaper når det gjelder varmeisolasjon og lystransmisjon. Mange er fremdeles på utviklingsstadiet, og bare et fåtall er i kommersiell produksjon. Et par av de mest interessante konseptene er monolittisk silica-aerogel og vakumglass. Bruk av slike materialer vil kunne gi vinduer med en isolasjonsstandard tilsvarende 10-15 cm mineralullvegg. Et slikt vindu vil i et Oslo klima gi et netto varmetilskudd til rommet i alle årets måneder, og kan dermed betraktes om en del av byggets oppvarmingsanlegg.

Utnyttelse av dagslys til innvendig belysning kan også gi store energisparegevinster. Med riktig orienterte vinduer, god romutforming og automatisk lyskontroll kan behovet for elektrisk belysning reduseres opp mot 75 prosent. Dagslys kan gi mer lys per avgitt varmeenhet enn noen kunstig lyskilde, og bruk av dagslys kan betraktes som en integrert del av bygningens energistrategi. Ikke bare vil elbehovet for belysning reduseres, men også behovet for kjøling og utlufting på grunn av at varmeavgivelsen fra lysarmaturer reduseres. Dette vil bidra til å redusere behovet for kostbare kjøleinstallasjoner og energi til drift av disse. Det er de siste årene utviklet en lang rekke ulike prinsipper og produkter for økt utnyttelse av dagslys. Egne lyskanaler kan føre dagslys langt innover i kontorbygg, reflekterende skjermer, glassprismer og spesielle holografiske glasskonstruksjoner kan reflektere dagslys innover i rommene.

Aktiv solvarme

Et aktivt solvarmeanlegg består av en solfanger, et varmelager og et varmefordelingssystem. Strålingen absorberes i solfangeren og transporteres som varme til et forbrukssted. Solvarmeanlegget kan være frittliggende fellesanlegg som leverer varme via et rørsystem til ulike brukere som industri, badeanlegg eller bygninger. Anlegget kan også være en integrert del av en bygning, og har da ofte andre funksjoner i tillegg til å forsyne bygningen med varme. Eksempelvis vil en solfanger også kunne erstatte en vanlig takkonstruksjon.

Solfangeren er i prinsippet bygget opp med en svart væske- eller luftkjølt plate (absorbator), med isolasjon på baksiden og langs kantene. Over absorbatoren benyttes vanligvis et gjennomsiktig dekklag av glass eller plast som begrenser varmetapet. Nyttbar varme transporteres bort fra solfangeren ved hjelp av væske eller luft.

Solinnstrålingen er væravhengig og varierer over døgnet. Et korttids varmelager kan jevne ut svingninger innenfor mindre enn en uke. Beregninger viser at en lagerkapasitet på 50-60 liter/m² solfanger er nødvendig for varmtvannsanlegg. Anlegg for kombinert romoppvarming og forbruksvann trenger omlag halvparten så stort lager per m² solfanger.

I en normal enebolig vil 5-10 prosent av den årlige solinnstrålingen mot vegger og tak være tilstrekkelig til å dekke boligens totale årlige varmebehov. Det meste av strålingen kommer imidlertid i sommerhalvåret. Effektive systemer som kan lagre

varme fra sommer til vinter er en forutsetning for å kunne bygge hus som er selvforsynt med solenergi til oppvarming i Norge. Fjernvarmeanlegg åpner muligheter for å investere i store sesongvarmelagre, gjerne større enn 100 000 m³. I gode, store varmelagersystemer kan 90 prosent av lagret sommervarme gjenvinnes i vinterhalvåret.

Aktiv solvarme regnes som en relativt moden teknologi. Det forventes ingen store tekniske forbedringer når det gjelder bruk av solvarme til oppvarmingsformål. Det største potensialet for kostnadsreduksjoner er knyttet til produksjon og installasjon av solfangere, varmelagre og varmfordelingssystemer.

I Norge antar man det er installert solfangere tilsvarende 5 000 m² (1) for oppvarming av varmtvann og bygninger. Samlet genererer dette varme tilsvarende 1,5 GWh/år. Det meste av dette arealet er installert enten for oppvarming av svømmebasseng eller av bygninger. I tillegg er det bygget omlag 70 000 m² solfangere for høy- og korntørking. Dette er stort sett anlegg som bygges for å bedre førkvaliteten.

I Danmark og Sverige har det vært et solvarmemarked siden slutten av 70-tallet. I perioden 1991-1994 ble det i Sverige årlig solgt omlag 9 000 m² solfangere. Det svenske solvarmeprogrammet har vært rettet mot store solvarmeanlegg knyttet til fjernvarmeanlegg, og det er oppnådd betydelige forbedringer i anleggenes økonomi. I perioden 1988 til 1994 økte årlig antall solgte anlegg i Danmark fra 300 til 2 500. (17 000 m²/år). Det er nå installert 240 000 m² (1) solfangere som produserer varme tilsvarende ca 70 GWh/år. Det danske solvarmeprogrammet har fremmet på små og mellomstore anlegg. Israel har til sammenligning den største tettheten av solvarmeanlegg i verden. Nesten 1 mill. anlegg dekker varmtvannsbehovet i 83 prosent av alle boligene. I OECD-landene er det totalt installert omlag 7 mill. solvarmeanlegg.

Når det gjelder kostnader for kommersielt tilgjengelige solvarmeanlegg er antall anlegg i Norge for begrenset til å gi noen sikre tall. Med utgangspunkt i underlag fra Danmark og Sverige fram til 1994 kan tabell 23.1 settes opp. Med utgangspunkt i erfaringstall når det gjelder nyttbar energi fra disse anleggene samt en annuitetsfaktor på 0,1 (for eksempel 7 prosent rente og 17 år avskrivning) kan energikostnaden beregnes.

Tabell 23.1: Kostnader for komplette kommersielt tilgjengelige aktive solvarmeanlegg.

	Per solfangerareal kr/m ²	Energikostnad øre/kWh
Tappevannoppvarming ca 5 m ²	3000-6000	60-120
Tappevannoppvarming 50-250 m ²	1600-3500	50-100
Fjernvarme > 500 m ² *	1400-3000	40-80
Fjernvarme m/sesonglager*	1700-4000	40-120
Svømmebasseng	1200-2000	30-50

*) Eksklusive fjernvarmeanlegget

Kilde: Nye fornybare energikilder, NFR/NVE-1996

23.1.3 Solceller

Solceller omformer solstrålene til nyttbar elektrisitet uten bruk av bevegelige deler og er helt uten støy eller ustlipp. Solstrålene absorberes i en halvleder (det mest vanlige materialet er silisium (Si)) i tilstrekkelig mengde til å frigi elektroner. Det blir bygget opp et elektrisk potensial (spenning) som vil drive strøm gjennom en

strømkrets når en slik blir tilkoblet halvlederen. Forholdet mellom mengde produsert elektrisitet og innstrålt energi kalles solcellens virkningsgrad. Silisium kan framstilles fra kvartssand, men en rekke prosesser er nødvendige for å framstille silisium med tilstrekkelig renhet for bruk i solceller.

Såkalte enkrystallinske solceller, også kalt monokrystallinske, er tilgjengelig på markedet med virkningsgrad opp mot 20 prosent. Polykrystallinske solceller er enklere å produsere, og dermed billigere. Disse er i utstrakt bruk da virkningsgraden kun er marginalt lavere enn for én-krystaller. Solcellene blir laget fra skiver (wafers) som er saget fra massive blokker (ingots). I dag er de krystallinske skivene for silisiumceller omlag 0,3-0,5 mm tykke. Dette gir tilstrekkelig mekanisk stabilitet i tillegg til fullstendig absorpsjon av solstrålene, noe som krever tykkelser på minimum 0,2 mm.

For å redusere kostnadene for framstilling av solceller, er tynnfilmcellene blitt utviklet (i første rekke med bruk av amorft silisium). Disse bruker vesentlig mindre materialer, og framstillingsprosessen er raskere. Fordelen med amorfe silisiumsolceller er vesentlig mindre behov for energi i produksjonsprosessen, hvilket fører til raskere energimessig tilbakebetalingstid. Ulempen med disse cellene er en relativt dårlig virkningsgrad, mindre enn 10 prosent.

De vanligst brukte solcellepanelene i dag har typiske størrelser på 40-80 Wp²⁵ med en virkningsgrad på 12-15 prosent. Et panel plassert i Sør-Norge gir per år ca 0,8 kWh/Wp. Ved gunstigere geografiske plasseringer i solrike strøk vil elproduksjonen kunne bli omlag 2 kWh/Wp per år.

Kostnader for å produsere elektrisitet ved hjelp av solceller har gått nedover etterhvert som produksjonen av moduler har økt og produksjonsprosessen er blitt forbedret. Men kostnadene ligger fortsatt så høyt at solceller ikke kan konkurrere med annen kraftproduksjon i stor skala. Det er i første rekke avsidesliggende områder med lite forbruk, langt fra det elektriske nettet, at solcellene har fått et marked. Her er det eneste reelle alternativet ofte dieselaggregater. Solceller brukt i slike områder stiller krav om et energilager. Aktuelle lagringsmedier er ulike typer batterier eller i spesielle tilfeller hydrogen.

Norge er en stor bruker av solcelleanlegg. Totalt er det installert omlag 70 000 anlegg i hytter og fritidshus. Dagens hytteanlegg har gjerne et solcellepanel på 50-60 Wp. En gjør-det-selv-pakke med panel på 50 Wp, batteri på 120 Ah/12V samt ledninger, kontakter og noen lampepunkter koster omlag 6000 kroner. Andre typiske bruksområder for solcellepaneler i Norge er fyrlykter og lysbøyer. Kystverket er igang med å solcelle-elektrifisere fyrlyktene og har besluttet at alle som ikke kan knyttes til elnettet skal forsynes med solceller. I dag er det installert mer enn 1000 slike anlegg.

Flere land arbeider med nettilknyttede solcellesystemer. I slike anlegg er det ikke nødvendig med batteribank, fordi nettet fungerer som lager. Overskuddsel kjøres inn på nettet, og mange land har gunstige avtaler for kjøp av solcelle-el inn til nettet. Tyske elverk er forpliktet til å betale omlag 70 øre/kWh for elektrisitet produsert fra solcelleanlegg. Andre land har reduserte avgifter for solcellestrøm. Det arbeides blant annet i Norge for å utvikle bygningsintegreerte solcellesystemer som både kan produsere elektrisitet og ha bygningsmessige funksjoner, for på denne måten å redusere investeringskostnadene. Anvendelse av bygningsintegreerte solceller i Norge krever utvikling av løsninger som er tilpasset norske byggetradisjoner, og utvikling av avtaleformer mellom forbruker og elektrisitetsleverandør som må være villig til å kjøpe tilbake elkraft på dagtid. Energipotensialet og kostnader kny-

25. Betegnelsen Wp betyr solcellepanelets spisseffekt i Watt ved standard testforhold (i praksis ved maksimal solinnstråling)

ttet til slike systemer er det ikke mulig å si noe om da de ikke er kommersielt tilgjengelige i Norge.

I noen land rundt Middelhavet og i India satses det på frittstående solcellebaserte kraftstasjoner på flere MW. Slike kraftstasjoner kan komme til å bli konkurransedyktige i nær framtid i områder med gode solforhold og høy alternativkost for produksjon av elektrisitet. I Norge vil elektrisitet produsert fra slike kraftstasjoner koste mange ganger mer enn annen kraftproduksjon.

23.1.4 Konsentrerende solenergisystemer

80-90 prosent av solelektrisiteten som er levert til konvensjonelle kraftnett i verden er produsert fra konsentrerende solenergisystemer. Konsentrert solstråling kan gi varme ved høy temperatur, faktisk mer enn 3000 grader Celsius dersom forholdene ligger til rette. Prinsippet er at reflektorer eller speil virker som fokuserende element som konsentrerer den direkte solstrålingen inn mot et punkt (mottaker) der energien varmer en væske (for eksempel flytende salt) som igjen driver et konvensjonelt varmekraftverk. Reflektorene dreies for å få fokusert strålingen inn på mottakeren over tid. Solvarmekraftverkene kan i dag levere strøm til om lag halve prisen sammenlignet med solcelleanlegg. Prognosene tyder på at de har muligheter for å nå konkurransedyktige priser i gunstige områder i løpet av en 20-års periode. Ulempen med disse systemene er at bare direkte solstråling kan fokuseres. De egner seg derfor best i «solbeltet» på begge sider av ekvator. I Norge er konsentrerende systemer lite interessant på grunn av hyppig skydekke (2)(3).

23.1.5 Miljøforhold

Utnyttelse av solenergi er ved siden av enøk, trolig de mest miljøvennlige av de eksisterende energiteknologiene. Behovet for energi til drift er lite, og anleggene gir heller ikke skadelige utslipp.

Solfangeren bygges ofte opp med aluminium. I Sverige er det regnet med at totalt energibehov for framstilling av 1m² solfanger utgjør ca 150 kWh, hvilket betyr at solfangeren har tilbakebetalt sitt energiforbruk på under et halvt år.

Solcelleanlegg knyttet til det elektriske nettet innebærer ingen miljøulempen. Frittstående solcelleanlegg krever et energilagring i form av batteri. Disse har begrenset levetid og håndteringen av slike vil kunne gi visse miljøproblemer.

De krystallinske silisiumcellene (modulene) er relativt energikrevende i produksjonen, og den energimessige tilbakebetalingstiden ligger i området 2-5 år. For amorfe Si-celler er tilsvarende 1-3 år. Mer effektive produksjonslinjer og bruk av mindre energikrevende materialer vil trolig redusere energibehovet. For et komplett solcelleanlegg er tilbakebetalingstiden 5-10 år. Levetiden for en solcelle er lang (30 år). Det er batteriet som er den begrensende faktoren.

Tynnfilmceller laget av andre materialer enn amorft silisium inneholder ofte miljøfarlige metaller som kadmium og indium. Dette vil sette spesielle krav til framstillingsprosesser og avfallshåndtering. De frittstående solcelleanleggene forutsetter dessuten energilagring i batterier, hvilket også medfører miljøbelastning både på produksjons- og avfallssiden.

23.1.6 Norske næringsmuligheter

Det blir i dag produsert *aktive solvarmesystemer* i Norge av SolarNor AS, Holmestrand. Bedriften har levert omlag 1500 m² av sin første generasjon aluminiumsolfangere til ulike installasjoner i Norge og prisene varierer fra 800 til 2000 kr/m² for

et ferdig installert solvarmeanlegg. Forventet energiutbytte varierer fra 100 til 450 kWh/m², alt etter type anlegg og hvor stor andel av varmebehovet som skal dekkes med solvarme. I 1996 kom bedriften på markedet med en ny type plastsolfanger. Totalt har bedriften nå levert omlag 80 slike plastsolfangere i Norge, hovedsaklig til eneboliger.

Flere andre norske bedrifter arbeider med utvikling av ulike typer solvarmesystemer, både aktive solfangere og mer passive bygningsintegreerte løsninger. Det internasjonale markedet vil trolig være mest interessant for norsk industri i første omgang.

Når det gjelder *solceller* ble det en kort periode på 80-tallet produsert solcellemoduler på Koppang. Siden den tid er alle solcellemodulene blitt importert til Norge fra utlandet. Norske bedrifter har imidlertid fremdeles store interesser i solcellemarkedet. Elkem ASA er en av verdens største produsenter av ferrosilisium og har i flere år arbeidet med å utvikle alternative prosesser for å fremstille rent silisium for bruk i solceller. Bedriften deltar nå i flere internasjonale FoU-prosjekter på området.

ScanWafer AS, Glomfjord, ble etablert høsten 1994 og produserer høykvalitets solcelleskiver (wafers) til bruk i solcellemodulene. Produksjonen av wafers har pågått siden april 1997, og en vesentlig del av forventet produksjon de neste fem årene er allerede solgt. Det er allerede bestemt å doble den årlige produksjonen til 12 millioner wafers. Markedet for wafers tilsvarer i dag en halv milliard kroner. De siste prognosene viser at det vil være 25 ganger større om 15 år, og markedet vokser både i industri og utviklingsland.

Norske bedrifter produserer også eget tilhørende utstyr til solcellemodulene, som for eksempel regulatorer.

23.1.7 Framtidsutsikter

For utnyttelse av *passiv solvarme* vil det kunne skje betydelig teknologisk utvikling innenfor glass- og vinduskonstruksjoner. De nye strålingstransparente materialene er særlig interessante da disse gjør det mulig å kombinere god varmeisolasjon med høy strålingstransmisjon. Det er beregnet at ulike anvendelser av disse materialene kan redusere oppvarmingsbehovet med 30 prosent i norske bygninger, (4). Slike anvendelser krever imidlertid betydelige bygningsmessige tilpasninger og vil derfor hovedsakelig være aktuelle i forbindelse med nybygg eller rehabilitering. Det vil derfor ta tid før et slikt potensial kan realiseres.

Når det gjelder *aktiv solvarme* finnes det i dag omlag 80 solfangerprodusenter i Europa. De fleste av disse er små bedrifter med årlig produksjon på noen få tusen m². En årsproduksjon på 50 000-100 000 m² er nødvendig for at det skal oppnås vesentlige skalaeffekter ved rasjonell produksjon. Flere utredninger peker på at solfangerkostnadene med slike volumer vil kunne halveres i forhold til i dag. Dette vil redusere kostnader på levert energi fra solvarmeanlegg med typisk 20-30 prosent. Salget av solfangere i Europa utgjorde omlag 600 000 m² i 1994.

I 1990 ble det gjennomført en analyse av potensialet for utnyttelse av solvarme i Norge (5). Resultatene er gjengitt i tabell 23.2. Kostnadsnivået fra 1990 kan fortsatt regnes representativt da teknologisk utvikling har kompensert for prisstigningen. I beregningene er det tatt utgangspunkt i årlig nybyggings- og rehabiliteringsvolum og at en viss andel av dette kunne forsynes med solvarmeanlegg. Disse andelenes er angitt i parentes. Oppvarmingsbehovet for nye og rehabiliterte boliger er basert på dagens varmetekniske standard; 12 000 kWh/år for romoppvarming og 4000 kWh/år for varmtvann. Tabell 23.2 viser utnyttet dagslys, aktiv og passiv solvarme, henholdsvis 10 og 20 år etter at et introduksjonsprogram er satt igang.

Tabell 23.2: *Utnyttet dagslys, aktiv og passiv solvarme, henholdsvis 10 og 20 år etter at et introduksjonsprogram er satt igang, og under alternative kostnadsgrenser.*

	etter 10 år	etter 20 år
Under 45 øre/kWh	1,4 TWh derav	2,8 TWh derav:
nye boliger (80 prosent)	0,7	1,4
eksisterende boliger (50 prosent)	0,4	0,8
yrkesbygg	0,3	0,6
industri	0,04	0,08
Under 70 øre/kWh	3,9 TWh derav:	7,8 TWh derav:
nye boliger (80 prosent)	1,8	3,6
eksisterende boliger (80 prosent)	1,2	2,4
yrkesbygg	0,8	1,6
industri	0,1	0,2
Under 100 øre/kWh	10,1 TWh derav:	20,2 TWh derav:
nye boliger (80 prosent)	3,2	6,4
eksisterende boliger (80 prosent)	3,9	7,8
yrkesbygg	2,7	5,4
industri	0,3	0,6

Kilde: Veritas miljøplan A/S, 1990

Et moderne solvarmeanlegg vil årlig kunne produsere omlag 400 kWh/m². For å nå opp i en produksjon på 1 TWh/år kreves 2,5 mill. m² solfangere. Dersom man i et introduksjonsprogram starter med 2 500 m²/år og doubler installasjonen hvert år, vil det ta 10 år før tilstrekkelig antall solfangere er innstallert til å produsere 1 TWh/år.

Det globale marked for *solceller* er økende, typisk 15-20 prosent økning per år fra begynnelsen på 1980-tallet. I 1997 utgjorde det årlige markedet ca 127 MWp. Dette ga en akkumulert installert effekt på omlag 640 MWp. I år 2000 kan det årlige markedet være så mye som 200 MWp. Trolig vil minst 70 prosent av dette være krystallinske solceller. Myndighetene i en rekke industri- og utviklingsland har satt opp forpliktende planer og måltall for solcelleutbygging, og økonomiske incentiver er etablert. Japan alene har som mål at totalt 400 MWp skal være installert innen år 2000, og hele 4600 MWp innen 2010.

Elektrisitet fra solceller vil neppe utgjøre noen stor del av norsk energiproduksjon i overskuelig framtid. Imidlertid vil solceller som nevnt kunne innebære et næringspotensial for eksportmarkedet. De vil dessuten kunne bli brukt i økende grad innenfor avsideliggende elforsyning blant annet i hytteområder, da enkelte alternativer som diesel eller utbygging av eksisterende nett i en del tilfeller kan vise seg å ha høyere kostnader. På samme måte vil det på sikt også være aktuelt med nettilknyttede, bygningsintegreerte solcelleanlegg i yrkesbygg. Enkelte alternativer her, som for eksempel fasadekledninger i marmor, vil i mange tilfeller ha noenlunde tilsvarende kostnader som for fasadekledninger med solceller.

Ved store leveranser kan solceller i dag kjøpes for ca 30 kr/Wp. Globalt vil årlig energiutbyttet fra solceller kunne være i området 0,8-2,0 kWh/Wp, hvilket gir en investering i området 15-40 kr per kWh årlig produksjonsevne. Kostnadene gjelder

for solcellene alene, ikke for hele solcelleanlegget. I tillegg kommer montering, styring mm. Typisk for Norge er 0,8 kWh/Wp. Med en annuitetsfaktor på 0,1 gir dette 4 kr/kWh og oppover. Prisene kan ikke sammenlignes med elektrisitet fra nettet, da solceller gjerne blir brukt som en alternativ krafttilførsel på avsidesliggende steder uten nettilknytning. I løpet av de neste 10 årene er det ventet at prisene på solceller vil reduseres til det halve.

Referanser

1. IEA CADETT, Mini-review of active (thermal) solar energy 1995.
2. Renewables Energy, T. B. Johansson, H. Kelly, A. K. N. Reddy, R. H. Williams, Washington D.C., 1993.
3. Progress Commercializing Solar-Electric Power Systems, Annual Rev. of Energy and the Environment, 1996.
4. Solenergiprogrammet 1988-1994. Sluttrapport 1995, NFR-NVE.
5. Utnyttelse av solenergi i Norge. Energipotensial og kostnader. Veritas Miljøplan AS, P90-103, desember 1990.

23.2 BIOENERGI

23.2.1 Ressursgrunnlag

Det er mange ulike råstoffkilder for bioenergi. Brenselet fra disse har forskjellige egenskaper og er derfor egnet for ulike formål. De samme råstoffkildene blir også brukt til andre formål enn energiproduksjon, for eksempel som råstoff til cellulose- og sponplateproduksjon.

Tabell 23.3: Dagens bioenergibruk (TWh).

Brenseltype/ anvendelsesområde	Norge	Sverige	Finland	Danmark
Trevareindustri m.m.	1,7	8,4		
Treforedling ¹	3,5	39,0		
Avlut ¹			44,0	
Industrielt treavfall ²			12,7	
Trebrensel		10,4		5,1
Avfall	1,2	4,4	0,2	6,8
Fjernvarme ³		(18,4)		
Halm				3,7
Biogass	0,1			0,5
Torv		3,8	18,7	
Ved	6,0	11,4	0,9	
SUM TWh	12,5	77,4	76,5	16,1

¹) Tallene for treforedling i Norge og Sverige inkluderer også energiutnyttelse av avlut.

²) Mesteparten utnyttes i sagbruksindustrien.

³) I Norge er fjernvarme blant annet basert på avfall og på en mindre andel bioprodukter fra trebearbeidende industri. I Sverige levers 18,4 TWh til fjernvarmesystemet (innfyrt energi).

Forskjellene i biobrenselforbruket i de nordiske land har sammenheng med naturgitte forutsetninger kombinert med industristruktur og byggetradisjoner. Danmark har ikke så mye skog, men jordbruket produserer store mengder halm som brennes. Finland og Sverige har en stor skogindustri som i hovedsak forklarer de store tallene for disse to landene. Svensk trelastproduksjon er 5 ganger så stor som den norske, og treforedlingsindustrien i Sverige bruker nesten 10 ganger så mye biobrensel som den norske til energiformål. Omlag 60 prosent av all biobrenselforbruk i Sverige skjer i industrisektoren. Tilsvarende tall kan vises for Finland hvor skogindustrien står for 70 prosent av biobrenselforbruket. Finland bruker også mye torv til kraft/varme anlegg. I Norge fordeler biobrenselforbruket seg omtrent likt mellom husholdninger (vedfyring) og industri. Høy andel fjernvarme og vannbåren varme generelt samt høyere priser på elektrisk kraft og avgifter på olje fører også til at bioenergi utnyttes i større grad i de andre nordiske landene i forhold til Norge.

I det følgende blir ressursgrunnlaget for bioenergi fra ulike råstoffkilder beskrevet. Alle energitall i dette avsnittet representerer energiinnholdet i brenselet. Det er derfor ikke tatt hensyn til energitap under bruk av brenselet.

Sekundærprodukter fra industrien

Treforedlingsindustrien bruker årlig ca 3,5 TWh biobrensel, fordelt på 2,3 TWh avlut og 1,2 TWh bark (1). Industrien vurderer installasjon av bioenergianlegg tilsvarende ytterligere 0,5 TWh/år. Noe av dette biobrenselet vil kjøpes eksternt. Det finnes også et bioenergi potensial ved økt bruk av avfall i form av slam, papiravfall og biogass. Treforedlingsindustrien produserer ca 0,3 TWh elektrisitet med damp-turbiner, hovedsaklig med damp produsert fra biobrensel.

Ved produksjon av trelast blir det i tillegg produsert celluloseflis, sagflis, kutterflis og bark. Celluloseflisen brukes som råstoff i treforedlingsindustrien. Resterende mengde sekundærprodukter representerer energimengder på ca 3,0 TWh/år. Av dette bruker sponplateindustrien sagflis mm som råstoff, tilsvarende en årlig energimengde på ca 1,3 TWh. Noe flis leveres som strø til husdyrhold. Trelastindustrien selv bruker bark og flis som brensel i egne anlegg, ca 0,9 TWh/år. Det selges en del sekundærprodukter for bruk som brensel i fjernvarmeanlegg. Resterende mengde biobrensel deponeres eller selges som dekkbark, jordforbedringsmiddel mm.

Biobrensel brukes også til energiproduksjon i annen industri, for eksempel sponplateindustri, trebearbeidende industri, grafisk industri, tobakkindustri og korntørker. I ferrolegeringsindustrien brukes noe flis som reduksjonsmiddel.

Sekundærprodukter fra trelastindustrien er blant de mest ettertraktede råvarer for bioenergi formål. På grunn av høy fuktighet og høyt askeinnhold er det kun aktuelt å bruke bark i industri og fjernvarmeanlegg. Anvendelse av bark krever stor plass for lagring og håndtering og store investeringer i forbrenningsanlegg. Bark er et rimelig råstoff og kan kjøpes for under 5 øre/kWh ferdig opplastet.

Dersom flis og bark i større grad blir etterspurt for energiformål, kan det oppstå konkurranse mellom ulike anvendelser. Det kan også frigjøres mer biobrensel fra trelastindustrien, da mulighetene for effektivisering av biobrenselforbruket er store.

Fra skogbruket

Norske skoger har i dag en netto tilvekst. Det er prisene på tømmer og massevirke som bestemmer nivået på avvirkningen. Økt etterspørsel for energiformål kan ha en virkning på prisene, men man regner generelt med at bioenergi bransjen har lavere betalingsvillighet enn trelast og treforedlingsbransjen. Selv om beskjedne kvanta av lavkvalitetssortimenter vil kunne ha lave priser, blir altså det alt vesentlige av avvirkningen omsatt til priser som neppe gjør det aktuelt for energiformål. Man må derfor lete etter råstoff som har lav alternativ verdi.

Omtrent 30 prosent av avvirket masse blir liggende igjen i skogen som hogstavfall, i form av topper og grener. Noe av dette bør bli liggende igjen av driftsøkonomiske og biologiske grunner, og noe vil gå tapt under en eventuell innsamling. Med dagens avvirkningsnivå er det anslått et teknisk potensial for å samle inn hogstavfall tilsvarende 2,1 TWh/år (2). De kvanta av dette avfallet som i dag blir omsatt kan ved store innkjøp selges til priser ned mot 7-8 øre/kWh ferdig fliset. For å utløse en større del av dette potensialet må man være villig til å betale adskillig høyere pris, det vil si rundt 15 øre/kWh ferdig fliset, i tillegg til at infrastrukturen må forbedres.

Beregninger av behovet for tynning av skogen viser at det vil være biologisk riktig å tynne skog tilsvarende 1,4 TWh (2). Noe av dette blir allerede i dag tynnet og brukt av treforedlingsindustrien, mens noe vil være lite økonomisk å ta ut. En grov vurdering av ikke utnyttet teknisk potensial fra tynningsvirke kan være rundt 0,7 TWh, og man må regne med priser mellom 15-17 øre/kWh for flis for å utløse deler av dette potensialet.

Avvirkning av løvtre er i dag liten fordi den har lav verdi. En studie estimerer det tekniske potensialet for tilleggsavvirkning av løvtre tilsvarende 2,9 TWh (2). Deler av dette potensialet er på Vestlandet og i Nord-Norge, og vil derfor være kostbart å ta ut på grunn av høyere driftskostnader. En god del av potensialet, særlig det som er på Østlandet, kan utløses dersom man er villig til å betale priser mellom 15 og 20 øre/kWh for flis av løvtre.

Fra jordbruket

Det blir i dag dyrket energiskog, det vil si hurtigvoksende salixarter, i en del europeiske land, blant annet i Sverige. Til tross for støtte fra EU blir flis laget av energiskog dyrere enn annen biobrensel. Bruk av jordbruksareal til energiskog vil konkurrere med matproduksjon.

I Danmark brukes det i dag halm til energiformål tilsvarende 3,6 TWh (3). I Norge viser en beregning (2) at 1,9 TWh er teknisk sett tilgjengelig for energiformål. I denne beregningen er det tatt hensyn til behovet for å pløye halm tilbake av biologiske årsaker og bruken av halm til fôr og strø. Halm er til dels et avfallsproblem og har derfor ingen eller negativ alternativverdi. Men transport og håndtering av halm er relativt kostbart. Samtidig har det vært en del tekniske problemer knyttet til fyring med halm. Blant annet har beleggdannelse i kjelen medført korrosjon og maksimaltemperaturen har måttet reduseres. Dette har igjen gitt lavere virkningsgrad. Disse problemene har imidlertid vært gjenstand for forskningsinnsats både innen EU, hvor danskene har vært spesielt aktive, og i USA. Forskingen har ført til utvikling av spesielle anlegg for halmfyring hvor problemene knyttet til alkaliemetallene (Natrium og Kalium) er redusert (4). Deler av det tekniske potensialet kan utløses til 15-20 øre/kWh inkludert innsamling, transport og håndtering.

Fra avfall

Det blir i dag generert 2,7 mill. tonn per år av såkalt kommunalt avfall. Av dette kan en del gjenvinnes. Resten kan enten forbrennes eller deponeres. Forbrenning av avfall kan benyttes til generering av fjernvarme eller til prosessvarme for industri. Ifølge en studie (5) kan de deler av avfallet som egner seg for forbrenning, og som kan samles inn og forbrennes uten for lange transportavstander, representere et energiinnhold mellom 2 og 2,5 TWh. Dette avfallet kan benyttes for å generere varme eller elkraft, i tillegg til de 750 GWh varme og 50 GWh elkraft som blir generert i dag.

Når det gjelder industriavfall blir det i dag generert 3 mill. tonn per år. Rundt 50-60 prosent av dette blir enten material- eller energiutnyttet. I tillegg til dette er det teknisk sett mulig å gjenvinne industriavfall for ytterligere 1,3 TWh (5).

Det finnes til sammen et teknisk potensial på 3,3 til 3,8 TWh som kan energigjenvinnnes fra avfall. Man kan regne med at en stor del av avfallet vil ha negativ

verdi når det leveres til forbrenning. Avfall er et råstoff som ikke kan lagres over lengre tid uten at det bearbeides gjennom pelletisering, og energiutnyttelsen blir derfor bedre dersom avtakeren har et jevnt behov over året. Behovet for prosessvarme er nokså jevnt fordelt over året og vil derfor bidra til en større energiutnyttelse enn fjernvarme til husoppvarming hvor energiutnyttelsen er kun aktuell i vinterhalvåret.

Grovt sett kan man si at rundt 80 prosent av energiinnholdet i avfallet blir utnyttet dersom den brukes til generering av prosessvarme, 40-70 prosent dersom den brukes til fjernvarme²⁶ og rundt 30 prosent dersom den brukes kun til produksjon av elkraft. Forbrenning av avfall for å generere prosessvarme er derfor den mest energiøkonomiske måten å utløse dette energipotensialet på. Kombinert anlegg for produksjon av både elektrisitet og varme (kogenerering) kan også være en mulighet avhengig av lokale forhold. Prosessvarme fra avfall koster mellom 5 og 20 øre/kWh levert varme, avhengig av prisen/godtgjørelsen for å ta imot avfallet. Grunnen til at dette potensialet ikke blir utnyttet i større grad enn i dag ligger hovedsakelig i store investeringskostnader.

Det kan antas økt bruk av småskala forbrenningsteknologi for sortert kommunalt avfall og industriavfall. Dette konseptet er demonstrert ved Peterson/Ranheim (Aitos AS-teknologi). En større andel av det tekniske potensialet i avfall kan dermed utnyttes, og til sammen 4,0 TWh/år vurderes som mulig (6).

Oppsummering

Det er en vanskelig oppgave å estimere teknisk potensial og brukspotensial for utnyttelse av bioenergi ettersom det finnes mange ulike råstoffkilder som kan utnyttes på flere måter, og flere energibærere konkurrerer på det samme varmemarkedet. I tillegg blir det konkurranse om samme råstoffer mellom trelast-, treforedlings-, sponplate- og bioenergibransjen. Økt etterspørsel etter disse råstoffene vil påvirke prisen og gjøre større kvanta av råstoffene tilgjengelig på markedet. Vurdering av råstoffmengder tilgjengelig for bioenergiformål vil være ufullstendig uten å ta hensyn til betalingsvillighet fra konkurrerende anvendelser, men denne er vanskelig å få kartlagt. I tabell 23.4 er det gitt en sammenstilling av både teknisk potensial og brukspotensial i Norge fordelt på råstoffkilder med tilhørende kostnadstall.

Tabell 23.4: Teknisk potensial, brenselkostnader, beregnet og anslått potensial for ulike råstoffkilder i Norge. De beregnede potensial er utført ved kjøring av MARKAL-modell.

	Forbruk 1997 TWh	Teknisk potensial 2020 TWh	Innhøstingskostnader øre/kWh	Elpris ³ 43 ø/kWh 2020 TWh	Elpris ⁴ 70 ø/kWh 2020 TWh	Anslått 70 ø/kWh 2020 TWh
Lauvskog, tynningsvirke, hogstavfall	-	10,0 ⁵	8-18	-	5,0	5,0
Halm	-	2,0	17	-	-	0,3
Flis og bark fra treforedling/sagbruk	5,2	5,7	<5 ¹	5,7	5,7	5,7
Avfall («kommunalt» og fra industri og annet)	1,3	5,0	<5 ¹	3,4	4,8	4,0
Ved	6,0	8,0	30	4,4	4,4	7,0
Sum biomasse potensial	12,5	30,7		13,5	19,9	22,0

26. Utnyttelsen er høy dersom fjernvarme brukes for å dekke grunnlast, slik at varmen kan unyttes om sommeren også. Blir søppelbasert fjernvarme brukt for å dekke tilleggsbehovet i vinterhalvåret vil man bli nødt til å kjøle bort overskuddsvarme om sommeren.

- 1) Det er forutsatt at avfallsgebyr/alternativ deponeringskostnad er trukket fra.
- 2) Innkjøpt ved. MARKAL-beregninger «anbefaler» lavere forbruk en faktisk da innhøstingskostnaden er høy.
- 3) En elpris til sluttbruker på 43 øre/kWh, eks MVA i 2020 forutsetter at dagens energipriser og virkemidler videreføres til 2020.
- 4) En elpris til sluttbruker på 70 øre/kWh, eks MVA i 2020 forutsettes at det innføres forbrukssavgifter på elektrisitet, olje og bioenergi (halv avgift) slik at energibruken i 2020 ikke skal være større enn i dag.
- 5) Det tekniske potensialet fra skogbruket er justert opp i forhold til omtalen i teksten da det mot 2020 ventes at hogstpotensialet øker som følge av et økende skogsvolum.

Kilde: IFE

Teknisk potensial: Det er i prinsippet mulig å samle inn vesentlig mer biomasse enn det som er oppgitt ovenfor. Total tilgjengelig biomassetilvekst er anslått til om lag 80 TWh (NoBio). I estimering av det tekniske potensial er det kun tatt hensyn til den biomassen som kan gjøres tilgjengelig på driftsteknisk fornuftige måter. Et eksempel kan være hogstavfall som kan bli samlet i store mengder dersom man gjør dette manuelt, men en slik framgangsmåte vil være utenkelig i dagens norske samfunn. Det er videre tatt hensyn til at uttak av biomasse skal være biologisk forsvarlig. Det er dessuten tatt hensyn til at man ikke tar andeler fra trelastindustrien som medfører redusert produksjon av papir og trelast og lignende.

I estimeringen av *det anslåtte potensialet* er det i prinsippet tatt hensyn til at virksomheten skal være lønnsom for alle aktører fra råstoffleverandør til energibruker. Med dagens rammebetingelser er det svært lite som er lønnsomt av dette tilleggs-potensialet for bioenergi. Det vurderte potensial er estimert ut i fra en forutsetning om en elektrisitetspris på under 70 øre/kWh. Det estimerte potensialet er basert på generell kjennskap til både råstoff- og energimarkedet.

Brenselskostnadene gjelder dagens kostnader for varmeproduksjon unntatt for deponigassanlegg, der også elektrisitetsproduksjon inngår. I anslagene er det ikke tatt hensyn til foredling (tørking, brikettering osv) og virkningsgrad.

I dag tilsvarende vedfyring i henhold til offisiell statistikk 6 TWh eller en avvirking på ca 3 mill faste m³ per år. Tilveksten i norske skoger er atskillig større enn avvirkingen. Overgang til mer moderne (høyere virkningsgrad og mer rentbrennende) ovner vil kunne gi en økning i nyttbar energi ved samme innfyrt vedmengde. På grunn av økt brukervennlighet forventes bruttoforbruket å øke til 7 TWh/år fram mot år 2020 (6).

Kostnadene for andre typer råstoff som energiskog og energigress, er høyere enn for utnyttelse av skogsflis. Det antas at en utnyttelse av disse ressursene ikke vil være aktuelt i noe særlig omfang i Norge i perioden fram mot 2020.

Prisutvikling på elektrisitet og olje samt teknologisk utvikling for innhøsting av skogsflis vil bestemme hvor mye bioenergi som i praksis vil bli utnyttet. Større deler av tilveksten i skogen vil kunne utnyttes dersom de alternative kostnadene blir høye nok.

23.2.2 Konkurransesituasjon og bruksområder for biobrensel

Inndeling av biomasse til energiformål etter brenseltype gir et utgangspunkt for å beskrive energimessig nytte av biomasse og dens konkurransesituasjon. Generelt konkurrerer bioenergi til oppvarmingsformål med olje og elkraft, men den vil også kunne komme i en konkurransesituasjon i forhold til energiøkonomisering, utnyttelse av solenergi og bruk av varmepumper

Fast biobrensel

Fast biobrensel til energiformål kan være foredlet eller uforedlet brensel. Foredlet brensel kan være i form av pellets, brikketter og så videre, og har lavere transportkostnad på grunn av større energitetthet enn uforedlet brensel. Uforedlet brensel kan for eksempel være flis som har lavere bearbeidingskostnader. I praksis vil det være en avveining mellom bearbeidings- og transportkostnader og mottakerens mulighet for å håndtere ulike brenselstyper som avgjør bearbeidingsgrad.

Vedfyring er den mest anvendte form for bioenergi i Norge i dag. Ca 25 prosent av norske hjem har vedfyring som viktigste oppvarmingskilde. Gamle ovner og dårlige fyringsvaner fører til ufullstendig forbrenning med betydelige utslipp av partikler og tjærestoffer, og til en dårlig utnyttelse av brennverdien i veden.

Katalysatorovner og tokammer ovner er utviklet for å gi god forbrenning selv ved lave laster. Dersom ovnene betjenes korrekt, kan en oppnå store reduksjoner av forskjellige utslippskomponenter i forhold til tradisjonelle ovner, og ha en virkningsgrad på ca 80 prosent for brenselet. Typisk kapasitetsområde er 5-15 kW.

Kleberstein- og kakkelovner som lagrer varme og avgir denne over tid, utnytter brenselet effektivt med virkningsgrader opp mot 80-90 prosent hvis det fyres optimalt.

Pellets-kaminer kan være et alternativ til vedovner og parafinbrennere. Disse kaminene har automatikk for styrt forbrenning og innebygget brensellager med automatisk mating av pellets inn i brennkammeret. Foreløpig er disse lite brukt i Norge, og utbredelsen vil blant annet være avhengig av tilgangen og prisen på pellets. Typisk virkningsgrad for pellets-kaminer er ca 80 prosent. Kapasitetsområdet er på 12-15 kW.

Når biobrensel brukes til oppvarmingsformål kan varmen enten fordeles gjennom et vannbårent oppvarmingssystem eller ved direkte oppvarming. Økt anvendelse av fast biobrensel er antatt å finne sted i første rekke i bygninger som har, eller planlegges å ha, vannbåren varme. Yrkesbygg og boligsammenslutninger utgjør ca 35 prosent av totalt bygningsareal i Norge. Yrkesbygg har den høyeste andelen av vannbåren varme med hele 50-55 prosent. Blokker/boligsammenslutninger har kun en vannbåren varmeandel på 6 prosent. Slike bygg har vanligvis en oljefyrt kjel eller både en oljefyrt og en elfyrt kjel. Kostnadene for investering i bioenergi er avhengig av flere faktorer blant annet hvorvidt eksisterende oljekjel kan konverteres, om det skal bygges nytt, effektbehov, og så videre. Økonomi er i dag det største hinderet for overgang til bioenergi. For yrkesbygg ligger varmekostnaden, inkludert kapital-kostnader og drift, basert på bioenergi 5-10 øre/kWh over tilsvarende kostnad for olje kombinert med tilfeldig elkraft.

Eneboliger har i svært liten grad vannbåren varme. De få som har dette vil ha få incentiver for overgang til bioenergifyrte kjeler, da dette innebærer en forholdsvis stor investering og høy brenselkostnad gjennom bruk av pellets. Se for øvrig kapittel 21 som omhandler vannbåren varme.

Med treforedlings- og trelastindustrien i spissen bruker industrien rundt 5 TWh/år biobrensel. Industrien kan anvende brenseltyper som bark etc. som er vanskelig å anvende i mindre kjeler. Brensel med lav alternativverdi og kort transportavstand til industrianlegg kan levere konkurransedyktig prosessvarme til industrien, i tillegg til det som allerede nyttes i dag.

I 1996 ble det levert 1,4 TWh fjernvarme. Av dette ble 51 prosent generert fra avfall, 20 prosent fra elkraft og 11 prosent fra olje. Fjernvarmeanlegg som en løsning for håndtering av avfall er i dag en viktig forutsetning for å sikre økonomi i slike anlegg.

Flytende biobrensel

Flytende biobrensel kan være i form av bioetanol, bio-olje, biodiesel eller pyrolyseoljer. Disse benyttes primært som drivstoff til kjøretøyer (med unntak av

pyrolyseoljer), og kan anvendes direkte eller med små modifikasjoner av motoren. Innen enkelte sektorer er det også aktuelt å benytte flytende biobrensel som erstatning for fyringsolje. Det samlede teoretiske potensialet for produksjon av biodrivstoff i Norge tilsvarer ca. 15 prosent av det totale drivstofforbruket.

Bioetanol framstilles biologisk ved fermentering (en gjæringsprosess) av sukker. Vanligvis brukes sukker- eller stivelsesrike planter som råstoff til etanolproduksjonen. Ved hjelp av moderne hydrolyseteknologier utvikles nå metoder for kommersiell produksjon av etanol fra celluloserik biomasse (trevirke). Bioetanol kan benyttes som drivstoff i vanlige dieselmotorer med enkle tilpasninger. Etanol som drivstoff gir miljøfordeler gjennom reduserte utslipp av CO₂, sot, svovel og NO_x.

Bio-olje produseres fra ulike planteoljer og dyrefett. En rekke kvaliteter av bio-olje kan benyttes som drivstoff. Det er f.eks. mulig å benytte rybs- og rapsolje i spesialkonstruerte Elsbett-motorer.

Biodiesel produseres ved foredling av bio-oljer. Biodiesel har tilnærmet samme egenskaper som diesel og kan benyttes direkte i dieselmotorer. På grunn av beskjedne jordbruksarealer i Norge er potensialet for produksjon av biodiesel begrenset. Høye produksjonskostnader sammenlignet med petroleumsprodukter vil føre til at flytende biobrensel vil være avhengig av betydelige varige avgiftsfritak for å bli konkurransedyktige.

Pyrolyseoljer lages ved hurtig oppvarming av biomasse under inerte betingelser (uten oksygen). Det pågår et program i IEA og EU på dette området hvor Norge (SINTEF) også deltar. Markedet her er primært for stasjonær forbrenning i dieselmotorer og gassturbiner for el/varme generering. Det finnes flere anlegg både i Europa (blant annet i Italia og Spania) og USA/Canada som kan karakteriseres som industrielle prototyper. Tester i gassturbiner, tungoljebrennere og dieselmotorer er blant annet utført i Canada, Finland og Storbritannia. Forbedring av kvalitet og standardisering pågår kontinuerlig.

Gass fra biomasse

I de siste årene er det utviklet nye teknologier innen gassifisering av trebrensel og avfall. Gjennom *pyrolyse og gassifisering* dannes brenselgassene CO, H₂, CH₄ og en rekke høyere gassformige hydrokarboner som kan brennes i gassturbin eller i gassmotor og produserer både elektrisitet og varme. De mest avanserte anleggene med gassturbin er såkalte kombikraftverk (gasturbin/dampsturbin) med en elvirkningsgrad på rundt 45 prosent og en totalvirkningsgrad på opp mot 90 prosent ved at også varmen utnyttes (kogenerering).

Gassifisering er en av de nyeste teknologiene innen biomasseomforming og har vært gjenstand for betydelige forskningsstøtte både i USA og fra EUs Joule-Thermie program. Et fullskala anlegg plassert i Varnamo i Sverige produserer 6 MW el og 9 MW varme. Flere pilotanlegg er oppført både i Europa og i USA.

Teknologien kan også benyttes til å produsere syntetisk naturgass (SNG), eller gassen kan benyttes som råstoff til produksjon av flytende metanol. Full teknisk og kommersiell modenhet ligger imidlertid noe fram i tid.

Produksjon av *biogass* er en anaerob biologisk prosess, hvor ulike typer karbohydrater brytes ned til CH₄ og CO₂. Normalt vil prosessen føre til at ca 50 prosent av det organiske materialet omdannes til biogass. Biogass har en brennverdi på ca 5 kWh/m³. Særlig innenfor landbruksektoren, næringsmiddelindustri, renseanlegg og i avfallssektoren er det aktuelt å behandle våt organisk biomasse ved hjelp av metanogene bakterier. I flere europeiske land er det utviklet robuste reaktorløsninger for anaerob behandling av kloakkslam, husdyrgjødsel og vått organisk avfall.

Biogass har tilnærmet samme anvendelsesområder som naturgass, og kan ved hjelp av gassbrenner benyttes til oppvarming i tradisjonelle oljekjeler. Biogass kan også benyttes i ulike typer gassaggregater til kraftvarmeproduksjon og som drivstoff i kjøretøyer.

Når organisk materiale i *avfallsdeponier* brytes ned/råtner, produseres biogass som etterhvert slipper ut i atmosfæren. Dette er uheldig, med tanke på at metan har 23 ganger sterkere virkning på drivhuseffekten enn CO₂. I løpet av de siste årene har det blitt aktuelt å pumpe gassen ut av deponiene og brenne den av. Gassen kan benyttes til produksjon av varme eller kraft/varme. Avgassing av deponier gir reduserte utslipp av drivhusgasser samtidig som det oppnås lokale miljøfordeler som for eksempel redusert forurensning av sigevannet, mindre luktproblemer og redusert eksplosjonsfare. I tillegg vil nedbrytningsprosessen gå raskere.

23.2.3 Miljøforhold

Forbrenning av biomasse frigjør like mye CO₂ som bindes ved produksjon av ny biomasse. Balansert bruk av bioenergi gir derfor ingen netto tilførsel av CO₂. Ved vurdering av total miljøpåvirkning av biobrensler må også utslipp av CO₂ ved dyrking, uttak og transport vurderes (livsløpsanalyser). Biobrenselets miljøpåvirkning kan være vesentlig på tross av at emisjon i forbindelse med forbrenning er lave.

Organisk avfall og biprodukter fra trelastindustrien som deponeres på store fyllinger fører til metangass gjennom anaerob forråtnelse. Når karbon fra organisk materiale slippes ut i atmosfæren i form av metan, vil drivhuseffekten være større enn når karbon slippes ut som CO₂. Forbrenning av avfallet i stedet for deponering er derfor en miljøvennlig løsning.

En stor satsning på bioenergi vil normalt medføre økte utslipp av partikler. Dagens forbrennings- og renseteknologi kan begrense utslipp av partikler/støv fra store biobrenselanlegg til svært lave nivåer. For mindre anlegg og pelletskaminer vil det ikke være økonomisk å ha rensautstyr. Det er derfor tilrådelig å unngå lokalisering av mange mindre anlegg uten rensing i områder med stor partikkelbelastninger fra før.

Tabell 23.5: Spesifikke utslipp, mg/kWh tilført energi, fra henholdsvis et biobrenselanlegg og oljefyringsanlegg som bruker svovelfattig lettolje. Forutsetter et balansert uttak av biomasse.

	Spesifikke utslipp (mg/kWh)					
	CO ₂	SO ₂	NO _x	CO	VOC	Støv
Biobrenselanlegg	0	150	30	107	250	87
Oljefyringsanlegg	270 000	420	250	160	50	20

Kilde: Kjelforeningen

I tabell 23.5 gis en sammenstilling av spesifikke utslipp til luft fra et biobrensel og oljefyringsanlegg. Utslippstallene er basert på urensset røykgass (i tråd med praksis) fra oljefyringsanlegg, og bruk av multisyklon (en slags sentrifuge) i biobrenselanlegget for rensing av røykgassen. Både brensel, forbrenningsteknologi og renseteknologi har betydning for utslippene slik at disse tallene ikke representerer alle anlegg eller alle typer biobrensler/oljer. For SO₂ for eksempel, er utslippene bare bestemt av svovelinnholdet i brenselet. Dette gjelder begge brenslene. For NO_x vil det for biobrenselanlegg være mest avhengig av nitrogeninnholdet i brenselet.

Dette er ikke tilfelle for oljefyrte anlegg hvor forbrenningstemperaturen er høyere, og man får termisk dannet NO_x .

Selv om bioenergi gir opphav til noen miljølemper, vil bioenergi totalt sett ha betydelige miljømessige fordeler sammenlignet med oljefyring, og er derfor et viktig alternativ til varmeproduksjon i bygninger og industri.

23.2.4 Framtidsperspektiver

Økt bruk av bioenergi stiller krav til forbedring av infrastrukturen i alle ledd; innsamling, produksjon og bruk. Spesielt vil det være viktig å få til en større utbredelse av vannbåren varme. Varmemarkedet vil fortsatt være det viktigste satsingsområdet for bioenergi i Norge. Vedovnen vil ha en dominerende plass til oppvarming i husholdninger også i framtida. Det videre arbeidet for utvikling av rentbrennende ildsteder vil føre til at det kommer nye vedovner på markedet med bedre forbrenning, lave utslipp og økt brukervennlighet.

Store kraft/varmeanlegg planlegges blant annet i forbindelse med avfallsforbrenning. Slike anlegg utredes også for bruk av biomasse fra skogsvirke, for eksempel ved Frevar i Fredrikstad. Da vil spesielt en høy varmeutnyttelse være vesentlig for økonomien. Dette er verifisert i anlegg blant annet i Sverige og Finland. Kraftvarme produksjon fra bioenergi er i dag mest lønnsomt på anlegg der varmemeforbruket er det dimensjonerende.

Forgassing, pyrolyse, elkraft og drivstoff fra biomasse er viktige framtidige satsingsområder. I USA og EU forventes det at disse områdene vil få en betydelig markedsandel innen en periode på 5-15 år.

Siden Norge har store ressurser av naturgass, kan det være interessant å se på muligheter for å kombinere naturgass og bioenergi. En av de mest interessante mulighetene er å gassifisere biomasse og sambrenne denne gassen med naturgass i et kombinert syklus (gassturbin/dampturbin) kraft/varmeanlegg. Sambrenningen kan både skje i gassturbinen og/eller i kjel med tilleggsfyring. En konseptstudie med en slik løsning gjennomføres nå for Borregaards planlagte kogenereringsanlegg. Denne kombinasjonen kan være et interessant alternativ i vår egen CO_2 -debatt og også gi muligheter på det internasjonale markedet.

Dersom det legges til rette for økt bruk av bioenergi, med stabile rammebetingelser og utbygging av vannbåren varme, er det mulig å øke bioenergiproduksjonen fra dagens nivå på rundt 12 TWh til opp mot 22 TWh. Bruk av bioenergi er i stor grad avhengig av prisnivået på olje og elkraft. Dersom disse prisene stiger, er det store muligheter for at bioenergi overtar en større andel av varmemarkedet.

Kostnader

Brenselskostnadene for de ulike råstoffkildene er kommentert i teksten under ressursgrunnlag og oppsummert i tabell 23.4. Investeringskostnadene til forbrenningsteknisk utstyr forventes å ligge på tilnærmet samme nivå som i dag. Skjerpede utslippskrav kan gi høyere investeringskostnader for renseteknisk utstyr.

Når det gjelder ny teknologi som forgassing og pyrolyse er det elproduksjon i kombinert syklus samt kogenerering (kraft+varme) som er de mest interessante konseptene. Investeringskostnadene for gassifiseringsanlegg antas i dag å være rundt 20 000 kr/kW_{el}, som forventes å halveres til 10 000 kr/kW innen rundt år 2005 (7). Elprisen fra amerikanske studier varierer mellom 30-35 øre/kWh for et fullt utviklet system avhengig av brenselkostnaden. I Nederland (EU-prosjekt) er kostnadsbildet meget variert, faktisk fra negativ elproduksjonspris ved å bruke brensel som rivningsved i sentrale strøk/byer til kostnader opp mot 65 øre/kWh for tynningsvirke fra skogen(8).

Referanser

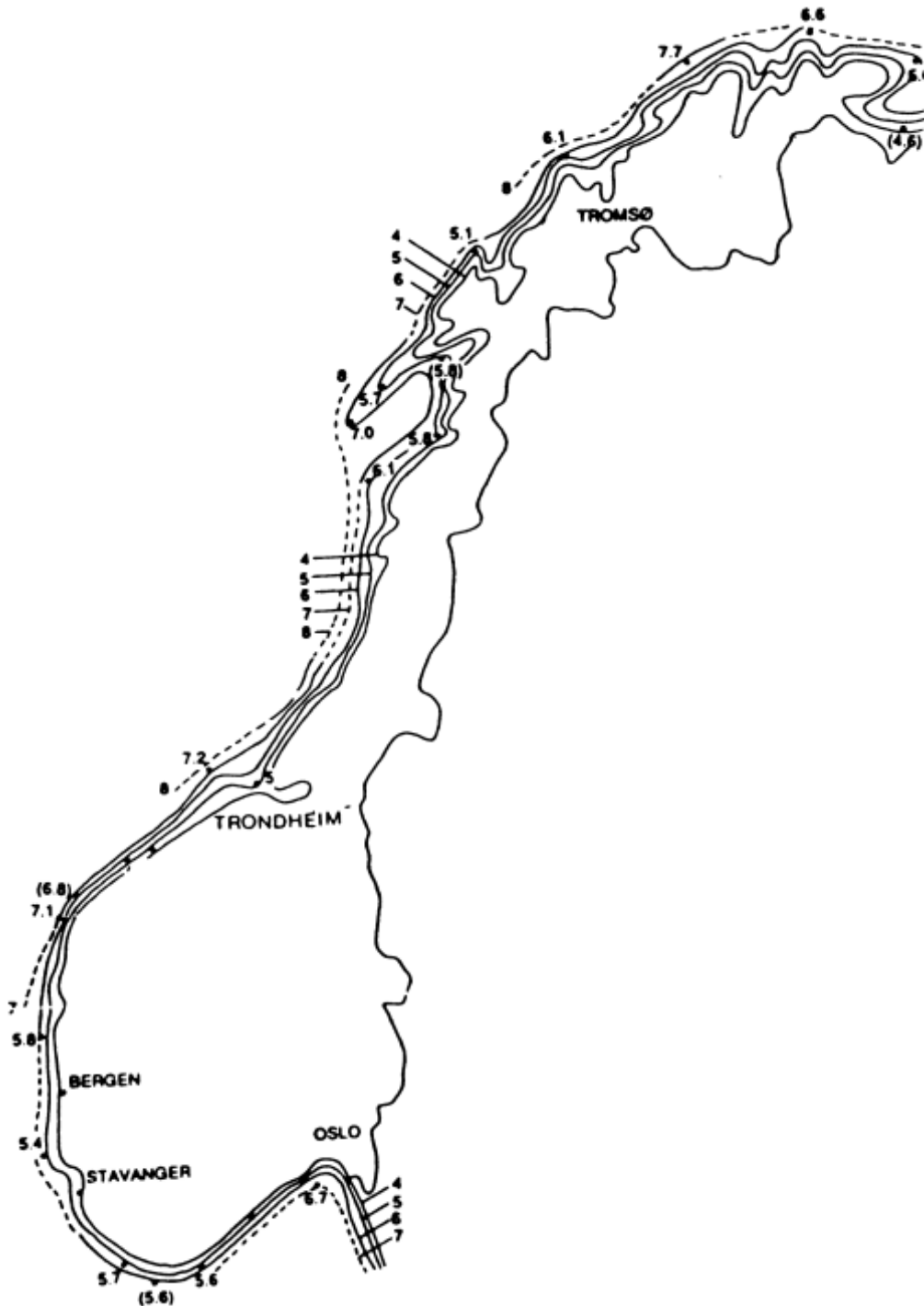
1. Alle tall for sekundærprodukter fra industrien er hentet fra IFE.
2. Råstofftilgang av biomasse, OR 07.98, Stiftelsen Østfoldforskning, februar 1998.
3. Foredrag ved Birgitte Holm Christensen, dk-teknikk, Danmark, om Implementation of solid biofuels for carbon dioxide mitigation, Sverige, september 1997.
4. Miles, T.R. et al.: Boiler deposition from firing biomass fuels. Biomass and Bioenergy Vol. 10, No 2-3, pp. 125-138, 1996.
5. Energigjennvinning fra avfall, Kjelforeningen - Norsk energi, oktober 1996.
6. Sintef Energiforskning, mai 1998.
7. van den Broek, R. et al.: Biomass combustion for power generation. Biomass and Bioenergy, Vol. 11 No 4 pp. 271- 281, 1996.
8. Faaij, A. et al.: Gasification of biomass wastes and residues for electricity production. Biomass and Bioenergy, Vol. 12, No 6, pp. 387-407, 1997.

23.3 VINDENERGI**23.3.1 Ressursgrunnlag**

Langs den norske kysten og i de norske fjellområdene er det gode vindforhold. Flere steder er attraktive for utbygging av vindkraft. Vindforholdene påvirkes av den lokale topografien. Denne påvirkningen kan både øke og redusere området egnethet til vindkraft, og kan kun avgjøres ved en stedsspesifikk undersøkelse.

Figur 23.1 viser at hele kysten, fra Lindesnes i sør til Kirkenes i nord, har egnede områder for utbygging av vindkraft, når det gjelder tilstrekkelig vind og gode topografiske forhold. I mange av disse områdene antas dessuten brukerkonfliktene å være små om vindkraft tas i bruk i begrenset omfang. Gjennomsnittlig vindhastighet over året i disse områder er mange steder mellom 6 og 8 meter per sekund i 10 meters høyde²⁷ over bakken. I aktuell arbeidshøyde for vindturbiner (for eksempel 50 m) vil vindhastigheten typisk være 10-20 prosent høyere avhengig av den lokale topografien.

27. Standard meteorologi stasjoner måler som regel vindhastigheten i 10 meters høyde.



Figur 23.1 Midlere vindhastigheter over året i m/s langs norskekysten.

Kilde: NVE

Energiinnholdet i vinden øker proporsjonalt med vindhastigheten i tredje potens. En årlig middelvind på 6,5 m/s tilsvarer et energiinnhold på omkring 3000 kWh/m²/år (regnet som vindens bevegelsesenergi). Dette gjelder for et areal som hele tiden står vinkelrett mot vinden. I praksis klarer et vindkraftverk å omforme ca

40 prosent av denne energien til elektrisk energi, tilsvarende en produksjon på 1100-1300 kWh/m²/år, regnet ut fra bestrøket rotorareal.

Vindkraftpotensialet i Norge er i følge en relativt ny beregning (1) hele 76 TWh. Beregningen forutsetter at 2 prosent av landarealet (tilsvarende ca 4 300 km²) med middelvind over 5,1 m/s i 10 meters høyde blir utbygd. Valget av 2 prosent er basert på detaljerte studier fra Nederland og USA og er av avgjørende betydning for resultatet. Det er i denne studien ikke blitt vurdert om det i praksis er mulig å bygge ut det forutsatte landarealet, og 76 TWh må derfor betraktes kun som en teoretisk størrelse.

En kartlegging fra 1981 (2) av det tekniske vindkraftpotensialet i Norge konkluderte med to betydelig lavere anslag på henholdsvis 12 og 32 TWh/år. Det høyeste anslaget var basert på utbygging på alle steder langs kysten med akseptable vindforhold uten hensyn til naturvernområder, vanskelig tilgjengelighet og så videre. Anslaget på 32 TWh/år er derfor lite realistisk. I anslaget på 12 TWh er aggregatene tenkt plassert i områder egnet for vindenergi fra Andøya i nord til Kristiansund i sør. Underlagsmaterialet for lokaliseringsanalysen var kart, vindstatistikk og verneplaner.

Et troverdig anslag for det totale tekniske potensialet for vindkraft forutsetter spesifikke vindmålinger og beregninger basert på detaljerte kart, samt modellering av topografiens påvirkning på vindressursene. Det vil derfor være betydelig usikkerhet knyttet til det totale potensialet for vindkraft i Norge inntil en slik kartlegging er utført.

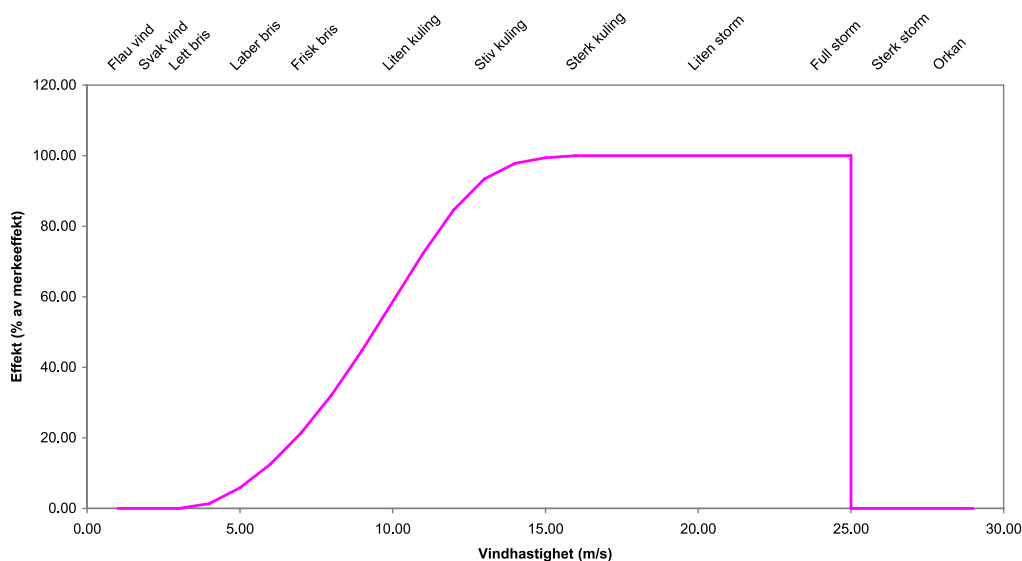
Begge analyser viser imidlertid at det tekniske potensialet for vindkraft i Norge er betydelig. Utnyttelsen av potensialet vil imidlertid være begrenset av de økonomiske og miljømessige rammebetingelser og utbyggingstakten. Installerer for eksempel 100 MW vindkraft i året i Norge, vil det ta over 20 år før en når opp til en produksjon på 6 TWh/år.

23.3.2 Vindkraftteknologien

Vindkraftindustrien har solgt kommersielle vindkraftverk siden først på åttitallet. Det er utviklet ulike turbintyper, styresystemer og utrustning for kraftproduksjon. I dag er alle kommersielt tilgjengelige vindkraftverk for elproduksjon av typen HAWT (horizontal axis wind turbine). Andre typer, for eksempel med vertikal aksel eller med mekanismer for å konsentrere vinden gjennom turbinen, har blitt bygget og testet, men er ikke kommet i kommersiell produksjon.

Utviklingen har hele tiden gått mot større kommersielle enheter. I dag er vindturbiner i 1-1,5 MW-klassen kommersielt tilgjengelige fra Danmark og Tyskland. Turbiner i denne størrelsen har tårn med høyde på 60-78 m og rotordiameter på 60-66 m. Kommersialiseringen av store turbiner drives fram av etterspørselen etter kostnadsoptimale turbiner for kraftproduksjon i stor skala.

Et moderne vindkraftverk produserer elektrisk kraft når vindhastigheten i navhøyde er i området 4 til 25 m/s og avgir en generatoreffekt som varierer med vindhastigheten og aggregatenes merkeeffekt. Sammenhengen er illustrert i figur 23.2. Når vindhastigheten kommer over 25 m/s stoppes turbinene automatisk, og turbinbladene dreies ut av stilling.



Figur 23.2 Sammenhengen mellom vindhastighet og avgitt effekt.

Kilde: Sintef Energiforskning

For gode lokaliseringer langs norskekysten kan det påregnes en middelvind i området 6,5 m/s i 10 meters høyde over bakken. Et vindkraftverk i 1,5 MW-klassen ville i et slikt område kunne gi en årsproduksjon på omlag 4,5 GWh. Dette gir en påregnelig brukstid for vindkraftverkene på ca 3000 timer (brukstiden er årsproduksjonen delt på effektinstallasjonen).

Dagens vindturbiner er i hovedsak meget driftssikre. En årstilgjengelighet på 97 prosent er ikke uvanlig. Bruk av fjernovervåking gjør at feil kan oppdages raskt, og varigheten av en eventuell driftsstans kan dermed reduseres.

23.3.3 Kostnader

Produksjonskostnadene for vindkraft omfatter både investerings- og driftskostnader. Tar man vindkraften i Danmark som eksempel, utgjorde investeringskostnadene omlag 5600 NOK/kW for fabrikklevert utrustning og rundt 8000 NOK/kW for ferdig installert anlegg i 1995 (nettkostnader inkludert). Det gir et forholdstall på rundt 1,4 mellom kostnader for det ferdige anlegg og fabrikkleveransene. Drifts- og vedlikeholdskostnader for moderne vindkraftverk tilsvarer typisk per år omlag 2,5 prosent av investeringskostnadene eksklusive frakt og anlegg.

Antas en investering på 5500 norske kroner per kW pluss 35 prosent til frakt og anlegg, 7 prosent kalkulasjonsrente og 20 års levetid, fås en produksjonskostnad på 28 øre/kWh inklusive kostnader til drift og vedlikehold. Produksjonskostnaden er spesielt følsom for den midlere vindhastigheten. Følsomhetsanalyser viser at en 10 prosent høyere vindhastighet vil gi en produksjonskostnad på 25 øre/kWh. Tilsvarende gir en 10 prosent lavere vindhastighet en produksjonskostnad på 35 øre/kWh.

Frakt og anleggsomkostningene er avhengig av de lokale forhold. Spesielt vil omkostninger til nettilslutning variere avhengig av avstanden til nærmeste passende punkt for nettilslutning. Frakt og anleggsomkostninger tilsvarende 35 prosent av investeringen vil typisk dekke nettomkostninger ved liten avstand til et passende

eksisterende nett. Hvis det derimot må bygges nye lange kraftlinjer på høyere spenningsnivå, vil omkostningene til dette komme i tillegg. For eksempel vil en utbygging på Smøla med 150 MW vindkraft kreve en nettutbygging som vil koste 103 mill kroner (3), tilsvarende en ekstra kostnad på i underkant av 10 prosent av totalen.

Produksjonskostandene for ny vindkraft har sunket med 50-60 prosent siden begynnelsen av 80-tallet. Denne reduksjonen har funnet sted som en konsekvens av akkumulert produksjon og installasjon av vindkraft kombinert med en løpende teknologisk utvikling, og har slik fulgt den klassiske lærekurven. Selv om kostnadskurven etterhvert har begynt å flate ut, regner man med fortsatte kostnadsreduksjoner i årene som kommer. En dansk studie antyder kostnadsreduksjon på 30 prosent fra 1995 til 2005, og 40 prosent fra 1995 til 2020 (4).

Det kan forventes at utbyggingskostnadene isolert sett vil øke etter hvert som de aller beste plassene for vindturbiner blir utnyttet (5). Også nettkostnadene vil øke fordi nettkapasiteten i kystnære strøk med stor avstand til sentralnettet gjerne vil være oppbrukt, og nettførsterkninger vil være nødvendig. I dag regner man med at kostnadene ved tilknytning til nettet på de steder som er aktuelle å bygge ut i første omgang vil ligge mellom 2 og 6 øre/kWh. Dette vil gjelde enten for områder med kort avstand til sentralnettet eller ved utbygging av store vindturbinparker hvor kostnaden kan fordeles over en større kraftproduksjon. Tar man utgangspunkt i produksjonskostnader for vindturbiner på 23-29 øre/kWh for utbygging av de første 350 MW (ca 1 TWh/år) og legger til kostnadene ved tilknytning til nettet, kommer man fram til samlede kostnader på 25-35 øre/kWh. Utbygging betydelig større enn 3-400 MW kan resultere i samlede kostnader høyere enn 35 øre/kWh.

Dersom reduserte kostnader i de kommende år skal spille noen rolle av betydning for utbygging fram til år 2020, så bør denne kostnadsreduksjon være tatt ut fram mot år 2010. Et forsiktig anslag av reduksjon for total kostnad unntatt nettilknytning fra 1998 til år 2010 vil være på ca 20 prosent. Bruker man 20 prosent reduksjon for å estimere kostnader for utbygging tilsvarende 1 TWh, ender man med kostnader i år 2010 med dagens kroneverdi mellom 20 og 30 øre/kWh.

23.3.4 Systemmessige vurderinger av vindkraft

Effekten fra et vindkraftverk varierer avhengig av vindhastigheten. Data fra vindmålinger i Norge viser at produksjonen av vindkraft i gjennomsnitt vil fordele seg over året slik at den blir størst om vinteren og lavest om sommeren. Dette er en fordel for driften av det eksisterende produksjonsapparatet, dels fordi vindkraften dermed vil gi mest produksjon i den del av året hvor forbruket er høyest, og dels fordi vindkraften dermed kommer i «motfase» med tilsiget av vann for produksjon av vannkraft. Ved en storskala utbygning av vindkraft i Norge er det vesentlig at det utvikles metoder for å utnytte denne positive effekten best mulig.

Innenfor en kort periode kan vindhastigheten, og dermed også produksjonen fra et enkelt vindkraftverk, variere relativt mye. Det norske vannkraftsystemet kan teknisk sett håndtere relativt store variasjoner i effektterspørselen, og det vil således ikke være noe problem med å sørge for stabil drift selv med en betydelig andel vindkraft på nettet. Snarere vil det være et spørsmål om hvordan driften kan optimaliseres slik at stabil drift sikres med minst mulig behov for reservekapasitet. Dette krever at den forventede maksimale effektvariasjonen fra et antall vindkraftverk blir kvantifisert. Videre kan bruk av modeller til å løpende forutsi produksjonen fra vindkraften gi driftsbeparelser.

Effektflyten i nettet vil bli påvirket avhengig av hvor vindkraften lokaliseres. Det er vesentlig at det i forkant av en storskala utbygging med vindkraft utføres

analyser som avklarer utbyggingens virkning på sentralnettet, både når det gjelder overføringstap og krav til overføringsytelse. Det er også vesentlig å se på forhold i distribusjonsnettet. En moderat utbygning av vindkraft til dekning av lokalt elforbruk vil kunne redusere energitapene i nettet. En kraftig utbygning som vil gi et lokalt kraftoverskudd, vil stille krav til nettets overføringsevne og kunne kreve nettforsterkninger.

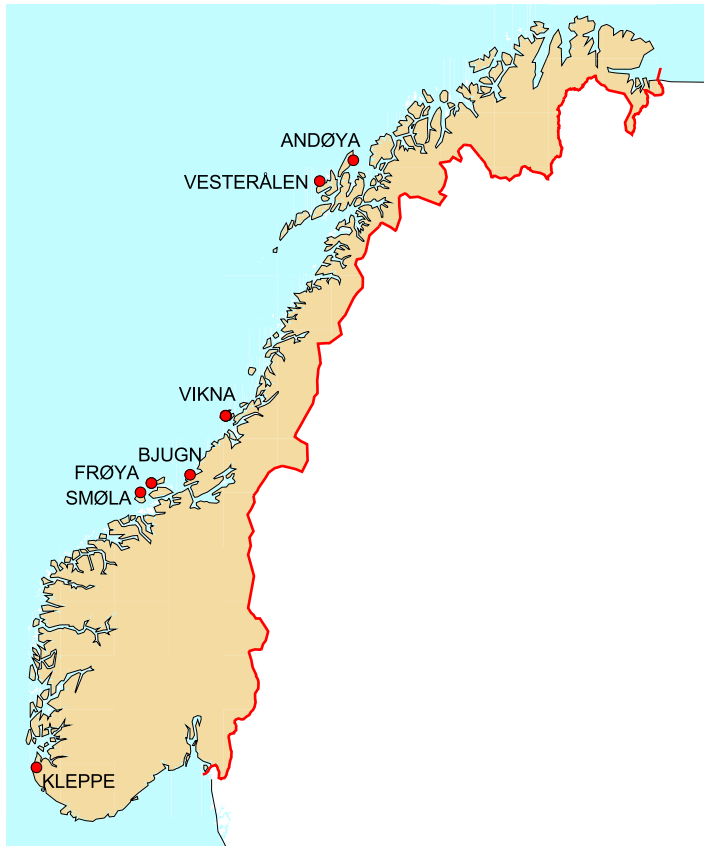
Elkvaliteten vil påvirkes av en utbygning av vindkraft. Dels vil vindkraftverkernes effektbidrag øke forsyningsikkerheten, og dels vil effekten fra vindkraftverkene påvirke spenningskvaliteten. Effektbidraget fra vindkraft avhenger av en rekke forhold. Undersøkelser i blant annet Danmark og Holland indikerer at så lenge vindkraften kun gir et marginalt energitilskudd i forhold til landets totale elforbruk, så er effektbidraget fra vindkraft likt med den midlere kraftproduksjonen fra vindkraftverkene.

Et vindkraftverk vil påvirke spenningskvaliteten avhengig av dens karakteristika. Dagens vindkraftverk er typisk utstyrt med en asynkrongenerator direkte tilkoblet nettet, eller de er tilkoblet nettet via en frekvensomformer. Vindkraftverk uten frekvensomformer påvirker spenningskvaliteten dels ved at produksjonen typisk medfører spenningsstigning, dels ved at innkobling kan gi spenningsfall, og dels ved at start, stopp og øvrige effektvariasjoner gir hurtige spenningsvariasjoner (flimrer). Vindkraftverk med frekvensomformer vil typisk gi lavere spenningsfall ved start og mindre spenningsvariasjoner. Til gjengjeld vil de gi noe elektrisk «støy» som kan forstyrre nettspenningens sinusform. Uavhengig av hvilke typer vindkraftverk det er snakk om, er det vesentlig å undersøke hvorvidt en planlagt installasjon av vindkraftverk vil gi en uakseptabel påvirkning av spenningskvaliteten.

23.3.5 Status for vindkraft i Norge

Norge har siden 1978 hatt vindkraftaktiviteter på gang for å legge et grunnlag for utnyttelse av vindkraft der det kan gi et lønnsomt tilskudd til energiforsyningen. Erfaringer er vunnet gjennom utviklingsarbeid og utprøving av kommersiell vindkraftteknologi.

Et introduksjonsprogram for vindkraft ble gjennomført i perioden 1989-1993. Det ble gitt statlig støtte til installering av i alt 8 vindturbinenheter, som eies og drives av kraftselskaper (6). I tillegg er 2 enheter delfinansiert over det statlige forskningsprogrammet for vindkraft, mens 2 turbiner er privatfinansiert. Alle vindturbinene, til sammen 12 aggregater (3,9 MW), er av dansk fabrikat. De er installert som enkeltstående anlegg, bortsett fra to enheter på Frøya og fem turbiner installert i en vindturbinpark på Vikna i Nord-Trøndelag. Alle vindkraftverkene er tilknyttet nettet, bortsett fra den minste turbinen (55 kW) på Frøya som i perioder har vært drevet som en del av et autonomt prototyp- og demonstrasjonsanlegg for vind/diesel/batteri systemer. Figur 23.3 viser plasseringen av disse vindkraftverkene langs norskekysten.



Figur 23.3 Lokaliseringen av vindkraftverk langs norskekysten.

Kilde: NVE

Vindkraftverkene ga i 1995 og 1996 en produksjon på henholdsvis 11,3 og 9,6 GWh. Midlere produksjonskostnad for anleggene ble i 1995 anslått til 39 øre/kWh. Herav utgjorde kapitalkostnadene ca 31 øre/kWh (7 prosent realrente, økonomisk levetid 25 år) og driftskostnadene ca 8 øre/kWh (ca 2 prosent av investeringskostnadene). Dette regnes å være høyere enn for kommersiell vindkraftteknologi i dag, og vesentlig høyere enn midlere produksjonskostnad for ny vannkraft. Den bedriftsøkonomiske lønnsomhet er i dette tilfellet sikret gjennom de investeringsbidrag som ble gitt over vindkraftprogrammet.

23.3.6 Miljøforhold

Utnyttelse av vindkraft medfører ingen utslipp til jord, luft eller vann, men vindturbinene genererer en viss støy. De krav som vanligvis settes til tillatelig industristøy i boligområder kan som regel også oppfylles av vindkraftverk dersom avstanden til nærmeste bebyggelse er stor nok (250-350 m), avhengig av type, størrelse og antall vindturbiner.

Vindturbiner vil alltid utgjøre et synlig inngrep i landskapet. Konsentrerte vindturbinparker krever rundt 1 km² per 10 MW. Arealer til fundament, oppstillingsplasser og veier utgjør rundt 1-2 prosent av det totale arealet. Det øvrige arealet mellom turbinene kan i stor grad brukes til andre formål. Etter bruk kan vindturbinene fjernes uten spor.

I tillegg til støy, arealbruk og tiltakets innvirkning på landskapet, må man ta hensyn til friluftsliv, fugl og annen fauna og flora. Vindturbinparker som etableres i beiteland for storvilt eller rein, kan representere et stengsel for trekkruter eller tradisjonell utnyttelse. Etablering av vindkraftverk vil som all annen etablering av kraftverk, også kunne føre med seg bygging av nye kraftlinjer.

23.3.7 Framtidsperspektiver

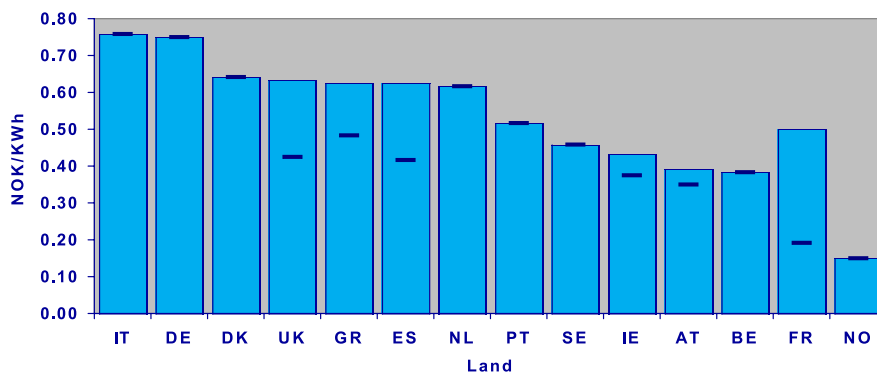
Størrelsen på vindkraftturbiner har siden først på åttitallet økt fra omkring 50 kW til dagens (1998) nivå på omkring 1,5 MW. Det forventes at nye vindkraftverk vil kunne bli enda større. Prototyper på 3 MW eksisterer. Siden så store vindkraftverk vil kunne være vanskeligere å frakte og installere enn mindre typer, forventes det at vindkraftverk i størrelser omkring 500 kW vil være aktuelle også i framtiden. Det arbeides med å optimalisere utformingen. Det forventes også økt bruk av kraftelektronikk og nye generatorkonsepter. Dette vil kunne gi reduserte kostnader og bedret elkvalitet.

Det er nå betydelig interesse for bygging av vindkraft i Norge. En del kraftselskaper, privatpersoner og industribedrifter har allerede startet planlegging med tanke på slik utbygging. Det pågår for tiden vindmålinger og vindkraftvurderinger på rundt 30 steder langs norskekysten. Så langt har disse aktivitetene resultert i fire søknader om konsesjon for utbygging av vindkraftverk, hvorav to er innvilget (Lindesnes i Vest-Agder og Hundhammerfjellet i Nord-Trøndelag). Dessuten er det kommet fem meldinger etter plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredning for vindparkanlegg.

Totalt i hele verden var det ultimo 1997 installert ca 7700 MW som tilsvarer en årlig produksjon på 15 til 20 TWh. I Danmark har det vært meget sterk interesse for utbygging av vindkraft både fra myndighetene og fra dansk vindmølleindustri. Ultimo 1997 var det installert ca 1100 MW. En omfattende utbygging i størrelsesorden 100 MW/år er planlagt i de nærmeste år. De danske myndighetene offentliggjorde i 1997 en handlingsplan som sannsynliggjorde at det er teknisk og økonomisk mulig å sette opp offshore vindmøller på tilsammen 4000 MW. De danske elselskapene skal innen år 2008 sette opp fem store offshore vindmølleparker på i alt 750 MW som et demonstrasjonsprosjekt.

I Norge er det i dag (1998) installert ca 4 MW vindkraft. Det finnes planer for bygging av flere vindkraftparker. Totalt finnes planer for installasjon av over 600 MW vindkraft (7) som vil gi en produksjon i underkant av 2 TWh/år og kreve en investering på omkring 5 milliarder kroner. En forenklet beregning viser at produksjonskostnadene for de planlagte prosjektene ligger mellom 26 og 34 øre/kWh eksklusiv kostnader til nettilknytning. Sammenlignes disse kostnadene med prisene på det norske elspotmarkedet som typisk ligger under 20 øre/kWh, er det klart at antagelig ingen av de planlagte prosjektene vil bli realisert med mindre det antas høyere kraftpriser eller det blir iverksatt særlige tiltak.

De fleste land som Norge naturlig kan sammenligne seg med, har relativt ambisiøse program for utbygging av vindkraft. Disse programmene omfatter både forskning og utvikling, såvel som ordninger for å gjøre det økonomisk attraktivt å investere i vindkraft. I Danmark og Tyskland får private eiere av vindkraftverk betalt en pris på henholdsvis 85 og 90 prosent av elprisen til forbruker. Andre land har tilsvarende ordninger. Figur 23.4 gir en oversikt over produsentpriser for vindkraft i Europa.



Figur 23.4 Produsentpriser for vindkraft i Europa. De tykke strekene er med for å vise at prisen kan variere noe i enkelte land. For eksempel i Hellas betales en lavere pris for vindkraft på fastlandet enn på øyene utenfor.

Kilde: Payment for kWh for wind, Wind power monthly, november 1996

Innføring av ordninger som gir vindkraftprodusenter i Norge like gode økonomiske rammebetingelser som for eksempel i Danmark og Tyskland, ville ganske sikkert utløse en massiv utbygging av vindkraft i Norge. Sees det spesielt på de planlagte prosjektene, ville antageligvis en garantert betaling tilsvarende 35 øre/kWh føre til realisering av de fleste prosjektene. Antas at prisen på spotmarkedet i gjennomsnitt er 20 øre/kWh, tilsvarer dette en subsidiering av vindkraften med 15 øre/kWh. De planlagte prosjektene, det vil si samlet 2 TWh, vil dermed kreve en støtte tilsvarende 300 millioner kroner i året.

Hvis det er ønskelig med økt produksjon av vindkraft, må rammebetingelsene endres slik at driftsøkonomisk lønnsomhet er sikret ved slik utbygging.

Referanser

1. Wind power potential in the OECD countries, Wijk A. J. M. van, J. P Coelingh, 1993.
2. Vindenergi i Norge - Underlag for stortingsmelding om alternative energikilder, IFE, oktober 1981.
3. Melding om vindkraftverk på Smøla. Statkraft. desember 1997.
4. Vurdering af utviklingsforløp for vindkraftteknologien, Risø-R-829(DA), mars 1996.
5. Oppdatering av vindkraftpotensialet i Norge, IFE/KR/F-90/131, IFE, oktober 1990.
6. Vindkraft - En generell presentasjon av vindkraft og det norske vindkraftprogrammet, NVE-publikasjon nr. 23/1992.
7. Vindkraftåret 1998, Teknisk Ukeblad nr. 1, 8. januar 1998.

23.4 GEOTERMISK ENERGI

23.4.1 Ressursgrunnlag

Geotermisk energi relaterer seg til jordens indre varme. Avhengig av jordskorpens beskaffenhet varierer tilgjengeligheten betydelig. I jordens sentrum er temperaturen ca 3000 °C. Temperaturen øker gjennomsnittlig med 30-35 °C per km nedover i jordskorpen. Temperaturøkningen varierer sterkt med de geologiske strukturer, ved

5 km dyp kan temperaturen variere fra 70 °C til mer enn 500 °C. Omlag 5 km regnes også som det maksimale dyp for praktisk uttak av varme. Varmestrømmen er lavest i de eldste strukturene og høyest i vulkanske områder og varierer mellom 0,03-0,5 W/m². I Norge ligger den gjennomsnittlig på 0,04 W/m².

Den viktigste kilden til geovarme er spalting av radioaktive materialer i de øverste 30 km av jordskorpen. Dette utgjør omlag 70 prosent av varmemestrømmen, mens de resterende 30 prosent skyldes nedkjøling av jordas indre. I et geovarme-anlegg vil energiproduksjonen i de fleste tilfeller hente ut energi i en raskere takt enn den naturlige tilførselen. Dette betyr at området vil nedkjøles over tid og være nyttig i omlag 30-50 år. Etter at uttaket av varmen er stoppet vil varmen i området gradvis bygge seg opp igjen.

Jordvarme er først tatt i bruk i områder der avstanden til varmt fjell og varmt vann er liten. Slike områder er Island, Italia, Japan og deler av USA. Globalt utnyttes per 1997 omlag 15 000 MW geovarme, derav 6000 MW el og 9000 MW varme. Forekomstene av utnyttbar geotermisk energi er så spredt at den ikke kan ventes å ha noe vesentlig betydning i global energiforsyning, selv om enkelte land i betydelig grad kan dekke sitt energibehov på denne måten.

Estimat over utnyttbar varme ned til et dyp på 5 km gir omlag 230 PJ eller 64 TWh per år for Norge, hvilket må sies å være et svært høyt tall i forhold til det som vil kunne tas ut til konkurransedyktige priser. Potensialet er lavtemperert og egner seg derfor kun for oppvarmingsformål. Det er spesielt varme granitter i sør som er undersøkt, og for eksempel rundt Iddefjorden er det beregnet en temperatur på 110 °C på 5 km dyp. Det er imidlertid ennå ikke gjennomført noen omfattende systematisk kartlegging av geovarmeresursene i Norge.

For produksjon av elektrisitet kreves normalt temperaturer over 150 °C, hvilket fordrer et bedre geotermisk grunnlag enn det norske. Geovarme-anlegg medfører betydelige investeringskostnader hovedsaklig i tilknytning til boring av hull for varmeopptak. Den praktiske anvendelse vil derfor være knyttet til relativt store varmeleveranser som oppvarming av større bygningskomplekser eller til fjernvarmeanlegg.

23.4.2 Kostnader

I 1995 ble det gjennomført en studie vedrørende bruk av gamle oljebrønner i Nordsjøen for utvinning av varme, ELI-konseptet (1). Det ble beregnet en elkostnad på ned mot 4 kr/kWh_{el} ved kontinuerlig drift. Hovedtyngden av kostnaden er knyttet til boring av brønner, og konseptet vil derfor bare kunne bli interessant i Nordsjøen dersom borekostnadene reduseres med en faktor på 10. I områder med høyere temperatur i berggrunnen vil energien kunne utnyttes mer effektivt, og konseptet vil være mer interessant.

Det er i det senere også vurdert å bruke moderne boreteknologi for å utnytte geovarme i Osloområdet. I tilknytning til det nye Rikshospitalet i Oslo gjennomføres det et pilotprosjekt for å hente opp geovarme fra opptil 4000 meters dyp. Gjennom å pumpe kaldt vann ned i varmebrønnen, er målet å få opp vann som holder 75 °C som kan gå inn i det vannbårne varmesystemet på sykehuset via en varmeveksler. Pilotanlegget er på 2 MW og er kostnadsberegnet til 21 millioner kroner. Dette vil gi en energipris på vel 18 øre/kWh_v. Dersom anlegget bygges for å yte 6-8 MW, vil energiprisen komme ned i 11 øre/kWh_v (2). Erfaringene fra Rikshospitalprosjektet vil være viktige i forbindelse med en videre vurdering av potensialet for geotermisk energiutnyttelse i norsk sammenheng. Lykkes man med det styringssystemet og den nye boreteknikken som her tas i bruk, er geovarme kommet et betydelig skritt nærmere kommersiell utnyttelse. Per dato er det ikke grunnlag for å kunne

si noe sikkert om mulig betydning for norsk energiforsyning, blant annet fordi man mangler en god oversikt over geovarmepotensialet på nasjonal basis. Man skal også være bevisst på hvilke konkurrerende energiformer man har for geovarme som basis for forsyning av vannbåren varme/fjernvarme i de enkelte tilfeller. Det vises for øvrig til kapitlet om varmepumper, som blant annet tar for seg jordvarme hentet fra overflatekilder.

Referanser

1. Sluttrapport fra NYTEK-prosjektet 32897/212 Geotermisk elkraft offshore, Rogalandsforskning, januar 1996.
2. Aftenposten, onsdag 18. mars 1998.

23.5 VARMEPUMPER

23.5.1 Ressursgrunnlaget.

Varmepumper kan hente varme fra en rekke ulike lavtemperatur varmekilder. Sjøvann, luft og prosessvarme er de varmekildene som til nå har hatt størst betydning, men også andre lokale lavtemperaturkilder kan være aktuelle.

Hvis en varmepumpe skal være økonomisk og gjøre god nytte for seg, må visse krav være oppfylt. De viktigste kravene er:

- Det må finnes en lett tilgjengelig varmekilde som er tilstrekkelig stor. Den bør være minst mulig forurenset og ikke gi for store utbyggingskostnader.
- Varmekilden bør ha så høy temperatur som mulig, og temperaturen bør være forholdsvis jevn over året.
- Varmepumper for bygningsoppvarming bør levere varme med moderate temperaturer, gjerne i området 35-50 °C.
- Den årlige utnyttelsestiden bør være lang. Dette fordi varmepumper har relativt høye investeringskostnader, men lave driftskostnader i forhold til konvensjonelle oppvarmingsanlegg.

Lavtemperatur varmekilder kan deles i to hovedgrupper, omgivelsesvarme og overskuddsvarme:

Omgivelsesvarme

- Uteluft I dag installeres det flest varmepumper med uteluft som lavtemperatur varmekilde i boliger. En varmepumpe som bruker denne varmekilden, får lavere varmefaktor og leverer mindre varmeeffekt ved lav utetemperatur når oppvarmingsbehovet er størst. Slike varmepumper har imidlertid lave investeringskostnader og kan være gunstige hvis ikke tilleggskostnaden for spisslasteffekt blir for stor.
- Sjøvann Sjøvann er en velegnet varmekilde for varmepumper. Golfstrømmen sørger for at vi har en stabil og høy sjøvannstemperatur gjennom hele året. Store deler av Norges bebyggelse ligger også i rimelig avstand fra sjøen. Gode resultater er oppnådd i store varmepumpeanlegg. Det har imidlertid vært en del driftsproblemer på grunn av begroing og erodering av vitale komponenter.
- Berggrunn/grunnvarme Begrepet grunnvarmeanlegg brukes i dag om varmepumpeanlegg som utnytter lavtemperatur varme fra berggrunn og/eller grunnvann. Brønner i fjell bores vanligvis ned til 100-180 m. I brønner med lite eller intet grunnvannstilsig installeres alltid en kollektorslange med frostsikker væske for varmeopptak fra grunnen. I grunnvannsmagasiner dypere enn 10 m er temperaturnivået relativt konstant gjennom året. Grunnvann kan være en sta-

bil og god varmekilde med temperatur omkring 1-2 °C høyere enn årsmiddelttemperaturen på stedet. Det kan pumpes opp og transporteres til varmepumpeanlegget. I visse områder er man nødt til å bruke indirekte varmeopptak med kollektorslanger for å unngå driftsproblemer knyttet til utfelling av metall i pumper og varmevekslere.

- Innsjøer/elverFerskvann i innsjøer og elver kan brukes som varmekilde, men ettersom temperaturen vinterstid går ned mot frysepunktet, må en ta spesielle hensyn for å hindre problemer med utfrysing i fordampere.
- JordvarmeI jordvarmesystemer legges plastslanger ned i jorden (kollektorslanger) hvor det sirkuleres en frostsikker væske. Slike systemer er lite utbredt i Norge, men kan likevel benyttes hvis anleggene dimensjoneres riktig slik at en unngår for store problemer med tilfrysing av anlegget som følge av nedkjølingen av jorda rundt sirkulasjonssløyfen. Varmepotensialet i myrområder inngår også under jordvarme.

Overskuddsvarme

- Industriell spillvarmeSpillvarme fra industrien er en god energikilde. Spillvarme fra industriprosesser har ofte temperaturer mellom 30-50 °C, men kan også ligge så høyt som rundt 80 til 100 °C. Spillvarme i lavtemperaturområdet egner seg godt til oppgradering med vanlige varmepumper til temperaturer opp til 70-80 °C, eller til høytemperatur energi (over 100 °C) ved hjelp av hybride varmepumper eller varmetransformatorer. Spillvarme over 90 °C kan benyttes som drivenergi til et absorpsjonskjøleanlegg på steder hvor man har behov for kjøling.
- Avtrekksluft og avløpsvannÅ gjenvinne varme fra avtrekksluften til for eksempel oppvarming av friskluft og varmt tappevann er mulig ved hjelp av en varmepumpe, men i mange tilfeller kan en tradisjonell varmeveksler også være et godt alternativ. Å gjenvinne varme fra prosessvann, samt kjøle- og avløpsvann og/eller damp kan være spesielt attraktivt hvis en har et varmebehov i rimelig nærhet til anlegget.
- Overskuddsvarme fra kjøleanleggVed behov for klimakjøling i yrkesbygg er det meget aktuelt å installere kombinert varmepumpe- og kjøleanlegg som både leverer varme og kjøling (integreerte energianlegg). Lønnsomheten i slike anlegg er meget god. Siden kjøle- og varmebehovet som regel endres med årstiden vil overskuddsvarmen fra kjøleanlegget ofte benyttes i kombinasjon med en annen lavtemperatur varmekilde, eventuelt også en varmeveksler til å fjerne overskuddsvarme om sommeren.

Tabell 23.6 gir en sammenfattende oversikt over de viktigste lavtemperaturkildene og utnyttelsesmulighetene.

Tabell 23.6: Lavtemperatur energikilder og utnyttelsesmuligheter.

Lavtemperatur energikilde	Fordeler	Ulemper	Utnyttelsesmuligheter	Fjern-/ nærvarme	Bruksområde
Uteluft	Lav investering	Gir lite effekttilskudd når varmebehovet er størst	Kystområdene har gunstig klima	Nei	Best for mindre anlegg
Sjøvann	Gunstig varmekilde	Kan gi driftsproblemer	Langs hele kysten	Nærvarme/fjernvarme	Store anlegg, fiskeoppdrett med videre.
Grunnvann	Gunstig varmekilde	Kan gi høye investeringer	Hele landet	Nærvarme/fjernvarme	Store og små anlegg
Bergvarme	Gode utsikter til lønnsomhet, gode driftsbet.	Høye investeringer	Hele landet	Nærvarme	Boliger og yrkesbygg
Jordvarme	Stabil og relativt høy temperatur	Anlegget kan fryse til ved feildimensjonering	Sør-Norge, langs kysten	Nei	Boliger
Industriell spillvarme. Høy temp 50-80 °C	Stabil varmekilde, høy varmefaktor for varmepumpen	Kan være korrosiv	Begrenset	Nærvarme/fjernvarme	Høytemperatur anvendelse i prosessanlegg samt bygningssoppvarming
Industriell spillvarme. Lav temp 30-50 °C	Stabil varmekilde	Kan være korrosiv	Begrenset	Nærvarme/fjernvarme	Kjøling i prosessanlegg eller som luftkondisjonering
Avtrekksluft	Lav investering og god lønnsomhet	Konkurrerer med konvensjonelle varmevekslere	Begrenset mengde	Nei	Bygninger med mekanisk ventilasjon
Overskuddsvarme fra kjøleanlegg	God lønnsomhet	Et integrert varme/kjølesystem	Hele landet, mest i sør	Nærvarme	Bygg med kjølebehov

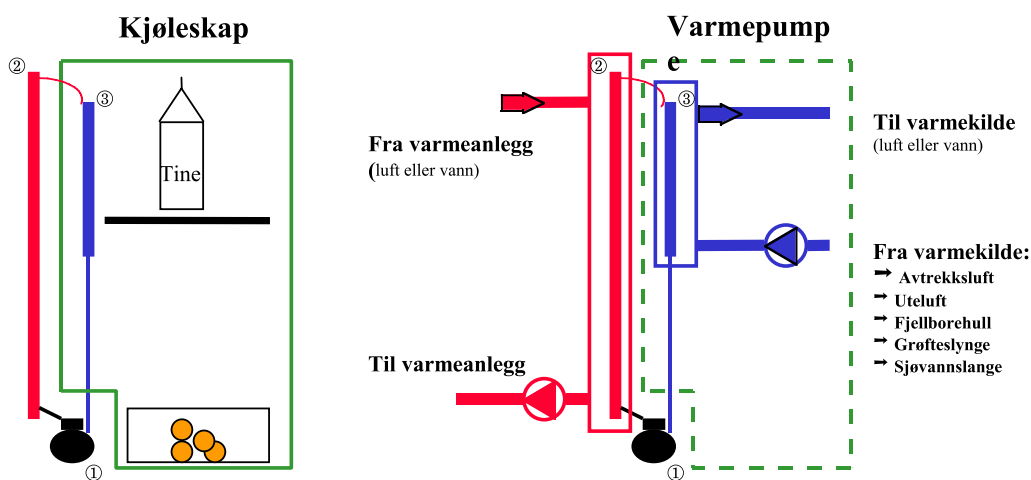
Kilde: NVE/IFE/Sintef Energiforskning

23.5.2 Teknisk beskrivelse

Varme strømmer naturlig fra steder med høyere temperatur til steder med lavere temperatur. Denne energistrømmen kan reverseres. Ved tilførsel av høyverdig energi, som regel elektrisitet eller mekanisk energi, kan varme «pumpes» fra en varmekilde med lav temperatur (eksempelvis sjøvann) til et varmesystem med høyere temperatur (eksempelvis oppvarmingssystemet i boliger). Elektrisitet er normalt det naturlige valg for drift av varmepumper, da den aktuelle varmepumpeprosessen som oftest er basert på en kompressor drevet av en motor. Varmepumpen avgir en varmemengde som er lik summen av opptatt varme fra lavtemperaturkilden og tilført høyverdig energi for drift av varmepumpen.

Varmepumpen har et kuldemedium som sirkulerer i en lukket krets med fire hovedkomponenter: Fordamper, kompressor, kondensator og en ekspansjons- eller strupeventil, se figur 23.5. I fordamperen (varmeveksler) overføres varme fra varmekilden til kuldemediet. I fordamperen 3) holdes trykket så lavt at kuldemediet

begynner å koke og går over til damp når varmen blir tilført. Kompressoren 1) suger opp dampen fra kuldemediet, komprimerer den og blåser den inn i kondensatoren 2). Dampen har nå så høyt trykk at den kondenseres ved en temperatur som ligger høyere enn utgående temperatur i varmesystemet. Ved kondenseringen frigis den opptatte varmen og avgis til varmesystemet sammen med den høyverdige energien som har gått med til å drive kompressoren. Kuldemediet, som nå er i væskefase, passerer en strupeventil som senker trykket. Væsken føres så til fordampere, og kretsløpet kan gjentas. Varmepumpen kjøler på fordampersiden og varmer på kondensatorsiden. Denne virkningen kan utnyttes i kombinerte kjøle- og varmeanlegg.

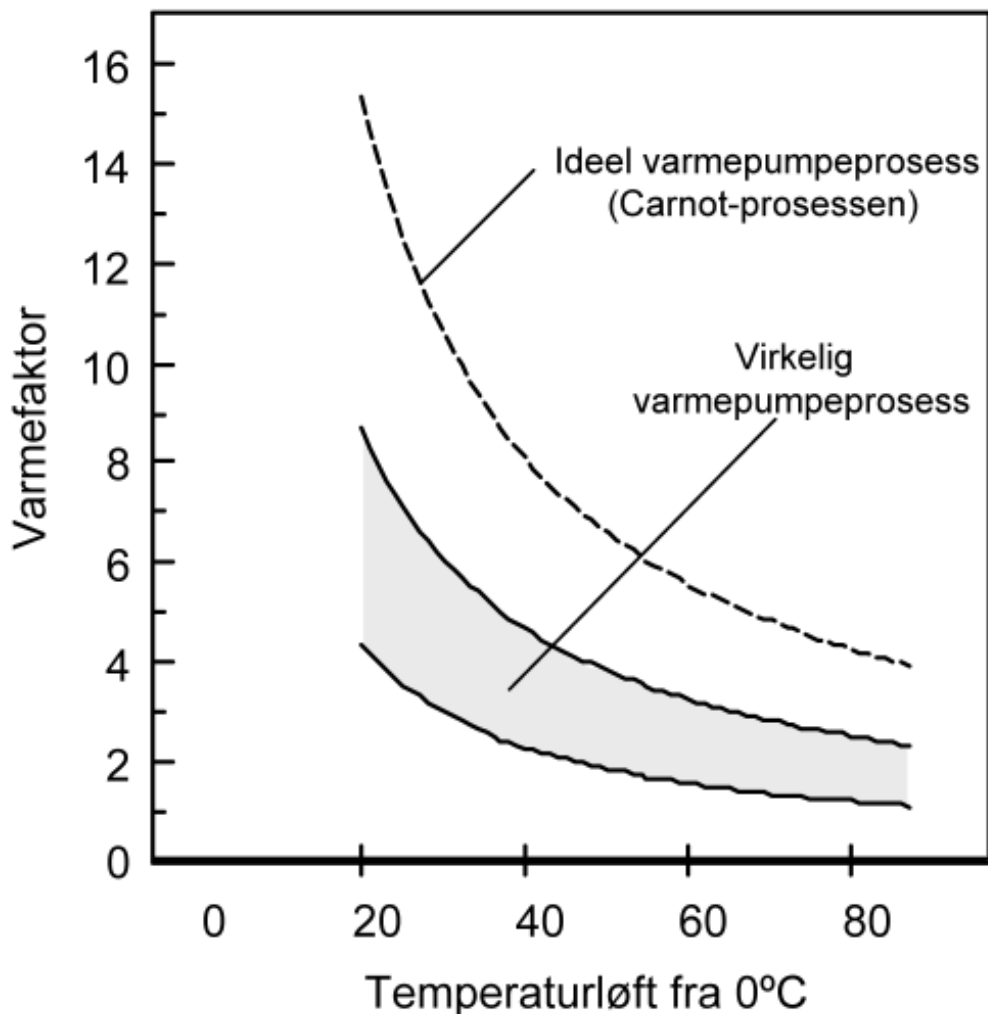


Figur 23.5 Et kjøleskap og en varmepumpe har samme «maskineri».

Kilde: EAB

Varmepumpens effektivitet beskrives gjerne ved hjelp av den såkalte varmefaktoren. Den angir forholdet mellom den varmemengden som varmepumpen leverer og nødvendig tilført drivenergi. Det er ønskelig å ha høyest mulig varmefaktor, da det gir flest kWh varme ut i forhold til tilført drivenergi. Varmefaktoren vil variere og avhenger først og fremst av temperaturløftet, det vil si temperaturredifferansen mellom varmekilde og varmedistribusjonssystem. I dag oppnås varmefaktorer på ca 3-4 ved bygningsoppvarming, det vil si at varmepumpen avgir 3-4 ganger mer varme enn det den tilføres i form av drivenergi.

Figur 23.6 viser teoretiske og praktiske verdier for varmefaktoren i avhengighet av temperaturløftet. Den øvre kurven angir den teoretiske eller ideelle varmefaktor som gjelder for en tenkt, tapsfri varmepumpeprosess, mens det nedre, skraverte feltet angir varmefaktoren for et virkelig varmepumpeanlegg. I praksis oppnås i virkelige varmepumpeprosesser en varmefaktor i størrelsesorden halvparten av den teoretiske.



Figur 23.6 Varmefaktor som funksjon av temperaturløftet for en ideell og en virkelig varmepumpeprosess.

Kilde: Varmepumper - Grunnleggende varmepumpeteknikk.SINTEF Energiforskning

Det framgår av diagrammet at et lavt temperaturløft gir høy varmfaktor. Dette innebærer at temperaturnivået i varmfordelingssystemet for en varmepumpe bør være lavere enn det som er hensiktsmessig for konvensjonelle anlegg basert på oljefyring. Anleggets heteflater (radiatorer) må derfor ha større overflate for å kunne avgi samme mengde varme. Eksempler på dette er vannbåren gulvvarme, lavtemperatur radiatorer og viftekonvektorer.

23.5.3 Utnyttelsesmuligheter

Energiforbruket til oppvarmingsformål i den norske bygningssektoren er anslått til 42,5 TWh/år. Anslagsvis en tredel av oppvarmingsbehovet dekkes via vannbårene varmesystemer. Det er i eksisterende bygg med vannbårene varmesystemer og ved oppføring av nye bygg at forholdene på kort sikt ligger best til rette for installasjon av varmepumper.

Det er i dag installert ca 22 000 varmepumpeanlegg i Norge med en årlig varmeproduksjon på omlag 4,5 TWh (1). Av dette er ca 700 industrielle anlegg med en varmeproduksjon i overkant av 2,5 TWh/år. Varmepumper dekker derved rundt 10 prosent av det totale behovet på 42,5 TWh/år til oppvarming av bygninger og varmt tappevann samt i industrielle prosesser med moderate temperaturkrav. Varmepumper er med dette Norges fjerde største energikilde etter elektrisitet, olje og bioenergi. Årlig installeres 1000-1500 nye anlegg, de fleste som små enheter (mindre enn 25 kW) i boliger (75-80 prosent). Dette gir en tilvekst i varmeproduksjonen på ca 0,15 TWh/år (1)

Potensialet for utnyttelse av varmepumper i Norge er imidlertid betydelig større enn dagens anvendelse indikerer.

Mulighetene for konvertering på årsbasis fra direkte eloppvarming til alternativ oppvarming er anslått til 6 TWh i boligsektoren og 5 TWh i yrkesbygg, til sammen 11 TWh - uten store tilleggsinvesteringer (2). I tillegg til bygningsoppvarming har varmepumper fått anvendelse innen settefiskanlegg, industrielle tørkeprosesser (for eksempel tørking av klippfisk og trelast) samt industrielle inndampningsprosesser med videre.

Tabell 23.7 viser beregnet varmepumpepotensial i Norge. Anslagene viser levert energi, det vil si summen av mengde energi som må til for å drive varmepumpen og den ekstra energi varmepumpen trekker fra lavtemperaturkilden. Utgangspunktet for beregningene er en analyse av lønnsomme varmepumpeanlegg i praktisk bruk 1993 fra hver markedsnisje. Antall bygg og bedrifter i hver nisje gir ut fra dette et samlet teknisk praktisk potensial for varmepumper i 1993. Justert for årlig vekst i de ulike nisjene/bransjene kan teknisk potensial for energidekning fra varmepumper i år 2000 og år 2020 utledes.

Tabell 23.7: Beregnet varmepumpepotensial i Norge. (levert energi, TWh).

	1993	2000	2020
Teknisk potensial	20,5	24,8	30,0
Derav/antatt installert	3,5	4,9*	10*

*) Fremregnet fra 1997-tall med 0,15 TWh installert årlig. En tilsvarende framregning for år 2020 blir for usikkert, men her er antydnet 10 TWh. Dette tilsvarer i gjennomsnitt 0,5 TWh installert årlig.

Kilde: Markedsmulighetene for varmepumper, IFE-rapport 1993

Utgangspunktet for et marked er det teknisk-økonomiske potensialet. Det vil imidlertid være barrierer som hindrer at dette potensialet realiseres. Barrierene kan være krav til økonomi, konkurrerende teknologi, manglende kjennskap til teknologi, framtidsutsikter og holdninger. Tar man hensyn til disse barrierene vil man få et mer realistisk potensial. Fram mot år 2020 kan barrierene endres, men det forventes en økende bruk av varmepumper per år i takt med økende nybygging og rehabilitering. Det er imidlertid klart at det realistiske potensialet i år 2020 vil ligge klart under det tekniske potensialet på 30 TWh som er antydnet for år 2020.

Med en antatt gjennomsnittlig varmefaktor på 3 for varmepumpene vil det kreve 1/3 TWh elektrisitet som drivenergi for hver TWh varme som leveres fra varmepumpene. Varmepumper som erstatter elektrisk oppvarming vil med andre ord redusere elforbruket med to tredjedeler. Men i den grad varmepumper erstatter olje- eller vedfyring, vil elforbruket derimot øke.

Fjernvarme er anvendelig der mange større varmeforbrukere er samlet på et lite område. Det gjelder i første rekke for byer og tettsteder. På grunn av Norges

topografi og lave befolkningstetthet er bebyggelsen ofte spredt. Varmeforsyningen kan da mer hensiktsmessig skje fra lokale energisentraler som leverer varme til mindre grupper av bygg. Bygninger som har stort forbruk av varmt tappevann ligger godt til rette for installasjon av varmepumpe ettersom det vil gi jevn og lang driftstid for anleggene. En varmepumpesentral utformes vanligvis med en eller flere varmepumpeaggregater for dekning av grunnlastbehovet samt en eller flere fyrkjeler (olje, elektrisitet, gass) for spisslast og reservedekning. I boliger vil spisslast dekkes med vedovner, panelovner eller kjelanlegg. En varmepumpe som dekker 50 prosent av det dimensjonerende effektbehovet i en varmesentral for bygningsoppvarming, vil typisk dekke ca 90 prosent av varmebehovet i et normalår. Ettersom varmepumper har relativt høye investeringskostnader per kW varmeeffekt, lønner det seg derfor å dimensjonere varmepumpen for 50-60 prosent effektdekning og la en fyrkjel ta topplasten.

Lavtemperatur varme for bruk i varmepumper er i prinsippet ingen begrenset ressurs, men økonomi og tilgang til gunstige lavtemperaturkilder vil begrense mulighetene. Store varmepumpeanlegg gir generelt bedre økonomi enn små enheter, men erfaring viser at varmepumper også kan installeres i eneboliger med godt resultat, jf. Sverige. Se boks 21.1 i kapittel 21 (vannbåren varme) angående status og støtteordninger i Sverige.

Varmepumper egner seg spesielt godt i Norge fordi:

- Vi har lang fyringssesong som gir stort oppvarmingsbehov, og derved et høyt potensial for energisparing.
- Vi har en rekke industrielle prosesser med moderate temperaturkrav.
- Vi har generelt god tilgang på egnede lavtemperatur varmekilder.
- Oppvarmingsystemer basert på varmepumper og vannkraftbasert elektrisitet gir god totalvirkningsgrad.

23.5.4 Kostnadsforhold

Oppvarmingskostnaden er bestemt av både investerings- og driftskostnadene, inklusive energikostnadene for driften av anlegget.

Investeringskostnadene for et komplett varmepumpeanlegg omfatter både varmepumpeaggregater, varmeopptakssystem, varmedistribusjonssystem, kjelanlegg for spisslast/reservedekning samt installasjons- og bygningstekniske arbeider.

Tabell 23.8 viser et eksempel for en normal enebolig med et oppvarmingsbehov på rundt 15 000 kWh per år. Om vi forutsetter en varmefaktor på 3 for varmepumpen, vil en boligeier med lønnsomhet kunne investere inntil angitte investeringsgrenser i et varmepumpeanlegg ved varierende energipriser (forutsatt 7 prosent avkastningskrav, 15 års levetid og 500 kr i årlige vedlikeholdskostnader for varmepumpeanlegget):

Tabell 23.8: Investeringsgrenser for varmepumpeanlegg ved alternative energipriser.

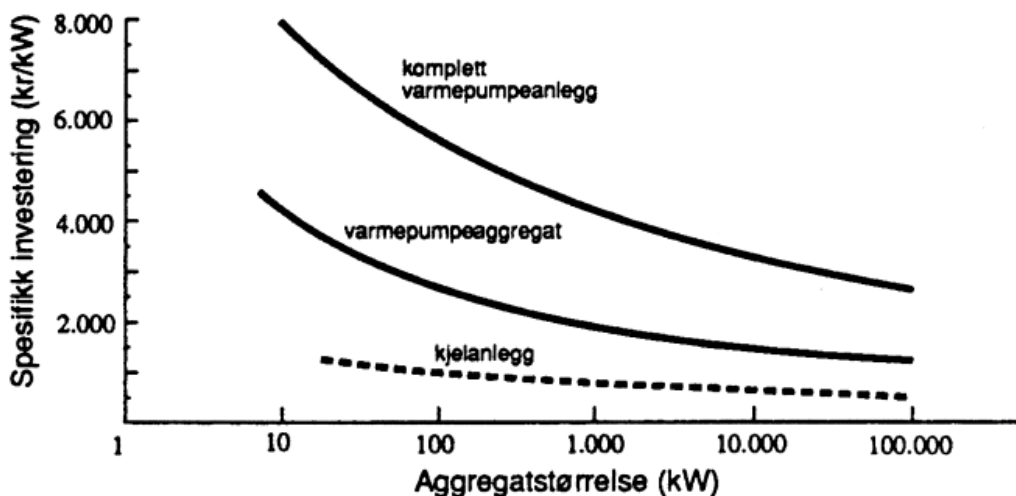
Alternativ pris (øre/kWh)	50	60	70	80
Investeringsgrense (kr)	41 000	50 000	59 000	68 000

Kilde: Norsk Hydro

Prinsipielt vil spesifikk investering (kr/kW installert varmeeffekt) for en varmesentral avta med økende størrelse på anlegget. Figur 23.7 viser hvordan spesifikk investering for store vann/vann varmepumpeanlegg kan variere med anleggets stør-

relse. Kurvene er satt opp på grunnlag av kostnadsdata for prototyp- og demonstrasjonsanlegg i perioden 1980-88 samt data innhentet fra leverandører, konsulenter og entreprenører, april 1998.

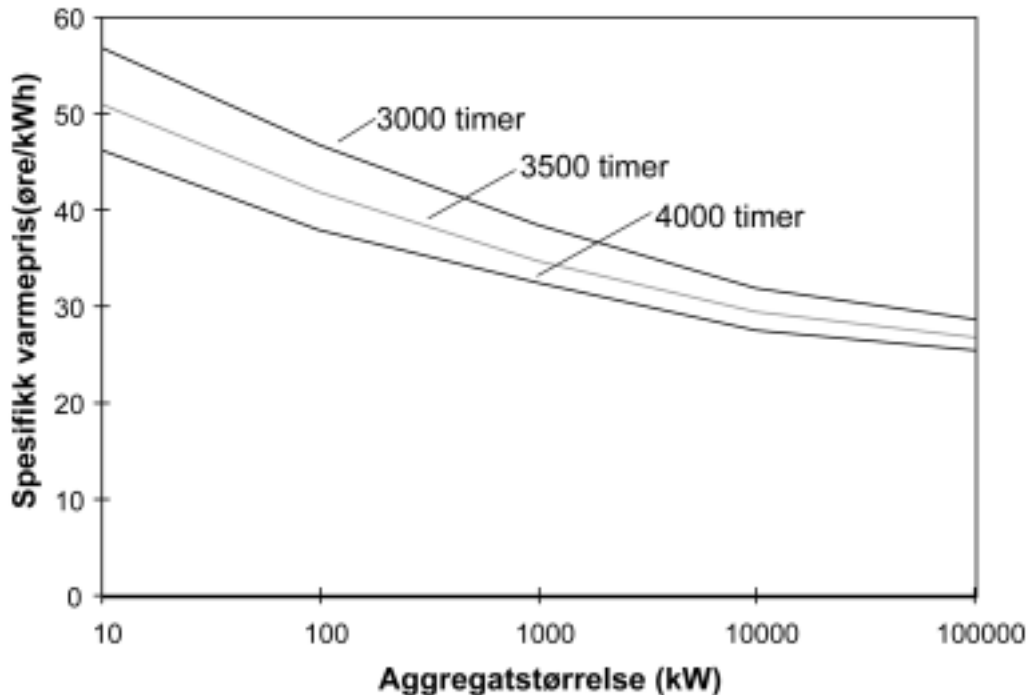
De to nederste kurvene i figur 23.7 gir investeringer for kjøle- og varmepumpeanlegg, ferdig installert. Den øvre kurven viser spesifikk investering for hele varmesentralen med varmeopptakssystem ferdig montert. Kurven antyder at anleggsinvesteringene stabiliserer seg på ca 2000 kr/kW for store varmesentraler. Anleggskostnadene vil imidlertid avhenge av type anlegg og lokale forhold, og må derfor vurderes konkret i hvert enkelt tilfelle.



Figur 23.7 Eksempel på spesifikk investering for varmepumpeanlegg som funksjon av avgitt varmeeffekt.

Kilde: SINTEF Energiforskning

Spesifikk varmekostnad for et anlegg framkommer ved å dele de totale årskostnader på den årlige varmeleveransen. For overslagsberegninger forutsetter man gjerne at drifts- og vedlikeholdskostnadene per år, eksklusive driftsenergi, er på 3 prosent av investeringskostnadene for små anlegg og 2 prosent for mellomstore og store varmepumpeanlegg (3). Med utgangspunkt i kostnadstall som angitt i figur 23.7 kan spesifikk varmekostnad som funksjon av anleggsstørrelse og ekvivalent driftstid for varmepumpeanlegg med varmefaktor 3,0 utledes. Dette er vist i figur 23.8.



Figur 23.8 Eksempel på spesifikk varmekostnad for varmepumpesystemer som funksjon av anleggsstørrelse og ekvivalent driftstid (økonomisk levetid 15 år, 7 prosent kalkulasjonsrente, 2 prosent drift og vedlikehold, samt pris for drivenergi og spisslast på 50 øre/kWh).

Kilde: SINTEF Energiforskning

Spesifikk varmekostnad er interessant som vurderingsfaktor når man skal sammenligne alternative oppvarmingsystemer. Ved valg mellom flere alternativer, velger man den løsning som gir laveste varmekostnad eller laveste årskostnad. Tilbakebetalingstiden for et oppvarmingsystem kan være en indikator på lønnsomheten av et anlegg. Med tilbakebetalingstid forstår vi da den tid som vil medgå om hele besparelsen i årlige driftsutgifter blir brukt til å nedbetale tilleggsinvesteringene.

23.5.5 Miljøforhold

Varmepumper har den fordel at de kan benyttes til både oppvarming og kjøling i bygninger og industrielle prosesser. I kombinasjon med en egnet spisslastenhet (olje, gass eller biobrensel) framstår de som energifleksible klimasystemer med høy energieffektivitet. Den elektriske energien som medgår til å drive varmepumpeanlegget utnyttes eksempelvis 3-5 ganger mer effektivt enn hvis elektrisiteten brukes til oppvarming i panelovner eller elektrokjeler.

I forhold til bruk av fossile brenslere som olje eller gass i kjelanlegg, representerer varmepumpen et miljøvennlig alternativ. Økt bruk av varmepumper i Norge kan gi følgende miljøvirkninger:

- Frigjøre betydelige mengder elektrisk energi. Dersom 10 TWh/år direkte elektrisk oppvarming blir erstattet med bruk av varmepumper, kan det frigjøre 6,5 TWh/år elektrisk energi til andre formål (antatt en varmefaktor lik tre).
- Hvis varmepumper erstatter bruk av kjelanlegg for olje eller gass, vil utslippene av NO_x og CO_2 reduseres. Det brukes i dag en betydelig andel olje til bygning-

soppvarming i Norge (12 TWh/år).

Varmepumpesystemets kuldemedium spiller også en viss rolle for miljøvirkningen. Etter at R12 (Freon 12) ble forbudt under Montrealprotokollen om gasser som bryter ned ozonlaget, har R22 vært et foretrukket medium. R22 vil imidlertid også bli faset ut, og framtidige arbeidsmedier vil kunne være HFK, ammoniakk, propan og CO₂. Faren for lekkasjer fra kuldemediet er sannsynligvis liten, men det er ikke likegyldig hvilket arbeidsmedium man velger som erstatning for dagens medier.

23.5.6 Framtidsutsikter

Potensialet for utvikling av mer effektive varmpumper er fortsatt stort. Man kan over tid forvente effektivitetsforbedringer (bedre varmefaktor) på opp mot 50-60 prosent (1). Dette er mulig, blant annet gjennom å videreutvikle komponenter (kompressorer, motorer, varmevekslere), bruk av nye kuldemedier og bedre systemløsninger (videreutvikle lavtemperatur varmedistribusjonssystemer), samt ved økt satsing på bygging av kombinerte varme-/kjøleanlegg.

I følge IFE, som arbeider med utvikling av såkalte hybridvarmpumper, kan ny teknologi gjøre det mulig å utnytte energien i industriell spillvarme til nyttige prosessformål i langt større grad enn i dag. SINTEF Energiforskning utvikler høytemperatur tørkeanlegg samt CO₂ varmpumper.

Utviklingen på området forventes alt i alt å gi enklere og billigere systemløsninger, økt energieffektivitet og bedre driftssikkerhet. Dette vil igjen bidra til at varmpumper kan bli lønnsomme og interessante på flere områder, slik at potensialet for bruk av varmpumper øker. Varmepumper vil da i økende grad også bli en attraktiv teknologi for å redusere utslippene av klimagasser. Dette kan bety at vannbaserte varmesystemer kan få økt aktualitet for oppvarming av norske boliger og yrkesbygg. I et slikt system forventes det at nærvarme vil bli foretrukket framfor fjernvarme, der lokale behov kan kobles mot lokale energikilder.

Referanser

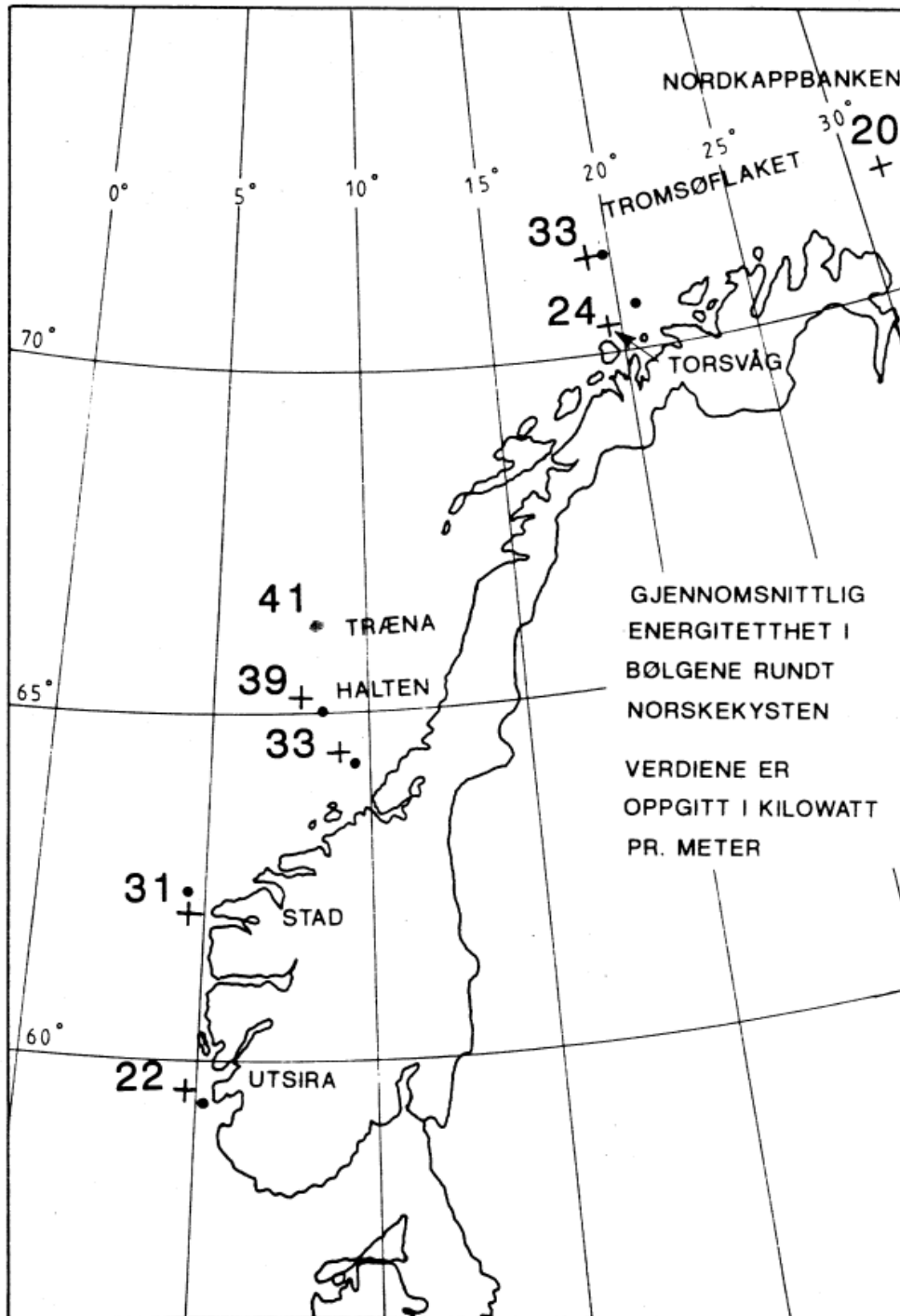
1. Faktaunderlag -Varmepumper i Norge, SINTEF-rapport 1997, STF 84 A97316.
2. Energifleksibilitet i bygningsmassen, status og strategi. Publikasjon 1/98, NVEs byggopratør dr. ing. Ole-Gunnar Søgner.
3. Varmepumpeplanlegger - Orientering om varmpumpas virkemåte og aktuelle anvendelser NVE - SINTEF rapport 1990.

23.6 BØLGEENERGI

23.6.1 Ressursgrunnlag

De største bølgeenergi-potensialene finnes ute i Atlanterhavet og Stillehavet mellom 40. og 65. breddegrad. Her er det omlag 50 til 100 kW per meter bredde av bølgekammen (bølgefronten). Nær land avtar energitettheten fordi bølgene blir hindret av øyer og fastland i tillegg til at energi går tapt ved friksjon mot bunnen i grunnere farvann. Energien i bølger er likt fordelt mellom potensiell energi (på grunn av vann løftet fra bølgedalen opp i bølgekammene) og kinetisk energi (på grunn av vannets vekslende fart).

I havet utenfor norskekysten mellom Stad og Lofoten utgjør bølgeenergien i gjennomsnitt 30-40 kW per meter bølgefront. Lenger sør og nord er det 20-30 kW per m, men mindre innover i Skagerrak. Midlere bølgeenergi er minst dobbelt så stor om vinteren som om sommeren. Tilsiget av bølgeenergi inn mot norskekysten er anslått til 400 TWh i et normalår (1). Hvis en antar at 1/6 av kystlengden vil kunne bygges ut med en utnyttelsesgrad på 20 prosent vil dette gi omlag 13 TWh (2)(3).



Figur 23.9 Tilgjengelig energi i bølgene utenfor norskekysten.

Kilde: Norsk Hydroteknisk Laboratorium, SINTEF, Trondheim, 1990 (4).

Størrelsen av energipotensialet er naturligvis avhengig av teknologien som benyttes. For eksempel vil potensialet være større for anlegg lenger fra land, enn for

anlegg i sjøen nær land eller i strandkanten. NVE utførte, som et forarbeid til Stortingsmelding nr 65 (1981-82), en studie hvor potensialet for årsproduksjon ble regnet til ca 6 TWh for utbygging av en kyststrekning i Norge på 130 km. Det var forutsatt tre ulike teknologier, hvorav to kunne utnyttes langt fra land.

23.6.2 Teknisk beskrivelse

Det finnes en lang rekke prinsipper for konvertering av bølgeenergi (4). Ett prinsipp er at kreftene fra bølgene overføres til energi i et svingesystem som vekselvirker med bølgene. Dette kan være en svingende vannsøyle i et flytende eller faststående kammer, eller et svingende legeme. Et annet prinsipp er at bølgene som slår mot land bringer vannet opp på et høyere nivå ved bruk av en kilerenne. Felles for prinsippene er at energien etterpå må konverteres til nyttig mekanisk energi med turbiner eller andre hydrauliske eller pneumatiske motorer.

Noen av forslagene til bølgekraftverk er teknisk enkle, men krever mye stål og betong. Dette gir høy materialkostnad i forhold til den energien som kraftverket kan levere. Andre mer teknisk avanserte løsninger krever mindre byggematerialer og har et potensial for å kunne produsere energi vesentlig billigere. Ett konsept øker effektuttaket fra bølgene ved hjelp av fase- og amplitudestyring av bølgekraftverket. Slike anlegg krever imidlertid fortsatt forskningsinnsats før de vil kunne realiseres.

Forskning på utnyttelse av bølgeenergi har hovedsakelig vært rettet mot elproduksjon, men andre mer direkte anvendelser kan også være aktuelle, for eksempel framdrift av båter, energiforsyning til navigasjonsbøyer og pumping av rent sjøvann til fiskeoppdrettsanlegg eller til forurensede havnebasseng.

Foreløpig er aktiviteten mest knyttet til bølgekraftanlegg på og nær land. På lengre sikt vil det kunne bli aktuelt å bygge anlegg offshore, hvor energitettheten er størst. Norsk offshoreteknologi kan kanskje gi viktige bidrag i denne sammenheng (6). I et lengre perspektiv kan det tenkes at bølgeenergien kan bli utnyttet ute på de store hav med store flyttbare anlegg. Før dette blir kommersielt aktuelt, bør det imidlertid vedtas internasjonale avtaler som blant annet klarlegger hvem som eier bølgeenergien som forplanter seg hundre- eller tusenvis av kilometer til kyster langt unna de stormsentrene som genererer bølgene. Dette for å unngå konflikter når for eksempel et kystland har bygd bølgekraftverk på kysten sin og et annet land etterpå «stjeler» bølgeenergien gjennom utbygging i internasjonale farvann.

23.6.3 Utnyttelse

I de siste 15 år har bølgekraftverk, noen med effekt inntil 0,5 MW, blitt utprøvd i sjøen i Japan, Norge, Kina, India og Skottland. For installert effekt over 100 kW virker kilerennekraftverket til det norske selskapet Norwave som mest teknologisk modent (7). Det forberedende anleggsarbeidet med et slikt kraftverk på Java, i regi av Indonor AS, ble midlertidig stanset tidlig i 1998 på grunn av den økonomiske krisen i Indonesia.

Midt på 1980-tallet ble det på Toftestallen nord for Bergen bygget to pilotanlegg av Norwave og Kværner Brug. Kværner avsluttet sin bølgekraftsatsing etter prototypenanlegget deres ble ødelagt i en kraftig storm i 1988. At det har tatt Norwave i størrelsesorden ti år for å kommersialisere sitt bølgekraftkonsept sier mye om behovet for langsiktighet og tålmodighet når det gjelder teknologiutvikling på området. På midten av 90-tallet har flere bedrifter engasjert seg i utvikling av kommersielle bølgekraftanlegg. Blant annet arbeider Brødrene Langset AS sammen med NTNU om bølgekraftkonseptet ConWEC. Dette er et fasestyrt anlegg som

bruker bølgeenergi til å pumpe vann, som eventuelt kan utnyttes i en turbin for elproduksjon. Gjennom fasestyringen vil effektuttaket fra bølgene kunne dobles (5). Oslo Energi AS på sin side samarbeider med flere lokale energiverk på Sørlandet om utvikling av en liten bølgepumpe.

Den norske bølgekraftforskningen ligger fremdeles i tet internasjonalt, både når det gjelder enkeltbedrifter som Indonor og når det gjelder basiskunnskaper for å utvikle mer avanserte bølgekraftverk for fremtiden. Hovedutfordringene framover ligger i første rekke i utvikling av de mekaniske komponentene, målesensorene og programvarene som trengs for optimal styring av bølgekraftverk.

23.6.4 Kostnader og potensial

Fremdeles representerer utviklingen av bølgeenergi en relativt ung teknologi, og få prosjekter har vært gjennomført. Potensialer og kostnadsestimater som blir presentert er derfor forbundet med stor usikkerhet. En vurdering i 1990 ga et teoretisk potensial for kystnære installasjoner på 2-6 TWh. Med den teknologien som da var kjent gjennom anleggene på Toftestallen, ble imidlertid realistisk potensial anslått til kun 0,2-0,4 TWh (3). Dette ga en energikostnad på 80-100 øre/kWh.

Det planlagte bølgekraftverket på Java vil ha en installert effekt på 1,1 MW og budsjettet er på vel 60 millioner kroner. Dette tilsvarer omlag 60 kr/W. Med 3000 driftstimer gir dette kapitalkostnader på noe over 1 kr/kWh. I tillegg kommer driftskostnader. En slik pris er akseptabel markedspris i mange små øysamfunn som har dyr elektrisitet fra dieselkraftverk. For å bli akseptert på det globale energimarkedet må investeringskostnadene imidlertid ned i cirka 15 kr/W (8).

For å oppnå dette må det utvikles andre typer bølgekraftverk som må være betydelig mer robuste enn bølgekraftverk hittil har vært. Norge har gode forutsetninger for å delta i en eventuell slik utvikling, om vilkårene blir lagt til rette for det. Før bølgeenergien kan bli kommersiell i regional eller nasjonal energiforsyning, vil det være mulighet for eksport av teknologi og produkter i nisjemarkeder. Dette kan fremme videre utvikling. Men det vil ennå gå mange år før bølgeenergien kan gi betydelige bidrag til norsk elforsyning. En viss utbygging av småskala bølgekraftverk i Norge bør likevel være mulig i løpet av de nærmeste 20 årene, under forutsetning av at det gis muligheter for den forskning og utvikling som er nødvendig. Dette vil neppe kunne bidra med mer enn 0,5 TWh i norsk energiproduksjon i 2020 (1).

Referanser

1. Johannes Falnes, Institutt for fysikk, NTNU, Trondheim.
2. Om nye fornybare energikilder i Norge, Stortingsmelding nr 65 (1981-82).
3. Klimarelaterte problemstillinger og energisektoren. Nye fornybare energikilder og vannkraft. Bidrag til den interdepartementale energiutredning, NVE-rapport E-2/1990.
4. Bølgedata for vurdering av bølgekraft, rapport STF60 A90120, ISBN 825956287-1, Norsk Hydroteknisk Laboratorium, SINTEF, Trondheim, 1990.
5. Prinsipp for opptak av energi frå havbølger, Johannes Falnes, Elektro, årgang 111, nr, 1, 1998.
6. Bølgekraftteknologi som eksportartikkel, Johannes Falnes, Elektro, årgang 110, nr. 16, 1997.
7. Tapchan ocean wave energy project at Java, updated project status, Knut J. Tjungen. Proceedings of the Second European Wave Power Conference, Lisbon, Portugal, 8-10 November 1995, ISBN 92-827-7492-9, European Commission

ECSC-EC-EAEC, Brussel, 1996.

8. Indonor AS.

23.7 TIDEVANNSENERGI OG HAVSTRØMMER

23.7.1 Ressursgrunnlaget

Tidevannsforskjeller skyldes summen av gravitasjonskreftene fra sola og månen og sentrifugalkreftene på den roterende jordkloden. Disse kreftene fører til en heving av havnivået både på den delen av jorda som vender mot og fra månen. Det dannes bølger. Disse bølgene beveger seg vestover på grunn av jordrotasjonen med bølgehøyde mindre enn 1 m og med periode på 12 timer og 25 minutter, det vil si tiden mellom flo og fjære. Sola og månen i fellesskap resulterer i 14 dagers perioder med maksimum og minimum i tidevannsforskjeller. Topografiske forhold fører til at lokale tidevannsforskjeller kan bli betydelig større (andre steder mindre) enn havbølgen på 1 m. I tillegg kan variasjoner av høytrykk og lavtrykk sammen med innvirkning av vindretning føre til betydelige avvik i tidevannsforskjellen.

Høyden på bølgen varierer i forhold til månens påvirkningskraft. På tabell 23.9 er tidevannsforskjellen vist på noen steder langs norskekysten. Av tabellen ser en at forskjellen er størst i Nord-Norge med en midlere tidevannsforskjell på omkring 2 meter.

Tabell 23.9: Tidevannsforskjell, midlere høyvann - midlere lavvann (MHV - MLV).

	Kirkenes	Vardø	Hammerfest	Tromsø	Bodø	Rørвик
MHV - MLV (meter)	2,12	2,04	1,78	1,66	1,74	1,56
	Trondheim	Kr.sund	Bergen	Stavanger	Oslo	
MHV - MLV (meter)	1,80	1,34	0,90	0,32	0,28	

Kilde: Hammerfest Elektrisitetsverk, «Tidevannsenergi»

23.7.2 Teknisk beskrivelse

Tidevannet kan energimessig utnyttes på to måter. Ved å utnytte høydeforskjellen mellom flo og fjære, utnytter man *tidevannets potensielle energi*. Moderne utnyttelse av tidevann begrenses i praksis til steder med store tidevannsforskjeller (>3m) og egnet lokalisering. Her vil en lavtrykksturbin som utnytter tidevannets fallhøyde kunne produsere elektrisitet. Det største tidevannskraftverket bygget i moderne tid er en 240 MW installasjon i La Rance, Frankrike som i gjennomsnitt produserer 540 GWh/år. Andre moderne, men betydelig mindre kraftverk er bygget i Russland, Canada og Kina. En undersøkelse i EU konkluderte med et tidevannspotensial på 105 TWh, hvorav 50 TWh i Storbritannia og 44 i Frankrike. Det er beregnet at mesteparten av dette kan realiseres til en pris på mindre enn 120 øre/kWh forutsatt 5 prosent kalkulasjonsrente (1). Tidevannsforskjellene i Norge nord for 62° kan med moderne teknologi vise seg å være økonomisk interessante (2).

Den andre måten å utnytte kreftene i tidevannet på er å utnytte tidevannsstrømmens hastighet og mengde, det vil si *tidevannets bevegelsesenergi*. Hastigheten på tidevannsbølgen er betinget av hvilke hindringer den møter. Den norske kystlinje består av mange trange og tildels dype fjorder og skjærgårder. Spesielt skjærgården i Nord-Norge gir mange muligheter for høydeforskjeller mellom tidevannsbølger som går på hver sin side av større øyer. Slike høydeforskjeller omsettes til bevegelsesenergi i et sund. Turbiner montert i de mest strømsterke sund gir mer elektrisk

strøm per m^2 enn de beste vindmøller, selv om strømhastigheten er mye mindre enn vindhastigheten. Det kommer av at vann er tyngre enn luft, og at kreftene som virker på møllebladene derfor blir større.

Det er en utfordring med kraftverk i saltvann å benytte funksjonelle materialer som tåler det aggressive og korroderende miljøet. Videre må man forsøke å minimalisere begroingen på konstruksjonene.

23.7.3 Utnyttelse i Norge

Det er først og fremst utnyttelse av *tidevannets bevegelsesenergi* som er interessant når det gjelder eventuelle bidrag til den lokale norske elforsyningen. Flere steder langs den nord-norske kyst ligger forholdene godt til rette. Hammerfest ser nå ut til å kunne få verdens *første* kraftverk for utnyttelse av tidevannets bevegelsesenergi. I regi av Hammerfest Elektrisitetsverk er det planlagt å installere vannturbiner under havflaten som skal tappe energi ut av Kvalsundet. I Kvalsundet er det en strøm med 4-5 knops fart. Dette er ikke spesielt sterk strøm. Det er beregnet at kraftverket vil gi ca 10 GWh/år. Det er foreslått et pilotanlegg i Kvalsundet med en dykket bærekonstruksjon som spennes over sundet (se figur 23.10 som illustrerer prinsippet). Modulen består av en 50 m lang stålvinge, 4-5 m høy og 25 m bred. På denne vingen festes det en rekke rotorerturbiner. På akslingen står en girboks som gjør langsomme bevegelser om til raske. To og to rotorerturbiner monteres på hver aksling, en over og en under stålvingen. Rotorene er vertikalt akslet lik reklameskilt som står ute og snurrer i vinden. Rotorene er retnings-uavhengige. Dette er en fordel framfor horisontalakslede propeller når tidevannsstrømmen snur. Kvalsundet er 600 m bredt og kan fylles med flere moduler ved siden av hverandre. Konstruksjonen skaper ingen fysiske hindringer på havoverflaten. Det ferdigbygde kraftverket kan relativt lett slepes ut og festes til fortøyningene som er forankret i havbunnen. Forskere fra SINTEF, NTNU og Statoil er med i prosjektet, som støttes av Norges forskningsråd.



Figur 23.10 Tidevannskraftverket slik det kan komme til å se ut. Kun foreløpige planer.

Kilde: Statoil, Forskningscenteret

Om denne type energiutbygging viser seg teknisk og økonomisk forsvarlig, kan flere havstrømmer nordpå utnyttes etter samme konsept. For tiden pågår en potensiell kartlegging av tidevannsstrømmene i Norge. Foreløpigetall herfra ventes å foreligge i løpet av 1998.

Også i andre deler av verden er det knyttet interesse til utnyttelse av tidevannets bevegelsesenergi. Et EU-prosjekt fra 1994 lister opp 95 interessante strømmer bare innenfor EU-land. De beste forholdene som hittil er kartlagt ligger imidlertid i Kina. Her har blant annet 1 million innbyggere på noen øyer litt sør for Shanghai potensial til å kunne nyte godt av de sterke tidevannsstrømmene i området i stedet for å måtte kjøpe dyr og forurensende kullkraft.

Når det gjelder utnyttelse av den *potensielle energien* i tidevann til elproduksjon, planlegges nå det første anlegget i Norge i Barmfjorden på Hitra. En lavtrykksturbin som kan utnytte fallhøyde ned til 0,5 meter vil på dette stedet kunne produsere i overkant av 5 GWh (4). En kraftpris på 35 øre/kWh vil gi en tilfredsstillende økonomisk avkastning. Indikasjon for levering av overskuddskraft til 20 øre/kWh er gjort av Sør-Trøndelag Energiverk (2)

23.7.4 Miljøforhold

Tidevannskraftverk som utnytter den potensielle energien vil kunne komme i konflikt med andre brukerinteresser, blant annet ferdsel til sjøs. Metoden innebærer at man bygger et kunstig basseng eller fanger tidevannet i et naturlig basseng, for eksempel en fjord eller en bukt med trangt innløp.

Utnyttelse av bevegelsesenergien i tidevannsstrømmen antas å være beheftet med få miljøulemper. Det blir ingen skjemmende inngrep i naturen eller forurensninger. Anleggsperioden med maskiner og støy blir minimal da hele anlegget kan bli et sett med ferdig monterte vannturbiner som leveres ferdig til installasjon i sundet.

I driftsfasen går kraftverket uten støy. Båter kan fortsatt passere over anlegg i dype sund, og fisk kan svømme gjennom.

Når havstrømmen passerer gjennom turbinene, tappes energien ut og strømmen bremses noe opp, 20-30 prosent etter forskernes vurderinger. Miljøkonsekvensene av en redusert strøm er usikre.

23.7.5 Kostnader

Før den nye teknologien i Kvalsund-prosjektet er utprøvd kan forskerne ikke si sikkert hva strømprisen blir for en gitt strømhastighet. En produksjonskostnad på 50 øre/kWh i en 5 knops strøm, inklusive infrastruktur, er antydning (3). Her er driftskostnadene vurdert til 4-5 øre/kWh. Blir prosjektet vellykket blir det trolig aktuelt med flere tidevannskraftverk. Tenker man seg et marked både i inn- og utland kan komponentene masseproduseres.

Kraftverk basert på tidevannsstrøm kan sette små samfunn i stand til å utnytte lokale kilder midt i forbruksområdet i stedet for å kjøpe energi med overføringstap og -kostnader fra kraftstasjoner langt unna.

23.7.6 Havstrømmer

Noen steder har havstrømmene så stor fart at de kan tenkes utnyttet til energiproduksjon. For eksempel er farten langs overflaten i Golfstrømmen over 2,5 m/s enkelte steder ved Floridakysten. Effekten i jordas havstrømmer er totalt i størrelsesorden 10 TW (Golfstrømmen ved Florida 20 GW). Et anlegg i Floridastredet kan imidlertid gi alvorlige klimatiske konsekvenser både for Europa og for den nordamerikanske østkysten. Ved innløpene til Rødehavet og til Middelhavet er det også tenkelig at det kan bli bygget havstrømskraftverk.

Utnyttelse av havstrømmer i Norges nærrområder anses lite sannsynlig (1).

Referanser

1. Nye fornybare energikilder, Norges forskningsråd-NYTEK og NVE, mars 1996.
2. Arild Rødland, NTNU, april 1998.
3. Torkild Carstens, SINTEF Bygg og miljøteknikk, 1998.
4. Gemini nr 3 oktober 1997.

23.8 ENERGI FRA SALTGRADIENTER

23.8.1 Ressursgrunnlaget

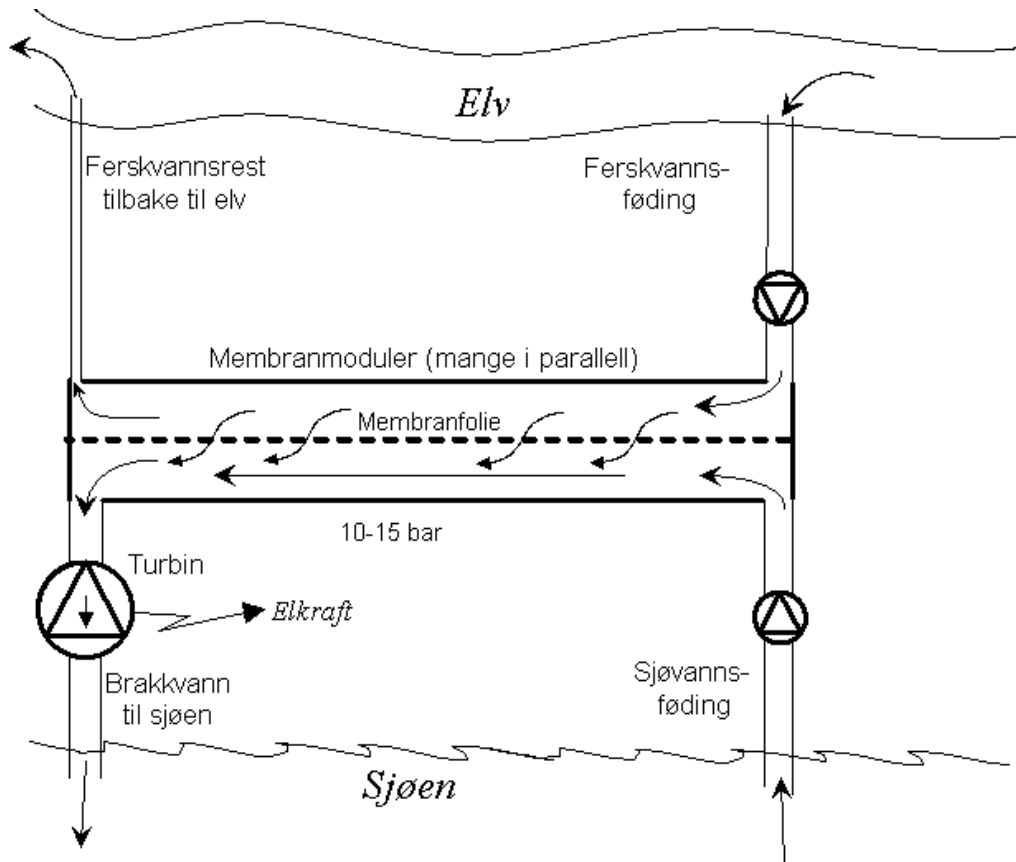
Det har vært kjent i århundrer at saltløsninger trekker til seg vann fra omgivelsene. Denne formen for naturlig drivkraft kan frigjøres der ferskvann fra elver møter saltvannet i havet (energi fra saltgradienter). Den fysikalsk-kjemiske endring som oppstår ved blanding av saltvann og ferskvann gir et kjemisk energipotensial. Dette potensialet utøver en kraft som kan utnyttes til produksjon av energi. Kraften er proporsjonal med differansen i saltkonsentrasjonen mellom saltvannet og ferskvannet. Teoretisk kan hver kubikkmeter ferskvann som renner ut i havet generere 0,7 kWh

elektrisitet. Det teoretiske energipotensialet i Norge basert på midlere avrenning av ferskvann til havet er omlag 250 TWh/år. De 10 største elvene i Norge står for 22 prosent av den totale avrenningen til sjøen. For disse er det teknisk utbyggbare potensialet grovt anslått til 25 TWh/år. Det er da lagt til grunn at det totale tapet i prosessen er omlag 60 prosent (1).

23.8.2 Teknisk beskrivelse

De to mest aktuelle metodene for utnyttelse av energi fra saltgradienter er trykkretardert osmose (TRO) og omvendt elektrodialyse (OED). Prinsippet for de tekniske løsningene er kjente, men det er nødvendig med en betydelig tilpasning og optimalisering av konsepter, membraner og maskiner. Her beskrives bare trykkretardert osmose nærmere fordi denne later til å komme rimeligere ut enn omvendt elektrodialyse.

For å utnytte saltgradienter til energiproduksjon må saltvann og ferskvann føres til hver sin side av en porøs membran i et såkalt trykkrør. Membranen må være gjennomtrengelig for vann, men ikke for salt. Trykkrøret må ha 2 inntak, et for ferskvann og et for saltvann. Det må være 2 uttak, et for ferskvannsrest og et for brakkvann. Trykkrøret og de øvrige innretninger kan monteres som et overflateanlegg eller et undergrunnsanlegg og plasseres ved elvas utløp. Det kreves store mengder saltvann langs membranen slik at det er størst mulig konsentrasjonsdifferanse for salt over membranen. Mye av ferskvannet vil dermed søke mot saltvannet på den andre siden av membranen drevet av det kjemiske potensialet. Dette er prinsippet for osmose. Det osmotiske trykket som driver vannstrømmen fra ferskvann mot sjøvann er teoretisk 27 bar. Dette tilsvarer omlag 270 meter vannsøyle. Omtrent halvparten av trykket går tapt på grunn av strømningsmotstanden i membranen, men resten kan brukes til å bygge opp og opprettholde et hydraulisk overtrykk på saltvannssiden. Dette trykket kan utnyttes til energiproduksjon i konvensjonelle turbiner. Trykkretardert osmose er skissert prinsipielt i figur 23.8.1.



Figur 23.11 En prinsippskisse av et anlegg for trykkretardert osmose.

Kilde: SINTEF Kjemi

Det er ikke gjort erfaringer fra tekniske anlegg i drift. Bare et fåtall laboratorieforsøk i utenlandske forskningsmiljøer støtter antakelsene og beregningene som er gjort. På sytti- og åtti-tallet ble det utført en rekke studier om saltkraftteknologier. Ut fra disse kunne man konkludere med at det var en del tekniske utfordringer som gjensto, særlig i tilknytning til membraner og membranmoduler. Membranene har en tendens til å tettes igjen av stoffer som blir ført med ferskvannet. Dette problemet antas å være løsbart (1).

Membranfiltrering for rensing og separasjon er en økende industri globalt. Forbruket av membraner øker i Norge, spesielt til drikkevannrensing. Erfaringer norske forskningsmiljøer har gjort med membranfiltrering av drikkevann har medført at de ser optimistisk på videre utvikling av membraner for saltkraftverk. Saltkraftverk vil være svært store i forhold til dagens membranlegg, typisk 20-200 ganger større.

23.8.3 Kostnader

Senere års utvikling på membransiden vil kunne bidra til å utvikle mer konkurransedyktige anlegg, spesielt for trykkretardert osmose. Det er sannsynlig at optimaliserte anlegg kan produsere elkraft til en kostnad 30-50 øre/kWh i følge anslag fra

SINTEF²⁸. Energikostnaden for små og store saltkraftanlegg synes å være omtrent den samme.

Arealbehovet ligger på nivå med små tradisjonelle vannkraftanlegg med begrenset magasinering av vann.

23.8.4 Framtidsutsikter

Det forskes for tiden på trykkretardert osmose ved SINTEF kjemi. Statkraft SF vurderer energi fra saltgradienter i tillegg til energi fra vind og bio som en mulig bidragsyter i et framtidig nordisk energisystem. Statkraft vurderer potensialet i Norge til omtrent 25 TWh (2).

Referanser

1. Saltkraftverk, Thor Thoresen, SINTEF Kjemi, 1996.
2. Statkraft SF, foredrag for energiutvalget oktober 1997.

23.9 HAVVARME

23.9.1 Ressursgrunnlag

Havvarme eller Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) går ut på å utnytte den temperaturforskjellen som eksisterer mellom kaldt bunnvann og varmt overflatevann i verdenshavene til å produsere elektrisitet ved hjelp av turbiner. For å kunne oppnå en brukbar virkningsgrad er man avhengig av temperaturforskjeller på årsbasis på 20 °C eller mer. Slike forhold finner man i tropiske og subtropiske strøk.

23.9.2 Metoder for utnyttelse

Prinsippene for utnyttelse har vært kjent lenge, og det ble allerede i 1930 bygget et 22 kW anlegg på Cuba. I prinsippet varmeveksler man det varme overflatevannet med kaldt dypvann. Det er behov for store vannmengder, et 100 MW anlegg krever en gjennomstrømning på 900 m³/sek. Typisk ligger virkningsgraden på 2,5 prosent, mens en typisk dybdeforskjell vil være på ca 1000 m.

23.9.3 Kostnader og potensial

Det er kun bygget et lite antall små anlegg hittil, og kostnadene for store installasjoner bygger derfor kun på estimater. Anslag for installasjonskostnader for store anlegg (>100 MW) varierer mye, tall mellom 10 og 70 kr/W er oppgitt.

For norske forhold er utnyttelse av OTEC neppe aktuelt i overskuelig framtid grunnet de naturlige begrensninger som ligger i temperaturforholdene i våre nære havområder.

Referanse

Norsk Hydro.

28. Forutsetningene bak en produksjonskostnad på 30-50 øre/kWh er:
Membrankostnad ned mot 20-35 øre/kWh.

En membrankostnad på 50 kr/m², en membranlevetid på 7 år og en spesifikk energiproduksjon på 2,5 W/m² ligger til grunn her.

Resten av kostnadene fordeles i hovedsak på turbiner og anleggsarbeider.

Det maskinelle utstyret har en effektivitet på 75 prosent, driftstiden settes til 8500 timer/år.

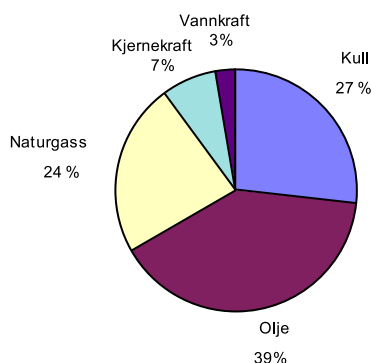
KAPITTEL 24

Fossile brensler**24.1 INNLEDNING**

Dette kapittelet tar for seg fossile brenslers plass i energiforsyningen, først og fremst kull, olje og naturgass. De fossile brenslene omtales både i globalt, regionalt, og nasjonalt perspektiv. Innledningsvis gis en kort oversikt over forbruket av fossil energi i verden og i Norge. I neste avsnitt beskrives ressursgrunnet. Deretter følger en omtale av ulike energianvendelser av fossile brensler; direkte bruk til oppvarming, kraftproduksjon og kombinert produksjon av kraft og varme.

Gasskraft gis nærmere omtale av hensyn til dette alternativets sentrale plass i den aktuelle norske energidebatten. Ulike miljøkonsekvenser ved kraftproduksjon basert på fossile brensler og ulike (tekniske) metoder for å motvirke disse konsekvensene, blir også behandlet. Til slutt gis en omtale av avgifter på fossile brensler.

Fossile brensler har en svært dominerende posisjon i verdens energiforsyning. Regnet som andeler av totalt primærforbruk av kommersiell energi i verden, dekker de til sammen 90 prosent, se figur 24.1.



Figur 24.1 Verdens forbruk av kommersiell energi etter energikilde. 1996. Prosent

Kilde: BP Statistical Review of World Energy 1997

Det totale energiforbruket i verden i 1996 var 8380 Mtoe (millioner tonn oljeekvivalenter). Da er forbruk av biobrensler, som på verdensbasis utgjør om lag 10 prosent, utelatt. Oljens andel av verdens energiforbruk (utenom biobrensler) er i underkant av 40 prosent, mens kull og naturgass står for om lag en fjerdedel av det totale forbruket hver. Kjernekraftens andel er 7,4 prosent, mens vannkraften utgjør 2,6 prosent av det totale energiforbruket.

Energiforbruket i Europa følger i grove trekk det samme mønsteret som verdens totale energiforbruk. Den viktigste forskjellen er at kjernekraften, med en andel på 13,5 prosent, har en større utbredelse i Europa. Motsvarende er kulletts andel (21 prosent) lavere i Europa enn i verden totalt.

På grunn av vannkraftens sentrale posisjon i den norske energiforsyningen, er innslaget av fossile brensler lavt sammenlignet med de fleste andre land. Fossile

brenslers andel i Norge er om lag 55 prosent, fordelt på 52 prosent for olje og 3 prosent for kull. Transportsektorene har det klart høyeste forbruket av oljeprodukter. Fossile brenslers andel av det stasjonære energiforbruket er i underkant av 20 prosent. Kull benyttes for det meste i prosessindustrien. Innslaget av naturgass i den norske energiforsyningen er beskjedent.

24.2 RESSURSGRUNNLAGET

Fossile energikilder er fellesnavnet for alle stoffer med biologisk opprinnelse som finnes i jordskorpen, og som kan utnyttes til energiformål. Til de fossile energikildene hører først og fremst forekomstene av kull, råolje og naturgass. Med til gruppen hører også oljeskifer, oljesand og orimulsjon.

De fossile energikildene er å betrakte som langtidslagret solenergi, det vil si resultatet av fotosyntesen for svært lenge siden. De har sin opprinnelse i biomasse; dyr og vekster, som gjennom millioner av år har gjennomgått omdannings- og lagringsprosesser i jordskorpen.

Fossile brenslere inneholder kjemisk energi i atskillig mer konsentrert form enn den biomassen de er dannet av. Det skyldes at fossile brenslere er oppstått i prosesser som karakteriseres av høyt trykk og høy temperatur. Selv om disse prosessene fortsatt pågår, regner vi ikke de fossile energikildene som fornybare energiresurser eller lagerressurser. Bakgrunnen er at dannelseshastigheten for de fossile energiråvarer er så uendelig liten i forhold til det tempoet de utvinnes og forbrukes.

En total kartlegging av de fossile energikildene lar seg ikke gjennomføre med noen grad av pålitelighet. De undersøkelser som er gjort, er av skiftende teknisk kvalitet, og kan gis ulike tolkninger. En vanlig måte å kvantifisere ressursgrunnet på, er å gi anslag for hvor mye av de påviste energiresursene som kan utvinnes med kjent teknikk og til de energiprisene som gjelder. Disse kvantaene omtales gjerne som påviste utvinnbare energireserver, og representerer bare en del av de totale utvinnbare reservene. En oversikt over verdens påviste utvinnbare reserver, årlig produksjon og avledet gjenværende levetid (R/P) er gitt i tabell 24.1.

Tabell 24.1: Fossile energikilder i verden (1000 Mtoe)

	Påviste utvinnbare reserver (R)	Årlig produksjon (P)	R/P År
Kull	507	2,3	224
Olje	141	3,4	42
Naturgass	125	2,0	62

Kilde: BP Statistical Review of World Energy 1997

24.2.1 Kull

Kull utgjør langt de største påviste reservene av fossile energiråvarer, og med uendret produksjonsnivå vil reservene holde for over 220 års produksjon. De største kullreservene finnes i tidligere Sovjetunionen og i USA, hver med over 23 prosent av verdens totale reserver. Andre land med store kullreserver er Kina (11,1 prosent), Australia (8,8 prosent), India (6,8 prosent), Tyskland (6,5 prosent) og Sør-Afrika (5,4 prosent).

Kina er verdens største kullprodusent, med en produksjon i 1996 på 681 Mtoe, eller om lag 30 prosent av verdensproduksjonen. På de neste plassene følger USA

med 565 Mtoe (25 prosent), tidligere Sovjetunionen 191 Mtoe (8,5 prosent) og Australia med 129 Mtoe (5,7 prosent).

Verdenshandelen med kull er svært begrenset. Hele 90 prosent av kullet forbrukes i det aktuelle produksjonslandet. Selv om forbruket av kull i verden skulle fortsette å øke, er det ikke antatt noen vesentlige endringer i handelsmønsteret.

I Norge er utvinnbare kullreserver begrenset til forekomstene på Svalbard. Her er påviste (det vil si sum av sikre og sannsynlige) kullreserver i overkant av 60 millioner tonn samlet for Gruve 7, Svea og Sentralfeltet. De norske kullreservene utgjør dermed om lag en tredjedel av den årlige produksjonen i Australia. Den norske kullproduksjonen har variert over årene, men var 230 000 tonn i 1996.

24.2.2 Olje

De påviste utvinnbare oljereserver (råolje inklusive NGL, Natural Gas Liquids) i verden vil vare i mer enn 40 år med uendret produksjonsnivå. Reservene er for en stor del lokalisert i Midt-Østen (65 prosent). Saudi-Arabia har alene 25,2 prosent av reservene. Andre land i Midt-Østen med store oljereserver er Irak (10,8 prosent), Forenede Arabiske Emirater (9,4 prosent), Kuwait (9,3 prosent) og Iran (9,0 prosent). Ellers har tidligere Sovjetunionen (6,4 prosent), Venezuela (6,2 prosent), Mexico (4,7 prosent), USA (2,9 prosent) og Libya (2,8 prosent) betydelige oljereserver. Medlemslandene i Organisasjonen for de oljeeksporterende land, OPEC, har til sammen over 76 prosent av oljereservene.

Påviste utvinnbare oljereserver på den norske kontinentalsokkelen er i BP Statistical Review of World Energy oppgitt til 1,5 milliarder tonn, tilsvarende 1,1 prosent av verdens samlede oljereserver. Norge produserte 156 millioner tonn råolje i 1996. Dette utgjorde 4,6 prosent av verdensproduksjonen det året.

OPEC-landene står samlet for over 40 prosent av verdens oljeproduksjon. Saudi-Arabia er største produsentland med 12,8 prosent av verdensproduksjonen, tett fulgt av USA med 11,4 prosent og tidligere Sovjetunionen med 10,5 prosent.

Rundt halvparten av verdens oljeproduksjon er gjenstand for internasjonal handel. De viktigste eksportveiene er fra Midt-Østen til Vest-Europa, Nord-Amerika, Sørøst-Asia og Japan.

Olje finnes også bundet i oljesand og oljeskifer, og i mengder som meget vel kan tenkes å overgå det som finnes i mer konvensjonelle oljekilder. Omkostningene for framstilling av olje fra sand og skifer antas imidlertid å være forholdsvis høye, og det er derfor ikke vanlig å ta med slik olje i oppgaver over kjente eller anslåtte oljereserver.

24.2.3 Naturgass

Verdens påviste utvinnbare reserver av naturgass er omregnet til energiekvivalenter om lag av samme størrelsesorden som oljereservene, og vil med uendret produksjonsnivå holde i mer enn 60 år. Mer enn 40 prosent av naturgassreservene finnes i tidligere Sovjetunionen, og rundt en tredjedel er lokalisert i Midt-Østen. Her dominerer Iran med nesten halvparten av reservene.

Norge hadde ved utgangen av 1996 påviste utvinnbare naturgassreserver estimert til 1,35 tusen milliarder m³ naturgass. Dette tilsvarer om lag 1 prosent av de totale reservene i verden. I 1996 var den norske produksjonen 40,9 milliarder Sm³ eller 1,8 prosent av verdens samlede naturgassproduksjon det året.

Tidligere Sovjetunionen og USA dominerer når det gjelder naturgassproduksjon, med henholdsvis 30 prosent og nær 24 prosent av verdensproduksjonen. Det

tredje største produsentlandet er Canada med 7 prosent av verdensproduksjonen, som er noe høyere enn den totale produksjonen i landene i Midt-Østen.

Europa (utenom Russland) har et naturgassforbruk som er om lag 50 prosent større enn egenproduksjonen, og får gass tilført utenfra i hovedsak fra Russland og Algerie.

Transport av naturgass

Rørtransport av naturgass stiller store krav til utbygget infrastruktur, og blir stadig mer utbredt. Ellers transporteres betydelige mengder naturgass som LNG (Liquified Natural Gas), nedkjølt til meget lave temperaturer (ca -165 °C) med tankskip.

I Norge er et innenlands fordelingsnett for naturgass så vidt kommet i gang, og gassleveranser via rør er tilgjengelige for et relativt begrenset antall forbrukere innen industri og næringsliv i nærområdene til ilandføringsstedene. På Karmøy, som er et av de tre ilandføringsstedene, er naturgass distribuert av Gasnor til større kunder innen industri og næringsliv. Det er også i gang arbeid for gassdistribusjon i Haugesund. I tillegg er det også planer for å videreføre en gassledning til Stavanger og Nord-Jæren.

Naturgass Vest har planer om å bygge ut et distribusjonsnett for naturgass i Bergensområdet med utgangspunkt i Kollsnes. Naturgass blir derved tilgjengelig i Bergensområdet fra nyåret 1999. Første etappe omfatter en høytrykksledning fra prosessanlegget til Ljøsnesbukten i Kollsnes Næringspark. Virksomheter som etablerer seg i Kollsnes Næringspark, vil kunne utnytte denne naturgassen. Naturgass Vest har utarbeidet planer for etablering av et gasslaboratorium i næringsparken. Hensikten med gasslaboratoriet er å utprøve og utvikle norsk teknologi basert på utnyttelse av naturgass i Norge og for eksport.

I tillegg skal det etableres et anlegg for produksjon av komprimert naturgass (CNG). CNG skal fraktes til Bergen på tankbiler for bruk som drivstoff for busser, drosjer og andre biler. Senere kan det bli aktuelt med en rørledning mellom Kollsnes og Bergen via store brukere på denne strekningen.

Det er også gjennomført en utredning om gassleveranser i rør fra Vestlandet til Herøya i Telemark. Rørledningen skal etter planen forsyne industri. Så langt er 25 forskjellige store forbrukere i prosessindustrien i nedre Telemark og Østfold involvert i planene. I Midt-Norge er det planer om gasstransport fra Tjeldbergodden til Skogn. Røret skal legges i sjøen fra Tjeldbergodden og inn gjennom Trondheimsfjorden.

Det foreligger ikke konkrete planer om gassdistribusjon til husholdninger i Norge.

I Norden er det vel utbygde rørledningsnett for naturgassdistribusjon i Danmark og i deler av Sverige og i Finland. Fra Sjælland i Danmark går det en rørledning til Syd-Sverige som går videre nordover til Gøteborg. Gassnettet i Sverige dekker bare den sørvestlige delen av landet. Det finske naturgassnettet strekker seg fra sørøst-Finland og vestover, med en avgreining nordover og en avgreining sørover i den vestlige delen. Omtrent halvparten av Finlands befolkning bor innen rekkevidde av gassnettet.

Om ti til femten år vil Danmark være avhengig av import av naturgass, enten fra Norge eller Russland, for å dekke et behov som forventes å øke. Det er blant annet forventet at gasskraftproduksjonen i Danmark vil få en betydelig vekst i årene som kommer. Sveriges framtidige etterspørsel etter naturgass er i stor grad avhengig av hva som skjer med kjernekraften og myndighetenes politikk på energiområdet for øvrig. Myndighetene har uttalt at de vil satse på bioenergi framfor naturgass. Norges forbruk av naturgass er svært lavt, også i nordisk sammenheng. Naturgass i metanolproduksjon og eventuell gasskraftproduksjon vil øke det norske forbruket betydelig.

Det foregår utredninger for å kartlegge muligheter for en videre utbygging av gassnettet i Norden, slik at Nordsjøgass i større grad kan utnyttes i det nordiske markedet. For tiden arbeider Neste i Finland og Gazprom i Russland med en studie av en rørledning fra Russland via Finland, Sverige og Danmark til kontinentet eller over Østersjøen med grenledning til Sverige.

Sommeren 1997 ble det inngått en avtale mellom syv finske, danske og svenske energiselskap og EU-Kommisjonen om finansiering av studie av et integrert nordisk gassnettverk (Nordic Gas Grid). Studiets formål er å undersøke muligheten for å utvikle og knytte sammen et gassnettverk mellom Norge, Danmark, Sverige, Finland, Russland og de baltiske landene. Resultatet av studien skal legges fram sommeren 1998.

En gassrørledning fra Norge (Nordsjøen) til det nordiske markedet er avhengig av flere forhold. For at en ny rørledning skal være lønnsom, må man være sikret en eksport av betydelige volumer (6-8 milliarder Sm³ årlig i følge Statoil). Dette krever finansielt sterke motparter som er villige til å forplikte seg til å avta betydelige volumer over en lang tidsperiode. Tidligere forsøk på å etablere et gassnettverk som skal forbinde de nordiske landene, har strandet.

Finland er interessert i å øke gassens andel i det finske energimarkedet og er opptatt av å ha muligheter til å importere naturgass fra flere kilder. Danmark vil også på sikt sannsynligvis være interessert i å importere norsk naturgass. Nøkkelen til en utvidelse av det nordiske gassnettet ligger sannsynligvis i Sverige. Uten en klar svensk interesse og forpliktelse til å importere naturgass fra Norge i tilstrekkelig store volumer, svekkes sannsynligvis muligheten for en gassrørledning fra Nordsjøen til det nordiske markedet.

Det har vært lansert ulike rørledningsalternativer for gassleveranser fra Nordsjøen til det nordiske markedet. Allerede i dag er det muligheter for en viss dansk import av naturgass fra Norge via Tyskland. Et alternativ er å koble en grenledning på rørledninger mellom Norge og Tyskland. Denne grenledningen kan gå direkte til Danmark eller til Sverige med en grenledning til Danmark. Fra Vest-Sverige kan det bygges rørledning til Øst-Sverige og videre til Finland. Et annet alternativ er å bygge en rørledning gjennom Norge og Sverige og videre til Finland.

24.3 ULIKE ENERGIANVENDELSER AV FOSSILE ENERGIKILDER

24.3.1 Konvertering til brensler

For at energiråvarer fra de fossile energikildene skal kunne nyttes til energiformål, må de være i en form som er egnet for formålet. Ofte kan også krav til transport og lagring være medbestemmende for hva som er nyttbare energiformer. Brensler er fellesnavnet for energiråstoff som er egnet for forbrenningsprosesser.

Kull kan som oftest nyttes i sin opprinnelige form, men oppdeling til passelig stykk- eller partikkelstørrelse er ofte nødvendig. Kull som skal anvendes til kullstøvfyring, som er den dominerende fyringsmetode for kullkraftverk og andre større kullforbrenningsanlegg, må finmales til en partikkeldiameter på 0,05 til 0,1 mm.

Av kull framstilles også syntetgass og koks. Syntetgass, hovedsaklig bestående av en blanding av karbonmonoksyd og hydrogen, framstilles ved gassifisering av kull. Koks framstilles av steinkull ved oppvarming uten lufttilførsel til en så høy temperatur at de flyktige bestanddeler forgasses.

Råolje i sin opprinnelige form er ikke egnet som brensel, og er også svært eksplosjonsfarlig grunnet innhold av flyktige bestanddeler. Råoljen gjennomgår derfor en raffineringssprosess som gir ulike oljeprodukter med forskjellig kokepunkt, fra propan/butan til tunge fyringsoljer og asfalt. Mellomliggende produkter er blant annet bensin, nafta, parafin, diesel og lettere fyringsoljer.

Den første og viktigste behandling av råolje i et oljeraffineri skjer ved destillasjon, der de ulike produktene tas ut etter deres kokepunktsintervall. Den relative fordelingen av de ferdige oljeproduktene blir ved en slik destillasjonsprosess stort sett bestemt av sammensetningen av råoljer som går inn i prosessen. Men ettersom markedet for de lette oljeproduktene (særlig bensin) er større enn markedet for de tyngre oljetyperne, er det etter hvert blitt vanlig å utstyre raffineriene med såkalte crackere. Det er ulike metoder for cracking eller dekomponering av de tyngre fraksjonene fra destillasjonsprosessen, men de gir alle som resultat at raffineriet kan levere en større andel lette oljeprodukter enn uten disse metodene.

Naturgass i den form som utvinnes fra gassfeltene, inneholder som oftest en blanding av våtgass og tørrgass, og går under betegnelsen rikgass. Våtgassen inneholder kondensbare hydrokarboner som blant annet propan og butan, og egner seg derfor dårlig for rørtransport over lengre avstander. Den skilles ut i et prosessering-sanlegg som kondensat, og videre transport kan skje i tank. Tørrgassen som til rundt 85 prosent består av metan (CH₄) kan så fordeles videre til sluttbrukermarkedet.

24.3.2 Varmeproduksjon

Ved varmeproduksjon benyttes den kjemiske energien til å produsere varme. Varmen som forbrenningsprosessen avgir, kan enten brukes direkte, til å produsere varmtvann eller damp, eller den kan brukes til kraftproduksjon, se under.

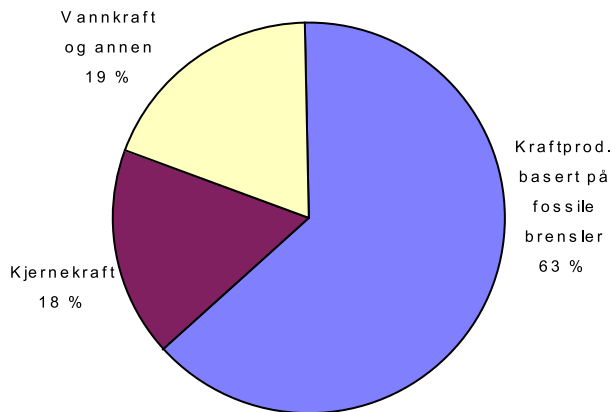
Virkningsgraden²⁹ ved forbrenning av fossile brenslere kan variere betydelig avhengig av utforming, alder og tilstand for øvrig på forbrenningsutstyret (ovnsutstyret). Ved forbrenning i åpne ildsteder kan virkningsgraden bli svært lav (under 10 prosent), men ved større lukkede anlegg i god driftsmessig stand kan virkningsgraden bli over 90 prosent. For hovedtyngden av eksisterende fyringsanlegg vil virkningsgraden være over 50 prosent. For oljefyrte sentralvarmeanlegg i småhus vil den gjennomsnittlige virkningsgraden på årsbasis ligge rundt 60 prosent, noe høyere for nye anlegg. En vesentlig del av energitapet er varme røykgasser som strømmer gjennom pipa.

Gjennomgående vil fyringsanlegg basert på kullfyring være dyrere enn anlegg med tilsvarende ytelse beregnet for olje- eller gassfyring. Dette skyldes blant annet behov for større heteflater og et mer komplisert utstyr for brenslere- og avfallshåndtering (aske) i et kullfyrte anlegg. Det vil også være enklere å oppnå høy virkningsgrad med olje eller gass som brensel enn med kull, særlig i mindre anlegg. Fyring med naturgass vil vanligvis kunne gi den høyeste virkningsgraden. I tillegg vil drifts- og vedlikeholdskostnadene bli lave med naturgass som brensel på grunn av liten eller ingen sotdannelse.

24.3.3 Kraftproduksjon

En betydelig andel av verdens totale forbruk av fossile brenslere benyttes til kraftproduksjon i varmekraftverk. Om lag 60 prosent av verdens kullforbruk går til kraftproduksjon. Verdens totale kraftproduksjon var i 1995 13 263 TWh. Mer enn 60 prosent av denne produksjonen var basert på fossile brenslere, det vil si først og fremst kull, naturgass og olje, se figur 24.2.

29. Virkningsgraden kan defineres som andelen energi som kan nyttiggjøres i forhold til den energimengden som tilføres. Det er mulig å oppnå høyere virkningsgrad i direkte bruk av fossile brenslere til oppvarming enn i bruk av fossile brenslere i kraftproduksjon.



Figur 24.2 Kraftproduksjon i verden 1995. Prosent

Kilde: IEA

I OECD-landene var kullkraftens andel av den totale kraftproduksjonen i 1995 37 prosent. Tilsvarende andeler for gasskraft og oljekraft var henholdsvis 13 prosent og 7 prosent. Naturgassens andel er stadig økende.

I et varmekraftverk benyttes den kjemiske energien i brenselet til å produsere kraft. Varmen som brenselet avgir ved forbrenning, omdannes delvis til mekanisk energi i en motor eller en turbin som via en aksel driver en generator.

Det kan skilles mellom varmekraftmaskiner hvor forbrenningen skjer i et eget brennkammer og varmeenergien brukes til å generere damp som driver en damp-turbin, *ytre forbrenning*, og varmekraftmaskiner hvor forbrenningen av brenselet skjer inne blant maskinens bevegelige deler, *indre forbrenning*. Eksempel på kraftverk med ytre forbrenning er dampkraftverk, mens eksempler på kraftverk med indre forbrenning er dieselmotorkraftverk og gassturbinverk.

Dampkraftverk

Et dampkraftverk består i korte trekk av en dampkjel med brennere og en eller flere dampturbiner som driver en generator. Forbrenningen av brenselet skjer i et brennkammer, og varmeenergien brukes til å generere damp som driver en dampturbin. Via en aksel driver turbinen en generator der elektrisitet produseres.

Brenselet i et dampkraftverk kan være kull, olje, naturgass eller biobrensel. Kull er det mest utbredte brenselet, og et kullkraftverk er vanligvis et dampkraftverk. Også kjernkraftverk er dampkraftverk.

Virkningsgraden for nye kullfyrte kraftverk i Nord-Europa ligger rundt 40 prosent, men et nytt avansert anlegg i Danmark, Nordjyllandsværket, vil få en virkningsgrad på 47 prosent. Gassfyrte dampkraftverk har en noe høyere virkningsgrad enn kullfyrte anlegg. En nærmere omtale av kullkraftverk er gitt i 24.4.

Oljefyrte dampkraftverk har de siste 20 årene fått redusert sin andel av den totale kraftproduksjonen i OECD-land. I det nordiske kraftsystemet utgjør de gamle svenske oljekraftverkene en reservekapasitet som tas i bruk når kraftsituasjonen er stram og prisen høy. I land i Asia uten tilgang på naturgass bygges nye moderne oljekraftverk.

Dieselmotorkraftverk

Dieselmotorkraftverk kan komme opp i ytelse på 70 MW elektrisitet per aggregat og oppnå en virkningsgrad på 50 prosent ved ren kraftproduksjon. Ved å utnytte eksosvarmen og kjølevannet til produksjon av varme kan virkningsgraden økes til over

80 prosent. Dieselkraftverkene har relativt lave anleggskostnader, lite personellbehov og kort oppstarttid, men de har relativt høye driftskostnader. Med små modifikasjoner kan dieselmotoren benytte gass som brensel. Med gassmotor vil et kraftverk ha noe lavere virkningsgrad enn med dieselmotor. Dieselkraftverkene er først og fremst egnet som topplast- og reservekapasitet og har i de senere årene fått en økt utbredelse.

Gassturbinverk

Kraftverk med kun gassturbiner som driver generatoren kalles gjerne gassturb-inverk. I en gassturbin blandes komprimert luft og brensel gass/lettolje i et brennkammer. Den varme gassen ekspanderer gjennom turbinen til atmosfærisk trykk, og mekanisk arbeid (energi) overføres til akslingen på gassturbinen gjennom denne ekspansjonen. Noe av energien brukes til å drive kompressoren (som komprimerer luft), og resten går til produksjon av elektrisitet ved hjelp av en generator.

Gassturbiner kan ha en virkningsgrad opp mot 40 prosent. Virkningsgraden er høyest i de største gassturbinene. Slike enkle gasskraftverk var tidligere de mest vanlige, og de bygges fortsatt. De kan være aktuelle til energiproduksjon i områder hvor gass er billig, eller for såkalte topp- eller spisslastverk som får liten driftstid og der evnen til hurtige opp- og nedreguleringer er viktig.

Kombikraftverk

Et kombikraftverk kan grovt beskrives som en kombinasjon av et gassturbinverk og et dampkraftverk. I et kombikraftverk vil kraft produseres både fra en gassturbin og fra en eller flere dampturbiner. Temperaturen på røygassen fra en gassturbin vil være i området 450-590 °C, og en forbedring av virkningsgraden i kraftproduksjon oppnås ved at varmen fra denne utnyttes til å generere damp til en dampturbin.

Et kombikraftverk fyres med gass. Aktuelle brensler er naturgass eller gasser framkommet ved forgassing av kull, tungolje eller biobrensel. Naturgass er det vanligste brenselet i et kombikraftverk. Lettolje kan være reservebrensel.

For nye kombikraftverk er gjerne gassturbin, dampturbiner og en felles generator festet på samme aksling (single shaft). De største kombikraftverk med naturgass som brensel og med 1 aksling, har en ytelse på 420 MW (gassturbin 280 MW og dampturbiner 140 MW). I et kombikraftverk vil det med samme brenselforbruk normalt kunne produseres 50 prosent mer elektrisitet enn i et gassturbinverk.

Både gassturbin- og dampturbinprosessen er godt utviklet hver for seg og kompletterer hverandre godt. Sammen gir de en virkningsgrad ved kraftproduksjon som er høyere enn hva som oppnås ved noen annen kraftproduksjon basert på fossile brensler. Kombikraftverk kan ha opp mot 60 prosent virkningsgrad i kraftproduksjonen.

De gasskraftverk Naturkraft AS ønsker å bygge på Vestlandet, er kombikraftverk basert på naturgass. Se nærmere omtale av slike kraftverk i 24.5.

24.3.4 Kombinert produksjon av kraft og varme

Kraftproduksjon i varmekraftverk gir mulighet for samtidig produksjon og leveranse av varme. Varme til forbrukere kan leveres gjennom et fjernvarmesystem, men dette krever høyere temperaturer enn temperaturen i kjølevannet fra kraftproduksjon når kraftverk produserer kraft med opp mot maksimal virkningsgrad i kraftproduksjonen. For å oppnå høyere temperatur på kjølevannet fra et kraftverk, slik at det kan bli aktuelt med leveranser av varmtvann til oppvarmingsformål, for eksempel i husholdninger, må kraftproduksjonen reduseres.

Avtappingsverk

I et ordinært varmekraftverk (dampkraftverk) går dampen til en kondensator etter å ha vært gjennom dampturbinene. I et avtappingsverk blir noe av dampen fra lavtrykksdelen i dampturbinen tappet av og levert til varmevekslere i fjernvarmesystemet. Typisk vil turtemperaturen ved fjernvarmeproduksjon være 120 °C, og returtemperaturen 80 °C når varmebehovet er størst.

Med økende varmeleveranse vil den totale virkningsgraden øke, mens virkningsgraden i kraftproduksjonen reduseres. Med utgangspunkt i et naturgassfyrt kombikraftverk på 700 MW vil en økning i varmeproduksjonen på om lag 100 MW typisk redusere kraftproduksjonen med 20 MW. Dette innebærer at det er et forhold mellom varmeproduksjon og korresponderende reduksjon i kraftproduksjon på 5 til 1. Med en varmeproduksjon på 350 MW³⁰ blir totalvirkningsgraden om lag 80 prosent. Kraftproduksjonen ved en slik varmeproduksjon er redusert fra 700 til 630 MW, og tilsvarende virkningsgrad i kraftproduksjonen er redusert fra 58 prosent til vel 52 prosent.

Varmebehovet vil typisk variere over året og være størst om vinteren. Dette vil innebære en lavere gjennomsnittlig virkningsgrad over året enn maksimalvirkningsgraden for et kraftverk som produserer kraft hele året og varme etter behov. Det er gunstig å anlegge kraftvarmeverk i tilknytning til industri, der industrien kan avta varme hele året.

I et kraftverk med varmeproduksjon vil produksjonskostnadene per kWh elektrisitet være større enn i et tilsvarende kraftverk uten varmeproduksjon. I et marked hvor kraftverket ikke kan påvirke kraftprisen, vil lønnsomheten til et kraftverk med varmeproduksjon kontra et tilsvarende kraftverk uten varmeproduksjon, avhenge av prisen som kan oppnås for varmeleveransene.

Mottrykksverk

I anlegg hvor høy varmeproduksjon er viktig, vil det normalt bli valgt en mottrykksturbin der all kondenseringsvarme går til varmeleveranse. I et mottrykksverk framstilles samtidig både kraft og varme i et fast forhold mellom de to energibærerne. Forholdet lar seg vanskelig regulere. I et mottrykksverk vil behovet for varme bestemme produksjonen, og kraftproduksjonen vil være bundet til varmeproduksjonen.

For å unngå den momentane bindingen mellom varmeetterspørsel og varmeproduksjon har noen mottrykksverk installert varmeakkumulator. Når varmeetterspørselen i fjernvarmenettet er lavere enn varmeproduksjonen fra kraftverket, lagres varmtvannet i en akkumulator og varmtvann tas ut av akkumulatoren når varmeetterspørselen er større enn varmeproduksjonen. Dette gir en fleksibilitet i kraftproduksjonen, men kraftproduksjonen over tid er fremdeles avhengig av varmeetterspørselen.

24.4 NÆRMERE OM KULLKRAFTPRODUKSJON

Utbredelse

Kullkraft har hittil vært den dominerende kraftproduksjonsform i verden. I flere europeiske land satses det nå på gasskraftverk framfor kullkraftverk ved investeringer i ny produksjonskapasitet. Det forventes imidlertid at land som har rikelig tilgang på billig kull fortsatt vil satse på kullkraft. I Asia har for eksempel Kina og India store utbyggingsprogrammer for kullkraft.

Virkningsgrad

Variasjonsområdet for virkningsgraden til eksisterende nyere kullkraftverk i Vest-Europa er 36 til 47 prosent. Man regner med å kunne nå opp mot 50 prosent

30. Maksimal anbefalt varmeproduksjon i et slikt anlegg er 370 MW.

virkningsgrad for kraftverk med tradisjonell kullfyring. Ved kullforgassing i et kombikraftverk vil virkningsgraden kunne bli over 50 prosent.

Kostnader

De følgende kostnadsanslag tar utgangspunkt i et 600 MW kullkraftverk som brukes som grunnlastverk og med virkningsgrad på 40 prosent. Kostnadene inkluderer anlegg for avsvovling av røkgass, men ikke NO_x-rensing.

Produksjonskostnadene inklusive kapitalkostnader for kullkraftproduksjon ligger mellom 28 og 45 øre/kWh. Den nedre grensen i intervallet forutsetter lav kalkulasjonsrente (5 prosent) og lav brenselpris (10 øre/kWh). Ved høyere kalkulasjonsrente (7 prosent) og høyere brenselpris (25 øre/kWh) når produksjonskostnadene den øvre grensen i intervallet. De variable kostnadene (brensel og variable driftskostnader) utgjør mellom halvparten og to tredjedeler av de totale produksjonskostnadene.

Kostnadene ved kullkraftproduksjon er sammenlignet med kostnader for annen type kraftproduksjon i 24.5.3.

24.5 NÆRMERE OM GASSKRAFTPRODUKSJON

24.5.1 Aktuelle prosjekter i Norge

Gasskraftproduksjon på fastlandet i Norge har i dag svært liten utbredelse. Det eneste gasskraftverket utenom rene nødstrømsaggregater, er et 35 MW gassturbinanlegg på Statoils anlegg på Kårstø. I petroleumsvirksomheten på sokkelen derimot er gassturbiner i utstrakt bruk, både til motordrift og kraftproduksjon. Til sammen dreier det seg om en energiproduksjon på i størrelsesorden 10 TWh. Bare i begrenset omfang nyttiggjøres varmeenergien i avgassene fra turbinene.

Bygging av nye gasskraftverk (les: kombikraftverk basert på naturgass) på fastlandet for å eksportere kraft til våre naboland eller styrke kraftbalansen innenlands, har vært et svært omstridt tema de senere år. Tilhengerne av gasskraftverk har argumentert med at norsk gasskraftproduksjon vil bidra til en reduksjon i de totale nordiske CO₂-utslippene, mens motstanderne har vektlagt at nasjonale utslipp må reduseres, og at gassen eventuelt kan anvendes mer miljømessig fornuftig i andre land og til andre formål.

Naturkraft AS søkte februar 1996 om konsesjon til å bygge to gasskraftverk på Vestlandet, ett på Kollsnes i Hordaland og ett på Kårstø i Rogaland, begge med planlagt driftsstart rundt årtusenskiftet. Søknaden gjaldt gasskraftverk, hver på 350 MW, med en samlet årlig produksjonsevne på 5,6 TWh. I oktober 1996 ga NVE konsesjon til å bygge de to gasskraftverkene. NVEs konsesjonsvedtak ble påklaget Olje- og energidepartementet (Nærings- og energidepartementet til 1. jan. 1997), som opprettholdt NVEs vedtak i juni 1997. I desember 1997 sendte Naturkraft utslippssøknad til Statens forurensningstilsyn (SFT). SFT har gitt tillatelse til å starte de forberedende arbeider på byggetomtene, men ikke til å starte selve byggingen av gasskraftverkene før utslippssøknaden er ferdigbehandlet.

I slutten av april 1998 presenterte Norsk Hydro et nytt konsept for gasskraftproduksjon hvor de signaliserte at en ny teknologi som innebærer sterkt reduserte CO₂-utslipp, kan være klar om et par år. Teknologien går i grove trekk ut på å skille ut CO₂ før kraftproduksjon, se 24.6.4. Den utskilte CO₂-gassen skal så selges til Oljefeltet Grane hvor den skal pumpes ned i feltet for å øke trykket slik at det kan utvinnes mer olje. Hydro planlegger to slike kraftverk som til sammen vil produsere om lag 11 TWh per år. Det må understrekes at det fortsatt er usikkerheter knyttet til teknologiske og økonomiske forhold ved dette prosjektet. Lønnsomheten vil være avhengig av muligheten for salg av CO₂-gassen. Dette kan sette en øvre grense for potensialet til slik gasskraftproduksjon.

På bakgrunn av det nye konseptet for gasskraftproduksjon, har eierne av Naturkraft (Norsk Hydro, Statkraft og Statoil) signalisert at de vil avvente den videre framdrift av Naturkrafts to kraftverk til man har sikrere kunnskap om ulike sider ved den nye teknologien.

Elkem, Norske Skog og Statoil (Industrikraft Midt-Norge) ønsker i fellesskap å bygge et gasskraftverk på 700 MW på Fiborgtangen ved Levanger. Ferdig utbygget vil verket levere 5,6 TWh elektrisitet og 0,7 TWh varme per år. Brenselet vil være naturgass fra Haltenbanken som via Tjeldbergodden framføres i rørledning. Etter at Norsk Hydros nye konsept har blitt kjent, har Industrikraft Midt-Norge gitt signaler om å utsette sin konsesjonssøknad for å se nærmere på mulighetene for CO₂-rensing.

På Tjeldbergodden har Nordenfjeldske Energi meldt interesse for å bygge et 350 MW gasskraftverk. Dessuten har Borregaard levert søknad om et kraftproduksjonsanlegg på nær 700 GWh i årsproduksjon i forbindelse med fornyelse av varmeproduksjonssystemet på fabrikkområdet i Sarpsborg. Brenselet vil her være gasskondensat som fraktes med skip.

Gasskraftverk er avhengig av tilgang på naturgass. Derfor har de aktuelle stedene for gasskraftverk i Norge vært ilandføringstedene for naturgass (Kollsnes, Karmøy, Kårstø og Tjeldbergodden). De to gasskraftverkene Naturkraft AS har søkt konsesjon om å bygge, vil kreve en svært beskjeden andel av den framtidige årlige norske gassproduksjonen. Tilgangen av gass utgjør derfor ingen barriere for ytterligere utbygging av gasskraft i Norge. Kapasiteten i overføringsnett for elektrisitet vil derimot sette grenser for hvor stor produksjonskapasitet det er mulig å bygge opp uten vesentlige nyinvesteringer i dette overføringsnett.

24.5.2 Virkningsgrad ved gasskraftproduksjon

Variasjonsområdet for virkningsgraden til nye kombikraftverk basert på naturgass er fra 52 til 60 prosent i kraftproduksjonen. De meste effektive gasskraftverk som hittil er bygget, har en virkningsgrad i kraftproduksjonen på 58 prosent. Flere større totalleverandører tar imidlertid i mot bestillinger på anlegg med virkningsgrad på 60 prosent. Virkningsgrader over 60 prosent er teknisk mulig, men regnes i dag som teknisk/økonomisk urealistisk. Den gjennomsnittlige virkningsgraden over året vil vanligvis ligge noe lavere enn den maksimale virkningsgraden.

Virkningsgraden er avhengig av tilgangen og temperaturen på kjølevannet som brukes i prosessen. Jo lavere temperaturen er på kjølevannet, jo høyere vil virkningsgraden bli. Et gasskraftverk på norskekysten vil dermed kunne ha noe høyere virkningsgrad enn gasskraftverk på kontinentet.

Et gasskraftverk kan også levere varme til ulike oppvarmingsformål. På denne måten kan den totale virkningsgraden økes. For å øke varmeleveransen må kraftproduksjonen reduseres. I hvilken grad det vil være fornuftig å øke varmeleveransen på bekostning av kraftproduksjonen, avhenger av etterspørselsforhold. En forutsetning er at det eksisterer distribusjonsnett for varmetransport.

I Norge er det begrensede muligheter til å utnytte varme fra kraftproduksjon. Fjernvarmenett er lite utbygd. Industrikraft Midt-Norge legger opp til en viss varmeutnyttelse. For et eventuelt gasskraftverk på Kårstø vil det være mulighet for en viss varmeutnyttelse i gassbehandlingsanlegg. Kjølevannet fra et kombikraftverk plassert ved kysten av Norge som bare produserer kraft, vil ha en temperatur på om lag 18 °C. Det er begrenset til hvilke formål kjølevann med så lav temperatur kan benyttes. Fiskeoppdrett er et alternativ for anvendelse.

Ved diskusjon av virkningsgrad i forbindelse med gasskraftproduksjon, er det viktig å skille mellom kvalitet på energibærerne. Elektrisitet er en mer høyverdig

energiform enn varme, i den forstand at elektrisitet har flere anvendelsesområder og kan utnyttes til høyere virkningsgrader. For eksempel vil drift av teknisk utstyr og stasjonære maskiner i de fleste tilfeller kreve elektrisitet.

Det er ikke opplagt at en høy totalvirkningsgrad som følge av samtidig kraft- og varmeproduksjon, vil være å foretrekke framfor en lavere virkningsgrad ved utelukkende kraftproduksjon. Ved bruk av elektrisitet til drift av varmepumper er det dessuten mulig å komme opp i en totalvirkningsgrad i samme størrelsesorden som ved kombinert produksjon av kraft og varme i kraftverk.

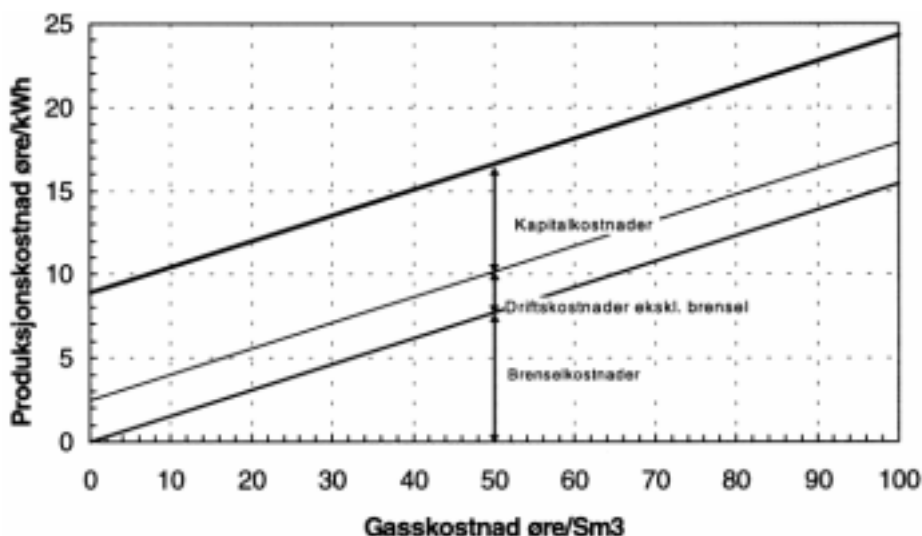
24.5.3 Kostnader ved gasskraftproduksjon

Kostnadene ved gasskraftproduksjon avhenger foruten av gassprisen og rentenivå, av gasskraftverkets utforming og driftsforhold. Gasskraftteknologien er under stadig utvikling, noe som gir seg utslag både gjennom bedring i virkningsgraden og lavere anleggskostnader.

De totale produksjonskostnadene for gasskraft i Norge vil grovt regnet ligge i området 13-20 øre/kWh. Den nedre grensen i intervallet forutsetter lav kalkulasjonsrente (5 prosent) og lav pris på naturgassen (40 øre/Sm³). Ved høyere kalkulasjonsrente (7 prosent) og høyere gasspris (70 øre/Sm³) når produksjonskostnadene den øvre grensen i intervallet. De variable kostnadene (brensel og variable driftskostnader) utgjør mellom halvparten og to tredjedeler av de totale produksjonskostnadene.

Produksjonskostnadene over forutsetter at gasskraftverkene er utstyrt med lav-NO_x brennere. Et eventuelt pålegg om katalytisk NO_x-rensing vil øke produksjonskostnadene med om lag 2 øre/kWh. En nærmere omtale av renseteknologier er gitt i 24.6.

Hvordan kostnadene i et gasskraftverk avhenger av prisen på naturgass, er illustrert i figur 24.3. I figuren er det forutsatt 7 prosent kalkulasjonsrente, virkningsgrad 58 prosent og 8000 brukstimer per år som er nær grensen av det maksimale som kan oppnås i et gasskraftverk.



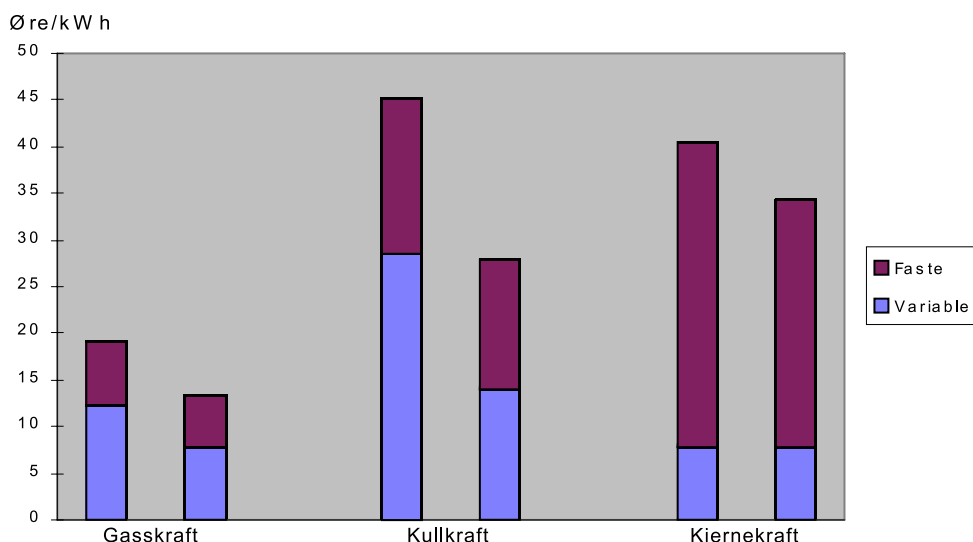
Figur 24.3 Produksjonskostnad i et kombikraftverk etter pris på naturgass. øre/kWh

Kilde: NVE

Det framgår av figuren at til en kraftpris på 20 øre/kWh, kan gasskraftverket betale opp til vil 70 øre/Sm³ for naturgassen. NVE anslo under konsesjonsbehandlingen av Naturkrafts to gasskraftverk på Vestlandet, den samfunnsøkonomiske verdien på naturgass, ved de aktuelle byggestedene til å være i området 50-60 øre/Sm³. Utgangspunktet for dette anslaget var pris og kvantum for en del inngåtte salgskontrakter under Troll-avtalen, referert kontinentet. Deretter ble det gjort fratrukk på 20 øre/Sm³ som var antatt transportkostnad for gassen fra terminalene i Norge til kontinentet.

Figur 24.4 viser kostnader ved gasskraftproduksjon (8000 driftstimer per år) sammenlignet med tilsvarende kostnader for kullkraft og kjernekraft (6700 driftstimer per år). Faste kostnader omfatter kapitalkostnader og faste driftskostnader, mens variable kostnader omfatter variable driftskostnader og brenselkostnader. Høy og lav brenselpris er definert i 24.4 (kullkraft) og under (gasskraft).

Kostnadsanslagene for gasskraftproduksjon tar utgangspunkt i et kombikraftverk på 700 MW (to gassturbiner/akslinger) som brukes som et grunnlastverk, det vil si det har lang brukstid.



Figur 24.4 Produksjonskostnader for varmekraft. Henholdsvis 7 prosent kalkulasjonsrente og høy brenselpris og 5 prosent kalkulasjonsrente og lav brenselpris. 1996. øre/kWh

Kilde: NVE

Figuren viser hvorfor gasskraft i de senere årene har vært et populært alternativ ved investering i ny kraftproduksjon. Produksjonskostnadene for gasskraft er betydelig lavere enn for kullkraft. Dette gjelder også hvis man sammenligner høy brenselpris og høy kalkulasjonsrente for gasskraft med lav brenselpris og lav kalkulasjonsrente for kullkraft. Både de faste og de variable kostnadene er lavere for gasskraft enn for kullkraft³¹.

31. Danmark har eksportert kraft til Norge ved en børspris som er lavere enn det laveste alternativet for variable kostnader for kullkraftproduksjon i figuren. Dette kan skyldes at danske kullkraftverk har betalt en lavere pris for kullet og/eller har hatt lavere variable driftskostnader for øvrig enn det NVE har lagt til grunn.

24.5.4 Miljøforhold ved gasskraftproduksjon

Miljø- og arealbrukskonflikter ved gasskraftproduksjon vil generelt være knyttet til:

- Utslipp til luft
- Utslipp av vann
- Framføring av gassrørledning
- Framføring av kraftledninger
- Disponering av tomtearealer

Sammenlignet med kullkraftverk er CO₂-utslippene fra gasskraftverk om lag halvparten så store. Årsaken er lavere karboninnhold i naturgass enn i kull og høyere virkningsgrad ved gasskraftproduksjon enn ved kullkraftproduksjon. NO_x-utslippene fra gasskraftproduksjon er 10-20 prosent av NO_x-utslippene fra kullkraftproduksjon. Utslipp til luft fra ulike varmekraftproduksjon er nærmere omtalt i 24.6.

Kombikraftverk trenger kjølevann, mens gassturbinverk ikke har behov for dette. Kjølevannet slippes ut med en temperaturøkning på rundt 10 °C. Under full drift av et 700 MW stort kombikraftverk uten varmeleveranser til for eksempel et fjernvarmenett, vil om lag 30 prosent av den tilførte energien ledes vekk med kjølevannet.

I hvilken grad framføring av gassrørledning og kraftledninger representerer noe problem i forbindelse med gasskraftproduksjon, vil variere fra tilfelle til tilfelle. De to aktuelle gasskraftverkene på Vestlandet vil eventuelt lokaliseres ved ilandføringsstedene for naturgass. Dermed vil behovet for ytterligere framføring av gassrørledning som følge av gasskraftverkene være svært begrenset.

De to ilandføringsstedene har også tilstrekkelig kraftoverføringskapasitet, slik at det ikke er behov for framføring av nye kraftledninger. Ved det tredje ilandføringsstedet for naturgass, Tjeldbergodden, ville et gasskraftverk utløst behov for nettførsterkninger. Disse nettførsterkningene vil måtte vurderes i forhold til ulike miljøkonsekvenser.

Gasskraftverk plassert ved ilandføringssteder for naturgass vil i liten grad medføre ekstra belastninger på grunn av det nødvendige tomteareal, ut over de belastninger som ligger i at området er utnyttet til lignende type virksomhet i utgangspunktet.

Støy er ikke ansett som noe stort problem når det gjelder gasskraftproduksjon. Med dagens teknologi er støydemping redusert til et spørsmål om kostnader.

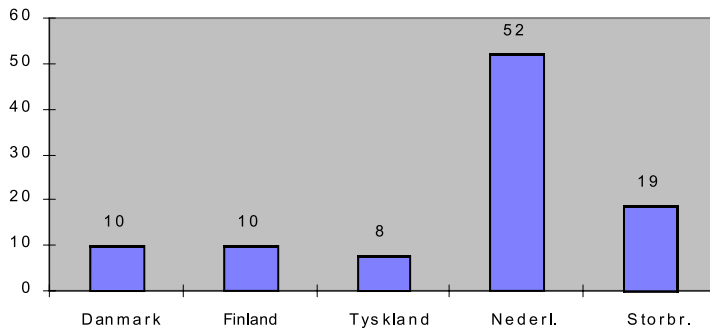
Problemet med CO₂-utslippene (og andre utslipp) fra gasskraftproduksjon kan løses på ulike måter. Blant annet har CO₂-separering og deponering i undersjøiske reservoarer vært framme i debatten. Ulike tekniske og økonomiske forhold ved slike tiltak er diskutert nærmere i 24.6.

24.5.5 Gasskraft i et nord-europeisk energimarked

Ved investeringer i ny produksjonskapasitet for kraftproduksjon i Nord-Europa på 1990-tallet, har gasskraft hatt en relativt stor andel. Gasskraftens andel av produksjonskapasiteten har hatt en betydelig økning de siste ti årene. Særlig England og Nederland har hatt en storstilt utbygging av nye gasskraftverk, men også i Tyskland og Danmark har gasskraft blitt et viktig innslag. At England er et av de land som kan vise til best resultater når det gjelder reduksjon av CO₂-utslipp, skyldes en betydelig overgang fra kullkraft til gasskraft de siste ti årene.

Figur 24.5 viser gasskraftens andel av den totale kraftproduksjonen i et utvalg land i Nord-Europa. Andelene gjelder 1995 for alle landene unntatt Storbritannia hvor den oppgitte andelen gjelder 1996. Gitt at det stadig bygges nye gasskraftverk,

vil andelene i 1998 være høyere for flere av landene. Dette gjelder særlig Storbritannia.



Figur 24.5 Gasskraft som andel av total kraftproduksjon. Prosent

Kilde: IEA, Electricity Association

Figuren viser at gasskraftens andel av kraftproduksjonen er betydelig høyere i Nederland enn i de andre landene. Storbritannia har også en høy andel gasskraft. I Sverige er andelen kraftproduksjon basert på naturgass svært beskjeden (mindre enn 1 prosent).

Danmark satser på økt bruk av naturgass til kraftproduksjon. Landet har politiske målsettinger om utbygging av desentral kraft- og varmeproduksjon, og har i de senere årene bygget en rekke mindre naturgassfyrte kombikraftverk med fjernvarmeleveranser. Det er også fattet beslutninger om bygging av større gassfyrte kraftvarmeverk, såsom Avedøre II i København på 500 MW, med beregnet driftsstart i år 2001. Finland er også kommet godt i gang med introduksjon av gasskraft. I løpet av 1997 ble den finske gasskraftkapasiteten utvidet med nesten 700 MW.

Introduksjon av ny gasskraft i det nordiske eller nord-europeiske kraftmarkedet vil kunne bidra til en reduksjon i de totale utslipp av CO₂ fra kraftproduksjonen. Årsaken er at gasskraftverk til dels bygges til erstatning for eldre kullkraftverk, og at gasskraft på grunn av lavere variable produksjonskostnader, vil kunne utkonkurere den mer forurensende kullkraften. Forutsetningen for denne effekten er at det er tilstrekkelig overføringskapasitet mellom landene, og at det ikke eksisterer avgifter eller beskatning som favoriserer kullkraft framfor gasskraft. En karbongradert avgift på kraftproduksjon vil tvert om favorisere gasskraft framfor kullkraft.

I verdenssammenheng har naturgass fått stadig større betydning for kraftproduksjonen, og det forventes at denne utviklingen vil fortsette. The World Energy Council (WEC) har anslått at markedsandelen for gasskraft vil øke fra 12 prosent i 1990 til 17 prosent i 2010. Utviklingen kan illustreres med at i 1994 gjaldt hele 37 prosent av alle nye ordrer for kraftverk basert på fossile brensler kombikraftverk basert på naturgass. Tilsvarende andel i årene 1984 til 1989 var bare 12 prosent.

Økning i gasskraftproduksjonen i tradisjonelle varmekraftland skjer ikke bare nye kraftverk. I stor utstrekning dreier det seg om ombygginger og utskiftninger i eksisterende kraftverk, som tidligere har vært olje- eller kullfyrte. Ofte kan en her fortsatt nytte de eksisterende damp turbinene, generatorene og kjølevannssystemene.

24.6 UTSLIPP FRA KRAFTPRODUKSJON BASERT PÅ FOSSILE BRENSLER

24.6.1 Utslipp fra ulike typer kraftproduksjon

Når det gjelder utslipp fra kraftproduksjon, er det i første rekke CO₂ og NO_x som er av betydning. Kullkraftproduksjon vil også i utgangspunktet gi betydelige utslipp av SO₂, mens SO₂-utslippene fra gasskraftproduksjon (basert på naturgass fra Nordsjøen) er neglisjerbare. I moderne kullkraftverk blir det imidlertid ofte installert renseteknologi som gir en betydelig reduksjon av svovelutslippene. Tabell 24.2 viser utslipp av CO₂ og NO_x for ulike kraftverkstyper med ulik virkningsgrad.

Tabell 24.2: Utslipp til luft fra ulike kraftverkstyper etter virkningsgrad. Tonn/GWh

	Virkningsgrad prosent	CO ₂	NO _x
Kullkraftverk	40	787	0,250
	47	670	0,213
(varmeproduksjon)	85	370	0,118
Gassturbinverk	30	666	0,033
	40	500	0,025
Kombikraftverk (naturgass)	58	345	0,017
(varmeproduksjon)	85	235	0,012

Kilde: NVE

Tabellen viser at CO₂-utslippene per GWh fra et kullkraftverk uten varmeproduksjon (47 prosent virkningsgrad) er om lag dobbelt så høye som utslippene fra et naturgassfyrt kombikraftverk uten varmeproduksjon (58 prosent virkningsgrad). Et gassturbinverk vil ha CO₂-utslipp som er lavere enn kullkraftverk (uten varmeproduksjon) og høyere enn kombikraftverk. Årsaken til at gassturbinverk har høyere utslipp enn kombikraftverk basert på naturgass, er lavere virkningsgrad.

Med varmeproduksjon i tillegg til kraftproduksjon (85 prosent virkningsgrad) reduseres forskjellen i CO₂-utslipp mellom kullkraftverk og gasskraftverk. CO₂-utslippene fra et kullkraftverk med varmeproduksjon er om lag 60 prosent høyere enn utslippene fra et tilsvarende gasskraftverk (med samme totalvirkningsgrad). Dette skyldes at virkningsgraden på grunn av et lavere utgangsnivå, øker relativt sett mer i et kullkraftverk enn i et gasskraftverk når varme produseres i tillegg til kraft.

Mens CO₂-utslippene er avhengige av type brensel og virkningsgrad i kraftproduksjonen, vil NO_x-utslippene også avhenge av forbrenningsteknologien. Med lav-NO_x-brennere for gass og olje er det mulig å redusere NO_x-utslippene betydelig sammenlignet med konvensjonell forbrenningsteknologi. NO_x kan eventuelt i tillegg fjernes fra avgassen ved såkalt selektiv katalytisk reduksjon (Selective Catalytic Reduction, SCR).

24.6.2 Miljøkrav og avgassrensing

Norske miljøkrav i form av krav knyttet til utslipp eller krav om avgassrensing vil variere fra prosjekt til prosjekt og være avhengig av type brensel, størrelse av anlegg og om det er et eksisterende eller nytt anlegg. Hver konsesjonssøknad blir behandlet

individuelt. De krav som er gjengitt i det følgende er derfor å betrakte som veiledende og som minimumskrav.

Ved vurdering av konsesjon for forbrenningsanlegg legges prinsippet om «Best Available Techniques» (BAT) til grunn. Miljøkrav basert på BAT-prinsippet betyr i praksis at miljøvernmyndighetene i forbindelse med konsesjonssaker og formulering av krav, i utgangspunktet stiller krav til teknologi uansett resipient. For større anlegg er det mulig at det i framtiden vil bli stilt krav om rensing av CO₂.

Ifølge EØS-avtalen mellom Norge og EU, er SFT forpliktet til å harmonisere sine miljøkrav i henhold til EU-direktivene. Etter en overgangsperiode vil de krav som er satt i EU-direktivene, også gjelde Norge.

Tabell 24.3 gir en oversikt over utslippskrav (anbefalte maksimale utslipp) for ulike forbrenningsteknologier og ulike utslipp. Utslippskravene kan variere med størrelsen på anleggene eller om de gjelder eksisterende eller nye anlegg.

Tabell 24.3: Utslippskrav for ulike anlegg.

	Svovel %	SO ₂ mg/ Nm ³	NO _x mg/ Nm ³	CO mg/ Nm ³	Støv mg/ Nm ³
Kullfyrte forbrenningsanlegg	1,2	400-2000	650	175	50-150
Oljeforbrenningsanlegg i industrien	0,8-1,0	400-1700	300-450	100	30-100
Gassfyrte forbrenningsanlegg og gasskraftverk i raffineriene		35	100-350	50	5
Gassfyrte turbiner (Kårstø)		5	50-100	40	5

Kilde: SFT, SINTEF

Det finnes et mindre antall kullfyrte forbrenningsanlegg i gartnerier. De fleste kullfyrte anleggene er i størrelsesorden 1 MW, men det finnes anlegg med kapasitet på opp til 13 MW.

Det finnes et 30-talls små (1,8-5 MW) og et 30-talls mellomstore (om lag 5 MW) oljefyrte varmesentraler i Norge, som bruker både lett- og tungolje. Bortsett fra krav til maksimalt svovelinnhold i olje i henhold til svovelforskriften³², har SFT ikke stilt andre krav til disse anleggene. Svovelforskriften fastslår blant annet at det er forbud mot brenning av olje med høyere innhold enn 1 prosent svovel i de 13 sørligste fylkene i tillegg til en del andre krav knyttet til beliggenhet. Det finnes i tillegg mange små (om lag 1 MW) og mange mellomstore (1-5 MW) oljeforbrenningsanlegg i industrien. For de fleste anleggene har SFT stilt krav til svovelinnholdet i oljen.

Store gassfyrte forbrenningsanlegg og gasskraftverk finnes i raffineriene (6 anlegg totalt). I tillegg til de gassfyrte forbrenningsanleggene, finnes det et mindre antall gassfyrte turbiner ved gassterminalen på Kårstø (12-35 MW). Disse anleggene kan maksimalt slippe ut 90 kg NO_x per time.

Avgassrensing

Tabell 24.4 gir en oversikt over de mest vanlige renseanlegg for avgasser.

32. Forskrift om svovelinnhold i ulike oljeprodukter, Miljøverndepartementet 20. juni 1995.

Tabell 24.4: Typer renseanlegg for avgasser.

Renseanlegg	Funksjon
Sykloner	Fjerner større støvpartikler
Posefilter	Fjerner støv
Elektrofilter	Fjerner støvpartikler
Elektroskrubbere	Fjerner støv og partikler
Våtvaskere (skrubbere)	Fjerner vannløselige forurensninger som HCl og SO ₂
Halvtørre skrubbere	Fjerner sure forbindelser med basisk vaskeløsning
Tørre skrubberanlegg	Fjerner sure forbindelser med kalk og organiske mikroforurensninger med kulladsorbent
Termiske etterbrennere	Fjerner VOC (flyktige organiske forbindelser), organiske mikroforurensninger og CO
Katalytisk forbrenning	Fjerner VOC, organiske mikroforurensninger og CO
Katalytiske reduksjonsanlegg (Selective Catalytic Reduction (SCR))	Fjerner NO _x ved å redusere NO _x til N ₂ ved å tilsette NH ₃ , eller urea, samt reduserer dioksinutslipp
Ikke-katalytiske reduksjonsanlegg (Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR))	Fjerning av NO _x ved å tilsette reduserende kjemikalier

Kilde: SINTEF

24.6.3 CO₂-separering og deponering

Det eksisterer i dag kommersielt tilgjengelige teknologier for separering og deponering av CO₂ fra kraftproduksjon. Hovedbarrieren for å utnytte disse teknologiene er at de er energikrevende og relativt kostbare. Jo høyere kostnadene for å slippe ut CO₂ blir, for eksempel i forbindelse med avgifter eller kvoter, jo bedre vil lønnsomheten av å fjerne CO₂ bli. Teknologier for storskala separering av CO₂ fra avgasser eksisterer, men er lite utviklet. Disse teknologiene kan deles inn i fire hovedprosesser:

- Absorpsjon
- Adsorpsjon
- Lavtemperatur prosesser
- Membraner

Av disse er det bare absorpsjon og absorpsjon kombinert med membran som er økonomisk realistiske alternativer. Det er viktig å være klar over at fjerning av CO₂ (og andre komponenter) representerer forbruk av energi. For eksempel vil et gasskraftverk med fjerning av CO₂ forbruke mer naturgass for å gi den samme kraftmengden som et tilsvarende anlegg uten fjerning av CO₂. Fjerning av CO₂ vil da gi lavere virkningsgrad.

Absorpsjon

Absorpsjonssystemer er normalt kontinuerlige vaskesystemer der røykgassen «vaskes» med et løsningsmiddel. Hoveddelen av løsningsmidlene som benyttes for å fjerne CO₂, baserer seg på et absorberende kjemikalie. Løsningsmidlene kan deles inn i tre hovedtyper:

- *Kjemisk løsningsmiddel* der CO₂ reagerer med løsningsmiddelet (for eksempel monoetanolamin (MEA)) og danner en midlertidig blanding med svake bindinger. Når denne blandingen utsettes for varme, frigjøres CO₂ igjen, og løsn-

ingsmiddelet blir regenerert. Kjemiske absorpsjonsprosesser kan benyttes ved lave CO₂-konsentrasjoner, men røykgassen bør være fri for SO₂, O₂, hydrokarboner og partikler.

- *Fysisk løsningsmiddel* der CO₂ absorberes fysisk i løsningsmiddelet (for eksempel Selexol). Når denne blandingen utsettes for trykkreduksjon og/eller varme, frigjøres CO₂ igjen, og løsemiddelet blir regenerert. Fysisk absorpsjon foregår ved høyt trykk og er mest egnet ved høy konsentrasjon av CO₂.
- *Hybrid løsningsmiddel* kombinerer de beste egenskapene i kjemiske og fysiske løsningsmidler og er vanligvis sammensatt av mange komplementære løsningsmidler. Tendensen har vært å utvikle spesialtilpassede blandinger for de ulike behov.

Siden prosessen er energikrevende, fører separering av CO₂ ved hjelp av absorpsjonsteknikker typisk til en reduksjon i virkningsgrad på 10-13 prosentpoeng i kraftproduksjonsprosesser der CO₂-innholdet i røykgassen er relativt lavt. Dette gjelder for eksempel for et kombikraftverk basert på naturgass. Ved høy konsentrasjon av CO₂³³ kan en oppnå å fjerne 99,5 prosent av CO₂ uten at virkningsgraden reduseres med mer enn 2,4 prosentpoeng. I en slik prosess består røykgassen stort sett av CO₂, slik at det egentlig er de andre komponentene, for eksempel vanddamp, som fjernes.

Adsorpsjon

Adsorpsjonssystemer for CO₂ baserer seg på at røykgassen strømmer gjennom en seng av faste partikler hvor CO₂ adsorberes på overflaten av partiklene. Kapasiteten til faste stoffer til å adsorbere CO₂ er generelt lav, og energibehovet er stort. Adsorpsjonsprosesser er best egnet når CO₂-innholdet i røykgassen er lavt.

Med den teknologien som eksisterer per i dag, er adsorpsjon en lite attraktiv prosess for CO₂-separering. Det er imidlertid mulig at adsorpsjon i kombinasjon med andre metoder eller med nye materialer kan bli mer aktuelt i framtiden.

Lavtemperatur-prosesser

Lavtemperatur-prosesser kan fjerne CO₂ ved å komprimere og kjøle ned røykgassen og dermed kondensere ut CO₂. Minimal andel av CO₂ i gassblandingen oppnås ved å senke temperaturen og øke trykket så mye som praktisk mulig, men det er i de fleste tilfeller ikke hensiktsmessig å gå under frysepunktet for CO₂ (-56,6 °C). Slike prosesser er foreløpig bare relevante ved høy CO₂-konsentrasjon i røykgassen. Ved lave konsentrasjoner kan en ende opp med et kraftanlegg som bruker mer elektrisitet enn det produserer.

Membraner

Membranteknologi ble tatt i bruk i forbindelse med gassrensing i større skala på 1980-tallet. I forbindelse med CO₂-separering er to membranteknikker relevante; gasseparering og gassabsorpsjon.

Separering av en komponent fra en gassblanding baserer seg på en forskjell i fysisk eller kjemisk interaksjon mellom komponentene i blandingen og membranmaterialet. Dette får en komponent til å bevege seg raskere gjennom membranen enn en annen (selektivitet). Gasskomponenten diffunderer altså gjennom membranmaterialet. Forskjellige typer gasseparasjonsmembraner (listet etter avtagende grad av kommersialisering) er:

- Polymer membraner
- Palladium baserte membraner (foreløpig svært dyre)

33. Høy konsentrasjon av CO₂ vil for eksempel forekomme i en IGCC-prosess (integrrert gassifisering (primært av kull) kombinert syklus) med resirkulasjon av CO₂ og forbrenning med oksygen i stedet for luft.

- Membraner med kjemisk reaksjon
- Molekylære sikter

Gassabsorpsjonsmembraner benyttes som en kontaktflate mellom en gasstrøm og en væskestrøm, og representerer en kombinasjon av absorpsjonsteknologi og membran-teknologi. Absorpsjonsmiddelet som benyttes er MEA. Denne teknologien betegnes som lovende. Et problem er imidlertid at bruk av absorpsjonsmidler til å fjerne CO₂ gir spesialavfall som må tas hånd om. Det arbeides med å finne fram til stoffer hvor man slipper problemet med spesialavfall.

Deponering av CO₂

Dersom man begynner å fjerne CO₂ fra røykgassen i forbindelse med kraftproduksjon i stor skala, vil dette gi behov for deponering av store mengder CO₂. Flere mulige konsepter for deponering av CO₂ er blitt evaluert. De viktigste er:

- Deponering i havene
- Deponering i dype saltholdige grunnvannsjikt
- Deponering i tomme olje- og gassreservoarer
- Deponering på land gjennom binding i materialer eller løst i væsker

Kostnadene forbundet med deponering av CO₂ (eksklusive separering) vil være betydelig lavere enn kostnadene ved separering av CO₂. På lang sikt har havet det største lagringspotensialet. Når CO₂ pumpes ned på dypt vann (for eksempel 1000 meter), vil CO₂ på grunn av trykket være flytende. Det vil sannsynligvis ta 500 til 1000 år før CO₂ som er injisert på stort dyp, kommer opp til atmosfæren igjen. Imidlertid har ikke alle land tilgang til store havdyp, og de miljømessige konsekvensene er ikke fullt ut klarlagte.

Underjordiske saltholdige grunnvannsjikt og tomme olje- og gassreservoarer har også stor kapasitet. Olje- og gassreservoarer har den fordel at geologien er kjent og representerer dermed en lagringsmulighet som er tilgjengelig i dag. Den norske kontinentalsokkelen med sine store reservoarer er velegnet for lagring av CO₂. Bergartene i Nordsjøen kan ta i mot alle CO₂-utslippene fra EUs kraftverk i flere hundre år. To tredjedeler av denne lagerkapasiteten er på norsk sokkel.

SINTEF-beregninger viser at separering og deponering i slike reservoarer av 90 prosent av CO₂-utslippene fra et 350 MW gasskraftverk (kombikraftverk), vil gi en reduksjon i virkningsgraden på om lag 8 prosentpoeng, det vil si at virkningsgraden vil bli 50 prosent i stedet for 58 prosent. Kraften som produseres vil bli 8-10 øre/kWh dyrere enn om det ikke var separering og deponering. Kostnadsøkningen som følge av fjerning av CO₂ er lavere enn CO₂-avgiften offshore. Fjerning av all CO₂ (100 prosent) vil bli uforholdsmessig dyrt.

Lagring av CO₂ i fast form på land kan utelukkes på grunn av høye kostnader, mengdene og bindingstid. Skogplanting er i prinsippet mulig, men arealbehovet vil være stort (om lag 2000 km² for å absorbere den mengden CO₂ som et 500 MW kullkraftverk produserer i løpet av sin levetid).

En stor utfordring ligger i å redusere de totale kostnadene gjennom å redusere energitapene i prosessen med å fjerne CO₂. Det er grunn til å tro at videre forskning vil bidra til å redusere energitapene og kostnadene ytterligere, særlig når det gjelder utviklingen av nye kraftverk hvor en kan integrere en effektiv CO₂-fjerning i kraftverket.

24.6.4 Hydrogenkraftverk - nytt konsept for kraftproduksjon basert på naturgass

Norsk Hydro har presentert et nytt konsept for kraftproduksjon basert på naturgass som innebærer som innebærer relativt sett lave CO₂-utslipp. CO₂-utslippene kan bli om lag 90 prosent lavere enn fra et gasskraftverk uten rensing av CO₂. Konseptet innebærer at CO₂-skilles ut i forkant av kraftproduksjonen, i motsetning til hva som er beskrevet i kapittel 24.6.3 hvor CO₂-skilles ut fra avgassen etter kraftproduksjonen.

Den nye teknologien består av hovedfaser. I den første fasen er naturgass og vann de viktigste innsatsfaktorene. Metan, som er hovedingrediensen i naturgassen, reagerer med vanndamp ved temperatur på over 900 grader. Dermed frigjøres hydrogen gjennom spalting av metan, samtidig som oksygen i vannet binder seg til karbonet og danner karbondioksyd. Tilsvarende prosess benyttes i dag i amoniakkanlegg.

For at CO₂ skal kunne utnyttes på oljefelt, må vannet fjernes. Dermed får man en tørr CO₂ som kan komprimeres og sendes til injeksjon i oljereservoarer og dermed øke utvinningsgraden.

I fase to benyttes hydrogen til kraftproduksjon i en gassturbin og en dampturbin (kombikraftverk). Hydrogen og oksygen fra luft forbrenner i gassturbinen og gir elektrisk kraft. Utnyttelse av vanndamp i en dampturbin gir økt effekt, som i et tradisjonelt kombikraftverk. Avgassen fra denne prosessen består stort sett av vanndamp og luft. Utfordringen ligger i å få dokumentert og bekreftet at hydrogen kan brukes til kraftproduksjon i stor skala på denne måten.

Kostnadene knyttet til slik kraftproduksjon anslås å bli noe høyere enn ved mer tradisjonelle gasskraftverk. På den annen side vil muligheten for salg av CO₂ til oljefelt øke lønnsomheten. Virkningsgraden i kraftproduksjonen vil bli noe redusert i forhold til det maksimale som kan oppnås i gasskraftverk. Dette skyldes at prosessen med å skille ut og fjerne CO₂ er energikrevende.

Potensialet for lønnsom kraftproduksjon basert på Hydros konsept avhenger blant annet av hvor store volumer CO₂ det er betalingsvillighet for og varigheten av slike behov. Injeksjon av CO₂ for å øke oljeproduksjonen er særlig gunstig i de tilfeller hvor det ikke finnes mye naturgass i reservoaret, slik at man unngår problemer med senere rensing av CO₂ fra naturgassen. På norsk sokkel finnes det enkelte slike felt, blant annet Grane-feltet. Det er gjort innledende vurderinger som antyder et behov for rundt 4 millioner tonn CO₂ per år i 15 år for dette feltet. Injeksjon av CO₂ i oljefelt gjøres blant annet i amerikansk oljevirkosomhet.

De aktuelle prosjektene vil ha en årsproduksjon på om lag 11 TWh. Naturgassbehovet vil være om lag 2 milliarder kubikkmeter naturgass, og aktuelle lokaliseringer for kraftverkene er ilandføringsstedene for naturgass i Hordaland og Rogaland. Prosjektene vil omfatte selve kraftverkene, anlegg for forsyning av naturgass og rørledninger for transport av CO₂ til deponeringssteder på kontinentalsokkelen. De samlede investeringene er anslått til mellom 8 og 10 milliarder kroner. Det gjenstår fortsatt et omfattende utviklingsarbeid, særlig på gassturbinen, før en avklaring av de relevante tekniske og økonomiske forhold. Dersom det ikke oppstår uforutsette problemer, anslår Hydro at det vil kunne bli fremmet konsesjonssøknad innen et år.

24.6.5 NO_x-reduksjon og rensing

På grunn av at utslipp av nitrogenoksider (NO_x) bidrar til sur nedbør, påvirker helsen og virker indirekte som en drivhusgass, er det lagt ned mye forskningsinnsats

i å framskaffe forbrenningsteknologier som gir lave utslipp av NO_x og utstyr for å rense røykgassen.

Det er normalt to hovedkilder til dannelsen av NO_x i en forbrenningsprosess; nitrogen i brenselet (brensel- NO_x) og nitrogen i forbrenningsluften (termisk- NO_x). Dannelsen av termisk NO_x er sterkt avhengig av temperaturen i forbrenningsprosessen, mens dette i mindre grad er tilfelle for brensel- NO_x .

Kull

Fjerning av NO_x kan skje enten ved primære eller sekundære tiltak. Primære tiltak er tiltak som innvirker på forbrenningsprosessen slik som «overfire air», trinvis forbrenning, «reburning», røykgassresirkulasjon og overgang til annen teknologi som «fluidized bed». Sekundære tiltak innebærer rensing av røykgassen. Slike prosesser er selektiv katalytisk reduksjon (SCR) og selektiv ikke-katalytisk reduksjon (SNCR) som termisk de- NO_x .

SCR-anlegg kan gi utslippreduksjoner opp mot 90 prosent. Levetiden på utstyret er imidlertid kort (om lag 5 år). Termisk de- NO_x -anlegg kan gi utslippsreduksjoner opp mot 70 prosent, mens primære tiltak kan gi utslippsreduksjoner opp mot 60 prosent.

I tillegg finnes det prosesser for samtidig utskilling av NO_x og SO_2 basert på aktivt kull eller katalysatorer. På grunn av høye kostnader er det bare noen få anlegg i verden som har slikt utstyr installert. Reduksjoner med inntil 95 prosent kan oppnås både for SO_2 og NO_x .

Olje

Reduksjon av NO_x -utslipp fra oljebrennere oppnås først og fremst gjennom utformingen av brenneren. På samme måte som for gassbrennere, om enn ikke i like stor grad, har det skjedd en dreining mot lav- NO_x -brennere, først og fremst for lettoljebrennere. For større anlegg basert på for eksempel tungolje, kan det være aktuelt med sekundære tiltak som selektiv katalytisk reduksjon (SCR) og selektiv ikke-katalytisk reduksjon (SNCR).

Naturgass

Forbrenning av naturgass skjer hovedsakelig i kjelanlegg med en gassbrenner eller i en gassturbin. Både når det gjelder gassbrennere og gassturbiner har det skjedd en klar dreining mot lav- NO_x -teknologi. Utviklingen av brennere kan komme til å favorisere kompakte enheter der brenner og kjel er utviklet sammen. Også fra gassmotorer for kraftproduksjon forventes det en reduksjon av NO_x -utslippene i tiden som kommer.

Det er tre metoder som benyttes for å redusere utslippene av NO_x fra gassturbiner:

- Selektiv katalytisk reduksjon (SCR) av eksosen fra gassturbinen ved hjelp av amoniakk
- Vann- eller dampinjeksjon i brennkammeret
- Bruk av premix- eller hybridbrennere (lav- NO_x -brennere)

Utviklingen går i retning av å bruke lav- NO_x -brennere. De laveste utslippene som produsentene kan garantere med slike brennere, ligger 60 prosent lavere enn «normale» utslipp fra gassturbiner. Resultater av forsøk viser at det er mulig å komme enda lavere for NO_x -utslipp fra gassturbiner.

Bruk av lav- NO_x -brennere gir bare beskjedne utslag for produksjonskostnadene ved kraftproduksjon. Kostnadene ved slik teknologi ligger først og fremst i utviklingskostnadene.

24.6.6 CO-reduksjon

Den teknologiske utviklingen av forbrenningsteknisk utstyr, med stadig strengere krav til effektivitet og utslipp, har ført til at utslipp av CO ikke lenger kan betraktes som noe problem for anlegg over en viss størrelse. Siden CO er en brennbar gass, betyr utslipp av CO redusert virkningsgrad for et forbrenningsanlegg. Dette gir en målsetting om å brenne ut all CO i brennkammeret. De viktigste faktorene for å oppnå dette, er god blanding mellom brensel og luft, høy nok temperatur og tilstrekkelig oppholdstid i brennkammeret. Det er i første rekke små enheter, slik som vedovner og mindre oljefyrte enheter, som gir CO-utslipp av betydning. For disse pågår det også en utvikling som vil bidra til reduserte NO_x-utslipp.

24.7 SKATTER OG AVGIFTER PÅ FOSSILE BRENSLER I NORGE

Det er et relativt omfattende system av skatter og avgifter i forbindelse med produksjon og forbruk av fossile energikilder i Norge. I det følgende gis en omtale av noen hovedtrekk ved beskatningen av petroleumsvirksomheten og oppdaterte avgifter på fossile brenslere. For en mer fullstendig gjennomgang av dette skatte- og avgiftssystemet, se NOU 1996:9 Grønne skatter - en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting og Budsjett-innst. nr. 1 (1997-98).

24.7.1 Beskatningen av petroleumsvirksomheten

Petroleumsbeskatningen bygger i utgangspunktet på reglene for den ordinære bedriftsbeskatningen, men det er innført viktige særordninger i petroleumsskatteloven. Det skyldes blant annet at det er en betydelig meravkastning (grunnrente) knyttet til utvinning av olje og gass på norsk sokkel sammenlignet med annen næringsvirksomhet. Ettersom meravkastningen i petroleumsvirksomheten stammer fra utvinning av en nasjonal fellesressurs, skattlegger staten grunnrenten på vegne av fellesskapet.

Skattereglene for petroleumsvirksomheten innebærer at oljeselskapene i utgangspunktet skal beskattes med 28 prosent av *alminnelig inntekt* etter de samme regler som andre foretak, selv om det finnes en rekke særregler. I tillegg er det innført en *særskatt* på 50 prosent, slik at høyeste marginalsatt er på 78 prosent. Formålet med særskatten er å sikre at grunnrenten knyttet til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel tilfaller fellesskapet.

Særskatten på 50 prosent er i utgangspunktet beregnet på samme grunnlag som skatt på alminnelig inntekt, men det gis i tillegg et ekstra fradrag kalt en *friinntekt*. Formålet med friinntekten er å bidra til å sikre at normalavkastningen ikke ilegges særskatt.

I tillegg til skatt på alminnelig inntekt og særskatt, betales det ulike avgifter. Det skal betales en *CO₂-avgift* på olje og gass som forbrennes eller som slippes direkte ut til luft som følge av utvinningsvirksomheten og transport av petroleum på kontinentalsokkelen, se nærmere omtale i 24.7.2. Avgiften regnes som en fradragsberettiget driftskostnad i petroleumsvirksomheten, noe som bidrar til å redusere netobeløpet som oljeselskapene faktisk må betale.

Produksjonsavgiften er opphevet for nye felt, men den må fortsatt betales for oljeproduksjon fra felt som ble besluttet utbygget før 1. januar 1986. Avgiften utgjør mellom 8 og 16 prosent av feltenes bruttoproduksjonsverdi.

24.7.2 Avgifter på forbruket fossile brensler

Dagens avgiftssystem på fossile brensler omfatter de fleste petroleumsproduktene gjennom bensinavgiften og mineraloljeavgiften. Begge disse avgiftene har siden 1991 hatt et CO₂-element. I 1991 ble det også innført en CO₂-avgift på gass- og oljeforbrenning i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Fra 1. juli 1992 ble det innført en CO₂-avgift på visse anvendelser av kull og koks.

CO₂-avgiftene

Siden innføringen av CO₂-avgiften i Norge er det blitt foretatt enkelte endringer i avgiftssatsene og avgiftsgrunnlaget. Etter 1992 har avgiftenes realverdi stort sett vært uendret. På den annen side har det siden innføringen av avgiftene, eksistert omfattende fritaksordninger. For treforedlingsindustrien og sildemelindustrien er det innført halv avgiftssats.

Innføringen av CO₂-avgiften økte isolert sett det totale avgiftsnivået på mineralolje betraktelig. Av hensyn til næringslivets konkurranseevne ble grunnavgiften på mineralolje derfor først redusert og deretter fjernet. Det samlede avgiftsnivået på mineralolje i dag er således betydelig lavere enn i 1991 (se under), men det er likevel høyere enn hva det var før 1991.

De norske CO₂-avgiftene er relativt høye i forhold til lignende avgifter som er innført eller foreslått i andre land. Dette gjelder særlig avgiften på bensin. For å gjøre en sammenligning mellom land, kan man imidlertid ikke bare se på CO₂-avgifter. Alle land avgiftsbelegger fossile brensler, selv om disse avgiftene ikke er gitt betegnelsen CO₂-avgifter.

Det er flere fritak for CO₂-avgiftene. Anvendelsene av de fossile brenslene som ikke er CO₂-avgiftsbelagt, er opphav til om lag 43 prosent av de totale CO₂-utslippene.

Satsene på CO₂-avgiftene varierer til dels betydelig mellom ulike anvendelser, se tabell 24.5. Tabellen viser de vedtatte avgiftssatsene for 1998, og hva satsene tilsvarende når de regnes om til avgift per tonn CO₂-utslipp.

Tabell 24.5: CO₂-avgiftssystemet.

	Avgift		Avgiftssats omregnet til kr per tonn CO ₂
	Enhet	Sats	
Bensin	Kr/l	0,89	384
Lette fyringsoljer, autodiesel med videre.	Kr/l	0,445	168
Tunge fyringsoljer	Kr/l	0,445	143
<i>Sektorer med redusert sats:</i>			
Treforedlingsindustrien	Kr/l	0,2225	84/72
Sildemelindustrien	Kr/l	0,2225	84/72 (lettolje/tun- golje)
<i>Sektorer unntatt for avgift:</i> Luftfart, Utenriks sjøfart, Godstransport i innenriks sjøfart, Kystfiske, Fiske og fangst i fjerne farvann, Supplyflåten			
Kull og koks			
<i>Til energiformål:</i>			
Kull	Kr/kg	0,445	183
Koks	Kr/kg	0,445	139
<i>Sektorer fritatt for avgift:</i> Sement- og leca- produksjon, Kull og koks til prosessformål (Fer- rolegerings-, karbid- og aluminiumsindustri)			
Olje på kontinentalsokkelen	Kr/l	0,89	336
Gass på kontinentalsokkelen	Kr/Sm ³	0,89	382

Kilde: Finansdepartementet

Satsene på CO₂-avgiftene for mineralolje og kull/koks er halvparten av satsene på gass og olje brukt i Nordsjøen og på bensin. Sildemelindustrien og treforedlingsindustrien betaler halv CO₂-avgift på mineralolje.

CO₂-avgiften på kull og koks ble innført 1.7.1992. Bakgrunnen for innføringen var dels å unngå en miljømessig uheldig overgang til kull og koks for energiformål som følge av de senere års avgiftsøkning på fyringsolje, dels å fremme bruken av mer miljøvennlige energibærere til erstatning for kull og koks. Avgiften omfatter ikke kull og koks brukt som råvare eller reduksjonsmiddel i industrielle prosesser. Det gis også avgiftsfritak for kull og koks brukt som energi i forbindelse med produksjon av sement og leca. Følgen av disse fritakene er at så å si alt forbruk av kull og koks, 99 prosent, er unntatt avgiftsplikten. De avgiftsbelagte bruksområdene er innen landbruk (drivhus), næringsmiddelindustrien, treforedling, steinbearbeiding og annen produksjon av jord og steinvarer samt i private husholdninger.

Avgiften på forbrenning av olje og gass på produksjonsinstallasjoner på norsk sokkel ble innført 1.1.1991. I forbindelse med petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel brukes naturgass blant annet som brenngass til energiproduksjon. I tillegg kommer avfakling av gass. Olje og diesel er også omfattet av avgiften, blant annet for å hindre overgang til disse energibærerne. For gass er det bare innført avgift for bruk innen petroleumssektoren.

Fritak for avgiften og ulike satser gjør at ulike aktører står overfor forskjellige marginalkostnader ved å redusere sine utslipp. Dette er ikke i tråd med hva som på lang sikt vil være en kostnadseffektiv avgiftspolitik. CO₂-avgiftenes nåværende utforming med store satsforskjeller og unntaksordninger har flere begrunnelser. En begrunnelse er hensynet til konkurransevnen til visse bransjer. Dette gjelder særlig den energi- og utslippsintensive delen av industrien, der basisteknologien er allment kjent, og det er små muligheter for å velte økte produksjonskostnader over på prisene.

I St prp nr 54 (1997-98) Grønne skatter, foreslår regjeringen at det innføres en CO₂-avgift på 100 kroner/tonn på utslippskilder som i dag ikke betaler avgift og på utslippskilder som i dag har lavere avgift. Forslaget om CO₂-avgift går noe lengre enn det Grønn skattekomisjon foreslo. Dette skyldes ikke minst at det nå er forhandlet fram en klimaavtale, som gjør at land som er parter i avtalen må begrense sine utslipp. Det foreslås samtidig at utslippene fra bruk av innsatsvarer som reduksjonsmiddel og råvare i prosessindustrien blir kompensert fullt ut for CO₂-avgiften. Kompensasjonen blir foreslått trappet ned over tid. Dagens CO₂-avgifter på bensin, mineralolje og utslipp fra petroleumsvirksomheten videreføres.

Mineraloljeavgifter

Mineraloljeavgiften er sammensatt av en CO₂-avgift og en tilleggsavgift (svovelavgift). CO₂-avgiften regnes per liter og er lik for alle mineraloljeprodukter. Svovelavgiften øker med svovelinnholdet. Svovelavgiften er i dag 7 øre per liter olje og per 0,25 prosent vektandel svovel. Olje med mindre svovelinnhold enn 0,05 prosent er fritatt for avgift. De viktigste produktgruppene som faller inn under avgiftsplikten er marin gassolje, samt lett og tung fyringsolje.

Fram til 1.1.1991 besto mineraloljeavgiften av en grunnavgift og den svovelgraderte tilleggsavgiften. Som tidligere nevnt, medførte innføringen av CO₂-avgiften 1.1.1991 at det totale avgiftsnivået på mineralolje ble hevet betydelig. Tabell 24.6 viser de siste års utvikling i avgiftssatsene for mineralolje.

Tabell 24.6: Avgiftssatser på mineralolje 1990-1996. kr/l

	1990	1991	1992 1. halvår	1992 2. halvår	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Grunnavgift	0,31	0,32	0,32	0,17	0	0	0	0	0	0
CO ₂ -avgift	0	0,30	0,30	0,30	0,40	0,41	0,415	0,425	0,435	0,445
SO ₂ -avgift ¹	0,05	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Sum	0,36	0,69	0,69	0,54	0,47	0,48	0,485	0,495	0,505	0,515

¹) Laveste trinn for SO₂-avgiften

Kilde: Finansdepartementet

Grunnavgiften i mineraloljeavgiften ble redusert fra andre halvår 1992, og den ble fjernet fra 1993, da CO₂-avgiften ble økt til 40 øre per liter. Dette innebar at samlet avgift på mineralolje ble redusert nominelt med 22 øre per liter i forhold til 1. halvår 1992.

I dag betales det svovelavgift for det meste av mineraloljeforbruket, mens innsatsvarer som brukes i industrielle prosesser, først og fremst kull og koks samt råolje som raffineres, ikke er avgiftsbelagt. Det er færre fritak for svovel-elementet enn CO₂-elementet av mineraloljeavgiften.

Svovelavgiften er utformet som en produktavgift. Hele eller deler av avgiften refunderes dersom bedriftene kan dokumentere at rensetiltak eller binding av svovel i sluttprodukter medfører at utslippet av svovel er mindre enn det som svovelinnholdet i den benyttede oljen skulle tilsi. Avgiftssatsen har vært uendret siden 1991.

Svovelinnholdet i de lettere oljetyperne er blitt redusert. I 1988 ble avgiftstrinene i svovelavgiften redusert fra 0,5 prosent til 0,25 prosent svovelinnhold i produktene. Fra 1992 falt avgiftsplikten bort for olje med mindre enn 0,05 prosent svovel. Det meste av lett fyringsolje har mindre enn 0,05 prosent svovel. Det har vært en kraftig reduksjon i forbruket av tungolje de siste 15 årene. Samtidig har man i meget stor grad gått over fra normalsvovlet til lavsvovlet tungolje. Avgiften har bidratt til at lavsvovlet tungolje er blitt rimeligere enn normalsvovlet.

I stortingsproposisjonen om grønne skatter foreslår regjeringen å utvide svovelavgiften med 3 kroner/kg til anvendelser som i dag ikke betaler avgift. Dette er i hovedsak kull og koks som benyttes i industrien. Dette er noe lavere avgift enn det som ble foreslått av Grønn skattekommisjon. Bakgrunnen er at det ikke er behov for en vesentlig sterkere bruk av virkemidler for å oppfylle forpliktelsen i Oslo-protokollen om ytterligere reduksjon i svovelutslippene.

KAPITTEL 25

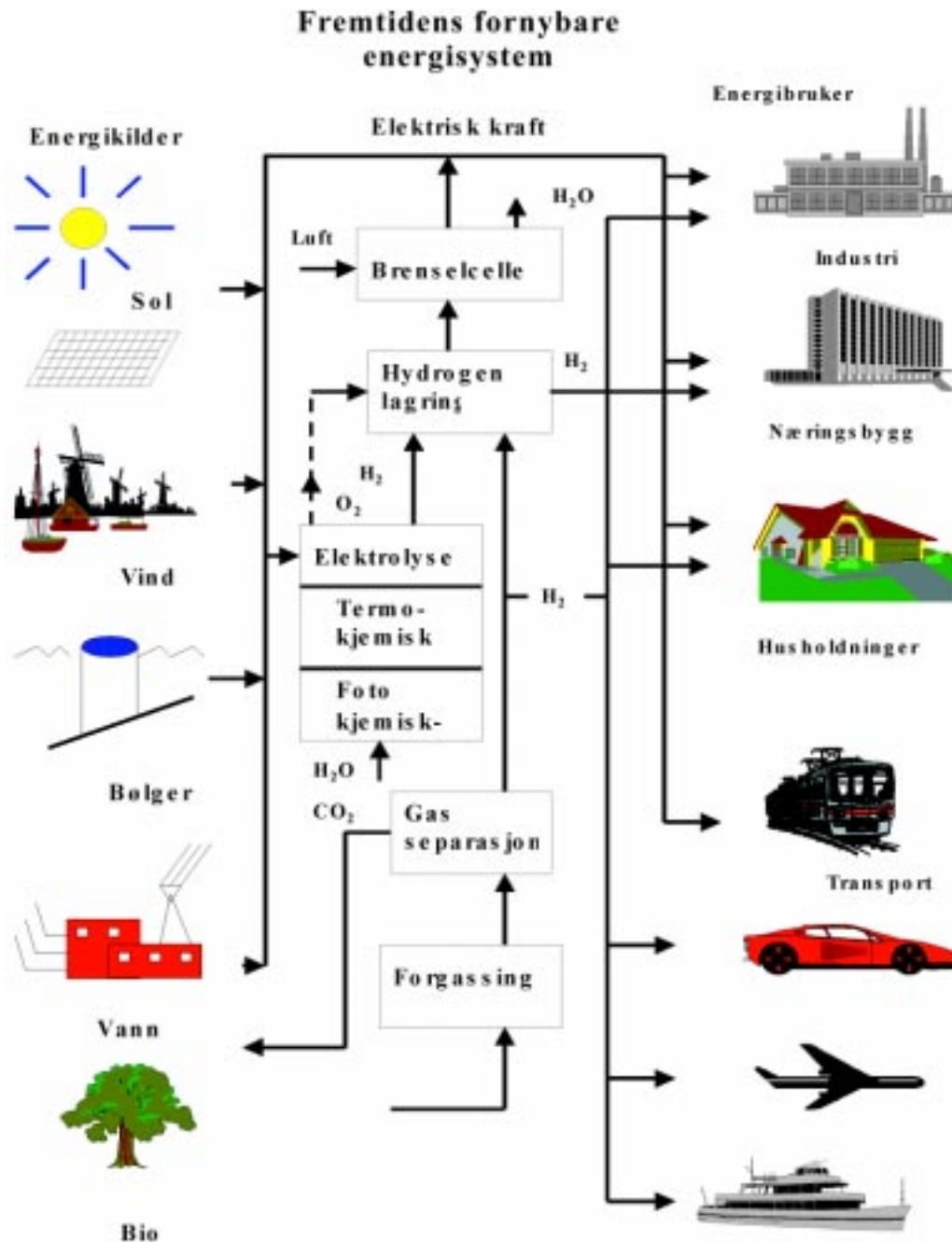
Energiteknologier

Mens kapittel 23 tar for seg ulike energikilder, vil dette kapittelet gå nærmere inn på enkelte «kilder» til energi som ikke går inn under begrepet energikilder, men som heller er teknologier for produksjon av energi. I tillegg blir hydrogen som energibærer beskrevet. Begrepet energibærer blir brukt når energien har fått en slik form at den egner seg godt til distribusjon og bruk.

25.1 HYDROGEN**25.1.1 Ressursgrunnlag**

Hydrogen (H) er et grunnstoff som ikke er tilgjengelig i naturen i fri tilstand, men som må produseres fra et hydrogenholdig råstoff. Hydrogen er derfor en energibærer, og ingen energikilde i vanlig forstand. Hydrogen finner man for eksempel i vann, hydrokarboner og i alt organisk materiale. Hydrogenet kan her skilles ut, og det dannes hydrogengass. Se vedlegg 4 for en forenklet illustrasjon av aktuelle «energiruter» med hydrogen som energibærer.

I fremtidige energisystemer kan hydrogen supplere elektrisitet som en miljøvennlig energibærer, fordi det mer hensiktsmessig kan lagres, transporteres og anvendes som drivstoff. På lang sikt kan man tenke seg et energisystem basert fullstendig på fornybar energi med hydrogen og elektrisitet som energibærere. Dette er illustrert i figur 25.1.



Figur 25.1 Tenkt fremtidig energisystem basert på hydrogen og elektrisitet

Kilde: IFE

Den dominerende produksjonsmåten for hydrogen er *produksjon fra fossile hydrokarboner* (særlig naturgass). Ca. 90 prosent av de 45 millioner tonn hydrogen som per idag produseres i verden, kommer fra slike kilder. Dampreforming av naturgass, det vil si reformering av naturgass (spalting av hydrogen og karbon) ved hjelp av vann i dampform, er den billigste produksjonsmetoden og står for nær halvparten av verdens produksjon. Ved denne prosessen dannes det CO₂ som stort sett slippes ut i atmosfæren. Mye forskning pågår med sikte på å løse dette utslippsprob-

lemet. Beregninger viser at CO₂-fjerning ved hydrogenproduksjon fra naturgass vil øke hydrogenprisen med ca 25 prosent (3).

CO₂-fri hydrogenproduksjon fra fossile råstoffer kan skje ved spalting av naturgass eller andre hydrokarboner i rent hydrogen og rent karbon. Karbonproduktet er en form for sot som kalles «Carbon Black» og brukes blant annet i bilgummi, trykksverte og plast. Metallurgisk industri kan også benytte seg av dette karbonet. Carbon Black kan dessuten bli en energibærer egnet for lagring og eventuelt fremtidig bruk i varmekraftverk, særlig slike som ligger godt til rette for CO₂-fjerning. Hydrogen kan også fremstilles fra biomasse. Finland har en betydelig hydrogenproduksjon basert på torv (250 000 tonn/år). Kostnadene ved produksjon av hydrogen ved forgassing av biomasse ventes å komme ned på dagens nivå for hydrogen produsert fra naturgass, ifølge en finsk undersøkelse (4).

Direkte fotoproduksjon av hydrogen skjer ved at energien i sollys utnyttes direkte til å spalte vann i hydrogen og oksygen. En slik metode er *fotoelektrokjemisk* vannspalting, som er utprøvd i laboratorier.

En annen lovende metode er *fotobiologisk* hydrogenproduksjon, som er basert på at visse mikroorganismer (alger og bakterier) produserer hydrogen med sollys som energikilde. Teknologien for slik produksjon er enkel og rimelig. Virkningsgraden er imidlertid lav og arealbehovet stort. NIVA (Norsk institutt for vannforskning) er engasjert i forskning og utvikling på dette området og deltar i internasjonalt samarbeid i regi av det internasjonale energibyrådet (IEA).

Hydrogen kan også produseres ved *elektrolyse* av vann. Ca 4 prosent av dagens hydrogenproduksjon skjer ved elektrolyse. Norsk Hydro har i en årrekke produsert hydrogen på denne måten (se også kapittelet «Aktiviteter i Norge»).

Tabell 25.1 gir en oversikt over kostnadene for produksjon av hydrogen ved ulike produksjonsmetoder.

Tabell 25.1: Kostnadsanslag for produksjon av hydrogen ved ulike produksjonsmetoder (per enhet energiinnhold i hydrogen). øre/kWh

Metode	Kostnad, øre/kWh
Reformering av naturgass	13 ¹
Gassifisering av kull	28 ²
Gassifisering av biomasse	33 ²
Partiell oksidasjon av olje	23 ²
Vannelektrolyse, elektrisitet fra vannkraft	30 ²
Vannelektrolyse, elektrisitet fra vindkraft	80 ²
Vannelektrolyse, elektrisitet fra utnyttelse av termisk sole- energi	100-130 ²
Vannelektrolyse, elektrisitet fra fotovoltaiske celler	118-260 ²

¹ Med CO₂-deponering anslås kostnaden til 18-20 øre/kWh

² El-kostnaden utgjør ca 60 prosent av totalkostnaden

Kilde: Financial Times Energy Publishing (1)

For fotobiologisk hydrogenproduksjon er det nylig gjort et kostnadsoverslag som - med nokså optimistiske forutsetninger - ga en hydrogenkostnad på 30 øre/kWh.

25.1.2 Lagring og transport av hydrogen

Hydrogen har et energiinnhold på 33 kWh/kg. Dette er omtrent tre ganger så høyt som bensin og diesel. Tettheten for gassformig hydrogen er imidlertid svært lav (0,09 kg/m³ ved atmosfærisk trykk), slik at enhver praktisk bruk som drivstoff vil kreve enten nedkjøling til flytende hydrogen eller en eller annen form for komprimering.

Det finnes i prinsippet tre måter å lagre og transportere hydrogen på:

Den vanlige lagringsformen er *komprimering til gass under trykk* (CH₂) (200 bar, homogen temperatur). Men tunge trykkbeholdere i stål er dårlig egnet som drivstofftanker i kjøretøy. Dette kan løses ved hjelp av moderne materialteknologi, for eksempel gjennom bruk av spesielle komposittmaterialer. Større mengder hydrogen kan lagres i undergrunnsreservoarer. I industriområder i Europa og USA transporteres komprimert hydrogengass i rør. Ifølge en norsk kalkyle kan hydrogen produsert ved elektrolyse og komprimert til CH₂ leveres fra en «Hydrogen-stasjon» til en kostnad av 57 øre/kWh. Dette tilsvarer en bensinpris på 5,70 kr/l (2).

Kondensering til flytende hydrogen (LH₂) er velprøvd teknologi, blant annet i romfart. Hovedproblemet er å holde temperaturen lav, idet det kreves en temperatur på -253 °C. En annen ulempe er at kondenseringen er energikrevende, den bruker energi tilsvarende 1/3 av energiinnholdet i hydrogenet. Nye teknikker, som for eksempel magnetisk avkjøling, ser ut til å kunne bedre virkningsgraden og redusere energiforbruket betydelig. Blant annet Tyskland har utviklet teknologi for lagring av LH₂ i kjøretøyer og for påfylling av lagertanker. BMW har testbiler med flytende hydrogen som drivstoff.

Lagring i hydrogenrike forbindelser er en tredje løsning. Særlig interessante i denne sammenheng er *metallhydrider*, der hydrogen danner faste forbindelser med metaller og legeringer. Slik lagring kan gi en større hydrogentetthet enn i flytende hydrogen. Metallhydrider regnes som en sikker lagringsform. De er enkle å håndtere og transportere. Over hele verden, blant annet hos bilprodusentene, foregår forskning for å utvikle lettere og bedre metallhydrider. Visse former for karbon har også vist seg egnet for lagring av hydrogen. Muligheten er til stede for at slike metallhydrider og karbonpulvere kan gi biler og busser vesentlig lengre rekkevidde enn bensin- og dieselmotorer.

Hydrogenrike væsker som for eksempel metyl-cyclohexan, ammoniakk eller metanol kan også benyttes som lagre for hydrogen. Fra disse kan hydrogenet spaltes relativt enkelt. Enkelte brenselcelle-biler har metanol på tanken og en liten reformer («forgasser») som omdanner metanolen til hydrogenrik gass, som blir brensel i brenselcellen.

De ulike måtene innebærer hver for seg både teknologiske og sikkerhetsmessige problemer, men disse har vist seg å være løsbare. Metallhydrider synes i et framtidsperspektiv spesielt interessante med tanke på rent hydrogen, mens hydrogenrike kjemiske forbindelser som metanol har et potensial i seg selv som utgangspunkt for hydrogen til brenselceller via reformering (omdanning). Metanol er på kort sikt (<10-15 år) mer interessant, de øvrige alternativene kan utvikles på sikt, og kan også tenkes brukt i andre sektorer enn transport.

25.1.3 Miljøforhold

Ved forbrenning av hydrogen får man i prinsippet kun vann og eventuelt små mengder NO_x, ikke CO₂. Hvordan hydrogen kommer ut i et CO₂-regnskap vil derfor være knyttet til hvordan hydrogenet blir fremstilt. Hydrogen som energibærer vil være miljøvennlig når hydrogenet produseres ved hjelp av fornybar energi uten

skadelige miljøeffekter. For eksempel vil vannelektrolyse med bruk av elektrisk energi produsert fra ikke-fossile kilder i prinsippet være fri for CO₂-utslipp.

Dersom energien til å produsere hydrogenet kommer fra fossile kilder, vil man i et livsløpsperspektiv ikke kunne betrakte hydrogen som en CO₂-fri energibærer. Ved produksjon av hydrogen fra for eksempel naturgass produseres CO₂ i tilsvarende mengder som ved forbrenning av den samme mengden naturgass.

Kværner har utviklet en prosess hvor det istedet for CO₂ produseres hydrogen og karbon i form av Carbon Black. Hvis man har et marked som er villig til å betale for Carbon Black (for eksempel bildekkindustrien) vil dette karbonet bli håndtert uten umiddelbare CO₂-utslipp (ikke før produktene eventuelt brennes ved avfallsbehandling). Et eventuelt overskudd av Carbon Black vil kunne lagres og tjene som brensel i kraftverk med CO₂-fjerning. CO₂ vil under gunstige forhold kunne deponeres, når teknologien for dette blir ferdig utviklet.

Norsk Hydro arbeider med teknologiske løsninger som kan gjøre det mulig å produsere elektrisk kraft i gasskraftverk med minimale utslipp av CO₂ til luft. Naturgass vil være råstoff for produksjon av hydrogen som deretter vil bli brukt som brennstoff i elektrisitetsproduksjon. Med en slik teknologi vil CO₂ fremkomme som en ren gass i motsetning til tradisjonell gasskraftteknologi. Fram til nå har CO₂ framkommet som en liten andel av store mengder avgasser, slik at CO₂ er vanskelig å skille ut og ta hånd om. Hydros planer er å utnytte den CO₂ som kommer fra slik produksjon til å erstatte naturgass ved injeksjon for å øke utvinningsgraden i egnede oljefelt. Bruk av CO₂ som injeksjonsgass for økt utvinning i oljefelt er praktisert med god virkning i andre land. Hydro vurderer konkret å injisere CO₂ på Grane-feltet i Nordsjøen. Et kraftverk med en årlig elektrisitetsproduksjon på 10 til 12 TWh vil gi tilstrekkelige mengder CO₂ til trykkstøtte i Grane-feltet. Hydro vil i løpet av 1998 gjennomføre et intensivt forsknings- og utredningsarbeide med sikte på å klargjøre teknologien for kommersiell bruk. Deler av teknologien er patentsøkt. Hydro regner med at teknologien vil kunne tas i bruk i løpet av de nærmeste årene.

25.1.4 Aktiviteter i Norge

Norsk Hydro har i en årrekke drevet storindustriell hydrogenproduksjon ved vannelektrolyse basert på vannkraft. Av produksjonsøkonomiske og konkurransemessige årsaker er produksjonen nå basert på hydrokarboner. Selv om Hydro ikke lenger bruker vannelektrolyse til produksjon av hydrogen, er selskapet verdensleder på området. Totalt sett er Hydro i dag en betydelig hydrogenprodusent, men produksjonen går stort sett direkte til fremstilling av ammoniakk og kunstgjødsel. Selskapet produserer årlig ca 700 000 tonn hydrogen til ammoniakkproduksjonen, hvorav ca 75 000 tonn produseres i Norge. I tillegg kommer noen tusen tonn per år som produseres i forbindelse med klorproduksjon. Norsk Hydro Electrolyzers på Notodden har videreført teknologien for vannelektrolyse, og har en stor andel av verdensmarkedet for vannelektrolysører. De har de siste årene levert ca 150 elektrolysører over hele verden. Disse elektrolysørene har typisk kapasitet i området 100-400 Nm³ hydrogen per time.

Kværner Oil & Gas har som nevnt utviklet en prosess for produksjon av hydrogen og Carbon Black fra hydrokarboner. De er nå i gang med å bygge et industrielt anlegg for slik produksjon i Canada.

Ved siden av de industrielle aktivitetene foregår det en del forskning og utvikling med tanke på bruk av hydrogen som energibærer. Ved Institutt for energiteknikk (IFE) drives systemstudier av slike anvendelser, og laboratorieforsøk som blant annet omfatter hydrogenlagring i metallhydrid og anvendelse av brenselceller. Ved IFE drives også grunnleggende forskning knyttet til lagring av hydrogen i met-

allhydrider og karbonpulvere. Universitetet i Oslo driver også en del grunnleggende forskning på hydrogen/metallsystemer. Ved Institutt for teknisk elektrokjemi, NTNU, drives forskning på vannelektrolyse i samarbeid med Norsk Hydro Electrolysers. Det forskes også på reversible, polymerelektrolytt elektrolyse og på metallhydrid for batterier. Høgskolen i Agder driver også forskning på vannelektrolyse og metallhydrid, og planlegger en «energipark» som vil omfatte demonstrasjon av hydrogen som energibærer.

I 1996 ble Norsk Hydrogenforum (NHF) etablert bestående av representanter fra norsk næringsliv, forskningsinstitusjoner og universiteter/høgskoler. NHF skal blant annet bidra til informasjonsformidling mellom norske og utenlandske miljøer innen hydrogenbaserte teknologier og fremme utdanning, forskning og nyskaping innen hydrogenteknologi.

25.1.5 Fremtidsutsikter

Hydrogen som energibærer er foreløpig i en ikke-kommersiell fase. Følgende forutsetninger må oppfylles før hydrogen for alvor kan forventes å bli brukt direkte i større skala:

- Gjennombrudd for brenselcelleteknologi
- Produksjon av hydrogen basert på fornybar energi og/eller fossile hydrokarboner med CO₂-deponering
- Tilfredsstillende løsninger tilgjengelige for lagring og distribusjon av store mengder rent hydrogen

Lokale forurensingsproblemer samt klimagassbekymringene vil utgjøre sterke drivkrefter for teknologi- og markedsutvikling i perioden fram mot 2020. Det må forventes at flere ulike drivstoff vil ta markedsandeler fra bensin og diesel i transportsektoren. Utvikling av brenselceller som vil benytte alkoholer som brennstoff (særlig metanol) kan ha betydelig potensial. Reformering av metanol til hydrogen for bruk i brenselceller kan på lengre sikt bane veien for direkte bruk av hydrogen. Denne utviklingen er i øyeblikket sannsynligvis den viktigste forutsetningen for en mulig framtidig »hydrogenøkonomi«. Store bilprodusenter satser betydelige summer for å utvikle brenselceller til bruk i biler og dette området kan stå foran et gjennombrudd i løpet av relativt få år. Bruk av metanol som hydrogen-medium inngår i denne satsingen. På grunn av de store utfordringene man står overfor på produksjons-, distribusjons- og lagringssiden, er det imidlertid tvilsomt om man i perioden fram til 2020 vil se en betydelig overgang til direkte bruk av hydrogen i transportsektoren. Det kan imidlertid komme et visst gjennombrudd for busser og andre kjøretøyer som opererer i «flåter».

Når det gjelder annen direkte bruk av hydrogen vil produksjonsmetoden i enda større grad enn for transportsektoren være avgjørende for hvor stort gjennomslag hydrogen vil få i en verden med begrensninger på CO₂-utslipp. Hydrogen brukt som energibærer eksempelvis for elektrisitetsproduksjon i stasjonære brenselceller vil måtte være produsert ved hjelp av ikke-fossile energikilder for å unngå CO₂-utslipp. Alternativt vil CO₂ fra produksjon av hydrogen fra hydrokarboner måtte deponeres på en eller annen måte. Et interessant konsept her er Norsk Hydros hydrogenkraftverk. I tillegg må man finne en tilfredsstillende løsning på utfordringene knyttet til lagring og distribusjon av store mengder hydrogen. Gitt at Norsk Hydro lykkes med sitt hydrogenkraftverk, kan anvendelse av hydrogen til elektrisitetsproduksjon være aktuelt om noen år.

Se for øvrig kapittelet 25.2 Brenselceller og kapittel 24.6.4 Fossile brenslere - Hydrogenkraftverk.

Referanser

1. Hydrogen Power, the Commercial Future of the «Ultimate Fuel», D. Hart, Financial Times Energy Publishing, 1997.
2. Kalkyle foretatt av Norsk Hydro Electrolysers (1997).
3. Decarbonisation of Fossil Fuels: Hydrogen as an Energy Carrier, H. Andnes, O. Kårstad, M. Kowal, Hydrogen Energy Progress XI, 1996.
4. Hydrogen Production Potential in the Nordic Countries, B. Gaudernack, K. Andreassen, B. Arnason, P. Lund, L. Schleisner, Hydrogen Energy Progress X, Vol. 1, 1994.

25.2 BRENSELCELLER**25.2.1 Bakgrunn**

Brenselceller ble oppdaget og demonstrert allerede i 1839. Først i 1960-årene ble det fart i utviklingen idet USA besluttet å bruke brenselceller for elektrisetsproduksjon i sine romfartøyer. På 70-tallet ble brenselceller utviklet også for stasjonære anvendelser i USA og Japan, og prøvet ut i forskjellige demonstrasjonssjekter.

Opprinnelig antok man at små enheter av brenselceller ville slå igjennom først, for bruk i blant annet kjøretøyer og lokal kombinert kraft/varmeproduksjon. I 80-årene økte optimismen med hensyn til større enheter for sentral elektrisetsproduksjon eller kombinert kraft/varmeproduksjon, og det ble satset mye på utvikling av høytemperatur brenselceller for slike formål. Denne utviklingen har vist seg å ta lengre tid enn man trodde. Til gjengjeld har det i 90-årene skjedd en meget rask utvikling av mindre lavtemperatur brenselceller for bruk i transportsektoren.

25.2.2 Teknisk beskrivelse

Brenselceller er, i likhet med batterier, elektrokjemiske maskiner for omvandling av kjemisk energi til elektrisk energi. Forskjellen er at i brenselcellene tilføres energien (brenselet) kontinuerlig under drift. Brenselet kan være hydrogen, naturgass, andre hydrokarboner eller alkoholer som for eksempel metanol, som omdannes til hydrogenrik gass. Fremfor konvensjonelle maskiner for omdanning av kjemisk energi til elektrisk energi (elgeneratorer koblet til forbrenningsmotor/turbin) har brenselcellene flere fordeler. De har ingen bevegelige deler bortsett fra pumper for brenseltilførsel og lignende og er svært stillegående i forhold til forbrenningsmotorer og gass-turbiner. De er miljøvennlige og har høy elvirkningsgrad, også ved lav belastning. De kan bygges opp i moduler, og er egnet for spredt kraft/varmeproduksjon. De har et stort potensial i transportsektoren, så vel som i store stasjonære anlegg og i små bærbare enheter. De er fleksible og kan dekke behov fra noen få watt opp til mange megawatt.

Det som kjemisk skjer i en brenselcelle kan enklest illustreres som vist i Boks 25.1.

Boks 25.1 Kjemisk reaksjon i en brenselcelle

Anodereaksjon: $\text{H}_2 \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$

Katodereaksjon: $2\text{e}^- + 2\text{H}^+ + 1/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

Cellereaksjon: $\text{H}_2 + 1/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

25.2.3 Brenselceller for transportformål

Alkaliske celler - AFC (Alcaline Fuel Cell) - var den første typen brenselceller som ble tilgjengelig. Amerikanerne benyttet slike brenselceller i Apollo- og romfergeprogrammer. Denne teknologien er dyr i drift, fordi den krever svært rene gasser. Det britiske selskapet Zevco har skaffet seg utstyr for serieproduksjon av AFC og vil markedsføre kjøretøyer basert på slike i spesielle nisjer av transportsektoren.

Polymerceller - PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) - blir av bilprodusentene regnet som mer lovende enn AFC for veitransport. Det kanadiske selskapet Ballard Power Systems har hatt en demonstrasjonsbuss med PEMFC i drift i flere år og er i ferd med å levere seks nye demo-busser med slike brenselceller. Daimler Benz har i samarbeid med Ballard utviklet hydrogendrevne demobiler med PEMFC. Nylig har også Ford meldt seg på med betydelig satsning sammen med Ballard. De tre selskapene satser mer enn 3 milliarder kroner på fremtidig serieproduksjon av brenselceller for kjøretøyer, med antydnet produksjonsstart år 2004-2005. En rekke andre bilprodusenter, blant annet Volvo, deltar også i utvikling av biler med PEMFC.

AFC og PEMFC virker ved lave temperaturer (60-90 °C), hvilket er vesentlig ved oppstart av cellene. Det er ellers gjort store fremskritt den siste tiden med utvikling av lavtemperatur brenselceller som kan bruke metanol direkte uten reformering.

25.2.4 Brenselceller for stasjonære anlegg

Fosforsyreceller - PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) - er kommet langt i retning av kommersialisering. Flere hundre kraftforsyningsanlegg med PAFC er allerede i drift, det største på 11 MW. I USA brukes blant annet slike anlegg med naturgass som drivstoff til å levere strøm og varme i sykehus. PAFC er også benyttet i kjøretøyer.

Karbonatsmelteceller - MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) - er i flere år brukt i et 2 MW anlegg tilkoplek elforsyningsnettet i California, der også et mindre anlegg er kommet i drift. Ruhrgas, RWE og MTU i Tyskland, og Elkraft og Haldor Topsøe i Danmark, samarbeider om et prosjekt i Essen. Et større pilotprosjekt på MCFC fins også i Japan.

Fastoksid brenselceller - SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) - er under utvikling i flere land. Westinghouse i USA regnes som ledende innen denne teknologien og har blant annet bygget et 100 kW demo-anlegg i Nederland. Selskapet hevder at det vil vært på markedet med et større anlegg innen 5-10 år. SOFC er høytemperatur brenselceller, og utviklingen av disse har vist seg å være mer krevende enn tidligere antatt, spesielt på grunn av materialproblemer.

25.2.5 Miljøforhold

Brenselceller som forbrenner rent hydrogen utnytter energien i drivstoffet maksimalt og gir lite miljøskadelige utslipp. Lavtemperatur brenselceller med hydrogen som brensel slipper ikke ut annet enn rent vann. Med høytemperatur brenselceller og naturgass eller andre hydrokarboner som brensel blir det dannet CO₂ og noe NO_x (men vesentlig mindre enn i forbrenningsmotorer). På grunn av miljøvennligheten kan brenselcelleanlegg lokaliseres i tett befolkede områder. Se for øvrig kapittelet om hydrogen.

25.2.6 Brenselceller i norsk kraftforsyning

Energisystemanalyser har vært gjennomført blant annet innenfor det internasjonale energibyråets (IEA) brenselcelleprogram. Analysene viser at Norge og Sverige ligger minst gunstig an blant en rekke IEA-land for introduksjon av brenselceller i kraftforsyningen. Dette skyldes blant annet de lave strømprisene i forhold til andre IEA-land. Norge mangler dessuten infrastruktur for gassforsyning og fjernvarme, som er nødvendige forutsetninger for optimal utnyttelse av brenselceller til desentral kraft/varmeproduksjon. Dersom man ønsker å kunne utnytte det potensialet til elektrisitetsproduksjon som ligger i framtidige naturgassdrevne brenselceller i Norge, forutsetter det med andre ord en utbygging av et innenlands naturgassnett. LNG transport på tank (bil/båt) kan også tenkes. Deretter vil utnyttelse av brenselceller til dette formål være et mer rendyrket prisspørsmål knyttet til selve brenselcellene.

Nisjer for brenselceller kan oppstå, for eksempel for kraft/varmeproduksjon i en del industribedrifter, kanskje også små enheter for hjemmebruk. På lengre sikt kan også høytemperatur brenselceller for sentral elgenerering bli aktuelt, forutsatt at man lykkes med forskning og utvikling på området.

25.2.7 Brenselceller i transportsektoren - miljøeffekter

Brenselceller i norsk transportsektor kan kanskje introduseres innen en tidshorisont på 5-10 år, forutsatt at utviklingen hos de bilprodusentene som leder an på området går slik optimistene håper. Norge har ingen innflytelse på denne utviklingen.

Hydrogenbaserte brenselcellebiler er det eneste kjente alternativ som kan kombinere nullutslipp med den komfort og kjørelengde som vi er vant med i dagens biler. Innføring av slike kjøretøyer vil i første omgang bidra til å redusere lokal luftforurensning i byer og tettsteder, men vil også føre til reduserte samlede utslipp av klimagasser. Kombinasjonen metanol/polymerceller er på kortere sikt mer sannsynlig, og vil også gi vesentlig mindre NO_x og CO_2 -utslipp enn bensin- og dieselmotorer. I forhold til en bensindrevet bil med 90-årenes teknologi vil en metanol/brenselcelledrevet bil ha 60-70 prosent av CO_2 -utslippet og ca 15 prosent av NO_x -utslippet per kjørte km, inkludert utslippene fra produksjon av metanol fra naturgass. Dette gir ca 88 g CO_2 per kjørte km mot et gjennomsnitt for en bensindrevet bil på ca 125 g CO_2 per kjørte km. Til sammenligning vil en batteridrevet elbil der elektrisiteten er framstilt i varmekraftverk fyrt med fossile brensler (kull, olje) medføre et utslipp på ca 115 g CO_2 per kjørte km (er elkraften framstilt ved vannkraft blir det ikke noe CO_2).

Tilgang på metanol kan bli en barriere for storskala bruk av brenselcelle/metanoldrevne biler. Metanol har den fordel framfor gasser som naturgass og hydrogen at det er et flytende brensel slik at man trolig kan benytte eksisterende infrastruktur på distribusjonssiden. Per idag finnes svært lite langtids brukserfaring under realistiske »feltforhold». Brenselcellenes robusthet sammenlignet med dagens bensin/dieselbaserte systemer kan derfor foreløpig ikke vurderes.

25.2.8 Aktivitet i Norge

Norsk industri har inntatt en avventende holdning på området. Dette er ikke uventet sett i lys av størrelsen på de utviklingsoppgavene som må løses for at man skal lykkes. Fastoksid brenselceller (SOFC) kan egne seg spesielt godt for naturgass. Forskningsprosjektet Norcell ble igangsatt på dette området i 1986 med deltakelse av Norges forskningsråd, IFE og NTNU, Elkem, Saga, Norsk Hydro, Statkraft og Statoil. Norcell er nå avviklet.

Statoil startet et eget prosjekt, Mjølnet, i 1991. Dette har ført frem til en 2,5 kW SOFC-prototyp som ble demonstrert i 1997. Statoil mener å ha et konsept som kan utvikles i større skala, men noen materialproblemer gjenstår å løse.

NTNU har en viss aktivitet innen polymerceller (PEMFC). En miniatyr-PEMFC er blitt laget og demonstrert. NTNU samarbeider med andre nordiske forskningsmiljøer gjennom brenselcelleprogrammet i Nordisk energiforskningsprogram, som i det siste er blitt stadig mer fokusert på PEMFC. Ved IFE drives forsøk med en PEMFC i forbindelse med systemanalyser. IFE deltar også i et IEA-program om brenselceller.

25.2.9 Framtidsutsikter

Det er ikke ventet at brenselceller vil spille en vesentlig rolle i norsk energiforsyning de nærmeste 10-20 årene, dertil er utviklingsoppgavene fortsatt for store innen denne teknologien. Det vil også ta relativt lang tid å bygge ut nødvendig infrastruktur.

Det er sannsynlig at brenselceller først får sitt gjennombrudd innen transportsektoren. For at brenselceller skal bli konkurransedyktige på dette feltet, må kostnadene senkes betraktelig. Utviklingen har imidlertid gått raskt de senere årene; for 3-4 år siden var kostnaden 1000 ganger høyere enn det som nå skal til for å få brenselcellen kommersiell. I dag ligger kostnaden for PEMFC på ca 30 000 kr/kW, det vil si at en ytterligere reduksjon med en faktor 100 er nødvendig for å bli konkurransedyktig. Flere kostnadsanalyser viser imidlertid at dette er oppnåelig når masseproduksjon kommer i gang.

25.3 STIRLINGAGGREGAT

25.3.1 Teknisk beskrivelse

Stirlingaggregater kan - dersom de utvikles til kommersielle produkter - forsyne brukeren med både elektrisitet og varme. Aggregatene kan drives med forskjellige energiformer, bioenergi såvel som fossile energibærere og med solenergi der det er tilgjengelig. Stirlingaggregat kan som energiteknologi være et alternativ til både panelovner og tradisjonelle fyrkjeler. Den typiske kunde for et stirlingsaggregat vil være den samme som for varmpumper, fjernvarme, bioenergi og geotermisk varme. Kunden får imidlertid også den tilleggsytelsen at aggregatet leverer elektrisitet.

Stirlingaggregatet består av to energiomformere i samme enhet; en varmekraftmaskin (motor) som omdanner høytemperatur varmeenergi til mekanisk energi og en elektrisk generator som omdanner den mekaniske energien til elektrisk energi.

Forbrenningen av brenselet foregår utenfor en arbeidssylinder. Varmen føres til et varnehode som leder varmen til en arbeidsgass (helium) inne i sylinderen. Forbrenningsgassene er således adskilt fra arbeidsgassen. Dette i motsetning til forbrenningsmotoren hvor forbrenningen skjer inne i motorens sylinder. I en forbrenningsmotor utfører forbrenningsgassen det mekaniske arbeidet ved trykkøkning når luft-brensel blandingen eksploderer. I et stirlingaggregat er det arbeidsgassen som utfører dette arbeidet. Arbeidsstempelet går frem og tilbake i en sylinder med en kald og en varm (der forbrenningen pågår) side. Den kalde siden er vann- eller luftkjølt og det her varmen tas ut. Arbeidsgassen blir således vekselvis varmet opp og avkjølt. Som for andre motorer tas arbeidet ut på en aksel som driver generatoren, som igjen leverer elektrisk energi. Energien i brenselet omdannes til ca 30 prosent elektrisk energi, 60 prosent termisk energi (varme), mens ca 10 prosent er tap som forsvinner med avgass fra forbrenningen.

I Norge er man i ferd med å produsere aggregater til demonstrasjons- og utviklingsprosjekter. Det planlegges 200 aggregater med en effekt på 3 kW el og 9 kW varme. Uttestingen skal foregå over en 3-års periode. Kommersialisering planlegges etter dette (2). I Danmark har Vølund R&D Center et prototypaggregat på 50 kW el under uttesting med skogsflis som brensel. I løpet av 1998 vil man teste et tilsvarende aggregat på 150 kW el. Det satses på kommersialisering i år 2000 (3). I Sverige utvikler Kockum aggregater i størrelse fra 150 kW og oppover med sol, gass og diesel som »drivstoff». Det forventes at disse er kommersielt tilgjengelige om 2-3 år (3).

25.3.2 Potensial

Et stirlingaggregat gir varme i tillegg til at det leverer elektrisitet. Utnyttelsesgraden av de brenslene som brukes er høy, over 80prosent er antydnet. I tillegg krever ikke stirlingaggregatet elektrisitet fra nettet.

I Norge vil anvendelse i første omgang være interessant for desentralisert energiproduksjon på steder med svake nett og/eller der energiverkene gis fritak for leveringsplikten. I slike områder vil man heller ikke stå i fare for å overbelaste det lokale miljøet med støv- og partikkelutslipp. Andre anvendelser er sagbruk og landbruk som både har tilgang på eget brensel og som har behov for elektrisk og termisk energi, utnyttelse av søppelgass og på sikt hybrid-anvendelse i biler. Teknologien er imidlertid for umoden til å kunne gi kvantitative holdbare anslag over potensialet i Norge.

En bred anvendelse av stirlingaggregater forutsetter at teknologien er driftssikker og brukervennlig i tillegg til å være konkurransedyktig på pris. Interessen for småskala elektrisitetsproduksjon som stirlingteknologien åpner for, vil vokse dersom prisen på elektrisitet levert på nettet øker. Rørdistribuert gass vil åpne for større muligheter. Dette gjør markedet i Europa spesielt interessant, men også i regioner i Norge hvor man etablerer et gassdistribusjonssystem.

25.3.3 Kostnader

Siden stirlingaggregater enda ikke finnes kommersielt tilgjengelig, er det ikke mulig å angi eksakte kostnader. Det er imidlertid gjort beregninger som angir forventninger om pris for stirlingaggregater. Dette er angitt i tabell 25.2.

Tabell 25.2: Forventninger om pris for Stirlingaggregater.

Innfyrt effekt (kW)	Elektrisk ytelse (kW)	Varmeeffekt (kW)	Pris (kr/kWel)
10	3	6	7 000
33	10	20	4 000
67	20	40	3 000

Kilde: Norges landbrukshøgskole (1)

Best lønnsomhet for et stirlingaggregat vil kunne oppnås på anlegg med lange driftstider, der installasjonen av stirlingaggregatet kan tilpasses eksisterende fyrkjel og hvor varme er hovedproduktet mens elektrisitet er et «biprodukt».

Et eksempel er trelastindustrien der behovet for elektrisitet og varme er tilnærmet konstant over året. Beregninger viser at det er mulig å oppnå en energikostnad (elektrisitet + varme), inkludert kapitalkostnader, drift og vedlikehold, på ca

12 øre/kWh. Det er forutsatt en installasjon på 200 kW el og 400 kW varme. Installasjonen er tilpasset eksisterende fyrkjel, og brenselet er gratis (1).

For områder med et distribusjonsnett for naturgass kan et annet eksempel gis. Det tas her utgangspunkt i en bolig med naturgasstilførsel som har brenselpris 20 øre/kWh. I stedet for å installere en vanlig gassbrenner for å dekke varmebehovet og kjøpe el fra nettet, brukes et stirlingaggregat som produserer 3 kW el mens spillvarmen dekker varmebehovet. Dersom det forutsettes at varmeproduksjonen verdsettes til kostnadene for en tradisjonell løsning med gassbrenner, gir stirlingaggregatet en elpris på 64 øre/kWh (1).

Begge disse eksemplene benytter 6 prosent rente og 10 års avskrivningstid. Som tidligere nevnt tar disse beregningene utgangspunkt i forventninger når det gjelder priser på stirlingaggregatene.

Referanser

1. Stirlingomformer i forbindelse med fornybare energikilder, Peter H. Heyerdahl, ITF Rapport 79/1996, Norges Landbrukshøyskole.
2. Svein Hestevik, Sigma Elektroteknisk AS.
3. Bjørn Teislev, Vølund R&D Center, Danmark.

KAPITTEL 26

Kjernekraft i et deregulert marked

På 1950- og 1960 tallet framsto kjernekraft som framtidens energikilde. Konsekvensene av eventuelle ulykker ved kjernekraftverk og problemene knyttet til håndtering av radioaktivt avfall er imidlertid alvorlige. I en situasjon der produsentene står ansvarlige for alle kostnadene knyttet til virksomheten, også erstatninger etter eventuelle ulykker, framstår kjernekraft som lite konkurransedyktig. Med en utvikling mot økt grad av markedsbasert kraftomsetning synes nye kjernekraftverk i Norden derfor å være lite aktuelt. Synliggjøring av risikoen øker også sannsynligheten for at enkelte eksisterende kjernekraftverk kan bli avvirket. Dette kapitlet drøfter noen problemstillinger knyttet til kjernekraft.

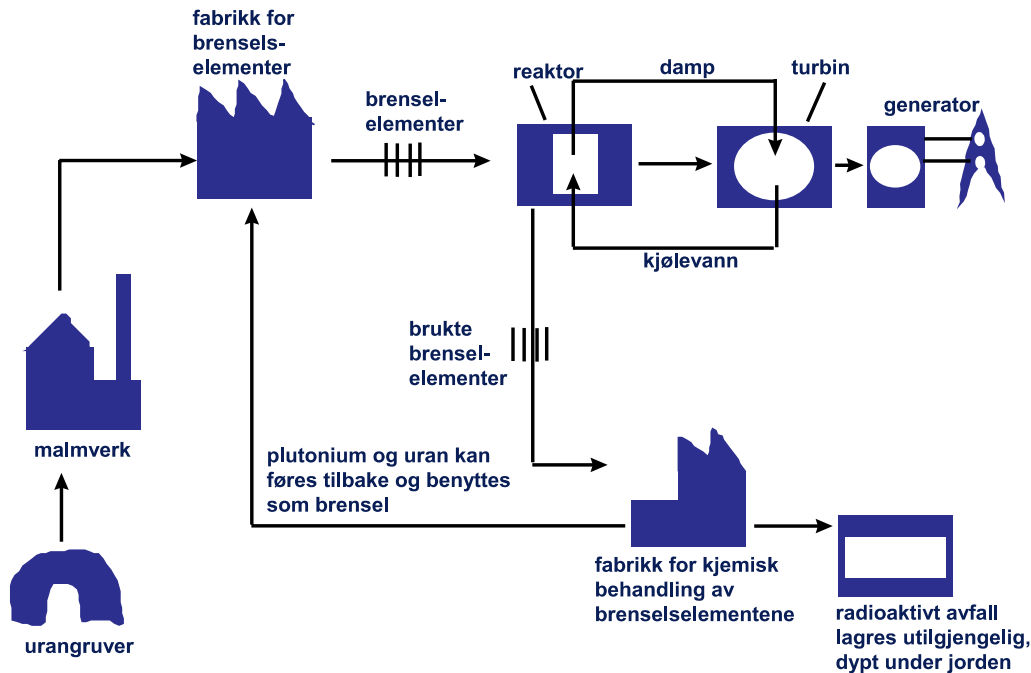
Det er ikke aktuelt å benytte kjernekraft i Norge. I Sverige foreligger det planer om å avvikle kjernekraften. Denne utgjør i dag omlag 10 000 MW installert kapasitet, eller 70 TWh/år. Dette er per i dag omlag 19 prosent av kraftproduksjonen i Norden. Den svenske regjeringen har bestemt at en kjernekraftreaktor i Barsebäck skal stoppe driften 1. juli 1998. Imidlertid har eieren av Barsebäck I, Sydkraft, sendt inn en klage til EU-domstolen for å få vurdert om pålegget er i strid med svensk grunnlov og EUs konkurranseregler. Behandlingen ventes å ta et par år. Barsebäck I har en produksjonskapasitet på 600 MW, og produserer omtrent 4 TWh/år. Deres planene for avvikling av kjernekraften blir realisert, har det stor betydning for energi- og kraftbalansen også i Norge. Det vises til ([Link](#)) kapittel 8 og 9 for nærmere omtale av energipolitikken i Sverige.

Boks 26.1 Kjerneenergi/Kjernekraft

Kjerneenergi er energi som frigjøres ved spalting av atomkjerner.

Kjerneenergi utnyttes dels i ukontrollerte spaltingsprosesser i den forstand at reaksjonen ikke lar seg stanse når de først er satt i gang (kjernevåpen). Dels utnyttes den i kontrollerbare prosesser, hvor den utviklede varmen kan brukes direkte eller omdannes videre til elektrisk energi.

Alle kjernekraftverk i drift, under bygging og planlagt er basert på fisjon, dvs spalting av tunge nuklider; Uran-235 og Plutonium -239. Det er bare få nuklider som har de egenskapene som er nødvendige for å få en kjedereaksjon i gang. Slike nuklider kalles fissile. Fisjonsenergi frigjøres ved kjedereaksjon i fissilt materiale. Kort beskrevet foregår prosessen i en fisjonsreaktor ved at en atomkjerne av det fissile stoffet fanger inn et nøytron. Dette får kjernen til å dele seg samtidig som det frigjøres energi og noen få, vanligvis 2-3, nye nøytroner. Disse kan fanges inn av andre kjerner og få også dem til å spaltes. Derved oppstår en kjedereaksjon. De to delene, fisjonsproduktene, som kjernen spaltes i, farer fra hverandre med stor hastighet. Den energien som frigjøres, går over til varme, som blir fjernet fra reaktoren med et kjølemiddel (som regel vanlig vann). I et kjernekraftverk bruker man varmen i det oppvarmede kjølemiddelet til å produsere damp som driver en turbin koblet til en elektrisk generator (se skisse på neste side).



Figur 26.1 Skjematisk framstilling av den serie prosesser som kreves når energien i uran skal overføres til elektrisitet (basert på kokvannsreaktor).

26.1 KJERNEKRAFTENS UTBREDELSE

Sivil kjernekraft hadde sitt utspring i utviklingen av atomvåpen under annen verdenskrig. De første kjernekraftreaktorene ble satt i drift i Storbritannia og USA sent på 1950-tallet. Få år senere ble kjernekraftverk startet opp i Frankrike, Sovjetunionen og Canada. Økningen i oljeprisen i 1973-74 og 1980-81 og behovet for å redusere avhengigheten av importert olje, førte til en rask utbygging; mellom 1979-1989 ble verdens kjernekraftkapasitet mer enn tredoblet. I perioden etter 1990 har elkraft levert fra kjernekraftverk vokst i takt med det globale energiforbruket, det vil si 3-4 prosent økning årlig.

I september 1997 var det 434 kjernekraftverk med en samlet kapasitet på 348 GWe (Gigawatt elektrisk effekt) i drift i 32 land ifølge The Uranium Institute, London (1997). Den samlede utbygde kjernekraftkapasiteten dekket ca 7 prosent av verdens energiforbruk. Ifølge IAEA (1997) er prosentandelen kjernekraft av total elkraftproduksjon i sentrale land som følger: USA (22 prosent), Frankrike (77 prosent), Japan (34 prosent), Tyskland (30 prosent), Russland (13 prosent), Canada (16 prosent), Ukraina (44 prosent), Storbritannia (26 prosent) og Sverige (52 prosent).

Fem nye anlegg ble satt i kommersiell drift i 1996: to i Japan og ett hver i Frankrike, Romania og USA. I løpet av 1997 skal 5 nye anlegg etter planen være satt i drift: 2 i Frankrike og ett hver i Japan, Sør-Korea og Ukraina (IFE).

Totalt er 32 anlegg (24 GWe) under bygging, men ved flere av disse verkene har det vært lange perioder med byggestans, og det er usikkert i hvilken grad arbeidet vil ferdigstilles. Det foreligger også planer for ytterligere 67 GWe, men det er stor usikkerhet knyttet til hvorvidt dette vil bli realisert. De største kapasitetsøkningene er planlagt i Japan (22 GWe) og Sør-Korea (13 GWe).

Ved årskiftet 1996/1997 var 71 (18 GWe) kraftreaktorer permanent avstengt. Mange av disse er prototypeanlegg.

26.2 MOTSTAND MOT KJERNEKRAFT

Det er knyttet miljøbelastninger til flere stadier av uranbrenselets syklus fra utvinning til repressering og sluttlagring.

Som ved utvinning av kull, vil det også ved utvinning av uran genereres store mengder restprodukt/masse som ikke har noen alternativ anvendelse. Folk som arbeidet i urangruvene fikk tidligere hyppigere kreft som skyldtes påvirkning av radongass. Som følge av bedre ventilering og utlufting samt etablering av dagbrudd der dette er hensiktsmessig (Canada), er problemer knyttet til radongass betydelig redusert.

Under gjenvinningen (repressering) av radioaktivt avfall unnslipper en del radioaktive stoffer til omgivelsene (som for eksempel fra Sellafield). Direkte lagring av brukt kjernebrensel uten repressering, som en gjør i Sverige, gir normalt ikke utslipp.

Når det gjelder risiko for kreft og faren for genetiske skader av radioaktiv stråling har internasjonal forskning gitt oss ny viten. I takt med den økede kunnskapen om ioniserende stråling, og da særskilt gjennom den lange oppfølgingstiden etter Hiroshima og Nagasaki, har risikoen for kreft hele tiden blitt vurdert som økende (ICRP - International Commission on Radiation Protection).

Den første opposisjonen mot kjernekraft mot slutten av 1960-tallet var knyttet til den militære bruken av atomenergi. Frykt for atomkrig, spredning av kjernevåpen og usikkerhet omkring effektene av radioaktiv nedfall fra prøvesprengninger bidro til en generell motstand som også var rettet mot sivile kjernekraftverk. Ulykken på Three Mile Island i 1979 økte motstanden, mens Tsjernobyl-ulykken i 1986 førte til at så godt som alle vestlige land stoppet planene om videre utbygging. Flesteparten av de vestlige reaktorene som har blitt satt i drift i perioden etter 1986, var allerede under bygging da Tsjernobyl-ulykken skjedde.

Deponering og lagring av radioaktivt avfall har også blitt møtt med motstand i flere land, eksempelvis USA, Storbritannia, Tyskland og Frankrike. Så langt har intet vestlig land etablert permanent lagringsplass for høyradioaktivt materiale. Repressering har vist seg å være et lite lønnsomt alternativ. Japan, Tyskland, Frankrike og Storbritannia har valgt repressering.

26.3 ANSVAR VED ULYKKER OG AVFALLSBEHANDLING

Lønnsomheten for eksisterende kjernekraftverk i et deregulert energimarked vil avhenge av rammevilkårene for driften. Et sentralt spørsmål i forhold til videre drift vil være i hvilken grad risiko for erstatninger etter ulykker skal belastes de enkelte verkene. En kjernekraftulykke kan medføre store kostnader for samfunnet i form av for eksempel helseskader, redusert livskvalitet og tapte jordbruksinntekter.

De internasjonale avtalene for erstatningsansvar etter kjernekraftulykker setter tak for hvor mye man kan kreve fra verkene. Erstatningskrav utover dette taket må rettes mot staten hvor kjernekraftverket befinner seg. Taket på verkenes erstatningsansvar er trolig vesentlig lavere enn de reelle kostnadene (Birnie og Boyle, 1992). Kommersielle eiere vil neppe kunne drive kjernekraftverk dersom det blir innført fullt ansvar for eventuelle ulykker. Trolig vil det også bli meget vanskelig å oppnå forsikringer som dekker dette. De svenske og de britiske kjernekraftverkene har begrenset ansvar i forhold til kostnader forbundet med eventuelle ulykker. Flere av medlemmene i den Svenske energikommisjon mente at en oppbygging av et

ulykkesfond ville påføre kjernekraftverkene så store utgifter at det ville føre til en rask nedlegging av sektoren (SOU, 1995).

Det er svak rettspraksis på erstatninger etter kjernekraftulykker, og de internasjonale avtalene har aldri blitt prøvet ut. Det er ikke reist erstatningssøksmål mot hverken Tsjernobyl-verket, Sovjetunionen eller Ukraina, etter ulykken i 1986. Men dette utelukker ikke at slike søksmål kan komme. Både i Sverige og Storbritannia, der man har erfaring med drift av kjernekraft i deregulerte energimarkeder, har ulykkesansvar og avfallshåndtering vært sentrale diskusjonstema.

Storbritannia gjennomførte deregulering og privatisering av energisektoren i 1989. Men usikkerheten rundt kostnadene ved avfallsbehandling gjorde at kjernekraftverkene ble beholdt i offentlig eie. Det ble etablert en skatt på fossile brensel som ble brukt til å subsidiere kjernekraft og fornybar energi. Skatten skulle sikre tilstrekkelige inntekter for en fortsatt drift av kjernekraftverkene. I 1996 ble de nyeste reaktorene solgt til private investorer. Eierne av de privatiserte reaktorene må dekke utgiftene knyttet til avfallsbehandling selv. De eldste reaktorene, de såkalte Magnox-reaktorene, ble beholdt av det offentlige. I Sverige blir verkene belastet kostnadene ved håndteringen av det kjernefysiske avfallet.

26.4 KJERNEKRAFTENS KOSTNADSSTRUKTUR

Generelt er investeringskostnadene for kjernekraft høye (se tabell 26.1), mens driftsutgiftene er relativt lave. På bakgrunn av beregninger utført i OECDs regi, kan kjernekraft under gitte forhold synes å være konkurransedyktig med kull og gass. Ifølge OECD (1993) ble kjernekraft med investeringskostnader på anslagsvis 10 000 kr/kW, seks års prosjekttid, 30 års levetid og en diskonteringsrate på 5 prosent funnet konkurransedyktig i 13 av 15 OECD-land.

Høye investeringskostnader tilsier i seg selv at risikoen ved å bygge kjernekraftverk er større enn for gasskraftverk og kullkraftverk. Ved markedsbasert kraftomsetning blir denne risikoen synliggjort for utbyggerne. Faren for endrede rammebetingelser, der produsenten selv i større grad får erstatningsansvar ved eventuelle ulykker, øker risikoen og svekker lønnsomheten ytterligere for eierne. I tillegg kommer at planleggings- og byggetiden for kjernekraft er lengre enn for annen energiproduksjon, anslagsvis 8 til 9 år. Sannsynligheten for at rammebetingelsene endres innen verket kommer i produksjon er følgelig betydelig. Flere analyser konkluderer med at bygging av nye kjernekraftverk bare vil kunne skje med en stor grad av offentlig støtte (se for eksempel OECD 1994, Verdensbanken 1994 og Beck 1994). Risikoen for utbygger tilsier at diskonteringsraten bør settes høyere enn 5 prosent som OECD har benyttet i sin kalkyle.

Tabell 26.1: Investeringskostnader for ulike energibærere

	Gasskraft	Kullkraft	Kjernekraft
Inv. kost., kr/kW	3 500-5 000	6 500-9 000	14 000+
<i>Prosjekttid, år</i>			
Planlegging	1	1-2	2
Bygging	2	4-5	6-7
Total	3	5-7	8-9

Kilde: Beck, 1994.

Tabell 26.2: Kostnader, øre/kWh, Vattenfall

	Ringhals	Forsmark
Kapital ¹	3,0	7,0
Drift	8,0	8,0
Avvikling	0,4	0,4
Avfall	1,6	1,6
Sum	13,0	17,0

¹) Kapital inkluderer avskrivninger og renter . Ringhals har pga. alder lavere kapitalkostnader enn Forsmark.

Kilde: Scandpower A/S

26.5 FRAMTIDSUTSIKTER

Selv om det synes lite sannsynlig at det vil skje omfattende bygging av nye verk i overskuelig framtid i vestlige land, kan det ta lang tid før kjernekraften fases ut. Det kan være sterke argumenter for å opprettholde driften, for eksempel kan stenging av kjernekraftanlegg komme i konflikt med politiske målsettinger om reduserte utslipp av klimagasser og lave elektrisitetspriser. Den store mengden radioaktivt materiale som frigjøres og må behandles eller lagres, og andre kostnader forbundet med nedlegging bidrar også til å gjøre utfasing politisk vanskelig. Tabell 2 viser imidlertid at det i Sverige settes av midler både til avfallsbehandling og avvikling. I land hvor det er politisk umulig å bygge nye kjernekraftanlegg kan det bli sett som gunstig å forlenge driften ved eksisterende anlegg for å opprettholde forskningsmiljøer og kompetanse.

Erfaringene tilsier at levetiden kan forlenges betraktelig utover 25 år som normalt har vært forventet økonomisk levetid når verk har blitt bygget. Den svenske energikommisjonen (SOU, 1995) vurderte eksempelvis et scenario med 40 års levetid. Levetiden kan imidlertid bli betraktelig lengre enn dette gjennom gradvis oppgradering og forbedring, særlig for nyere trykkvannsreaktorer.

Kjernekraftsektoren er sårbar overfor opinionssvingninger. En alvorlig ulykke kan, i likhet med Tsjernobyl-ulykken, medføre forandrede rammevilkår for sektoren. Dette vil imidlertid avhenge både av mulighetene for å ta i bruk andre energikilder og det politiske systemet i landene som har kjernekraft. På grunn av varierende politiske systemer kan en ulykke i et land medføre utfasing av kjernekraft i et annet, selv kjernekraften i ulykkeslandet opprettholdes. Ifølge det Internasjonale Energibyrådet (IEA, 1995) er sikkerheten ved kjernekraftverk i det tidligere Sovjetunionen kraftig forverret de siste årene. Denne utviklingen øker sjansene for en ulykke som trolig kan gi en langvarig negativ opinion om kjernekraft.

Litteratur

Beck, 1994, *Prospects and Strategies for Nuclear Power - Global Boon or Dangerous Diversion*, Earthscan, London.

Birnie, Patricia W. og Alan E. Boyle, 1992, *International law and the environment*, Oxford University Press, Oxford.

IEA, 1995, *Energy policies of the Russian federation*, Paris.

OECD, 1994, *Electricity Supply Industry - Structure, Ownership and Regulation in OECD Countries*, OECD, Paris.

OECD/NEA, 1993, *Projected costs of generating electricity*, OECD, Paris.

SOU, 1995, *Omställning av energisystemene*, Report 139, Fritzes, Stockholm.

UIC, 1996a *The International Status of Nuclear Power*, Nuclear Issues Briefing Paper 7, September 1996, <http://www.uic.com.au/nip07.htm>.

Verdensbanken, 1994, *Environmental Assessment Sourcebook Volume III: Guidelines for Environmental Assessment of Energy and Industry Projects*, World Bank Technical Paper #154.

Scanpower, Revidert og oppdatert 1996, *Vil kjernekraften få sin renessanse?*

Ife, 1997, *Kjernekraft Status og utvikling*

KAPITTEL 27

Distribuert elektrisitetsforsyning**27.1 INNLEDNING**

Flere internasjonale studier sannsynliggjør en utvikling av elektrisitetsforsyningen i retning av mindre produksjonsenheter plassert geografisk i nærheten av forbrukerne, gjerne på forbrukerens eiendom. Dette blir ofte betegnet som en desentral, eller distribuert, elektrisitetsforsyning.

Den internasjonale diskusjonen er ikke tilpasset de spesielle norske forholdene der beliggenheten og kapasiteten i vassdragene har vært avgjørende for hvor kraftutbygging har funnet sted, og størrelsen på kraftverkene. Problemstillingene er knyttet opp mot situasjonen i land der store kjernekraftverk, kullkraftverk og gasskraftverk leverer strøm til fjerntliggende konsumenter gjennom et omfattende transmisjon- og distribusjonssystem. Denne modellen er et resultat av betydelige skalafordeler i kraftverkene.

Selv om det i Norge gjenstår betydelige vannkraftressurser som ikke er bygd ut, vil det neppe være tilstrekkelig til å dekke energietterspørselen framover. Andre energikilder og teknologier må da tas i bruk. De tendensene som observeres internasjonalt kan derfor også få relevans for norsk energiforsyning i framtida. Dette er bakgrunnen for at Energiutvalget har valgt å referere noe av diskusjonen knyttet til distribuert elektrisitetsforsyning.

I utgangspunktet kan en tenke seg at begrepet «distribuert» kan drøftes opp mot andre energibærere enn elektrisitet. Det vil si at det også skulle omfatte varmeproduksjon. Varmeproduksjon er imidlertid i sin natur mer desentral fordi transport over svært lange avstander vil gi betydelige varmetap. Begrepet er derfor normalt forbeholdt elektrisitetsproduksjon. Varme kan imidlertid være et biprodukt fra distribuert elektrisitetsproduksjon som også kan utnyttes lokalt.

Hva er nytt ved distribuert elektrisitetsforsyning?

Distribuert elektrisitetsproduksjon kjennetegnes ved nærhet til konsumentene, ved at andre teknologiske løsninger benyttes, og ved mindre anlegg. Valg av energikilde er i større grad tilpasset det som er lokalt tilgjengelig. Ofte vil dette være gass- eller dieseldrevne teknologier, men det kan også være løsninger som innebærer bruk av fornybar energi, eksempelvis vind, bio eller solenergi.

En utvikling i retning av mer distribuert elektrisitetsforsyning kan bidra til mindre behov for å bygge nye overføringslinjer, og lavere tap i nettet. Innmating av kraft vil kunne skje til distribusjons- eller regionalnettet.

Man vil heller ikke nødvendigvis ha de samme eierforholdene som før. Produksjonsenheten kan fremdeles bli eid av et kraftselskap, men vil også kunne være eid av konsumenten, konsumentgrupper, eller en tredje part. Nettilkoblede forbrukere med egen produksjonskapasitet kan i perioder være nettoforbrukere, og i andre perioder nettopprodusenter. Distribuert forsyning kan dermed bidra til å viske ut det tradisjonelle skillet mellom produsent og konsument.

Aktuelle energikilder og teknologier

I mange land er det et godt utbygd gassdistribusjonsnett. De teknologiene som vanligvis er framhevet som aktuelle for distribuert elektrisitetsforsyning er basert på gass. Små gasskraftverk som kan produsere både kraft og varme framstår som mest aktuelt i dag.

Stirlingmotoren og brenselceller kan tenkes å bli aktuelt i desentrale løsninger i framtiden. Det har blant annet vært spekulert i mulighetene for å benytte brensel-

celler i biler som også kan produsere elektrisitet når bilen ikke er i bruk. I Norge kan det være aktuelt å bygge mikrovannkraftverk.

Distribuert energiproduksjon kan også tenkes å skje i hus som er bygd av materialer som produserer elektrisitet fra sollys, og et stykke inn i framtiden kan dette bli en standard framgangsmåte for å sikre selvforsyning, se også kapittel 23.1. Hvis dette skulle skje vil man kunne få lokale likestrømsnett, begrenset for eksempel til en enkelt boligsammenslutning, ettersom man da ville unngå å omforme solstrømmen til vekselstrøm. Disse lokale likestrømsnettene vil kunne knyttes til et større vekselstrømnett via omformere. En slik utvikling vil bety et brudd med den tradisjonelle sentraliserte modellen hvor vekselstrøm gjennomgående er blitt benyttet.

27.2 DRIVKREFTER FOR DISTRIBUTUERT ELEKTRISITETSFORSYNING

Teknologisk utvikling

Tidligere ble kostnadsreduksjoner oppnådd blant annet ved at størrelsen på kraftverkene økte. Introduksjonen av gasskraftverk som kan kombinere produksjon av kraft og varme har ført til at optimal størrelse for produksjonsenhetene er blitt redusert, fra 1000 til 100 MWe, se også omtale i kapittel 24.3.4. En plassering av anleggene i nærheten av befolkningssentra har dermed blitt mer aktuelt. Energiresursene kan utnyttes mer rasjonelt ved at mulighetene for å utnytte varmen blir bedre.

For små modulære enheter som masseproduseres industrielt er det bedre muligheter for læring og man kan derfor oppnå en raskere reduksjon i kostnadene per kWh enn for storskala løsninger. Det vises til kapittel 19.3.4 som drøfter sammenhengen mellom produsert volum og kostnader for små modulære enheter.

Utviklingen og utbredelsen av informasjonsteknologi (IT) ventes å bli en vesentlig drivkraft for de strukturelle endringene i elektrisitetssektoren. Utviklingen innen IT gjør det mulig å kontrollere effektivt langt mer komplekse systemer enn tidligere. Dette vil lette optimal samkjøring mellom flere små produksjonsenheter. IT muliggjør også laststyring og raskere tilpasning både hos konsument og produsent.

Liberalisering

En viktig konsekvens av liberaliseringen av markedene er at produsentene opptrer som kommersielle aktører. Investorene må bære risikoen ved investeringen selv.

En strategi for å redusere risikoen kan være å gå ned på størrelsen for det enkelte prosjekt og eventuelt foreta en stegvis utbygging. Dette åpner blant annet for større fleksibilitet dersom rammevilkårene skulle endres. Flere studier har pekt på at når risikoen for endrede rammevilkår inkluderes i planleggingen, vil kostnadsbildet for en gradvis utbygging med små enheter framstå som mer attraktivt.

Kostnadene for elektrisitetstransport utgjør omlag en tredel av strømprisen i Norge i dag. Et liberalisert marked vil som regel innebære et regnskapsmessig skille mellom produksjon, transmisjon og distribusjon, og vil dermed synliggjøre kostnader knyttet til overføringsnettet. Ettersom nettapet blir lavest ved innmating av kraft nær forbrukssentra, vil det virke positivt på konkurransedyktigheten for distribuerte produksjonsenheter. I tilfeller der kraftforsyning krever bygging eller forsterkning av linjenettet, som i fjellområder og på øyer, kan en distribuert løsning være konkurransedyktig selv med betydelig høyere rene produksjonskostnader enn på andre steder.

Liberalisering av elektrisitetsmarkedet vil også ofte innebære at man får elektrisitetspriser som varierer over døgnet og året. Dette kan gjøre det økonomisk

attraktivt å benytte små anlegg for å produsere strøm i høylastperioder. Dette kan bli særlig attraktivt dersom tariffene også reflekterte belastningen i nettet.

Leveringssikkerhet

Mange land har lav leveringssikkerhet for elektrisitet. Dette kan stimulere til private løsninger med en desentral karakter.

Miljø

En miljømessig gevinst ved distribuerte løsninger er at produksjonen er lagt nær forbruker. Det bidrar generelt til å redusere nettapet og behovet for nye investeringer i nett.

Gassmotorer og minigassturbiner kan være relativt effektive i forhold til tradisjonelle løsninger, selv om også de vil påvirke miljøet gjennom utslipp av NO_x og klimagasser. Et mer miljøvennlig alternativ vil som regel være bruk av ny fornybar energi slik som sol- eller vindkraft, eller mikrovannkraft.

Mulig utvikling

En rekke forhold peker altså mot at vi kan være i starten av en periode med forandringer i elektrisitetssektoren. Men styrken i de ulike drivkreftene varierer fra land til land. Det største potensialet for en distribuert elektrisitetsforsyning er trolig i land hvor man ennå ikke har investert i et omfattende nett for overføring og fordeling, slik som u-land. Her kan også samfunnsmessig ustabilitet være en viktig drivkraft for de deler av befolkningen som har råd til egen produksjonskapasitet. Også i tidligere østblokkland kan det være et potensial. Her har man ofte en etablert infrastruktur for gass samtidig som man må foreta gjennomgripende av elektrisitetsnettet for å oppnå tilfredsstillende stabilitet og pålitelighet.

I den industrialiserte verden, hvor man allerede har et godt utbygd nett for overføring og fordeling av elektrisitet, kan det ta lang tid før distribuert elektrisitetsproduksjon vil utgjøre en vesentlig del av energiforsyningen. Raskest vil det trolig gå i land hvor man har et godt utbygd gassnettverk, og hvor man uten store omkostninger kan bytte ut gassovner for oppvarming med applikasjoner som også produserer elektrisitet, eksempelvis gassmotorer, stirlingaggregat og på lengre sikt brenselceller.

Enkelte studier har framhevet at framtidens energiselskap kan få en organisering som har likhet med et datanettverk. En slik nettverksorganisering vil blant annet innebære rask interaksjon mellom kunder og energiselskap, og en utstrakt bruk av distribuert energiproduksjon. En drivkraft bak en utvikling i denne retningen antas å være at man vil stå overfor et marked med sterk konkurranse og lave fortjenestemarginer, samtidig som prisinformasjonen blir bedre og barrierer for skifte av leverandør reduseres. Ett nytt produkt for energiselskapene kan da være salg av tjenester, slik som romtemperatur og lys. Teknologien som gjør det mulig å produsere disse tjenestene kan plasseres i nærheten av forbrukeren. Styringen skjer fra en sentral enhet på basis av forhold som registrert behov, priser for drivstoff og hva som er rasjonell nettdrift. I et slikt konsept vil man også kunne inkludere enheter for lagring av elektrisitet og varme, som varmtvannslagring og batterier. Det blir mulig å skreddersy løsninger tilpasset den enkelte konsumentens behov.

27.3 DISTRIBUTUERT ELEKTRISITETSPRODUKSJON I NORGE

Erfaringer

Norge har bare i svært begrenset utstrekning utviklet en infrastruktur for distribusjon av gass i rør. Selv om kostnadene i det elektriske nettet reduseres ved en distribuert elektrisitetsproduksjon, kan kostnadene ved infrastruktur for gasstransport medføre at distribuerte løsninger er lite aktuelle i nær framtid. Dette er trolig den viktigste hindringen for utvikling av et mer distribuert energisystem i Norge.

For å få høy virkningsgrad i distribuerte anlegg forutsettes det at spillvarmen kan utnyttes til oppvarming. Det må da ligge til rette for vannbåren eller luftbåren varme i bygninger. Vannbåren varme øker fleksibiliteten i systemet også ved at varmen kan lagres. Denne fleksibiliteten bidrar til god fleksibilitet i driften av distribuerte anlegg og øker lønnsomheten. Mange land baserer seg på vannbåren varme for oppvarmingsformål. I Norge er det i mindre grad vannbårne oppvarmingsssystemer. Dette kan også motvirke en utvikling i retning av mer distribuert energiforsyning. Det vises til kapittel 21 for nærmere omtale av vannbåren og luftbåren varme.

I Norge ligger det godt til rette for separering og deponering av CO₂. Eventuelle gasskraftverk med rensing og deponering av CO₂ vil imidlertid bli store. De vil bli plassert langs kysten der deponeringsmulighetene er gode i tilknytning til oljevirk-somheten. Dersom dette blir et konkurransefortrinn i Norge, vil også dette motvirke drivkreftene mot en mer distribuert energiforsyning. I tillegg er det betydelige tekniske framskritt knyttet til overføring av kraft.

Distribuert elektrisitetsproduksjon i Norge har i hovedsak vært rettet mot konsumenter som ikke har nettilkobling. Viktigst her har vært solcelleanlegg i fritidshus og hytter. Til sammen har det blitt installert mer enn 70 000 slike anlegg. Også små vindturbiner blir benyttet for samme formål. Både sol og vind er imidlertid usikre energikilder, da tilgangen varierer over døgnet og året. I et elektrisitetsforsynings-system må produsert elektrisitet hele tiden være tilpasset forbruket. For et frittstående anlegg uten nettilkobling blir dette problemet løst ved å mellomlagre elektrisitet i en batteribank som forbrukeren kan nytte etter behov.

For husholdninger uten nettilkobling, hvor man vil ha et større behov for elektrisitet enn i hytter og fritidshus, har hovedsakelig dieselaggregat blitt benyttet. For dieselaggregat vil kostnadene avhenge av driftsforholdene, men erfaringsmessig ligger kostnadene på mellom 1,5-2,5 kr/kWh. Det har også vært gjort forsøk med å etablere elektrisitetsforsyning basert på dieselaggregat i kombinasjon med vindkraft (vind/diesel-anlegg) og solceller (sol/diesel-aggregat). Erfaringer med slike anlegg er imidlertid begrenset. Så langt tyder likevel erfaringene på at et vind/diesel-aggregat er konkurransedyktig med et rent dieselaggregat. Et sol/dieselanlegg for en enkelt husholdning må kombineres med tiltak for å redusere behovet for elektrisitet for å bli et aktuelt alternativ.

For distribuerte løsninger knyttet til nettet har man i Norge størst erfaring med såkalte mini- og mikrovannkraftverk. Dette er kraftverk på under 1 MW effektinstallasjon. Foreløpig utgjør de ingen betydelig andel av den norske vannkraftproduksjonen. Man har imidlertid opplevd sterkt økende interesse for denne typen kraftproduksjon de siste årene, og i mars 1998 hadde man omlag 200 søknader liggende til vurdering hos NVE.

Det er ikke gjort omfattende anslag på hvor mye nettapene kan reduseres ved bruk av distribuerte løsninger i Norge. Enkelte analyser indikerer imidlertid at distribuerte løsninger kan redusere nettapet betydelig. Eksempelvis har modellforsøk beregnet at vindparken på Vikna, Nord-Trøndelag, reduserer tapet i regionalnettet med 10 prosent sammenlignet med overføring fra mer fjerntliggende produksjonsanlegg.

Muligheter for å fremme distribuert produksjon

Det er åpenbart mange motkrefter mot distribuert elektrisitetsforsyning i Norge. En ensidig infrastruktur med muligheter for tekniske forbedringer, og mulighetene for separering og deponering av CO₂-utslipp fra gasskraftverk trekker i retning av større kraftproduksjonsanlegg.

En drivkraft for mer distribuert elektrisitetsproduksjon vil være at nettkostnadene synliggjøres på en slik måte at de inngår som en del av beslutningsgrunnlaget ved vurdering av ny utbygging.

Ved uttak vil alle hushold i et nettområde ha den samme nettariffen, selv de som bor langt unna befolkningssentra. Konsumenter som bor i sentrale områder, vil dermed normalt subsidiere dem som bor i gravgrendte strøk innenfor det samme nettområdet. En endring av dette kan imidlertid lett komme i konflikt med andre samfunnsmaal, slik som prisutjevning og distriktspolitikk. Men den nåværende formen for subsidiering bidrar til å redusere incentivene for de som bor i nettets ytterkant til å endre adferd i en retning som ville være samfunnsøkonomisk effektiv. Dersom de virkelige kostnadene ble reflektert i tariffene vil dette sannsynligvis gjøre at konsumenter i nettets ytterkant i større grad ville gjennomføre energieffektiviserings tiltak, eller gå til anskaffelse av egen produksjonskapasitet.

Ved å benytte anleggsbidrag stilles kundene i noen grad overfor kostnadene ved utvidelse av nettet. Kunden står da overfor valget å betale anleggsbidrag eller benytte andre løsninger, slik som å investere i egen produksjonskapasitet. I denne situasjonen vil det være ønskelig at kunden har god oversikt over hvilke alternativer man står overfor før investeringsbeslutningene tas. Dersom det vanskelig lar seg gjøre å fastsette anleggsbidrag, kan det lønne seg for netteier å påta seg å finansiere deler av tiltak hos sluttbrukere for å slippe å bygge ut/forsterke nettet. Dette vil kunne omfatte både bygging av produksjonskapasitet og tiltak for å redusere elektrisitetsforbruket, slik som beskrevet i kapittel 18.6. For nærmere omtale av tarifferingen av overføring og fordeling av kraft vises det til kapittel 28.

To sentrale kilder for nærmere beskrivelse av distribuert energiforsyning er:

- The Energy Journal, spesialutgave: Distributed resources: Towards a new paradigm of the electricity business?, 1998. Awebuch, Shimon og Alistar Preston (red.) The virtual utility:
- Accounting, technology and competitive aspects of the emerging industry Norwell, Mass. Kluwer, 1997.

KAPITTEL 28

Kraftoverføring - Effektiviseringsmuligheter, kostnader og miljø**28.1 INNLEDNING**

Dette kapitlet gir en oversikt over kraftoverføringssystemet i Norge og en drøfting av muligheter for effektivisering av kraftoverføringen. I forbindelse med vurdering av effektiviseringsmuligheter, er det naturlig å ta utgangspunkt i de eksisterende tapene i nettet. Tiltak for å redusere tapene i nettet vil måtte vurderes både i forhold til økonomi og miljø.

Kraftoverføringssystemet har som formål å transportere elektrisitet fra kraftverk til forbrukerne, i de mengder og på det tidspunkt kundene ønsker. Elforbruket varierer i stor grad over døgnet og over året, og kraftledningene må være dimensjonert slik at de har forsvarlig kapasitet til å overføre kraften når forbruket er størst, for eksempel på dagtid en kald januardag.

Linjeføringene i det norske nettsystemet domineres av overføringslinjene fra Vestlandet til Østlandet. Norge har også betydelige overføringsforbindelser til nabolandene, og nye sjøkabler for kraftutveksling med kontinentet vil komme på plass i løpet av de første årene etter 2000. Den varierte topografien og de store klimavariasjonene gir planleggings- og dimensjoneringsutfordringer på nettsiden som er større enn for de fleste andre industrialiserte land. Overføring av elektrisk energi over store avstander er bare teknisk/økonomisk mulig ved å ta i bruk høye spenninger.

Kraftnettet deles ofte inn i tre hovednivåer; sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Tabell 28.1 gir en oversikt over spenningsnivåer, betegnelser og funksjoner i det norske kraftnettet.

Tabell 28.1: Oversikt over det norske kraftnettet. Spenningsnivåer og funksjoner.

Nettnivå	Spennings- nivåer. kV	Funksjon
Sentralnett	420 300 (132)	Overføring
Regionalnett	132 66 47	Hovedfordeling
Distribusjonsnett	22 11	Høysp.fordeling Lavsp.fordeling

Kilde: EFI

De høyeste spenningene i det norske overføringsnettet er 420 kV (kiloVolt) og 300 kV. Underveis mot forbruker vil det kunne være flere nedtransformeringer. Fra 420 kV eller 300 kV kan det være nedtransformering til for eksempel 132 kV eller 66 kV. Videre kan spenningen transformeres ned til 22 kV eller 11 kV, for til slutt å transformeres ned til 400 V eller 230 V som er vanlig spenningsnivå for elektrisitet levert til husholdninger og næringsbygg.

28.2 TAP I KRAFTNETTET OG EFFEKTIVISERINGSMULIGHETER

Det vil alltid være tap forbundet med transport av elektrisk energi i luftledninger eller kabler. Tapet i nettet øker proporsjonalt med motstanden i nettet og pro-

porsjonalt med kvadratet av strømstyrken i nettet. Det siste innebærer at en dobling av strømstyrken medfører en firedobling av tapet. Energitalpet vil også firedobles³⁴.

Jo høyere spenningsnivået i nettet er, jo lavere blir tapet ved kraftoverføring. Derfor benyttes ledninger (eller kabler) med høyt spenningsnivå til overføring av store kraftmengder over lange avstander. Det er høye investeringskostnader knyttet til høyt spenningsnivå. Dette motsvares av større transportkapasitet og reduksjoner i potensielle tap. Tabell 28.2 viser antatte tap på ulike nettnivåer.

Tabell 28.2: Antatt energitap i forhold til overført energi på ulike nettnivåer, prosent.

Nettnivå	Energitalp (Prosent)
Sentralnett (m. opp- og nedtransformering)	2,0
Regionalnett (m. nedtransformering)	3,2
Distribusjonsnett	7,3

Kilde: NVE

Energisparepotensialet i kraftnettet er i hovedsak knyttet til reduksjon av energitalp i overføring, fordeling og transformering av elektrisitet. Ved tiltak for å bedre effektiviteten eller redusere tap i nettet, må man veie gevinstmulighetene i form av verdien av redusert tap, opp mot kostnadene ved å gjennomføre tiltak. Verdien av tapet vil være avhengig av kraftprisen til enhver tid.

På 1980-tallet ble det med støtte fra NVE gjennomført landsomfattende nettanalyser. Dette resulterte i at det ble gjennomført store tapsreducerende tiltak. Disse tiltakene ble gjennomført med betydelig statsstøtte. Nettanalysearbeidet gjorde dessuten energiverkene mer bevisste på strukturert planleggingsmetodikk, og de ble dyktigere til å ta i bruk simuleringsverktøy.

Energitalp i prosent av totalt omsatt energi i kraftnettet er i løpet av de siste 20 årene redusert fra 10-12 prosent til 6-8 prosent, til tross for at omsatt energi er fordoblet. Dette skyldes i hovedsak at det har foregått en betydelig nybygging/oppgradering av nettet.

Energitalp i eksisterende nett med dagens produksjonslokalisering, nettstruktur og forbruksmønster er anslått til 8-9 TWh. Tabell 28.3 viser grove anslag på energitalpet i nettet, og den årlige verdien av tapet. De største tapene oppstår i distribusjonsnettet på grunn av det lave spenningsnivået der.

Tabell 28.3: Anslag på tap og verdi av tap i kraftnettet 1997.

	TWh/år	mill kr/år
Overføring	2,6	700
Regionalnett	1,4	500
Distribusjonsnett	4,0	2000
Sum	8,0	3200

Kilde: Sintef, EFI, TR A 4122

34. Energi er proporsjonal med effekt med tid som faktor.

Med dagens rammebetingelser er det trolig mulig å oppnå reduksjon i tapene på 2-4 TWh utover de besparelsene som er gjort til nå. Potensialet for reduksjon av energitap i kraftnettet er knyttet til mulige endringer innen:

- teknologi
- dimensjoneringskriterier
- drift/vedlikehold
- ansattes kompetanse og holdninger
- innføring av lokal produksjon, jfr. kapittel 27
- forbruksmønstre

Ved full omlegging fra 230 V til 400 V er potensialet for tapsreduksjoner anslått til mer enn 1 TWh per år. Dette kan bare skje på svært lang sikt. Det kortsiktige sparepotensialet er som nevnt 2-4 TWh.

Et annet aktuelt tiltak som kan bidra til reduserte tap, er å utforme tidsdifferensierte tariffer til sluttbrukerne som stimulerer til å utjevne forbruket over døgnet, se nærmere i kapittel 28.6. Siden tapene øker proporsjonalt med kvadratet av effektbelastningen, vil en utjevning av forbruket kunne gi betydelige reduksjoner i tapene i nettet uten reduksjon i energiforbruket.

Styring av ikke tidskritisk energibruk, som oppvarming, kan også bidra til å jevne ut forbruksmønstret. Dette vil være lettere å gjennomføre hvis de rette økonomiske insentivene er til stede. Slike tiltak på sluttbrukersiden vil kunne redusere behovet for mer kostbare tiltak i nettet.

Energitalapene øker proporsjonalt med avstanden mellom kraftstasjon og stedet hvor elektrisiteten brukes. Forbruksvekst i områder med produksjonsoverskudd vil dermed bidra til å redusere tapene i nettet, mens forbruksvekst i områder med produksjonsunderskudd vil bidra til å øke tapene. Tilsvarende vil reduksjon i forbruket i områder med liten kraftproduksjon redusere tapene i nettet mer enn en like stor reduksjon i områder med mye kraftproduksjon.

Lokaliseringen av ny produksjon vil ha betydning for det samlede energitalapet i kraftnettet. Innføring av vindkraft i betydelig omfang vil gi spesielle utfordringer fordi vindforholdene bestemmer når (og hvor) vindkraften produseres. Et eventuelt lokalt effektoverskudd må transporteres til steder i nettet som har effektunderskudd. Ved ulik type varmekraftproduksjon kan man i større grad lokalisere produksjonen nær der behovet er størst. For varmekraftproduksjon vil imidlertid tilgangen på brensler sette visse begrensninger. Dette gjelder særlig for naturgass.

28.3 KOSTNADER VED INVESTERINGER OG UTVIDELSER I NETTET

Bygging av overføringsnett er meget kapitalkrevende. Riktig spenningsnivå og dimensjonering for en bestemt kraftledning må beregnes ut fra overføringsbehov og avstand. Valg av spenningsnivå og ledertverrsnitt må også gjøres ut fra en avveining av tapsekostnader (ved kraftoverføring i nettet) og investeringskostnader. Hvis man velger for lavt spenningsnivå og/eller for lite ledertverrsnitt, gir dette relativt høye tap og behov for flere ledninger. Velger man for høyt spenningsnivå og/eller for stort ledertverrsnitt, gir dette relativt høye investeringskostnader.

Det er store variasjoner i investeringskostnader avhengig av spenningsnivå og om luftlinje eller kabel velges. Investeringskostnadene for luftledninger er i hovedsak sammensatt av kostnader til master, strømførende liner, isolerende oppheng i tillegg til transport, montasje, oppmåling, prosjektering, administrasjon, grunnerstatning og skogrydding. Kabelkostnadene er sammensatt av kostnader til grøfter, kabel, skjøte, endeavslutninger, utlegging, transport, montasje, prosjektering og

administrasjon. Anslag for investeringskostnader ved normale forhold i overføringsnett er gitt i tabell 28.4³⁵.

Tabell 28.4: Anslag på investeringskostnader (normale) i overføringsnett.

Spenning (kV)	Luftledning (mil kr/km)	Kabelanlegg (mil kr/km)
22	0,1-0,6	0,3-0,9
66	0,4-1,0	0,9-2,4
132	0,7-1,4	2,5-6,9
300	2,1-2,4	6,2-12,7
420	2,1-2,4	8,0-14,6

Kilde: NVE

Tabellen viser at investeringskostnadene øker med spenningsnivå, og at kabelanlegg er betydelig mer kostbare enn luftledninger. Den relative forskjellen i investeringskostnader mellom kabelanlegg og luftledninger øker med økende spenningsnivå. Kabling er relativt vanlig på lave spenningsnivåer.

Jo større energimengder som skal overføres og jo lenger overføringsavstanden er, jo høyere spenningsnivåer bør benyttes ut fra en teknisk, driftsmessig og økonomisk vurdering. Tabell 28.5 viser i hvilke effektområder optimal overføringskapasitet ligger for ulike spenningsnivåer.

Tabell 28.5: Spenningsnivå og overføringskapasitet.

Spenningsnivå (kV)	Overføringskapasitet	
	MVA	GWh/år ¹
66	50-125	400
132	100-250	800
300	400-1000	3000
420	500-3000	7000

¹) Forutsatt 30 prosent kapasitetsutnyttelse.

Kilde: NVE

Totale samfunnsøkonomiske kostnader ved overføringsnett består av investeringskostnader, tapkostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, avbruddskostnader og ulike miljøkostnader. Ved investeringsbeslutninger bør de totale samfunnsøkonomiske kostnader vurderes sammen med inntekts- og nytteforhold.

28.4 MILJØFORHOLD

Overføring av kraft har konsekvenser for arealbruk og miljø. Kraftledninger rammer mennesker gjennom negativ estetisk påvirkning av bomiljø, landskap og natur

35. Renter i byggetiden og investeringsavgift er ikke inkludert i investeringskostnadene. Prisnivå er per 1.januar 1995.

for øvrig. Natur i betydningen flora og fauna vil i mindre grad påvirkes. Miljøvirkningene av kraftledninger kan ordnes i følgende hovedgrupper:

- frykt for helseskade
- estetiske ulemper i bomiljø
- ulemper for friluftsliv og rekreasjon (ikke «urørt» natur, estetiske forhold)
- kollisjonsfare for fugler, vilt kan forstyrres
- beslaglegging av arealer med alternative anvendelsesmuligheter
- driftsulemper og redusert produksjon i jordbruksområder

I det følgende gis en nærmere omtale av noen av disse punktene og mulige tiltak for å redusere negative miljøeffekter av kraftledninger.

Helse og magnetiske felt

Til tross for langvarig forskning, har en ikke funnet sikre holdepunkter for at magnetiske felt er helseskadelige (se blant annet NOU 1995:20). Det er påvist en statistisk sammenheng mellom nærhet til kraftledninger og kreft hos barn, men en vet ikke om magnetfeltene ved kraftledningene er den egentlige årsak til sammenhengen. Omfanget av mulige sykdomstilfeller er også svært lavt, og kostnadene ved forebygging svært høye. Helsemyndighetene har ut fra dette kun funnet grunnlag for å anbefale svært moderate tiltak, som vurdering av traséjusteringer ved nye kraftledninger. Kabling eller flytting av hus anbefales ikke.

Estetikk og landskap

Estetiske hensyn og hvordan kraftledninger påvirker landskapet, kommer inn ved alle utbyggingssaker. For de fleste interesser, blant annet vern av lite berørte områder, friluftsliv og bebyggelse, er det den estetiske påvirkning fra en kraftledning som vies størst oppmerksomhet. Det er menneskers opplevelse av landskapet og bruken av dette som primært påvirkes av kraftledninger.

Naturvern og inngrepsfrie naturområder

En kraftledning kommer sjelden i konflikt med vernede planteforekomster eller vernede kulturminner. Men opplevelsen av en vernet forekomst kan forringes av en kraftledning. Gjenværende inngrepsfrie naturområder som i liten grad er påvirket av menneskelige aktiviteter, er det vanligvis viktig å bevare.

Kollisjonsfare for fugl

Kraftledninger er årsak til at fugler av alle arter blir drept i kollisjoner. Norsk institutt for naturforskning (NINA) har anslått at 20 000 storfugl, 26 000 orrfugl og i overkant av 500 000 rypere årlig blir drept i kollisjon med kraftledninger. Selv om slike anslag er befattet med stor usikkerhet representerer dette en betydelig ulempe ved luftledninger.

Tiltak for å redusere negative miljøeffekter

For å fjerne eller redusere negative miljøeffekter av kraftledninger, finnes en rekke tiltak. Alle disse vurderes som et ledd i arbeidet fram mot en eventuell konsesjon. Tiltakene omfatter:

- kritisk vurdering av behov for nye ledninger og mulighet for sanering
- kabling som alternativ til luftledning
- god traséplanlegging og vurdering av parallellføring og fellesføring
- bedre form og farger på master, isolatorer og linjer
- tiltak for å unngå kollisjon fra fugl
- skånsomme metoder innen anlegg og drift, herunder moderat trasérydding

Miljømessig er det normalt en fordel å erstatte luftledninger med jordkabler, men kabling er svært kostbart, særlig ved høye spenningsnivåer. Ved høye spen-

ningsnivåer velges normalt andre tiltak, både i Norge og i andre land. På de lavere spenningsnivåer er kabling imidlertid vanlig.

I 1995 var det i alt 313 044 km linjer i Norge, hvorav 68 prosent var luftlinjer.

28.5 RAMMEBETINGELSER OG TARIFFER I NETTET

Forbrukerne er bundet til å kjøpe nettjenestene fra sin lokale netteier (energiverk). Distribusjon og overføring av kraft er naturlige monopoler. Energiloven og forskriftene legger rammene for overføringsvirksomheten. Det kreves at ledningsnettets ledige kapasitet skal stilles til disposisjon for alle markedsaktørene. Det skal ikke diskrimineres mellom kundene. Netteiere skal føre eget regnskap for monopolvirksomheten.

Norges vassdrags- og energiverk (NVE) står for kontrollen med nettvirksomheten. Monopolkontrollen baseres på at NVE treffer avgjørelser ved uenighet om vilkår eller ved tvist om beregningsmåten for overføringstariffer og kapasitet. Men NVE kan også pålegge en netteier å endre overføringstariffene uten at noen har klaget. NVEs avgjørelser kan påklages til Olje- og energidepartementet. I mange klagesaker er det reist spørsmål om nivået på tariffen og hvilket nettnivå abonnentene skal være tilknyttet.

NVE innførte en ny reguleringsmodell for monopolvirksomheten fra og med 1997. Reguleringsmodellen fram til og med 1996 tillot at økte kostnader automatisk kunne dekkes ved økte overføringstariffer. Den nye modellen er basert på at energiverkene får et inntektstak. Det gir energi-verkene insentiver til å drive mer effektivt. Effektiv drift bidrar til lavere tariffer for brukerne av nettet. Inntektsrammen tar utgangspunkt i regnskapstallene fra 1994-95. For 1997 ble det videre satt et krav om 2 prosent effektivitetsforbedring for alle, mens det for 1998 ble fastsatt et generelt krav for alle på 1,5 prosent. Fra og med 1998 har NVE i tillegg innført individuelle effektivitetskrav for distribusjonsverkene, slik at de minst effektive verkene må effektivisere mest. De individuelle kravene utgjør fra 0 til 3 prosent. De minst effektive energi-verkene møter dermed i år et effektivitetskrav på 4,5 prosent. For alle energi-verkene utgjør det samlede effektivitetskravet i gjennomsnitt 2,1 prosent. I tillegg til at inntektsrammen blir justert i forhold til effektivitetskravet, vil rammen øke i takt med konsumprisindeksen og økning i levert energimengde.

Dersom energi-verkene klarer å effektivisere mer enn det NVE reduserer inntektsrammen med, kan de beholde den økonomiske gevinsten. NVE har fastsatt yttergrenser for hvor høy eller lav avkastning verket kan ha. Maksimalavkastningen er satt til 15 prosent, mens minimumsavkastningen er satt til 2 prosent. Ved for høy avkastning må nettselskapet betale tilbake til kundene, mens ved for lav avkastning kan nettselskapet kreve dekning gjennom økte tariffer.

Alle som eier overføringsnett, plikter å gi NVE de opplysninger som er nødvendige slik at det er mulig for NVE å utøve tilsyn med monopolvirksomheten. NVE kan gi oversikt over tariffene i nettet for alle energiverk i landet. I regningen til kundene skal energiverket opplyse om hvilke priser som gjelder for henholdsvis overføring og kraft. Kundene har krav på å få nærmere informasjon fra energiverket om tariffene.

28.5.1 Punkttariffer

NVE har utarbeidet retningslinjer for tariffene i overførings- og fordelingsnettet basert på at et punkttariffsystem skal anvendes i alle energiverk. Mens forbrukerne betaler punkttariff for å ta kraft ut av nettet, betaler kraftprodusentene en punkttariff for å mate kraft inn på nettet.

Punktтарiffene skal bidra til å etablere et landsomfattende marked for kraft. Punktтарiffer som prinsipp ble tilnærmet fullt ut gjennomført på alle nettnivåer fra 1. januar 1993. Med punktтарiffer vil den enkelte nettkunde bare betale overføringstariff til sin lokale netteier. Men ettersom kostnadene ved investering og drift av nettet varierer over landet, kan punktтарiffen være forskjellig fra område til område. Brukernes punktтарiff avhenger også av hvilket nettnivå de er tilknyttet.

Alle som er tilknyttet sentralnettet betaler en punktavgift til Statnett SF. Produzentene betaler innmatingsavgift, og tilknyttede regionalnett eller lokalnett betaler for uttak av kraft fra sentralnettet. Summen av avgiftene skal dekke alle kostnadene i sentralnettet.

For regionalnettseieren inngår sentralnettskostnadene i kostnadsgrunnlaget når han beregner punktтарiffer for uttak i regionalnettet. Kunder tilknyttet regionalnettet bidrar således til å dekke kostnadene i sentralnettet i tillegg til kostnadene i regionalnettet.

I distribusjonsnettets tariffer inngår igjen kostnadene ved tilknytting til overliggende nett i kostnadsgrunnlaget når punktтарiffen beregnes. Kunder tilknyttet det lokale nettet bidrar på denne måten til å dekke kostnadene både i distribusjonsnettet, regionalnettet og i sentralnettet.

Bakgrunnen for at alle kunder skal bidra til å dekke kostnadene i overliggende nett er at det overliggende nettet er avgjørende for å kunne handle kraft på et landsomfattende marked. Adgangen til overliggende nett er også avgjørende for at kraftbrukere skal sikres god leveringssikkerhet.

28.5.2 Nærmere om punktтарiffer for innmating av kraft

Punktтарiffen for innmating av kraft er satt sammen av et tilknytningsledd, et effektledd og et energiledd. I følge NVEs retningslinjer for overføringstariffer skal tilknytningsleddet og effektleddet i innmatingstariffen i utgangspunktet være like på alle nettnivå. I 1998 betaler produsentene 8 kr pr kW installert effekt i tilknytningsavgift og 31 kr/kW i effektavgift, uavhengig av om han er tilknyttet sentralnettet eller lavereliggende nettnivå. Samlet utgjør tilknytnings- og effektleddet 0,78 øre/kWh ved 5000 brukstimer.

Energileddet skal reflektere kostnadene ved økningen i tap av kraft som følger av at en ekstra kWh skal transporteres (marginalt tap). Tapet kan bli betydelig når man nærmer seg kapasitetsgrensene i nettet. Verdien av tapet er lik prisen på kraft i døgnmarkedet. Tapet varierer med ulike innmatingspunkter i nettet. En kraftstasjon kan være så gunstig plassert i nettet at produksjonen reduserer tapet i stedet for å øke det. I slike tilfeller kan energileddet være negativt.

I sentralnettet beregnes det tapsprosentene i hvert enkelt sentralnettspunkt, seks ganger i året. Tapsprosentene er symmetriske om null i punkter hvor det er både innmating og uttak. Størrelsen på tapsprosentene er begrenset til ± 10 prosent. Tapsprosenten er differensiert mellom dag og natt/helg, den er lavest på natten og om sommeren når belastningen er lavest. Belastningen på nettet, og tapet, er størst på dagtid om vinteren. Energileddet i produsentenes innmatingstariff varierer derfor både med geografisk plassering og over tid. Det følger av variasjoner i tapet og i spotprisen.

28.5.3 Nærmere om punktтарiffer for uttak av kraft

Punktтарiffene for uttak av kraft varierer mellom energiverkene. Årsaken er delvis at kostnadene ved å føre kraft fram til kundene varierer i ulike landsdeler. Vanske-

lige naturgitte overføringsforhold og spredt bosetning kan bidra til høye overføringskostnader.

Landets elektrisitetsnett inndeles i fem nettnivåer for tariffieringsformål. De fleste kunder får kraften levert på nettnivå 5, det vil si i lavspentnettet (under 1000 V). Enkelte større næringskunder er koblet direkte til nettnivå 4, eller lokalt høyspentnett (20 kV på nettnivå 3) og får lavere punkttariff enn kunder på nettnivå 5. Energiverkene og større industribedrifter er tilkoblet nettet på høyere nettnivå.

Punkttariff betales til netteier i det punktet kunden er tilknyttet nettet. Tariffen for uttak er satt sammen av det bruksavhengige energileddet og ett eller flere faste, bruksuavhengige ledd. Tariffen for uttak kan være satt sammen av tre ledd:

- et fastledd som er uavhengig av forbruket
- et effektledd som avhenger av maksimalt forbruk (kW)
- et energiledd som avhenger av energiforbruket (kWh)

På grunn av de faste leddene, synker tariffen målt i øre/kWh med økende forbruk. For å omregne en sammensatt tariff til en pris i øre/kWh må det tas utgangspunkt i forbruket til en typisk kunde på et bestemt nettnivå. NVE utgir statistikk over overføringstariffer i regional- og distribusjonsnettet. I det følgende indikeres gjennomsnittsprisene på ulike nettnivå i 1997.

I 1998 utgjør de faste leddene i sentralnettstariffen for uttak 1,04 øre/kWh ved en brukstid på 5000 timer. Energileddet i sentralnettet avhenger av tapsprosenten i det aktuelle punktet og den løpende spotprisen. Tapsprosenten er begrenset til ± 10 prosent. Ved en spotpris på 20 øre/kWh vil energileddet da kunne svinge mellom ± 2 øre/kWh. Energileddet får høyere betydning jo høyere spotprisen er.

Tabell 28.6: Overføringspris for kraft for næringskunder og husholdninger, øre/kWh 1998.

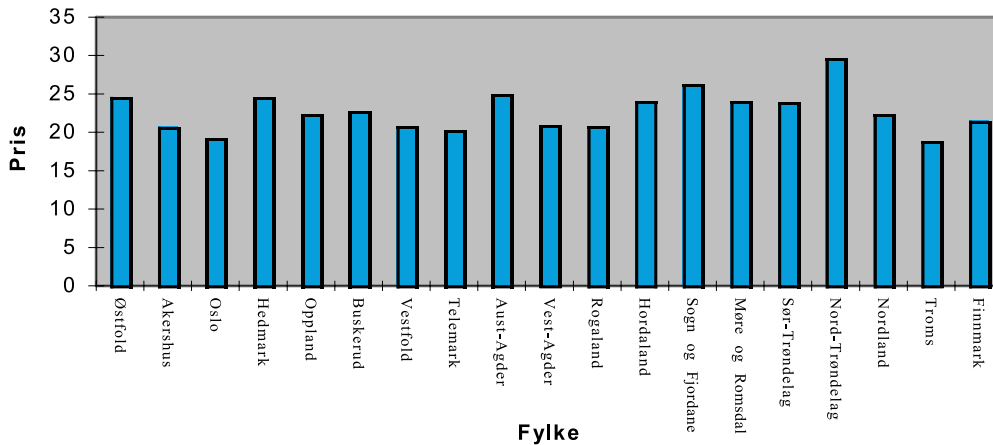
	Næringskunder	Husholdninger
Nettnivå 1	3,1 øre/kWh	
Nettnivå 2	5,1 øre/kWh	
Nettnivå 3	9,9 øre/kWh	
Nettnivå 4	14,4 øre/kWh	
Nettnivå 5	15,9 øre/kWh	20,1 øre/kWh

Energiverkene og de store kundene tar ut kraft fra sentralnettet eller på nett 1, 2 eller 3. For næringsvirksomhet er det vanlig å ta ut kraften på nettnivåer per 4 eller 5. For husholdningskunder er det vanlig å ta ut kraft på nettnivå 5. Tabell 28.6 viser punkttariffen for en gjennomsnittlig kunde på ulike nettnivå 01.01.1998. For næringskundene er det lagt til grunn et gjennomsnittlig forbruk på 2 GWh for nettnivå 1-3, og 0,2 GWh for nettnivå 4 og 5. For husholdningene er det lagt til grunn et gjennomsnittlig forbruk på 20 000 kWh.

Næringskundernes tariffer varierer på nettnivå 4 og 5. I retningslinjene for overføringstariffer for 1998 har NVE bedt netteiere om å arbeide for overgang til tariffer hvor kundene plasseres på ett «tarifftrinn» avhengig av hvor stort kraftforbruk de har.

Husholdningskundene er tilknyttet på nettnivå 5. Husholdningskundernes overføringstariff består bare av et fastledd og et energiledd. Dette energileddet er imidlertid betydelig høyere enn verdien av de marginale tapene. Figur 28.1 viser overføringstariffer for husholdningskunder i gjennomsnitt for hvert fylke per

01.01.1998 inklusiv mva. Det er i beregningen av tariffene lagt til grunn et gjennomsnittlig forbruk på 20 000 kWh.



Figur 28.1 Overføringspriser til husholdninger (inkl mva) per 01.01.1998. øre/kWh

28.6 DRIVKREFTER TIL EFFEKTIV TARIFFERING

Med dagens rammebetingelser har netteierne insentiver til å redusere kostnadene i nettet. Inntektsrammene for nettet gir stramme føringer for hvor høyt overførings-tariffene kan settes. Det motiverer netteierne til å vurdere ulike tiltak når de nærmer seg kapasitetsgrensen eller når nettet trenger opprustning. Dersom det faller dyrere å utvide nettet enn å stimulere forbrukerne til å redusere forbruket i topplastperioder eller gjøre enøkinvesteringer, vil netteierne klare inntektstakene lettere ved å velge det siste alternativet. Utjevning av lasten reduserer også tapet, og dermed kostnadene.

Reduksjonene i tapet kan motvirkes av at netteierne på lang sikt vil ha relativt lavere kapasitet. Det må imidlertid forutsettes at monopolkontrollen holder en tilstrekkelig kontroll med leveringssikkerheten og leveringskvaliteten. Dette setter grenser for i hvilken grad effektivitetskravene kan motvirke motivasjonen til å redusere tapene.

Effektivitetsgevinstene i nettvirksomheten kan hentes ut gjennom å tilby forbrukerne mer sammensatte tariffer. Det vil si tariffer som i større grad reflekterer belastningen i nettet. Mange land benytter mer sammensatte tariffer til sluttbrukerne enn det som er tilfellet i Norge. Men også Norge har en del erfaring med andre typer tariffer, selv om de var knyttet til både overføring og energi som et samlet produkt. I det følgende refereres noe av denne historien, og perspektiver for en videre utvikling.

Tidligere hadde Norge et toprissystem på elektrisitet der forbrukerne betalte en høyere pris per kWh for forbruk over et visst effektnivå. Den dominerende elektrisitetstariffen til husholdningene fra 1950-tallet til 1980-tallet var den såkalte H3-tariffen (blandet tariff). Denne tariffen hadde en lav energipris innenfor en avtalt effektgrense i tillegg til at man betalte et fast beløp per kW man abonnerte på. Overforbruk hadde en betydelig høyere pris. I 1968 var elprisen 2,5-4 øre/kWh (datidens priser) innenfor grensen og 10-20 øre/kWh over grensen, altså rundt fem ganger så høy.

Ulempen med H3-tariffen var blant annet komplisert og kostbart målutstyr. Abonentene hadde problemer med å forstå tariffen og måleutstyret, det resulterte i at de ikke utnyttet sitt abonnement fornuftig. Myndighetene anbefalte i St meld nr 42 (78-79) Om energiøkonomisering, overgang fra H3 til en tariff hvor energiforbruket målt i kWh ble tillagt større vekt. Dette ledet fram mot H4-tariffen (kilowatt-timetariff) hvor energiprisen per kWh er den samme for hele forbruket. Denne tariffen ble vurdert som bedre egnet for å stimulere til energiøkonomisering.

H3-tariffen ga ikke nødvendigvis høyere pris jo større det totale elforbruket var. Prisen ble bare høyere dersom elforbruket toppet seg i bestemte perioder. Når en forbruker topper energiforbruket sitt til bestemte perioder, har han lav brukstid. Tariffen kunne for eksempel lede til at kundene lot være å kjøre vaskemaskinen samtidig med at det ble laget mat. Virkningen på det totale energiforbruket vil være begrenset i det eksemplet, men forbrukerne fikk høyere brukstid. På en annen side kunne tariffen lede til at forbrukerne for eksempel slukket lys i rom som ikke var i bruk slik at de unngikk å komme over på overforbrukspris. Dette er spart energi som i mindre grad blir tatt igjen senere.

Formålet med en slik tariff må først og fremst være å begrense effektuttaket. Det kan være aktuelt dersom det er begrenset kapasitet i nettet, eller ved begrenset effektkapasitet i produksjonssystemet. På den tiden overforbrukstariffen ble benyttet i Norge, var det først og fremst av hensyn til at det var begrenset kapasitet i nettet.

Etter andre verdenskrig har det vært rikelig med effekt i det vannkraftdominerte norske kraftsystemet. I dag opplever vi at samtidig med at kraftbalansen blir strammere, blir også effektsituasjonen strammere. Dette gjelder både med hensyn til overføringskapasiteten og produksjonskapasiteten. Situasjonen vil avhjelpe noe ved økte overføringsforbindelser med utlandet, men samtidig vil økte overføringsforbindelser gjøre effekten i det norske kraftsystemet mer etterspurt, og dermed gi effekten en høyere verdi. Disse forholdene vil igjen gjøre det aktuelt å prise effekt i større grad enn det som har vært vanlig de senere årene. Forslag om en elpris som varierer over døgnet og over året kan ses i denne sammenheng.

Med dagens teknologi er det naturlig å se for seg langt mer avansert måleteknologi som kan gi grunnlag for å bygge opp spesielle tariffer. Dette kan gi grunnlag for å nå flere mål i arbeidet med å utnytte kraftressursene effektivt, og å redusere kostnadene i overførings- og fordelingsnettet. Det er satt i gang flere prøveprosjekt, blant annet i Moss og i Trondheim, for å teste virkningene av mer avansert måleutstyr, og mer avanserte/detaljerte tariffer.

Billigere og mer effektivt måleutstyr vil gjøre det enklere for forbrukerne å handle fornuftig i et system hvor elprisen varierer. Det kan bli lettere å utvikle nye kontraktstyper for kraftomsetning som demper etterspørselen i perioder med høye priser. Systemet med konkurranse innen produksjon og omsetning, kombinert med at vi får mer handel med land som baserer seg på termisk kraftproduksjon, kan bidra til større variasjoner i elprisen i Norge. Kraften kan bli dyrere om dagen når forbruket er stort, enn om natta når forbruket er lavt. Kunder som måler kraftforbruket fra time til time, vil kunne nyttiggjøre seg disse prisforskjellene ved å styre energiforbruket sitt over døgnet.

På nettsiden er det en utvikling mot at kapasiteten i nettet i større grad blir avspeilet i tariffen. I dag er det flere forsøksprosjekter på gang der netteierne studerer mulighetene for å gi forbrukerne signaler gjennom overføringstariffen om hva kapasiteten koster. Dette vil trolig motivere forbrukerne til å tilpasse seg slik at de unngår høye overføringstariffer. For eksempel kan en tenke seg at de styrer oppvarmingen av varmtvannet til natta, når lasten i nettet er lav. På denne måten kan netteierne unngå investeringer i større nettkapasitet, og dermed redusere kostnadene. Gjennom det nye inntektsreguleringssystemet har netteierne fått et betyde-

lig press til å effektivisere. Motivasjonen til å utvikle tariffene på en effektiv måte er til stede.

Nye tariffer som gir variasjon i elprisen over døgnet og mellom årstidene i tråd med effektsituasjonen, kan også bidra til redusert elforbruk ved at nye typer tiltak blir lønnsomme. Sannsynligvis vil nye tariffer avspeile de faktiske kostnadene på nettkapasitet og effekt i større grad enn det gamle toprissystemet. Det vil gi riktige signaler til forbrukerne om den reelle verdien av elektrisiteten, og insentiver til å redusere forbruket når kraftsituasjonen eller nettkapasiteten er mest presset. Fleksibiliteten i systemet vil bli bedre utnyttet, og til riktig tid. En slik utvikling vil gi bedre utnytting av ressursene generelt enn det gamle overforbrukstariffen.

Det er vanskelig å vurdere i hvilken takt og i hvilket omfang nye og mer avanserte tariffer vil komme. Men det er drivkrefter som stimulerer til å utvikle mer avanserte tariffer. Allerede i dag er netteierne pålagt å installere timesmåling med toveiskommunikasjon hos alle kunder som har elforbruk over 400 000 kWh per år. Kostnadene ved utstyret skal dekkes av netteieren. Disse kundene kan inngå kraftkontrakter som er knyttet til spotprisen, og styre energiforbruket i henhold til svingningene fra time til time og dag til dag. Ved høye priser på spotmarkedet kan de velge å benytte andre energiformer enn elektrisitet dersom det lønner seg å ha denne fleksibiliteten.

For husholdningene er det i første omgang hensiktsmessig å utforme strømrregningen på en mer informativ måte. Det viser seg at forbrukerne mangler oversikt over sitt eget strømforbruk. Dersom de forsøker å spare, vil de bli kreditert for dette over en akontoregning som kan komme over et år etter at sparingen begynte.

Innen utgangen av 1999 er alle energi-verk pålagt å gjøre bruk av forenklet strømrregning som gir informasjon om utvikling i elforbruk kvartalsvis eller oftere. Regningen skal utformes slik at forbrukeren på enkel måte skal kunne se utviklingen i sitt strømforbruk. Forbruket skal være sammenlignbart fra år til år ved at det temperaturkorrigeres. Fra 1. januar 1999 skal husholdningskundene faktureres ut fra virkelig forbruk.

28.7 REGULERINGER AV TARIFFENS OPPBYGNING

Overføringstariffene gir signaler til forbrukerne og produsentene, og påvirker deres tilpasning. Det er vanskelig å utvikle helt perfekte tariffer, men det norske systemet må betraktes som godt. I det følgende påpekes likevel noen dilemmaer i oppbyggingen av overføringstariffer.

Ideelt sett skal tariffene gi signaler som bidrar til at overførings- og fordelingsnettene blir utnyttet best mulig. Punkttariffer legger et godt grunnlag for å utvikle slike tariffer. Signalene til forbrukerne kommer fram gjennom oppbyggingen av punkttariffen, eller overføringstariffen. Energiloven gir få føringer for hvordan overføringstariffene skal bygges opp. Følgende bestemmelser i energilovens forskrift av 7. desember 1990 nr. 959, med endring sist av 10. desember 1993 nr. 1128 står sentralt, jfr. §4-4 b):

«...Konsesjonæren bør i størst mulig grad utforme tariffer som gjenspeiler belastningen på nettet. Konsesjonæren må ikke diskriminere brukere av nettet, men tilby like tariffer justert for forskjeller i brukstid, leveringsskvalitet mm. Norges Vassdrags- og energiverk gir nærmere retningslinjer for fastsettelse av overføringstariffene»

Målet på hvor mye en kunde belaster nettet er økningen i tapet i nettsystemet når nettkunden øker sitt kraftforbruk eller sin kraftproduksjon, det vil si det marginale tapet. Dersom tariffen til kundene gjenspeiler tapet i nettet, er dette et signal til kun-

dene om hva det koster å utnytte det eksisterende nettet. For eksempel kan det være høye tap ved uttak av kraft på Østlandet, mens uttak i Nordland bidrar til å avlaste nettet. Tapet varierer over døgnet og året, og fra år til år.

Det viser seg vanskelig å nå idealet om å la tariffene reflektere tapene i nettet fullt ut. Tapsforholdene varierer hele tiden, og tariffene skulle derfor oppdateres løpende. Ideelt skulle tapsforholdene i ethvert punkt i nettet måles kontinuerlig, og signalene skulle tilflytte kundene. Dette kan fort bli uoversiktlig, og det stiller store krav til kommunikasjon og regnekapasitet. Men et stykke på vei er de norske tariffene bygd opp etter målet om å avspeile belastningen i nettet. Energiledet i sentralnettstariffen ble på dette området forbedret fra 01.01.98. De marginale overføringstapene i sentralnettet blir nå beregnet i hvert enkelt sentralnettpunkt. Det skilles mellom dag og natt/helg. Tapsleddene er symmetriske om null, det vil si at innmating og uttak av kraft har like tapsledd, men med motsatte fortegn. Overføringstapene beregnes seks ganger i året slik at verdiene i størst mulig grad blir riktige. For beregningen legger en nå også til grunn samlet kraftflyt i Norge og Sverige. I lavere nettnivåer videreføres sentralnettstariffen, selv om beregningen av de marginale tapene blir mindre og mindre nøyaktig jo lavere nettnivå det er.

Tapsleddet i tariffen vil ikke dekke alle kostnadene i nettet. Overføringstariffene har derfor også forbruksuavhengige ledd, eller fastledd. Forskriftene til energiloven berører ikke de forbruksuavhengige leddene. Ifølge økonomisk teori bør en unngå å fastsette de faste leddene i tariffen slik at de påvirker bruken av nettet. Det betyr at betalingen skal være knyttet opp til forhold som ikke har med kraftleveransene å gjøre. Tanken bak dette er at det ikke er noen grunn til å gi kundene signaler om å la være å bruke en infrastruktur som allerede er etablert. Det har ingen kostnad på kort sikt, utover tapet i nettet, å bruke infrastrukturen. Dersom kapasiteten i nettet blir knappere, øker de marginale tapene, og det påløper flaskehalsavgifter. På denne måten benyttes prisen til å sortere køer.

Det er likevel ikke vanlig å følge denne tariffingsregelen. Effektinstallasjon i kraftverkene er grunnlag for å beregne de faste leddene. Men dette kan gi tilfeldige signaler i forhold til for eksempel behovet for nye investeringer i nettet som følge av at ny produksjonskapasitet knyttes til. Et biokraftverk på Østlandet må betale de samme faste leddene som et vindkraftverk for eksempel i Nordland; gitt at de lokale nettforholdene ellers er like. Dette gjelder selv om et biokraftanlegg på Østlandet vil redusere behovet for nyinvesteringer i nettet, mens et vindkraftanlegg i Nordland vil øke behovet.

Det er vanskelig å finne gode kriterier for å fordele nettkostnadene som ikke dekkes av tapsleddet. Fordi nettet henger sammen som en landsomfattende infrastruktur, er det vanskelig å si at en aktør er opphav til store investeringer, mens en annen er opphav til mindre. I såkalte radialer, eller linjer som går ut fra det maskede nettet, er det imidlertid vanlig å kreve anleggsbidrag. Linjer som går fra et masket nett til en kraftstasjon kan bli betraktet som produksjonsrelatert, og må kostes av produsenten. Men i maskede nett er det vanskeligere å identifisere hvem som forårsaker behovet for utvidelser. Dersom det lar seg gjøre å peke ut en aktør som har initiert et behov for forsterkninger, er det vanskelig å måle hvem som har mest nytte, og kanskje unytte av forsterkningene. Det følger av at hendelser i kraftsystemet påvirker alle som er tilknyttet.

I Norge er det tradisjon for utjevning av tariffen innenfor konsesjonsområder. Dette kan virke som en bremse på utvikling av tariffen som gir signaler til forbrukerne om forholdene i de lokale nettene. Differensiering kan oppfattes som diskriminering. Dette kan være i strid med forskriftene til energiloven.

Netteierens press om effektivisering må betraktes som en supplerende drivkraft mot utvikling av mer effektive nett blant annet ved å gjøre tiltak rettet mot sluttbruk-

erne. I tilfeller der det er vanskelig å gi signaler gjennom anleggsbidrag og tariffutforming, kan det være aktuelt for netteierene å benytte andre tiltak. Tilbud til forbrukerne om informasjon, energioppfølging med videre, kan være i netteierens egen interesse.

Referanser

1. Kostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet. NVE-publikasjon nr. 01/1996.
2. Jordkabel som alternativ til luftledning. Sammenligning av økonomi og tekniske forhold ved spenninger over 22 kV. NVE-publikasjon nr. 16/1993.
3. Kostnader for kraftverksprosjekter per 1.1.1996. NVE-publikasjon nr. 05/1997.
4. EFI sin planleggingsbok for fordelingsnett. Bind 3, Kostnadskatalog og komponentdata. Utgitt 1993 og oppdatert 1996.

KAPITTEL 29

Fjernvarme**29.1 INNLEDNING**

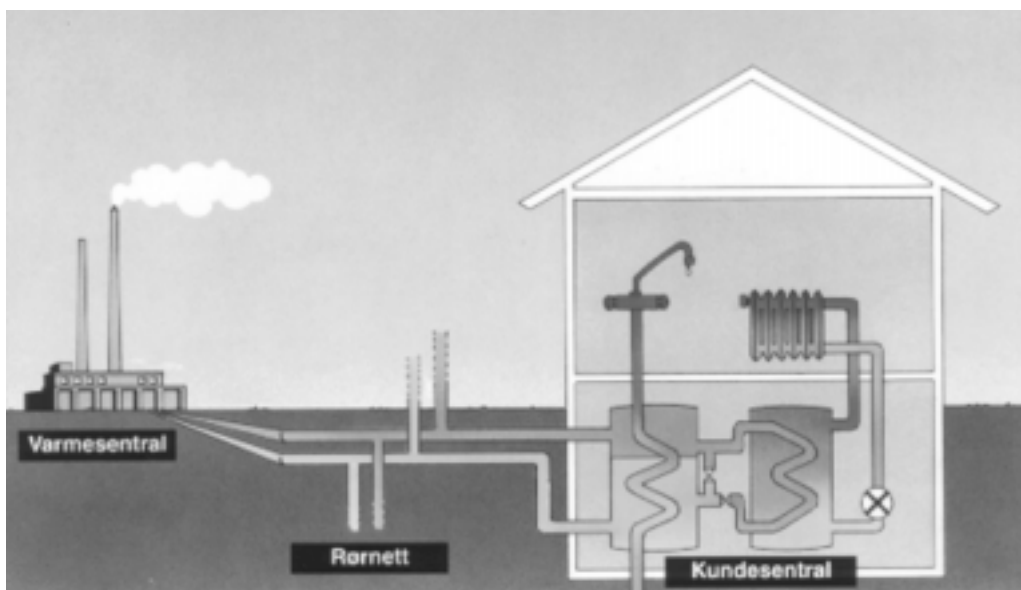
I kapittel 21 ble vannbåren varme drøftet. De energikildene og teknologiene som der er omtalt, er knyttet opp mot installasjoner i bygningene. Fjernvarme distribueres over lengre avstander og til flere bygninger. Varmt vann er energibæreren.

Fjernvarme omtales ofte som en energikilde eller energibærer på linje med biomasse, vind, vannkraft og fossile brensler som olje og gass. Dette er ikke riktig, da fjernvarme er måte å *transportere* energi på. Bakgrunnen for å bygge ut et fjernvarmesystem er gjerne at en har tilgang til en rimelig varmekilde som for eksempel varme fra avfallsforbrenning eller annen varme som ellers ville gått til spille. Denne varmen kan brukes til å varme opp vann, og via et fjernvarmesystem kan denne varmen transporteres til forbrukerne. På grunn av avstand mellom varmekilde og forbrukere vil varme ofte måtte transporteres over relativt lange avstander.

29.2 TEKNISK BESKRIVELSE*Distribusjon*

Fjernvarme distribueres hovedsakelig i form av varmt vann, men kan også distribueres som damp. Temperaturen på vannet ut fra varmesentralen vil være avhengig av hvilken energikilde, energibærer og teknologi som benyttes, samt temperaturkrav hos kundene. I de fleste fjernvarmeanlegg justeres den utgående vanntemperaturen etter utetemperaturen slik at en best mulig tilpasser seg etterspørsel etter både effekt og temperatur.

Prinsippet for fjernvarmedistribusjon er vist i figur 29.1. Distribusjonssystemet for fjernvarme består av to parallelle rør i bakken. I det ene fjernvarmerøret transporteres varme til forbrukerne med tilstrekkelig høy temperatur. Det varme vannet tas inn i varmeveksleren hos kunden, som regulerer vannmengden slik at ønsket temperatur oppnås i byggets varmeanlegg. Når varme er avgitt til kundens system returneres vannet via returledningen til varmesentralen for ny oppvarming. Ofte føres fjernvarmerør i samme grøft som for eksempel kraftkabler, tele- og datalinjer og vannrør.



Figur 29.1 Prinsipp for fjernvarmedistribusjon.

Kilde: Energiforsyningens Fellesorganisasjon/EnFO)

Det benyttes godt isolerte stålrør med lite varmetap slik at det i norske fjernvarmeanlegg er registrert ca 10 prosent energitap årlig i distribusjonssystemene. I tillegg til rørtype vil faktorer som gjennomsnittlig vanntemperatur, utstrekning av nettet og distribuert varmemengde være av betydning for varmetapet. Innefor boligområdet benyttes doble preisolerte polyetylen plastrør.

Varmesentral

De fleste fjernvarmeanlegg baseres på en grunnlastproduksjon som forutsettes å levere tilstrekkelig effekt og energi det meste av året. Imidlertid er det gjerne for kostbart å dimensjonere denne grunnlasten til å dekke behovet på de kaldeste dagene. For å dekke slike spisslaster installeres gjerne olje- eller elektrokjeler, eventuelt begge deler for å kunne velge den til enhver tid rimeligste energibæreren. Investering i olje- og elkjeler er lite kapitalkrevende i forhold til for eksempel biokjeler eller varmepumper, mens brenselet er kostbart.

I store fjernvarmesystemer som for eksempel i Oslo og Trondheim er det gjerne flere varmesentraler. Dette gjør det mulig å utnytte mange ulike varmekilder og dermed øke både fleksibilitet og leveringssikkerhet. I fjernvarmesystemet i Trondheim benytter en både varme fra avfallsforbrenning, spillvarme fra et lokalt smelteverk, naturgass (LNG), metan fra avfallsdeponi, samt olje og elektrisitet. I tillegg utredes det mulighet for å benyttes biomasse.

Kundeinstallasjoner

I de fleste fjernvarmeanlegg i Norge benyttes det en indirekte tilkobling til fjernvarmenettet blant annet for å få en klart definert leverings- og ansvarsgrense. Dette betyr at det er en varmeveksler som skiller kundens anlegg fra fjernvarmeanlegget. Trykkforholdene i fjernvarmenettet vil ikke påvirke kundes trykkforhold i eget nett, og omvendt.

I fyrrommet hos kunden installeres det en varmeveksel i stedet for en oljekjel/elkjel, og denne tar vesentlig mindre plass, jf. kapittel 21. Det er som regel fjernvarmeleverandøren som bekoster og vedlikeholder dette utstyret for kunden.

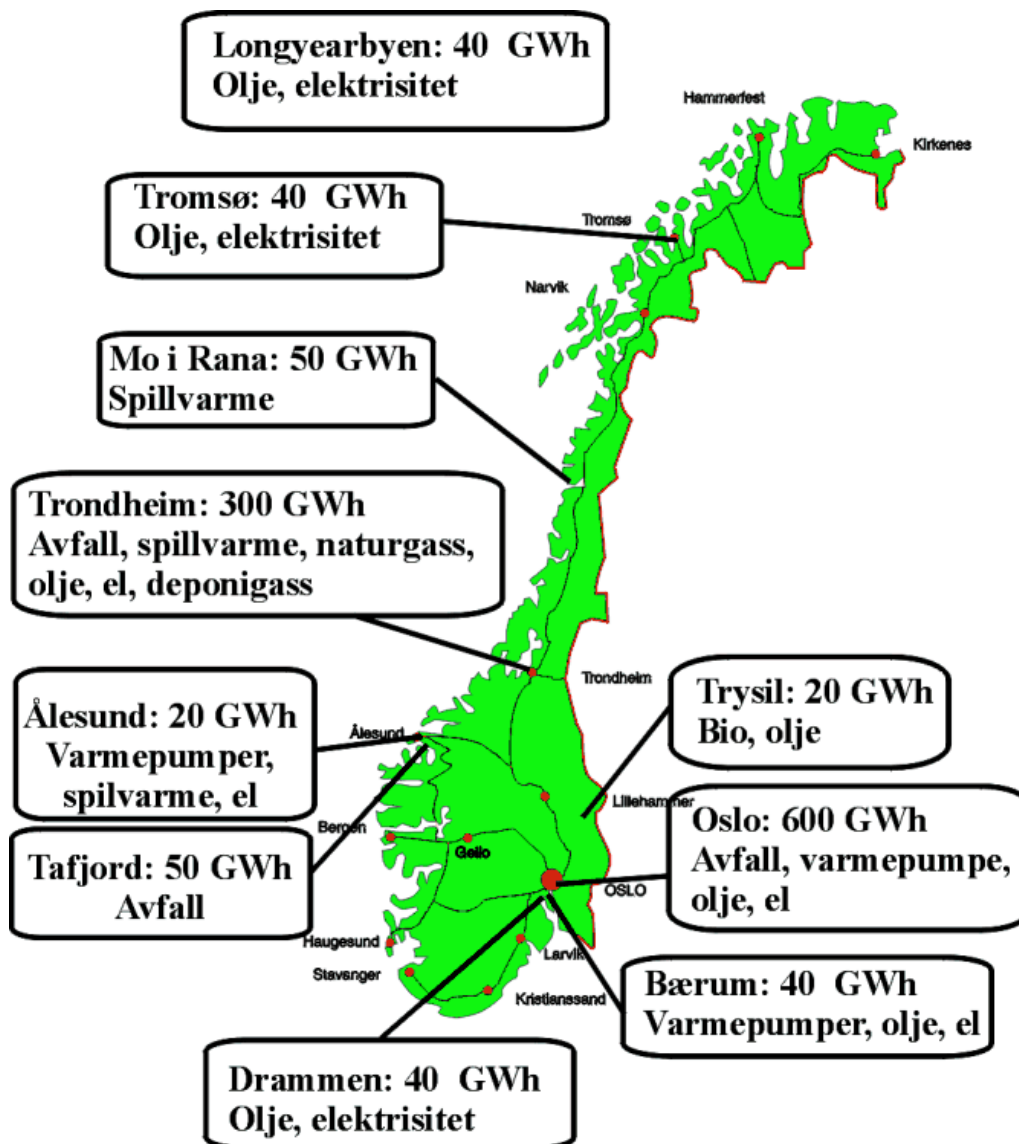
Måling av varmeforbruk

Varmeforbruk registreres ved hjelp av en varmemåler som er montert på primærsiden (fjernvarmeleverandørens side) av varmeveksleren. Forbruket beregnes ved å måle temperaturdifferansen mellom inngående og utgående vann, samt hvilken vannmengde som passerer veksleren til enhver tid. Varmeforbruk regnes i kilowatt-timer (kWh) på samme måte som forbruk av elektrisitet.

Pris for fjernvarme

Den enkelte fjernvarmeleverandør står i utgangspunktet fritt til å utforme sine priser, men må konkurrere med alternative oppvarmingsformer som elektrisitet og olje. Dersom kunden er pålagt å tilknytte seg fjernvarmeanlegget (tilknytningsplikt) skal fjernvarmeprisen ikke være høyere enn pris for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde, se omtale i (*Link*) kapittel 6.6.9 og (*Link*) 29.4.

Enkelte fjernvarmeleverandører tar et tilkoblingsbidrag for å dekke hele eller deler av den investering som er gjort i nettet, samt i utstyr som er nødvendig hos kunden. Andre velger å la slike utgifter gjenspeiles i en effektavgift, hvor kunden enten betaler etter faktisk benyttet maksimal effekt eller etter en forhåndsavtalt maksimalgrense for tilgjengelig effekt. Det er ingen forbruksavgift på fjernvarme, og heller ingen annen offentlig avgift enn moms.



Figur 29.2 Fjernvarmeanlegg i Norge.

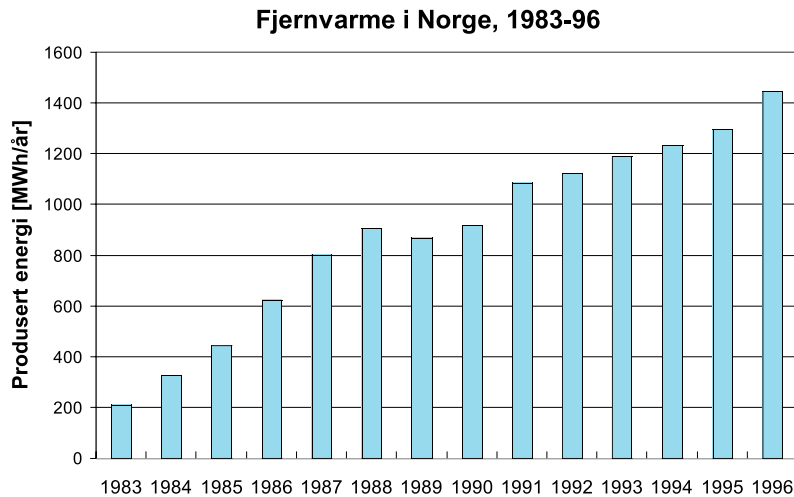
Kilde: EAB, Energiforsynings Fellesorganisasjon/EnFO)

29.3 FJERNVARME I NORGE

Fjernvarme har ingen lang tradisjon i Norge på grunn av vår tilgang til rimelig elektrisitet basert på vannkraft, samt at bosettingsmønsteret i Norge er dårligere egnet for fjernvarme enn tilfellet er i våre naboland. Utgangspunktet for å bygge fjernvarme har gjerne vært tilgang på rimelig varme for eksempel fra avfallsforbrenningsanlegg slik tilfellet er i Oslo og Trondheim. Det finnes imidlertid fjernvarmeanlegg spredt over hele Norge.

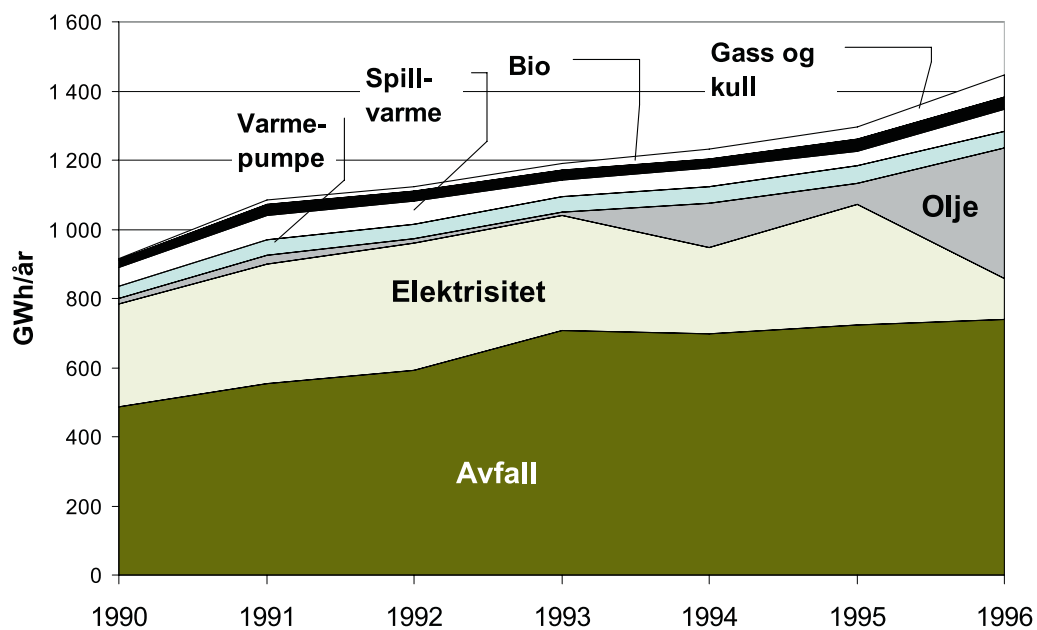
De største anleggene er plassert i Oslo og Trondheim. Norges største fjernvarmeanlegg basert på biomasse ligger på Gardermoen. Det vurderes utbygging av fjernvarmeanlegg blant annet i Bergen (avfall), Kristiansand (spillvarme) og på Fornebu (bio/varmepumpe).

Det har vært en jevn utbygging av fjernvarme i Norge siden tidlig på 1980-tallet. Dette er vist i figur 29.2.



Figur 29.3 Utvikling av fjernvarmeleveranser i Norge, 1983-1996. MWh/år
Kilde: Energiforsynings Fellesorganisasjon/EnFO)

Det er varme fra avfallsforbrenning som danner basis for varmeleveranse fra fjernvarmeanlegg i Norge og brukt sammen med kombinasjonen el- og oljekjeler gir dette en stor grad av fleksibilitet. Som vist i figur 29.3 ga dette en markert overgang fra elektrisitet til olje i tørråret 1996 som en følge av de høye prisene på elektrisitet.



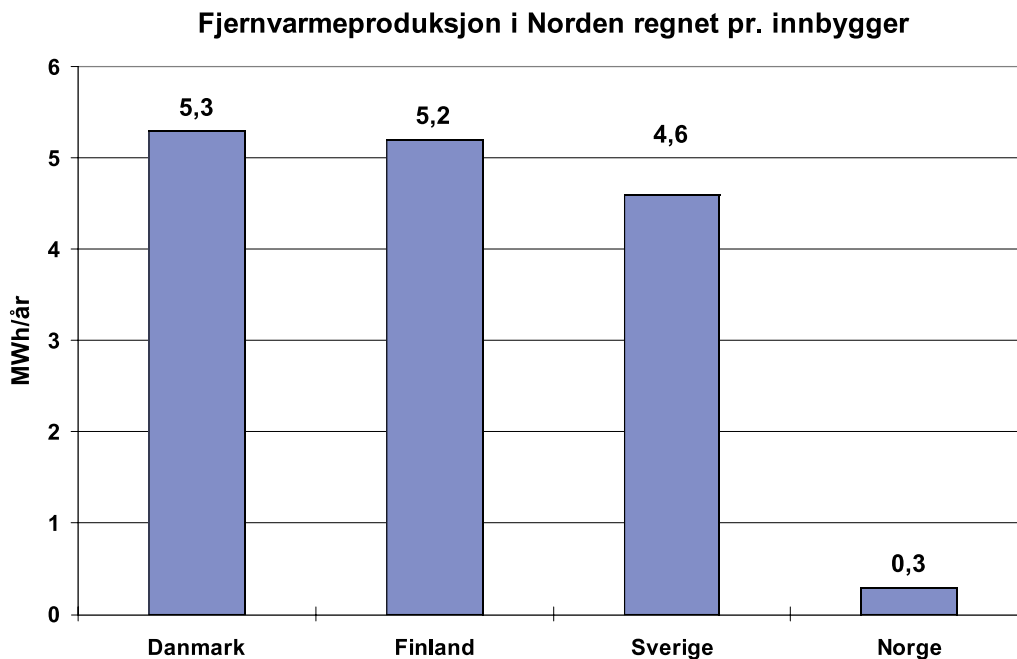
Figur 29.4 Bruk av ulike energibærere i norske fjernvarmeanlegg. GWh per år

Kilde: Energiforsyningens Fellesorganisasjon/EnFO)

29.4 FJERNVARME I DE ANDRE NORDISKE LAND

Fjernvarme er langt mer utbredt som oppvarmingsform i de øvrige nordiske land enn tilfellet er for Norge. Dette har sammenheng både med konkurranseforholdet til elektrisitet, boligtyper, bosettingsmønster og tilgang til rimelig varmeproduksjon. I Norden ble det total levert 101 TWh fjernvarme i 1995, med en samlet effekt på 56 GW.

Det er stor variasjon av bruk av energikilder/teknologier for varmeproduksjon. I Danmark og Finland dominerer varmeproduksjon i tilknytning til kombinerte kraftvarmeverk, på Island dominerer geotermisk varme, i Norge dominerer avfallsvarme mens Sverige bruker biomasse, kraftvarme og varmepumper.



Figur 29.5 Fjernvarmeproduksjon i Norden. MWh/år per innbygger

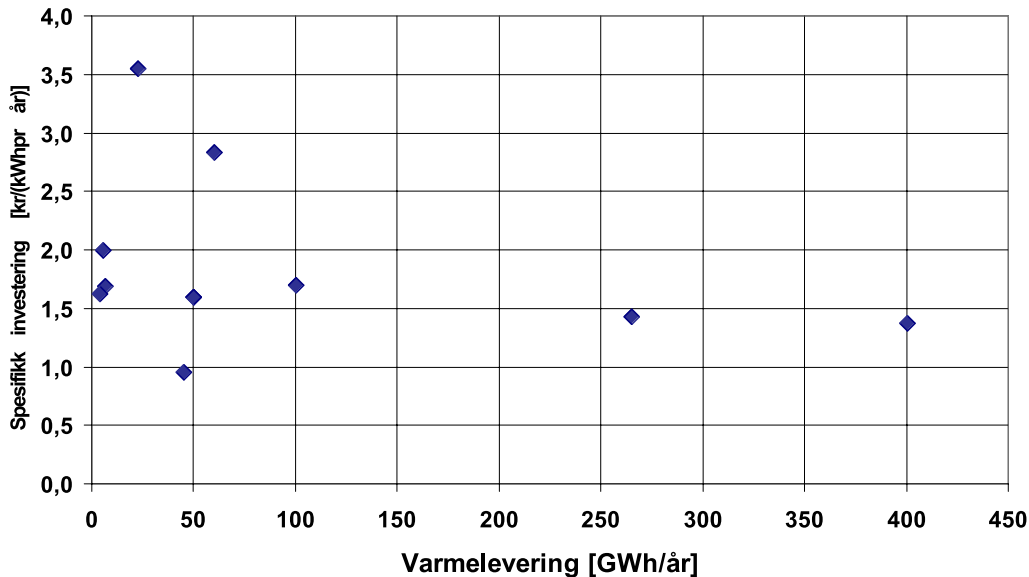
Kilde: Energiforsyningens Fellesorganisasjon/EnFO)

29.5 KOSTNADER VED FJERNVARME

Investeringskostnader ved etablering av fjernvarme er svært avhengig av valg av grunnlast, energikilde og teknologi for hovedvekten av varmeproduksjonen. Lønnsomheten vil dessuten avhenge av den pris som oppnås for fjernvarme, pris på innsatsfaktorer og utnyttelsesgrad.

For å gi en indikasjon på kostnadsnivået viser figur 29.5 hvordan investeringskostnadene varierer med anleggsstørrelse for utvalgte eksisterende og planlagte anlegg. Eksemplene har ulike typer varmeproduksjon, slik at kostnadene ikke er direkte sammenlignbare. Eksemplene antyder investeringskostnader i området 1,5-2 NOK/kWh årsproduksjon. Det er fallende gjennomsnittskostnader ved etablering

av fjernvarmeanlegg. Kostnadene faller med antall abonnenter som er tilknyttet. Dette er hovedgrunnen til at det er tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegg.



Figur 29.6 Investeringskostnader i utvalgte fjernvarmeanlegg. kr per kWh per år

Kilde: Energiforsynings Fellesorganisasjon/EnFO)

29.6 RAMMEBETINGELSER

Energiloven

Fjernvarmeloven fra 1986 ble innarbeidet i energiloven da denne kom i 1991. ([Link](#)) Kapittel 5 i energiloven omhandler fjernvarme i sin helhet. Her reguleres forhold omkring konsesjon (§5-1 og §5-2), tilknytningsplikt (§5-3), leveringsplikt (§5-4), prisforhold (§5-5) og nedleggelse (§5-6).

Konsesjon for fjernvarme

I henhold til energilovens §5-1 kreves det generelt konsesjon for fjernvarmeanlegg. I forskriftene er dette begrenset nedad til anlegg med en samlet effekt på mer enn 10 MW. Det er derimot adgang til å søke konsesjon også for mindre anlegg dersom dette er ønskelig med tanke på å få adgang til tilknytningsplikt for anlegget.

I henhold til forskriftenes §5-1 skal søknad om konsesjon for fjernvarmeanlegg så langt det passer omfatte blant annet teknisk og økonomisk beskrivelse av anlegget, herunder den fysiske utførelse av anlegget

Tilknytningsplikt

Dersom det foreligger en konsesjon for fjernvarmeanlegget i henhold til energilovens §5-1 kan Kommunestyret ved vedtekt pålegge tilknytningsplikt i henhold til plan- og bygningslovens §66 a. Bygninger som oppføres innenfor konsesjonsområdet må da tilknyttes fjernvarmeanlegget.

Prisbegrensninger

I henhold til energilovens §5-5 skal pris på fjernvarme ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde. Dersom kunden er pålagt å koble seg til anlegget gis det adgang til å klage til NVE over priser og andre leveringsvilkår.

Fjernvarme er et produkt som konkurrerer med olje og elektrisitet i eksisterende bygg, samt direkte elektrisk oppvarming for nye bygg. Kostnader og priser knyttet til disse alternativene vil derfor være avgjørende for om et fjernvarmeprosjekt blir realisert eller ikke. For bygg som har tilknytningsplikt vil prisen være begrenset av energilovens §5-5.

29.7 NÆRVARME

Bosetningen i Norge er mer spredt enn i nabolandene, samtidig som vår topografi og grunnforhold kan gi høye distribusjonskostnader for fjernvarme. Det er derfor ofte ikke kostnadseffektivt å etablere omfattende fjernvarmeanlegg. For et avgrenset boligområde kan det imidlertid framstå som lønnsomt å knytte sammen et mindre antall bygninger i et «nærvarmesystem». Et nærvarmesystem gir muligheter for utnyttelse av uforedlet brensel, rasjonelle brenselkjøp og profesjonell drift. Bioenergi blir ofte valgt som energikilde.

En vesentlig forskjell mellom nærvarmesystemer og fjernvarmesystemer er at nærvarmesystem har direkte tilkobling av kundene. Dette betyr en unngår investering i varmevekslere for hvert bygg, men en tar dermed risikoen ved å la vannet i distribusjonssystemet sirkulere i byggets oppvarmingssystem og de konsekvenser en eventuell lekkasje kan få. Videre har distribusjonsnettet i et nærvarmesystem gjerne langt mindre utstrekning enn et fjernvarmesystem, og en kan velge forenklede tekniske løsninger. Rørene vil ha små dimensjoner. Måling og avregning vil også kunne forenkles, spesielt dersom det er samme eier for mange eller alle av de tilkoblede byggene.

I Norge er bruk av biomasse i fjernvarmeanlegg spesielt interessant fordi det dreier seg om en til nå lite utnyttet fornybar ressurs. Det gis investeringsstøtte både til energisentral og til distribusjonssystem. Ellers vil varmepumper være aktuelle. Naturgass kan være aktuelt i områder langs kysten hvor dette er tilgjengelig. En kombinasjon av elektrisitet og olje er også aktuelt.

KAPITTEL 30

Muligheter for å styrke produksjonen**30.1 INNLEDNING**

I mandatet er utvalget blant annet bedt om å utrede ulike tiltak som kan styrke produksjonen. I de foregående kapitlene har vi gått gjennom de ulike teknologiene for energiproduksjon og deres utbredelse og potensial. I dette kapitlet vil vi gi en nærmere vurdering av mulighetene for å styrke produksjonen. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er lagt til grunn som kriterie for vurderingene.

Kapitlet tar i første rekke for seg fornybare energikilder og energiteknologier. Drøftingen er i hovedsak begrenset til områder der det er kjente og forutsigbare barrierer. Dette er først og fremst vannkraft, vindkraft og bioenergi, sol og varmepumper. Med naturgass som råstoff kan hydrogen i løpet av noen år bli brukt som brennstoff i elektrisitetsproduksjonen.

Primært bør de ulike teknologiene kunne forsvare en plass i markedet i konkurranse med annen energiproduksjon. Der samfunnsmessige hensyn tilsier det, bør imidlertid myndighetene gå inn med tiltak for å oppmuntre til eller legge begrensninger på ulike typer energiproduksjon.

30.2 GENERELLE RAMMER FOR ENERGIFORSYNINGEN

En vurdering av hvilke prosjekter for ny energiproduksjon som bør realiseres, må som nevnt ses i sammenheng med prosjektenes samfunnsøkonomiske lønnsomhet, se nærmere omtale i ([Link](#)) kapittel 5 og 16.

Miljøkostnader

En svakhet ved markedssystemet er at miljøkostnader ikke uten videre reflekteres i priser og kostnader. Omfanget av energiproduksjon som innebærer ulemper for miljøet, kan bli større enn det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

For å sikre samfunnsøkonomisk lønnsomhet i energiproduksjon kan myndighetene sette rammer for virksomheten. Avgifter som reflekterer miljøkostnadene ved virksomheten er aktuelt. Andre virkemidler kan være mer direkte reguleringer som vern av vassdrag eller forbud mot kjernekraft. Myndighetene kan også ha en rolle i planlegging, utbygging og regulering av infrastruktur knyttet til energiforsyningen.

Siden identifisering og tallfesting av miljøkostnader er komplisert og resultatene som oftest kontroversielle, vil vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet være usikker og gjenstand for skjønn. Det som av utbyggingsinteresser oppfattes som unødvendige barrierer mot ny produksjonskapasitet, oppfattes ofte fra naturvernhold som nødvendig vern og garanti for en forsvarlig saksbehandling. Dette forhindrer ikke at arbeidet med utvikling av metodikk for verdsetting av miljøulemper må intensiveres og resultatene søkes nedfelt i internasjonale avtaler. Inntil man har kommet lengre med å utvikle indikatorer for miljøkostnadene, må de ytre rammene fastsettes gjennom en politisk prosess som indirekte innebærer en verdsetting av miljøgodene.

Internasjonale forhold

Dagens norske skattesystem, og skattesystemene i de landene vi samhandler med, avspeiler ikke de ulike energibærernes miljøkostnader. Det er ulik grad av regulering/deregulering og ulike ordninger for subsidier, skatter og avgifter (for

eksempel CO₂-avgifter). Det er også ulik adgang til investeringer i ny produksjonskapasitet.

Etter som energi er en internasjonal handelsvare bør avgifter og andre rammevilkår som ivaretar miljøhensyn, være internasjonalt harmonisert for at de skal bidra til samfunnsøkonomisk effektivitet. Dette vil øke verdien av fornybare energikilder generelt, og norsk fornybar energi som vannkraft og vindkraft spesielt. Energiproduksjon basert på fossile brensler hos våre handelspartnere vil bli mindre konkurransedyktig. Innenfor de fossile energiteknologiene vil gasskraft bli favorisert framfor kullkraft.

Et internasjonalt avtaleverk, som en oppfølging av Kyotoforhandlingene, kan gi bedre rammebetingelser for fornybar energiproduksjon. Dette kan bidra til å øke den norske verdiskapingen fra vannkraften, og redusere importen av kullkraft.

Flere andre rammer for energiforsyningen bør også være harmonisert. Blant annet må det sikres likeverdighet i kraftutveksling slik at ulik grad av deregulering ikke påvirker handelen.

Nasjonale mål

Gitt at det er et mål å styrke produksjonen av fornybar energi i Norge uavhengig av de internasjonale forholdene, kan tilskuddsordninger og avgiftslette kombinert med forbruksavgifter benyttes.

En generell forbruksavgift på elektrisitet bidrar til å begrense elektrisitetsforbruket i Norge uavhengig av om elektrisiteten er produsert med fornybar energi eller ikke. Det kan imidlertid bidra til at etterspørselen etter andre fornybare energikilder øker fordi de blir relativt rimeligere enn elektrisitet. Dette styrker varmebasert oppvarming med bioenergi og varmepumper. På den annen side vil en forbruksavgift på elektrisitet bidra til lavere kraftpriser til produsentene og redusere verdien av vannkraftressursene. Vindkraft blir mindre lønnsomt. Dersom en ønsker å unngå overgang til fyringsolje må mineraloljeavgiftene øke tilsvarende som elektrisitetsavgiften.

Infrastruktur

Norges energiforsyning er i stor grad basert på elektrisitet som energibærer fordi elektrisitet har vært rimelig. Det betyr blant annet at det er en godt utbygd infrastruktur for elektrisitetsforsyning. Andre land har en mer differensiert energiforsyning. I tillegg til kraftledningene kan det være infrastruktur for både gass og fjernvarme. Det kan også være utbygd bedre infrastruktur for bioenergi.

Manglende utbredelse i Norge av vannbåren varme i bygg og fjernvarme, er blant de viktigste barrierene mot å ta i bruk nye fornybare energikilder og nye energiteknologier. Dette gjelder aktiv solvarme, nye former for bioenergi og varmepumper.

Manglende infrastruktur for gass kan bli en viktig barriere mot å ta i bruk nye effektive energiteknologier. Dersom stirlingaggregat utvikles til kommersialisering de nærmeste år, og etterhvert også brenselceller, kan manglende gassdistribusjonnett bli den barrieren som gjør implementeringen i Norge vanskelig.

Vurdering av behovet for ny infrastruktur bør inngå som en del av en helhetlig planlegging. Eksisterende infrastruktur bør generelt utnyttes best mulig før ny infrastruktur bygges. Dersom en ønsker å endre sammensetningen av energiproduksjonen, er det ulike løsninger som er aktuelle på ulike steder i landet. Bioenergi er mest aktuelt i områder med skogbruk, mens utnyttelse av gassressursene trolig er mest aktuelt i tilknytning til ilandføringsstedene for gass.

Andre rammer som kan påvirke produksjonen

Det kan være rammebetingelser som i utgangspunktet er ment å sikre samfunnsøkonomisk gode løsninger, men som i praksis ikke fungerer optimalt. Dette kan gjelde enkelte lover og regler knyttet til konsesjonsbehandling. I Norge er ram-

mebetingelsenes virkning og kompleksitet størst for vannkraften. Den norske investeringsavgiften kan på lang sikt redusere konkurransedyktigheten til vannkraft og andre fornybare energikilder i forhold til import av kraft. For øvrig kan det være ulikheter i rammevilkårene mellom land som påvirker den finansielle styrken til selskapene. Dette trenger imidlertid ikke å påvirke investeringsbeslutningene dersom aktørene opptrer kommersielt.

30.3 POTENSIALER OG KOSTNADER FOR ULIKE ENERGIKILDER

Energiressursene i Norge inkludert den norske kontinentalsokkelen er meget store. Det vises til kapitlene 22, 23, 24 og 25. Det følgende er en oppsummering av potensialene for vannkraft, vindkraft, bioenergi og avfall, varmepumper, solenergi og havenergi.

Det teoretiske potensialet for utnyttelse av nye fornybare energikilder er stort. Vindenergi, bioenergi, solenergi og varmepumper framstår som de mest modne fornybare energikildene. Begrensningene i utnyttelsen følger i hovedsak av at:

- kostnadene er jevnt over høye
- kostnadene øker med utnyttelsesgraden slik at det lønnsomme potensialet er begrenset
- det gjenstår å løse tekniske problemer i visse tilfeller
- vi har liten utbredelse av vannbåren varme (gjelder alle energikildene utenom de som er egnet til elektrisitetsproduksjon)

Et annet trekk ved utnyttelse av de fornybare energikilder er at driftskostnadene er lave, men investeringskostnadene er høye. Noe av årsaken til de høye investeringskostnadene er at de komponentene som er nødvendige for å utnytte en energikilde, produseres i liten skala. Når et produkt først får en viss omsetning i markedet, synker gjerne kostnadene. Høye investeringskostnader kan imidlertid bidra til at nye fornybare energikilder ikke blir valgt selv om investeringen er lønnsom på lang sikt.

Varmepumper og enkelte typer bio- og solenergi konkurrerer også på det samme varmemarkedet. En satsing på for eksempel varmepumper vil derfor redusere markedet for solenergi og bioenergi.

Lønnsomheten, og dermed potensialene for energiproduksjon er avhengig av alternativkostnaden for energi. I beregningene av potensialene er markedsprisen for elkraft anslått til 28 øre/kWh. Investeringer i bioenergi, varmepumper og solenergi skjer hos sluttbrukerne, og potensialene her er derfor avhengig av den prisen sluttbrukerne står overfor. Det er lagt til grunn en overføringskostnad på 13 øre/kWh og en forbruksavgift på 29 øre/kWh for elektrisitet i beregningen av potensialene. Enerkiprisen til sluttbrukerne er dermed 70 øre/kWh samlet. Merverdiavgift kommer i tillegg. Potensialene representerer øvre grenser for hva hver enkelt energikilde eller teknologi vil kunne bidra med alene.

Flere av de fornybare energikildene er kun egnet til varmeproduksjon. I beregningene er det forutsatt en tilrettelegging fra myndighetenes side, først og fremst med økt satsing på fjernvarme og vannbårene systemer. Det forutsettes videre at prosjektene i Samlet plan kategori II (SP II) åpnes for konsesjonsbehandling.

Tabell 30.1: Anslått potensial for ulike energikilder/energiteknologier i 2020 med pris til sluttbruker under 70 øre/kWh (eks MVA). Alle tall er bruttostørrelser. TWh

	Produksjon 1997	Anslått potensial 2020	Merknad
Vannkraft	112,90 ¹	126 ²	Samlet plan kategori II «åpnes»
Vindkraft	0,01	6 ³	Illustrert i figur 30.1
Bio og avfall	12,5	22	Varme, ubetydelig elektrisitet
Varmepumper	4,5 ⁴	10	Varme
Solenergi	0,01 ⁵	8	Varme, passiv, aktiv og dagslys
Geotermisk	-	0,1	Varme, mindre lokale bidrag
Havenergi ⁶	-	0,5	Noe bølgekraft og tidevann
Hydrogen	-	10-12	Se (Link) kap 30.9

¹ Midlere produksjonsevne.

² Det er antatt at 70 prosent av vannkraftpotensialet til en kostnad under 28 øre/kWh realiseres.

³ En grov analyse indikerer at det finnes realistiske plasseringer hvor det kan produseres inntil 6 TWh vindkraft innenfor en kostnad på omlag 28 øre/kWh.

⁴ Omgivelsesvarme og spillvarme utnyttet med varmpumper er 3 TWh. Tilført energi (drivenergi) utgjør 1,5 TWh.

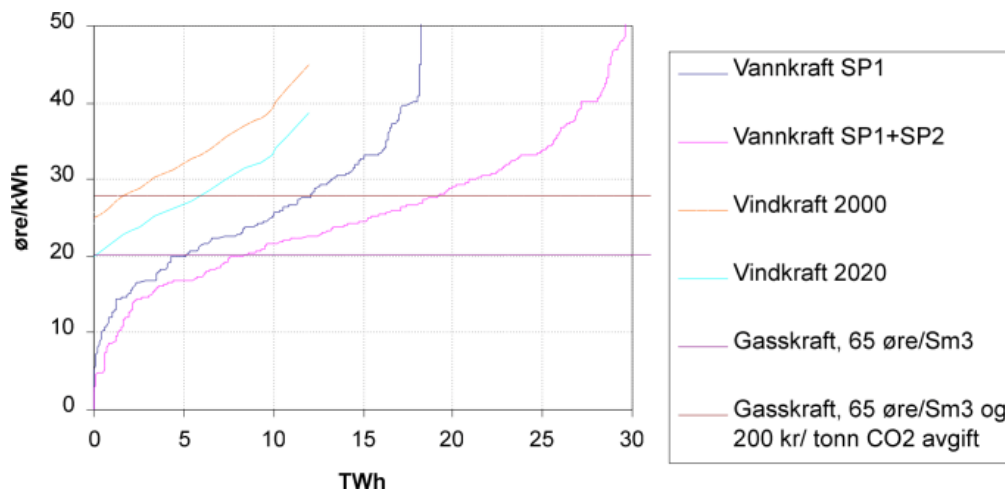
⁵ Et forsiktig overslag viser at det utnyttes omlag 8 GWh fra ulike typer solenergianlegg

⁶ Havenergi omfatter bølger, tidevann, saltgradienter og utnyttelse av temperaturforskjeller. Saltgradienter kan gi et betydelig bidrag hvis man lykkes i å løse de tekniske utfordringene knyttet til membraner. Vurderes utnyttet etter 2020.

Investerings- og driftskostnadene kan være lave og lønnsomheten god for deler av potensialene i tabell 30.1, mens noe kan være marginalt lønnsomt til en sluttbrukerpris på 70 øre/kWh. I figur 30.1 illustreres kostnadene for vindkraft, vannkraft og gasskraft sortert etter stigende kostnader.

I utgangspunktet bør de billigste prosjektene bygges ut først. Dersom denne investeringsregelen skal følges bør det bygges omlag 5-7 TWh vannkraft før det etableres vindkraftparker. I tillegg vil det trolig være opprustingsprosjekter tilsvarende 3-4 TWh som ikke er med i kurvene i figur 30.1, se kapittel 22. Nærmere 10 TWh vannkraft har dermed lavere produksjonskostnader enn den rimeligste vindkraften. Gitt dagens søknadsmasse og erfaringer med planlegging, konsesjonsbehandling og byggetid for vannkraft, vil 5-7 TWh trolig ikke være realisert før omkring år 2010. Deler av vannkraftpotensialet har også lavere kostnader enn gasskraft, selv uten CO₂-avgift.

Vindkraft er representert med to kostnadskurver i figur 30.1. Den øverste kurven er basert på vindkraftkostnadene per i dag. Den nederste kurven er basert på antatte kostnader i 2020. Det er antatt at om lag 6 TWh vindkraft kan være lønnsom ved en kraftpris på 28 øre/kWh med den teknologien som utvikles mot år 2020. Med dagens teknologi er om lag 2 TWh vindkraft lønnsomt. Det forventes at mye av kostnadsreduksjonen som følge av den teknologiske utviklingen er tatt ut rundt 2010. Dette kan være et argument for å satse på en moderat utbyggingstakt de nærmeste årene, slik at man kan få erfaringer fra vindkraftparker også i Norge.



Figur 30.1 Kostnader for vannkraft, vindkraft og gasskraft.

Kilde: IFE

Gasskraft: En forskjell på 15 øre/Sm³ i gassprisen gir et utslag på 3 øre/kWh. En CO₂ avgift på 200 kr/tonn CO₂ gir et tillegg til produksjonskostnaden på om lag 7-8 øre/kWh. Med en slik avgift er produksjonskostnaden for gasskraft med dagens teknologi omlag 28 øre/kWh. **Vannkraft:** Kurvene illustrerer produksjonskostnadene i NVEs tilgangstliste basert på prosjektene i Samlet plan. En produksjonskostnad på 28 øre/kWh sammenfaller omtrent med gasskraft med gasspris 65 øre/Sm³, CO₂ avgift på 200 kr/tonn og en brukstid på 7500 timer. Til en kraftpris på 28 øre/kWh kan teoretisk 19 TWh vannkraft bli lønnsom.

Vind: Usikkerheten knyttet til vindkraftpotensialet er stor. Stigende kurver illustrerer at produksjonskostnadene øker som følge av økende kostnader til infrastruktur og nettførsterkning samt dårligere vindforhold etterhvert som de beste plassene blir utnyttet. Vindkraft 2000 illustrerer kostnadskurven med dagens teknologi, mens vindkraft 2020 illustrerer kostnadskurven i år 2020. Reduksjonen i produksjonskostnadene er antatt å være på minst 5 øre/kWh i denne perioden. Kurvene indikerer at kostnadene som følge av vindforhold og plassering kan øke mer enn den teknologiske utviklingen reduserer kostnadene, gitt en utbyggingstakt på for eksempel 0,3 TWh per år. Kurvene er basert på vindforhold, nettkostnader med mere i Norge samt kostnadsreduksjoner generelt. Kostnadsreduksjoner som følge av den teknologiske utvikling er basert på en dansk undersøkelse (Risø).

30.4 RAMMEBETINGELSER FOR ULIKE ENERGIBÆRERE

Rammevilkårene for de ulike energibærerne varierer betydelig. En sammenligning av krav knyttet til planleggings- og konsesjonsprosessen samt skatter og avgifter er gjengitt i tabell 30.4 (ECON). For nærmere gjennomgang av de juridiske rammebetingelsene vises til ([Link](#)) kapittel 6.

Et generelt trekk er at rammebetingelsenes virkning og kompleksitet er størst for vannkraften. Konsesjoner som forutsettes gitt etter vassdragslovgivningen er mer omfattende enn øvrige konsesjonstyper. Vannkraft over 1 MW omfattes av system for behandling av prosjektene i forkant av den vanlige konsesjonsbehandlingen gjennom Samlet plan. Vannkraftanlegg over 40 GWh har også sterkere krav til

melding og konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven enn øvrige energibærere. Dette forlenger behandlingstiden og gir større usikkerhet for utbygger.

Vannkraft har flere skatteformer enn øvrige fornybare energikilder. I tillegg er konsesjonsavgift og avgivelse av konsesjonskraft spesielt pålagt vannkraften. Utbygger pålegges ofte å etablere næringsfond i kommuner som blir berørt av utbyggingen.

Konsesjonsprosessen for biomasseanlegg er omfattende og kan involvere en rekke aktører. Det kreves tillatelse etter forurensningsloven og plan- og bygningsloven. Skal det produseres elektrisitet eller leveres varme til et fjernvarmesystem, må det også ha konsesjon etter energiloven. Det synes å være fare for behandlingsmessige flaskehalser, og dermed behov for forenklinger.

Dagens krav om anleggskonsesjon kompliserer prosessen når et område skal planlegges med tanke på fjernvarmetilknytning. Det bør innføres en konsesjonsordning for fjernvarme der utbygger slipper å detaljplanlegge varmesentral og hovedrørsystem på forhånd. Se ([Link](#)) kapittel 6 for nærmere omtale av konsesjonsordningene.

Beslutningsprosessen for vindkraft er relativt enkel. Nødvendig og tilstrekkelig kompetanse i forvaltningen i forbindelse med konsesjonsbehandling må sikres.

Tabell 30.2: Sammenfattende tabell over rammevilkår for ulike energibærere

	Forhånds- siling	Automa- tisk melding	KU-krav	Konsesjon/ tillatelse	Avgifter	Konses- jonskraft	Årlige tilskudd til fond	Skatt
Vann- kraft over 40 GWh	Verne- planene Samlet plan	Ja (PBL)	Ja	Reguleringskonsesjon Anleggskonsesjon Ervervskonsesjon (Utslippstillatelse) ²	Konsesjonsavgift (reguleringskonsesjon og ervervskon- sesjon) Investeringsavgift Forbruk- savgift	Ja	Ja	Over- skuddsskat- t Naturres- sursskatt Grun- nrenteskatt Eien- domsskatt
Vann- kraft under 40 GWh	Verne- planene Samlet plan	Nei	Bare hvis krav ¹ oppfylt	Ervervskonsesjon (over 1000 nhk) Reguleringskonsesjon (over 500 nhk), evt. Vassdrag- skonsesjon Anleggskonsesjon (Utslippstillatelse) ²	Konsesjonsavgift (hvis reg- ulerings- konsesjon eller ervervskon- sesjon) Investeringsavgift Forbruk- savgift	Ja (hvis reguler- ing- skonsesj- on eller ervervsk- onsesjon)	Ja (hvis reguler- ing- skonsesj- on)	Over- skuddsskat- t Naturres- sursskatt Grun- nrenteskatt Eien- domsskatt
Gasskraft	Nei	PBL: \geq 150 MW EL: $>$ 10 MW FL: \geq 75 MW	Ja, hvis (150 MW eller hvis krav) ¹ oppfylt	Anleggskonsesjon Utslipp- stillatelse	Investeringsavgift Forbruk- savgift	Nei	Nei	Over- skuddsskat- t

Tabell 30.2: Sammenfattende tabell over rammevilkår for ulike energibærere

Vindkraft	Nei	Nei	Bare hvis krav ¹ oppfylt	Anleggskonsesjon (over 1 kV) Byggetillatelse (Utslippstillatelse) ²	Investeringsavgift Forbruk-savgift	Nei	Nei	Over-skuddsskat t
Bio	Nei	PBL: ≥ 150 MW EL: > 10 MW FL: ≥ 15 MW	Bare hvis krav ¹ oppfylt	Anleggskonsesjon for el: over 1 kV; Fjern-varmekonsesjon (over 10 MW) Byggetillatelse (for ikke-konsesjonspliktige anlegg) Utslippstillatelse (over 2-4 MW)	Investeringsavgift Forbruk-savgift (for el-prod.)	Nei	Nei	Over-skuddsskat t
Varme-pumpe	Nei	Nei	Bare hvis krav ¹ oppfylt	Anleggskonsesjon (over 10 MW) Byggetillatelse (under 10 MW)	Investeringsavgift	Nei	Nei	Over-skuddsskat t
Over-føringslinjer	Nei	PBL og EL: ≥ 132 kV og > 20 km	Ja, hvis ≥ 132 kV og > 20 km eller hvis krav ¹ oppfylt	Anleggskonsesjon	Investeringsavgift	Nei	Nei	

¹) Disse kravene varierer noe mellom energibærerne, men generelt gjelder at KU kreves når følgende tre forutsetninger er til stede samtidig: 1. Investeringskostnad (utenom. elektriske installasjoner) er større enn 50 mill. kr.; 2. Tiltaket berører §4-kriterier i plan- og bygningsloven (gir vesentlig forurensning, berører vernede objekter eller områder, viktige friluftsområder samt berører vernede vassdrag); og 3. krever nytt planvedtak. For vannkraft under 40 GWh må bare de to første forutsetningene være oppfylt.

²) I kolonnen for «konsesjon/tillatelse» kan tillatelser som er oppført i parentes kreves i det enkelte tilfellet, men det er ikke noe automatisk krav om slik tillatelse for denne type prosjekter. Forklaringer: PBL: Plan og bygningsloven EL: Energiloven FL: Forurensningsloven nhk: naturhestetekrefter
Kilde: ECON

30.5 VANNKRAFT

Praktisk talt all kraftproduksjon i Norge er basert på vannkraft. Produksjonskapasiteten i det norske vannkraftsystemet er om lag 113 TWh i år med normale nedbørs- og tilsigsforhold. Av det ikke utbygde vannkraftpotensialet på om lag 65 TWh er om lag 35 TWh varig vernet. De fleste prosjektene i det resterende potensialet er plassert i Samlet plan kategori I (15,5 TWh) eller i Samlet plan kategori II (8,4 TWh). Kategori I omfatter prosjekter det kan søkes konsesjon for å bygge ut, mens kategori II omfatter prosjekter som det inntil videre ikke kan søkes konsesjon for. Prosjektene i kategori II er gjennomgående mer konfliktfylte enn prosjektene i kategori I. Forutsetningen for de oppgitte potensialene er en marginal utbyggingkost-

nad på 4 kr/kWh. For en nærmere omtale av ulike sider ved det norske vannkraftsystemet, se kapittel 22.

Ifølge mandatet skal Verneplan I-IV legges til grunn som rammer for vern av vassdrag, så verneplanene blir ikke drøftet her.

Samlet plan

Vannkraft får en omfattende saksbehandling på prosjektnivå i forkant av den ordinære konsesjonsbehandlingen. Konsesjonsbehandlingen kan ikke starte før prosjektets forhold til Samlet plan (SP) er avklart. Unntatt er prosjekter under 1 MW hvor utbyggingstillatelse eller konsesjon kan søkes direkte.

Fra utbyggingshold trekkes Samlet plan fram som en viktig barriere for investering i ny vannkraftkapasitet. Samlet plan ble utviklet tidlig i 1980-årene ut fra de forutsetninger og de kunnskaper som den gang forelå. Allerede i prosjektets begynnelse og gjennom hele prosjektperioden pågikk en intens debatt om metodikken og dataenes godhet. Videre pekes det på at vurdering av miljøkonsekvenser i SP er ufullstendige og begrenset til lokale virkninger. I motsetning til da Samlet plan ble utformet, er aktører som i dag kan tenkes å investere i vannkraftutbygging utsatt for konkurranse med betydelig økonomisk risiko involvert. Usikkerhet knyttet til den praktiske saksbehandlingen kan også være en barriere for utbygger. Et mulig tiltak for å styrke utbyggingen av vannkraft er å oppheve Samlet plans kategoriinndeling.

Fra miljøhold trekkes det fram at Samlet plan sikrer at de mest lønnsomme og minst naturødeleggende vannkraftprosjektene blir bygd ut først. Kategoriinndelingen sikrer at kostnadene og ulempene ved forskjellige utbyggingsprosjekter veies opp mot hverandre. Uten en kategoriinndeling er Samlet plan for vassdrag ikke et styringsverktøy. De fleste nye vannkraftprosjektene er relativt små. At en vassdrag-sutbygging gir lite energi er ikke ensbetydende med at naturinngrepene er små (under 100 GWh).

I rapport nr. 52, 1997, hevder ECON at de miljøkostnadene som kan avledes av rangeringen i SP, er vesentlig høyere enn de miljøkostnadene som følger av direkte verdsetningsundersøkelser. ECON mener det er grunnlag for å stille spørsmål om de metodene som benyttes i SP overvurderer de reelle miljøkostnadene. En annen innvending mot SP er at prosjektenes tekniske løsninger ikke er oppdatert.

Regjeringen har varslet en ny gjennomgang av Samlet plan der også prosjekter som tidligere er holdt utenfor Samlet plan vil inngå. En slik gjennomgang vil også kunne innebære en revurdering av økonomi og miljøkriteriene for klassifisering av enkeltprosjekter. Det vises for øvrig til boks 22.1 om Samlet plan i kapittel 22. En gjennomgang av Samlet plan etter tradisjonelt mønster vil ta lang tid. Det kan utsette aktuelle vannkraftprosjekter.

Konsesjonsbehandling

Etter innføringen av Samlet plan har en fått endringer i konsesjonsbehandlingen med basis i de generelle krav til konsekvensundersøkelser i plan- og bygningsloven. Dette har medført at meldingsfasen er blitt mer omfattende enn tidligere, med større fokusering på alternativer og beslutningsrelevante konsekvensutredninger.

Forvaltningen og regelverket skal blant annet sikre at kraftressursene blir utnyttet på en mest mulig effektiv måte og at konsekvensene for natur og miljø og andre brukerinteresser blir minst mulige. De ulike kravene til konsesjonsbehandling er hjemlet i et omfattende sett av lover og regler jf. [\(Link\)](#) kapittel 6. Dette, og kravet til konsekvensutredninger, krever en stor grad av spesialkompetanse. Denne kompetansen er spredt i forvaltningen; i departementer, direktorater og ytre organer. Saksbehandlingen kan derfor bli omstendelig og ta lang tid. Behandlingstid på 7-8 år er ikke uvanlig for vannkraftprosjekter av en viss størrelse.

Det kan stilles spørsmål om dagens konsesjonsbehandling er det mest hensiktsmessige verktøy for å ivareta de samfunnsmessige hensyn ved kraftproduksjon.

30.6 VINDKRAFT

Vindkraften representerer et relativt nytt innslag i landets produksjonssystem, og innslaget er foreløpig beskjedent. Installert effekt er om lag 4 MW med en årlig produksjon på om lag 10 GWh. Se kapittel 23 for nærmere omtale.

Systemmessig er vindkraften avhengig av at det finnes andre, mer pålitelige energikilder tilknyttet nettet. Vannkraft er et godt supplement i perioder med lite vind.

Med dagens priser i kraftmarkedet er ikke vindkraft lønnsomt. På lengre sikt er det imidlertid flere forhold som kan tale for bedre lønnsomhet. Tendensen en har sett til kostnadsreduksjoner vil trolig fortsette ennå en tid. Dersom kraftprisene stiger som en følge av CO₂-avgifter, vil også vindkraftens konkurransevnenne bli bedre.

Ut fra disse forholdene kan det være aktuelt å støtte vindkraftproduksjon i en overgangsperiode. Det vil gi erfaring med hvordan vindkraften kan samspille med andre energikilder, og hvilke miljømessige konsekvenser som kan oppstå. Det kan dreie seg om direkte støtte eller bortfall av visse typer skatter og avgifter. Regjeringen har foreslått fritak for investeringsavgiften i St prp nr 54 (1997-98), Grønne skatter. I tillegg foreslås et tilskudd til drift av vindmøller som svarer til halv forbruksavgift på elektrisitet.

En landsomfattende oversikt over karakteristiske vindforhold er nødvendig for å få bedre oversikt over mulighetene for å styrke vindkraftproduksjonen. Miljøvirkninger av store vindkraftparker og nødvendige kraftlinjer i norsk landskap, er lite kjent. Hittil har det ikke dannet seg noe prisleie for tomteerverv for vindkraft. Større endringer i tomtepriser i forhold til pionerverkenes vilkår vil kunne få store konsekvenser for prosjektenes lønnsomhet. En kartlegging av egnede områder for større vindkraftparker, kan klarlegge spørsmål angående erverv av egnede tomter, eventuelle reguleringsmessige sider og miljømessige konsekvenser.

30.7 BIOENERGI

Bruken av bioenergi i Norge er beskjeden i forhold til i Sverige og Finland. Dette skyldes i stor grad bruken i skog- og treforedlingsindustrien. Total bruk av bioenergi i Norge er omlag 12,5 TWh. Dersom det legges til rette for økt bruk av bioenergi, vurderes det som mulig å øke forbruket med om lag 10 TWh.

Bioenergi er ikke et så entydig begrep som for eksempel vannkraft eller vindkraft. For det første kan man ved hjelp av biobrensler både produsere elektrisitet og varme. For det andre finnes flere typer biobrensler som nyttiggjøres ved hjelp av ulike teknologiske løsninger. Kraftproduksjon basert på biobrensler antas ikke å få noen framtreddende plass i den norske energiforsyningen.

Sammensetningen av oppvarmingsutstyret i bygningsmassen er en av årsakene til at dagens marked for bioenergi er begrenset. Tilgjengeligheten av biomasse, som pellets og briketter, er ikke stor nok i dag til at det kan finne sted en overgang fra oljefyring i bygninger, selv om det er lagt til rette for vannbåren varme. Bruken av ved er avhengig av byggforskrifter blant annet når det gjelder eventuelt påbud om pipeløp.

Finansiering av prosjekter basert på biomasse vil foregå på ulike beslutningsnivåer. Innkjøp av ny og mer effektiv vedovn i et bolighus som allerede har muligheter for fyring, er det ene ytterpunkt. Utbygging av storskala vannbaserte systemer i tettbebyggelse er det andre. For den enkelte vil investeringen holdes opp mot andre måter å varme opp huset på. For kommuner eller større energiverk blir det snakk om å forsvare investeringer i et helt nytt forsyningssystem for energi. Flere anvendelser av bioenergi mangler lønnsomhet i dagens marked. Regjeringen

har foreslått fritak for femti prosent av investeringsavgiften for bioenergianlegg, jfr. St prp nr 54 (1997-98).

30.8 ANDRE FORNYBARE ENERGIKILDER

Enhver bygning utnytter passiv *solenergi*, men spesielle bygningskonstruksjoner, vindusløsninger med videre gjør at energien kan utnyttes mer effektivt. Aktiv solvarme innebærer at det bygges spesielle solfangere, varmelager og varmefordelingssystemer for å utnytte solvarmen. Utnyttelse av dagslys kan blant annet skje med spesielle speilkonstruksjoner. Ut fra miljøhensyn er utnyttelse av solenergi et godt alternativ for energioppdekning.

Solceller, som omformer solstrålene til elektrisitet, er mest aktuelle for avside-liggende forbrukere uten nettilknytning. Elproduksjon fra disse ventes ikke å få nevneverdig betydning for kraftbalansen.

Det er liten kompetanse på utnyttelse av solenergi i Norge. Bygg- og anleggsbransjen viser liten interesse for å utnytte de mulighetene som foreligger. Analyser, med støtte i erfaringer fra forsøks- og demonstrasjonsanlegg, viser imidlertid at det årlige oppvarmingsbehovet kan reduseres med inntil 8 TWh ved å utnytte solenergi mer effektivt. Kostnadene for sluttbrukerne er da under 70 øre/kWh. Merverdiavgift kommer i tillegg. Det er lagt til grunn en bevisst bruk av strålingstrasparente materialer og bygningsmessige tilpasninger ved nybygg og rehabilitering i årene mot 2020.

Oppvarmingssystemer basert på *varmepumper* gir god virkningsgrad. Varmepumper representerer også en vel utprøvd teknologi. Det er i dag installert ca 22 000 varmepumpeanlegg i Norge med en årlig varmeproduksjon på ca 4,5 TWh. Av dette er ca 700 industrielle anlegg med en varmeproduksjon i overkant av 2,5 TWh per år. Årlig installeres det omtrent 1000-1500 nye anlegg. Omtrent 80 prosent installeres i boliger og har en effektytelse mindre enn 25 kW. Utvalget har lagt til grunn at ytterligere 10 TWh varmeleveranse fra varmepumper kan bli lønnsomt innen år 2020, gitt en sluttbrukerpris under 70 øre/kWh.

Det norske distribusjonsnettet for elektrisitet kan utnyttes bedre ved bruk av varmepumper hos brukerne. Det reduserer behovet for å forsterke overførings- og fordelingsnettet dersom oppvarmingsbehovet øker, og det reduserer behovet for å bygge en parallell infrastruktur for fjernvarme. I tillegg er det rikelig med aktuelle varmekilder for drift av varmepumpeanleggene i Norge. Gitt dagens struktur i energisektoren i Norge, bør derfor varmepumper være et aktuelt alternativ for satsing mot større effektivitet. I St prp nr 54 (1997-98) foreslår Regjeringen fritak for investeringsavgift til varmepumper.

Utnyttelse av solenergi, og installasjon av varmepumper lokalt krever ingen ny infrastruktur. En øket utnyttelse forutsetter imidlertid at bygninger planlegges med vannbåren varme. Begge energikildene kan vise til et betydelig potensial, selv om anslagene er usikre. Informasjon om mulige praktiske løsninger i ulike typer bygninger, synes å være nødvendig for å få et større marked for løsninger som kan utnytte solenergi. Det vises også til kapitlene 15, 17 og 18 for nærmere omtale av praktiske enøktiltak og virkemidler som kan fremme energiøkonomisering.

Blant de energikildene der teknologien er umoden, finnes bølgekraft, tidevannsstrømmer og saltgradienter. En kan ikke se bort fra at en av disse energikildene får et teknologisk gjennombrudd innen år 2020. Men bølgekraft og tidevannsstrømmer vil trolig kun gi mindre bidrag. Lykkes man i å utvikle teknologiene, kan de alle 3 også utnyttes internasjonalt. Den videre utviklingen forutsetter en langsiktig forsknings- og utviklingsstrategi.

30.9 GASSKRAFT

Dersom det ikke ilegges CO₂-avgifter vil gasskraft være et rimelig alternativ for produksjon av elektrisk kraft. Gasskraft vil kunne bygges ut i en slik utstrekning at det dekker det økende energibehovet fram til år 2020. Ved innføring av samordnede internasjonale CO₂-avgifter vil gasskraft bli mer konkurransedyktig i forhold til kull og olje, men mindre gunstig i forhold til vannkraft. CO₂-utslippene vil imidlertid representere en utfordring i forhold til Kyotoavtalen, og derfor vil de norske rammebetingelsene som etableres i kjølvannet av Kyotoavtalen være avgjørende for hvilket omfang gasskraftutbyggingen vil få.

Norsk Hydro har nylig lansert en mulig teknologi for å produsere kraft basert på hydrogen til en kostnad som er sammenlignbar med tradisjonell gasskraftproduksjon. Mesteparten av karbonet i naturgassen skilles ut i forkant av gassturbinen, og reagerer med oksygen til CO₂ som forutsettes injisert i et oljefelt for å øke oljeutvinningen. Dersom denne teknologien blir tatt i bruk vil betydelige mengder elektrisk kraft kunne produseres med små utslipp av klimagasser.

Del VI
Scenarier for energi- og kraftbalansen

KAPITTEL 31

Innledning til Energiscenariene 2020**31.1 OM SCENARIER OG LANGTIDSPLANLEGGING***Hva scenarier er og ikke er*

Scenarier er - kort sagt - spesielt konstruerte historier om framtiden som skal belyse et komplekst felt. Scenarier er mer rettet mot ny forståelse enn mot korrekte forutsigelser. Poenget er å skildre et sett av mulige framtid - i flertall - som viser hva som *kan* skje, ikke fastslå hva som kommer til å skje. Et scenario kommer derfor aldri alene.

Et sett av scenarier beskrives ofte som:

Hver av disse fortellingene skisserer en bestemt og ikke usannsynlig samfunnsutvikling. Historiene har sitt utgangspunkt i nåsituasjonen, og utvikles ut i fra en gjennomgang av generelle trender (sosiale, politiske, økonomiske, teknologiske og økologiske). Endringene i samfunnet skjer i et raskt tempo, og langsiktig tenkning er derfor krevende. Scenarier søker å formidle en langsiktig helhetsforståelse hvor det nettopp er samspillet mellom mange faktorer og drivkrefter som er avgjørende.

Scenarier bidrar også til læring om drivkrefters betydning og evnen til å oppfatte nye sammenhenger. Gjennom å bli kjent med scenarier, skal man kunne lære å kjenne også de drivkreftene for forandring som allerede har begynt å påvirke vår situasjon og som kan komme til å øke sterkt i betydning. Scenarier skal også kunne utfordre veletablerte virkelighetsforståelser og problematisere utviklingstrekk som ellers gjerne tas for gitt.

Scenarier er imidlertid *ikke* det samme som:

Et sett med scenarier kan derimot *gi grunnlag for* å bygge prognoser, drøfte ønskede utviklingstrekk samt strategier og handlinger for å realisere dem. I mandatet er utvalget blant annet bedt om å se på mulighetene for å redusere veksten i energiforbruket, stabilisere det og å dekke opp forbruket med fornybar energi. I scenariene er det derfor bygd inn strategier for virkemidler og tiltak som forsøker å realisere denne tilstanden såfremt dette er innen rekkevidde gitt de ytre rammevilkårene.

Usikkerhet og langtidsplanlegging

Ved tradisjonell planlegging og framskrivninger forsøker man å avgrense usikkerheten om framtiden. I stedet for å avgrense usikkerheten ved hjelp av makroøkonomiske framskrivninger, prøver scenario-tilnærmingen i større grad å frigjøre seg fra økonomiske modeller og å bevare fokus på den strukturelle usikkerheten. Scenariene kan forstås som verktøy for nettopp å organisere grunnleggende usikkerheter og hvordan disse henger sammen med mer sannsynlige drivkrefter for utviklingen. Det blir derfor viktig å framheve spennet mellom scenariene, slik at de forskjellige perspektivene blir tydeligere. Utvalget har gjennomført en scenario-prosess og kommet fram til fire ulike scenarier som har fått navnene «Stø Kurs», «Oppturen», «Klimaveien» og «Grønn hjernekraft».

Hele sett av scenarier blir helst bygget opp nettopp ut i fra de mest sentrale usikkerheter, slik at scenariene til sammen spenner ut et mulig usikkerhetsrom. Dette betyr at alle de fire scenariene må kunne anses som like plausible. Det har liten hen-

sikt å prøve å bestemme eller beregne hvilket scenario som er det mest sannsynlige. Utviklingen mot år 2020 rommer så mange usikkerheter at eventuelle beregninger av sannsynlighet for scenariene, ville gi inntrykk av en presisjon det ikke er grunnlag for.

Det er også viktig å frigjøre seg fra spørsmålet om hvilket scenario man «liker» eller hvilket man «tror» på. Det som er positivt for en gruppe i samfunnet kan være negativt for en annen. Det er de fire scenarier samlet som spenner ut et usikkerhetsrom for hva som kan skje. Den virkelige utviklingen kan godt vise seg å inneholde elementer fra alle fire scenariene, som her vil bli presentert i rendyrket form.

Scenarier kan også være en egnet metode når det kan inntreffe endringer som det ikke fins gode historiske paralleller til. Et slikt eksempel er Kyotoavtalen og mulige oppfølgende klimaavtaler. Et annet eksempel er omfattende innovasjoner hvor ny teknologi spres i stort omfang. Som vi kommer tilbake til nedenfor er det nettopp disse to hovedtyper usikkerheter som utvalget har valgt å basere scenariene på.

Scenarier og beslutninger

Settet av scenarier gir grunnlag for å drøfte beslutninger og virkemidler på bakgrunn av de ulike helhetsbildene som scenariene beskriver. Virkemidler må fungere innenfor en ramme av forhåndsgitte drivkrefter, og kan spille med eller mot disse slik at utviklingen modifiseres. Når man har drøftet dagens beslutninger opp i mot flere strukturelt ulike framtid, kan dette gi et grunnlag for mer robuste beslutninger. Kanskje vil vi se tydeligere hvilke tiltak som vil fungere under et spekter av omstendigheter, og hvilke tiltak som bare vil fungere i en helt spesiell situasjon.

31.2 GRUNNSTRUKTUREN I SCENARIENE

Kjernen i scenario-utvikling går på å analysere og vurdere graden av *betydning* og *usikkerhet* til de drivkrefter for forandring som man ser er i emning. Dette innebærer blant annet å gjennomføre en sortering og rangering av de aktuelle drivkreftene i 5 hovedkategorier:

Mange drivkrefter for utviklingen fram mot 2020 er rimelig sikre. Disse kalles i scenario-sammenheng for de *sannsynlige drivkreftene*, og er lagt til grunn i alle scenariene. Det gjelder for eksempel befolkningsveksten, eldrebølgen og utviklingene mot flere og mindre husholdninger. I scenariene er det også forutsatt at kraftmarkedene i Europa gradvis går i retning av økende liberalisering, at norsk økonomi forblir svært åpen, at den fortsetter å vokse, samt at den globale økonomiske utviklingen går i retning av økende integrasjon og informasjonsbasert verdiskapning.

Utvalget har også pekt på noen *grunnleggende usikkerheter* i utviklingen mot år 2020. Dette er drivkrefter med avgjørende betydning for utviklingen på kraftmarkedet, men som også er beheftet med stor usikkerhet. Det gjelder for det første utviklingen i de internasjonale forhandlingene om nye bindende, samordnede klimaavtaler. Disse kan enten lykkes eller falle helt fra hverandre, slik at man i 2020 framdeles står uten internasjonalt forpliktende avtaler, men med et lappverk av lite samordnede klima- og miljøavtaler. En annen grunnleggende usikkerhet er innovasjonsevnen, og utviklingen i næringsstrukturen til norsk økonomi. Norge kan i perioden mot år 2020 forbli en energitung råvareleverandør, og i liten grad endre produktspekter og næringsstruktur. Gitt våre store naturressurser har vi på mange måter råd til å ikke endre oss i tilstrekkelig grad til å «henge med» i utviklingen mot den globaliserte informasjonsøkonomien. Men disse naturressursene kan også gi fortrinn - blant annet finansielle - for økt innovasjonsrate, teknologiske gjennom-

brudd og kunnskapsbasert verdiskapning i den norske økonomien. Denne usikkerheten som hefter ved *innholdet* i den norske økonomiske veksten, er altså den andre grunnleggende usikkerheten som utvalget har lagt til grunn for scenariene. Disse drøftes nærmere nedenfor.

De *varierende drivkreftene* har ikke like avgjørende betydning som de grunnleggende usikkerheter, men er høyst usikre og har like fullt vesentlig betydning. Utvalget har blant annet plassert hastigheten på utvikling av svensk kjernekraft, og utbyggingen av et nordisk gassrør i denne kategorien. Andre drivkrefter av denne typen vil være de politiske rammebetingelsene for norsk kraftkrevende industri, gjennombrudd på teknologi for å rense og deponere CO₂, utvikling av nye produksjonsmetoder i metallurgisk industri, måten våre naboland velger å håndtere energiavgifter på, samt om det vil åpnes for mer import av arbeidskraft.

Bakgrunnsstoff angir i scenariosammenheng de drivkrefter som høyst sannsynlig vil skape visse forandringer, men som ikke har stor betydning for den stasjonære energi- og kraftbalansen. Eksempler på dette kan være trafikktvikling, lokale forurensninger og miljøproblemer, eller utviklingen innen bølge- og tidevannskraft og andre fornybare energikilder.

Drivkrefter som både har svært stor usikkerhet og høy betydning, kan også kategoriseres som *muligheter*. Eksempler på dette kunne være en ny type Tsjernobylykke, kriger eller fullstendig kollaps på finansmarkedene. Disse holdes utenfor alle scenariene fordi relevansen for beslutninger som fattes nå er vanskelig å håndtere.



Figur 31.1 Scenario grunnstruktur

På bakgrunn av en slik type drøfting og sortering har utvalget laget en grunnstruktur for scenariene basert på de mest grunnleggende usikkerhetene: internasjonale klimaavtaler og innovasjonsrate i norsk økonomi, jfr. figur 31.1. Kombi-

nasjonen av den vertikale aksen og den horisontale aksene gir to scenarier ved den venstre enden av aksene, og to ved den høyre. Scenariene C- Stø Kurs og A-Oppturen, vil begge være preget av svake internasjonale klimaavtaler og svekket miljøbevissthet. Tilsvarende vil scenario D- Klimaveien og B-Grønn hjernekraft være like på den måte at begge er kjennetegnet av langt sterkere internasjonalt miljøengasjement og mer samordnede, ambisiøse klimaavtaler.

Nærmere om den horisontale aksene

Det er flere utviklingstrekk som samvarierer langs den horisontale aksene, jfr. figur 31.1.

1) *Endringer i det faktisk klima.* Blir klimaendringene målbare og mer entydige enn i dag? Blir det internasjonal enighet om at dette skyldes menneskeskapte endringer gjennom utslipp av såkalte klimagasser? Hvis det blir lite entydige endringer tenkes dette å trekke i retning av den venstre, «svake» enden av aksene. Det blir vanskeligere for klimaforhandlingene å oppnå enighet.

2) *Styrke og utbredelse på miljøverdiene, i Norge og internasjonalt.* Vil miljøverdier og viljen til å prioritere disse opp i mot andre verdier bli sterkere eller svakere mot år 2020? Utvalget tenker seg at utviklingen her vil i stor grad samvariere med oppfatningen av klimaendringene, slik at sterke miljøverdier delvis vil være et resultat av opplevelsen av at mennesker har forstyrret klimaet. Sterk utbredelse av miljøverdier gir klimaforhandlingene politisk legitimitet til å være mer ambisiøse.

3) *Graden av samordning i miljø- og klimaavtaler.* Vil det politiske samarbeidet lykkes i å få til samordnet gjennomføring av for eksempel CO₂-kvoter eller avgifter? Eller vil utviklingen bli preget av sterke nasjonale og regionale forskjeller som skaper konkurransevridning?

4) *Spredningen av energispesifikke teknologier.* Gitt vedvarende fokus på klima- og energispørsmål, kombinert med økte utgifter ved klimautslipp, vil utviklingen av energispesifikke teknologier få større prioritering. Omvendt, vil lite fokus på energispørsmål og lave energiavgifter, gi liten utbredelse av den best tilgjengelige energieffektive teknologi



Figur 31.2 Den vertikale aksene - innovasjonsaksene

Denne aksen gir opphav til to scenarier ved den nedre enden, og to scenarier ved den øvre. Scenariene C- Stø Kurs og D - Klimaveien vil begge være preget av at dagens næringsstruktur videreføres med moderat innovasjonstempo, som gir en gradvis forbedring i effektivitet. Tilsvarende vil scenario A - Oppturen og B-Grønn hjernekraft være like på den måte at begge er kjennetegnet av en sterkere innovasjonshastighet - spesielt som følge av forbedret infrastruktur for informasjonsteknologi - noe som særlig gir økt verdiskapning innen de kompetanse- og informasjonsbaserte virksomhetene.

Nærmere om den vertikale aksen

Det er flere utviklingstrekk som utvalget ser for seg vil samvariere langs den vertikale aksen, jfr. figur 31.3.

1) *Overgangen til kunnskapssamfunnet og en global informasjonsøkonomi.* OECD bruker begrepet det globale informasjonssamfunnet (Global Information Society) for å kjennetegne den pågående transformasjonen av eksisterende økonomiske markeder - til et markedssystem basert på integrerte kommunikasjonnettverk som koordinerer transport, markedstilgang og alle slags transaksjoner. Drivkreftene bak utviklingen i en slik nettverksøkonomi vil ikke være naturressurser eller fysiske varer, men basert på at håndteringen av informasjon blir det bærende fundamentet for endringene av eksisterende sosiale og økonomiske relasjoner³⁶. I en rapport til Europarådet beskrives utviklingen av slike integrerte kommunikasjonnettverk som «en revolusjonær bølge som vil skylle gjennom økonomisk og sosialt liv»³⁷. Det sentrale spørsmålet i denne aksen er om denne bølgen vil endre også norsk næringsstruktur i betydelig grad fram mot 2020, slik at en vesentlig større del av verdiskapningen vil finne sted i informasjonsbaserte virksomheter (ikke nødvendigvis bransjer), og muliggjøre økonomisk vekst uten tilsvarende vekst i energibehovet. Dette vil gi mulighet for en mindre energiintensiv næringsstruktur enn tilfellet er i dag.

2) *Innovasjonsdrevet samfunnsutvikling.* Scenariene som ligger ved den øvre del av aksen (A-Oppturen og B-Grønn hjernekraft) kjennetegnes ved at norsk næringsliv makter å ligge i fremste rekke i disse endringene. Dette fremmer industriell nyskaping og kunnskapsintensive arbeidsplasser. Norge «surfer» med på bølgen av innovasjoner og opplever sterk vekst i særlig kunnskapsbaserte og tjenesteytende virksomheter. Utviklingen kjennetegnes ved teknologioptimisme og relativt hurtig spredning av nye innovasjoner.

36. OECD (1997) «Global information infrastructure - global information society (GII-GIS) - Policy requirements» Committee for information, computers and communications policy.

37. «Europe and the global information society», Recommendations to the European Council, Brussels, 26 May 1994.



Figur 31.3

Scenariene som ligger ved den nedre del av aksene (C-Stø kurs og D-Klimaveien), kjennetegnes ved en rikdomsrevet utvikling hvor fokus ligger på gradvis økning i effektivitet og produksjonsvolum kombinert med bevaring av eksisterende strukturer. Videre er grunnlaget for nye typer verdiskapning mindre, noe som fører til større kamp om eksisterende ressurser og hvordan byrdene skal fordeles mellom ulike pressgrupper. Dette legger en demper på generell innovasjonsevne og utviklingshastighet.

3) *Organisatorisk omstillingsevne versus institusjonell treghet.* Denne er tenkt å samvariere med innovasjonsraten. De to øvre scenariene kjennetegnes ved framveksten av mer fleksible og endrede organisasjonsformer basert på informasjons- og kommunikasjonsteknologien. I de to nedre scenariene vil organisasjoner og institusjoner også i økende grad ta i bruk denne teknologien, men vil i langt mindre grad utnytte dens potensiale til endringer av struktur- og samarbeidsformer³⁸. Organisatorisk omstillingsevne har betydning for energiforbruket gjennom mulighetene å realisere nye, helhetlige energiløsninger. Gjennom samordning og flerfaglige tilnærminger kan man da komme fram til tiltak med langt større potensiale for innsparing enn enkeltstående effektiviseringer har.

38. Jf. NOU 1996:23 «Konkurranse, kompetanse og miljø», pkt. 8.5.

31.3 OM FRAMSKRIVNINGENE

Framskrivningene i de ulike scenariene er utført ved hjelp av den makroøkonomiske likevektsmodellen MSG-6, se boks 1 for nærmere omtale. MSG-modellen simulerer utviklingen i norsk tilbud og etterspørsel etter elektrisitet og annen energi, i samspill med den makroøkonomiske utviklingen i Norge. Den økonomiske veksten og dens sammensetning vil i stor grad være bestemmende for utviklingen i *energiforbruket*. Utviklingen i velferd og den økonomiske veksten avhenger igjen av den teknologiske utviklingen og tilgangen på og utnyttelsen av ressurser. Resultatene av framskrivningen av energi- og kraftforbruket i de ulike scenariene vil derfor være avhengig av forutsetningene som gjøres på disse områdene i modellen.

Tilgangen på energi i MSG-modellen består i hovedsak av ved, olje og elektrisitet. Krafttilgangen er representert ved gasskraft og vannkraft. Uten restriksjoner på krafttilgangen vil ny produksjonskapasitet bli bygd ut i modellen når kraftprisene overstiger kostnadene ved ny utbygging.

Fordi de nordiske landene er bundet sammen i et felles kraftsystem gjennom overføringsnettet, vil utviklingen i Norden og Europa for øvrig spille en viktig rolle for tilpasningen i Norge, se også [\(Link\)](#) kapittel 8. Beregningene av den norske kraftbalansen er derfor supplert ved hjelp av en nordisk kraftmarkedsmodell utarbeidet av Statistisk sentralbyrå, Normod-T, se boks 2. Normod-T beskriver tilpasningen i elektrisitetsmarkedene i de fire nordiske landene Danmark, Finland, Norge og Sverige. Modellen bestemmer produksjon og forbruk, import og eksport av kraft i ulike sesonger og mellom dag- og natt. Kraftprisene i Europa for øvrig er anslått utenfor modellen. I beregningene er MSG-6 og Normod-T samkjørt slik at de gir konsistente baner for etterspørsel, kraftpriser og brutto krafthandel.

Framskrivningen av kraftbalansen i Stø Kurs er også testet ved hjelp av Samkjøringsmodellen³⁹. Samkjøringsmodellen har en større detaljeringsgrad når det gjelder sammensetning og plassering av magasin-, kraft- og overføringskapasitet enn den nordiske kraftmarkedsmodellen. I tillegg har Samkjøringsmodellen i større grad representert kraftsystemet på kontinentet i de landene det senere vil bli knyttet kabelforbindelser til⁴⁰.

I arbeidet med framskrivningene er det i tillegg gjort bruk av Markal modellen⁴¹ for nærmere å belyse muligheter for tiltak på forbrukssiden og tilgangen på alternative energiteknologier. Dette gjelder spesielt i Klimaveien og Grønn hjernekraft. For en nærmere omtale av de ulike modellene, se boks 1, 2 og 3.

Boks 31.1 Nærmere om MSG-6 modellen

De langsiktige framskrivningene til 2020 er utarbeidet ved hjelp av en relativt ny versjon av MSG (MSG-6), som er en flersektors generell likevektsmodell for norsk økonomi.

En avgjørende forutsetning for modellens virkemåte, er at det skjer tilpasninger i økonomien slik at økonomien trekkes mot en likevekt, der forbrukere og produsenter utnytter alle tilgjengelige ressurser. Dette innebærer blant annet at all tilgjengelig arbeidskraft blir utnyttet, gjennom en tilpasning av lønnsnivået. Mod-

39. Dette arbeidet er utført av Sintef Energiforskning, tidligere EFI-energi, jfr. kapittel 1

40. To kabler a 600 MW til Tyskland og en 600 MW til Nederland fra henholdsvis 2003 og 2001, se kapittel 8

41. Beregningene av Markal er utført av Institutt for energiteknikk (IFE)

ellen egner seg derfor ikke til å analysere kortsiktige omstillingsproblemer eller utviklingen i arbeidsledigheten. *Dette vil blant annet gjelde i de framskrivningene hvor den kraftintensive industrien stilles ovenfor andre rammebetingelser enn i dag, se kapittel 34 og 35.* Ved større endringer i virkemidler er det også rimelig å tolke resultatene som realistiske først etter en viss tilpasningsperiode.

Veksten i total produksjon blir i hovedsak bestemt fra tilbudssiden, det vil si av teknologisk endring, vekst i beholdningen av realkapital, utviklingen i tilgangen av arbeidskraft og av tilgangen på enkelte naturressurser. Vridninger i næringssammensetningen kan påvirke totalproduksjonen, fordi produktivitetsnivået varierer mellom næringer.

I modellen er det spesifisert 40 produksjonssektorer, hvorav 7 er sektorer for offentlig forvaltning. Innsatsfaktorene i produksjonen er gruppert av vareinnsats, arbeidskraft, tre typer kapital, to typer energi; elektrisitet og olje, og ulike typer transporttjenester.

Den økonomiske veksten og dens sammensetning bestemmer i stor grad utviklingen i energiforbruket. Utviklingen i velferd og økonomiske veksten avhenger igjen av den teknologiske utviklingen og utnyttelsen av landets ressurser. Resultatene av framskrivningen av energi- og kraftbalansen vil derfor være avhengig av forutsetningene som gjøres på disse områdene i modellen.

Viktige størrelsene som det må gis anslag på i forkant av modellkjøringene er blant annet:

- Demografiske utviklingstrekk, blant annet utviklingen i antall pensjonister.
- Utviklingen i antall utførte timeverk.
- Skatte-, avgifts- og stønadsregler.
- Teknologisk endring (eller produktivitetsutvikling) i de ulike produksjonssektorene.
- Utviklingen i produksjon, priser og investeringer i petroleumsvirksomheten
- Krav til utviklingen i driftsbalansen, netto finansinvesteringer for husholdningene og offentlig forvaltning
- Utviklingen i prisene på verdensmarkedet for ulike varer. Krav til avkastning på realkapitalinvesteringer (tilsvarende omlag 7 prosent realavkastning)

På kraftsiden må det gis anslag på grensekostnadskurver for utbygging av ny elektrisitetsproduksjon og anslag for brutto handel med elektrisitet. Brukstiden for nye kraftteknologier, og dermed enhetskostnadene for elektrisitet, må også bestemmes utenfor modellen. Anslag på disse størrelsene er utført ved hjelp av Statistisk sentralbyrås kraftmarkedsmodell Normod-T, se boks 2.

Boks 31.2 Kraftmarkedsmodellen Normod-T og arbeidet med framskrivningene av kraftbalansen i Norden

Normod-T er en modell for elektrisitetsmarkedet i de fire nordiske landene Danmark, Finland, Norge og Sverige. Modellen spesifiserer grensekostnadskurver for ulike teknologier som kan produsere elektrisitet. Modellen beskriver også etterspørselen etter elektrisitet for hvert land på et aggregert sektornivå enn i MSG, men med en tidsoppløsning på 12 perioder per år (sesonger og høy- og lavlast). Modellen bestemmer bruttohandel med elektrisitet mellom land, brukstiden på de ulike

kraftverksteknologiene, prisen på elektrisitet i de ulike periodene og etterspørselen etter elektrisitet i hvert av de nordiske landene.

I utgangspunktet har hvert land en bestand av kraftproduksjonsanlegg. Fordi investeringene er gjort, vil det lønne seg å operere anleggene dersom markedsprisen på elektrisitet er høy nok til å dekke brenselkostnader, slitaskostnader samt andre variable kostnader. Eksisterende anlegg er i gjennomsnitt antatt å ha en gjenstående levetid på 15 år, med unntak av vann- og kjernekraftanlegg, som er forutsatt å ha lengre levetid. I termiske kraftverk er kostnadene avhengig av brenselpris, virkningsgrad og en variabel kostnad. Brenslene er olje, kull, naturgass, uran samt biobrensel/torv. Det er lagt til grunn verdensmarkedspriser korrigert for transport- og mottakskostnader for uran, kull og olje. Biobrensel og torv finnes i begrensede mengder i hvert land, og prisene på disse brenslene er anslått på nasjonalt prisnivå. For eksisterende anlegg kan det for hvert land konstrueres en trinnvis tilbudskurve. I modellen er det forutsatt lik virkningsgrad, og like variable kostnader for alle anlegg innen samme teknologi.

I tillegg til allerede eksisterende kraftproduksjonsanlegg, kan ethvert land velge fra en meny av nye kraftproduksjonsteknologier. Det er i modellen spesifisert en rekke alternative energiteknologier. For en del av teknologiene vil det eksistere begrensninger i tilgangen av brensel. For eksempel vil tilgangen av biobrensel og naturgass kunne være begrenset av ressursens størrelse og eventuelle transportranker.

For vannkraft eksisterer det begrensninger med hensyn til egnede fossefall og mengden vann som kan ledes inn mot produksjonsanleggene. Tilbudskurven for vannkraft i Norge inkluderer modernisering av gamle anlegg. Andre land antas ikke å ha utvidelsesmuligheter når det gjelder vannkraft. I modellen skilles det mellom utbygging av nye vannkraftprosjekter som gir en viss tilvekst i energi- og effektkapasitet, og spesifikke effektinvesteringer. Kraftprisen (kraftverdien) er i modellen sammensatt av en knapphetsverdi på energi (vannmagasin), og en knapphetsverdi på effekt (turbiner, rør). Nye vannkraftprosjekter bygges ut dersom energidelen av kraftprisen gjør det lønnsomt å utvide energitilgangen med 7 prosent realrente. Spesifikke effektutvidelser foretas dersom skyggeprisen på effekt er så høy, og vedvarer så lenge, at nye effektinvesteringer gir en avkastning på minst 7 prosent.

Eksport og import avhenger av forholdet mellom kraftprisene i Norge og utlandet. Dersom transportkorrigert pris i utlandet overstiger norsk pris, finner det sted eksport. Import av kraft skjer hvis transportkorrigert pris i utlandet er lavere enn norsk pris. Hvorvidt variasjoner i kraftprisene i utlandet slår inn i det norske kraftmarkedet vil avhenge av størrelsen på det norske kraftproduksjonssystemet, og transmisjonskapasiteten mot utlandet. Liten transmisjonskapasitet vil gi begrensede import- og eksportvolum, som ikke vil virke prisdempende/ prisdrivende i Norge innenfor den enkelte periode. Økt årlig nettoeksport vil derimot presse innenlandske priser opp, på samme måte som økt nettoimport på årsbasis vil virke dempende på norske kraftpriser. Stor transmisjonskapasitet mot utlandet vil kunne føre til at begrensninger i det innenlandske produksjonssystemet (effekttak) nås i perioder med høy eksport. Det vil utløse en positiv skyggepris på effekt og høyere pris i topplastenn i lavlastperioder. Stor transmisjonskapasitet vil også kunne gi høyere nettoeksport/-import, hvilket presser/demper norsk kraftprisnivå i sterkere grad enn i tilfellet med liten transmisjonskapasitet

Boks 31.3 Nærmere om Markal modellen

Markal-modellen er en såkalt optimaliseringsmodell som minimerer de samlede kostnadene for energisystemet i en gitt periode. Energisystemet omfatter teknologier og energibærere, og dekker stasjonært og mobilt energiforbruk, leveranser av energivarer til prosessformål, olje og gassutvinning, men ikke utenriks sjøfart. Produksjonen av energi skal minst dekke forbruket. Etterspørselen etter energitjenester må bestemmes utenfor modellen.

Veksten i etterspørselen etter energitjenester i *næringslivet* er bestemt ut i fra veksten i bruttoproduksjonen, som beregnet i framskrivningene av MSG-modellen. Veksten i etterspørsel av energitjenester i *husholdningene* er bestemt ut fra vekst i boligkonsum, konsistert med MSG-framskrivningene veksten i antall innbyggere⁴², samt veksten i oppvarmet areal⁴³ og isolasjonsstandard. Også i boligsektoren finnes eksplisitte ENØK tiltak.

Modellen betrakter hele energisystemet under ett, og vurderer tiltak hos sluttbrukerne direkte opp mot for eksempel ny kraftutbygging. Energibruken er modellert ut fra *energivarebalansen* (energi oppdelt etter formål, energi brukt i Norge), mens MSG modellerer energibruk i henhold til *energiregnskapet* (energi etter sektor, energi brukt av norske selskaper). I motsetningen til MSG er den tekniske framgangen satt til 0,5 prosent der eksplisitte enøktiltak kommer i tillegg. Disse forskjellene er årsaken til at MSG og Markal ikke er forsøkt samkjørt på samme måte som med Normod og MSG.

Tabell 31.1: Teknologier og energibærere i Markalmodellen

Tilgjengelig teknologier for kraftproduksjon	Fjernvarmeproduksjon:	Energibærere i modellen
Vannkraft, kun kategori 1 tilgjengelig i referansebanen	Biomasse	Elektrisitet
Gasskraft	Varmepumper	Varme (fjernvarme)
Biomasse fyrte kraftverk (gassifisering med gassturbin eller dampturbin)	Olje og el (spisslast)	Olje (parafin, fyringsolje, bensin, diesel, tungolje)
Vindkraft	Avfall	Gass (LNG, CNG, LPG, hydrogen)
Kombinerte kraft - varme verk		Biomasse (ved, flis, pellets, briketter)

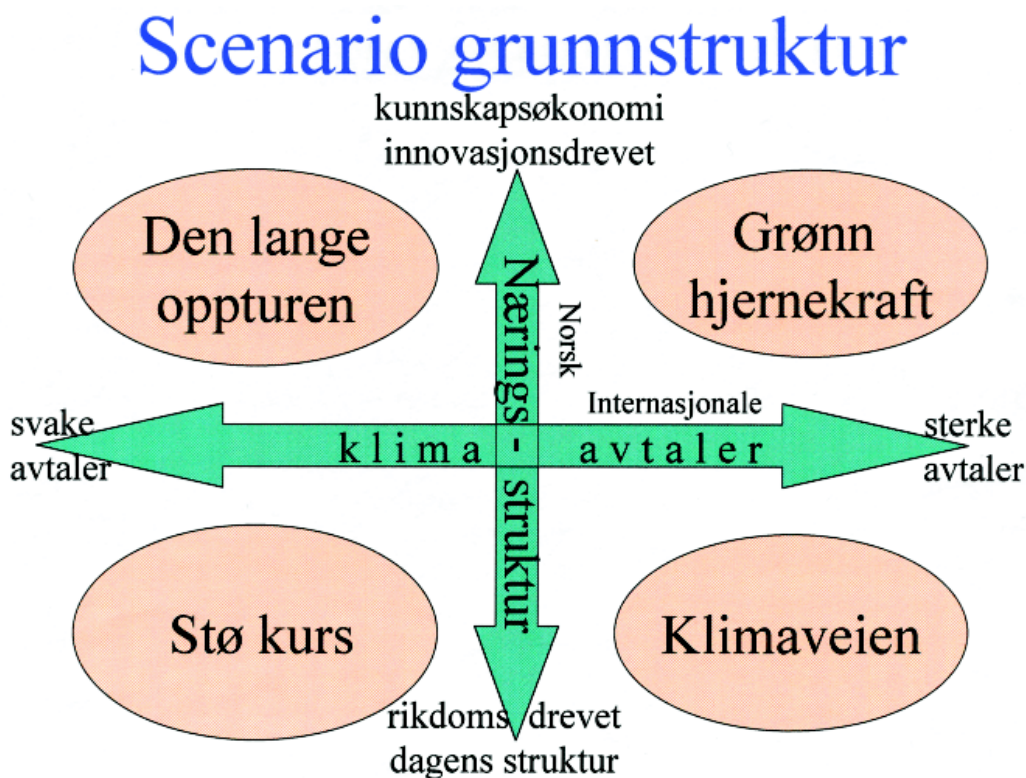
42. fra Langtidsprogrammet 1998-2001, St.meld 4 1996/97

43. fra Statistisk sentralbyrå sin boligmodell BUMOD

KAPITTEL 32

Scenariet Stø kurs**32.1 EN BESKRIVELSE AV ENERGISITUASJONEN MOT ÅR 2020**

Norge fortsetter i den retning vi i dag allerede går, der de tradisjonelle industrier dominerer (olje, fisk, treforedling, metaller). Myndighetene gjennomfører ingen ytterligere miljø/energi-tiltak i en verden hvor det viser seg de internasjonalt bindende klimaavtalene smuldrer opp. Nivået på skatter, avgifter, olje og gass-priser forblir på dagens nivå. Kraftforbruket, blant annet i husholdningene, fortsetter å øke.



Figur 32.1 Scenario Stø Kurs - svake klimaavtaler, rikdomsdrevet næringsutvikling

a) Den økonomiske og politiske utvikling

«Stø kurs» er fortellingen om en framtidig verden som i hovedsak viser seg å bli en forlengelse av trendene fra de tyve foregående år. Det meste blir likt «slik det har vært». Det norske samfunnet følger dermed en utvikling som er svært lik den som ble beskrevet i referansebanen fra Langtidsprogrammet 1998-2001. Dette er en utviklingsbane for norsk økonomi som bygger på at dagens næringsstruktur i store trekk videreføres og at det ikke oppnåes internasjonal enighet om de mer ambisiøse klimaavtalene. For Norge betyr dette betyr en jevn og balansert økonomisk vekst og høye oljeinntekter til godt forbi år 2010. Som vi kommer tilbake nedenfor, så viser

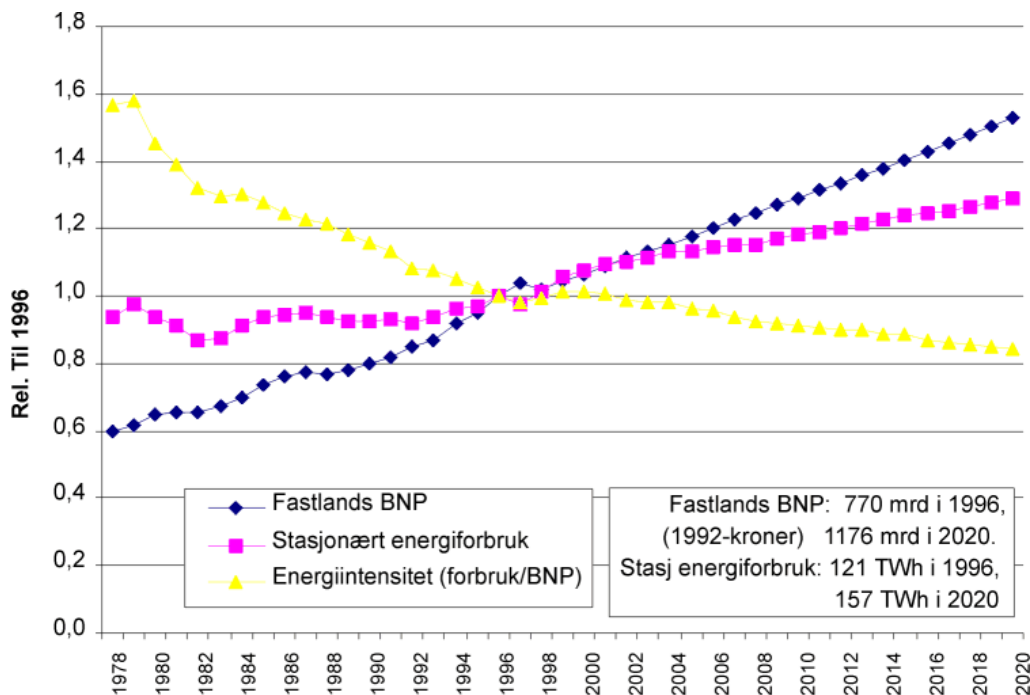
det seg at Kyoto-avtalen ikke blir ratifisert av USA, og at flere ledende industriland etter hvert oppgir å nå sine utslippsforpliktelser i årene fram mot 2010.

Politikken i begynnelsen av neste århundre viser seg i all hovedsak å være dominert av de tanker og idéer som kjennetegnet 1980-90 årene. Vekslede koalisjonsregjeringer skifter på å ha stafettspinnen i et «løp» som i hovedsak følger samme kurs. I lønnsforhandlingene videreføres den såkalte «solidaritetslinjen» fra 1990-årene og forhindrer en mulig lønnsvekst-spiral.

Hensyn til miljøet, og fortsatt satsing på ENØK og fornybare energikilder, går igjen i alle energipolitiske programmer og utredninger. De praktiske resultatene av denne satsingen fra 1998 til 2020 er imidlertid beskjedne, akkurat som i årene 1975-1997, noe som hovedsakelig skyldes lave priser (jfr. [Link](#) kap 7.2.6). I befolkningen skjer det heller ingen tydelige endringer i miljøverdier i de første tiårene etter 2000. Generelt er det en stor bevissthet om betydningen av miljøspørsmål, men når folk flest tvinges til å prioritere mellom miljø og andre verdier (sysselsetting, distriktspolitikk, økonomi, helse etc.), må miljøverdiene vike.

Veksten i tilgangen på nye timeverk blir begrenset framover i neste århundre. Dette skyldes i hovedsak tre forhold. For det første at befolkningsutviklingen gir stadig flere pensjonister og reduserer andelen av yrkesaktive. For det andre at den tidligere økningen i kvinners yrkesdeltagelse flater ut ettersom den når opp til det samme nivå på yrkesaktivitet som blant menn. Og for det tredje blir en stadig større andel av befolkningen trygdet. Ettersom vi i dette scenariet holder stø kurs, er det begrenset import av arbeidskraft. Til sammen bidrar dette til at den gjennomsnittlige vekstraten i norsk økonomi reduseres betydelig framover i forhold til den historiske utviklingen. Dette bidrar også til at veksten i energiforbruket ikke blir like sterk som de siste tiårene.

I denne verdenen viser det seg at IT-revolusjonen - for eksempel neste generasjons Internett, den eksponensielle økning i regnekraft kombinert med fallende priser, sammensmeltningen av medier, utbredt mobiltelefoni, og overgangen til elektronisk handel - ikke lager noe mer enn små krusninger på overflaten av de større makroøkonomiske trendene. Alle disse innovasjonene flyter pent og rolig inn i norsk økonomi. Energieffektiviteten blir gradvis bedre i alle sektorer, men langt fra så mye bedre at den hindrer vekst i det totale energiforbruket. Til sammen sikrer informasjonsteknologien, sammen med annen teknologisk utvikling, en jevn og balansert stigning i produktiviteten, slik at de makroøkonomiske trendene fortsetter i samme retning mellom 2000 og 2020 som mellom 1980 og 2000.



Figur 32.2 Energiintensitet, «Stø Kurs».

Kilde: SSB (stasjonært olje og elektrisitetforbruk)

Norge var lenge før 1998 blitt del av et felles nordisk kraftsystem, og blir i de påfølgende år i økende grad knyttet sammen med det europeiske kraftsystemet gjennom kablene til kontinentet. Til sammen når utvekslingskapasiteten opp i 6300 MW innen år 2003 (jfr. avsnitt 6.3). Det viser seg at svenske myndigheter ikke klarer å utvikle atomkraftverkene innen 2010 slik som opprinnelig forutsatt. Atomkraften består med unntak av anleggene Barsebäck I og II. Årsakene til dette er først og fremst fortsatt vekst i kraftforbruket i Norden, og mulighetene for erstatning med andre energikilder viser seg å bli for dyre i forhold til å vedlikeholde eksisterende atomkraftverk. Det skjer heller ingen nye Tsjernobyl-liknende ulykker i våre naboerområder.

Utviklingen i Europa og Norden for øvrig viser seg å få stor betydning for den norske kraftprisen, og for kraftflyten mellom landene. Kraftmarkedene i Europa blir langsomt og gradvis liberalisert i perioden fram til år 2020. Markedsåpningen synliggjør i første omgang det eksisterende kraftoverskuddet i Europa (jfr. (Link) kap 8 og (Link) 9.5), som så gradvis blir oppspist av forbruksveksten i de europeiske landene. Dermed blir kraftprisen fra 2005 og utover mer bestemt av prisen på ny produksjonskapasitet. Videre utover i neste århundre skjer det en utvikling i Europa der moderne gasskraftverk gradvis erstatter eldre kullkraftverk. På tross av at dette innebærer økt avhengighet av importert, fossil energi (gass), blir det likevel atskillig rimeligere enn fortsatt bygging og drift av kullkraftverk. De eldste kullkraftverkene fases ut. Nye kullkraftverk får produksjonskostnader på 26-30 øre/kWh, mens gasskraftverk ligger rundt 21 øre/kWh (jfr. 32.3). Dermed blir gass den nye såkalte backstop-teknologien i Europa. Gassen blir kjøpt både fra Russland, Algerie og Norge.

Det nordiske og europeiske kraftmarkedet blir slik at man utnytter de gjensidige fordelene som ligger i samkjøring av det nordiske vannkraftdominerte systemet

med det europeiske termiske systemet. Dette gir stor bruttohandel av kraft (fra Norge til Europa på dag/topplasttid, og fra Europa til Norge på nattetid når det er overskudd av termisk kraft i Europa). Utvekslingen medfører at verdien av effekt i det norske systemet øker, noe som igjen øker verdien av vannkraft. I årene mellom 2010 og 2020 viser det seg at nettohandelen i gjennomsnitt blir tilnærmet null. Dette skyldes at det i Norge bygges vann- og gasskraft for å dekke opp egne behov. Kraftsystemene er «i balanse». Norge får inntekter på eksport av vannkraft til topplastpris, og de europeiske land sparer investeringer i dyre anlegg for inndekking av topplasteffekt.

b) Utviklingen på klimaområdet i «Stø kurs»

I årene framover mot 2020 skjer det ingen store klimaendringer eller større miljøkatastrofer. Hyppigheten av orkaner, tørke, oversvømmelser viser en viss økning. Mange enkeltrapper viser foruroligende tall, men de fleste større indikatorer om det globale klimaet viser ikke tilstrekkelig tydelige endringer til å skape internasjonal overbevisning om at dette skyldes menneskeskapte utslipp.

Forhandlingsrunden i Buenos Aires i 1998 viser seg å bli preget av konflikten om u-landenes anklager mot i-landenes forsøk på å unngå klimaforpliktelser på hjemmebane. USA blir presset til å inngå et kompromiss med begrenset handel med klimakvoter, men uten reduksjonsforpliktelser for u-landene. Både Kyoto og Buenos Aires-avtalen blir deretter stadig kraftigere kritisert både av OPEC-landene og fra det sterke republikanske flertall i USA. Kritikken mot dette kompromisset gjør at klimaprotokollen ikke blir ratifisert, hverken av det amerikanske senatet eller av kongressen.

Like etter århundreskiftet oppstår det stadig større intern uenighet innen FNs klimapanel. Er det atmosfærisk damp, variabel solutstråling eller CO₂ som forårsaker temperaturøkningen? 1995-rapporten blir stående som den med sterkest vitenskapelig konsensus om klimaendringene. Rapporten fra FNs klimapanel i år 2005 blir langt mindre entydig, og flere forskere reserverer seg nå enn tidligere.

Til tross for den amerikanske situasjonen, ratifiserer et tilstrekkelig antall land klimaprotokollen like etter århundreskiftet, og den blir gjort folkerettslig bindende. Det blir imidlertid fort klart at flere land har problemer. Japan får den tvilsomme æren av å bli det første land til å erklære at de ikke ville nå målsetningen. De kaster kortene tidlig i 2004. Senere samme år klarer ikke EU-kommisjonen lenger å stå imot det indre presset for å øke utslippene, og EU-landene ender opp i år 2010 opp med en økning av klimautslippene på 8 prosent, i stedet for en reduksjon på 8 prosent slik de avtalte i Kyoto i 1997.

Etter hvert som klimaprotokollen gradvis faller fra hverandre, øker motstanden mot å etablere nye internasjonalt forpliktende målsettinger og tiltak for reduksjon av klimagasser. De enkelte lands regjeringer gir ikke opp miljøavgifter, men ser at eneste mulighet er å lage særnasjonale ordninger. De fleste europeiske landene opprettholder subsidier til «sine» kraftsystemer (Tyskland - kull, Frankrike - kjernekraft, etc) og prøver å redusere energiforbruket noe gjennom forbruksavgifter med ulik nasjonal profil.

Klimakonferansen i 2012 som finner sted i Beijing, kommer fram til at klimautslippene skal stabiliseres innen 2020 for Annex I-landene og at u-landene skal stabilisere innen 2030. Landene kan da selv velge utgangår for stabiliseringen. Norske CO₂-utslipp øker totalt med 21 prosent fra 1990 til 2020.

c) Kraftbalansen

I husholdningssektoren øker elektrisitetsforbruket jevnt og trutt (med 1,6 prosent per år), fra rundt 30 TWh i 1992 til over 50 TWh i 2020. Antall husholdninger øker ikke så mye, bare med rundt 0,5 prosent per år. Men mange boliger har blitt større, det blir færre mennesker i hver husholdning, og framdeles bruker et

flertall elektrisitet til oppvarmingsformål. Også eldrebølgen vrir forbruket opp - de «nye» eldre er vant til bedre komfort og stiller større krav. Elforbruket viser seg i hovedsak å følge økningen i privat konsum som ligger høyt, det vil si 2,7 prosent per år, i store deler av perioden fram til 2020. Det er først og fremst veksten i husholdningene og i tjenesteytende næringer som er hoveddrivkraften bak veksten i det stasjonære energiforbruket.

Industrien: Med «stø kurs» fortsetter den *kraftkrevende industrien* å bruke like mye elektrisitet som den har gjort fra 1975 til 1997 - ca 30 TWh per år. Energiefektivisering gjør at de produserer større volum i 2020, men har samme kraftforbruk som i 1998. De langsiktige kontraktene blir fornyet ettersom de gamle utløper etter århundreskiftet, uten vesentlige endringer fra dagens ordninger. Annen industri øker fra 17 til 20 TWh mens tjenesteytende næringer øker sitt strømforbruk fra 20 til 30 TWh per år, se figur 32.1.3

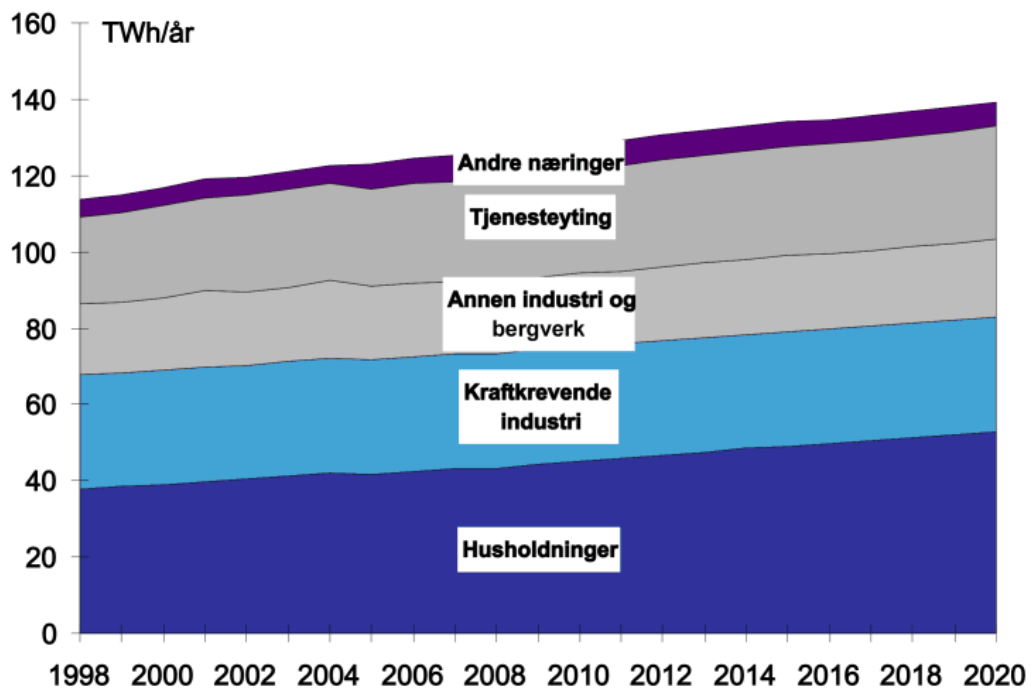
På *tilgangssiden* viser det seg at veksten i energiforbruket i hovedsak blir dekket opp av nye gasskraftverk som bygges opp langs kysten (jfr. [Link](#) kap 24). Man tar utgangspunkt i framskrivninger som viser økende kraftpriser, og ser at det vil bli lønnsomt å bygge nye kraftverk i tide til å møte den stigende etterspørselen. Fram til 2005 får Norge først en betydelig import av kraft. Men når kraften fra disse gasskraftverkene blir faset inn fra 2005, og gasskraftproduksjonen siden vokser jevnt opp til 24 TWh innen 2020, dekkes importbehovet raskt opp. Elprisen stabiliserer seg svakt i overkant av produksjonskostnaden for el fra gasskraftverk, gjennomsnittlig 22 øre/kWh. Og som nevnt ovenfor, ender vi i 2020 opp med en situasjon hvor det er stor bruttohandel, men null nettohandel.

Det blir også en betydelig utbygging av nye vannkraftanlegg innen kategori I i Samlet plan og effektivisering av eksisterende anlegg. Til sammen gir dette rundt 10 nye TWh vannkraft innen 2020. Dette henger sammen både med økte priser rundt århundreskiftet i forbindelse med kraftunderskuddet, og at topplasteffekt, som vannkraften leverer, får en noe høyere pris enn den gjennomsnittlige kraftprisen. Dermed blir det mer lønnsomt å bygge ut vannkraft.

Det blir beskjedne endringer i de energipolitiske rammebetingelser i forhold til de som gjaldt i 1998. Endringer i kraftbransjen skyldes primært bedriftsøkonomiske krav, utviklingen av energimarkedene i Norden og Nord-Europa og den teknologiske utviklingen. Lønnsomheten innen kraftomsetningsvirksomheten er synkende. Med økende krav til lønnsomhet fra eierne, samt økt risiko i dette forretningsområdet blir det dannet større og færre omsetningsselskap som de store vertikalt integrerte selskapene eier i fellesskap. I 2010 er det bare 5-6 store omsetningsselskap i Norge, og i 2020 er det kun et titalls *nordiske* omsetningsselskap som er store nok til å møte de store nord-europeiske aktørene.

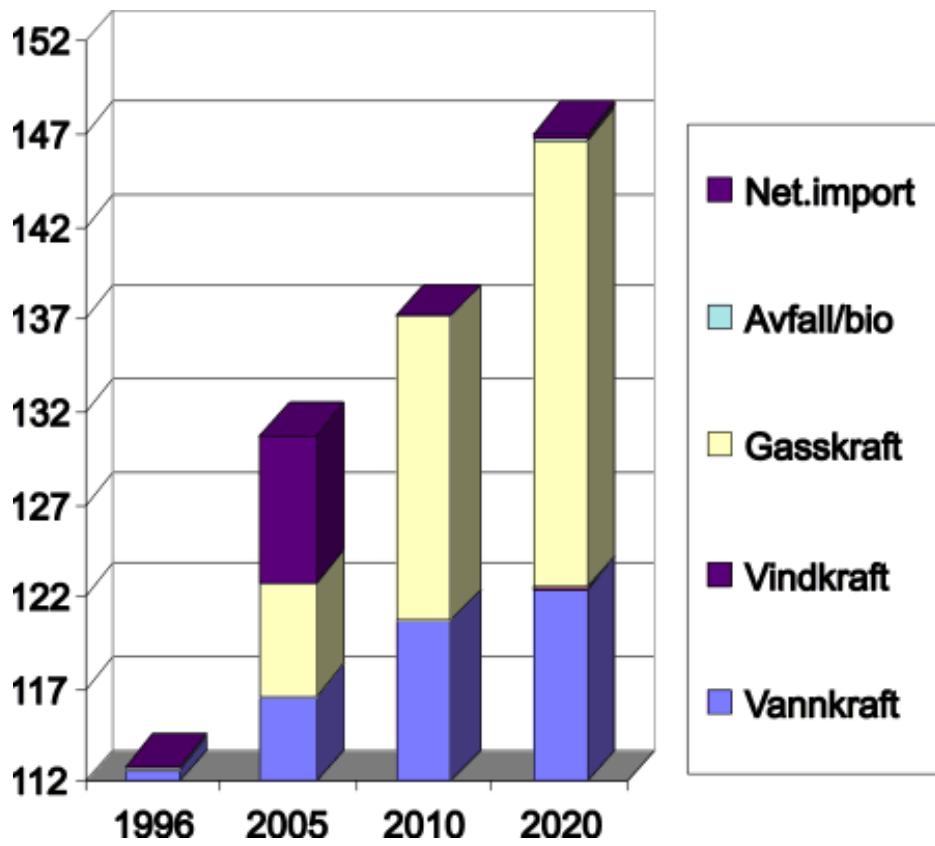
Når det gjelder myndighetens *tiltak* på energisektoren, så videreføres i hovedsak dagens sett av virkemidler og ordninger: Nivået på forbruksavgiftene forblir uforandret fra 1998. Også systemet for beskatning av kraftsektoren og bruken av frivillige avtaler med industrien videreføres.

Kommersielle drivkrefter sørger for gjennomføring av ENØK der dette viser seg å være klart lønnsomt. Aktiv styring samt rådgivning og oppfølging av energiforbruk har en klar, men beskjeden effekt. Fortsatt satses det en del på informasjon og opplæring.



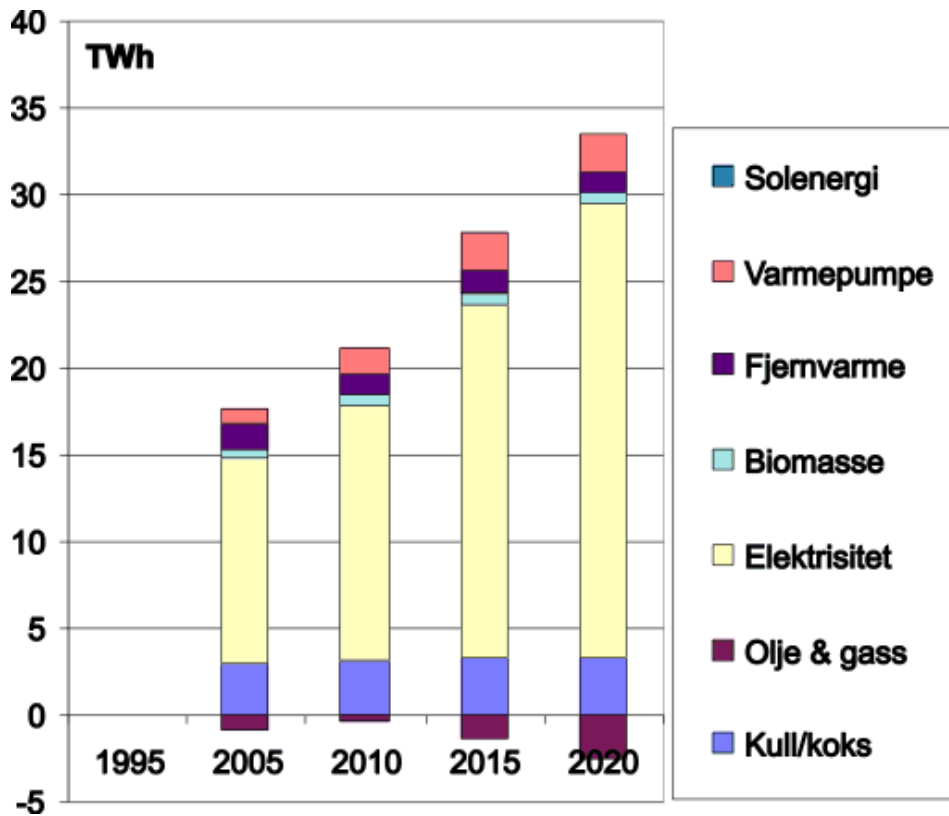
Figur 32.3 Kraftforbruk per sektor, Scenario Stø Kurs.

Kilde: SSB, MSG-beregning.



Figur 32.4 Ny krafttilgang, Scenario Stø Kurs.

Kilde: SSB, MSG-beregning.



Figur 32.5 Endring i stasjonært energiforbruk, Scenario Stø Kurs som beregnet i Markal-modellen.

d) Konklusjon - Stø kurs

Dersom det norske samfunn følger en Stø kurs på energifeltet og i økonomisk utvikling oppnås både økt verdiskapning og stabil energiforsyning. Men videreføring av dagens tiltak og virkemidler monner imidlertid ikke til å endre trendene. Man klarer ikke å oppnå stabilisering eller reduksjon i veksten av energiforbruket. Norge klarer heller ikke å dekke sitt kraftforbruk med fornybare energikilder. Det bygges ut ca 10 TWh vannkraft av 15 TWh mulige i Samlet plan I mens det kun blir 1,0 TWh fra bio.

Konsekvensene for miljøet blir at man fortsetter å bygge ut resterende vassdrag, og at de norske klimautslippene øker blant annet som følge av utbyggingen av gaskraftverk. Globalt øker risikoen for klimaforstyrrelser, men fortsatt råder det uenighet om dette. Konsekvensene for økonomien blir at Norge sliter med å ta skrittet over i kunnskapssamfunnet. Vi gjør mer av det vi lenge har gjort, med bare mindre, stegvise innovasjoner.

32.2 NÆRMERE OM ENERGI- OG KRAFTBALANSEN STØ KURS

32.2.1 Innledning

I arbeidet med de makroøkonomiske beregningene av Stø kurs er det tatt utgangspunkt i referansebanen i Langtidsprogrammet 1998-2001, St.melding 4 1996/7. Stø kurs er et scenarie der det ikke finner sted vesentlige endringer fra dagens politikk, og beregningene av dette scenariet er en referansebane for de øvrige fram-

skrivningene. Det er ikke tatt hensyn til forpliktelser og tiltak som kan følge av klimaavtalen vedtatt i Kyoto desember 1997.

Det er gjort visse endringer i forhold til Langtidsprogrammets referansealternativ. Dette gjelder forutsetningene om kostnader ved kraftproduksjon og krafthandelen, jf avsnitt 32.2.3 På tilgangssiden er det forutsatt at Samlet plan kategori II ikke åpnes for utbygging, slik situasjonen er i dag. Det er også gjort mindre justeringer i husholdningenes energibruk.

32.2.2 De makroøkonomiske forutsetningene

Anslagene på sentrale makroøkonomiske størrelser er i stor grad bestemmende for resultatet av de økonomiske framskrivningene, og som følge av dette utviklingen i energiforbruket innenlands.

Utviklingen i den *tekniske framgangen* eller total faktorproduktivitet (TFP)⁴⁴ er avgjørende for veksten i økonomien på lang sikt. Større grad av teknologisk framgang bidrar generelt til å øke veksten i bruttonasjonalproduktet, fordi det med samme ressursinnsats er mulig å øke produksjonen. Med større aktivitet i økonomien øker også energiforbruket. Energiforbruket per produsert enhet går imidlertid isolert sett ned som følge av økt effektivitet i produksjonen.

I framskrivningene av Stø kurs er det gjennom hele framskrivingsperioden lagt til grunn en gjennomsnittlig årlig teknisk framgang på 1 prosent for de ulike sektorene. Dette er om lag det samme som de siste 15 årene, men noe lavere enn i 1970-årene. Anslaget kan blant annet begrunnes med at tjenestesektorenes betydning forventes å øke. Tjenesteproduserende næringer har tradisjonelt hatt lavere produktivitetsvekst enn vareproduserende næringer. På bakgrunn av at usikkerheten om, og betydningen av produktivitetsveksten er så stor, er konsekvensene av høyere vekst i denne størrelsen belyst i kapittel 34 og 35.

I tillegg til teknisk framgang er veksten i økonomien bestemt av *veksten i timeverksinnsats* og *realkapitalbeholdning*. Veksten i timeverk er igjen avhengig av befolkningsvekst, endring i sammensetning av befolkningen, yrkeshyppighet og trygdetilbøyelighet. I Stø kurs er det forutsatt en gjennomsnittlig timeverksvekst i perioden på om lag 0,3 prosent per år. Veksten er forutsatt å være noe høyere i første del av perioden, men blir deretter lavere ettersom andelen av eldre i befolkningen øker.

Det forutsettes at både privat og offentlig sektor har en god budsjettbalanse i hele perioden. Norge bygger opp fordringer på utlandet i stort sett hele perioden. Etterhvert begynner en å tære noe på avkastningen av denne formuen.

Videre er det forutsatt at veksten for handelspartnerne i gjennomsnitt over perioden vil bli om lag 2 prosent per år. Skatte- og avgiftsnivået forutsettes uendret over hele perioden.

32.2.3 Forutsetninger for energimarkedet

Energiutvalget har i sine beregninger av Stø kurs lagt til grunn den samme råoljepris på 115 kr/fatet som i Langtidsprogrammets referansealternativ. Kullprisen er forutsatt å være 12 NOK/GJ⁴⁵. Realverdien på CO₂-avgifter og elavgifter holdes uendret i hele perioden.

44. Total faktorproduktivitet utgjør den delen av BNP-veksten som ikke kan forklares av vekst i bruk av arbeidskraft og realkapital.

45. 13 Nok/GJ i Finland og Danmark

Det antas at kraftintensiv industri bruker 30 TWh langs hele beregningsbanen, gjennom at eksisterende kontrakter forlenges til vilkår som opprettholder dette kraftforbruket.

I beregningene er det forutsatt at vannkraftprosjekter plassert i Samlet plan kategori I bygges ut etterhvert som det er lønnsomt. I framskrivningene vil nye vannkraftprosjekter i bygges ut dersom energidelen av kraftprisen⁴⁶ gjør det lønnsomt, med syv prosent realrente, å utvide energitilgangen. Spesifikke effektutvidelser foretas dersom verdien på effekt er så høy, og vedvarer så lenge at nye effektinvesteringer gir en avkastning på minst syv prosent. Det er ikke tatt hensyn eventuell usikkerhet knyttet til politiske vedtak ved framtidige utbyggingssaker, men det er forutsatt at mulig utbygging av vannkraft på kort sikt er begrenset av konsesjonsbehandling og utbyggingstid. Videre er det ikke åpnet for utbygging av kategori II i referansebanen.

Det er forutsatt en øvre grense på 24 TWh for utbyggingen av gasskraft innenlands. Innenfor denne beskrankningen bygges det ut gasskraft så sant kraftprisen overstiger kostnaden ved ny utbygging.

Det antas ellers at ny kraftproduksjon i det nordiske og nord-europeiske kraftmarkedet bygges ut der det er mest lønnsomt. Eksisterende kraftsystem, etterspørselsvekst og etterspørselens profil over år, uke og døgn i de ulike landene vil påvirke lønnsomheten av nyinvesteringer. Nasjonale forskjeller medfører at den gjennomsnittlige kraftprisen kan variere mellom landene.

32.2.4 Forutsetninger om Norden og Nord-Europa

Norge er del av et felles nordisk kraftsystem, og vil i begynnelsen av neste århundre i økende grad bli knyttet til det europeiske kraftsystemet gjennom vedtatte kabler til kontinentet, jf (*Link*) kap 8. Dagens overføringskapasitet mot utlandet på 4500 MW, men i praksis vil mulig utveksling avhenge av produksjons-, overførings- og etterspørselsforhold i kraftmarkedet både i Norge og i utlandet. I beregningene er det lagt til grunn at dagens overføringskapasitet muliggjør en utveksling på i gjennomsnitt 24 TWh per år mellom Norge og nabolandene.

Innen 2003 vil den samlede overføringskapasiteten ha økt til 6300 MW. Dette vil gi en betydelig økning i muligheten for krafthandel med utlandet. Den framtidige utviklingen i Europa og Norden for øvrig vil derfor få økende betydning for den norske kraftprisen, og krafthandelen mellom landene. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til utviklingen i energimarkedene i de land Norge vil ha tilknytning til gjennom overføringsforbindelsene.

I Stø kurs har utvalget lagt til grunn at den *svenske kjernekraften* ikke avvikles, med unntak av Barsebäck I og II. Dette tilsvarer et bortfall av totalt 9 TWh i det nordiske kraftmarkedet innen 2001⁴⁷. I tillegg forutsettes at eldre termisk produksjonskapasitet i de nordiske landene avvikles i en rate på 7 prosent per år fra 2002. Det forutsettes at utviklingen mot et *mer integrert elmarked* i Norden fortsetter, og Finland og Danmark blir en del av det svensk- norske markedet innen århundreskiftet. Videre antas det at det ikke vil bli bygget en gassrørledning fra Norge til de andre nordiske landene. Det antas at etterspørselen etter gass fra Finland og Sverige etterhvert dekkes opp ved hjelp av tilgang på russisk gass.

Når det gjelder tilknytningen til Europa for øvrig, ligger vedtatte avtaler knyttet til eksisterende og framtidige kabler til grunn for kraftutvekslingen. Utformingen av

46. se boks 2 kapittel 31 for nærmere omtale

47. Barsebäck I (4,5 TWh) skal etter planen stenges i løpet av 1998, Barsebäck II (4,5 TWh) innen 2001.

avtalene innebærer at kortsiktig kraftutveksling skal skje i henhold til marginalkostnadene ved kraftproduksjon i Europa, og den norske spotprisen på kraft, se også ([Link](#)) kapittel 8 for nærmere omtale av utvekslingsavtalene. Det er grunn til å tro at det vil eksistere betydelig overkapasitet i det europeiske kraftsystemet de nærmeste årene. I en slik situasjonen vil det være marginalkostnaden ved drift av *eksisterende* produksjonskapasitet i Europa som er bestemmende for hvilken pris det utveksles mot. De marginale produksjonskostnadene kan imidlertid påvirkes av endringer i brenselprisen på kull og gass, samt miljø- og energiavgifter. I beregningene av Stø kurs har utvalget lagt til grunn at realnivået på disse holdes uendret gjennom hele perioden.

På lengre sikt er det forutsatt at en ytterligere åpning av kraftmarkedet i Europa vil innebære at kraftutvekslingen i større grad vil skje i henhold til markedspriser både i Norden og i Europa. I en situasjon med kraftoverskudd i det europeiske kraftmarkedet vil en deregulering kunne trekke i retning av redusert utbygging av ny produksjonskapasitet. På lang sikt vil en slik situasjon føre til at det eksisterende kraftoverskuddet gradvis blir innhentet av forbruksveksten i de europeiske landene. Med en stadig strammere balanse mellom forbruk og produksjon i Europa, vil markedsprisen på kraft på lang sikt reflektere prisen på ny produksjonskapasitet⁴⁸. Utviklingen i prisen på ny produksjonskapasitet kan derfor være bestemmende for hvordan kraftprisen, og utvekslingen med Norge blir på lang sikt.

I Langtidsprogrammets referansebane er det lagt til grunn at ny *kullkraft* blir teknologien som setter den langsiktige kraftprisen i Europa. Den langsiktige prisen på kraft i Europa er her gitt ved kostnadene for ny kullkraftproduksjon, anslått til omalg 24 øre/kWh. Utvalgets anslag på kostnadene ved ny kullkraftproduksjon viser imidlertid en høyere produksjonskostnad enn det som er lagt til grunn i Langtidsprogrammets referansebane. Anslagene⁴⁹ viser en produksjonskostnad ved nye kullkraftverk i området 26-27 øre/kWh ved 7 prosent kalkulasjonsrente og en brukstid på 7500 timer.

Ved beregninger av kostnadene ved ny *gasskraftproduksjon*, har utvalget lagt til grunn en gasspris på 65 øre/sm³. Det legges videre til grunn at implementeringen av gassdirektivet har gitt et åpent gassmarkedet i Europa fra 2005, og at 65 øre/sm³ representerer markedsprisen på gass på dette tidspunktet. I Stø kurs antas det at ny gass til kontinentet kommer fra Russland, og at gassen kan framskaffes fra felt som gir en transportkostnad på 20 øre/sm³. Dette gir en gasspris referert Europa på 85 øre/sm³.

Prisen på gass vil være av stor betydning for kostnadene ved ny gasskraftproduksjon, og dermed den langsiktige kraftprisen. Markedet for gass er av mer lokal karakter i forhold til markedet for andre energibærere, på grunn avhengigheten av et gassrørsystem. Gass konkurrerer likevel med andre energibærere, og i gasskontrakter er det vanlig å knytte prisen på gass opp mot prisen på enten kull eller olje. Utviklingen i gassprisen må derfor ses i sammenheng med prisutviklingen på disse energibærere, som i referansebanen forutsettes uendret. De individuelle gasskontraktene vil også ha ulik utforming, avhengig av kvantum og uttaksprofil til kunden. Blant annet vil prisen og behovet for gass over ulike sesonger variere sterkt. Prisen på 65 øre/sm³ som forutsettes i Stø kurs vil derfor måtte betraktes som et tilnærmet gjennomsnitt av ulike gasskontrakter.

Foruten brenselprisen, vil brukstiden i nye gasskraftverk være avgjørende for størrelsen på produksjonskostnaden. På grunnlag av simuleringer ved hjelp av Statistisk sentralbyrås kraftmarkedsmodell Normod-T, er brukstiden for nye gassk-

48. Langtidsgrensekostnad ved ny kraftproduksjon

49. NVE rapport 05-1997: «Kostnader ved ny kraftproduksjon», og egne anslag

raftverk antatt å være 7500 timer både i Norge og Europa⁵⁰. Dette innebærer at nye gasskraftverk vil gå som grunnlastverk i beregningene. Under forutsetning av syv prosent kalkulasjonsrente vil dette gi en produksjonskostnad på henholdsvis 20 øre/kWh og 21 øre/kWh for ny gasskraft i Norge og Europa. Kostnadene for gasskraftproduksjon i Europa overstiger den norske på grunn av transportkostnadene for gass. Samtidig kan deler av gasskraftproduksjonen i disse landene knyttes til varmeproduksjon. Påslaget på gasskraftkostnadene i Europa er derfor samlet anslått til mellom 1-2 øre/kWh i forhold til norske kostnader.

På bakgrunn av vurderingene over, har utvalget i framskrivningene av Stø kurs lagt til grunn at kostnadene ved gasskraftproduksjon, og samspillet mellom kraftproduksjonen i Norden og Europa, vil være bestemmende for den langsiktige kraftprisen. Dette trekker i retning av noe lavere kraftpriser og høyere kraftteterspørsel enn i Langtidsprogrammets referansebane. Skranken på utbyggingen av gasskraft i Norge innebærer imidlertid at den norske kraftprisen på lang sikt kan ligge over kostnadene ved gasskraftproduksjon.

I dette scenariet antas det videre at det nordiske og europeiske kraftmarkedet utvikler seg slik at det oppnås balanse i det norske kraftmarkedet på lang sikt. I dette ligger det at den norske nettohandelen med kraft over året er tilnærmet lik null i 2020. I delperioder kan en imidlertid ha betydelig netto eksport eller netto import av kraft.

32.2.5 Framskrivningen av den makroøkonomiske utviklingen

Av tabell 32.1 framgår det at den gjennomsnittlige veksttaket i norsk økonomi reduseres betydelig framover i forhold til den historiske utviklingen. Den reduserte vekstraten framover vil også slå ut i lavere veksttakt for energibruken. Lavere veksttakt i norsk økonomi skyldes hovedsakelig at veksten i antall timeverk framover begrenses i forhold til tidligere. Befolkningsutviklingen tilsier økt andel pensjonister, og redusert andel i den yrkesaktive del av befolkningen. Økningen i kvinnes yrkesaktivitet flater ut rundt nivået på yrkesaktiviteten blant menn.

Tabell 32.1: Gjennomsnittlig vekst i noen makroøkonomiske hovedstørrelser, prosent per år

	1962-1992	1996-2005	2005-2020
BNP	3,5	1,9	1,2
BNP - Fastlands-Norge	2,0	1,7	
Bruttoinvesteringer	2,1	0,7	1,4
Privat konsum	2,8	3	2,4

Framskrivningene antyder at veksttaket i privat konsum vil holde seg på et høyt nivå også framover, jf tabell 32.2. En høy vekst i privat konsum motsvares derfor delvis av redusert vekst i offentlig konsum, der en stadig større andel pensjonister bidrar til å øke offentlige utgifter. Nedgang i bruttoinvesteringene, blant annet

50. Simuleringer på NORMOD-T viser at en kan oppnå en brukstid på om lag 7500 timer i termiske gasskraftverk, når disse samkjøres med resten av det nordiske kraftmarkedet. Selv om en vesentlig del av markedet som vokser sterkt bare har en brukstid på om lag 5500 timer (og til dels lavere), så har dagens kraftproduksjonssystem så stor effektkapasitet og fleksibilitet med tanke på å flytte produksjonen over mot høylastperioder, at brukstiden i nye termiske verk kan bli høy. Det er imidlertid knyttet betydelig usikkerhet til hvor mye den termiske produksjonskapasiteten kan øke, før brukstiden faller i de nye verkene. Beregninger på Samkjøringsmodellen antyder også at brukstiden fram mot år 2020 kan være 7500 timer eller mer på nye gasskraftverk.

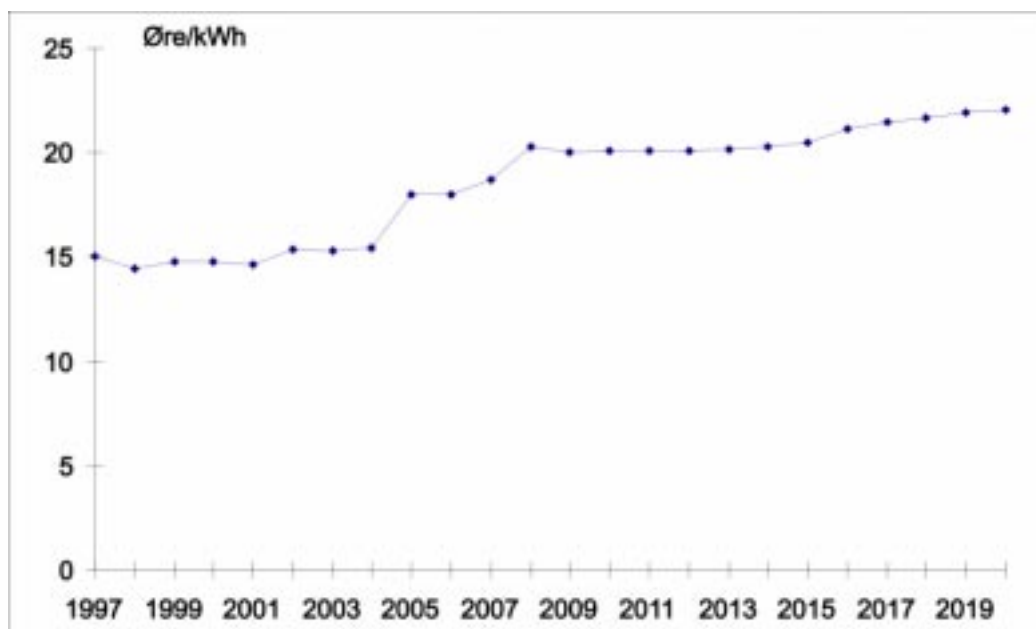
ved lavere investeringer i Nordsjøen, bidrar også til å finansiere den private konsumveksten.

Arbeidskraften er anslått å bli en knapp ressurs framover. Reallønnen øker med gjennomsnittlig 2,6 prosent per år, og arbeidskraft blir dyrere i forhold til realkapital. Virkningen at dette er at produksjonen relativt sett blir mindre arbeidsintensiv og relativt sett mer kapitalintensiv.

Veksten i realkapitalen er om lag 2 prosent per år, mens timeverkenes forutsetningsvis øker med 0,3 prosent per år i gjennomsnitt.

32.2.6 Utviklingen i energiprisene til 2020

Engrosprisen på kraft stiger via 18 øre i 2005 til et gjennomsnitt på 20⁵¹ øre/kWh i 2008, jf figur 32.6. Prisøkningen skyldes en gradvis strammere nordisk kraftbalanse. På produksjonssiden vil deler av den eldre termiske produksjonskapasitet i Norden, inkludert de svenske kjernekraftverkene Barsebäck I og II, fases ut i løpet av denne perioden. Samtidig vokser etterspørselen etter kraft i samtlige nordiske land. I 2008 har kraftbalansen i Norden og Europa utviklet seg slik at den gjennomsnittlige markedsprisen på kraft reflekterer produksjonskostnaden for ny kraftteknologi. Dette er gitt ved produksjonskostnadene i nye gasskraftverk som er anslått til omlag 20 øre/kWh i Norge, jf beregningene i avsnitt 32.4. Fram til 2020 stiger kraftprisen moderat, og blir liggende i overkant av 22 øre/kWh ut beregningsperioden. Kraftprisen på dette tidspunktet overtiger kostnadene ved ny gasskraftproduksjon, fordi den øvre grensen på gasskraftutbygging i Norge bidrar å presse kraftprisen svakt opp.



Figur 32.6 Utviklingen i prisen for elektrisitet ref. kraftstasjon, faste 1995 priser

51. Kraftprisen for vannkraft ligger på grunn av produksjonsprofil over året 1,5-3 øre/kWh over den gjennomsnittlige årskraftprisen i de ulike beregningene

For *husholdningskunder* i Norge stiger kjøperprisen moderat over beregningsperioden, jf tabell 32.2. Prisen, inklusive avgifter, overføring og distribusjon, øker fra 49 øre/kWh i til 52 øre/kWh i 2020. Dette tilsvarer om lag 0,3 prosent økning i realprisen per år. Til sammenlikning har realprisen til husholdninger økt med omlag 1,2 prosent per år de siste 10 årene.

Tabell 32.2: Prisutviklingen for kraft og overføringstjenester. Gjennomsnittlig engrospriser på kraft, husholdningspris totalt.

	Øre/kWh* 1996**	2005	2010	2020
Pris på kraft	0,15	0,18	0,20	0,22
Pris på overføring	0,04	0,04	0,04	0,04
Pris på distribusjon	0,15	0,14	0,14	0,12
Sum inklusive avgifter	0,49	0,51	0,52	0,52

* Avrundet til nærmeste øre

** Faktiske tall per 1.1.1996 jfr. Statistisk sentralbyrå: Naturressurser og miljø 1998

Den moderate økningen i husholdningsprisen fram til 2020 skyldes for det første at prisøkningen som finner sted fram til 2010 blir dempet av en samtidig nedgang i prisen på distribusjonstjenester. I 2010 har kraftprisen steget til nivå med langtidsgrensekostnaden for gasskraft, og kraftprisen stiger deretter moderat i siste del av beregningsperioden. Samtidig går prisen på overføringstjenester fortsatt ned. Dette fører til kjøperprisen til husholdninger forblir uendret i perioden 2010 til 2020.

Fra 1992 til 1995 gikk gjennomsnittlig overføringspris ned med 2 øre/kWh. Dette skyldes i hovedsak en strammere regulering av distribusjonsselskapenes tariff som følge av innføringen av Energiloven i 1991. Nedgangen forutsettes å vedvare utover beregningsperioden som følge av teknologisk endringer og ytterligere effektivisering. For beregningsperioden under ett er overføringsprisen anslått å falle fra 15 øre/kWh til 12 øre/kWh. Endringene i prisen på overføring fører til at den prosentvise stigningen i kraftprisen blir vesentlig større for kunder som bruker lite distribusjonstjenester.

Ved uendrede priser på oljeprodukter som forutsatt i referansebanen, vil elektrisitetsprisene til sluttbrukere øke noe i forhold til prisen på oljeprodukter.

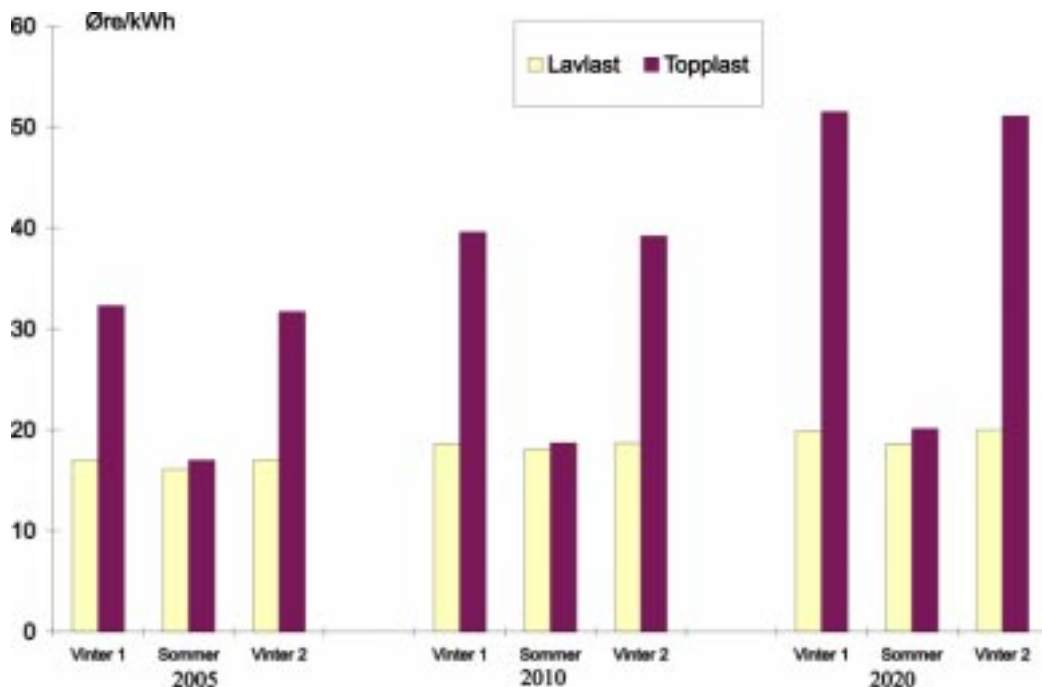
Nærmere om utviklingen i kraftprisene over ulike lastperioder

I dag er det normalt små forskjeller i den norske spotprisen på kraft over døgnet. På hverdager kan prisene variere mellom 1-3 øre/kWh over døgnet. Vanligvis eksisterer noe større forskjeller mellom hverdag og helg, fordi kraftforbruket normalt er lavest i helgene. I disse lavlastperiodene importeres det samtidig billig kraft fra de termiske kraftsystemene, jfr. [\(Link\)](#) kap 8. Slike forskjeller i spotprisen berører i liten grad prisen til sluttbrukere.

Når tre nye overføringskabler til kontinentet kommer på plass i 2003, viser beregningene en økende prisvariasjon over de ulike lastperiodene (dag/natt, sommer/vinter), også i Norge. Prisene som er gjengitt i tabell 32.2 representerer derfor årgjennomsnittet for kraftprisen i Norge. Den økte prisvariasjonen skyldes at en sterkere tilknytning til varmekraftsystemene gir utslag i produksjonsmønsteret i Norge. Stor overføringskapasitet mot utlandet fører til at begrensninger i det innenlandske produksjonssystemet, effekttaket, nås i perioder med høy eksport. Dette vil utløse en positiv verdi på effekt, og høyere pris i topplast- enn i lavlastperioder.

Figur 32.7 viser utviklingen i prisen i lavlast og høylast over beregningsperioden. I Normod T modellen er året delt i tre sesonger; vinter 1 (vinterperioden i første del av året), sommer, og vinter 2 (vinterperioden ved utgangen av året). I hver sesong er det fire ulike lastperioder over uken (hverdag/helg) og over døgnet (natt/dag).

Framskrivningen viser at det ikke vil forekomme nevneverdig variasjon over døgnet i sommerperiodene. Dette skyldes at krafttetterspørselen er lavere om sommeren og at effektaket derfor ikke nås. I praksis er prisvariasjonene over døgnet større om sommeren enn om vinteren i dagens system, fordi store tilsig i perioder gir uregulert produksjon. I lavlastperioder (natt og helg) kan prisen i slike tilfeller bli svært lav. Det er ikke ventet at døgnprisvariasjonene om sommeren vil øke framover.



Figur 32.7 Prisdifferanse mellom lavlast og topplast i Norge, øre/kWh referert kraftstasjon, faste 1995-priser.

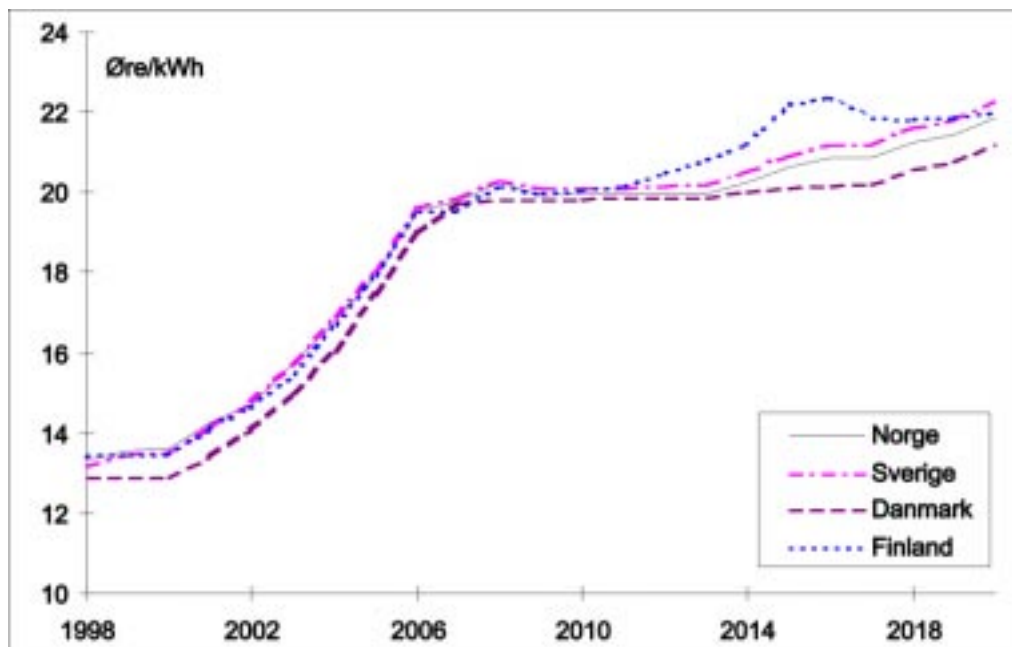
For vintersesongene antyder derimot framskrivningene at den maksimal prisforskjellen mellom de ulike lastperiodene mer enn fordobles fra 2005 til 2020. Dette reflekterer at effekt kan få en svært høy verdi på visse tider av døgnet. I 2005 er det beregnet at maksimal prisforskjell mellom mellom lavlast helg og høylast dag kan utgjøre 15 øre /kWh vinterstid. Variasjonen mellom laveste og høyeste registrerte pris i løpet av uken øker til nærmere 21 øre/kWh i 2010 for samme periode, og i 2020 er kan forskjellen i kraftprisen over ulike lastperioder om vinteren utgjøre mer enn 31 øre/kWh. *Det må understrekes at periodene med slike topplastpriser er av kort varighet. Beregningsresultatene bør kun betraktes som en illustrasjon på en økende verdi på effekt i årene som kommer.* Når periodene er av kort varighet vil det være begrenset lønnsomhet knyttet til å bygge ut ny effektkapasitet på grunnlag av prisvariasjonene.

Prisdifferansen som oppstår i 2020 er likevel en indikasjon på at tilknytningen mot det termiske kraftsystemet vil kunne føre til endret prismønster over døgnet, og mellom hverdag og helg. Prisdifferansen som er illustrert tilsvarer omlag gjennomsnittlig kraftpris per kilowatttime for husholdninger i januar 1998. Framveksten av slike variasjoner, også i mindre størrelsesorden, vil etterhvert få virkninger for profilen på forbruket av kraft, ved at prisdifferansen slår ut i ulike kraftpriser over døgnet til forbrukerne. Fleksible kontrakter for større sluttbrukere, slik det i dag eksisterer i Sverige for deler av industrien, bør som følge av dette kunne få høyere aktualitet, også i Norge.

Nærmere om prisutviklingen i Norden

Figur 32.8 viser kraftprisutviklingen i de nordiske landene. De gjennomsnittlige kraftprisene følger hverandre i første del av beregningsperioden: Prisene stiger i alle de nordiske landene fram til 2010 på grunn av en strammere kraft- og effektbalanse. I 2010 ligger den gjennomsnittlige kraftprisen i alle land på nivå med langtidsgrensekostnad for ny gasskraft.

Etter dette viser kraftprisene i Finland en sterkere økning enn de øvrige nordiske landene. Dette skyldes økt finsk kraftteterspørsel i topplastperioder. Dette dekkes av import, og dels av egne kondensverk med høye produksjonskostnader. Den økte kraftflyten til Finland i høylastperiodene, bidrar også til å trekke opp kraftprisene i Norge og Sverige. Handelsmønsteret i Danmark påvirkes ikke. Kraftprisen i Danmark viser derfor en svakere økning enn i det øvrige Norden i denne perioden.



Figur 32.8 Prisutviklingen i de nordiske landene 1998-2020. Faste 1995-priser.

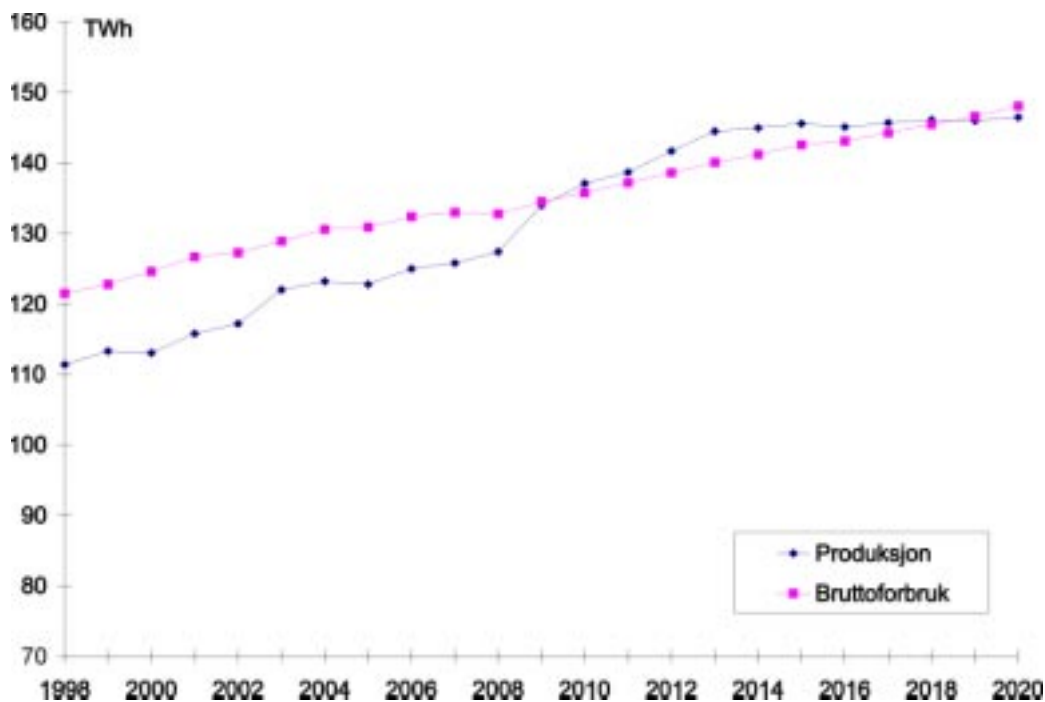
32.2.7 Utviklingen i energi- og kraftbalansen

Sammendrag

Framskrivningene av energi- og kraftbalansen viser en fortsatt vekst i det norske energi og elektrisitetsforbruket mot 2020. Veksten er størst i husholdninger og

tjenesteytende næringer. Fram til 2008 dekkes veksten i energiforbruket ved hjelp av fyringsolje, utbygging av vann- og gasskraft, og import av kraft. Utbyggingen av ny kraft innenlands er ikke tilstrekkelig til å dekke forbruket på kort sikt. Det eksisterer derfor et underskudd på kraftbalansen helt fram til 2008. Underskuddet dekkes av import av kraft fra de øvrige nordiske landene, samt fra Nederland og Tyskland etterhvert som nye overføringskabler kommer på plass fra 2003. Fram til 2006 importeres det i gjennomsnitt mellom 8 -11 TWh per år.

I perioden etter 2008 øker utbyggingstakten for ny produksjonskapasitet innenlands, som følge av økte priser på kraft. Økningen i ny kraftproduksjon er sterkere enn forbruksveksten, og muliggjør en periode med netto eksport av kraft. Økningen i ny produksjonskapasitet blir mer moderat på lengre sikt. Kombinert med en sterk vekst i forbruket fra 2010 og utover, fører dette til at det innenlandske kraftoverskuddet, og dermed eksporten, gradvis reduseres fram til 2020. På dette tidspunktet er det omlag balanse mellom produksjonsevne og forbruk i Norge. Utviklingen i energiforbruk, produksjon og kraftutveksling er nærmere beskrevet i avsnittene under.



Figur 32.9 Beregnet kraftbalanse i referansebanen

32.2.8 Nærmere om utviklingen i energiforbruket

Samlet energiforbruk

Framskrivningene av Stø kurs viser en fortsatt vekst i energiforbruket på kort sikt. I perioden 1996 til 2005 øker det stasjonære energiforbruket nærmere 19 TWh eller omlag 1,6 prosent per år.

Hoveddelen av økningen i energiforbruket fram til 2005 dekkes av økt forbruk av elektrisitet. Elforbruket øker med omlag 20 TWh fra 1996 til 2005, tilsvarende

en gjennomsnittlig vekst på vel 2 prosent per år. Til sammenlikning var gjennomsnittlig vekst i elforbruket nærmere 2,6 prosent per år i perioden 1980-1995. I forhold til 1996 reduseres bruken av fyringsolje med 1,4 TWh fram til 2005, jf tabell 32.3. Dette har sammenheng med at 1996 var et år med spesielt høyt forbruk av fyringsolje, som følge av en sterk prisøkning på elektrisitet dette året.

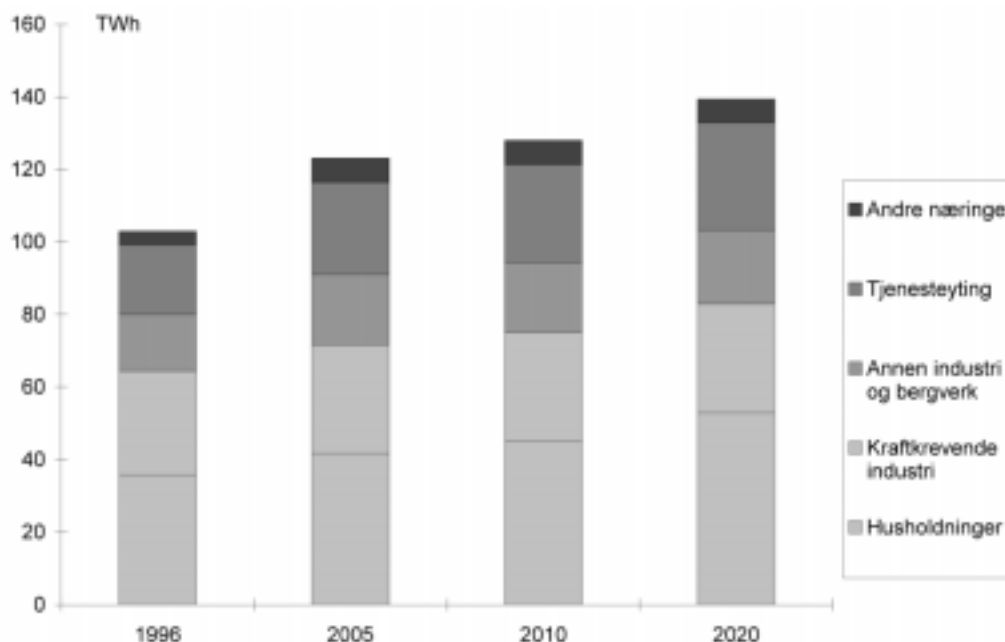
Tabell 32.3: Netto stasjonært energiforbruk fordelt på energibærere. TWh nyttiggjort energi.

TWh	1996	2005	2010	2020
Netto elforbruk*	102,9	123,1	128	139,3
Fyringsolje	18,1	16,7	17,5	19,2
Ved	3	3,4	3,6	4
Totalt	124	143,2	149,1	162,5

* utenom overføringstap

Tab. 32.3 Framskrivningene viser en lavere vekst i energiforbruket på lang sikt, enn i første del av beregningsperioden. Dette skyldes at den økonomiske veksten er avtakende i siste del av beregningsperioden. Veksten i energiforbruket dekkes i hovedsak av elektrisitet, som øker med omlag 1 prosent per år i perioden 2005-2020. I 2020 er netto stasjonert energiforbruk 162,5 TWh. Av dette utgjør fyringsolje 19,2 TWh, ved 4 TWh⁵² og elektrisitet 139,3 TWh.

52. Kraftprisen for vannkraft ligger 1,5-3 øre/kWh høyere enn den skisserte kraftprisen på grunn av produksjonsprofilen



Figur 32.10 Kraftforbruk i Stø kurs fordelt på sektor, minus overføringstap. TWh.

Energiforbruket i ulike sektorer

I *produksjonssektorene* drives veksten i energiforbruket av økt produksjon av varer og tjenester i nær alle sektorer, utenom primærnæringene. Arbeidskraft som innsatsvare blir i beregningsperioden relativt dyrere i forhold til realkapital. Dette bidrar til å øke kapitalbruken, og dermed også energibruken i produksjonen. Samtidig blir elektrisitet og olje dyrere i forhold til realkapital. Dette gjør det mer lønnsomt å investere i mer energieffektivt kapitalutstyr, og bidrar til å dempe økningen i energiforbruket som ellers følger av økt kapitalbruk.

På kort sikt, fram til 2005, drives økningen i energiforbruket i produksjonssektorene av økt produksjon i privat og offentlig tjenesteyting. I tillegg trekkes energiforbruket på kort sikt opp av et økt kraftforbruk ved Trollterminalen på Kollsnes. På lang sikt er veksten i energiforbruket i produksjonssektorene framdeles dominert av et økt forbruk av elektrisitet og fyringsolje i privat tjenesteyting. Forbruket i de øvrige sektorene er uendret eller øker svakt i siste del av beregningsperioden.

I *husholdningene* drives veksten i energiforbruket i stor grad av økt boligkonsum over beregningsperioden. Boligkonsumet øker med 3,4 prosent per år fram til 2020. Økningen i boligkonsumet er nært knyttet til befolkningsveksten, og utviklingen i antall husholdninger. Et større antall eldre, og endrede samlivsformer trekker i retning av flere husholdninger med færre medlemmer per husstand. Veksten i behovet for boliger er dermed høyere enn veksten i befolkningen isolert sett skulle tilsi. Over perioden øker også husholdningenes inntekt. Dette trekker i retning av at *både* antall og gjennomsnittlig størrelse på boligene øker. Disse faktorene gir til sammen en sterk vekst i husholdningenes energiforbruk.

Energiforbruket i husholdningene viser en noe svakere vekst på *lang sikt*, delvis som følge av en lavere vekst i privat konsum enn i første del av beregningsperioden. Det økte energiforbruket dekkes i hovedsak av større forbruk av elektrisitet, og

husholdningenes energiforbruk blir stadig mer elintensivt over beregningsperioden. Samtidig finner det sted en svak økning i forbruket av ved og fyringsolje. I 2020 er energiforbruket i husholdningene 60 TWh, en nær fordobling sammenliknet med energiforbruket i 1996.

Framskrivningene indikerer også at husholdningene vil stå *for en stadig større andel av landets samlede elforbruk*. Husholdningenes andel av nettoforbruket av elektrisitet øker fra omlag 30 prosent i 1996, til nærmere 40 prosent i 2020.

32.2.9 Nærmere om utviklingen i energitilgangen

Det nordiske elektrisitetsmarkedet har i en tid vært preget av en viss overkapasitet på produksjonssiden. Åpningen av elektrisitetsmarkedet i Norge, Sverige, og Finland har imidlertid ført til en moderat utbygging av ny av produksjonskapasitet de senere årene.

Det store innslaget av vannkraft i Norge og Sverige gjør at det framdeles eksisterer betydelig effektkapasitet i det norske og svenske kraftsystemet. Beregninger tyder på at det nordiske kraftsystemet vil ha overkapasitet på effekt fram til om lag 2005. I det vesteuropeiske kraftsystemet regner en med at det er overkapasitet på effekt fram til om lag 2010, jf ([Link](#)) kap 8. Etterhvert som effekt- og kraftbalansen strammes til, både i Norge og i de andre nordiske landene, vil det være lønnsomt å bygge ut både vannkraft og gasskraft i Norge.

I framskrivningene av Stø kurs vil økningen i den norske kraftetterspørselen på kort sikt dekkes opp ved hjelp av økt import, og nye vannkraftutbygginger. Fram til 2005 øker vannkraftproduksjonen fra en midlere produksjonsevne på 112,9 per 1.1.1998 til nærmere 117 TWh i 2005. Dette innebærer en utbygging av 4,1 TWh i det norske vannkraftsystemet fram til 2005. Dette kan være et oppnåelig potensiale innen denne perioden, ut i fra opplysninger om vannkraftprosjekter som enten er forhåndsmeldt, ligger til konsesjonsbehandling, eller har blitt gitt konsesjon. Myn-dighetenes saksbehandlingstid og politiske beslutninger vil imidlertid legge begrensninger på utbyggingen innen denne tidshorizonten. I Stø kurs er forutsatt rammebetingelser som innen denne perioden likevel gjør det mulig å realisere prosjekter i Samlet plan kategori I tilsvarende i overkant av 4 TWh.

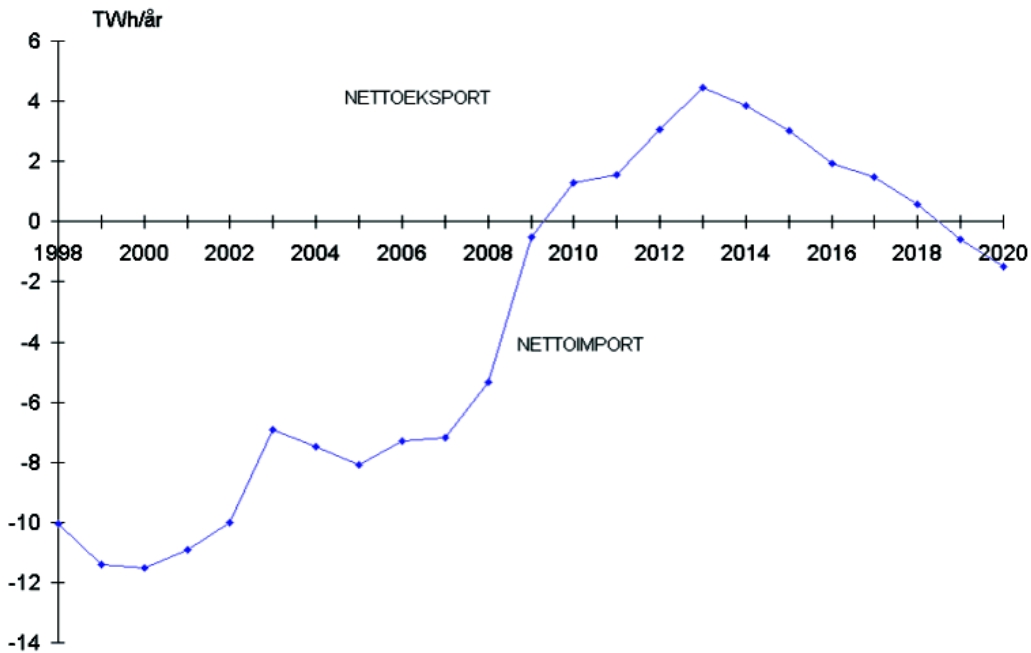
Tabell 32.4: Krafttilgang og utveksling i referansebanen. TWh

	1996 *	2005	2010	2020
<i>Av dette:</i>				
Produksjon	104,7	122,8	137,1	146,5
Vannkraft	104,7*	116,7	120,7	122,4
Gasskraft	0,0	6,1	16,4	24,1
Nettoeksport	-9,1	-8,1	1,3	-1,5
Import	4,2	17,2	14,2	16,8
Eksport	13,3	9,1	15,5	15,3

* produksjon er oppgitt i faktiske tall for 1996, men i midlere produksjon for de øvrige årene. Midlere produksjonsevne i 1996 var 112,3 TWh

En slik utbygging av vannkraft er likevel ikke tilstrekkelig til å dekke opp den økte kraftetterspørselen på kort sikt. Fram til 2005 eksisterer det derfor et vedvarende underskudd på kraftbalansen. I årene fram til 2005 viser beregningene en

årlig nettoimport på mellom 7-12 TWh per år, jf figur 32.11 under. Norge er likevel nettoimportør av kraft helt fram til 2009, men i tiden etter 2005 vil importunderskuddet gradvis reduseres, gjennom at veksten i den norske energietterspørselen i større grad dekkes opp av ny kraftutbygging innenlands.



Figur 32.11 Nettohandel med kraft i referansebanen, TWh/år

Utviklingen i det nordiske kraftprisnivået vil på lang sikt gjøre det lønnsomt å bygge ut gasskraft i Norge i et betydelig omfang, både for å dekke innenlands forbruk og for eksport av kraft. I framskrivningene av Stø kurs etableres det gasskraft i Norge tilsvarende om lag 5 milliarder Sm^3 gass eller 24 TWh fram til 2020. Dette kan tilsvare utbyggingen for eksempel av fire større gasskraftverk, eller alternativt syv gasskraftverk med en kapasitet på 350 MW. Avhengig av beliggenheten, vil dette kunne forutsette nye utbygginger av overføringskapasitet vest-øst, eller nord-sør.

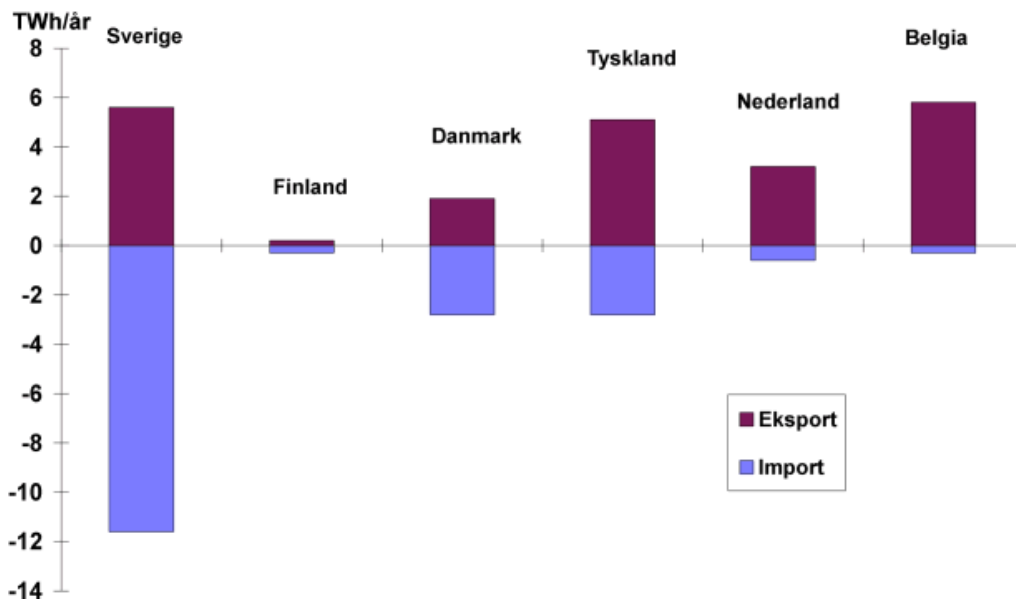
I tillegg viser beregningene en fortsatt utbygging av vannkraft på lang sikt. Fram til 2020 er det bygd ut til sammen nærmere 10 TWh vannkraft i tillegg til dagens kapasitet. Dette tilsvarer omlag 2/3 av gjenværende utbyggingsprosjekter i Samlet plan kategori I. 4,3 TWh av dette bygges ut innen 2005, mens ytterligere 5,7 TWh bygges ut i perioden 2005-2020.

Framskrivningene av Stø kurs viser likevel at underskuddet på kraftbalansen vedvarer fram til 2010. Den sterke økningen i kraftutbyggingen innenlands på mellomlang sikt gir deretter en periode med innenlands kraftoverskudd i perioden 2012 til 2020. Dette muliggjør eksport av kraft til de øvrige nordiske landene og Europa i denne perioden.

Etter hvert som etterspørselen i Norge gradvis stiger brukes kraften innenlands til å dekke veksten det norske elforbruket. Inkludert utbyggingen av gasskraft utgjør den norske kraftproduksjonen nærmere 147 TWh i 2020. Vannkraftproduksjonen utgjør omlag 122,2 TWh av dette.

I 2020 er det omlag netto balanse i krafthandelen. På dette tidspunktet er det like lønnsomt å bygge ut ny produksjonskapasitet i Norge som i utlandet. Den faktiske utvekslingen av kraft kan imidlertid være betydelig høyere enn det nettoutvekslingen tilsier. En åpning av det nordiske kraftmarkedet, og etableringen av flere kabelforbindelser mot utlandet innebærer store muligheter for kraftutveksling over ulike lastperioder. Beregningene ved hjelp av Normod T-modellen tyder på at bruttutvekslingen kan komme opp i vel 30 TWh, etter at de vedtatte kablene til Europa er på plass.

Framskrivninger ved hjelp av *Samkjøringsmodellen*⁵³ med forutsetningene i Stø kurs, viser et tilsvarende bilde av utviklingen i kraftmarkedet fram til 2020. Som i kjøringene av Normod- modellen, viser beregningene ved Samkjøringsmodellen en betydelig bruttohandel med kraft, etter at forbindelse med kontinentet blir utvidet med tre kabler. Samkjøringsmodellen gir imidlertid en mer differensiert utveksling fordi modellen også simulerer utvekslingen med Tyskland, Nederland og Belgia, se figur 32.12.



Figur 32.12 Kraftutveksling i Stø kurs i 2020, som beregnet i Samkjøringsmodellen.

Nye fornybare energikilder i referansebanen

Beregningene av Stø kurs ved hjelp av MSG- og Normod-T modellen gir lite innslag av nye fornybare energikilder. Kraftprisen tilsier at nye fornybare energikilder ikke vil være lønnsomme alternativer i energioppdekningen, heller ikke på lang sikt. Av de nye fornybare energikildene er det vindkraft som ligger nærmest å kunne konkurrere til de kraftpriser som er beregnet i dette scenariet.

I beregningene av kraftbalansen er det også gjort bruk av Markalmodellen, som inneholder en mer detaljert tilgang på ulike energiteknologier, spesielt på sluttbrukersiden, jfr. boks 3 i kapittel 31.

53. Beregningene ved hjelp av Samkjøringsmodellen er utført for utvalget av Sintef Energi, tidligere Energiforsynings Forskningsinstitutt (EFI). Samkjøringsmodellen er en detaljert teknisk modell for det norske vannkraftsystemet i samspill med Norden og deler av Europa for øvrig.

Det er forutsatt at kostnadene ved ny *vindkraftproduksjon* reduseres over beregningsperioden. Kostnadene ved vindkraft vil variere, avhengig av avstand til eksisterende overføringsnett, og lokale vindforhold. Ut i fra dette er vindkraften i beregningene delt inn i ulike kostnadsklasser, basert på anslag utført av Institutt for energiteknikk (IFE). For å ivareta en fortsatt teknisk framgang på utviklingen av vindmøller, er i det framskrivningene av Markalmodellen lagt inn en teknisk framgang på 3 prosent per år, mot et gjennomsnitt på 1 prosent per år i øvrige deler av økonomien. Dette bidrar til å redusere produksjonskostnadene, men med en likevektspris som varierer rundt 20 øre i store deler av beregningsperioden, viser det seg at det ikke er et bedriftsøkonomisk potensiale for utbygging av vindkraft i Stø kurs. Mot slutten av beregningsperioden er kraftprisen nådd 22 øre/kWh. Gitt en sterk nedgang i produksjonskostnadene, kan vindkraftprosjekter i laveste kostnadsklasse være lønnsomme i 2020. Beregninger ved hjelp av Markalmodellen tyder på at dette kan innebære en utbygging av vindkraft på omlag 0,8 TWh.

I Markal er konkrete enøktiltak spesifisert ved kostnadsanslag. MSG-6 modellerer enøk gjennom en kontinuerlig energieffektivisering i økonomien gjennom teknisk framgang og substitusjon. I beregningene av Stø kurs gir likevel modellene omlag samme utvikling i energiforbruket fram mot 2020. Analysene som er utført ved hjelp av Markalmodellen kan derfor ses på som en indikasjon på hvordan en kontinuerlig energieffektivisering kan finne sted på *sluttbrukersiden*. I beregningen av Stø kurs antyder Markalberegningene at deler av energieffektiviseringen vil finne sted ved økt bruk av *varmepumper* i større boligkomplekser og yrkesbygg.

32.2.10 Nærmere om utviklingen i det nordiske kraftmarkedet

Det eksisterer stor usikkerhet med hensyn til den framtidig utviklingen i det nordiske kraftmarkedet. Dette skyldes usikkerhet knyttet til utviklingen av den svenske kjernekraften, og andre politiske rammebetingelser for kraftutbyggingen i Norden. Effektene på den nordiske kraftbalansen av en tettere tilknytning til Europa via nye kabler, og virkningene av etableringen av en ny overføringsforbindelse mellom Polen og Sverige, vil også være usikre. Framskrivningen ved hjelp av Normod-T er derfor å betrakte som en illustrasjon på en mulig utvikling i kraftmarkedet i Norden.

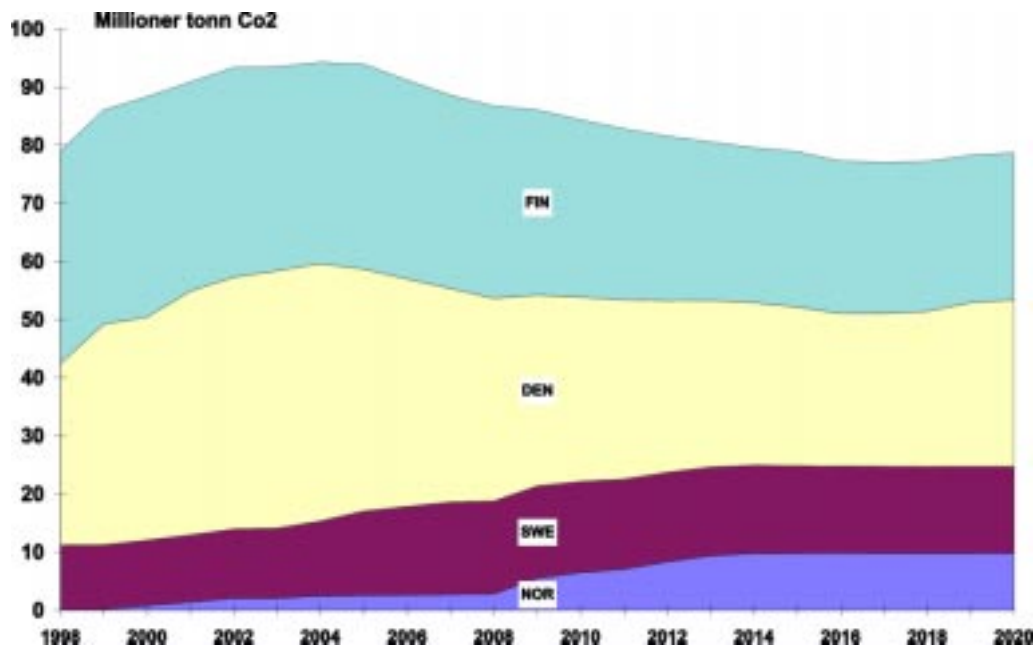
Beregningene viser at samlet elforbruket i Norden kan komme opp i 456 TWh i 2020, til tross for en moderat vekst i kraftforbruket i de øvrige nordiske landene. Til sammenlikning var forbruket i 1996 nærmere 366 TWh.

Framskrivningene av kraftproduksjonen i Norden tyder på at sammensetningen av produksjonskapasiteten vil endre seg over perioden. Dette vil også bidra til å påvirke utviklingen i CO₂-utslippene fra kraftproduksjonen i Norden.

I *Danmark og Finland* avvikles en stor del av olje- og kullkapasiteten i løpet av beregningsperioden. Dette erstattes i stor del av bygging av ny gasskraftkapasitet i disse landene, kombinert med import fra øvrige nordiske land. Utslippene av CO₂ fra dansk og finsk kraftproduksjon, viser derfor en sterk nedgang i løpet av beregningsperioden. Veksten i elektrisitetsetterspørselen i *Sverige* dekkes i hovedsak av ny gasskraft tilsvarende 24 TWh, og en mindre andel biofyrte anlegg. En stor del av disse anleggene erstatter fjernvarmesentrale som i dag kun produserer varme. Kraftvarmeproduksjonen i Sverige øker dermed betydelig. Gasskraftutbyggingen bidrar til å øke de svenske CO₂ utslippene. I Norge bidrar også en sterkere gasskraftutbygging til å øke CO₂-utslippene fra kraftproduksjonen.

Framskrivningene antyder en fortsatt vekst i de nordiske CO₂-utslippene på kort sikt. På lang sikt finner det imidlertid sted en betydelig nedgang i utslippene, ved at kullkraft i Danmark og Finland erstattes av gasskraft og import av kraft fra Norge. Til tross for at den nordiske kraftsetterspørselen er 90 TWh høyere i 2020, er de sam-

lede CO₂-utslippene fra kraftproduksjonen i Norden gått ned med 0,3 millioner tonn i 1998.



Figur 32.13 Utslipp av CO₂ fra kraftproduksjon i Norden

32.2.11 Utviklingen i norske CO₂-utslipp

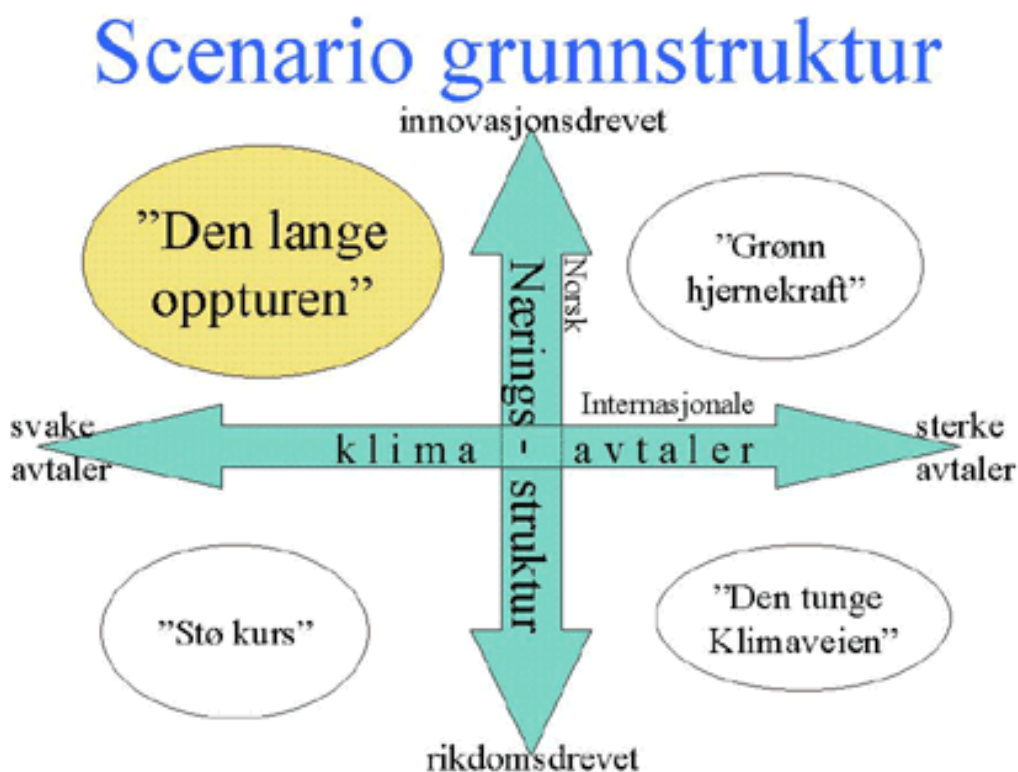
Utslippene av CO₂ øker fra vel 41 millioner tonn i 1996 til omlag 50 millioner tonn i 2020. Utslippene av de seks klimagassene som er omfattet av Kyotoprotokollen øker til 67,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Dette er omlag 22 prosent over det fastsatte utslippsnivået for Norge i Kyotoavtalen.

KAPITTEL 33

Scenario «Den Lange Oppturen»

33.1 EN BESKRIVELSE AV ENERGISITUASJONEN MOT ÅR 2020

Norge og verden for øvrig får en akselererende økonomisk vekst, hvor drivkreftene er raske endringer i høyteknologiske og kunnskapsintensive bransjer (IT, kommunikasjon, design, bioteknologi, markedstilpasning) og nye former for organisering (fleksible nettverk av bedrifter). Svake klimaavtaler legger få begrensninger på utslipp. Økt konsum og økonomisk aktivitet medfører høy vekst i både forbruk og tilgang, som bygges ut med den til enhver tid rimeligste energikilde.



Figur 33.1 Scenario Oppturen - svake klimaavtaler og innovasjonsdrevet, kunnskapsintensiv næringsutvikling.

a) Den økonomiske og politiske utvikling i Den lange oppturen

Etter børskrakket i Asia og uroen på børsene tilbake i 1997-98, stilte mange spørsmål om hvorvidt den globale økonomiske veksten kunne fortsette. Det viser seg imidlertid at dette var kun en nødvendig korrigering. Det er først etter 1998 at den lange økonomiske oppturen begynner. Fra 1950 til 1973 vokste verdensøkonomien årlig med 4,9 prosent, en rate som verden ikke var i nærheten av igjen før perioden 1998-2020.

Det er tre hovedgrupper av gjensidig forbundne drivkrefter for denne veksten⁵⁴:

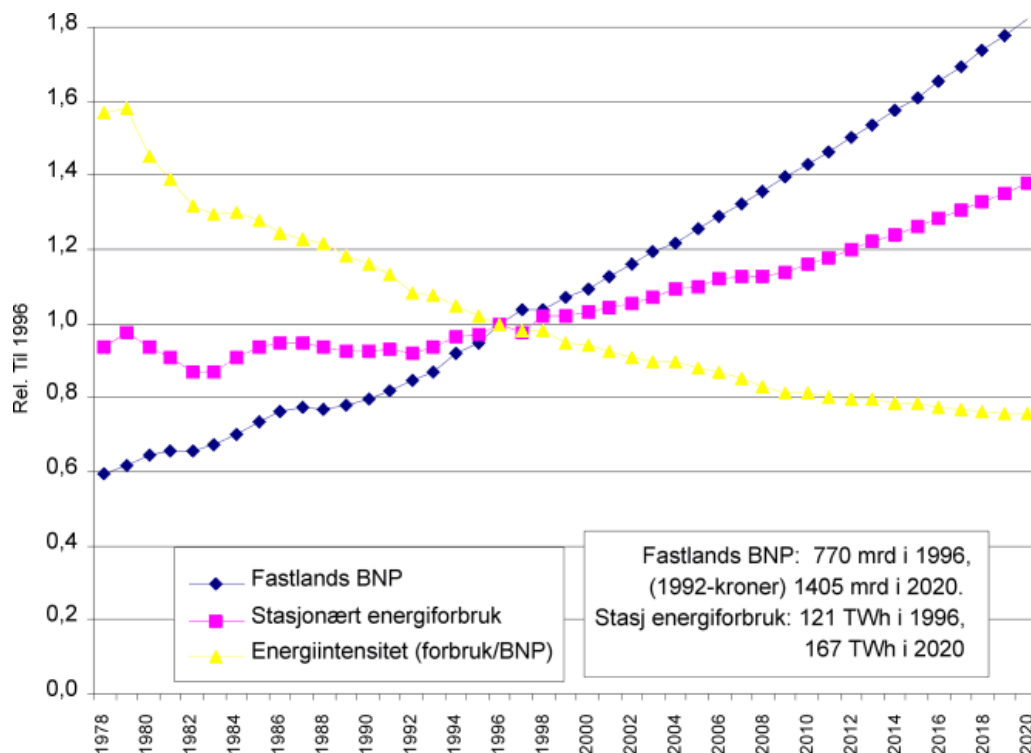
Det gjensidige forholdet mellom åpnere økonomier og fallende kommunikasjonskostnader på grunn av informasjonsnettverkene, gir nye potensialer også for ny-industrialiserte land. Det er her de største vekstratene finner sted, med over 7 prosent årlig vekst i lengre perioder.

Den internasjonale åpenheten for handel, medier og ny teknologier gjør det enklere for alle bedrifter, også små- og mellomstore, å nå ut på det globale markedet. Introduksjonen av PC'er, mobiltelefoni og Internett i perioden fra 1985 til 1995, la grunnlaget for nye og mer fleksible måter å organisere oppgaver og arbeid på, som slår igjennom etter århundreskiftet samtidig med at de globale høyhastighetsnettene tas i bruk. Det viser seg at de virkelige effektiviseringsgevinstene av informasjonsteknologiene ikke kommer før 15-20 år etter introduksjonen. Først etter år 2005 trer nye generasjoner som alle er oppflasket med IT-teknologi, inn i arbeidslivet.

Den norske økonomien fra årtusenskiftet følger en type utvikling som Michael Porter i 1990 kalte *det innovasjonsdrevne samfunn* (jfr. avsnitt 19.1) Den raske omleggingen av utdannelsessektoren, samtidig med statens engasjement i de næringene som bærer fram det nye teknologiske paradigmet, fører til at norsk næringsliv får sitt tyngdepunkt forflyttet fra tradisjonelle og energiintensive næringer til nye virksomheter som krever mindre energi. Norge nærmer seg «kunnskapssamfunnet», og følger med på den bølgen av innovasjoner og nyskapninger som den globaliserte informasjonsøkonomien skaper.

Fra rundt 1960 til 1990 var vekst i energiforbruk og vekst i BNP nært knyttet sammen (jfr. [Link](#) kap 7.2.5). Mot slutten av 1990-årene skjer en endring i den økonomiske vekstens innhold som forandret denne sammenhengen. Informasjonsbaserte virksomheter står for en stadig større grad av verdiskapningen uten å øke energiforbruket i samme grad som mer energi-intensive, tradisjonelle industrier tidligere gjorde. Samtidig resulterer den tunge satsingen på kunnskap- og kompetanseheving i økt omstillingsevne, som i mange tilfeller gjør det lønnsomt å legge om produksjonen i retning av mer energieffektive løsninger. Både innholdet i den økonomiske veksten og innovasjonsevnen blir endret gjennom en vellykket overgang til informasjonsøkonomien.

54. Jf. OECD 62, Economic Outlook, Dec 97: «Towards a new global age: Long-term scenarios to 2020».



Figur 33.2 Energiintensitet, «Oppturen».

Kilde: SSB (basert på stasjonært energiforbruk av olje og el.)

Særlig viser det seg at privat og offentlig tjenesteyting får et oppsving i produktiviteten. Dette stimulerer veksten generelt. Spesielt øker forbruket av tjenester som følge av teknologiutvikling og økt bruk av kunnskapskapital. Økt vekst betyr imidlertid også økt inntekt, som igjen retter seg mot et bredere spekter av varer og tjenester. Folk har råd til litt større hus, flere fritidsboliger, en ekstra PCTV-fon og mange andre nye elektriske produkter. Økte inntekter gir grunnlag for økt vekst også i industri, bygg og anlegg. Den økte produksjonen krever igjen energiinnsats, og dette motvirker (og mer til) reduksjonen i energiintensitet som veksten innenfor tjenesteytende sektor isolert sett fører til. Totalt vokser *nivået* på energiforbruket kraftig.

Livsstilen til befolkningen følger på mange måter utviklingen innen økonomi og media: mer pluralisme, mer individualisme og høyere tempo. Det har blitt mindre tid og mindre fellesskapsfølelse. Like fullt har Norge i 2020 god råd til å løse sosiale problemer. Den lange internasjonale høykonjunkturen holder både oljepriser og statens øvrige inntekter oppe. Noen mennesker velger å ta ut sin økte velferd i fritid, men generelt arbeides det stadig mer på grunn av presset for å henge med i informasjons- og kompetanseutviklingen. Det er frihet til å velge, men det har blitt en tydeligere segmentering mellom arbeidskraft med høykompetanse og lavere kompetansenivåer. De førstnevnte prioriterer utdanning og sikrer sine høye inntekter gjennom å investere i egen kompetanse, mens de sistnevnte tar ut økt velferd i konsum, flere biler og feriereiser. De ivrigste av de reise- og opplevelseslystne blir med tysk romfartsindustri som turister til de nye romsentrene.

Trass i økt satsning på utdanning, oppstår etterhvert mangel på høykompetanse arbeidskraft. Det skjer en økende import av særlig IT-kompetanse fra Asia og omsorgsarbeidere fra tidligere Øst-Europa.

Fremdeles er det mange som er opptatt av miljø og natur. Alle regjeringer og politiske partier nevner miljøverdiene i sine programmer, men det har likevel ikke samme politiske fokus som på begynnelsen av 1990-tallet. Lokal forurensing løses langt på vei ved hjelp av stadig mer effektive renseteknologier, men global luftbåren forurensing forblir alvorlig og motvirker effekten av lokale tiltak.

b) Utviklingen på klimaområdet.

Vitenskapelig uenighet om de faktiske klimaendringer, konflikter mellom u- og i-land, motvilje mot internasjonale miljøavgifter i flere store land og oppsmuldring av målsetninger, gjør at verden i 2020 fremdeles står uten sterke og samordnede internasjonale miljøavtaler.

I 2020 er det fremdeles uavklart om hvorvidt den sterkt ekspansive informasjonsøkonomien går en global klimakatastrofe i møte, eller om hele klimaproblemet viser seg å være et skremmebilde, en falsk dommedagsprofeti. Er oppturen langsiktig bærekraftig, eller påskynder den bare en nært forestående nedtur på grunn av at økosystemenes bæreevne vil svikte? Debatten om dette raser fremdeles i 2020 mellom miljøvernere og veksttilhengere, men den tiltrekker seg ikke lenger så mye offentlig oppmerksomhet.

c) Kraftbalansen

Da EU gir opp sine klimamålsetninger i 2004 følger Norge etter. Regjeringen innfører fri etablering på tilgangssiden i 2005, med den begrensning av kjernekraft fremdeles ikke er aktuelt. Etter en tid er det i hovedsak gasskraftverk som dekker økningen i stasjonært forbruk, og samtidig besørger en solid netto krafteksport. I 2020 ligger gasskraftproduksjonen på rundt 55 TWh.

Det blir også lønnsomt å bygge ut inntil 13 TWh vannkraft innen 2020. Skillet mellom kategori I og II i Samla plan oppheves i 2005. Selv om det ikke fins internasjonalt koordinerte klimaavtaler, er det sterkt lokalt engasjement mot lokale utslipp og naturinngrep. Det blir derfor ikke noe lettere å få bygd vannkraftverk eller overføringslinjer.

Både vindkraft, bioenergi og ikke minst varmpumper får bare et beskjedent oppsving fra slutten av 1990-årene. Kostnadene ved disse fornybare energibærerne har vist en jevnt fallende kurve. Til noen formål er de konkurransedyktige, og har blitt implementert der hvor de er spesielt egnet. Likevel er det ikke igangsatt noen storstilt satsing på disse nye energikildene, ettersom elprisene er lave i hele perioden. De første årene etter 2000 har Norge en betydelig import av kraft.

Det blir satt ytterligere fokus på lokale miljøproblemer, deriblant at også linjebygging har miljøulemper. Det blir lagt press på at det eksisterende nettet skal utnyttes best mulig for å unngå videre utbygging. Like fullt vokser transportbehovet ved at store mengder kraft fra gasskraftverkene må innpasses. Kostnadene ved belastningen på nettet blir mer synliggjort.

Kostnadene i nettet blir redusert på grunn av en generell effektivisering hos nettselskapene, og på grunn av mer kostnadseffektiv nettarifffering. Denne tarifferingen viser seg å stimulere både til mer effektiv energibruk over døgnet, og til større grad av distribuert energiforsyning, nattsinking av temperatur med videre. Men vindenergi får en konkurranseulempe, fordi de stedene som har mest vind også har høyest overføringskostnader.

Videre blir de særnorske konsesjonsreglene oppmyket, slik at det i større grad åpnes for privat og utenlandsk eierskap i kraftbransjen. Dette medfører at utenlandske kraftselskaper investerer i ny produksjonskapasitet i Norge, samt kjøper opp eksisterende produksjonskapasitet og nett i Norge. Samtidig er norske aktører i høy

grad konkurransedyktige med de utenlandske når det gjelder produkter, pris, teknologi og IT-løsninger. De driver kostnadseffektivt og har rikelig tilgang på relativt rimelig kraft.

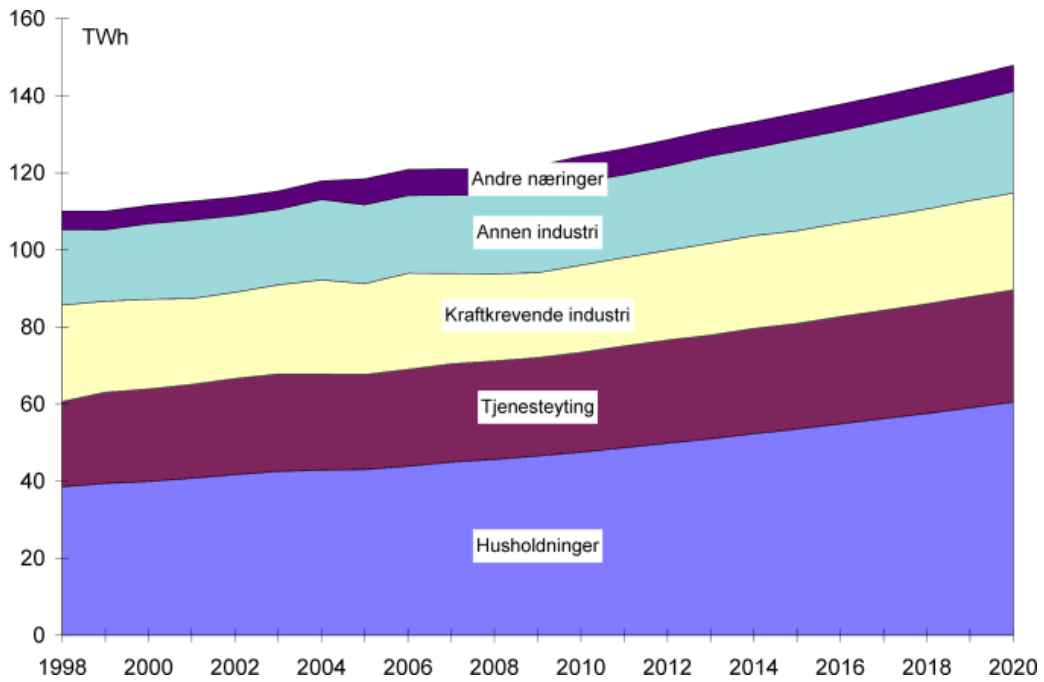
I Sverige er nye kjernekraftanlegg ikke aktuelle, men eksisterende kjernekraft beholdes bortsett fra Barsebäck-reaktorene. Etter hvert som det er behov for oppgraderinger av kjernekraftverkene, blir det en økonomisk avveining for eierne om de vil investere i oppgraderinger eller å satse på andre energibærere. De fleste velger å vedlikeholde reaktorene.

Husholdningene: Det skjer ikke noen endringer av norsk «el-kultur» i forhold til våre naboland. De nye husene blir stadig større, og har i gjennomsnitt færre beboere. Det fins mange intelligente ovner og lamper på markedet, styrt enten av en smart husstrømsentral eller av sensorer som justerer lys og varme avhengig av om personer befinner seg i rommet. Men dette er stort sett produkter for de spesielt energibeviste og for miljøvernere - i de jevne lag får de bare begrenset betydning ettersom elprisene generelt er lave og kjøpekraften øker. Det er blitt enda mer vanlig å ha flere boliger med strøm; én på fjellet, én ved sjøen samt den tradisjonelle villaen. I nærheten av de store byene blir det også stadig mer utbredt å ha villa i forstedene og leilighet i byen. De første årene etter 2000 blir det igangsatt flere lønnsomme enøkprosjekter som medfører betydelige innsparinger lokalt, men samlet sett øker energiforbruket betydelig.

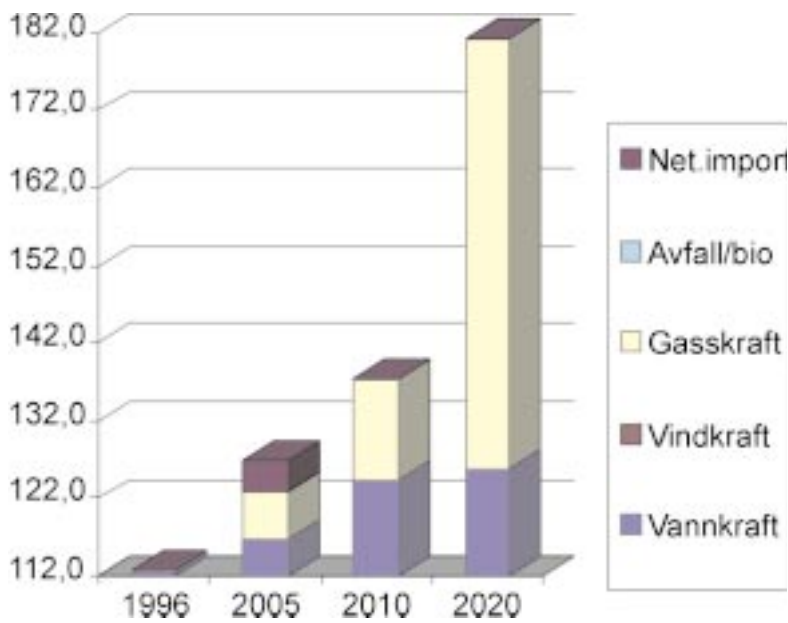
Industrien: Oppturen kjennetegnes av sterk tro på liberalisering, effektivisering og deregulering. Ulike særordninger avvikes, og det blir politisk umulig å forlenge kontraktene til kraftkrevende industri etter hvert som disse utløper i neste århundre. Men også tilgangssiden blir deregulert slik at de fleste større selskaper har full anledning til å bygge opp egen produksjonsevne. I all hovedsak faller valget på gasskraft. Dermed får tilgangssiden et voldsomt oppsving ved at rundt 55 TWh gasskraft blir bygd ut før 2020. Også annen industri øker sitt elforbruk på grunn av den sterkt ekspansive økonomien.

Byggsektor og ENØK: Det blir begrenset fokus på ENØK og energisparing i «Opptur-samfunnet». Enøk-gevinstene kommer gjennom generelle produkteffektiviseringer, og på grunn av mer avanserte styrings-målings- og avregningsystemer for energibruk. Men forbruket i de tjenesteytende næringer øker likevel betydelig - i takt med antall arbeidstakere, verdiskapning og næringsareal.

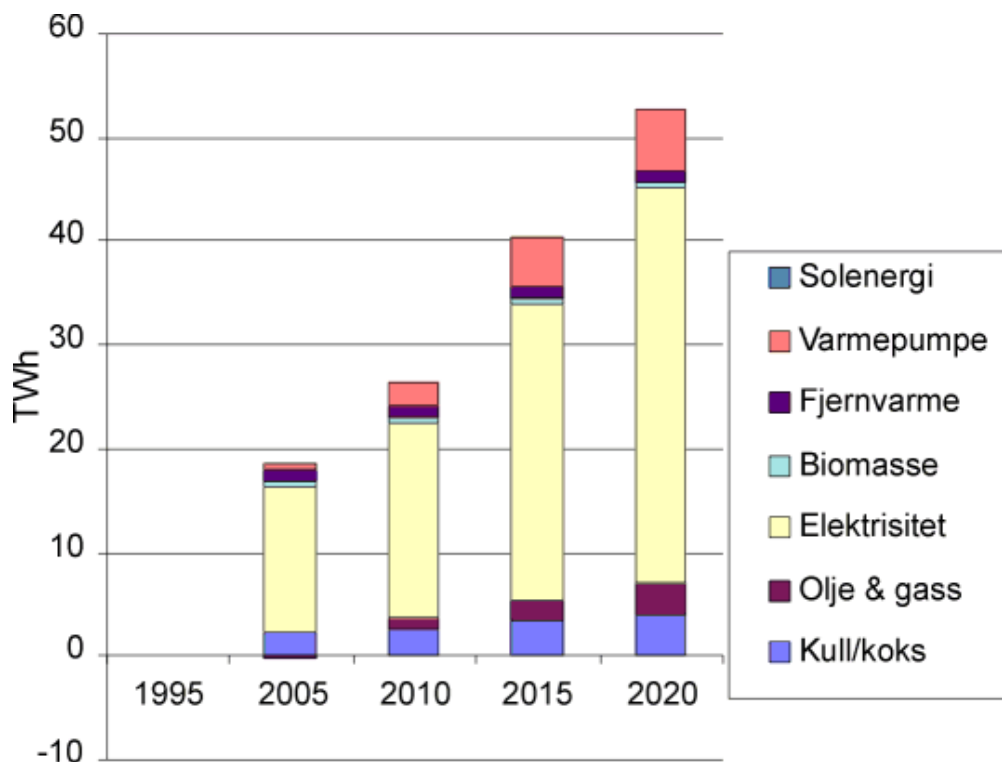
Når det gjelder *offentlige virkemidler* skjer det lite nytt. Forbruksavgiften beholdes som i dag. Det finner sted en del statlig informasjon og opplæring, men det har lite gjennomslag. Det blir også bygd enkelte statlige prototypaanlegg av ulike slag for å vise fram det beste innen energiteknologi. Disse teknologiene får imidlertid liten utbredelse - de har preg av å være teknologiske statussymboler.



Figur 33.3 Kraftforbruk per sektor, Scenario Oppturen.
Kilde: SSB, MSG-beregning.



Figur 33.4 Ny krafttilgang, TWh Scenario Oppturen.
Kilde: SSB, MSG-beregning.



Figur 33.5 Endring i stasjonært energiforbruk, TWh Scenario Oppturen.

Kilde: IFE, Markal-beregning.

d) Konklusjon - Den lange oppturen

I Oppturen er det mange kommersielle drivkrefter som sørger for innføring av forbedret teknologi med høyere energieffektivitet. Det er moderne å være effektiv selv om forbruket er stort. De fleste har full mulighet for styring av energiforbruket sitt gjennom tekniske innretninger. Elektrisk utstyr er generelt mer effektivt. Hus som bygges er vesentlig mer energieffektive enn eksisterende bygningsmasse. Den sterke inntektsveksten og velstandsutviklingen medfører likevel en kraftig økning i energiforbruket. Nye fornybare energikilder forblir også lite lønnsomme, fordi de vanskelig kan konkurrere med den massive gasskraftutbyggingen.

I dette scenariet blir det tilnærmet umulig å få til reduksjon i veksten, eller stabilisering av energiforbruket. Satsingen på gasskraftverk uten rensing gir også sterkt økte CO₂-utslipp og forhindrer at elforbruket kan dekkes opp av fornybare energikilder. Den økte veksten gir økt konsum som raskt spiser opp det som måtte være av muligheter for energi-effektivisering i den nye bølgen av innovasjoner.

33.2 NÆRMERE OM ENERGI- OG KRAFTBALANSEN I OPPTUREN

33.2.1 Forutsetningen om sterkere produktivitetsvekst

Den økonomiske veksten, og dens sammensetning vil i stor grad være bestemmende for utviklingen i energiforbruket på lang sikt. Den økonomiske veksten avhenger igjen av tilgangen på primære produksjonsressurser og *produktivitetsveksten*.

Resultatene av framskrivningen av energi- og kraftforbruket vil derfor være avhengig av forutsetningene som gjøres på disse områdene i modellen, jf boks 2 i ([Link](#)) kap 32.

Produktivitet er et mål på evnen til å utnytte arbeidskraft, realkapital og andre ressurser. Dette har nær sammenheng med den teknologiske utviklingen. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til framtidens teknologiske utvikling, og som følge av det, hvilken produktivitetsvekst som skal legges til grunn ved framskrivningen av den økonomiske utviklingen.

I Stø kurs ble det lagt til grunn en årlig generell produktivitetsvekst på 1 prosent i gjennomsnitt for de ulike sektorene i økonomien. Dette er om lag det samme som de siste 15 årene, men noe lavere enn i 1970-årene. Anslaget var begrunnet med at tjenestesektorenes betydning er forventet å øke. Slike næringer har tradisjonelt hatt lavere produktivitetsvekst enn vareproduserende næringer.

I dette kapitlet belyses konsekvensene for økonomien av høyere produktivitetsvekst. Utvalget har i oppturen lagt til grunn at den økonomiske veksten i økende grad drives av større tilgang på kunnskapskapital og informasjonsteknologi. Denne utviklingen er forsøkt illustrert i beregningene ved å forutsette en økt teknologisk framgang i mer arbeidsintensive næringer, som i tjenesteytende sektorer.

Med utgangspunkt i framskrivningene i kapittel 32 er det i lagt til grunn at produktivitetsveksten i tjenesteytende sektor i Norge øker med ytterligere 1 prosentpoeng per år utover veksten i Stø kurs. Produktivitetsveksten i økonomien for øvrig holdes uendret på 1 prosent.

Dersom sterkere produktivitetsvekst skyldes den teknologiske utviklingen, er det rimelig å anta at en tilsvarende produktivitetsvekst vil gjøre seg gjeldende internasjonalt. Økt vekst internasjonalt påvirker norsk virksomhet gjennom handel, direkte investeringer over landegrensene og kunnskapsutveksling. Økt internasjonal produktivitetsvekst vil også kunne øke etterspørselen etter norske varer.

Ved siden av størrelsen på den teknologiske framgangen, er tilgangen på ressurser innenlands en viktig drivkraft for økonomisk vekst. Utviklingen i tilgangen på *arbeidskraft* måles ved veksten i antall timeverk per år. I referansealternativet ble det forutsatt en vekst i antall timeverk på 0,3 prosent per år. Sammensetningen av befolkningen mot en stadig større andel eldre, og en antakelse om at framtidig inntektsvekst vil bli tatt ut i en stadig større andel fritid, lå til grunn for et lavere anslag i Stø kurs enn det den historiske utviklingen har vist. I beregningen i dette kapitlet legges det til grunn at et større arbeidstilbud, for eksempel gjennom import av arbeidskraft med spesialkompetanse, øker timeverksveksten til 0,4 prosent per år.

Framskrivningene i dette kapitlet bygger ellers i hovedsak på samme forutsetninger som ble lagt til grunn i Stø kurs når det gjelder den makroøkonomiske utviklingen i Norge, og når det gjelder utviklingen i energimarkedene i Norden og Europa for øvrig.

I forhold til beregningene av Stø kurs er forutsetninger bare endret på to punkter knyttet til det norske kraftmarkedet:

- Ordningen med *kontraktsfestede priser på elektrisitet til kraftkrevende industri* opphører. Som for den øvrige delen av næringslivet forutsettes at denne industrien stilles overfor markedsbaserte priser på kraft.
- Det legges til grunn fri utbygging av gasskraft. I beregningene av Stø kurs ble det satt en øvre tak på 24 TWh, selv om ytterligere utbygging kunne være lønnsom.

I beregningene som omtales i dette kapitlet, bygges gasskraft ut ettersom lønnsomhetsbetraktninger tilsier det. En slik forutsetning kan for eksempel være

knyttet til at gasskraftverk med CO₂-fjerning kommersialiseres i løpet av framskrivningsperioden. Lønnsomheten av slike gasskraftverk er i dag avhengig av at den utskilte CO₂-gassen har verdi i annen anvendelse, for eksempel til bruk på sokkelen for injeksjon i oljereservoarer. Behovet for CO₂ til slike formål vil imidlertid kunne sette grenser for hvor mange slike kraftverk det vil være lønnsomt å bygge ut.

33.2.2 Den makroøkonomiske utviklingen

Tabell 33.1 viser utviklingen i noen makroøkonomiske hovedstørrelser over beregningsperioden. Resultatet av framskrivningene illustrerer den sterke effekten økt produktivitet har på verdiskapingen, selv om de økte vekstimpulsene avgrenses til enkelte sektorer av økonomien.

Produktivitetsøkningen i tjenesteytende sektor slår ut i en sterkere økonomisk vekst i forhold til framskrivningene av Stø kurs. Vedvarende høy produktivitet i tjenesteytende sektorer gir i økende grad ringvirkninger for økonomien for øvrig, og produksjonen i andre sektorer øker som følge av dette. Den økte verdiskapingen i fastlands-Norge genererer økte inntekter til husholdningene, og bidrar til at veksten i privat konsum holder seg høy, også på lang sikt. Økt konsum av varer rettes også mot importvarer, og handelsbalansen svekkes gradvis utover beregningsperioden. Balansen i utenriksøkonomien opprettholdes ved økt vekst i eksportnæringene, og på lang sikt øker verdiskapingen i konkurranseutsatte virksomheter, inkludert kraftkrevende industri.

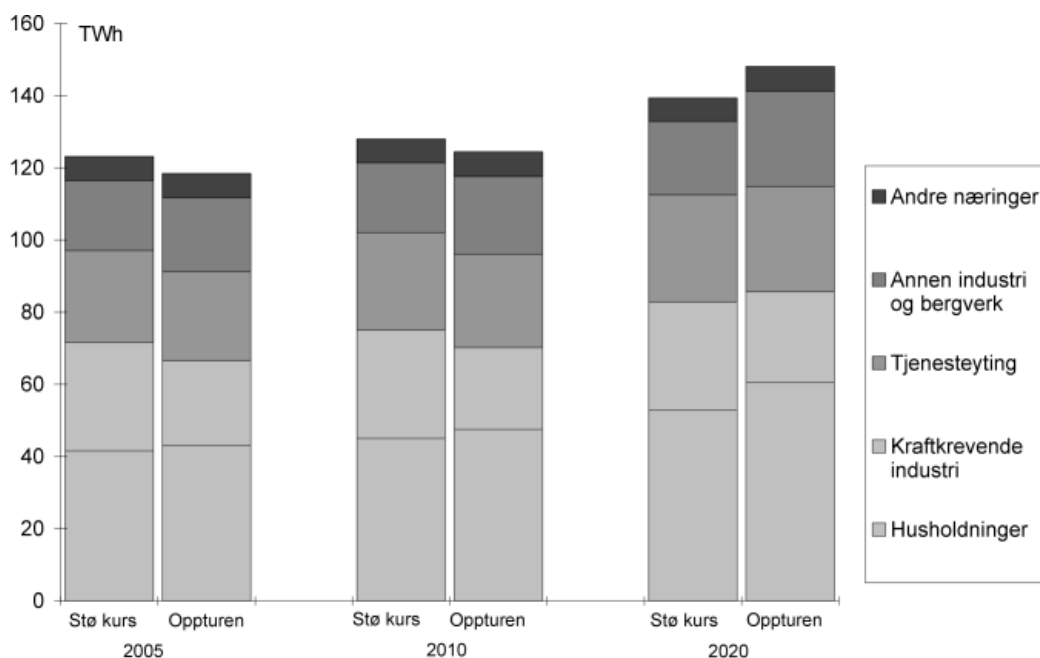
Tabell 33.1: Endring, i prosentvis vekst per år, sammenliknet med Stø kurs for makroøkonomiske hovedstørrelser

	1996- 2005	2005- 2020	I forhold til Stø kurs nivå i 2020
Bruttonasjonalprodukt	0,5	0,8	17,5
BNP fastlands-Norge	0,7	0,7	19,5
Privat konsum	0,6	0,6	18,4

Framskrivningene illustrerer at høyere produktivitetsvekst gjennom økt teknologisk framgang vil utgjøre en betydelig vekstimpuls for økonomien. Resultatene antyder at produktivitetsveksten i tjenesteytende sektor kan gi en verdiskaping som er nærmere 18 prosent høyere enn i Stø kurs i 2020.

33.2.3 Virkninger på energiforbruket

En høyere veksttakt i økonomien fører til et økt energiforbruk i forhold til Stø kurs. Selv om tjenesteytende sektorer er forutsatt å bruke stadig mindre energi per produsert enhet, vil økt produksjonsvekst i økonomien virke drivende på energiforbruket. Vekst i privat konsum som følge av høyere inntekter, bidrar til økt boligkonsum, se også ([Link](#)) kap 32. Etterspørselen etter energi for oppvarmingsformål øker følgelig, samtidig som inntektsveksten også øker forbruket av utstyr som bruker energi.



Figur 33.6 Kraftforbruk fordelt på sektor, TWh

Framskrivningen av energibalansen viser at samlet energiforbruk øker med nærmere 50 TWh fra 1996-2020. I 2020 utgjør samlede energiforbruket omlag 173 TW. Dette er 10 TWh høyere enn i beregningene av Stø kurs på samme tidspunkt, jf figur 33.6.

Energibruken per produsert enhet i *tjenesteytende sektor* har i 2020 blitt redusert så sterk at forbruket i denne sektoren er nærmere uendret i forhold til Stø kurs, til tross for at produksjonen har økt betydelig. På den annen side har dette bidratt til høyere produksjon og konsum i den øvrige delen av økonomien, og samlet sett øker nivået på energiforbruket også på lang sikt.

Kraftkrevende industri har et kraftforbruk som er 5 TWh lavere enn i Stø kurs i 2020. Årsaken til at innføringen av markedspriser til industrien ikke slår sterkere ut på energiforbruket i denne sektoren lang sikt skyldes flere forhold. På lengre sikt er aktivitetsnivået også i den kraftkrevende industrien økende, på grunn av økt etterspørsel rettet mot de konkurranseutsatte næringene utover i beregningsperioden. Dessuten vil den sterke økningen i engrosprisen på kraft i første del av beregningsperioden avløses av en periode der kraftprisen stabiliserer seg på 20 øre/kWh. Deretter er kraftprisen uendret fram til 2020.

I forhold til Stø kurs er det særlig energiforbruket i *annen industri* som har økt, i tillegg til at *husholdningene* har økt sitt forbruk. Dette er en konsekvens av at den sterke produktivitetsveksten som er forutsatt i denne framskrivningen vil slå ut i høyere inntektsvekst.

Tabell 33.2: Sammensetningen av energiforbruket, TWh

	1996	2005	2010	2020	Prosentvis endring i 2020 sammenliknet med Stø kurs
Elektrisitet	102,9	118,4	124,3	147,9	6,2

Tabell 33.2: Sammensetningen av energiforbruket, TWh

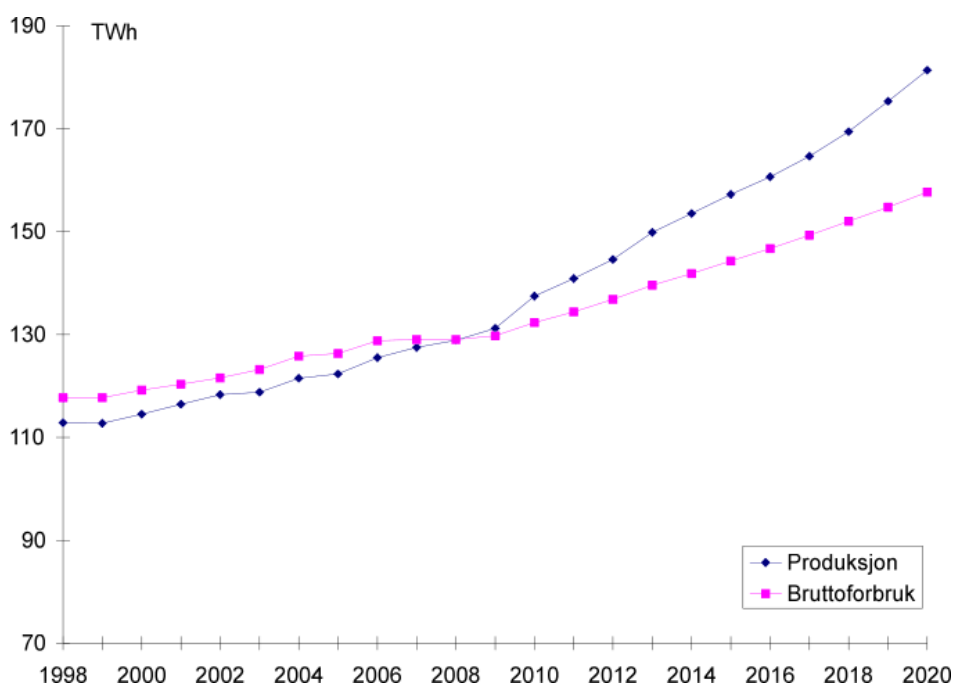
Fyringsolje	18,1	17,4	18,6	21,4	10
Ved	3	3,4	3,6	4	0
Sum	124	139,2	146,5	173,3	6,7

Framskrivningene antyder at økt produktivitet gir lavere bruk av energi per produsert enhet utover i beregningsperioden, men bidrar samtidig til å øke den totale energietterspørselen. Den sistnevnte effekten dominerer over virkningen av mer effektiv energibruk. Virkningen på energiforbruket av en produktivitetsvekst som er spesielt knyttet til produksjon og forbruk av energi, kan gi andre resultater. Virkningen av økt energiteknisk framgang er forsøkt illustrert i kapittel 35.

33.2.4 Utviklingen i kraftmarkedet

Utviklingen i kraftprisene i engrosmarkedet er omlag som beskrevet i beregningen av Stø kurs, jf avsnitt 32.2.6 På lang sikt bestemmes kraftprisen av kostnadene ved å produsere gasskraft i Norge, i samspill med utviklingen i de landene vi har overføringsforbindelser til. I beregningen av Stø kurs ble det imidlertid forutsatt et øvre tak på gasskraft i Norge på omlag 24 TWh, selv om ytterligere utbygging var lønnsom til eksisterende kraftpris. I denne beregningen er det ikke forutsatt en tilsvarende skranke på gasskraftutbygging, og dette bidrar til at kraftprisen blir omlag 10 prosent lavere enn i Stø kurs.

Gjennomsnittlig nettoimport i de første årene av beregningsperioden blir nærmere halvert i forhold til Stø kurs, og balanse mellom forbruk og produksjon innenlands oppnås på et tidligere tidspunkt. Dette skyldes at kraftforbruket reduseres på kort sikt som følge av tilpasningen til markedspriser i kraftkrevende industri.



Figur 33.7 Beregnet kraftbalanse i Oppturen, TWh

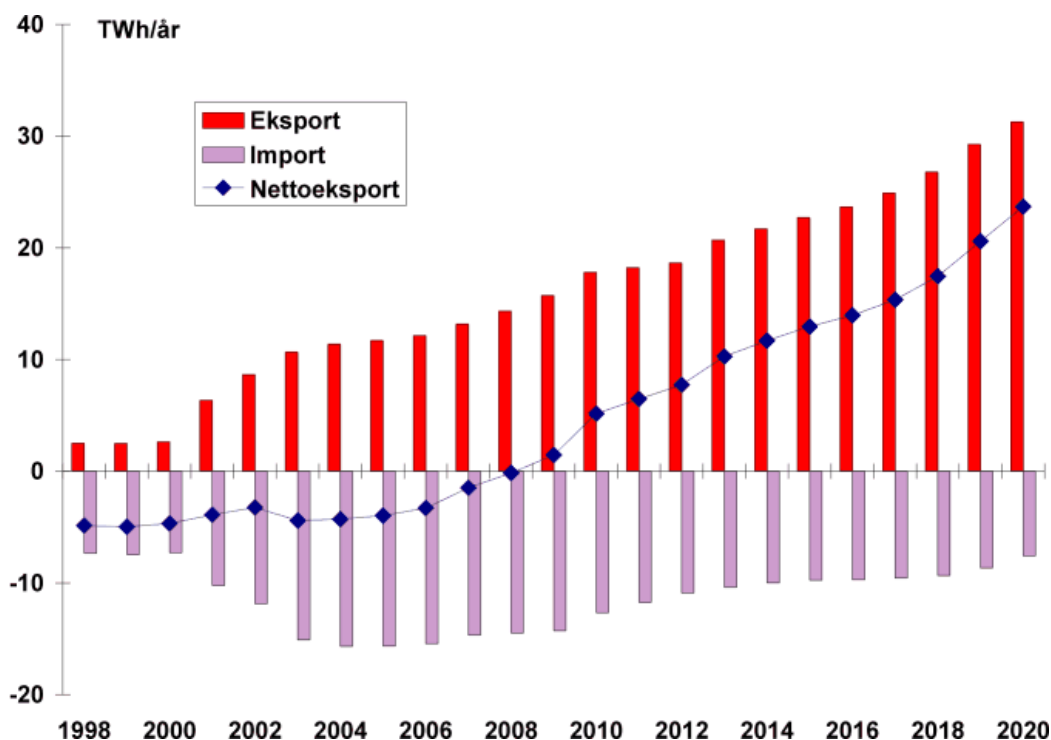
Tabell 33.3 viser utviklingen i kraftproduksjonen over beregningsperioden. Utbyggingen av vannkraft tilsvarer omlag 13 TWh fram til 2020. Dette innebærer at en stor del av prosjektene som er plassert i Samlet plan kategori I realiseres i løpet av framskrivningsperioden. Gasskraften utgjør en stadig større andel av samlet norsk kraftproduksjonen fram mot 2020. Utbygging av vindkraft blir imidlertid ikke lønnsom uten spesiell støttetiltak innenfor disse framskrivningene.

Tabell 33.3: Kraftproduksjon og kraftutveksling i Oppturen, TWh

	1996*	2005	2010	2020
Midlere produksjonsevne	104,7	122,4	137,5	181,4
<i>Av dette:</i>				
Vannkraft	104,7	116,3	124,5	126
Gasskraft	0	6,1	13	55,4
Nettoeksport (+)	-9,1	-4	5,1	23,7
Eksport	4,2	11,7	17,8	31,3
Import	13,3	15,7	12,7	7,6

* Faktiske tall

I 2020 er midlere produksjonsevne i Norge på omlag 181,4 TWh, mot 148,1 TWh i Stø kurs. Dette tilsvarer en utbygging på omlag 2,8 TWh per år over hele beregningsperioden. Økningen i produksjonskapasitet sammenliknet med Stø kurs skyldes at det blir lønnsomt å bygge ut 55,4 TWh gasskraft fram til 2020 når det ikke legges begrensninger på utbyggingen. Dette er nær det dobbelte av gasskraftutbyggingen i Stø kurs, og skyldes delvis den sterke veksten i kraftteterspørselen innenlands. På grunn av stor overføringskapasiteten mellom Norge og utlandet blir det også lønnsomt å bygge ut en større andel gasskraft for eksport når det ikke eksisterer et øvre tak på gasskraftutbyggingen innenlands. Gasskraften erstatter en gradvis utfasing av eldre fossilbasert kraftkapasitet i Danmark og Sverige. Som følge av dette blir ny kraftutbygging i de øvrige nordiske landene redusert i forhold til i Stø kurs. I 2020 er samlet nettoeksport fra Norge omlag 24 TWh.



Figur 33.8 Kraftutveksling i «Oppturen», TWh/år

33.2.5 Utviklingen i de nordiske landene

Framskrivningene viser at en sterkere teknologisk framgang genererer høy vekst i det nordiske kraftforbruket. Kraftforbruket i Norden øker med 127 TWh over beregningsperioden. I 2020 er samlet kraftforbruk 497 TWh, en økning på 41 TWh i forhold til beregningene av Stø kurs.

I Sverige er tjenesteytende sektor spesielt stor. Produktivitetsøkningen i denne sektoren får stor effekt på det svenske energiforbruket. Dette skyldes positive ringvirkninger i økonomien av økt produktivitet som beskrevet i avsnitt 33.2.2. Det svenske kraftforbruket øker med nærmere 50 TWh i løpet av beregningsperioden, det vil si 20 TWh høyere enn i beregningen av Stø kurs. Utbyggingen av gasskraft og annen kraftteknologi i Sverige er omlag det samme som i Stø kurs. Økningen i forbruket dekkes av norsk eksport, og i 2020 er nær hele den svenske nettoimporten på 25 TWh fra Norge. Den store handelen kan innebære en viss forsterkning av overføringskapasiteten mellom Sverige og Norge. I denne beregningen vil en utvidelse av kapasiteten være lønnsom framfor framføring av et gassrør, da utvidelsen er av begrenset størrelse.

Også for de øvrige nordiske landene øker energiforbruket sammenliknet med beregningene av Stø kurs. Veksten dekkes i hovedsak av større gasskraftutbygging i disse landene.

33.2.6 Utviklingen i CO₂-utlippene

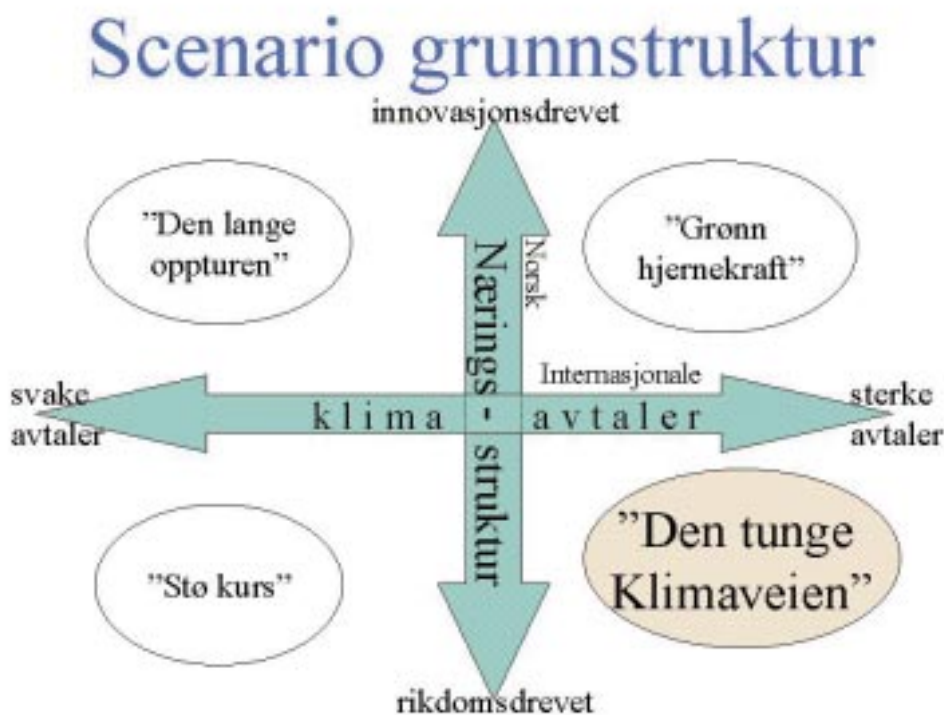
Norske CO₂-utslipp øker betydelig over beregningsperioden, i hovedsak som følge av en sterk utbyggingen av gasskraft innenlands. I 2020 utgjør de samlede klima-

gassutslippene 78,8 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, omlag 44 prosent høyere enn Kyotoprotokollens krav til stabilisering på 1990-nivå.

KAPITTEL 34

Scenario «Klimaveien»**34.1 EN BESKRIVELSE AV ENERGISITUASJONEN MOT ÅR 2020**

Norges næringsliv er fortsatt i høy grad råvarebasert, samtidig som internasjonale miljøavgifter blir innført i langt større grad enn i dag. Utsatte deler av den kraftkrevende industri rammes når de må betale for klimautslippene og energiprisene stiger. Vi får økt vannkraftutbygging, men utbygging av tradisjonell gasskraft blir både lite lønnsomt og politisk vanskeligere. Videre oppnår man stabilisering av energiforbruket ved at forbruksavgiftene på el- og olje skrues gradvis opp.



Figur 34.1 Scenario «Klimaveien» - sterke klimaavtaler, rikdomsdrevet næringsutvikling

a) Den økonomiske og politiske utvikling på Klimaveien⁵⁵

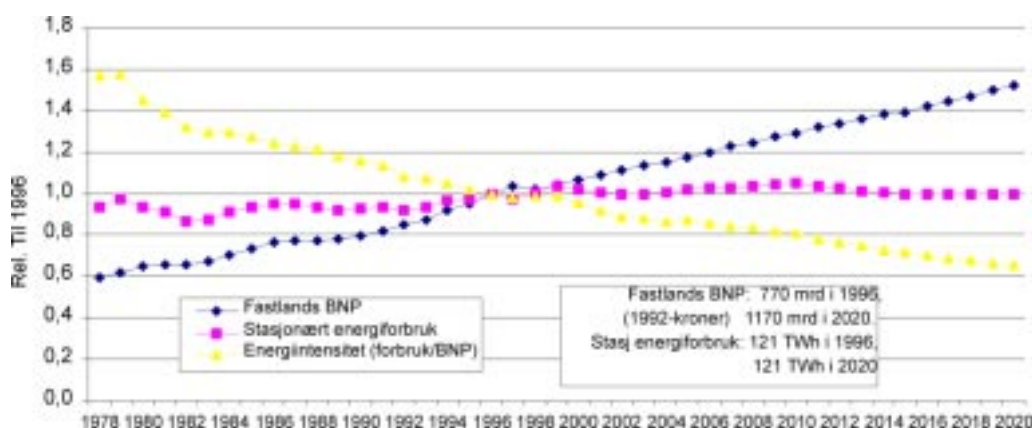
Dette scenariet beskriver en verden hvor dagens norske næringsstruktur i hovedsak beholdes. Utviklingen følger her i hovedsak den banen som i Langtidsprogrammet 1998-2001 ble kalt «basisalternativet». Ettersom vi skrider inn i det nye århundret, viser norsk økonomi en jevn og balansert utvikling. Klimaavgiftene fra

55. Scenario «Klimaveien» har hovedtrekkene i økonomiske utvikling til felles med «Stø kurs». De har samme posisjon på den vertikale aksene. Det meste av det som står under punkt a) her, kan derfor sies også å gjelde for «Stø Kurs». Rent tekstlig er imidlertid stoffet delt opp, slik at hvert scenario fremstår som en helhetlig fortelling.

Kyoto-avtalen blir fasett inn, og i 2007 får vi en ny internasjonal avtale, «Kyoto-2», som medfører skjerpede klimaavgifter i perioden 2010 til 2020.

I denne verdenen viser det seg at de tekniske og økonomiske endringene i norsk økonomi er kontinuerlige og stegvise. Det kommer ingen bølge av teknologiske innovasjoner som skaper brudd i trendene fra 1980- og 1990-tallet. Innen alle sektorer av norsk økonomi blir det gjennomført betydelige investeringer som forbedrer kvalitet og produktivitet⁵⁶. Men i hovedtrekk er det i 2020 ikke funnet store endringer i sammensetningen av norsk næringsstruktur i forhold til 1998. På grunn av de internasjonale klimaavtalene blir det imidlertid lagt stadig mer vekt på energiproduktiviteten enn på 1980- og 90-tallet. Dette er hovedforskjellen på Klimaveien i forhold til Stø Kurs.

Også i Klimaveien fortsetter de fleste bedrifter og institusjoner å fokusere på økt lønnsomhet, risikominimering og arbeidsproduktivitet. Den tankegang som blir enda mer utbredt i årene etter 2000 kan sies å være finansøkonomisk, og støtter opp under en rikdomsdrevet utvikling (jfr. avsnitt 19.1) Kortsiktig avkastning og lønnsomhet blir i praksis viktigere enn innovasjoner og omstillingsevne. Disse to behøver ikke å være motsetninger, men i norsk økonomi i disse årene viser det seg etter hvert at det førstnevnte har en sterk tendens til å fordrive fokus fra den andre.



Figur 34.2 Energiintensitet, Klimaveien.

Kilde: SSB (stasjonært energiforbruk omfatter her olje og elektrisitet.)

Sett utenfra - fra Irlands blomstrende hi-tech-sektor, fra Milano-området entreprenør-villniss, eller fra Silicon Valley - blir det lettere å se hvordan nasjonen Norge i begynnelsen av det 21. århundret lever godt på sin kapitalrikdom. Innovasjonshastigheten avtar i forhold til andre land, og norske bedrifter tvinges etter hvert til å konkurrere på pris med produkter som stadig flere land i verden kan produsere. Motivasjonen hos investorene til å bringe de nyskapingene som finnes ut i den globale nettverksøkonomien blir ganske lunken. Entreprenører og oppfinnere blir møtt med skjemavelde, vanskelige tilskuddsordninger og ulike reguleringer fra sektor til sektor. Det finnes mange «smarte» energioppfinnelser som kunne redusere kraftforbruket, men disse kommer sjelden ut som innovasjoner på markedet.

56. Beregningsmessig er det her, som i Stø Kurs lagt inn i gjennomsnitt 1 prosent teknologisk framgang årlig endringsrate (totalproduktivitetsfaktor). Scenariene Oppturen og Grønn hjernekraft spiller ut en raskere innovasjonshastighet i økonomien, særlig i tjenesteytende sektorer.

Forholdet mellom arbeidsgivere og arbeidstakere forverres i en slik situasjon ettersom man slåss om fordelingen av en kake som ikke blir vesentlig større fra år til år. Moderasjonslinjen fra 1990-årene videreføres, men kommer under stadig sterkere press. Gjentatte streiker gir norsk næringsliv et frynsete rykte som usikker under-leverandør i den internasjonale nettverksøkonomien som er avhengig av å få leveranser til avtalt tidspunkt.

Økonomisk globalisering og økte konflikter mellom nasjonale interessegrupper gir politisk handlingslammelse som går utover statens evne til å virke samordnende og innovasjonsdrivende på både nærings- og miljø-siden. Fremveksten av de ulike støtteordninger, gjør ifølge kommentatorer at Norge fra århundreskiftet og utover får mer og mer preg av et «overføringssamfunn» enn av et velferdssamfunn. Stadig flere finner «gode» saker å bruke av oljefondspengene på, men sentrale myndigheter strever med å holde de offentlige utgiftene under kontroll.

Oljevirkosomheten, og dens virkninger på kostnadsnivået i Norge, fører gradvis til en sterkere svekkelse av konkurranseevnen for den mindre, lettere konkurranseutsatte industrien i Norge. De energiintensive bransjene plages i mindre grad av høye lønninger enn av økende energi-priser. Lønninger utgjør jo en vesentlig mindre andel av totale kostnader enn i bransjer som møbel-, fisk-, elektronikk- og verkstedsindustri, for ikke å nevne tjenesteytende sektor. Norsk næringsliv forstår fremdeles sin rolle som å være høykvalitets råvare- og halvfabrikata-leverandør til verdensøkonomien. Det er dette som blir kjernekompetansen og markedstrategien til A/S Norge i begynnelsen av det nye århundret. Vi satser altså på å bevare og optimalisere en material- og energi-intensiv næringsstruktur. Dette gir uttelling i mange år fra 1990-årene og fremover, men etter hvert som blant annet Russlands økonomi fungerer mer effektivt etter gjennomføring av vellykkede økonomiske reformer etter år 2002, så begynner de enorme russiske ressursene å presse de internasjonale prisene på råvarer og halvfabrikata. Dette øker Norges avhengighet av oljeinntektene og av oljefondet.

OPEC prøver å gjennomføre produksjonsbegrensninger som mottiltak mot innføringen av CO₂-avgiftene, men har kontrollen over stadig mindre av verdens aktuelle oljeressurser og ikke godt nok samhold til å stå for nye, samordnede aksjoner. Den økende tilgangen blant annet på russiske olje- og gass-forekomster bidrar dermed til at vi unngår nye prissjokk i forbindelse med innfasing av CO₂-avgiftene i perioden fremover til 2020. Markedsprisene på gass og olje viser en stabil utvikling, men med en svak synkende trend forårsaket av lavere etterspørsel på grunn av internasjonale klimatiltak (synker med 20 prosent frem til 2020, jf kap 34.5).

Et økt miljøengasjement gjør at presset mot svensk kjernekraft er betydelig i hele Skandinavia. Høye CO₂-kvoter øker imidlertid lønnsomheten av kjernekraften, og bare Barsebäck-reaktorene blir stengt.

b) Utviklingen på klimaområdet

I Buenos Aires i 1998 klarer forhandlerne å komme til enighet om den nye avtalen. EU og USA klarer å samarbeide om å tette smutthullene i avtalen, noe som gjør u-landene mindre kritiske til kvotehandling. Avtalen spesifiserer et regelverk for salg av CO₂-kvoter mellom bedrifter i Annex I-landene. Buenos Aires-konferansen vedtar også et mandat som sier at på neste klimakonferanse i år 2002, skal det forhandles om en protokoll for globalt forpliktende utslippsreduksjoner. OPEC-landene protesterer, men klarer ikke å skape stor nok splittelse internt i u-landene. I USA ratifiseres avtalen i 1999 med knapp margin.

Ekstreme værforhold kommer med økt hyppighet og får bred omtale i media. Årene 1997, 1998 og 1999 blir globalt de tre varmeste år som noensinne er målt. USA opplever i 1999 historiens verste tørkesommer, påfølgende somre er også

tørre, og vannmangelen blir kritisk flere steder. I Nord-Europa opplever man de tre kaldeste år som noensinne er målt i 2002-2004. Det spekuleres i om dette skyldes en svekket Golfstrøm. Værekstremitetene skaper mye oppmerksomhet omkring klimaendringene. Klimaforskningen får økte tilskudd og de påfølgende rapportene fra FNs klimapanel reflekterer en økende vitenskaplig enighet om menneskeskapte klimaendringer. Kloden har fått «feber» - den rammes av hete- og kulde-tokter om hverandre. Flere vitenskaplige opprop med bred støtte rettes mot verdens politikere og opinionen generelt og krever snarlig og samordnet handling mot klimaproblemene.

Den norske regjeringen går inn for å være en pådriver for en mer ambisiøs klimaavtale. Norge inngår et samarbeid med de andre nordiske landene om å møte utfordringen i klimaavtalen. I år 2000 blir det innført et nordisk system for handel med klimakvoter. Ettersom også gasskraftverk pålegges å kjøpe CO₂-kvoter gjør dette tradisjonell gasskraft lite lønnsomt i Norge, det trekker ut før kostnadene til rensing går ned og fortsatt utbygging av fornybare energikilder intensiveres.

India går foran på 2002-konferansen i New Dehli, og bidrar til at også denne avtalen blir halt i land. India framstår nå som et ferskt foregangsland for u-landene når det gjelder å møte klimatrusselen. Sol- og vindkraft er tatt i bruk på en lønnsom og miljøvennlig måte. De fleste i-land kan vise til konkrete tall for reduksjon i klimautslippene. Resultatet av New Dehli-konferansen blir at u-landene (land utenfor Annex I) forplikter seg til i gjennomsnitt å ikke øke utslippene med mer enn 20 prosent innen år 2010, Det blir også vedtatt å arbeide mot en ny protokoll som skal forplikte landene til videre utslippsreduksjoner etter år 2010, og at man i arbeidet med denne skal ta utgangspunkt i naturens bæreevne.

Klimakonferansen i 2007 - som igjen finner sted i Kyoto (den såkalte «Kyoto-2») - vedtar at de globale utslippene av klimagasser ikke skal overskride naturens bæreevne i år 2020. Etter anbefalinger fra FNs klimapanel settes bæreevnen til 550 ppmv CO₂-ekvivalenter. Dette tillater et globalt årlig klimautslipp på maksimalt 11,5 mrd tonn i 2020⁵⁷. Det blir vedtatt at Norge må redusere utslippene med 15-20 prosent i forhold til 1990-nivå innen 2020. Konferansen vedtar også at klimakvotene skal fordeles etter prinsippet om likt utslipp per capita, og at kvotene skal være omsettbare. Avtalen blir fasett inn mellom år 2010 og 2015.

Norske CO₂-utslipp reduseres marginalt 1996 til 2020. Utslippene av alle klimagasser sett under ett stabiliseres på 1990 nivå.

Selv om Norge oppnår stabilisering av klimautslipp, er dette likevel ikke nok til å nå målene fra en skjerpet Kyoto-avtale. Et større kjøp av CO₂-kvoter blir derfor nødvendig for Norge, og dette blir finansiert gjennom provenyen fra de innenlandske CO₂-kvotene.

c) Kraftbalansen

Tilgang: Både CO₂-avgifter, og omsettbare kvoter, viser seg å være effektive virkemidler for å dempe energiforbruket. I utviklingen fra 1998 er det i stor grad disse som sørger for at det norske samfunnet slår inn på klimaveien på energiområdet. Og ettersom dette er internasjonale samordnede avgifter gir dette effektiv gjennomføring. Energi generelt blir mer kostbart, mens fornybare energikilder blir mer lønnsomme. I det europeiske kraftmarkedet trekker dette i retning av at investorer satser mer på vindkraft og vannkraft, relativt til fossile energikilder, og på gasskraftverk framfor store kullkraftverk. Dette gir altså vridning i sammensetningen av dagens struktur i energiforsyningen.

57. Tallene er illustrasjoner, hentet fra scenarier i FN's Klimapanel's hovedrapport, IPCC SAR (1996).

Også i Norge får desentrale ordninger større betydning som varierer med lokalisering. Dette trekker i retning av overgang til miljøvennlige energikilder av typen bioenergi og varmepumper.

Produsentene av fornybar energi får økt lønnsomhet. Dette medfører at de fleste norske produsenter vil få økt finansiell styrke og økt konkurranseevne i forhold til utenlandske konkurrenter. Der hvor disse midlene ikke trekkes inn av stat og kommuner, gir dette selskapene økte muligheter til strategisk tilpasning ved oppkjøp av innenlandske eller utenlandske selskaper, investeringer i ny kraftproduksjon og øknavirksomhet.

For å nå CO₂-målene må også vannkraftressursene utnyttes maksimalt. I Norge blir skillet mellom kategori I og II i Samlet plan fjernet i 2005. Konesjonsbehandlingsrutinene både for vindkraft og vannkraft blir mer strømlinjeformet. Det vil være lønnsomt i forhold til det nordiske kraftmarkedet å bygge ut inntil 20 TWh vannkraft innen 2020. Det blir imidlertid økende konflikter med verneinteressene om å bygge ut så mye vannkraft når eksporten samtidig er stor. Tradisjonell gasskraft viser seg å ikke bli lønnsomt på grunn av CO₂-kvoteprisene. Sammen med vanskelige politiske rammevilkår og fortsatt høye kostnader på renseteknologi for CO₂, gjør dette at det ikke blir bygd ut gasskraftverk i Norge frem til år 2020.

Byggsektoren og ENØK: For å nå målene for utslipp av klimagasser må myndighetene også intensivere satsingen på øk- og fornybar energi på flere måter. Elavgiften til alminnelig forsyning blir i årene fremover økt med 7 prosent årlig mens kraftkrevende industri blir unntatt. Også avgiftene på fyringsoljer øker proporsjonalt med elavgiften. Dette innebærer en dobling av elavgiften til alminnelig forsyning hvert 10 år, noe som betyr at i 2020 har kommet opp til 28 øre/kWh. På dette tidspunktet er elprisen til husholdningene omlag 88 øre/kWh. Dette viser seg å være tilstrekkelig til å oppnå stabilisering av energiforbruket i Norge.

Internasjonalt har også klimaet for øk-tiltak blitt styrket. Strengte standarder på energiforbrukende utstyr blir vanlig internasjonalt fra 2010. De fleste OECD-stater stiller strenge krav til energieffektivitet i sine innkjøp. I offentlige bygg satses det sterkt på vann- eller luftbåren varme. Det er større aktivitet innen informasjon og opplæring enn det var tilbake i 1990-årene. Blant folk flest blir miljøverdier stadig mer prioritert. Det foregår mer lokal energiplanlegging, og dette følges opp både i planlegging og gjennomføring av bygg og infrastruktur. Ved planlegging av nye boligfelt og næringsområder vurderes blant annet mulighetene for å utnytte solenergien best mulig, samt muligheter for lokal energiforsyning og vannbåren varme eller gass til oppvarmingsformål.

Husholdningene: For den enkelte forbruker, som får høyere priser på både elektrisitet- og olje, blir energisparing mer lønnsomt. Det blir vanligere å investere i varmepumper og lavenergihus, samt spare energi ved dag/nattsinking av temperatur, etterisolering, supervinduer mv (jfr. avsnitt 15.3). Dette gir klare tendenser til overgang fra direkte bruk av el til vann- og luftbåren varme til oppvarmingsformål. Først og fremst gjelder dette nye boliger.

Etter gode erfaringer med pålegg om hyppigere og mer instruktive strømregninger fra 1999, samt fjerning av akontoordningen, blir det klart at bedre oversikt over strømforbruket i seg selv er et viktig motiverende øk-tiltak. I år 2000 annonserer NVE at distribusjonsverkene skal installere målerutstyr med toveiskommunikasjon i alle husholdninger innen år 2003. Utstyret skal også ha innebygget muligheter for automatisk regulering over døgnet av temperaturen i boliger. Det viser seg at dette i seg selv reduserer elforbruket til oppvarming med 10 prosent (10 prosent av 43 TWh blir 4 TWh/år).

Rådgivere fra regionale øk-sentra gir råd om mulighetene for å ta i bruk varmepumper og bioenergi. Folk får også tilbud om energioppfølging. Dette bidrar

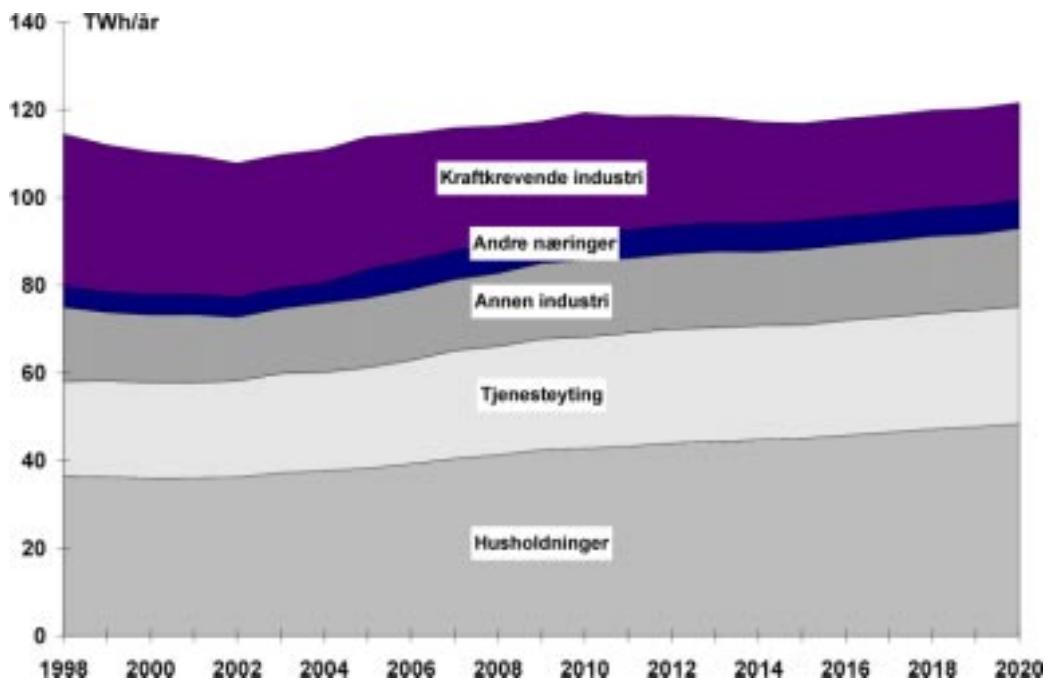
til at de rimeligste tiltakene blir gjennomført raskere enn ellers. Særlig er det stor overgang fra oljefyring til varmpumper i bygninger som allerede har installert vannbåren varme (jfr. [Link](#) kap. 21).

Kostnadene for nye fornybare energikilder og enøk reduseres gradvis, slik at flere av de mest lønnsomme overganger blir gjennomført. Det innføres tilskuddsordninger og låneordninger som bidrar at også de mer marginalt lønnsomme tiltakene gjennomføres.

Industrien: Kraftkrevende industri (KKI) får reforhandlet kraftkontraktene i 2000 til et nytt regime og forlenget i 20 år fra utløpsdato. Disse vilkårene blir betydelig strengere enn i de gamle «104»-kontraktene. Videre får alle deler av KKI like vilkår ettersom de gamle 50- og 60 kontraktene blir forlenget med langt høyere priser enn før, men like fullt godt under gjeldende markedspris. En større del av kraften må kjøpes i engrosmarkedet. Videre blir de pålagt å kjøpe CO₂-kvoter, men får fritak for elavgiften. I forbindelse med de nye kontraktene inngår industrien også forpliktende avtaler om enøk-tiltak som til sammen bidrar med 3,5 TWh over en 5 års periode allerede innen 2007. De inngår også frivillige avtaler om reduksjoner i klimautslippene (jfr. [Link](#) kap 17.2).

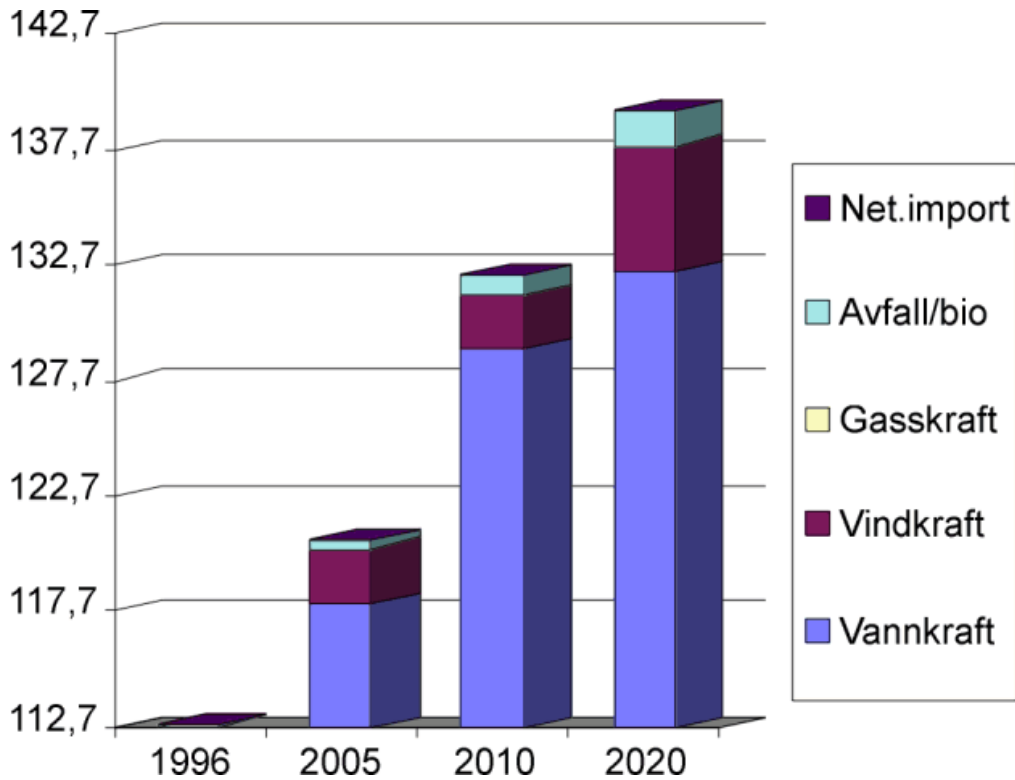
Innføringen av klimakvoter blir gjort samordnet i alle Annex 1- land og marginen på KKIs produkter minker. Dette rammer riktignok ikke norsk industri spesielt hardt fordi mesteparten av produksjonen ligger innen Annex-1 land. Like fullt blir deler av industrien i Norge truet av nedleggelse eller omstilling. til annen virksomhet som bruker mindre energi. Og når klimaavgiftene og el-prisen stiger, så medfører det etter hvert tørke av investeringer, fordi denne typen produksjon blir mindre lønnsom. Industrien blir mer sårbar for endringer i rammebetingelsene.

I de første årene etter 2010 kjempes det for å beholde de mest utsatte industriarbeidsplassene ved hjelp av subsidier. Men forsøket kolliderer i 2015 på grunn av høye offentlige utgifter til videreutvikling av ulike sosiale støtteordninger og eldrebølgen. Dette skaper et så stort politisk press på å bruke oljefondspenger, at subsidieordningene til industrien taper. Spesielt deler av ferro, sement, raffinerier og deler av annen kjemisk industri viser seg å være utsatt for nedleggelse.



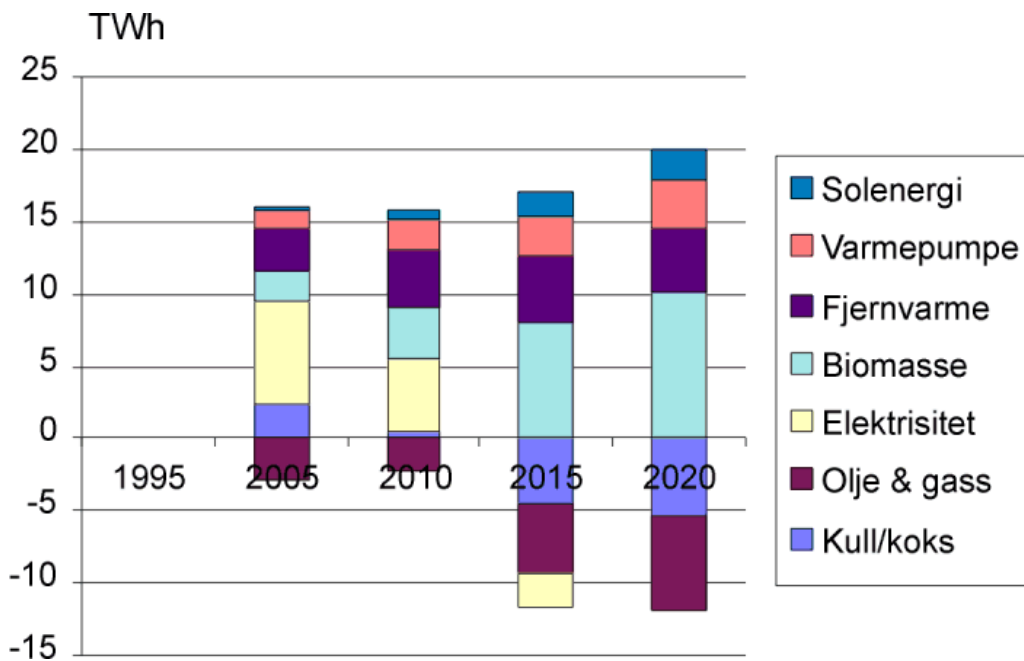
Figur 34.3 Kraftforbruk per sektor, Scenario «Klimaveien», uten overføringstap.

Kilde: SSB, MSG-beregning.



Figur 34.4 Ny krafttilgang, Scenario «Klimaveien».

Kilde: SSB, MSG-beregning.



Figur 34.5 Endring i sammensetningen av stasjonært energiforbruk, Scenario «Klimaveien som beregnet i Markal-modellen

d) Konklusjon - «Klimaveien»

Det er flere elementer i dette scenariet som drar i retning av redusert energiforbruk, og elementer som bidrar til at en får overgang til mindre el til oppvarming. Men dette tar jo ikke av. Det går tungt.

Det viser seg likevel mulig å stabilisere det stasjonære energiforbruket (det vil si el, petroleum, kull og bio) i dette scenariet. Dette betinger imidlertid jevnt stigende forbruksavgifter på elektrisitet- og olje til de forbruksgrupper som var avgiftspålagt i 1998. Avgiftene økes med 7,3 prosent i året (en dobling hvert tiende år) og kommer i 2020 opp i 28 øre/kWh (1995-priser). Norge klarer videre å dekke opp elforbruket ved hjelp av fornybare energikilder i et normalår, betinget av en stor vannkraftutbygging.

34.2 NÆRMERE OM FRAMSKRIVNINGEN AV KLIMAVEIEN

Framskrivningen av Klimaveien tar utgangspunkt i et scenarie der *Kyotoavtalen* i sin nåværende form vil gjelde fram til 2010, og at denne avtalen senere følges opp med en forsterket klimaavtale fram til 2020.

Kyotoavtalen innebærer en samlet forpliktelse om å redusere utslippene av til sammen seks klimagasser⁵⁸ med 5 prosent i forhold til 1990-nivå innen år 2008-2012 for de landene⁵⁹ som er omfattet av avtalen. Avtaleutkastet inneholder differensierte krav med hensyn til byrde og sammenlikningsår. For Norge innebærer avtalen at en kan øke utslippene av de samlede klimagassene med 1 prosent i forhold til 1990-nivå. I framskrivningene av Klimaveien er det lagt til grunn at Norge søker å oppfylle sin del av Kyotoavtalen innen 2010, enten innenlands eller ved kjøp av kvoter internasjonalt, avhengig av hva som er lønnsomt.

En reduksjon av klimagassutslippene i denne størrelsesorden vil imidlertid ha marginal effekt på akkumulasjonen av klimagasser i atmosfæren fram mot 2020. I Klimaveien forutsettes det at det vil komme i stand *en andre runde av klimaforhandlingene* i 2010, der innholdet i Kyotoprotokollen skjerpes. Det legges til grunn at avtalen innebærer en reduksjon av klimautslippene på 20 prosent i forhold til 1990-nivå innen 2020. For Norge er det antatt at kravet vil være 15 prosent reduksjon i forhold til 1990.

Det er gjort tre hovedberegninger under scenariet Klimaveien. Virkningen på økonomien og energi- og kraftbalansen av *klimaavtalene* omtales i avsnitt 34.2.1-34.2.9. Deretter er det med utgangspunkt i disse framskrivningene utført beregninger av muligheten for å *stabilisere energiforbruket ved hjelp av avgifter* i avsnitt 34.2.10, som forutsatt i scenarieomtalen i 34.1. Virkningen av *markedsbaserte kraftpriser til kraftkrevende industri* analysert i avsnitt 34.2.11.

Beregningene i dette kapitlet bygger ellers i hovedsak på de samme forutsetningene som er gjort i referanseberegningen Stø kurs når det gjelder utviklingen i norsk økonomi for øvrig, se ([Link](#)) kap 32 for nærmere omtale. I forhold til framskrivningene av Stø kurs er det gjort endringer i enkelte forutsetninger knyttet energimarkedet, jf avsnitt 34.2.2

58. Karbondioksid, metan, nitrogenoksid, hydro fluor karboner, perflour karboner og Svovel hexafluorider

59. Avtalen omfatter 55 industriland, i hovedsak Annex B landene som utgjør nær alle land utenom u-land

34.2.1 Implementeringen av klimaavtalene

Beregning av virkningene av en klimaavtale vil i stor grad avhenge av valg virkemidler for å redusere utslippene av klimagasser. Graden av harmonisering av virkemidlene innenfor, og mellom landene, vil virke inn på utviklingen i næringsstruktur og handel.

Kyotoavtalen åpner for å omsette utslippkvoter mellom landene som omfattes av avtalen. En nærmere avklaring knyttet til hvilke rammer som skal gjelde for kvotehandelen, vil først finne sted i Buenos Aires i november 1998.

Handel med kvoter kan foregå ved at enkeltbedrifter i et land finansierer utslippsreduksjoner i bedrifter i andre land, såkalt felles gjennomføring, eller ved at landene kjøper og selger kvoter seg imellom. I Klimaveien forutsettes det at implementeringen av klimaavtalene fører til at det dannes en *internasjonal pris på klimagassutslipp*⁶⁰ gjennom kvotehandelen.

I framskrivningene er det av beregningstekniske årsaker benyttet avgifter for å illustrere betydningen av gjennomføringen av klimaavtalene. Med forutsetningen om at det dannes et effektivt marked for kvotehandel, vil denne tilnærmingen ikke påvirke beregningsresultatene. Et velfungerende internasjonalt marked for omsetning av utslippkvoter vil gi en kvotepris som er i samsvar med den avgiften som skal til for å oppnå samme utslippsreduksjon. Felles gjennomføringprosjekter vil i et slikt marked på marginen koste det samme som kvoter eller avgifter.

Den internasjonale prisen på klimagassutslipp er beregnet med utgangspunkt i hvilken kvotepris som er nødvendig for oppnå Annex 1-landenes *felles målsetting* for reduksjon i Kyotoavtalen, og en senere forsterket klimaavtale. Slike anslag ble utført ved hjelp av OECDs verdensmodell GREEN i forbindelse med grønn skattekommisjons utredning⁶¹. I disse beregningene var en avgift på 360 kroner per tonn tilstrekkelig til å oppnå en *stabilisering* av CO₂-utslippene i 2010.

Beregningene utført av Grønn skattekomisjon var rettet mot en stabilisering av CO₂-utslippene. Kyotoprotokollen legger derimot opp til en 5 prosent reduksjon av de klimaveide utslippene av til sammen seks gasser. Enkelte land, som Norge, har allerede redusert utslippene av noen av disse gassene. Samtidig kan det i flere land eksistere et potensiale for redusere utslippene, spesielt av metan og lystgass, til en lavere kostnad enn ved å redusere CO₂. Dette trekker i retning av en lavere kvotepris sammenliknet med anslaget fra Grønn skattekomisjon.

I beregningene av Klimaveien er det tatt utgangspunkt i en internasjonale kvotepris på 200 kroner per tonn CO₂-ekvivalent fram til 2010. Som følge av dette innføres i beregningene en avgift på all bruk av CO₂ i Norge på 200 kroner per tonn i første del av beregningsperioden, med unntak av de formål som i dag har høyere avgift enn dette.

Etter 2010 er det antatt at nye forhandlinger vil gi en skjerpet klimaavtale. Som følge av dette vil den internasjonale prisen på utslippkvoter måtte øke. Normalt vil det være stigende marginalkostnader forbundet med skjerpede utslippskrav. Med utgangspunkt i at 200 kroner per tonn er en tilstrekkelig kvotepris for å oppfylle Kyotoavtalen, har en antatt at en *skjerpet klimaavtale* medfører en *tilleggsavgift* på 200 kroner per tonn. I Norge forutsettes det at den økte kvoteprisen på utslipp reflekteres i at den norske CO₂-avgiften gradvis økes fra 200 kroner per tonn i 2010, til 400 1997-kroner per. tonn i årene etter 2010. Her stilles alle sektorer overfor samme avgift. Alternativet skisserer dermed i utgangspunktet en kostnadseffektiv løsning.

60. målt i CO₂-ekvivalenter

61. jfr. NOU 1996:9 Grønne skatter - en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting

Økte energipriser vil føre til redusert etterspørsel etter energiintensive produkter på verdensmarkedet. Dette vil medføre næringsomstillinger og omstillingskostnader både nasjonalt og internasjonalt. Det forutsettes at CO₂-avgiften innføres gradvis for å unngå for sterke effekter på økonomien på kort sikt.

Det legges til grunn at en gjennomføring av klimaavtalene fører til et fall i produsentprisen på råolje. Det knytter seg betydelig usikkerhet til virkningene på petroleumsprisene av Kyotoavtalen, og av eventuell forsterket klimaavtale. I Langtidsprogrammet 1998-2001 ble det anslått at en CO₂-avgift på 360 kroner per tonn gjennom olje- og gassmarkedet vil redusere prisen på råolje med omlag 17 prosent i forhold til Stø kurs. Med utgangspunkt i en videreføring av Langtidsprogrammets anslag tilsvarende dette en reduksjon i den norske petroleumsmoen med 155 milliarder kroner. Prisen på naturgass forutsettes å være upåvirket over beregningsperioden.

Det forutsettes videre at gjennomføringen av klimaavtalene fører til at prisene på energitunge produkter på verdensmarkedet øker med 2 prosent.

Innføringen av CO₂-avgifter for all innenlandsk bruk innebærer etterhvert en tilnærmet kostnadseffektiv gjennomføring av avgiftsopplegget. Normalt vil økninger i miljøavgifter som ikke motsvares av reduksjoner i andre skatter og avgifter virke negativt på verdiskaping og sysselsetting i privat sektor. I beregningene av Klimaveien motvirkes dette av at det samtidig finner sted en tilbakeføring av provenyet fra miljøavgifter til den private delen av økonomien i form av direkte kontantoverføringer. En slik tilbakeføring har i beregningene i hovedsak samme effekter som lettelse i den direkte arbeidskraftsbeskatningen.

En klimaavtale kan også tenkes gjennomført gjennom andre administrative tiltak enn CO₂-avgifter og kvoter, for eksempel ved såkalte frivillige avtaler eller direkte reguleringer av aktiviteter som medfører klimagassutslipp. Det eksisterer også stor usikkerhet med hensyn til rammebetingelsene for internasjonal kvotehandling i forbindelse med Kyotoavtalen. Utformingen av en eventuell utvidet klimaavtale er også uvis, for eksempel når det gjelder byrdefordeling mellom de enkelte landene. Beregningene av virkningen av Kyotoavtalen, og en forsterket klimaavtale, må derfor ses på som en illustrasjon.

34.2.2 Andre forutsetninger om energimarkedet

Det forutsettes at de andre nordiske landene innfører tilsvarende klimagassavgifter som i Norge, slik at framskrivningen av den nordiske energi- og kraftbalansen skjer innenfor et harmonisert CO₂-avgiftssystem.

Som i beregningene av Stø kurs er det lagt til grunn at den svenske kjernekraften ikke avvikles, med unntak av Barsebäck I og II. Videre forutsettes det også i dette scenariet et fritt nordisk kraftmarked, og at tilknytningen til Europa får økt betydning for utviklingen i Norden, gjennom nye kabler til kontinentet fra 2001. Utviklingen i prisen på ny gasskraftproduksjon i Europa og samspillet mellom kraftproduksjonen i Norden og Europa, forutsettes å bli bestemmende for den nordiske kraftprisen på lang sikt, jf avsnitt 32.2.4.

I Norge forutsettes det en økt innsats for å realisere de *vannkraftpotensialer* som ligger i Samlet plan. I motsetning til i Stø kurs åpnes det i Klimaveien for konsesjonsbehandling av prosjekter også innenfor Samlet plan kategori II.

Gasskraft blir ikke lønnsom for utbygging i beregningene, til gasspriser og teknologi som spesifisert i kapittel 32, og gitt at aktørene har kunnskap om at CO₂-avgiften vil øke til 400 kroner per tonn fram mot 2020. Muligheten for CO₂-fri gasskraftproduksjon er ikke lagt inn i beregningene, selv om slike anlegg kan være under utprøving i løpet av de nærmeste årene.

Det er forutsatt at kostnadene ved ny *vindkraftproduksjon* reduseres over beregningsperioden. Effektiviseringspotensialet for vindkraft ligger i hovedsak i muligheten for stordriftsfordeler gjennom byggingen av vindmøller med større kapasitet. De største av dagens vindmøller har en kapasitet på 600 kW. Vindmøller med en kapasitet på 1,5 MW har vært under prøving. Produksjonskostnadene i 1998 for et slikt prøveprosjekt i Norge ble av utbygger anslått til 38 øre/kWh. For prosjekter med flere vindmøller vil kostnadene per kWh være lavere. Med utvikling av større og mer effektive vindmøller vil kostnadene ved vindkraft gradvis kunne synke over beregningsperioden. Norge vil kunne oppnå ytterligere reduksjon av produksjonskostnadene sammenliknet med andre land, på grunn av gunstige vindforhold.

Kostnadene ved vindkraft vil variere avhengig av avstand til eksisterende overføringsnett og lokale vindforhold. Ut i fra dette er vindkraften i beregningene delt inn i ulike kostnadsklasser basert på anslag utført av Institutt for energiteknikk (IFE). I gjennomsnitt er det lagt til grunn at vindkraftkostnadene i de ulike kostnadsklassene reduseres med 3 prosent per år. En begrunnelse for større teknisk framgang enn i økonomien for øvrig kan være at strengere krav til reduksjon av klimagassutslipp vil kunne medføre økt innsats på forskning og utprøving av fornybare energikilder.

Som i beregningene av Stø kurs legges det til grunn at ordningen med kontraktsfestede kraftpriser til kraftkrevende industri videreføres. Fordi det er stor usikkerhet knyttet til fremtidige kraftpriser ved en eventuell fornyelse av kontraktene, er det beregningsmessig lagt til grunn kraftpriser som innebærer at dagens forbruk til kraftkrevende industri opprettholdes i beregningene. Virkninger på energiforbruket av endrede rammebetingelser for denne industrien er søkt belyst ved hjelp av virkningsberegninger i avsnitt 34.2.11.

34.2.3 Makroøkonomiske virkninger

Tabell 34.1 viser utviklingen i noen økonomiske hovedstørrelser i Klimaveien. Resultatene antyder at innføringen av CO₂-avgifter fører til en svak nedgang i privat konsum og verdiskaping på kort sikt, sammenliknet med referanseberegningen i Stø kurs. Den sterke økningen i kraftprisene i Norden på kort sikt som følge av CO₂-avgifter, gir bare moderate utslag i økonomien.

Tabell 34.1: Utviklingen i makroøkonomiske hovedstørrelser, Klimaveien. Prosentvis vekst

	1996- 2005	2005- 2020	Endring i nivå fra Stø kurs i 2020
BNP vekst	1,8	1,2	-0,6
BNP vekst, fast- landsNorge	1,9	1,7	-0,9
Privat konsum	2,9	2,3	-1,8

På lengre sikt er den økonomiske veksten er nær uendret sammenliknet med beregningene av Stø kurs, til tross for at CO₂-avgiften øker til 400 kroner per tonn i løpet av beregningsperioden. CO₂-avgiftene får små utslag på lang sikt fordi omleggingen til «grønne» skatter, under offentlig budsjettsskranke, også initierer enkelte næringsvridninger som gir en positiv effekt på verdiskapingen. Veksttaket i privat konsum reduseres imidlertid på lang sikt som følge av CO₂-avgiftene og økte energipriser. I 2020 er privat konsum 1,8 prosent lavere enn i beregningene av Stø kurs.

Næringsvridninger

Innføringen av CO₂-avgifter og økte energipriser, kombinert med en indirekte avgiftslette på arbeidskraft, fører til endret nærings sammensetning. Sektorer med høy arbeidsintensitet og/eller gode substitusjonsmuligheter, herunder tjenesteytende sektorer, vil ekspandere. Energi- og kapitalintensive næringer vil derimot bli rammet av økte energikostnader.

Av sektorer som får redusert lønnsomhet ved gjennomføringen av klimaavtalene, er det særlig aktiviteten i petroleumsvirksomheten som direkte berøres gjennom fallet i oljeprisen. Som følge av dette vil det være mindre grunnlag for sysselsetting i sektorene knyttet til petroleumssektoren, og denne arbeidskraften vil bli allokert til andre deler av økonomien.

På tross av at kraftprisene til kraftkrevende industri er forutsatt uendret gjennom en videreføring av dagens kontrakter, vil lønnsomheten i denne sektoren reduseres gjennom den direkte CO₂-avgiften. I første rekke er det produksjonen av metaller, spesielt ferroindustrien, som vil bli redusert. Kraftkrevende industri sin andel av verdiskapingen faller gradvis fram mot 2020. I 2020 er bruttoproduktet i kraftkrevende industri redusert med 2/3 i forhold til i framskrivningene av Stø kurs. Samlet sysselsetting i denne sektoren reduseres med 4000 årsverk i løpet av beregningsperioden. MSG-modellens framskrivninger undervurderer virkningen av slike kortsiktige omstillingsproblemer. Modellens virkemåte gjør at frigjort arbeidskraft automatisk anvendes i andre sektorer av økonomien, uavhengig av lokalisering. De negative effektene på verdiskapingen kan være større på kort sikt enn beregningene antyder.

Veksten i mindre energiintensive sektorer, som tjenesteytende sektor, muliggjøres delvis ved at det frigjøres arbeidskraft fra industrien.

Samlet sett vil produksjonen i Klimaveien gå mot å være mer arbeidsintensiv, og relativt mindre energi- og kapitalintensiv etterhvert som CO₂-avgiftene innenlands økes.

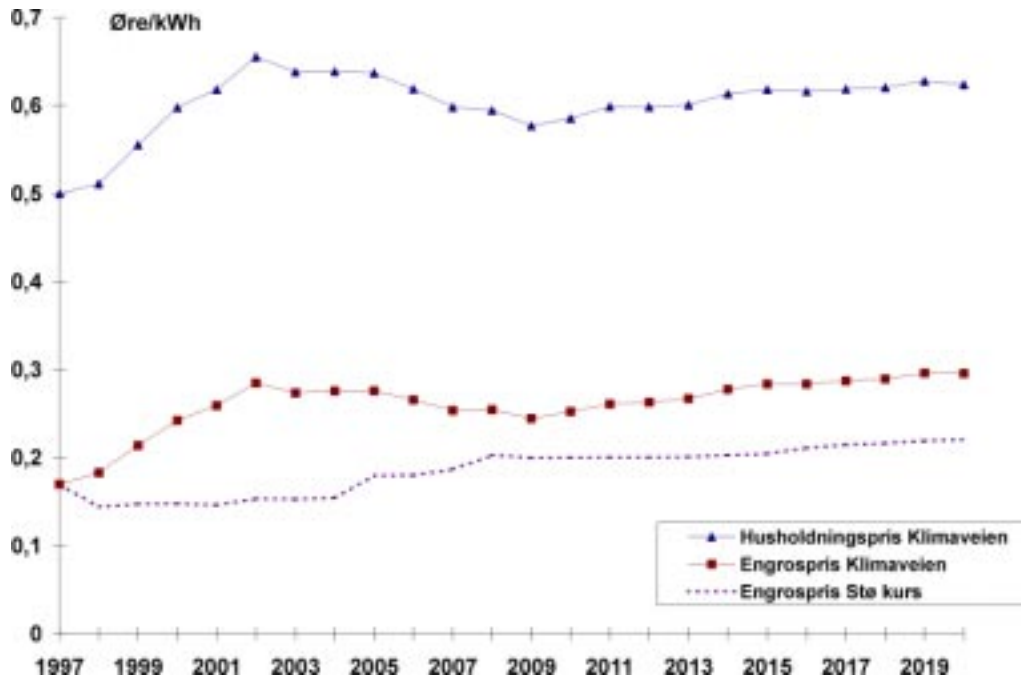
34.2.4 Utviklingen i energiprisene

Figur 34.6 viser utviklingen i kraftprisen i Klimaveien sammenliknet med Stø kurs. I dagens nordiske kraftmarked er det vanligvis kullkraft som setter kraftprisen i et tilsigsmessig normalt år. På kort sikt finner det derfor sted en sterk prisøkning på kraft i kjølvannet av innføringen av CO₂-avgifter på fossile energibærere i Norden. En klimaavtale kan også tenkes implementert gjennom andre tiltak enn CO₂-avgifter/kvoter, for eksempel krav om nedstenging av fossilfyrte kraftverk, skjerpede tekniske krav eller forbud mot visse anvendelse av fossil energi. Også slike tiltak vil medføre økte kraftpriser, siden tilbudet av kraft basert på fossile brenslere reduseres.

Fornybare energikilder, som for eksempel nye vannkraftprosjekter, får som følge av CO₂-avgiftene økt lønnsomhet. Det er forutsatt at praktiske begrensninger på kort sikt innebærer at nye vannkraftprosjekter realiseres i en lavere takt enn det lønnsomhetsbetraktninger alene tilsier. Begrenset tilgang på vannkraft kombinert med stigende CO₂-avgifter, medvirker derfor til å presse kraftprisene oppover i første del av beregningsperioden. Engrosprisen på kraft øker til nærmere 28 øre/kWh i 2002. På dette tidspunktet er kraftprisen nesten det dobbelte av prisnivået i framskrivningene av Stø kurs på tilsvarende tidspunkt.

Fra 2001 er det lagt til grunn en gradvis utbygging av vannkraft i Norge, samtidig som gasskraft erstatter kullkraft i Norden. Kraftprisen reduseres følgelig i tiden fram mot 2010. I 2010 og framover gjenspeiler kraftprisen verdien på kraft i de land vi handler kraft med, jf avsnitt 32.2.4. Som i beregningene av Stø kurs tilsvarer dette kostnadene ved ny gasskraftproduksjon, men med tillegg av CO₂-avgiften. I fram-

skrivningene av Klimaveien stiger kraftprisen moderat også etter dette tidspunktet, som følge av at en fortsatt økning i CO₂-avgiften øker kostnaden ved ny gasskraftproduksjon fram mot 2020.



Figur 34.6 Engrosprisen på kraft og sluttbrukerpriser til husholdninger i Klimaveien. Øre/kWh.

I 2020 er engrosprisen på kraft omlag 30 øre/kWh, mot 22 øre/kWh i Stø kurs scenariet. Prisdifferansen i forhold til Stø kurs skyldes delvis CO₂-avgiften, som på dette tidspunktet har nådd 400 kroner per tonn. Dette utgjør omlag 15 øre/kWh på kraftprisen når gasskraft er prissettende teknologi i Europa. I dette scenariet skjer det imidlertid en sterkere utbygging av vindkraft og vannkraft enn i Stø kurs, samtidig som kraftteterspørselen er lavere. Dette bidrar til at kraftprisen på lang sikt blir lavere enn økningen i CO₂-avgiften alene skulle tilsi.

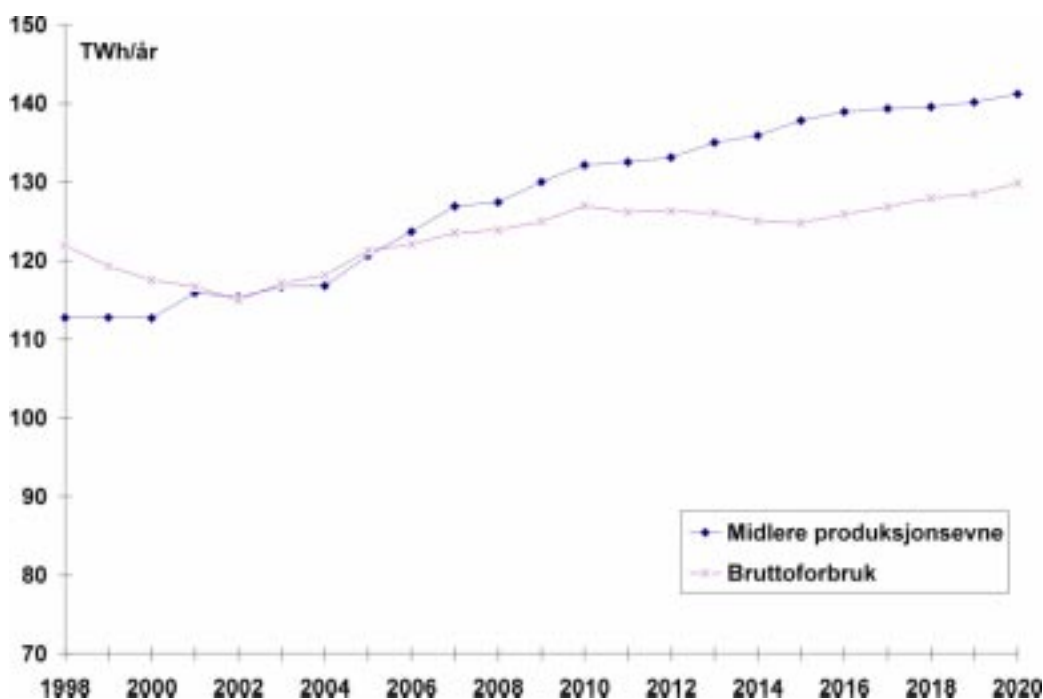
Som følge av økte engrospriser på kraft, stiger også sluttbrukerprisen til husholdningskunder kraftig på kort sikt. Prisen når et topp punkt på 66 øre/kWh i 2002. På lengre sikt, fram mot 2020, finner det sted en nær stabilisering i husholdningsprisen. Dette skyldes at engrosprisen bare stiger svakt, samtidig som overføringskostnadene reduseres og realnivået på elavgiftene er uendret. Samlet sett øker sluttbrukerprisen til husholdninger likevel med 12 øre/kWh over beregningsperioden, til 62 øre/kWh i 2020. Til sammenlikning var prisen til husholdninger omlag 52 øre/kWh i Stø kurs på samme tidspunkt.

Prisene på *bensin og fyringsolje* til forbruker øker gradvis over beregningsperioden, som følge av opptrappingen av CO₂-avgiften. Fallet i produsentprisen på råolje motvirker delvis denne utviklingen. Fram til 2020 øker kostnadene ved bruk av fyringsolje med 10 øre per kWh, omlag som prisøkningen på elektrisitet. Prisforholdet mellom elektrisitet og fyringsolje opprettholdes derfor i hovedsak gjennom framskrivningsperioden.

34.2.5 Utviklingen av energi- og kraftbalansen

Innføringen av harmoniserte CO₂-avgifter får virkning for kraftmarkedet i Norden. For Norges del skjer det en sterk økning i lønnsomheten av å bygge ut vannkraften. Veksten i den norske energietterspørselen dempes sammenliknet med beregningene i Stø kurs, i hovedsak på grunn økningen i energiprisene. På kort sikt er likevel ikke utbyggingen av ny kraftkapasitet i Norge tilstrekkelig til å balansere forbruket av elektrisitet i et normalår, og fram til 2005 viser beregningen fortsatt nettoimport av kraft. På lengre sikt vokser energiforbruket, spesielt i husholdninger og tjenesteytende næringer. I kraftkrevende industri reduseres kraftforbruket med nærmere 1/3 som følge av økte CO₂-avgifter, mens resten av industrien får en svak økning i forbruket.

Fram til 2020 finner det sted en betydelig utbygging av vannkraften. Store deler av de gjenværende vannkraftprosjektene blir bygd ut, samtidig som det etterhvert blir lønnsomt å bygge ut vindkraft. En voksende kraftproduksjon og avtakende vekst i etterspørselen, gir et innenlandsk kraftoverskudd som muliggjør en økende nettoeksport av kraft. I 2020 er nettoeksporten i overkant av 11 TWh.



Figur 34.7 Beregnet kraftbalanse 1998-2020, Klimaveien. TWh

34.2.6 Nærmere om utviklingen i energiforbruket

Gjennom virkningen på energiprisene bidrar CO₂-avgiften til å dempe veksten i energiforbruket på kort sikt. Spesielt bidrar nedgangen i forbruket i kraftkrevende industri til at det skjer en faktisk nedgang i det samlede kraftforbruket i de første årene av beregningsperioden. Sammenliknet med 1996 øker likevel nettoforbruket av elektrisitet med 11 TWh fram til 2005, jf tabell 34.2. Som i framskrivningene av Stø kurs utgjør det økte kraftforbruket ved gassbehandlingsanlegget på Kollsnes en stor del av tilveksten i elektrisitetsforbruket på kort sikt. Veksten i elektrisitetsfor-

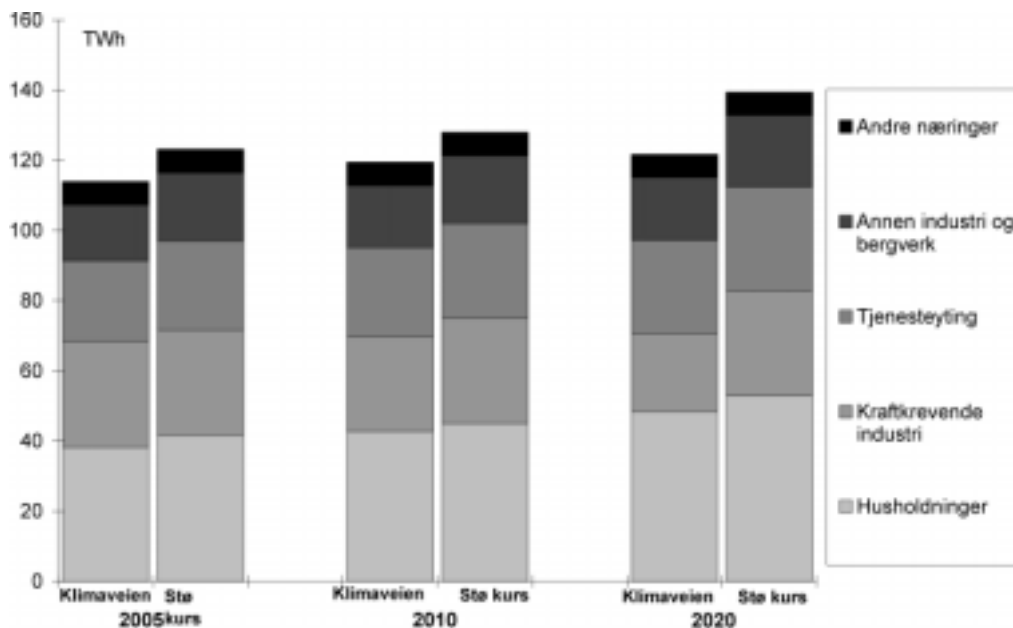
bruket drives ellers i hovedsak av husholdningene, og av økt aktivitet i privat og offentlig tjenesteyting.

Forbruket av fyringsolje er imidlertid bare svakt lavere enn i Stø kurs beregningen, til tross for økte CO₂-avgifter. Dette skyldes at den gradvise innfasingen av CO₂-avgiften delvis motvirkes av en nedgang i prisen på råolje, og at elektrisitet har blitt relativt dyrere. I 2005 er det samlede energiforbruket 134 TWh, omlag 10 TWh lavere enn i Stø kurs, jf figur 34.8.

Tabell 34.2: Forbruk av energi i Klimaveien, TWh/år

	1996	2005	2010	2020
Elektrisitet, netto*	102,9	113,9	119,4	121,6
Fyringsolje	18,1	16,8	17,3	16,9
Ved	3	3,4	3,6	4
Sum	123	134,1	140,3	142,5

* uten overføringstap



Figur 34.8 Nettoforbruk av elektrisitet fordelt på sektor i Klimaveien, TWh/år, uten overføringstap

På lengre sikt vokser energiforbruket i *husholdningene* svakere enn i Stø kurs, men forbruket øker likevel som følge av etterspørsel etter energi til oppvarming, og høyere forbruk av andre varer som bruker energi. I 2020 er elektrisitetsforbruket i husholdningene 48,4 TWh. Dette er 4,4 TWh, eller omlag 9 prosent lavere enn i beregningene av Stø kurs, jf figur 34.8.

I *produksjonssektorene* blir effekten av CO₂-avgifter og økte priser på energi sterkere på lang sikt, og produksjonen vris mot mer arbeidsintensive næringer. CO₂-avgiften slår ut i økte kostnader og svekket lønnsomhet i deler av i kraftkrevende industri, jf avsnitt 34.2.3. I perioden fram til 2020 går elforbruket i kraftkrevende

industri sammenlagt ned med 6,3 TWh. I 2020 er kraftforbruket i denne industrien omlag 22 TWh, 26 prosent lavere enn forbruket i Stø kurs på samme tidspunkt. Samtidig reduseres også forbruket av fyringsolje i industrien.

Energiforbruket i tjenesteytende næringer og annen industri øker samlet sett over perioden, men også her dempes forbruket betydelig i forhold til beregningene av Stø kurs.

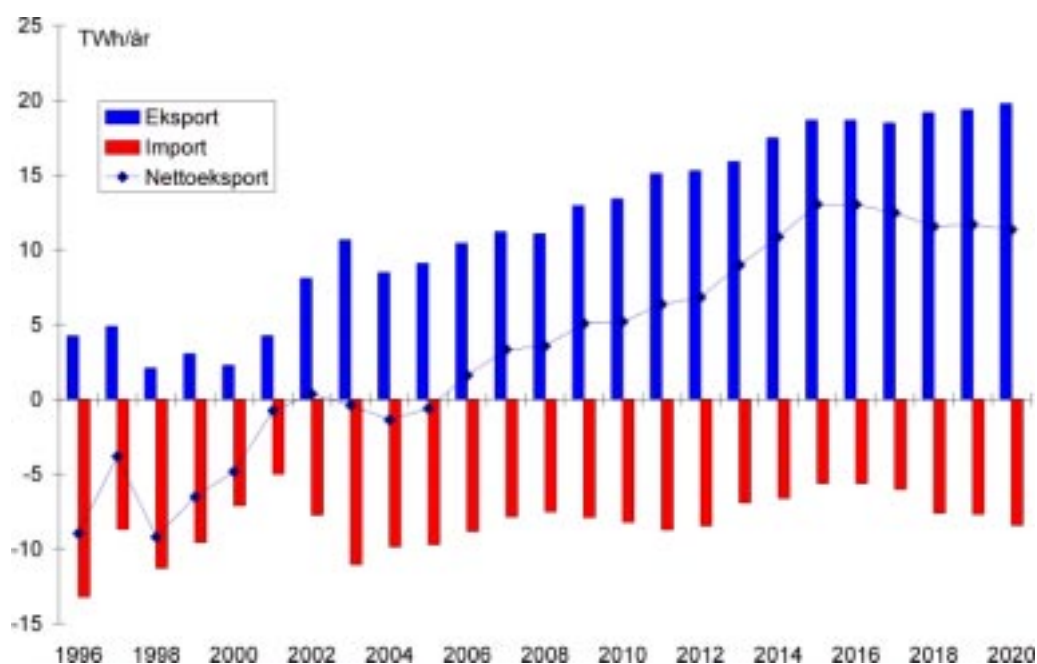
I 2020 er netto innenlandsk elektrisitetsforbruk økt til 122 TWh. CO₂-avgiftene gir en nedgang i forbruket av fyringsolje på 12 prosent sammenliknet med framskrivningene av Stø kurs, og i 2020 er dette forbruket omlag 17 TWh. Forbruket av ved utgjør 4 TWh. Dette gir et samlet energiforbruk på omlag 143 TWh ved slutten av beregningsperioden. Sammenliknet med forbruket i Stø kurs på samme tidspunkt er energiforbruket redusert med 20 TWh, eller 13 prosent. Energiforbruket i 2020 er likevel nærmere 18 TWh høyere enn i utgangsåret 1996.

I avsnitt 34.2.10 og 34.2.11 er det presentert virkningsberegninger for å analysere muligheten for å begrense energiforbruket ytterligere.

34.2.7 Utviklingen i kraftmarkedet

Vannkraftprosjekter får økt lønnsomhet som følge av økningen i engrosprisen på elektrisitet i første del av beregningsperioden. På kort sikt er det forutsatt en øvre grense for det som vil være oppnåelig utbygging. Fram til 2005 bygges det likevel ut 5,3 TWh vannkraft. Dette innebærer en forsering av behandlingen av en rekke prosjekter, spesielt tatt i betraktning av at den gjennomsnittlige størrelsen på gjenværende prosjekter er liten. I dette scenariet er det forutsatt en økt satsing fra myndighetenes side for å oppnå en raskere realisering av vannkraftprosjektene.

Tilgangen på ny kapasitet er likevel ikke tilstrekkelig for å dekke opp veksten i det innenlandske kraftforbruket på kort sikt. Fram til 2005 er Norge nettoimportør av kraft, i hovedsak fra Sverige og Danmark. I 2005 oppnås balanse mellom produksjon og forbruk med en utbygd produksjonsevne på nærmere 121 TWh.



Figur 34.9 Eksport og import av kraft over året, TWh per år, Klimaveien

På lengre sikt realiseres vannkraftprosjektene i beregningene etter lønnsomhet, uten at det er lagt begrensninger på muligheten for realisering av prosjektene. I gjennomsnitt bygges det ut omlag 1 TWh per år i siste del av beregningsperioden. Fram til 2020 bygges det samlet ut vannkraft tilsvarende 21,3 TWh. Dette tilsvarer store deler av det gjenværende potensialet i Samlet plan I og II, som er underlagt mulighet for konsesjonsbehandling.

Utbygging av *vindkraft* i laveste kostnadsklasse blir realisert fra omkring 2005. På dette tidspunkt er produksjonskostnadene for vindkraft redusert, og elprisen har økt til mer enn 28 øre/kWh. På lengre sikt er det forutsatt at kostnadene ved vindkraftproduksjon reduseres ytterligere, og det blir lønnsomt å bygge ut vindkraft i større omfang fra 2015. Samlet bygges det ut vindkraft tilsvarende 5,4 TWh fram til 2020, eller omlag 1650 vindmøller med en kapasitet på 1,5 MW. Dette tilsvarer omlag 4 ganger dagens kraftproduksjonen basert på vindmøller i Danmark. Størrelsen på slike vindmøller kan sette begrensninger for ønsket antall og størrelse på vindmølleparkene. Vern av visse naturområder kan føre til regulering av hvilke prosjekter som kan åpnes for konsesjonsbehandling, slik tilfellet er med inndelingen av vannkraftprosjekter i dag. Dette kan redusere omfanget av vindkraft i forhold til det som er anslått.

I løpet av beregningsperioden skjer det også en moderat utbygging av *bioenergi* for varme- og kraftproduksjon i industrien. I 2020 utgjør dette 1,6 TWh.

Gradvis utbygging av vannkraft og vindkraft, kombinert med en dempet vekst i elforbruket fører til en gradvis økning i krafteksporten utover beregningsperioden. I 2020 er nettoeksporten i overkant av 11 TWh.

Tabell 34.3: Midlere produksjonsevne i Klimaveien, TWh

	1996*	2005	2010	2020
Midlere produksjonsevne	104,7	120,8	132,3	141,2
<i>Av dette:</i>				
Vannkraft	104,7	118	129,1	134,2
Vindkraft	0,01	2,4	2,4	5,4
Kraft produksjon basert på bioenergi	0	0,4	0,8	1,6
Nettoeksport	-9,1	-0,6	5,2	11,4

* 1996 er faktiske tall

34.2.8 Utviklingen i klimagassutslippene i Norge

Beregningene viser at CO₂-utslippene reduseres med nærmere 1 prosent i perioden 1996-2020. I 2020 utgjør utslippene av klimagasser 58,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Dette er nær 14 prosent lavere enn i beregningene av Stø kurs på samme tidspunkt, men er ikke tilstrekkelig til å innfri Kyotoprotokollens krav.

I dette scenariet er det i tillegg lagt til grunn at en forsterket klimaavtale med 15 prosent reduksjon i norske klimagassutslipp skal være oppfylt i 2020. Dette innebærer at Norge i 2020 må kjøpe utslippskvoter for omlag 5 milliarder kroner per år.

34.2.9 Nærmere om utviklingen i det nordiske kraftmarkedet i Klimaveien

Harmoniserte avgifter på klimagassutslipp i Norden vil påvirke produksjonsmønstret, og beslutninger om investeringer i ny kraftkapasitet. Som i beregningene av Stø kurs er kjøringene av MSG-modellen samordnet med framskrivninger av utviklingen i det nordiske kraftmarkedet, ved hjelp av Statistisk sentralbyrås modell Normod-T, jf boks 2 i kapittel 32.

I Sverige er det forutsatt at kjernekraften ikke avvikles med unntak av at Barsebäck 1 og 2 skal være avviklet innen 2002. Dette tilsvarer et frafall på omlag 8 TWh. I tillegg til den forutsatte avviklingen av Barsebäck, viser framskrivningene at bruken av oljebasert kraftvarmeproduksjon faller bort som følge av økte CO₂-avgifter i Norden.

Den svenske kraftutbyggingen i dette scenariet utgjøres i hovedsak av større kraftvarmeverk og kombinerte kraftverk basert på gass, samt en noe mindre andel kraftvarme basert på bioenergi. Netto tilgang av ny kraftkapasitet er likevel moderat medregnet frafallet av kjernekraften.

Som i Norge drives veksten i det svenske elforbruket i hovedsak av vekst i husholdninger og tjenesteytende sektorer, mens treforedling og metallindustrien reduserer sitt forbruk. I 2020 viser framskrivningen omlag balanse mellom forbruk og produksjon i Sverige.

I Danmark reduseres kraftproduksjonen betydelig i løpet av beregningsperioden. Innføringen av CO₂-avgifter gjør at store deler av den eldre kullkapasiteten ikke vil være lønnsom å drive. Nær all kullbaserte kraftvarme- og kondensverk går ut av produksjonen innen 2020. Til erstatning for dette bygges det ut større kraftvarmeverk basert på gass, og et mindre innslag av små biobaserte kraftvarmeanlegg. Vindkraften er nærmere uendret over perioden.

Ny kraftutbygging i Danmark er ikke tilstrekkelig til å dekke det store bortfallet av kullkraft. I stedet øker den danske nettoimporten betydelig over perioden, i hovedsak fra Norge. Muligheten til erstatte kull- og oljekapasiteten med gasskraft, kombinert med import av kraft fra Norge, gir betydelige utslippsgevinster for Danmark. Over beregningsperioden reduseres de danske utslippene fra kraftproduksjonen med 2/3. Størrelsen på denne nedgangen vil variere avhengig av tilgangen på kraftimport fra Norge og Sverige.

For Finland viser framskrivningene et raskt produksjonsbortfall av kullkondensverk i første del av perioden. Denne kapasiteten utgjør nærmere 1/3 av dagens samlede kraftkapasitet i Finland. Som følge av gradvis økende CO₂-avgifter, forsvinner store deler av kraftvarmeanlegg og industrielt mottrykk basert på kull utover i beregningsperioden. Bortfallet av kraftkapasiteten basert på kull erstattes i sin helhet av gasskraft. I tillegg bygges det ut biofyrte kraftvarmeanlegg. Overgangen fra kull til gasskraft og bioenergi reduserer de finske utslippene fra kraftproduksjon med mer enn 50 prosent innen 2020.

Framskrivningen av kraftbalansen viser at etterspørselen etter elektrisitet dempes i alle de nordiske landene som følge av økte kraftpriser. I 2020 er samlet brutto elforbruk i Norden omlag 398 TWh. Dette er 49 TWh lavere enn i Stø kurs beregningen. De samlede utslippene fra den nordiske kraftproduksjonen reduseres også betydelig i løpet av beregningsperioden. Utslippene av CO₂ fra kraftproduksjonen i Norden i 2020 er mer enn halvert sammenliknet med Stø kurs. Dette skyldes i stor grad at en sterk utbygging av vann- og vindkraft i Norge som kommer de øvrige nordiske landene til gode. Spesielt er dette av betydning for Danmark for å erstatte nedleggningen av kullkraftverk innenlands. Samtidig fører CO₂-avgiftene til at det finner sted en raskere overgang fra kullkraft til gasskraft, enn i Stø kurs.

34.2.10 Stabilisering av energiforbruket ved hjelp av avgifter

Den sterke økningen i kraft- og energiprisene som følge av opptrappingen av CO₂-avgiften til 400 kroner per tonn, er i seg selv ikke tilstrekkelig til å gi en stabilisering av det norske energiforbruket i 2020 uten ytterligere tiltak. Dette skyldes i hovedsak at den økonomiske veksten og utviklingen i det private forbruket fremdeles bidrar til å øke energiforbruket. I tillegg vil også andre forhold medvirke til at energiforbruket ikke dempes ytterligere. Blant annet vil forutsetningen om en videreføring av dagens kontraktsbestemte priser til kraftkrevende industri gjøre deler av elektrisitetsforbruket ufølsomt for den økningen i kraftprisen som finner sted i økonomien for øvrig. Samtidig er det i begrenset grad forutsatt tiltak for å erstatte elektrisitet til oppvarmingsformål med andre energibærere enn ved og olje, for eksempel vannbåren varme.

I MSG-modellen skjer det en kontinuerlig energieffektivisering som følge av at teknologisk endring gradvis gir større produksjon per energienhet. De økonomiske drivkreftene for energiøkonomisering gjennom prissignaler og teknologisk endring er derfor ivaretatt. Likevel kan det være forhold i markedet som kan påvirkes for å øke graden av energieffektivisering ytterligere.

I virkningsberegningene i dette avsnittet legges det til grunn at myndighetene gjennomfører en betydelig satsing på administrative tiltak for å redusere forbruksveksten av energi. Slike tiltak kan omfatte informasjon, bedre avregningsmuligheter for husholdningene, tekniske standarder på husholdningsutstyr, og pålegg om installasjon av vannbåren varme i offentlige bygg. Muligheten for å redusere energiforbruket gjennom slike tiltak er nærmere beskrevet i kapittel 15. På grunnlag av beregninger utført ved hjelp av Markal-modellen og vurderingene i kapittel 14-18, forutsettes det at er mulig å realisere et enøkpotensiale på 4 TWh som følge av administrative tiltak, i tillegg til den gradvis energieffektiviseringen som ligger inne i MSG- framskrivningene.

Med dette som utgangspunktet har en forsøkt å beregne hvilken forbruksavgift på elektrisitet og fyringsolje som må til for å oppnå stabilisering av energiforbruket på 1996-nivå.

Elavgiften i 1998 er 5,75 øre/kWh. Dagens avgiftsstruktur omfatter omlag halvparten av det norske kraftforbruket. Det er gitt fritak for elavgiften til alle forbrukere i Troms og Finmark, bruk av elektrokjeler, veksthusnæringen, kraftkrevende industri, samt resten av industri- og bergverkssektoren. Jo flere sektorer som er unntatt for en slik avgift, jo sterkere må økningen i elavgiften være for den resterende del av forbruket for å oppnå stabilisering av det samlede energiforbruket.

Tabell 34.4: Kraftpriser i Klimaveien med stabilisering, øre/kWh*, faste 1995-priser

	1996	2005	2010	2020
Kraftpris	0,15	0,29	0,26	0,28
Overføring	0,04	0,04	0,04	0,04
Distribusjon	0,15	0,14	0,14	0,12
Elavgift	0,05	0,11	0,12	0,28
Sum husholdninger, inkludert avgifter***	0,49	0,70	0,68	0,88
Sum, inkludert avgifter Stø kurs	0,49	0,51	0,52	0,52

* avrundet til nærmeste øre

** faktiske tall per 1.1. 1996, kilde: Statistisk sentralbyrå: Naturressurser og miljø 1996.

*** inkluderer også merverdiavgift på 23 prosent

Med en videreføring av dagens avgiftsstruktur, viser beregningene at elavgiften må øke fra dagens 5,8 øre/kWh til i overkant av 28 øre/kWh i 2020 for å oppnå en stabilisering energiforbruket på 1996- nivå. Dette tilsvarer at elavgiften øker reelt med 7,5 prosent per år fram til 2020. I tillegg finner det sted en generell økning i elektrisitetsprisen som følge av CO₂-avgiftene i Norden. Realprisen til husholdninger øker dermed til nærmere 90 øre/kWh i 2020. Dette tilsvarer en vekst i sluttbrukerprisen til husholdninger på gjennomsnittlig 2,5 prosent per år reelt over beregningsperioden. Hensyn tatt til redusert forbruk får dermed husholdningene en ekstra utgift på om lag 11 milliarder per år kroner, eller 8000 kroner per husholdning.

Figur 34.13 viser sluttbrukerprisen på elektrisitet til husholdninger i Klimaveien sammenliknet med beregningene i Stø kurs. I 2020 er samlet kraftpris til husholdninger 70 prosent høyere enn i Stø kurs på samme tidspunkt. Samtidig har forskjellen mellom kjøperpriser i industrien, og hos husholdninger og andre sektorer av økonomien er i dette scenariet økt betydelig.

For at prisøkningen på elektrisitet ikke skal gi seg utslag i en substitusjon mot fyringsolje, er det lagt til grunn at også avgiften på fyringsolje øke til omlag 28 øre/kWh per nyttiggjort energienhet olje.

Utviklingen i energiforbruket ved stabilisering ved hjelp av avgifter

Energiforbruket i Klimaveien ble dempet i forhold til i Stø kurs-beregningen, men oversteg 1996-nivået med omlag 17 TWh. Innføringen av avgifter på elektrisitet og fyringsolje demper energiforbruket ytterligere i husholdninger og tjenestetende virksomheter.

I 2020 er det samlede energiforbruket 129,1 TWh. Sammenliknet med 1996-nivå har forbruket av elektrisitet økt med omlag 8 TWh, mens forbruket av fyringsolje er redusert med 4,3 TWh. Forutsatt at satsingen på administrative tiltak gir en ytterligere nedgang på 4 TWh i elforbruket (jfr. beregningene av Markal-modellen), oppnås det i 2020 samlet sett en tilnærmet stabilisering av energiforbruket på 1996-nivå.

Tabell 34.5: Utviklingen i energiforbruket ved avgifter på energi, TWh/år

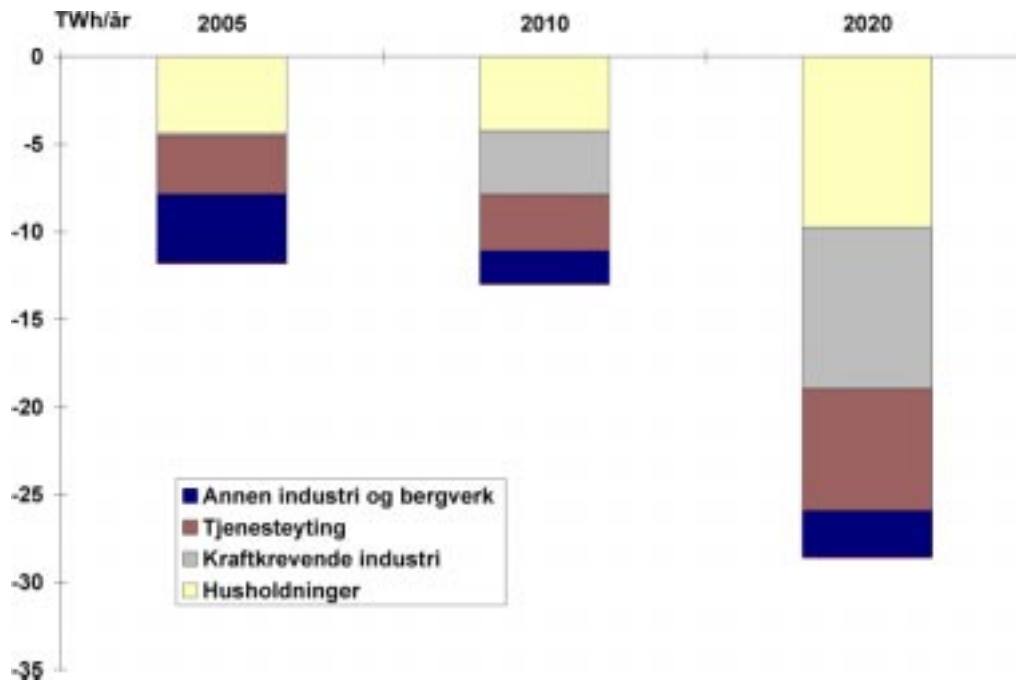
	1996	2005	2010	2020
Elektrisitet*	102,9	111,3	115	110,7
Fyringsolje	18,1	16	15,9	14,5
Ved	3	3,4	3,6	4
Samlet netto energiforbruk	124	130,7	134,5	129,2
Med energiøkonomisering 4 TWh				125,2

* Utenom overføringstap

Det reduserte kraftbehovet over beregningsperioden fører til at det blir balanse mellom innenlandsk kraftforbruk og produksjon på et tidligere tidspunkt enn tidligere beregnet. Det frigjorte kraftforbruket går til økt nettoeksport, i hovedsak til Danmark og Sverige. Beregningene ved hjelp av Normod-T viser at dette bidrar til å redusere utbyggingen av ny kraftkapasitet i disse landene. Som følge av stabiliseringen av energiforbruket i Norge, dempes kraftprisen i Norden og bidrar i andre omgang til økt etterspørsel i øvrige nordiske land.

Framskrivningene ved hjelp av *Markalmodellen* tyder på at fornybare energikilder vil komme til i et større omfang, både som følge av økte energipriser ved CO₂-avgifter og høye sluttbrukerpriser til husholdningene på grunn av

avgiftene på elektrisitet og fyringsolje. Markalberegningene viser at både bruk av varmepumper og solenergi kan bli lønnsom utover beregningsperioden som følge av økte sluttbrukerpriser på kraft i husholdninger og i deler av næringslivet som blir underlagt elavgift. Avgiftene på fyringsolje fører også til en substitusjon fra olje til bioenergi til varmeformål i industrien.



Figur 34.10 Reduksjon i elforbruket ved CO₂ avgifter og tilleggsvis avgifter på elektrisitet og fyringsolje, sammenliknet med Stø kurs. TWh.

Framskrivningene antyder at de makroøkonomiske virkningene som følge av at enkelte sektorer i legges økte energiavgifter i tillegg til CO₂-avgiften er beskjedne. I 2020 er samlet verdiskaping 0,5 prosent lavere enn det beregningene av Stø kurs viste. Det finner derfor ikke sted noen ytterligere nedgang i verdiskapingen i 2020, enn det som fant sted ved innføringen av CO₂-avgifter. Vridningen mot mer arbeidsintensive produksjon som følge av CO₂-avgiftene forsterkes imidlertid i de delene av økonomien som ilegges energiavgift.

De samlede utslippene av klimagasser i Norge øker i denne beregningen til 54,7 millioner tonn i 2020. Dette tilsvarer Kyotoprotokollens krav til å stabilisere norske klimagassutslipp på 1990-nivå. Den forsterkede klimaavtalen kan imidlertid ikke oppfylles uten kjøp av kvoter.

34.2.11 Virkningsberegninger av markedsbestemte kraftpriser for industrien

Hittil i dette kapittelet er det forutsatt en videreføring av ordningen med kontraktsfestede priser på elektrisitet til kraftkrevende industri. En mer markedsbasert prissetting vil ha virkninger for lønnsomheten i enkelte bransjer innen den kraftkrevende industrien, og vil ha følger for aktivitetsnivået, sysselsettingen og energiforbruket innen denne sektoren. Med utgangspunkt i framskrivningene i 34.2.3-34.2.9 er i dette avsnittet forsøkt beregnet virkninger på det samlede energiforbruket ved en mer markedsbasert prissetting til kraftkrevende industri.

Som omtalt i 34.2.4 gir framskrivningene når CO₂-avgifter innføres i Norden, en kraftig økning i elektrisitetsprisene i Norden på kort sikt. Innen 2002 når kraftprisen 28 øre/kWh. For enkelte sektorer innen den kraftkrevende industrien betyr tilpasningen til markedspris at prisen på elektrisitet som innsatsfaktor i produksjonen blir nærmere fordoblet i forhold til i Stø kurs. Samtidig ilegges industrien CO₂-avgifter direkte i produksjonsprosessen, på linje med de øvrige sektorene i økonomien. Samlet medfører dette en sterk nedgang i produksjonen i denne delen av industrien.

Framskrivningen antyder at den økonomiske veksten i tilfellet med internasjonale klimaavtale, kombinert med markedspriser til kraftkrevende industri nesten halveres på kort sikt, i forhold til beregningene av Stø kurs. Effektene på verdiskapingen i fastlands-Norge *på lang sikt* er imidlertid moderate sammenliknet med resultatene fra Stø kurs beregningen. Omallokeringen av ressurser mellom produksjonssektorene fører til at andre næringer får mulighet til å øke produksjonen, med tilgangen på frigjorte ressurser fra industrien. På lang sikt er dette av betydning for spesielt tjenesteytende næringer, som utgjør en økende andel av verdiskapingen.

Kraftkrevende industris andel av verdiskapingen faller gradvis fram mot 2020. I 2020 er bruttoproduktet i kraftkrevende industri redusert med 2/3 i forhold til i Stø kurs. Det er særlig metallsektoren som reduseres som følge av økte kraftpriser. Ferroindustrien i Norge må antas å bli nedlagt, men også i andre deler av kraftkrevende industrien finner det sted en betydelig reduksjon i aktivitetsnivået. Samlet sysselsetting i kraftkrevende industri reduseres i denne beregningen med nærmere 10 000 årsverk fram til 2020.

MSG- modellen er en generell likevektsmodell, jf boks 32.2. Dette innebærer at modellen er lite egnet til å vise virkningene av strukturendringer på kort sikt, siden det til enhver tid forutsettes full sysselsetting. Virkninger på verdiskaping og sysselsetting på kort sikt kan derfor være betydelig større enn det MSG-beregningene antyder. Modellberegningene får heller ikke fram eventuelle lokale og regionale konsekvenser for bosetning og verdiskaping ved redusert aktivitet i kraftkrevende industri. For enkelte lokalsamfunn, som i stor grad er basert på industrivirkosomhet, vil det kunne være betydelige tap forbundet med nedleggingen av enkeltbedrifter. Slike omstillingskostnader er ikke reflektert i disse beregningene.

Utviklingen i energiforbruket

En samtidig innføring av CO₂-avgifter og markedspris på elektrisitet får kraftige virkninger på industriens energiforbruk. I første del av beregningsperioder halveres kraftforbruket innen den kraftkrevende industrien. Dette gir en nedgang i det samlede energiforbruket i første del av beregningsperioden. Samtidig er forbruket av fyringsolje omlag uendret.

Tabell 34.6: *Utviklingen i energiforbruket ved markedsbestemte priser til kraftkrevende industri, TWh/år*

	1996	2005	2010	2020
Elektrisitet*	102,9	97,4	105,6	107,7
Fyringsolje	18,1	16,2	17	16,6
Ved	3	3,4	3,6	4
Samlet netto energiforbruk	124	117	126,2	128,3

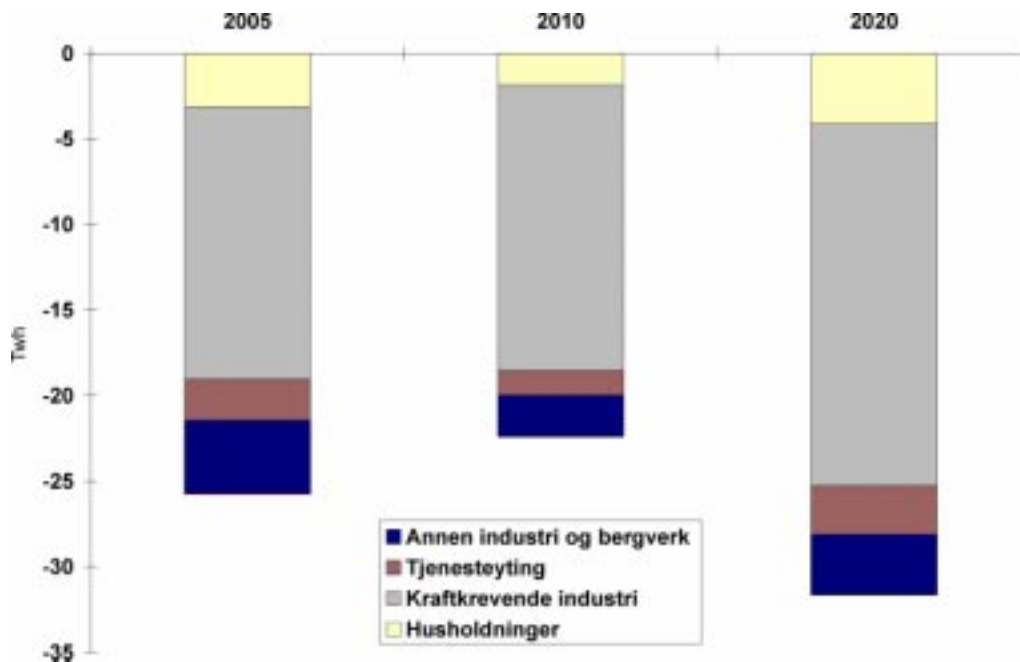
* Utenom overføringstap

På lang sikt fortsetter nedgangen i elforbruket i kraftkrevende industri i en moderat takt. For perioden under ett reduseres kraftforbruket i denne industrien med 2/3, fra 30 TWh i 1996 til 8 TWh i 2020. Forbruket i andre deler av industrien øker moderat.

Elforbruket i husholdningene og tjenesteytende sektorer øker fortsatt på lang sikt. Elforbruket i husholdningene tilsvarer omlag 45 prosent av totalt kraftforbruk i 2020, mot en andel på 36 prosent i Stø kurs. Husholdninger og tjenesteytende sektorer får også en svak økning i forbruket av fyringsolje. Forbruket av fyringsolje går likevel samlet sett svakt ned på lang sikt, i hovedsak som følge av redusert oljeforbruk i treforedling og kraftkrevende industri.

I 2020 utgjør det samlede energiforbruket 128,3 TWh, en nedgang på over 30 TWh sammenliknet med Stø kurs på samme tidspunkt. Med forutsetningen om at satsing på administrative tiltak i tillegg realiserer et enøkpotensial på 4 TWh som omtalt i 34.2.10, antyder følgelig disse beregningene at energiforbruket reduseres til 1996-nivå som følge av at den kraftkrevende industrien blir utsatt for markedspriser på kraft, og samtidig ilegges CO₂-avgift.

De samlede klimagassutslippene i denne beregningen utgjør 56,1 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2020. Dette er en nedgang på omlag 5 prosent sammenliknet med utgangsåret 1996. Klimagassutslippene er likevel 2 prosent over Kyotoprotokollens mål om stabilisering av utslippene på 1990-nivå.

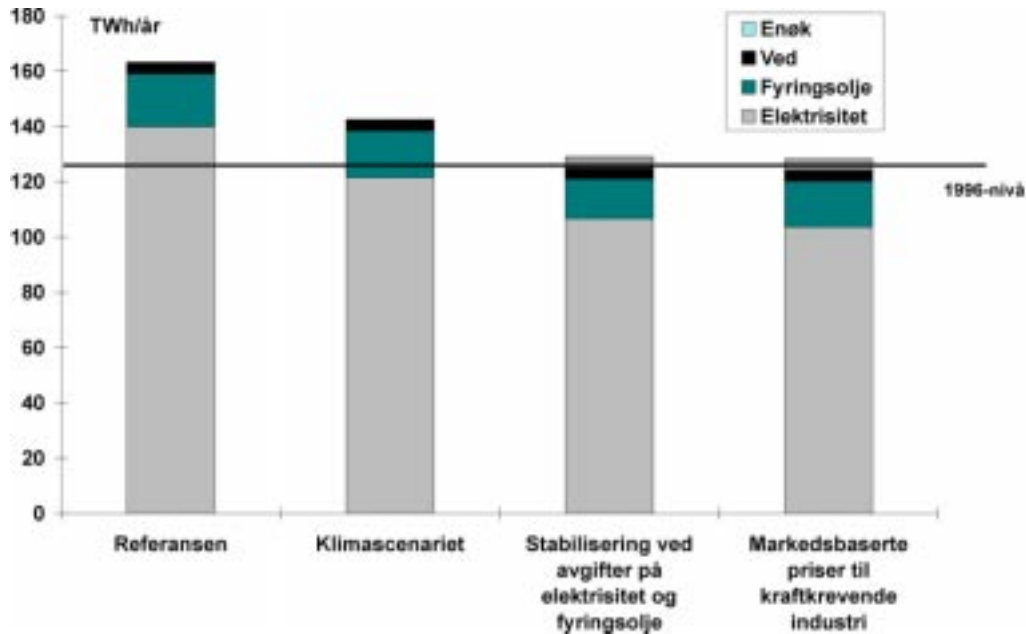


Figur 34.11 Reduksjon i elforbruket ved markedsbaserte priser til kraftkrevende industri i Klimaveien sammenliknet med Stø kurs. TWh

34.2.12 Sammendrag

Figur 34.12. viser netto energiforbruk i 2020 for de ulike beregningene som er omtalt hittil. Figuren illustrerer at det vil være en krevende oppgave å stabilisere energiforbruket innenlands. Gjennomføringen av klimaavtalene som beskrevet i 34.2.2, gir en økning i prisene på elektrisitet med nær 35 prosent i 2020 sammenlik-

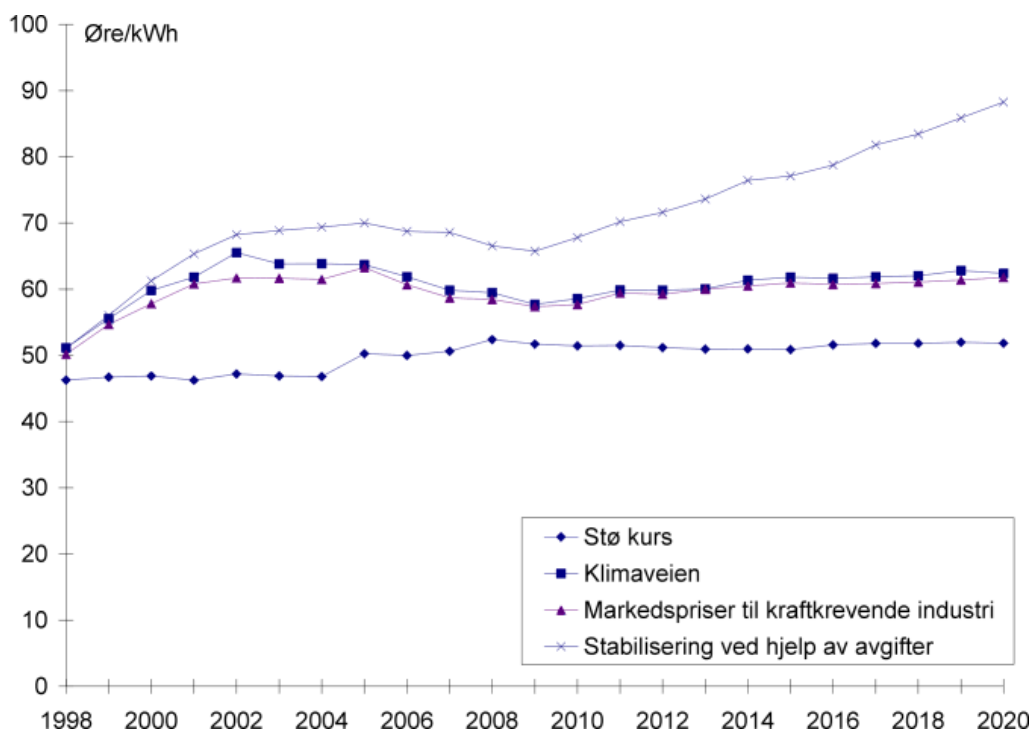
net med beregningene i Stø kurs. Dette demper veksten i husholdningenes elforbruk, samtidig som produksjonen vrir mot mer arbeidsintensive næringer. Energiforbruket er likevel langt fra stabilisering på 1996-nivå i dette alternativet.



Figur 34.12 Netto energiforbruk i 2020 for ulike beregninger, TWh/år

Ved en stabilisering ved hjelp av avgifter må elavgiften og avgiftene på fyringsolje økes til i overkant av 28 øre/kWh, hvis dette gjennomføres ved å øke elavgiften til de som i dag betaler slik avgift. Kjøperprisen til husholdningene i denne beregningen blir nærmere 90 øre/kWh. Ved markedsbestemte priser til kraftkrevende industri begrenses energiforbruket i 2020 til 1996-nivå, gjennom at nedlegging og mer effektivt drift i gjenværende deler av denne industrien frigjør store mengder elektrisitet. I dette tilfellet blir kjøperprisen til husholdninger bare om lag 60 øre/kWh.

Disse virkningsberegningene forutsetter også at en internasjonal klimaavtale, som innebærer en 15 prosent reduksjon av norske klimagassutslipp, er på plass og har fått virke på energiprisene fram til 2020. Med fortsatt økonomisk vekst vil et mål om stabilisering av energiforbruket kreve ytterligere opptrapping av avgifter også etter dette tidspunktet. Økningen i avgiftene må være spesielt sterk dersom enkeltsektorer unntas fra avgifter.



Figur 34.13 Utviklingen i sluttbrukerprisen til husholdninger i de ulike beregningene. Øre/kWh.

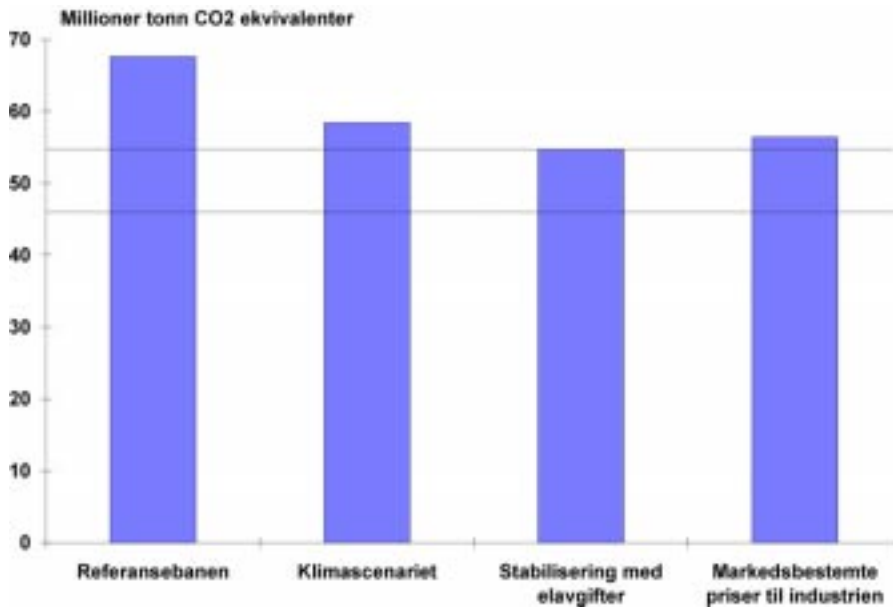
Effekten på kraftutvekslingen i virkningsberegningene

I framskrivningene av Klimaveien finner det på lang sikt sted en sterk økning i utbyggingen av vannkraft. I alle sektorer innenlands dempes elforbruket i forhold til Stø kurs scenariet, som følge av økte priser på kraft i Norden. Virkningsberegningen av tiltak for å stabilisere forbruket viser at tiltakene påvirker tidspunktet for balanse mellom forbruk og midlere produksjonsevne i Norge. Fordi beregningene i dette kapittelet bare gir utbygging av vannkraft og vindkraft i Norge illustrerer beregningene også muligheten for å dekke opp det innenlandske elektrisitetsforbruket ved hjelp av fornybare energikilder.

Tilgangen på fornybar energi i det nordiske kraftmarkedet gjennom en betydelig utbyggingen av vannkraft i Norge, bidrar i alle framskrivningene til en markert reduksjon CO₂-utslippene fra kraft og energiproduksjonen i Norden. I beregningene er dette en følge av at harmoniserte CO₂-avgifter gjør det lønnsomt å bygge ut vann- og vindkraft i Norge og eksportere 10 TWh kraft til de andre nordiske landene. Økte elavgifter vil redusere forbruket i norske husholdninger og avgiftsbelagte deler av produksjonssektorene. Dette frigjør kraft for eksport til andre nordiske land, og øker disse landenes muligheter for å redusere egne CO₂-utslipp. Det frigjorte forbruket som følger ved stabilisering ved hjelp av avgifter, og ved oppheving av kontraktene til kraftkrevende industri, fører til økning i nettoeksporten til henholdsvis 21 og 24 TWh i 2020.

Til tross for en CO₂-avgift på 400 kroner per tonn, vil Kyotoprotokollens mål for Norge ikke oppnås uten ytterligere tiltak. Den største nedgangen i de norske CO₂-utslippene finner sted i tilfellet med en stabilisering av energiforbruket, ved hjelp av avgifter som rammer både elektrisitet og fyringsolje, jf figur 34.14. Utslippene i Norge reduseres noe mindre ved markedsbestemte priser til industri, til tross for at store deler av denne industrien avvikles. Dette skyldes hovedsakelig at en i

avgiftstilfellet også har avgiftsbelagt oljeforbruket, og at dette forbruket er vel 2 TWh lavere i avgiftstilfellet enn i tilfellet med markedspriser til industrien.



Figur 34.14 Norske utslipp av klimagasser omfattet av Kyotoavtalen i ulike virkningsberegningene i 2020, Mtonn CO₂-ekvivalenter

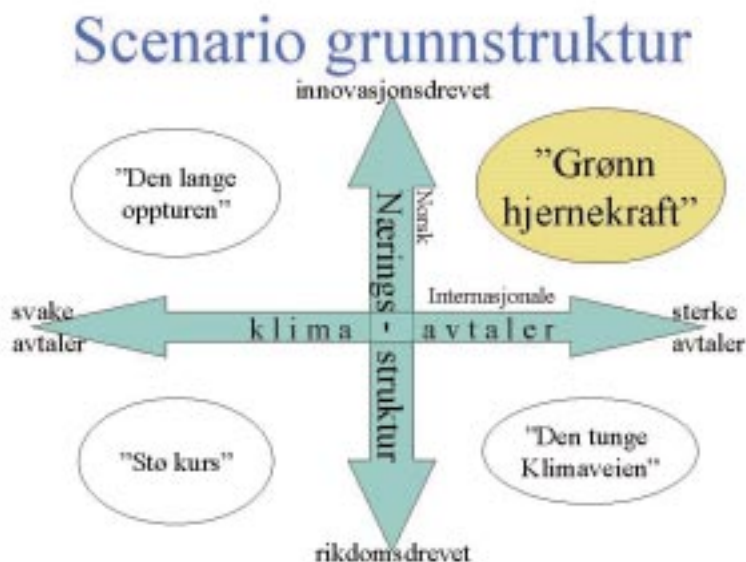
Det finner sted en sterk nedgang i de nordiske CO₂-utslippene fra kraftproduksjon i alle framskrivningene i dette kapitlet. CO₂-avgiftene bidrar til en raskere overgang fra olje- og kullkraft til gasskraft i Norden, og økt eksport av fornybar kraft fra Norge. Med avgifter på 400 kroner per tonn CO₂, vil utslippene fra den nordiske kraftproduksjonen halveres over beregningsperioden sammenliknet med beregningene av Stø kurs. Tiltak innenlands i Norge for å redusere energiforbruket innebærer økt eksport og dermed ytterligere nedgang i de nordiske CO₂-utslippene. Denne virkningen er størst i tilfellet med markedsbaserte priser til kraftkrevende industri, som følge av at den norske krafteksporten øker mest i denne beregningen.

KAPITTEL 35

Scenario «Grønn Hjernekraft»

35.1 EN BESKRIVELSE AV ENERGISITUASJONEN MOT ÅR 2020

Norsk økonomi omstiller seg til å være mer kunnskapsorientert og teknologisk innovativ, og møter skjerpede krav fra internasjonale klimaavtaler, og fra en mer miljøbevisst befolkning, med en sterk satsing på implementering av energieffektive løsninger og fornybar energi. Myndigheter, befolkning og næringsliv går sammen om å investere i nye strategier. Stortinget samler seg i 2000 om en visjon om å stabilisere energiforbruket, og at 12 prosent av energibehovet skal dekkes fra nye fornybare kilder innen 2020.



Figur 35.1 Scenario «Grønn hjernekraft» - sterke klimaavtaler, innovasjonsdrevet, kunnskapsintensiv næringsutvikling

a) Den økonomiske og politiske utviklingen i «Grønn Hjernekraft»⁶²

En internasjonal bølge av informasjonsbaserte produkter skyller innover både næringslivet og det offentlige. Norge omstiller seg fra industrisamfunnet i retning av kunnskapssamfunnet. Denne teknologiske utviklingen skjer samtidig med skjerpede internasjonale klimaavtaler, og sterkere miljøverdier hos befolkningen. Man blir nødt til å utnytte hjernekraften istedenfor å sløse med andre kraftkilder. Dette gjør at vekstens innhold i dette scenario blir helt annerledes miljømessig. Men fremdeles baseres den økonomiske utviklingen på internasjonal åpenhet, organisatorisk omstillingsevne og økt teknologisk endring på områder som informasjons- og

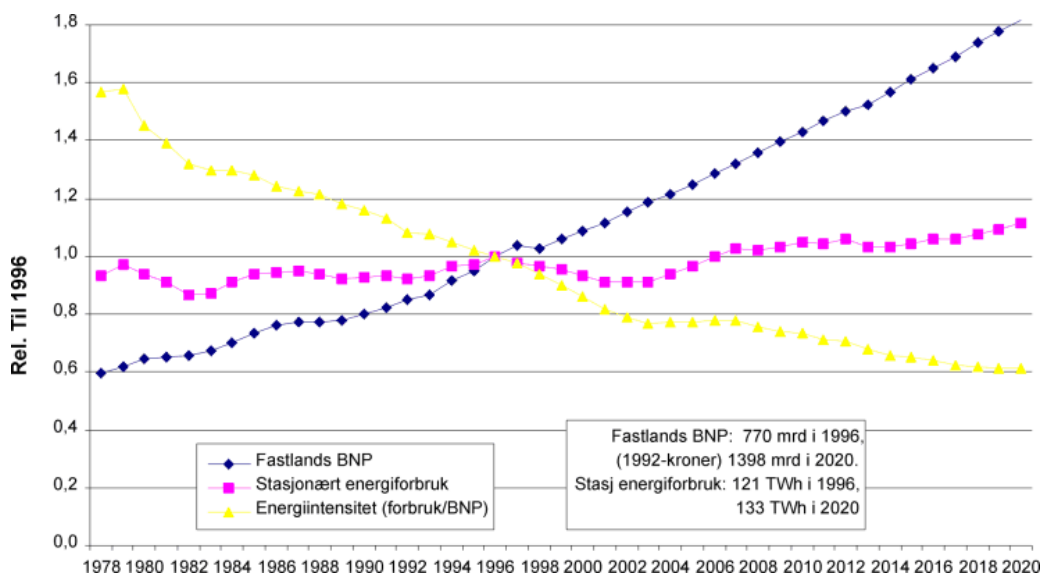
62. Den økonomiske utvikling i dette scenario er i hovedtrekk de samme som i scenario «Oppturen». De ligger begge i øvre del av den vertikale akse, noe som betyr at scenariet bygger på høy grad av innovasjon.

produksjonsteknologi, ny bio- og materialteknologi samt forbedrede transportteknologier.

Det avgjørende gjennombruddet innenfor energisektoren skjer rundt 2005 da både USA og Tyskland - etter OECDs anbefaling⁶³ - legger om sin politikk i retning av økt ressurs- og miljøskattelegging («grønne skatter»). Energi produsentene og storforbrukerne har lenge forberedt seg ved å posisjonere seg for fremtiden med alternative teknologier. Når disse miljøavgiftene så faktisk kommer, utløser dette en teknologisk beredskap hos de internasjonale konsernene. På grunn av forbedret omstillingsevne skjer overgangen til nye, energieffektive teknologier og fornybare energikilder raskere enn i andre historiske perioder.

Den norske økonomien fra årtusensskiftet følger en utvikling som kan betegnes som *innovasjonsdrevet*. Den raske omleggingen av utdanningssektoren, samtidig med statens engasjement i de aktivitetene som bærer frem det nye teknologiske paradigmet, fører til at norsk næringsliv får sitt tyngdepunkt forflyttet fra tradisjonelle og energiintensive næringer, til nye og mindre energiintensive virksomheter. Etter som investeringene i oljesektoren faller utover i neste århundre, dreier investeringene i retning av kompetanseutvikling, informasjonsteknologi og helt nye energieffektive løsninger med potensiale for kommersialisering.

Det blir en sterk politisk visjon å investere noe av oljefondet i neste generasjons energiløsninger - for å kunne være ledende energinasjon også i fremtiden. EU har som målsetning å dekke 8 prosent av energibehovet av 2005 med fornybare energikilder. World Energy Council vedtok allerede i 1994 at 12 prosent av energiforbruket skal dekkes fra nye fornybare kilder innen 2020. Stortinget samles i 2000 om en målsetning der man i 2020 skal dekke opp 12 prosent av det norske elforbruket med nye fornybare energikilder.



Figur 35.2 Energiintensitet, «Klimaveien».

Kilde: SSB (I modellen omfatter stasjonært energiforbruk kun olje og el.)

63. Jf. OECD (1997) «Guiding the Transition to Sustainable Development: a Critical Role for the OECD», The report of the high-level advisory group on the environment to the secretary-general of the OECD, 25. Nov 1997.

Etterhvert som de svenske atomkraftverkene blir stadig eldre, gir dette økende driftsproblemer og høye vedlikeholdskostnader. Økte krav til sikkerhet gjør at flere av reaktorene er ute av drift over lengre perioder. Kjernekraften møter konkurransen fra fornybar eksportkraft fra Norge, og nye fornybare energikilder blir stadig mer konkurransedyktige. Det raser også en stadig sterkere debatt om oppheving av den svenske atomansvarlighetsloven som ville påføre kjernekraften store forsikringskostnader (jfr. [\(Link\)](#) kap 26.3). Dette, sammen med økt miljøbevissthet rundt natur- og ressurspørsmål og det fremdeles uløste avfallsproblemet, presser fram en gradvis avvikling av kjernekraften etter alder på reaktorene. Innen 2020 er 40 prosent avviklet.

Norske oljeselskaper gjør avtale om langsiktige gassleveranser til land i Øst-Europa og Baltikum for å erstatte forurensende kullkraftverk. I årene før 2010 blir det bygd et stort gassrør fra Nordsjøen gjennom Skagerak og til Polen og Baltikum med en avstikker til Sverige. Dette gjør det mulig å øke gassbruken i Sverige, og på sikt supplere den danske gassen ettersom deres reserver tømmes i årene etter år 2010. Et mindre gassrør, som føres fra hovedrøret og inn til Oslo-området, gjør det mulig for økt bruk av desentrale energiløsninger på østlandet fra år 2012. Stadig flere industribygg satser på «in-house» energiproduksjon med stirlingmotor eller brenselcelleenheter og blir kraftleverandører til eget og lokalt forbruk.

Satsingen på energiteknologi gjør at det teknologiske gjennombruddet i aluminiumsindustrien - i form av en meget stor energieffektivisering - skjer i Norge fra år 2010. Kull blir ikke lenger nødvendig som råstoff til aluminiumsindustrien. Likeledes dreier en større del av produksjonen av aluminium fra bulkvarer til mer ferdige, innovative produkter, blant annet til bilindustrien. Det blir en betydelig omorganisering i bransjen på grunn av ulik teknologisk utvikling i næringene. Dette fører til at de tidligere så energiintensive næringene i Norge delvis bruker mindre energi til å produsere mer, og delvis at de teknologisk mest modne av disse næringene blir overtatt av fattigere land. For disse fattige landene er imidlertid dette mer avanserte næringer enn de tidligere har vært engasjert i, slik at også de klatrer i kompetansenivå.

Norsk industri unngår den verste priskonkurransen ved å plassere seg i den myriade av nye nisjer som den teknologiske utviklingen skaper på begynnelsen av neste århundre. Nasjonen blir preget av konkurranse på kvalitet, nyskaping og produktpektrum. Etter den store debatten om oljepengene i 1999 etablerer det seg et politisk flertall for å skille mellom statlig *forbruk* av oljepenger og statlige *investeringer* i kunnskaps- og teknologiutvikling, mens det vises måtehold i offentlig forbruk av oljeinntektene. Disse investeringene virker dermed sterkt produktivitetsfremmende.

Satsningen på energiteknologi fører også til et lavere vekst i energiforbruk i husholdningssektoren. Overgang til grønne skatter spiller her en klar rolle. I transportsektoren fører nye energiteknologier som hybridbilen - og hydrogenflyene etter 2015- til store energibesparelser. Samtidig merker man på kvaliteten i byluften at den ineffektive eksplosjonsmotorens dager er talte. Sammenligningen med tåken som ble borte i London etter at kullfyringen forsvant, blir ofte brukt.

b) Utviklingen på klimaområdet⁶⁴.

Ekstreme værforhold, vitenskapelig enighet om de faktiske klimaendringer i FNs klimapanel, vellykkede nye forhandlingsrunder og til slutt en ny, skjerpet Kyotoavtale i 2007 som gjøres gjeldende fra 2010, blir alle medvirkende drivkrefter i retning av økt energiproduktivitet.

c) Kraftbalansen

64. Utviklingen på klimaområdet i «Grønn Hjernekraft» er identisk med den beskrevet i «Klimaveien».

På energifeltet er myndighetene mer bevisst på trender i markedet og forsøker å spille på lag med, og styrke, de drivkreftene som kan lede til en mer miljøvennlig utvikling. effektive energiløsninger og fornybar energi er også godt pressestoff mot et publikum som blir mer opptatt av praktiske løsninger på miljøspørsmål.

I tillegg til de internasjonalt koordinert CO₂-avgiftene (kvotehandling mellom Annex I-land), blir følgende administrative tiltak sterke drivkrefter for forandring i energimarkedet:

- strenge standarder på energiforbrukende utstyr
- staten benytter anbudsrunder med krav til energieffektivitet ved større innkjøp og byggeoppdrag som en bevisst strategi for å stimulere de delene av markedet som produserer og leverer de mest energieffektive varene
- distribusjonsverkene pålegges å installere avansert måleutstyr med toveiskommunikasjon i alle boliger og næringsbygg innen 2003
- det settes krav til lokal energiplanlegging
- utstrakt informasjons- og opplæringsvirksomhet fra statens side

Disse drivkreftene virker gjensidig forsterkende med den teknologiske utviklingen, som dermed finner sted i relativt høyt tempo. Særlig de stadig strengere standardkrav til energibrukende utstyr, gir grunnlag i markedet for bra salg av de mest effektive miljøvennlige varene. Staten fungerer altså aktiv i å fremme innovasjonene. Det benyttes også anbudsrunder på flere områder hvor de mest energieffektive produktene er garantert store statlige innkjøp (jfr. avsnitt 17.3 og 17.4)

Byggsektoren og husholdninger: På dette feltet blir følgende gjennomført:

- det etableres generelle mål på energieffektivitet i boliger og næringsbygg. Bygningene må oppfylle strengere og strengere krav etter hvert som de tekniske mulighetene forbedres.
- eksisterende boliger blir også målt, og det innføres standarder som må innfris etter en viss tid.
- i forbindelse med installasjon av toveiskommunikasjon måleutstyr, blir det også pålegg om at en intelligent strømmåleenhet som viser løpende elforbruk skal installeres på godt synlig sted i boligen. Boksen viser forbruk og kostnader grafisk på dag, uke og månedsbasis samt sammenliknet med foregående år. Det viser seg at denne lille «strøm-vakten» har god effekt på folks bevissthet om eget strømforbruk.

Resultatet av de nye målene på energieffektivitet blir at de aller fleste nye boliger og næringsbygg får luft- eller vannbåren varme. De generelle standardene betyr at staten slipper å detaljregulere løsninger i byggeforskrifter i så stor grad. Markedet finner hele tiden fram til de billigste tiltakene som kan gjøres for å oppnå målene. Dette stimulerer alle markedene knyttet til bygningsmarkedet. Både arkitekter, ingeniører, entreprenører og leverandører av bygningsdeler styres inn mot energieffektivitet.

Et annet resultat er at det blir markedsført lyssystemer som kan spare opp til 85 prosent av elforbruket til lys i forhold til hva som var vanlig på 90-tallet. Dette oppnås blant annet ved hjelp av bedre armaturer, dagslysstyring og nærværssensorer. Dette gir en enøkgevinst på 25 prosent, med 91 kWh/m² per år i yrkesbygg, noe som gjør at byggsektoren totalt sparer inn 5 TWh innen 2020 i forhold 1998-nivå (jfr. [Link](#)) kap 15.2)

Standardkravene til eksisterende boliger gir vind i seilene til alle slags energirådgivere. Dette blir en ny bransje. De viser fram:

- hvilke enøktiltak den enkelte bør satse på, og hvor mye de kan tjene. De gjennomfører enøksjekk av huset ditt også interaktivt, sjekker strømvakten din gjennom to-veiskommunikasjonen på kraftnettet og gjennom internett.
- hvordan de kan tilpasse seg døgn- og årsvariasjonene i den optimale nettariffen og den varierende kraftprisen
- om det kan være aktuelt å satse på å supplere energitilgangen med en lokal kilde - en stirlingmotor i kjelleren eller lignende.
- mulige finansieringsformer, blant annet tredjepartsfinansiering (jfr. kap 18.8)
- de har tilbud om energioppfølging

Mange energiverk etablerer egne divisjoner for energirådgiving. I 2002 innfører myndighetene insetvsystemer for å motivere nettselskapene til å selge mest mulig enøk. Det viser seg at dette er noe som gir stor fortjeneste til virksomheten. Flere (både energiverk og andre) ser de kommersielle mulighetene og etablerer seg med tilsvarende virksomhet. Andre stimulerer til utskifting av lite energieffektivt utstyr ved å betale pant for gammelt utstyr - som kjøleskap, fryserer og kompressorer - ved kjøp av nye og energieffektive merker.

Lokal energiplanlegging benyttes som et redskap av energirådgiverne i det daglige arbeidet. Planene gir god oversikt over lokale spesialiteter, og de får muligheter til å ta høyde for eventuell framtidig ny infrastruktur slik at de kan rådgive om framtidsrettede løsninger. Planmyndighetene har utstrakt kontakt med energirådgivere og netteiere i planprosessen. Til sammen gir dette betydelig nedgang i elforbruket i bygningsmassen, gjennom overgang til vann- og luftbåren varme, mindre energikrevende produkter og mer energisparende teknologi innen vvs- og lys.

Ettersom det innføres internasjonalt harmoniserte miljøavgifter (kvotehandel) får de fleste norske kraftprodusenter økt lønnsomhet og finansiell styrke. Dette gir norske aktører i kraftbransjen økt konkurranseevne i forhold til utenlandske, og gode økonomiske og teknologiske muligheter til å skape en bærekraftig energiforsyning. Det er også sterke insentiver til å etablere en mer fleksibel energiforsyning.

Industrien: Etter hvert som kontraktene løper ut, utsettes kraftkrevende industri for markedsbaserte priser. De får ikke unntak for ordningen med internasjonalt samordnede CO₂-kvoter, men blir fortsatt unntatt for elavgift. I forhold til 1996 så øker produksjonen i denne sektoren med 9 prosent innen 2020, sysselsettingen er omtrent den samme, mens kraftforbruket går ned med 39 prosent.

For øvrig viser industrien seg å være både energieffektiv og teknologisk innovativ, drevet frem av behovet for å være konkurransedyktig og myndighetenes strenge energistandarder. Industriell nyskaping kombineres med satsing på miljøteknologi. Industrien oppnår også noe bedre priser i markedet fordi den har mindre forurensing per enhet enn konkurrentene har.

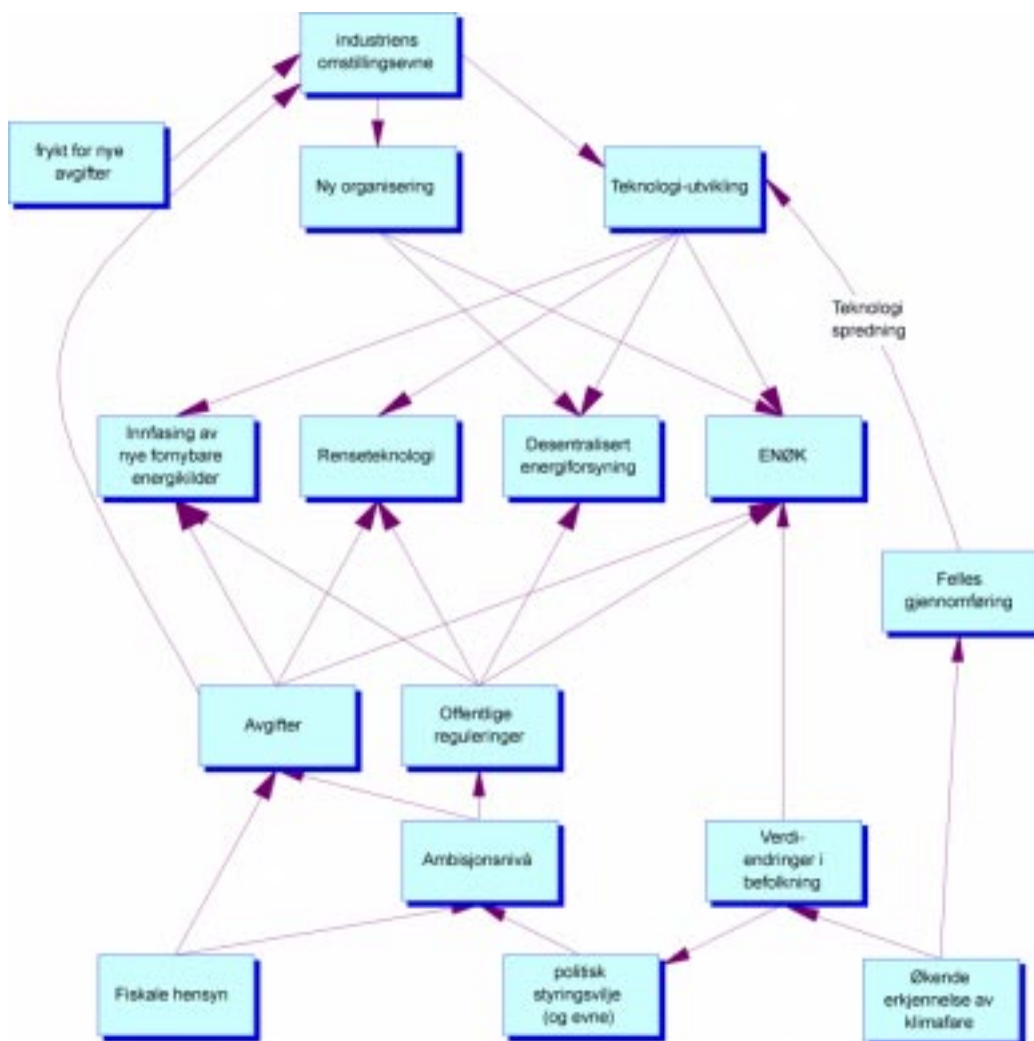
Tilgangssiden: Myndighetene bruker overføringstariffering bevisst for å fremme mer variert energiforsyning. Det blir satt ytterligere fokus på at også linjebygging har miljølemper. Det eksisterende nettet skal utnyttes best mulig, og det blir et mål å unngå videre utbygging. Kostnadene ved belastningen på nettet blir mer synliggjort.

Myndighetenes politikk fokuserer på å bremse veksten i forbruket (enøk) og på desentrale, lokale løsninger. I tillegg får nye fornybare energikilder tilskuddsordninger i en tidsbegrenset periode. Satsingen på nye fornybare kilder, som bioenergi og vindkraft, gir uttelling. I 2020 brukes 16 TWh biomasse til oppvarming mens produksjonen av vindkraft er kommet opp i 6 TWh. Også varmpumper får et

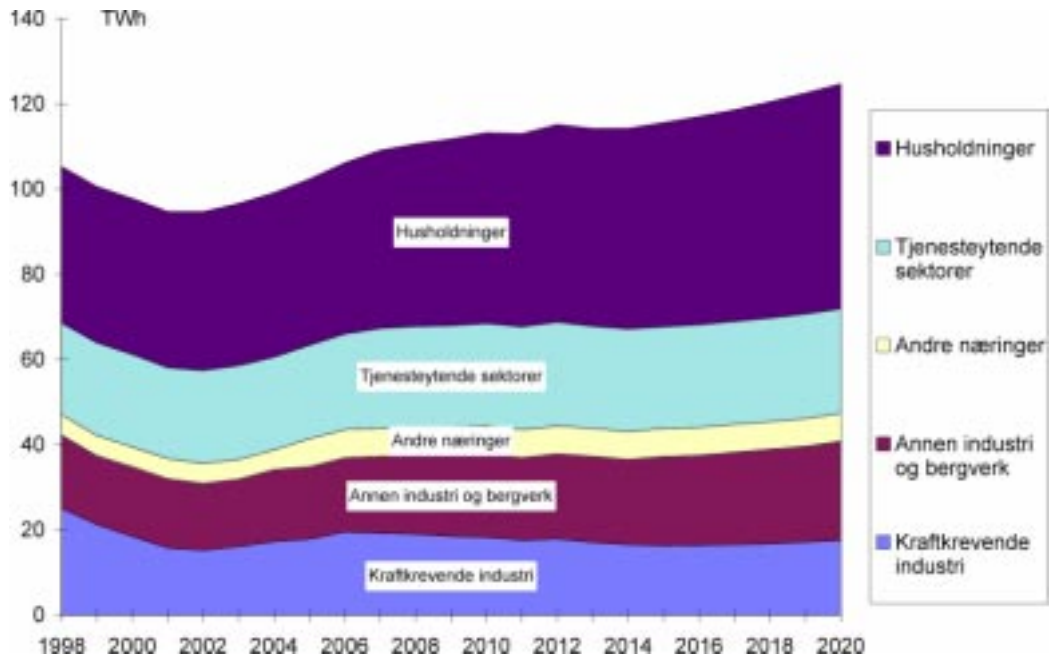
oppsving fordi denne teknologien blir mer effektiv og rimeligere, og leverer netto 10 TWh varme til den norske bygningsmassen i 2020.

Rensing og deponering av CO₂ blir en stadig rimeligere teknologi. Presset på næringslivet blir så stort at det skjer et teknologisk gjennombrudd med hensyn på CO₂-rensing og deponering. Det første norske gasskraftverket med rensing og deponering blir ferdigstilt i 2005 og leverer 11 TWh. Gasskraftverk med CO₂-rensing i Norge erstatter behovet for økt vannkraftutbygging og kan også supplere sokkelen med kraft. Dette fører til en dramatisk nedgang i CO₂-utslippene fra sokkelen.

Figur 35.3 viser oversikt over drivkrefter som kan øke energieffektiviteten. Den illustrerer drivkrefter for forandring fra to kanter. Fra myndighetenes side er det her grunnlag for å benytte avgifter og reguleringer. Dette påvirker også industrien. Selv frykten for avgifter gir forberedelse til omstilling, ny organisering og teknologiutvikling. I Grønn hjernekraft er alle disse drivkreftene aktive. Sannsynligheten for at industrien kommer opp med noe nytt blir derfor stor. Innen 2020 ser vi flere rimelige stirlingsmotor- og brenselcelle-enheter brukt i desentral energiforsyning.

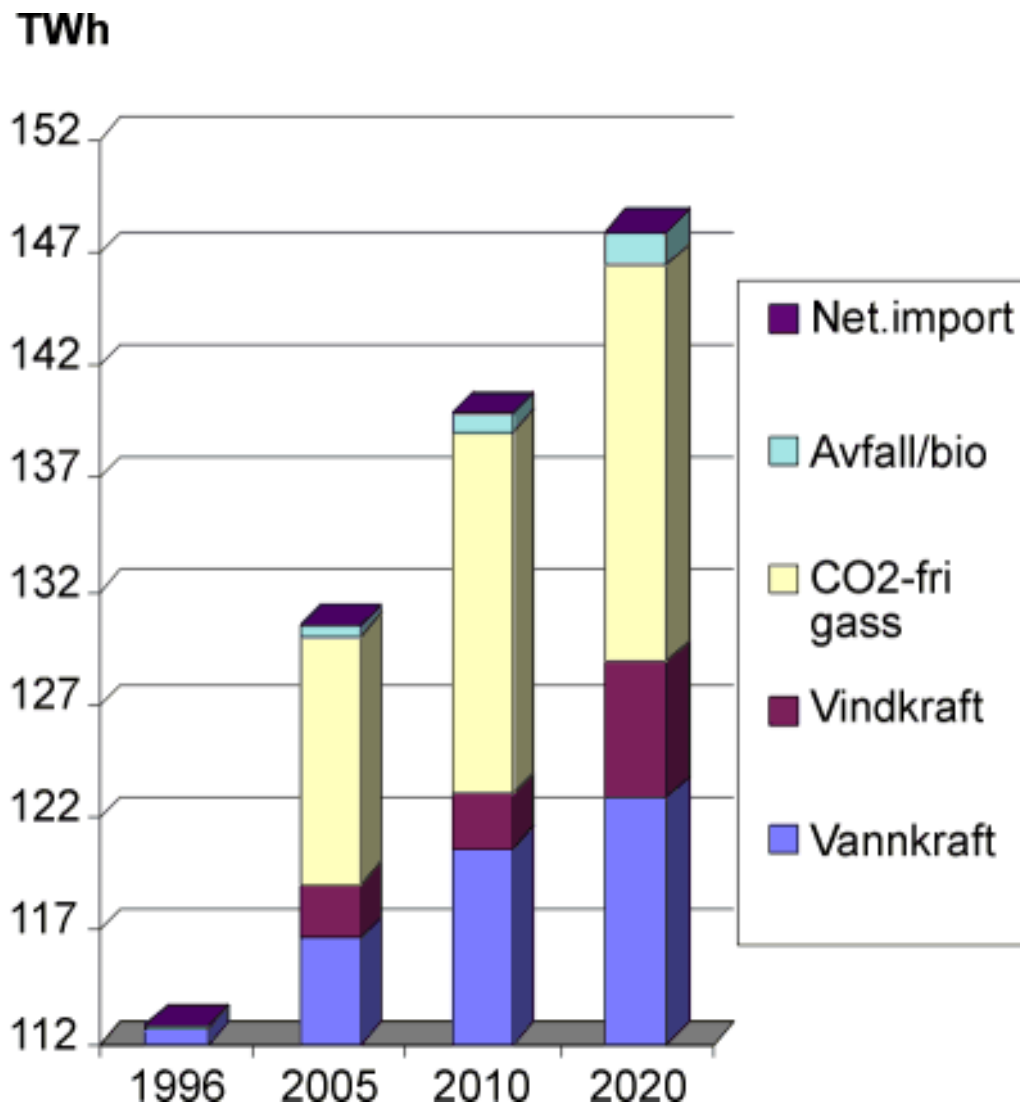


Figur 35.3 Drivkrefter for forandring i klimascenarier



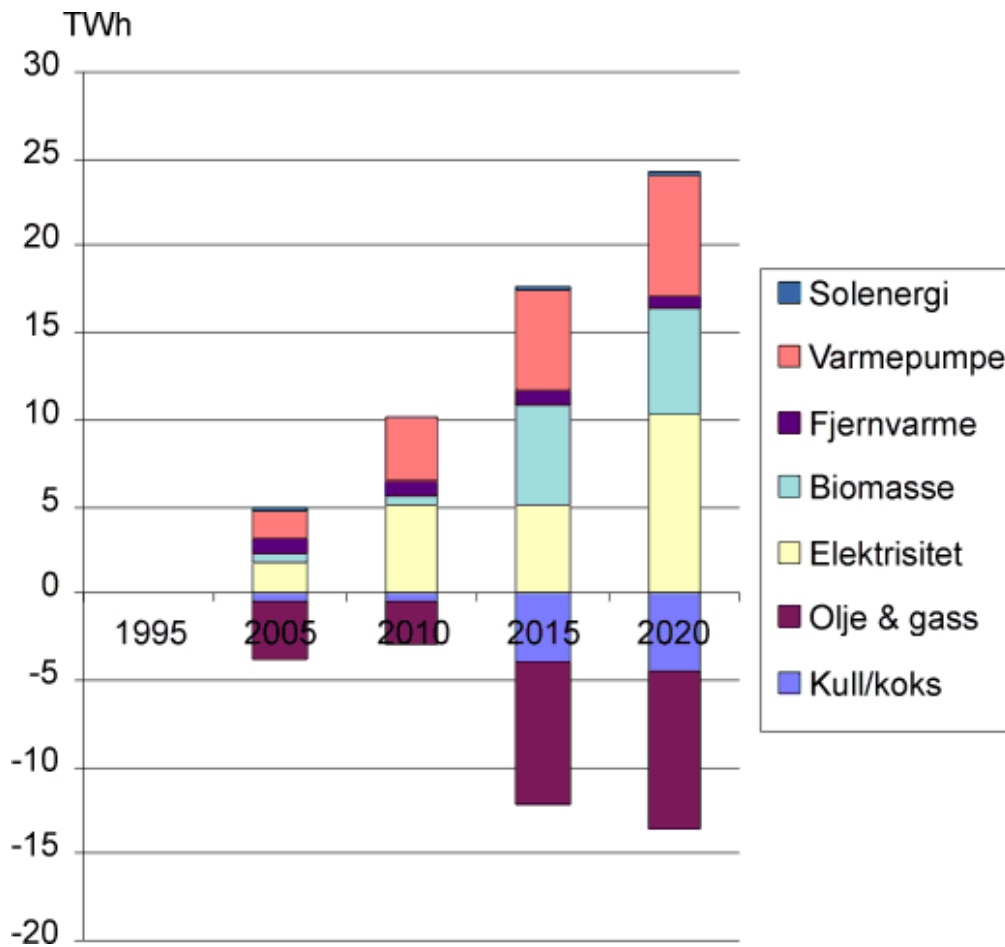
Figur 35.4 Kraftforbruk per sektor, Scenario «Grønn hjernekraft».

Kilde: SSB, MSG beregning.



Figur 35.5 Ny krafttilgang, Scenario «Grønn hjernekraft».

Kilde: SSB, MSG-beregning



Figur 35.6 Endring i stasjonært energiforbruk, Scenario «Grønn hjernekraft» som beregnet i Markal-modellen.

d) Konklusjoner - «Grønn hjernekraft»

I dette scenariet får vi økt økonomisk vekst - med særlig sterk fremvekst av tjenesteytende sektorer og lettere industri, kombinert med sterkere internasjonale klimaavtaler og satsing på nye energiteknologier. Innholdet i veksten blir dermed annerledes enn før. De internasjonale klimaavtalene blir en viktig pådriver for økt energieffektivitet og fornybare energikilder, ved at prisen på energi generelt går opp. Muligheter for å begrense energiforbruket realiseres gjennom nye innovasjoner og effektiv spredning av energiteknologi, noe som finner sted ved koordinert offentlig innsats i samspill med kommersielle drivkrefter.

Tilnærmet lik behandling av alle næringer og sektorer medfører blant annet at kraftkrevende industri gjennomgår en stor omstillingsprosess som gjør at kraftforbruket reduseres, samtidig som produksjonen øker og sysselsettingen forblir uendret fram mot 2020. Hvis man oppgir målsetningen om å dekke energiforbruket med fornybare energikilder, kan eksport og deler av kraftbehovet dekkes fra tilnærmet CO₂-frie gasskraftverk et stykke ut i perioden. Ved at alle næringer får samme rammevilkår, bringer dette den samlede energieffektivitet opp og begrenser samtidig veksten i energiforbruket. Norsk næringsstruktur blir noe vridd mot mindre energi-intensive næringer. Beregningene viser at dette like fullt ikke gir stabilisering av energiforbruket, i hovedsak fordi konsumet øker i husholdningene på

tross av energiøkonomisering og strenge standarder. Dersom man hadde valgt å innføre forbruksavgifter av tilnærmet samme størrelse som i Klimaveien, ville dette også i «Hjernkraft» ha medført stabilisering av det stasjonære energiforbruket på 1996-nivå.

35.2 NÆRMERE OM FRAMSKRIVNINGENE AV GRØNN HJERNEKRAFT

Framskrivningen av dette scenariet kan betraktes som en kombinasjon av framskrivningene som allerede er beskrevet i kapittel 33 og 34. I tillegg er det endret på enkelte forutsetninger knyttet til kraftmarkedet. De viktigste forutsetningene er som følger:

- Det forutsettes at *Kyotoavtalen* i sin nåværende form skal gjennomføres innen 2010, og at en *forsterket klimaavtale*, som innebærer 20 prosent reduksjon i klimagassutslippene, senere kommer på plass. Effekten av slike avtaler på økonomien og energi- og kraftbalansen er beskrevet i ([Link](#)) kap 34.
- Det forutsettes at de internasjonale klimaavtalene gjennom virkninger på energiprisen fører til at prisen på metaller øker med 4 prosent på verdensmarkedet.
- Det forutsettes en *sterkere* og annen sammensetning av den tekniske framgangen. I Stø kurs forutsatt en generell teknologivekst på i gjennomsnitt 1 prosent årlig. I beregningene av Grønn hjernekraft forutsettes det i tillegg en *økt energispesifikk teknologisk framgang på 0,5 prosent* i alle sektorer. Det er også lagt til grunn en *økt produktivitetsvekst i tjenesteytende sektor på 1,0 prosent* som beskrevet i kapittel 33. Samtidig forutsettes det i dette scenariet at *kraftkrevende industri* gjennom stadig strengere krav til klimagassutslipp gjennomgår en betydelig effektivisering som også bidrar til å øke produktivitetsveksten i denne sektoren.

For *energimarkedene* er det videre forutsatt at

- kjernekraftavviklingen i Sverige fortsetter etter avviklingen av Barsebäck I og II. Det er forutsatt at verkene tas ut av drift etterhvert som den tekniske levetiden når. I forhold til framskrivningene av Stø kurs avvikles nær 40 prosent av kjernekraftkapasiteten innen 2020.
- ordningen med kontraktsfestede priser til kraftkrevende industri opphører, og nye kontrakter reflekterer markedspriser på kraft.
- miljøhensyn fører til at det settes en øvre grense på vannkraftutbyggingen i Norge på 10 TWh fram til 2020.
- gasskraftproduksjon med rensing av 90 prosent av CO₂-utslippene blir lønnsom i løpet av beregningsperioden. Gjennom muligheten for avsetning på CO₂-gassen til bruk på sokkelen forutsettes det å være et potensiale på 19 TWh for slik gasskraftproduksjon.

I forhold til beregningene av Stø kurs innebærer disse punktene til dels betydelige endringer i sentrale forutsetninger. Innføringen av Kyotoavtalen og en forsterket klimaavtale, har i seg selv effekter på økonomien og nærings sammensetningen. Samtidig er det lagt til grunn at den økonomiske veksten i økende grad drives av større tilgang på kunnskapskapital og informasjonsteknologi, samt en sterkere innovasjonstakt på områder knyttet til energi.

Det hersker betydelig usikkerhet med hensyn til virkningen av slike utviklingstrekk på økonomien og framtidig sammensetning av energiforbruk og -produksjon. MSG- modellen inneholder bare i begrenset grad muligheten for substitusjon mot andre energikilder. I denne sammenheng er det også foretatt beregninger av

Markal-modellen, for å ivareta eventuelle endringer på produksjonssiden og i sammensetningen av energiforbruket.

35.2.1 Den makroøkonomiske utviklingen

Tabell 35.1 viser den økonomiske utviklingen i framskrivningen av Grønn hjernekraft. Framskrivningene viser en sterkere økonomisk vekst enn i Stø kurs beregningen. Dette skyldes at den teknologiske framgangen utgjør en betydelig vekstimpuls for økonomien, se også drøftinger under avsnitt 33.2.2.

Tabell 35.1: Utviklingen i makroøkonomiske hovedstørrelser, prosentvis vekst per år

	1996- 2005	2005- 2020	Prosentvis endring i forhold til referansebanen i 2020
Bruttonasjonalprodukt	2,4	2	17
Fastlands-Norge	2,7	2,6	19
Privat konsum	3,5	3,2	16

En høyere teknologisk framgang i tjenesteytende sektorer og kraftkrevende industri, gir sterke virkninger på verdiskapingen i disse sektorene. Kraftkrevende industri øker sin produksjon med nær 25 prosent over beregningsperioden, til tross for at kraftprisene til denne industrien øker betydelig gjennom tilpasningen til markedspriser. Foruten virkningen av produktivitetsveksten i denne sektoren, skyldes dette at norske produsenter får bedre konkurranseforhold på verdensmarkedet ved en internasjonal klimaavtale.

Ferrolegeringsindustrien vil imidlertid ikke kunne opprettholde lønnsom produksjon til kraftprisene sektoren stilles ovenfor i dette scenariet. Fram til 2020 reduseres sysselsettingen i metallsektoren med omlag 6000 årsverk, mens sysselsettingen innen kjemiske råvarer er nær uendret. Nedgangen i sysselsettingen skyldes delvis bortfallet av deler av ferrolegeringsindustrien, men reflekterer samtidig at produksjonen innenfor andre deler av kraftkrevende industri gradvis blir mer effektiv over beregningsperioden.

Økt aktivitet i tjenesteytende sektor og kraftkrevende industri gir også større etterspørsel rettet mot andre sektorer. Aktivitetsnivået i resten av produksjonssektorene blir derfor høyere enn i Stø kurs over beregningsperioden. Samtidig bidrar den energispesifikke teknologiske endringen til at den samlede produksjonen av varer og tjenester stadig blir mer energieffektiv.

En sterkere økonomisk vekst genererer også høyere inntekter til husholdningene. Dette slår ut i en høyere veksttakt i privat konsum i forhold til beregningene av Stø kurs.

Beregningene antyder at produktivitetsveksten gir en verdiskaping i 2020 som er over 17 prosent høyere enn beregnet i Stø kurs. Negative effekter på verdiskapingen av CO₂-avgifter og økte energipriser som omtalt i 34.2.4, blir kun marginale i forhold til de positive virkningene av produktivitetssøkningen.

35.2.2 Utviklingen i energiprisene

Forløpet for kraftprisen i det nordiske markedet vil være omlag den samme som i framskrivningen av Klimaveien som ble omtalt i avsnitt 34.2.4. En gradvis økning i CO₂-avgiften slår også i dette scenariet sterkt ut på kraftprisen på kort sikt, så lenge kullkraft er prissettende teknologi i det nordiske kraftsystemet i år med normal

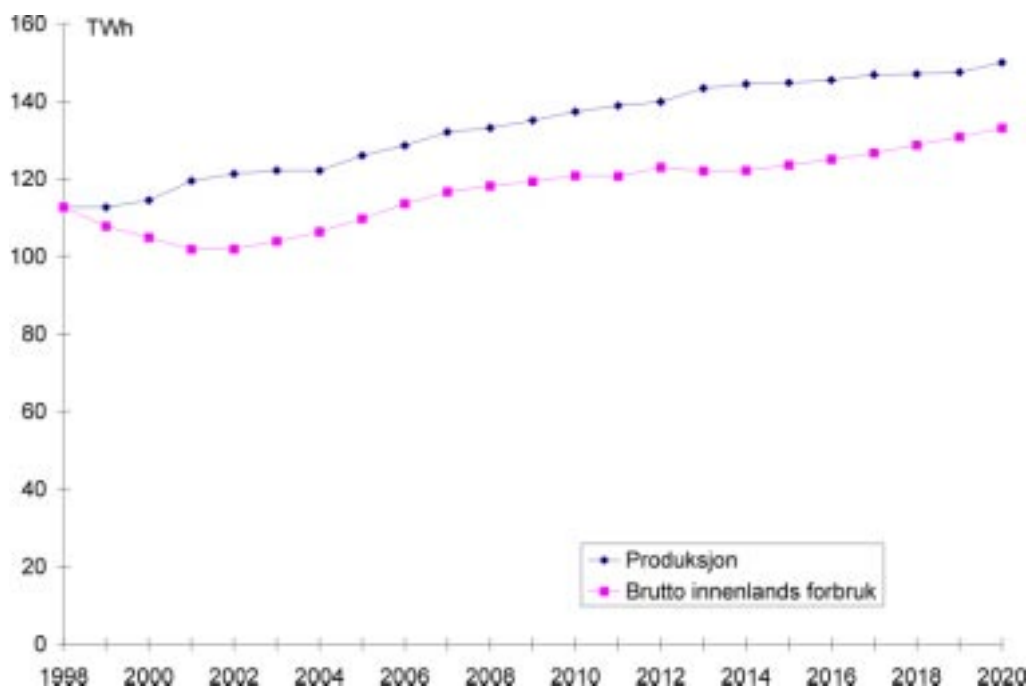
vannkraftproduksjon. Samtidig er det på kort sikt praktiske begrensninger på utbyggingen av vannkraft, selv om disse prosjektene øker i lønnsomhet. Fram til 2002 øker kraftprisen til 30 øre/kWh. Deretter finner det sted en svak nedgang i kraftprisene som følge av økt kraftutbygging i Norden.

På lengre sikt blir kostnadene for ordinær gasskraftproduksjon i Europa, og samspillet mellom kraftproduksjon i Norden og Europa, bestemmende for utviklingen i kraftprisen. CO₂-avgiftene øker imidlertid over hele perioden og bidrar til at kraftprisen øker gradvis til 31 øre/kWh i 2020.

35.2.3 Utviklingen i krafttilgangen

Ny utbygging innenlands kommer i Grønn hjernekraft i form av vannkraft, men også en større andel vindkraft utover beregningsperioden, jf tabell 35.2. I tillegg forutsettes det at den energispesifikke framgangen har muliggjort lønnsom gasskraftproduksjon med 90 prosent CO₂-fjerning. Opplysninger om konkrete prosjekter tyder på at størrelsen, og lønnsomheten av slike anlegg vil være knyttet muligheten til å få avsetning på CO₂-gassen offshore, i forbindelse med injeksjon av gass i oljebrønner. I Grønn hjernekraft er det forutsatt at lønnsom gasskraftproduksjon fra slike anlegg kan utgjøre omlag 19 TWh i 2020. For at slike anlegg skal komme til erstatning for utbygging av vannkraft i det nordiske kraftmarkedet, innebærer dette at det legges restriksjoner på vannkraftutbyggingen i Norge. Dette skyldes at det vil kreve svært lave kostnader for andre produksjonsteknologier dersom de skal konkurrere med utbyggingen av vannkraften i scenariene der det forutsettes klimaavtaler.

Fordi det eksisterer stor usikkerhet med hensyn til kostnadene ved gasskraftanlegg med utskilling av CO₂, er lønnsomheten av slike anlegg ikke forsøkt beregnet eksplisitt. I framskrivningene kommer slik gasskraft direkte til erstatning for vannkraft, ved å pålegge en øvre grense på vannkraftutbyggingen tilsvarende 10 TWh. Dette vil trolig ha virkninger på produksjonsprofil og kraftpriser over ulike lastperioder, i forhold til beskrivelsen av beregningene i dette avsnittet.



Figur 35.7 Beregnet kraftbalanse Grønn hjernekraft, TWh

Framskrivningene av kraftbalansen viser et eksportoverskudd i hele beregningsperioden, også på kort sikt, jf figur 35.7. Dette skyldes at kraftforbruket viser en nedgang i første del av beregningsperioden, som følge av at forbruket i kraftkrevende industri reduseres på kort sikt. Samtidig er det lønnsomt å bygge ut gasskraft tidlig i perioden, i tillegg til at det skjer en gradvis utbygging av vannkraft.

Den årlige nettoeksporten av kraft holder seg nær stabil fram til 2020. Ny kraftutbygging går i hovedsak til å dekke veksten i det innenlandske energiforbruket, og øker ikke eksportoverskuddet. I løpet av perioden bygges det ut nærmere 10 TWh vannkraft. I 2020 er samlet norsk kraftproduksjon omlag 150 TWh jfr. tabell 35.3.1. Av dette utgjør vannkraft 122,9 TWh, vindkraft 6 TWh, gasskraft med CO₂-fjerning 19,5 TWh og bioenergi 1,6 TWh. Nettoeksporten av kraft i 2020 utgjør omlag 17 TWh.

Tabell 35.2: Midlere produksjonsevne i Grønn hjernekraft, TWh

	1996*	2005	2010	2020
Midlere produksjonsevne	104,7	126	137,4	150
<i>Av dette:</i>				
Vannkraft**	104,7	118	122,9	122,9
Vindkraft	0,1	2,4	2,4	6
Gasskraft***	0	5,2	11,2	19,5
Kraft produksjon basert på bioenergi	0	0,4	0,8	1,6
Nettoeksport	-9,1	16,3	16,5	16,9
Eksport	4,2	7,7	7,4	8,1
Import	13,3	24	23,9	25

* Faktisk produksjon og nettoeksport

** Gitt øvre grense på vannkraftutbygging tilsvarende 10 TWh

*** Forutsatt lønnsom utbygging av gasskraft med CO₂-utskilling

35.2.4 Utviklingen i det nordiske markedet og virkningen av kjernekraftavviklingen

En 40 prosent avvikling av kjernekraften i Sverige gir i seg selv ingen vesentlige effekter på den nordiske kraftprisen. Kjernekraften erstattes av import fra Norge og en sterk utbygging av gasskraftproduksjonen i Sverige. Virkningene av en kjernekraftavvikling i Sverige vil imidlertid variere avhengig av hva en forutsetter om utviklingen i Norge og Norden for øvrig.

Utvalget har ikke beregnet virkningene av en kjernekraftavviklingen i forhold til dagens energipolitikk i de nordiske landene. I beregningene av Stø kurs antyder beregningene imidlertid at avviklingen av Barseb(ck I og II fører til en økning i den nordiske kraftprisen på kort sikt, dersom det er begrenset tilgang på ny kraftkapasitet ellers i Norden. På kort sikt ble dette dekket av økt import fra Danmark og Tyskland.

Dersom en større kjernekraftavvikling skal erstattes av svensk gasskraftproduksjon forutsetter det en større svensk tilgang på gass enn i dag, for eksempel via gasrør fra Russland via Finland. En slik løsning vil imidlertid øke de svenske CO₂-utslippene vesentlig, og vil komme i konflikt med Sveriges forpliktelser i Kyotoprotokollen. Eventuelt må det kjøpes betydelige kvoter for utslipp av klimagasser. Alternativt kan en gradvis avvikling dekkes opp ved import. Dette forutsetter at kraft er tilgjengelig fra det øvrige Norden eller Europa, men også disse landene vil etterhvert stilles overfor krav om utslippsreduksjoner. For Norge vil det trolig heller ikke være ønskelig å bygge ut store deler av gjenværende vannkraftpotensiale for eksportformål. Dersom kjernekraften i sin helhet søkes erstattet ved utbygging av fornybare energikilder i Sverige vil det kreve betydelige tilskudd fra svenske myndigheter.

Avviklingen av store deler av kjernekraften innefor rammene av Kyotoavtalen og en forsterket klimaavtale vil derfor i de fleste alternativer innebære en dyrere oppdekking av det svenske kraftforbruket enn i dag. Avhengig av tilgangen på alternativer kan dette også påvirke kraftmarkedene i det øvrige Norden i langt større grad enn beregningene i dette scenariet antyder.

35.2.5 Utviklingen i energiforbruket

Den største endringen i framskrivningene av økt produktivitetsvekst, kombinert med sterkere krav til reduksjoner i klimagassutslipp, kommer på forbrukssiden. I dette avsnittet gjengis hovedtrekk i energi- og kraftbalansen slik den framkommer ved kjøring på MSG -modellen og Normod-T.

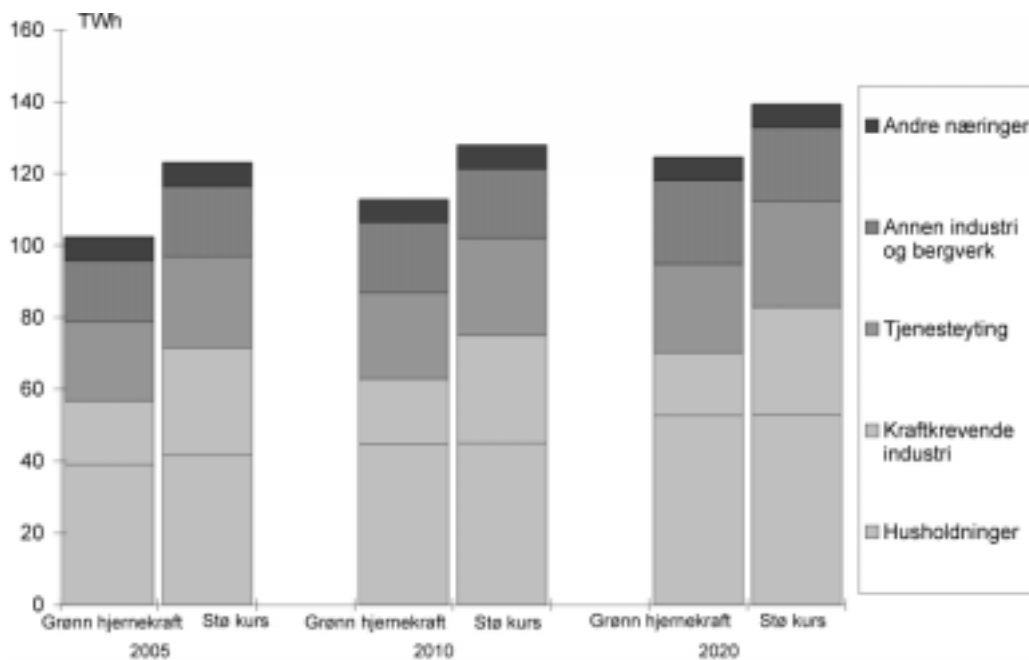
Tabell 35.3: Samlet netto energiforbruk fordelt på energibærere, TWh

	1996	2005	2010	2020
Elektrisitet	102,9	102,3	113,2	124,7
Fyringsolje	18,1	17,1	18,2	18,7
Ved	3	3,6	3,8	4
Totalt	124	123	135,2	147,4
Med realisert enøkpotsensiale*				139,4

* jfr. omtale i avsnitt under og avsnitt 35.2.6

Historisk har det vært en nær sammenheng mellom økonomisk vekst og utviklingen i energiforbruket. I framskrivningene av Grønn hjernekraft får økonomien tilført betydelige vekstimpulser, gjennom at produktivitetsveksten bidrar til å trekke energiforbruket opp. Samtidig fører sterkere energispesifikk teknisk framgang enn i Stø kurs til at spesielt produksjonssektorene får et langt mer effektivt energiforbruk per produsert enhet.

Tabell 35.3 viser utviklingen i netto energiforbruk over beregningsperioden. På kort sikt finner det sted en svak nedgang energiforbruket, i hovedsak som følge av at forbruket i den kraftkrevende industrien nær halveres fram til 2005. I beregningene faller store deler av ferrolegeringsindustrien ut med den utviklingen i kraftprisen som finner sted i dette alternativet. I tillegg anvendes elektrisitet mer effektivt i resterende deler av industrien.



Figur 35.8 Utviklingen i kraftforbruk fordelt på sektor, Grønn hjernekraft og Stø kurs, uten forutsatt enøkpotensial. TWh.

På lengre sikt øker energiforbruket med nærmere 1 prosent per år, i hovedsak som følge av økt energibruk i husholdninger. Også treforedling og annen industri øker energiforbruket utover perioden på grunn av høyere aktivitetsnivå.

Forbruket i kraftkrevende industri viser imidlertid en fortsatt nedgang på lang sikt. I 2020 er kraftforbruket i denne sektoren redusert til nærmere 18 TWh, til tross for at produksjonen over perioden er økt med 25 prosent.

Samlet energiforbruk i 2020 er omlag 148 TWh, eller 24 TWh lavere enn i Stø kurs på samme tidspunkt. Til tross for en høyere økonomisk vekst enn i beregningen av Stø kurs, bidrar den energispesifikke framgangen og nedgangen i kraftkrevende industri til å dempe energiforbruket kraftig. Energiforbruket er likevel 15 TWh høyere enn i utgangsåret 1996.

På grunn av den sterke energieffektiviseringen som finner sted i produksjonssektorene er det begrenset potensiale for ytterligere energiøkonomisering ved hjelp av administrative tiltak eller liknende. I et scenarie der den energiteknologiske framgangen skyter fart, kan det imidlertid være potensialer for sparing spesielt knyttet til energiforbruket i husholdningene. I scenariet Grønn hjernekraft er det forutsatt at økt energispesifikk teknisk framgang og høye energipriser, sammen med økt satsing på administrative tiltak som informasjon og tekniske standarder for energibruk, kan bidra til å realisere enøkpotensialer i husholdningene på 6 TWh i løpet av beregningsperioden, og ytterligere 2 TWh i tjenesteytende sektorer. Dette bygger på resultater fra kjøringene av Markalmodellen, jfr. avsnitt 35.2.6 .

Det stasjonære energiforbruket vil med denne forutsetningen utgjøre 140 TWh i 2020, omlag 7 TWh høyere enn 1996-nivå. En sterk energiteknologisk framgang, kombinert med CO₂-avgifter på 400 kroner per tonn og kraftpriser på 30 øre/kWh gir fremdeles ikke full stabilisering av energiforbruket, selv om det i tillegg er mulig å realisere et enøkpotensiale i husholdninger og tjenesteytende sektorer. I forhold til beregningene av Stø kurs vil energiforbruket være kraftig redusert, og i 2020 er forbruket 32 TWh lavere enn i Stø kurs på samme tidspunkt.

35.2.6 Nærmere om resultatene i Markalmodellen

Nærmere om Markalmodellen

I tillegg til bruken av MSG- modellen og Normod-T er det gjort bruk av Markal modellen, se også omtale under ([Link](#)) kap 31, boks 3. I motsetning til de makroøkonomiske modellene er Markal en såkalt «bottom up» modell, der utgangspunktet er etterspørselen etter *energiservice* i de ulike sektorene. For enkelte typer formål vil elektrisitet være eneste mulig energikilde. I tilfellet der etterspørselen etter energiservice er for oppvarmingsformål, er det i Markal lagt inn flere måter å dekke denne «energiserVICEN» på. Ulike energibærere konkurrerer også med enøktiltak, som for eksempel varmepumper.

I Markal er konkrete enøktiltak spesifisert ved kostnadsanslag. MSG-6 modellerer enøk gjennom en kontinuerlig energieffektivisering i økonomien gjennom teknisk fremgang og substitusjon.

Markalmodellen har også en mer detaljert beskrivelse av tilgangssiden i energimarkedet, og modellen beregner omfanget av lønnsom energiproduksjon fra ulike kilder innenlands.

På grunn av store ulikheter i utformingen av modellene er beregningene på MSG og Markal ikke fullt ut samkjørt. Framskrivningene er imidlertid samordnet ved at bruttoproduksjonen i ulike næringer fra de makroøkonomiske beregningene er benyttet som inngangsdata i Markal. For husholdningssektoren har en benyttet framskrivninger for oppvarmet areal, boligkonsum og antall personer per husholdning, som samsvarer med anslagene i MSG-modellen.

Hovedtrekk fra framskrivningene av Markalmodellen

På krafttilgangssiden er det som i MSG -beregningen den nordiske kraftprisen som bestemmer omfanget av ny kraftkapasitet. I scenariet Grønn hjernekraft gir Markal omlag samme utbygging av vindkraft og bioenergi, men viser i tillegg en moderat tilvekst i *fjernvarmeproduksjonen*. I 2020 produseres det omlag 2,3 TWh i fjernvarmanlegg basert på varmepumper.

For *husholdningene* tilsier den langsiktige utviklingen (høye investeringskostnader kombinert med klimaavgifter) at bruken av olje fases ut. Elektrisitet er fremdeles den dominerende oppvarmingskilde på lang sikt også i disse beregningene. Utover beregningsperioden dekkes en stadig større del av energibehovet ved bruk av varmepumper, spesielt i boligblokker. Samtidig realiseres det et enøkpotensiale

i husholdningene knyttet til bygningmassen. Markalberegningene antyder at bruken av varmpumper utgjør 4 TWh for husholdningene i 2020.

Beregningene med Markal viser et energiforbruk i husholdningene på 54 TWh i 2020. Til tross for mindre energibruk per kvadratmeter bolig, bidrar veksten i det private forbruket til å øke antall boliger og gjennomsnittlig boligareal. Som følge av dette øker behovet for energi til oppvarming. Ny teknologi fremmer også bruken av flere elektriske husholdningsapparater.

Framskrivningen viser at energiforbruket i *industrien* reduseres på lang sikt. Dette skyldes i første rekke frafallet av ferrolegeringsindustrien, men også gradvis større energieffektivitet i de andre sektorene. Beregningene antyder at bruken av gass og biomasse får en større plass i industrien, og bidrar til å redusere samlet elektrisitetsforbruk. Ellers viser beregningene at det i stadig større grad kan bli lønnsomt å ta i bruk *varmpumper til oppvarming av yrkesbygg*. I 2020 står dekker varmpumper et oppvarmingsbehov på omlag 6 TWh i yrkesbygg.

I følge Markalmodellen er elektrisitet fortsatt dominerende energikilde i alle sektorer, men framskrivningene antyder at det på sikt også kan finne sted en større vridning mot andre energiteknologier. Som i MSG-beregningene er energiforbruket per BNP enhet kraftig redusert. Dette skyldes at økt produktivitet gir høyere økonomisk vekst, samtidig som energiforbruket per produsert enhet går ned.

35.2.7 Utviklingen i CO₂ utslippene

I 2020 er de samlede utslippene av klimagasser 60 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Dette er nærmere 10 prosent høyere enn Kyotoavtalens krav som innebærer nær stabilisering av klimagassutslippene på 1990-nivå. Dersom det forutsettes at gasskraftanleggene med CO₂-rensing går til erstatning for kraftproduksjonen på sokkelen, vil det kunne bidra til en ytterligere nedgang i de norske CO₂-utslippene.

Anslagene for lønnsomhet og mulige utslippsreduksjoner ved elektrifisering er imidlertid usikre. Utvalget har ikke utredet slike forhold i denne rapporten, og har ikke gjort egne anslag på oppnåelige utslippsreduksjoner ved forsyning av sokkelen med kraft fra land. I scenariet Grønn hjernekraft er det imidlertid *forutsatt* at utslippsreduksjoner på opptil 3-4 millioner tonn kan være mulig, dersom det er lønnsomt å erstatte store deler av kraftproduksjonen på sokkelen med kraft fra land, basert på nær CO₂-fri gasskraftproduksjon. Med denne forutsetningen vil klimagassutslippene i Grønn hjernekraft være lavere enn det beregningene i dette kapitlet tilsier. Likevel vil en forsterket klimaavtale, som forutsettes i Grønn hjernekraft innebære at Norge må kjøpe kvoter for betydelige beløp.

KAPITTEL 36

Strukturen i Kraftbransjen mot år 2020**36.1 DRIVKREFTER**

Viktige drivkrefter som vil påvirke utviklingen av bransjens struktur:

- Næringspolitiske rammebetingelser
- Utviklingen av kraftmarkedet i Norden og Europa
- Bedriftsøkonomiske krav til selskapets kjerneområder (produksjon, nettvirkosomhet, kraftomsetning)
- Teknologisk utvikling
- Ønske om nasjonal kontroll over energiresursene

Sannsynligvis vil strukturen i bransjen bevege seg noenlunde i samme retning for alle de fire scenariene. Men tempoet det gjennomføres i kan være forskjellig og det vil være klare nyanseforskjeller mellom scenariene. Den viktigste drivkraften i å utvikle bransjestrukturen vil være de bedriftsøkonomiske krav eierne kommer til å stille. De næringspolitiske rammebetingelsene vil påvirke tempoet i den samme utviklingen for alle fire scenarier.

Kraftmarkedet vil bli liberalisert i stadig flere europeiske land. Det vil bli ett nordisk marked innen 2002 og det utvides gradvis i årene mot 2020 til å omfatte stadig flere europeiske land. Selv om mange av de utenlandske energiselskapene er svært store, vil det utvidede markedet bidra til å holde antallet tilbydere i markedet tilstrekkelig høyt til at konkurransen fungerer. Det forventes at konkurransen i kraftmarkedet forsterkes. Konkurransemyndighetene følger utviklingen nøye.

Informasjonsteknologien vil både være et strategisk virkemiddel og en betydelig suksessfaktor for bransjen. Bransjen vil måtte investere vesentlige beløp i informasjonsteknologi for å imøtekomme de krav som markedet kommer til å stille. Dette har også sammenheng med de energipolitiske rammebetingelsene. Disse store og til dels tunge løftene vil kreve betydelig lønnsomhet fra de mindre selskapene og vil være med på å luke bort de mindre lønnsomme selskapene eller tvinge fram samarbeidsmodeller mellom mindre selskaper.

Konserndannelser:

Kraftkonsernene har kommet for å bli - og vil være den typiske selskapsform både i Norden og i Nord-Europa for øvrig.

Overføring/fordeling:

- Skillet mellom kraftomsetning og nettvirkosomhet fremstår stadig klarere. Nettselskapene mister mer og mer interessen for å drive kraftomsetning. Kraftomsetning er risikofylt, og mange av de kommunale eierne opplever det ikke som en sentral kommunal oppgave.
- Nettreguleringsregimet fører til at netteierne i stadig større grad driver sin virksomhet etter forretningsmessige prinsipper. Forretningsmessige løsninger gir sunn og effektiv drift slik at rammer for økonomisk utbytte for monopolvirksomheten kan holdes.
- Vi vil se sammenslåinger på nettsiden - enten ved fusjon/oppkjøp eller ved frivillig samarbeid (fellesnett), og antall nettselskap vil bli betydelig redusert. Dette er nødvendig blant annet for å oppnå mer oversiktlig og forenklet tariffing og for å kunne opprettholde og bygge opp kompetansen til å møte nye utfordringene. Vi vil få en utvikling mot to nettnivå: Distriktsnett og sentralnett. Men det

lille nettselskapet vil fortsatt eksistere, fordi lokal tilhørighet vil være et konkurransefortrinn. (Dette er en sterkere effekt i Grønn Hjernekraft enn i de øvrige scenariene)

- Samtidig blir det klarere at nettet kan brukes til flere ting enn å transportere strøm på. Netteierne gir reell konkurranse til de etablerte teleselskapene - med og uten bruk av fiberoptiske kabler på strømmettet. Netteierne får en ekstra fortjeneste fra dette.

Kraftomsetning og produksjon

- På grunn av risikoen ved kraftomsetning vil de som selger kraft i fremtiden enten ha betydelig produksjon i ryggen eller være forankret i meget kapitalsterke miljøer. Framveksten av ulike desentrale energiproduksjoner gjør likevel at en vil ha en underskog av lokale/regionale energiselskap.
- For å møte økende internasjonal konkurranse vil produksjonsselskaper øke sin produksjonskapasitet enten ved oppkjøp eller ved fusjoner, og antall produsenter vil avta.
- Antallet omsettere i Norge vil avta betydelig.. Det følger av at de aller fleste kommunale energiverkene har sluttet med kraftomsetning eller etablerer egne omsetningsselskaper i samarbeid med andre energiverk. Samtidig dukker det i økende grad opp kraftomsettere fra miljøer utenfor den tradisjonelle energiforsyningen, eksempelvis dagligvarekjeder og oljeselskaper
- Det er enkelte tilfeller av privatisering av kraftverk og økt krysseierskap, men kraftproduksjonen forblir offentlig eid i all hovedsak (unntaket er scenario «Oppturen»). Det er en konsekvens av strenge konsesjonsregler som har innebygd klare barrierer mot privatisering. Staten, fylkene og kommunene opptrer imidlertid strengt forretningsmessig i driften av kraftselskapene. En god avkastning benyttes til å finansiere offentlige investeringer og drift.

36.2 BRANSJEN I DE ULIKE SCENARIENE

Scenario Stø Kurs

I dette scenariet er det ingen nye energipolitiske rammebetingelser i forhold til de vi har i dag. De energipolitiske rammebetingelsene vil således ikke være de sterke drivkreftene i å utvikle strukturen i bransjen. Det vil være de øvrige drivkreftene som vil være dominerende, nemlig bedriftsøkonomiske krav, utviklingen av energimarkedene i Norden og Nord-Europa og den teknologiske utviklingen. I «Stø Kurs» vil energiprisen holde seg lav, og fortjenstemarginene er svært knappe. Utenlandske selskaper og aktører fra andre bransjer er sterke konkurrenter til de norske energiselskapene idet de er langt mer dynamiske og dyktige til å utnytte teknologiske nyvinninger og moderne IT-løsninger og til å utvikle produkter markedet etterspør. For å demme opp for konkurransen ser derfor norske produsenter det som strategisk gunstig å beherske hele verdikjeden (som i olje- og gassvirksomheten). Innenfor konsesjonsreglene vil selskapene kjøpe opp/fusjonere med både andre produksjonsselskaper og ikke minst med nettselskap og omsetningsselskap. Det vil bli en økende grad av vertikalisering med mulighet for at det dannes en oligopol-situasjon i Norge. I Sverige er man allerede på god vei til at de fem store produsentene overtar det meste av nettselskap og omsetningsselskap.

Lønnsomheten innen kraftomsetningsvirksomheten er synkende. Kostnadene med å omsette en kWh er i dag på 1 øre/kWh og denne vil synke til under det halve. Med økende krav til lønnsomhet fra eierne, samt den risiko det er i dette forretningsområdet så vil det dannes større og færre omsetningsselskaper som de store vertikaltintegreerte selskapene eier i fellesskap. Etter hvert som det nord-europeiske

kraftmarkedet åpner seg, der store nord-europeiske kraftselskap vil være konkurrentene, vil dette forsterke denne utviklingen i hele Norden. Midt i perioden vil det ventelig være 5-10 store omsetningsselskap i Norge, og mot slutten av perioden vil det kanskje kun være ett ti-talls nordiske omsetningsselskap som er store nok til å møte det store nord-europeiske aktørene. Det vil være nord-europeisk konkurranse, ikke bare på engrosmarkedet, men også på husholdningskundemarkedet.

Scenario «Klimaveien»

Hovedforskjellen for energiverkene mellom «Stø Kurs» og «Klimaveien» vil være at produsentene av fornybar energi vil få økt lønnsomhet. Dette medfører at de fleste norske produsenter vil få økt finansiell styrke og økt konkurranseevne i forhold til utenlandske konkurrenter. Dette gir selskapene økte muligheter til strategisk tilpasning ved oppkjøp av innenlandske eller utenlandske selskaper, investeringer i nye kraftproduksjon, enøkvirksomhet og utvikling av teknologi for rensing og deponering av CO₂. Kvotehandling er tillatt, noe som medfører at gasskraftverk også kan bygges.

Scenario «Oppturen» og «Grønn hjernekraft»

I «Oppturen» og «Grønn hjernekraft» lykkes energiselskapene med å ligge i forkant av den internasjonale utviklingen innen prosess-styring og IT-løsninger, noe som gir konkurransefordeler både i det nordiske og det nord-europeiske markedet. I begge scenariene driver energiselskapene etter rene bedriftsøkonomiske prinsipper innenfor myndighetenes rammebetingelser.

I «Oppturen» er det fri etableringsadgang for ny produksjonskapasitet. De særnorske konsesjonsreglene er oppmyket, slik at det i større grad åpnes for privat og utenlands eierskap. Dette medfører utenlandske selskaper investerer i ny produksjonskapasitet i Norge samt kjøper opp eksisterende produksjonskapasitet og nett i Norge. Norske aktører er i høy grad konkurransedyktig med de utenlandske når det gjelder teknologi og IT-løsninger, driver kostnadseffektivt og har rikelig tilgang på relativt rimelig kraft.

«Grønn Hjernekraft» adskiller seg fra «Oppturen» i hovedsak ved at miljøbevisstheten er mye større. Internasjonalt harmoniserte miljøavgifter er innført noe som gir økt lønnsomhet til de fleste norske produsenter. Dette gjør at norske aktører har både økonomiske og teknologiske muligheter til å skape en bærekraftig energiforsyning.

I «Grønn Hjernekraft» vil det være sterke incentiver til å etablere en mer fleksibel energiforsyning. Det vil også bli etablert en del «grønne» energiselskap, som profilerer seg ved produksjon og salg av nye fornybare energiformer. Kommunene vil benytte energiverkene til å lage detaljerte energiplaner, der en ser på den mest optimale sammensetningen av forsyning via el, fjernvarme- og/eller gassrørmnett. Ofte er det energiverket som vil bygge ut både fjernvarme- og elnettet. Monopolselskapets rammebetingelser blir tilpasset slik at det legges til rette for en optimal utbygging av infrastrukturen.

Miljøbevissthet gjør at nettselskapene vurderer nøye alternative muligheter til investeringer til forsterkninger og investeringer i elnettet. At næringspolitiske rammebetingelser legges til rette for desentrale forsyningsløsninger, ses ikke på som en konkurransetrussel, men en mulighet til å redusere investeringstakten og dermed mulighetene til å klare målene i inntektsrammene. Det vil være sterkere drivkrefter for denne utviklingen i «Oppturen» og «Hjernekraft» enn de øvrige; særlig i «Hjernekraft».

Nettselskapene vil foreta ulike lokale tiltak som;

- tilpasning av tariffstruktur - gjort mulig gjennom bedre måleutstyr
- tredjepartsfinansiering av enøk
- nær kontakt med lokale planmyndigheter

I «Grønn hjernekraft» vil nettselskapene få en ny, og helt sentral rolle når det gjelder enøkaktivitet og integrerte energitjenester i energiforsyningen. De vil møte konkurranse fra nye aktører, men nettselskapenes lokalkunnskap, og naturlig nære kundekontakt gir dem et særlig konkurransefortrinn.

I dette scenariet vil nettselskapene gjennomgående være mindre enn i de øvrige scenariene. Lokal forankring er et viktig konkurransefortrinn. Men utviklingen til mer fleksibel og desentral energiforsyning krever kompetanse hos energiverkene, så også i dette scenariet vil det være en sanering av antall everk.

Vedlegg 1

Prisfølsomheten i etterspørselen etter elektrisk kraft: En dekomponering av generelle likevektseffekter

av Erling Holmøy, Øystein Olsen og Birger Strøm Statistisk sentralbyrå

1 INNLEDNING

I Norge er over 60 prosent av det samlede energiforbruket til stasjonære formål dekket av elektrisitet. Bakgrunnen for dette er rikelig tilgang til vannkraft, som historisk sett har vært lavt priset både i forhold til andre energibærere og kraftprisene i andre land. Denne situasjonen er i ferd med å endres. En omfattende kraftutveksling med utlandet trekker i retning av en utjevning av norske produsentpriser i forhold til prisene i våre naboland. Siden kraftproduksjonen i Nord-Europa i hovedsak er termisk basert, vil nye avgifter på fossile brensler eller gjennomføring av andre tiltak som øker produksjonskostnadene i kraftverkene, gi økte elpriser også i Norge. I tillegg til dette har det i det siste fra ulike hold kommet forslag om høyere elpriser innenlands for å dempe kraftforbruket. Motivasjonen for særskilte tiltak rettet mot elforbruket har dels vært et ønske om få til en riktigere prising av miljøgoder, dels har siktemålet vært å redusere behovet for kraftimport de nærmeste årene.

På denne bakgrunn er det av betydelig interesse å få belyst empirisk hvordan norsk økonomi vil tilpasse seg økte kraftpriser. Formålet med denne artikkelen er å bidra med slik kunnskap ved å presentere og diskutere beregninger på den generelle likevektsmodellen, MSG-6. Hovedfokus er på den *totale prisfølsomheten* i etterspørselen. Et hovedpoeng i denne sammenheng er at den aggregerte etterspørselen etter elektrisitet fanger opp en lang rekke tilpasninger i økonomien, utover den direkte effekten på elforbruket av prisendringer som beskrives i tradisjonell partiell markedsanalyse av en enkelt konsuments eller produsents adferd. Dette var også den sentrale problemstillingen i beregningen av såkalte totale priselastisiteter i Longva, Olsen og Strøm (1988), basert på en tidligere versjon av MSG-modellen. Beregningene som presenteres i denne artikkelen, kan dels betraktes som en oppdatering av disse tidligere anslagene på totale priselastisiteter, men de avviker fra Longva, Olsen og Strøm (1988) på to hovedpunkter. For det første er MSG-6 endret på vesentlige punkter i forhold til tidligere versjoner av MSG-modellen. For det andre gir vår analyse en eksplisitt kvantitativ dekomponering av etterspørselseffekter, med sikte på å belyse hvilke tilpasninger i norsk økonomi som er viktige (og mindre viktige) for den totale prisfølsomheten for elektrisitet. Spesielt vises betydningen av at

- etterspørselsstrukturen varierer betydelig mellom ulike sektorer i økonomien, både når det gjelder elintensitet og tilpasningsmuligheter. Effekter på nærings sammensetningen blir derfor viktige.
- tilpasningene til økt elpris skjer på flere beslutningsnivåer. I tillegg til at elektrisitet for noen formål kan erstattes av andre energibærere, vil økte elpriser kunne føre til substitusjon bort fra energi i bedriftene og stimulere til et forbruksmønster som er mindre energiintensivt.
- substitusjonsvirkningene vil avhenge av endringer i priser på andre varer enn elektrisitet. Disse blir påvirket både av likevektstilpasninger av priser på primære produksjonsfaktorer, spesielt lønn, og av overveltningen av prisendringene for elkraft og primærfaktorer gjennom varekryssløpet i økonomien.
- økte elpriser gir makroøkonomiske inntektsvirkninger som påvirker etter-

spørselen også etter elkraft.

Resten av denne artikkelen er disponert som følger. I avsnitt 2 foretas en nærmere drøfting av partielle og generelle likevektseffekter, med utgangspunktet i den analytiske beskrivelsen av norsk økonomi i MSG-6. På denne bakgrunn drøftes i avsnitt 3 hovedvirkningene i økonomien som følger av økte elpriser. I avsnitt 4 gjennomføres en dekomponering av endringene i den aggregerte eletterspørselen. Formålet med dette er blant annet å kaste lys over den empiriske betydningen av generelle likevektseffekter som følge av høyere elpriser. Dekomponeringen øker også mulighetene for å kontrollere premisene for anslaget på den samlede prisfølsomheten for elkraft. Avsnitt 5 oppsummerer hovedkonklusjonene og diskuterer noen av resultatene.

2 HVORDAN ELETTERSPORSELEN TILPASSES ØKTE ELPRISER: PARTIELLE OG GENERELLE LIKEVEKTSEFFEKTER

2.1 Relevansen av en generell likevektsanalyse

I motsetning til en *partiell* likevektsanalyse, innebærer en generell likevektsanalyse av etterspørselen etter elkraft at man tar hensyn til at endringer i tilbuds- og etterspørselsforhold i elmarkedet også påvirker likevekten i andre markeder i økonomien, og at disse tilpasningene har tilbakevirkninger på etterspørselen i kraftmarkedet.

En aggregert etterspørselsfunksjon for elkraft må ta eksplisitt hensyn til både substitusjons- og skalaeffekter som følge av en endring i elprisen. Substitusjonseffekten i en bedrift kan vi definere som virkningen på eletterspørselen fra endringer i faktorsammensetningen gitt et bestemt nivå for samlet etterspørsel etter innsatsfaktorer. Skalaeffekten defineres som virkningen på eletterspørselen fra endringer i bedriftens produksjonsnivå når faktorsammensetningen holdes uendret. Tilsvarende definerer vi substitusjonseffekten i husholdningenes forbruk som effekten av at vare- og tjenestesammensetningen endres, mens (en volumindeks for) husholdningens totalforbruk holdes uendret. Skalaeffekten i forbruket defineres som virkningen av at totalforbruket endres, mens vare- og tjenestesammensetningen holdes konstant.

En generell likevektsanalyse er relevant fordi både substitusjons- og skalaeffektene generelt vil avhenge av tilpasninger i andre markeder enn elmarkedet. Skalaeffekten i bedriftene er selvsagt avhengig av hvilke endringer man får i etterspørselen etter bedriftens produkter, mens skalaeffekten i konsumet avhenger av hvilke realinntektsendringer som genereres av elprisendringen. Substitusjonseffektene vil avhenge av hvordan en gitt endring i elprisen påvirker de andre prisene i økonomien, fordi det er de relative prisendringene som betyr noe for bedriftenes og husholdningenes adferd. Det er to forskjellige mekanismer som gjør at en elprisøkning generelt vil endre prisene på andre varer og tjenester. Den ene har å gjøre med kryssløpsstrukturen i økonomien. Når elprisen øker, vil marginalkostnadene i bedriftene øke avhengig av den kostnadsandelen elektrisitet har i produksjonen. Deler av denne kostnadsøkningen vil bli veltet over på produktprisene. Leveranser av kapital- og innsatsvarer mellom næringene fører dermed til at prisøkningen forplanter seg til endringer i priser på norskproduserte varer som er direkte eller indirekte produsert med elektrisitet som innsatsfaktor. Den andre mekanismen skyldes at en økning i elprisen generelt vil påvirke tilbud og etterspørsel i alle markeder. Markeder som før var i likevekt, vil dermed komme ut av balanse, og opprinnelig spare- og investeringsplaner vil være uforenlige med langsiktig utenriksøkonomisk balanse.

For å gjenopprette generell likevekt i hele økonomien kreves derfor endringer i relative priser utover de som følger av kryssløpsvirkningene av elprisøkningen.

En generell likevektsanalyse av etterspørselen etter elkraft bør være basert på en relativt disaggregert beskrivelse av økonomien. En grunn til dette er at en detaljert beskrivelse av næringsstrukturen gir mulighet for å skille mellom substitusjon på mikro- og makronivå. Substitusjonen på mikronivå er drevet av den enkelte bedrifts eller husholdnings muligheter til å foreta lønnsomme endringer i faktor- og forbruksvaresammensetningen som følge av at elprisen øker. For økonomien totalt, dvs. på makronivå, vil substitusjonen også være påvirket av at den generelle aktiviteten i sektorer med ulik elintensitet ikke blir endret proporsjonalt. F.eks. vil nedgangen i etterspørselen bli forsterket dersom det er slik at de kraftkrevende industrinæringene opplever en relativt sterkere nedgang i produksjonen enn det man opplever i andre næringer. Denne typen sammensetningseffekt bør vies særlig oppmerksomhet i en åpen økonomi som den norske, der det er store muligheter til å erstatte norsk produksjon med import.

Et annet poeng knyttet til å benytte en disaggregert representasjon av økonomiens virkemåte er å få frem at den aggregerte sammenhengen mellom elpris og samlet etterspørsel etter elkraft kan være lite autonom. Det vil være tilfelle dersom ulike etterspørere reagerer forskjellig på en økning i elprisen. Den direkte priselastisiteten for hele økonomien vil være et veid gjennomsnitt av priselastisitetene for de ulike etterspørerne, der vektene reflekterer de enkelte brukernes andel av samlet etterspørsel. Jo mer disse brukerspesifikke priselastisitetene varierer rundt gjennomsnittet, desto mindre autonom er den gjennomsnittlige priselastisiteten overfor endringer i fordelingen av det samlede elforbruket mellom brukerne. Mulighetene for å lage gode anslag på prisfølsomheten under fremtidige forhold som kan avvike betydelig fra dagens, er bedre desto mer disaggregert informasjon man har om priselastisiteter og om vridninger i etterspørselens sammensetning.

Modellverktøyet som er benyttet i denne analysen er den siste versjonen av MSG (Multi Sectoral Growth), MSG-6¹. Et av de viktigste anvendelsesområdene har nettopp vært analyser av markedene for elektrisitet og andre energibærere. Spesielt fanger denne modellen opp den typen likevektsmekanismer som er nevnt over. Modellen kan kritiseres for ikke å være detaljert nok til å fange opp mange av de tilpasninger av etterspørselen som finner sted i bedrifter og husholdninger, og for at flere viktige parametre er anslått på usikkert empirisk grunnlag. Likevel er det vår oppfatning at kvaliteten på anslag på prisfølsomheten for den samlede norske etterspørsellen som kan oppnås ved bruk av MSG-6, er større enn det man kan oppnå ved alternative beregninger basert på analyseverktøy av mer partiell og summarisk karakter. <

2.2 Trekk ved modellen som er viktige for bestemmelsen av bruken av elkraft²

Generelle egenskaper

1. MSG-modellen ble opprinnelig utviklet av Leif Johansen (1960). Siden slutten av 1960-årene har modellen vært operert og kontinuerlig utviklet i Statistisk sentralbyrå. Det bør understrekes at MSG-6 har svært lite til felles med Leif Johansens opprinnelige MSG-modell.
2. For en fylldigere ikke-teknisk beskrivelse av MSG-6 vises det til Holmøy og Strøm (1997). Holmøy (1998a) gir en analytisk drøfting av de sentrale makroøkonomiske mekanismene i modellen. Detaljert dokumentasjon av konsumentadferden finnes i Bye og Holmøy (1997) og Aasness og Holtmark (1995). Holmøy og Hægeland (1997) analyserer egenskaper ved nærin- genes produksjonsstruktur.

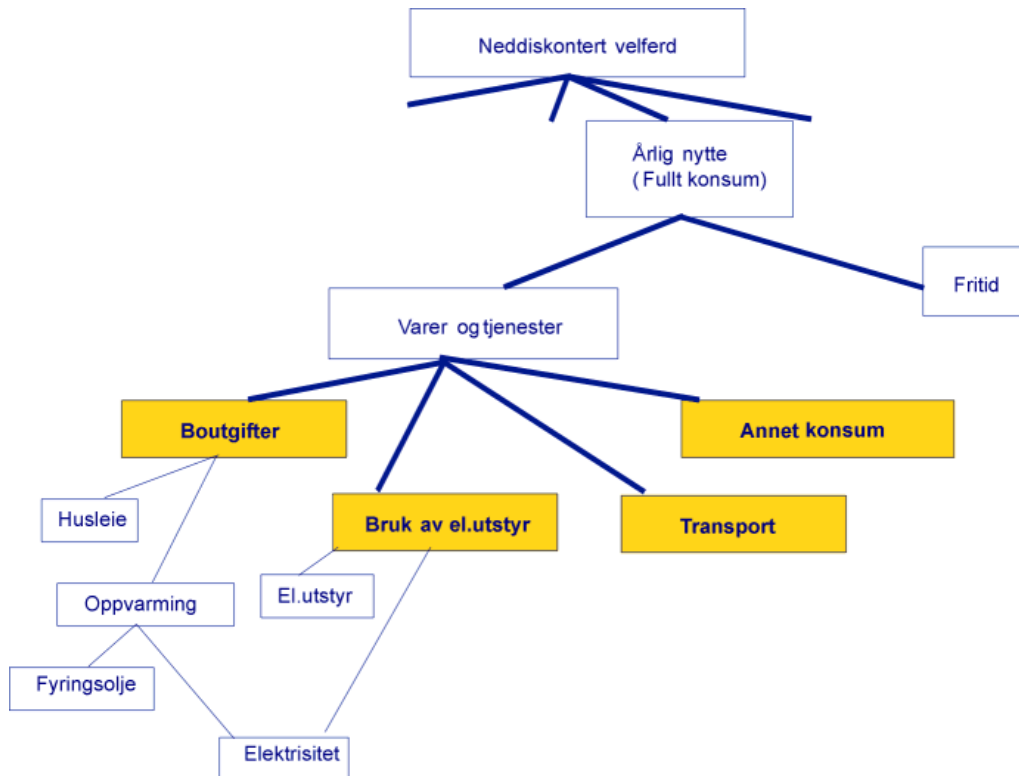
MSG-6 tilhører den klassen av empiriske modeller som i internasjonal litteratur kalles AGE (Applied General Equilibrium)-modeller. AGE-modeller skiller seg fra den makroøkonometriske modelltradisjonen ved å legge betydelig større vekt på at modellens relasjoner skal oppfylle krav til rasjonell adferd hos individuelle økonomiske aktører. Det eksplisitte mikroøkonomiske teorigrunnlaget gjør det ofte lettere å tolke logikken i AGE-modellberegninger enn det er i den makroøkonometriske tradisjonen.

Det er flere mekanismer som gjør modellen til en *generell* likevektsmodell. For det første legger produksjonen i næringene og husholdningssektoren beslag på felles ressurser, dvs. varer, tjenester og primærfaktorer som kan bevege seg mellom ulike anvendelser. Man kan ikke øke ressursbruken i en næring uten at det fører til lavere produksjon i en eller flere andre næringer og/eller i husholdningenes fritid. For det andre vil husholdningenes og offentlig sektors budsjettbetingelse virke på samme måte; økt etterspørsel etter et gode vil generelt måtte føre til lavere etterspørsel etter andre goder. For det tredje vil husholdningenes etterspørsel i et marked avhenge av priser og total forbruksutgift. Totalutgiften vil avhenge av den totale inntektsoptjeningen i økonomien og fordelingen av denne mellom konsum og sparing, samt fordelingen mellom husholdninger og offentlig sektor. For det fjerde spres prisendringer gjennom økonomien via leveransene av norskproduserte kapital- og innsatsvarer.

Den offentlige ressursbruken og nettooverføringer fra det offentlige til utlandet og privat sektor finansieres i hovedsak gjennom skatter og avgifter. I modellen er den løpende offentlige ressursbruken og skattesatser eksogene, mens de fleste av skattegrunnlagene er endogene. I beregningene har vi forutsatt at en bestemt utvikling i offentlig budsjettoverskudd skal opprettholdes også ved økning i elprisen. Dette kravet oppfylles gjennom lump-sum inntektsoverføringer til privat sektor.

Husholdningenes adferd og elforbruk

Husholdningenes forbruks- og sparebeslutninger er modellert som om de var resultatet av beslutningene til en representativ konsument med uendelig lang tidshorisont, jf. Barro (1974). Konsumenten er prisfast kvantumstilpasser på alle relevante markeder og maksimerer nåverdien av en årlig nyttestrøm. Det er forutsatt at konsumenten har perfekte forventninger om relevante fremtidige forhold.



Figur 1.1 Husholdningenes preferansestruktur i MSG-6.

Husholdningene forutsettes å tilpasse sitt konsum i hver periode gjennom en flertrinnsprosedyre. Beslutningsstrukturen er skjematisk fremstilt i figur 1.1. Elforbruket dekker to hovedformål, i) oppvarming av boligareal og vann, og ii) drift av elektrisk husholdningsutstyr, herunder husholdningsmaskiner og belysning. Boligoppvarmingen kan alternativt skje ved bruk av fossile brensler, herunder fyringsolje, koks og ved. I modellen står derfor fossile brensler og elektrisitet i et substitusjonsforhold til hverandre. Forholdet mellom disse energibærerne er følsomt overfor endringer i relative energipriser. Blir elektrisitet dyrere, vil noe elektrisitet bli erstattet med fossile brensler. I tillegg kan sammensetningen endres hvis selve oppvarmingsnivået øker, selv for gitte priser på energibærerne.

Oppvarming utgjør sammen med tjenestene fra selve boligkapitalen et aggregat som kalles boligrelatert konsum. Disse godene kan også til en viss grad erstatte hverandre i den forstand at man kan opprettholde et gitt nivå for nytten av boligrelatert konsum hvis man får kompensert energibruk til oppvarming med mer boligkapital. Forholdet mellom boligkapital og energiforbruket til oppvarming avhenger av innbyrdes relative priser, samt av selve nivået på det boligrelaterte konsumet. Modellstrukturen fanger dermed opp energiøkonomisering ved at husholdningene reduserer energiforbruket til oppvarming mens boligkapitalen økes gjennom investeringer i bedre isolering og andre energibesparende tiltak. Men husholdningene vil ikke gjennomføre slike tiltak dersom de ikke er lønnsomme. Modellen får frem at energiøkonomisering koster, ved at en type knapp ressurs, energi, erstattes av andre ressurser som har alternativt anvendelse.

Når det gjelder bestemmelsen av elforbruket som går med til drift av elektrisk husholdningsutstyr, kan et gitt nivå på tjenestene levert av disse maskinene oppnås

gjennom ulike kombinasjoner av elektrisitet og utstyrsbeholdning. Den mest naturlige tolkningen av dette er at husholdningene i noen grad kan velge mellom utstyr som har ulikt elbehov. Men lavere elforbruk pr. tjenesteenhed må betales for ved dyrere (elsparende) maskiner.

Boligrelatert konsum og tjenestene fra elektriske husholdningsmaskiner bidrar sammen med de andre konsumgodene til nytten av det vi kaller «materielt konsum». Sammensetningen av det materielle konsumet påvirkes av relative priser og nivået på samlet materielt konsum i henhold til resultater fra økonometriske studier.

Elforbruket er også påvirket av avveiningen mellom materielt konsum og fritid. I modellen antas at forholdet mellom fritid og materielt konsum er uavhengig av nyttenivået, men følsomt overfor endringer i reallønn etter skatt³. Dersom denne øker, og nyttenivået holdes konstant gjennom en passende inntektsoverføring til det offentlige, øker arbeidstilbudet gjennom en substitusjon fra fritid til materielt konsum. Styrken i denne substitusjonseffekten er slik at en økning på 1 prosent i konsumentens disponible reallønn øker forholdet mellom materielt konsum og fritid med 1/4 prosent.

Den «siste» beslutningen som indirekte påvirker husholdningenes elforbruk, gjelder fordelingen av konsumet over tid. Siden det er forutsatt at husholdningene har adgang til perfekte kredittmarkeder, trenger ikke det løpende konsumet å følge den løpende inntekten. Husholdningenes forbruksmuligheter er i stedet begrenset av en intertemporal budsjettbetingelse som krever at nåverdien av husholdningenes inntekter skal være lik nåverdien av forbruksutgiftene pluss initial nettogjeld. Husholdningene er antatt å ha preferanse for det samme nyttenivå pr. husholdningsmedlem⁴ i alle perioder. En økning i levekostnadsindeksen⁵ i en periode (relativt til andre perioder), fører imidlertid til at konsumet av fritid og materielt konsum vris mot andre perioder. I tillegg gir en levekostnadsøkning en negativ inntektsvirkning på de årlige nyttenivåene.

Fordelingen av konsumvarer og tjenester på import og norsk produksjon

Konsumet av varer og tjenester må dekkes av innenlandsk produksjon eller import der dette er mulig. I modellen antas at kjøperne betrakter import og norske leveranser av de fleste vareslagene som imperfekte substitutter. Økning av importandelen for en vare skjer bare dersom det relative forholdet mellom prisene på import og hjemmeveranser faller. Prisen på importerte varer er eksogent gitt på verdensmarkedet. Norske kjøpere betaler i tillegg transportkostnader og toll⁶.

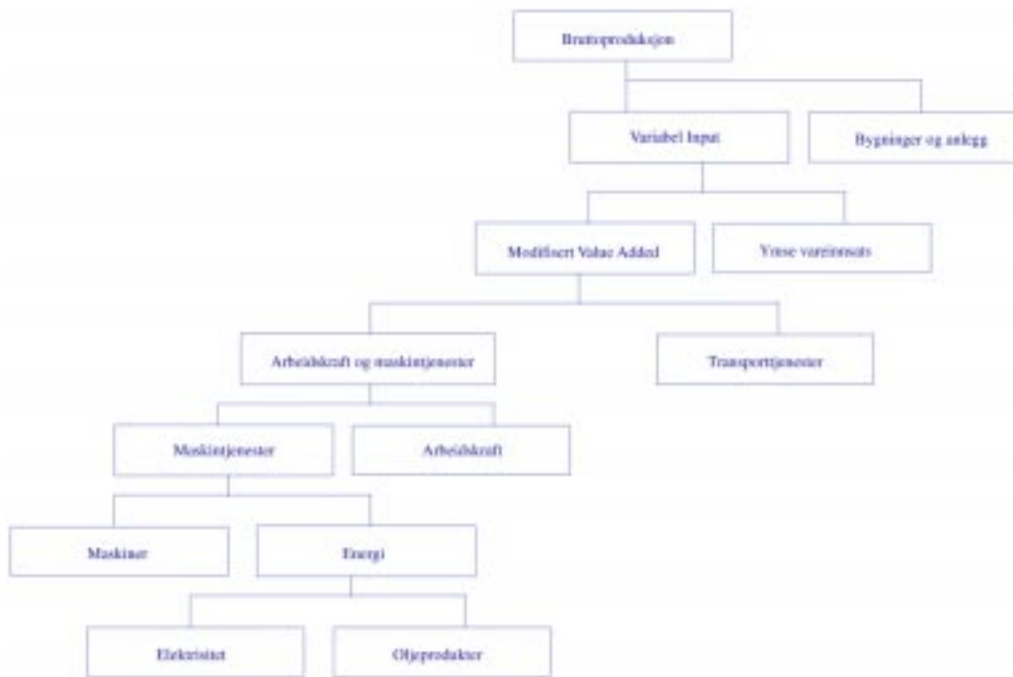
Produsentadferd

Produsentene, som forutsettes å ha perfekte forventninger om fremtidige markedsforhold, maksimerer eierenes nåverdi av kontantstrømmen etter skatt fra bedriften. I MSG-6 kan produksjonen av de fleste varer og tjenester endres både gjennom endringer på bedriftsnivå og gjennom etablering/nedleggelse av bedrifter. Modellen fanger opp at bedriftene innen samme næring har ulik produktivitet og størrelse, jf. Klette (1994). Bedriftenes produktfunksjon er i de fleste næringer karakterisert ved avtakende skalautbytte samtidig som positiv produksjon i seg selv krever en fast produksjonsuavhengig kostnad. Skalaelastisiteten på bedriftsnivå ligger i modellen på mellom 0,8 og 0,9 i de fleste industri- og tjenesteytende nærin-

3. Husholdningens reallønn etter skatt er definert som forholdet mellom utbetalt lønn etter marginalskatt og en konsumprisindeks.
4. Modellen opererer med en ekvivalensskala for ulike husholdningsmedlemmer, se Aasness og Holtmark (1995).
5. Livekostnadsindeksen er en prisindeks definert over prisindeksen for materielt konsum og prisen på fritid, dvs. lønn fratrukket marginalskatt.
6. For varer der det eksisterer effektive kvantitative importbegrensninger, inkluderer importprisen for den norske kjøperen også en kvoterente.

gene, og noe lavere i primærnæringene, der utnyttningen av naturgrunnlaget antas viktig. Bedriftene fordeler produksjonen mellom eksport- og hjemmemarkedet ut fra hva som er mest lønnsomt. Det er forbundet med stigende marginalkostnader å overføre leveranser mellom disse markedene. På eksportmarkedet forutsettes norske bedrifter å stå overfor en eksogent gitt verdensmarkedspris. Dermed er det ikke mulig å velte økte elpriser over på utenlandske kjøpere av norske varer. På hjemmemarkedet er det forutsatt monopolistisk konkurranse i de fleste markeder.

Bedriftenes faktorinnsats består generelt av alle spesifiserte varer og tjenester, samt arbeidskraft. Inndelingen av disse i *substituerbare* faktorer, er bl.a. farget av at MSG-6 bl.a. skal være et verktøy i analyser av energirelaterte spørsmål, jf. den skjematiske oversikten i figur 1.2. Bedriftene forutsettes å bestemme sammensetningen av energiinnsatsen uavhengig av hvordan den øvrige faktorbruken sammensettes. Anslagene på prisfølsomheten i sammensetningen av sektorenes energibruk er basert på de økonometriske studiene av Mysen (1991).



Figur 1.2 Sammensetningen av næringsenes faktorinnsats i MSG-6.

I tillegg til sammensetningen av energibruken, vil følgende beslutninger om faktorsammensetningen påvirke etterterspørselen. For det første har bedriftens tilpasning av energiintensiteten for maskinparken betydning for etterterspørselen etter elkraft. For det andre velger bedriftene et optimalt forhold mellom maskintjenester og arbeidsinnsats. For det tredje bestemmes et optimalt forhold mellom tjenestene fra bemannede maskiner (dvs. aggregatet av maskiner, energi og arbeidskraft) og øvrige innsatsfaktorer, herunder bygningskapital. Prisfølsomheten i faktorsammensetningen er stort sett valgt i overensstemmelse med estimatene rapportert i Alfson, Bye og Holmøy (1996).

I offentlige forvaltningssektorer er sammensetningen av energibruken prisfølsom på samme måte som i private bedrifter. Derimot er den totale energibruken og kjøpet av andre varer og tjenester eksogent gitt.

2.3 Kraftbalansen og «lukking» av modellen

Elmarkedet er mest realistisk modellert ved at kraftprisen *endogen* balanserer tilbud og etterspørsel, hensyn tatt til eventuelle eksport- og importmuligheter. Slik er det i standardversjonen av MSG-6. Dermed er det ikke uten videre meningsfylt å snakke om *eksogene* endringer i prisen på elkraft. For å kunne tallfeste prisfølsomheten i den aggregerte etterspørselen etter elkraft, har vi foretatt en beregningsteknisk endring av MSG-6 ved å «lukke» modellen på følgende måte: Elprisen er definert som en eksogen variabel. For å unngå at modellen blir overbestemt, har vi samtidig fjernet kravet om at samlet tilbud skal være lik etterspørselen, inklusive nettoeksport, i kraftmarkedet. Samlet etterspørsel lar seg dermed beregne som en separat størrelse.

3 HOVEDEFFEKTER AV EN EKSOGEN ØKNING I ELPRISEN

3.1 Presisering av hva som beregnes

Prisen på elkraft er ikke noe entydig begrep idet den avhenger av på hvilket punkt i elforsyningen mellom kraftstasjon og forbruker den måles. Vi har beregnet prisfølsomheten ved å øke *referanseprisen* på elkraft, jf. Johnsen (1991). Referanseprisen er målt på et punkt som ligger etter transmisjonsleddet og før distribusjonsleddet. På dette referansepunktet skal man i prinsippet ha korrigert kostnaden knyttet til kraftleveranser til ulike kjøpere for alle kjøperspesifikke komponenter. I forhold til kjøperprisen, vil referanseprisen ikke inkludere sektorspesifikke distribusjonskostnader, elavgifter og moms. En del av disse tilleggene følger ikke den prosentvise økningen i referanseprisen, slik at den relative økningen i kjøperprisene blir lavere enn økningen i referanseprisen.

En priselastisitet betegner den relative endringen i etterspørselen pr. prosent endring i prisen som etterspøreren betaler. Siden det er referanseprisen på elektrisitet, og ikke de ulike kjøperprisene som endres i vår beregning, vil vi benytte begrepet *prisfølsomhet* i stedet for priselastisitet når vi analyserer endringen i den samlede norske elatterspørselen. Prisfølsomheten for en etterspørselskomponent beregnes som den relative endringen i etterspørselskomponenten pr. prosent endring i referanseprisen. En lav prisfølsomhet i en etterspørselskomponent kan derfor skyldes liten overveltning av økningen i referanseprisen på kjøperprisen, og ikke en tilsvarende lav priselastisitet for vedkommende etterspørselskomponent.

Generelt vil prisfølsomheten være avhengig av størrelsen på elprisøkningen, siden modellen inneholder flere sammenhenger hvor det ikke vil være konstante forhold mellom de relative endringene i de størrelsene som inngår. I beregningene som presenteres i det følgende, øker referanseprisen for elektrisitet med 10 prosent i alle år i simuleringsperioden i forhold til nivået langs referansebanen. Supplerende modellberegninger viser at prisfølsomheten avtar med størrelsen på elprisøkningen. Det er intuitivt rimelig siden det er de mest elastiske etterspørselskomponentene som reduseres relativt mest etterhvert som elprisen økes. Imidlertid er den kvantitative betydningen av dette momentet «beskjeden».

3.2 Tolkning av hovedeffektene av økt pris på elkraft

Virkningene av en økning i elprisen kan ikke følges og forklares i detalj. Til det er kompleksiteten i den simultane modellstrukturen for stor. De følgende resonneringer konsentrerer seg om de viktigste mekanismene i kjeden av effekter. Spesielt neglisjerer fremstillingen dynamiske effekter. Det skyldes ikke bare at dynamikken ikke spiller noen stor rolle for de beregnede effektene, men også at vi vil konsentrere

oss om prisfølsomheten på lang sikt. Når det gjelder de effektene som vi har valgt å legge vekt på, har vi funnet det instruktivt å analysere disse i tre trinn. Først betinges tilpasningene på at lønnsraten og konsumentenes nyttenivå holdes konstant. De betingede effektene man da får, vil lede til ubalanser i henholdsvis arbeidsmarkedet og i utenriksøkonomien. Det andre trinnet består i å forklare hvilke tilpasninger som kreves i lønn og nyttenivå for å gjenopprette full sysselsetting og utenriksøkonomisk balanse. Endelig ser vi på hvilke justeringer som følger av disse tilpasningene. Holmøy (1998a) gir en analytisk gjennomgang av virkemåten i MSG-6 som svarer til et slikt tre-trinns resonnement.

Elprisøkningen fører i første omgang til at bedriftene, det offentlige og husholdningene erstatter deler av elbruken med andre faktorer, jf. gjennomgangen i avsnitt 2.2. Både produksjons- og forbruksstrukturen i økonomien blir med andre ord mindre elintensiv. I denne prosessen inngår ulike tilpasninger som indirekte påvirker eletterspørselen. I bedriftene vil substitusjon vekk fra elkraft ikke hindre at elprisøkningen veltes over på enhetsprisen for energi. Overveltningen vil tilnærmet være lik elektrisitetsandelen av energikostnadene multiplisert med elprisøkningen. Tilsvarende overveltning gjør seg gjeldende for prisen på tjenestene fra energikrevende maskiner, for prisen på tjenestene levert av kombinasjonen av maskiner, energi og arbeidskraft, og de andre faktoraggregatene som inneholder elkraft. Til syvende og sist øker også prisindeksen for samlet faktorinnsats avhengig av elkraftens kostnadsandel. Det betyr at bedriftene opplever positive skift i sine kostnader. Skiftet er størst for de næringene som er mest kraftintensive. Dette gir opphav til modifierende substitusjons- og skalaeffekter i eletterspørselen fra bedriftene.

La oss se på skalaeffektene først, og foreløpig ser vi bort fra endringer i både husholdningenes nyttenivå og lønnsnivået. Da er det først og fremst på eksportmarkedene at kostnadsøkningen slår ut i redusert produksjon og dermed redusert bruk av elkraft og andre innsatsfaktorer. Dette skyldes at tilbudskurvene er relativt elastiske med hensyn på forholdet mellom eksportprisen, som er gitt på verdensmarkedet, og prisindeksen for faktorinnsatsen. Også norske bedrifters hjemmelieferanser reduseres, fordi den innenlandske etterspørselen vil vri seg fra norske produkter til import der dette er mulig. Økningen i importandelene skyldes at kostnadsøkningen veltes over på produktprisene på hjemmemarkedet for de fleste varer og tjenester, siden modellen her antar at markedsstrukturen er karakterisert ved monopolistisk konkurranse. Etterspørselsreduksjonen for norske bedrifter som følge av imports substitusjon er imidlertid svakere enn eksportreduksjonen slik MGS-6 fungerer. Men importvirkningene forsterker likevel det som er en hovedvirkning så langt i resonnementet; det er først og fremst konkurranseutsatte næringer med høy elintensitet som må foreta de største innskrenkningene av produksjonen og faktoretterspørselen. Følgelig vil kraftkrevende industrinæringer som metallproduksjon, produksjon av kunstgjødsel og andre kjemiske råvarer, samt treforedlingsindustrien være de største «tapene» så langt i omstillingsprosessen. Redusert produksjon og faktoretterspørsel i noen næringer forplanter seg imidlertid gjennom hele økonomien. Dette skyldes at næringene er knyttet sammen gjennom leveranser av kapital- og innsatsvarer.

Av samme grunn vil prisøkningene på norske hjemmelieferanser forplante seg videre til økte priser på faktorinnsats som direkte og indirekte er produsert innenlands. Dette modifierer substitusjonseffektene i forhold til elkraftetterspørselen. Det at maskiner blir dyrere å produsere, svekker incentivet til å velge en mindre energiintensiv maskinpark. Samtidig betyr det at incentivet til å erstatte energikrevende maskintjenester med arbeidskraft forsterkes. Tilsvarende justeringer av elintensiteten gjør seg gjeldende på en rekke beslutningsnivåer for bedriftene og husholdningene. Hvilken nettovirkning disse virkningene har, er det ikke mulig å si noe

presist om før vi går inn på en nærmere kvantitativ dekomponering av effektene som virker i modellen. Dette kommer vi tilbake til i avsnitt 4.

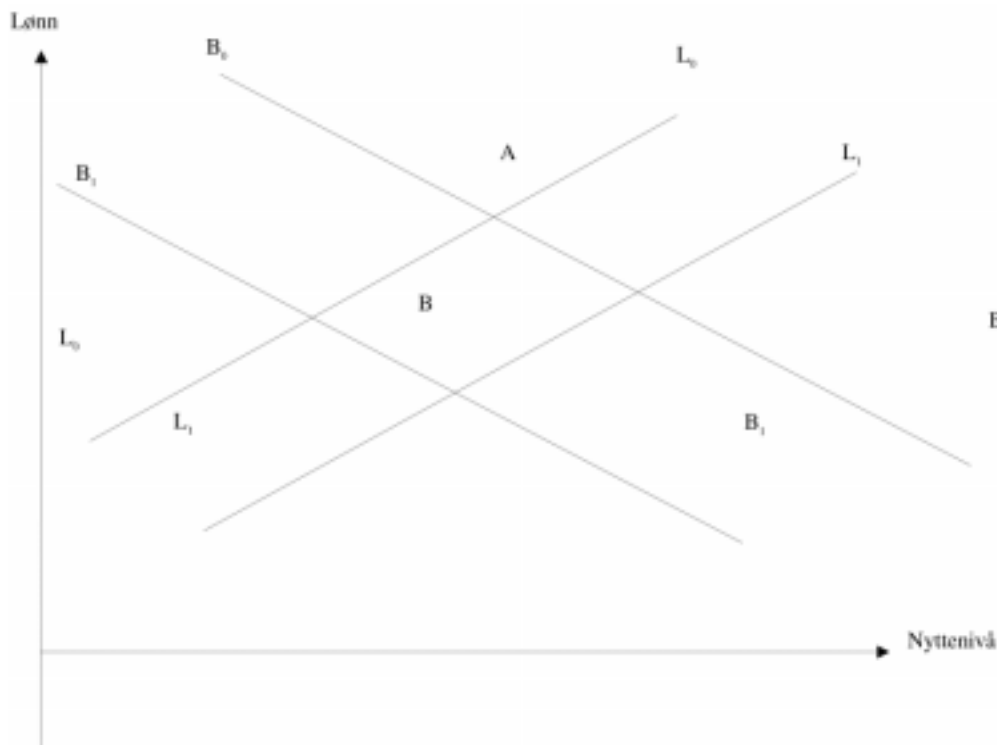
Tilpasningene av hjemmeleveranser og eksport til nye priser sørger for at produktmarkedene klareres. Imidlertid vil de tilpasningene vi har gjennomgått hittil etterlate to fundamentale ubalanser. For det første vil arbeidsmarkedet være ute av likevekt. For det andre vil ikke endringene i eksport og import være forenlig med at norsk økonomi er i langsiktig utenriksøkonomisk balanse. Gjenoppbygging av disse balansene krever som nevnt tilpasninger i lønnsraten og i husholdningenes nyttenivå. Før vi ser nærmere på reperkusjonene som følger av disse endringene (trinn 3 i resonnementet), må vi klarlegge i retningene på de nødvendige tilpasningene (trinn 2).

I arbeidsmarkedet er både tilbud og etterspørsel blitt endret. På tilbudssiden er det bare substitusjonseffekten som virker siden nyttenivået foreløpig er holdt konstant. Substitusjonseffekten leder til lavere arbeidstilbud fordi prisene på konsumvarer har økt mens lønn etter marginalsatt foreløpig antas uendret. Konsumprisveksten er både et direkte utslag av elprisøkningen, og en følge av økningene i prisene på andre norskproduserte varer og tjenester. Etterspørselen etter arbeidskraft er påvirket av to hovedmekanismer som trekker i hver sin retning. Elprisøkningen, samt de induserte prisøkningene på produserte innsatsfaktorer, gir en substitusjon i retning av høyere arbeidsintensitet for gitte produksjonsnivåer. Derimot innebærer reduksjonen av innenlandsk produksjon en negativ sysselsettingseffekt. I MSG-6 vil den negative effekten dominere. Hvorvidt vi nå har endt opp i en situasjon med arbeidsledighet eller overskuddsetterpørsel etter arbeidskraft kommer an på om reduksjonen av arbeidstilbudet er sterkere enn reduksjonen av etterspørselen. Elastisitetene som ligger inne i modellen, impliserer at ledighet blir nettovirkningen. Man kan litt grovt si at dette skyldes at skalaeffektene som følge av svekket internasjonal konkurransevne virker sterkere enn substitusjonseffektene i arbeidskraftetterpørselen og arbeidstilbudet. Dersom ledigheten skal elimineres ved hjelp av lønnsendring mens nyttenivået holdes uendret, er det nødvendig med en lønnsreduksjon. Dersom man alternativt skal gjenopprette likevekten i arbeidsmarkedet gjennom justering av levestandarden mens lønnsraten holdes uendret, er det en nytteøkning som må til. Nytteøkningen realiseres gjennom økt materielt konsum og lavere arbeidstilbud. Begge endringer fører til strammere arbeidsmarked.

Når det gjelder ubalansen i utenriksøkonomien, er heller ikke retningen på denne opplagt utfra kun teoretiske betraktninger. Økte elpriser gir som nevnt redusert eksport og økte importandeler, og denne «konkurransevneeffekten» bidrar til redusert eksportoverskudd. I motsatt retning trekker effekten av at bedriftene har redusert sin etterspørsel etter innsatsfaktorer og husholdningene har redusert sin etterspørsel etter forbruksvarer (til fordel for mer fritid). Siden en viss andel av denne etterspørselen importeres, gir denne «aktivitetseffekten» et bidrag til økt eksportoverskudd. De kvantitative utslagene i MSG-6 er slik at konkurransevneeffekten dominerer. Dersom balansen i utenriksøkonomien skal gjenopprettes gjennom justering av husholdningenes nyttenivå mens lønningene holdes konstant, må levestandarden reduseres. Reduksjonen realiseres gjennom nedjustering av forbruket av både fritid og materielt konsum, og reduksjon i det materielle konsumet må være sterkt nok til at importen blir tilstrekkelig redusert. Dersom man i stedet holder levestandarden konstant, må lønnsraten reduseres for å gjenopprette utenriksøkonomisk balanse.

Endringene i lønn og nyttenivå virker inn på balansen i både arbeidsmarkedet og i utenriksøkonomien. Likevektstilpasningene må følgelig bestemmes simultant. Vi har illustrert hvordan disse må bli i figur 3.1. I denne figuren måles levestandarden (i en representativ periode) langs den horisontale akse og lønnsraten langs

den vertikale. Den stigende kurven LL representerer de kombinasjoner av lønn og nyttenivå som er konsistente med likevekt i arbeidsmarkedet. Kurven er stigende da en partiell økning i lønnsatsen gir arbeidsledighet for gitt nyttenivå, mens økt nyttenivå gir økt overskuddsetterspørsel, jf. resonnementet over. Over (under) LL-kurven er etterspørselen etter arbeidskraft lavere (høyere) enn arbeidstilbudet. Kurven BB representerer kombinasjoner av lønn og nyttenivå som er konsistente med lang-siktig utenriksøkonomisk balanse. BB-kurven er fallende fordi økt nyttenivå og økt lønn, gjennom svekket internasjonal konkurransevne, gir lavere netto eksportverdi. Over (under) BB-kurven vokser netto gjeld (formue) overfor utlandet for fort. Fotskriftene 0 og 1 refererer til henholdsvis situasjonen før og etter elprisøkningen. Virkningene av økt elpris kan tegnes inn i figuren som et skift utover i LL-kurven og et skift innover i BB-kurven. Dette impliserer entydig at lønnsatsen går ned, mens retningen på levestandardsendringen må avklares empirisk. Simuleringene på MSG-6 bekrefter at likevektsendringen i lønnsatsen er negativ, og at de empiriske effektene er av en slik størrelsesorden at levestandarden faller. Det betyr at endringene er slik som vist i figur 1.3 der A er den initiale og B den nye likevektsløsningen.



Figur 1.3 Generelle likevektstilpasninger av lønns- og nyttenivå i MSG-6 til økt elpris.

Nedgangen i lønn og nyttenivå påvirker endringene i etterspørselen. For det første forsterker lønnsreduksjonen de negative substitusjonseffektene på bedriftenes elintensitet idet bedriftene i større grad erstatter energikrevende maskiner med arbeidskraft. En tilsvarende negativ substitusjonseffekt gjør seg også gjeldende på konsumsiden når husholdningene vrir sammensetningen av sitt materielle konsum i favør av mer arbeidsintensive varer og tjenester. For det andre vil lønnsnedgangen modifisere den kostnadsøkningen som følger av økte elpriser, og dermed svekke de

negative skalaeffektene på etterspørselen. Det er spesielt arbeidsintensiv konkurranseutsatt industri som vil ekspandere som følge av lønnsreduksjonen. For det tredje vil lavere nyttenivå innebære lavere innenlandsk etterspørsel etter næringenes produkter, og dermed en negativ skalaeffekt i den samlede etterspørselen. I neste avsnitt vil vi presentere beregninger av den empiriske betydningen av hva disse ulike effektene betyr enkeltvis og samlet for den totale prisfølsomheten i den norske etterspørselen.

4 TALLFESTING AV BIDRAGENE TIL ENDRET KRAFTETTERSPØRSEL

4.1 Prisfølsomheten for hovedgrupper på etterspørselssiden

Simuleringen på MSG-6 viser at den samlede etterspørselen faller med 0,31 prosent når referanseprisen på elkraft øker med 1 prosent. Dette forholdstallet er vårt mål på den aggregerte prisfølsomheten i den innenlandske etterspørselen. Beregningene viser at denne prisfølsomheten er tilnærmet konstant over alle simuleringsperioder, hvilket viser at dynamikken i MSG-6 har liten innvirkning på prisfølsomheten.

Ved å benytte den metoden for dekomponering av modellresultatene som er beskrevet i Holmøy (1998b), kan vi vise at modellens anslag på prisfølsomheten for elkraft hovedsakelig reflekterer redusert etterspørsel i private bedrifter, se tabell 1.1⁷. Reduksjonen i husholdningenes elforbruk bidrar med bare 0,04 prosentpoeng til den totale prisfølsomheten. I offentlige sektorer er tilpasningene i modellen begrenset til substitusjon mellom elkraft og oljeprodukter. Denne substitusjonseffekten er negativ, men av neglisjerbar størrelsesorden. Elforbruket i oljesektoren og utenriks sjøfart er eksogent i MSG-6 og endres derfor ikke i beregningen. Etter denne første hovedsorteringen av bidrag til prisfølsomheten er det naturlig først å konsentrere seg om hva som ligger bak bidraget fra de private bedriftene i fastlandsøkonomien.

Tabell 1.1: Dekomponering av prisfølsomheten i samlet etterspørsel i bidrag fra hovedgrupper av etterspørrere.

Samlet etterspørselsendring = 1 + 2 + 3	-0,31
1. Bidrag fra private produksjonssektorer i fastlandsøkonomien = 1a×1b	-0,27
1a. Andel av samlet etterspørsel etter elkraft	0,51
1b. Etterspørselsendring	-0,53
2. Bidrag fra private husholdninger = 2a×2b	-0,04
2a. Andel av samlet etterspørsel etter elkraft	0,32
2b. Etterspørselsendring	-0,13
3. Bidrag fra andre produksjonssektorer	0,00

7. Dekomponeringen baserer seg på en førsteordens tilnærming av de modellberegnete resultatene. Tilnæringsfeilen viste seg neglisjerbar i dekomponeringen, og den er derfor utelatt fra tabellene av fremstillingsmessige hensyn.

5 BETYDNINGEN AV SUBSTITUSJONS- OG SKALAEFFEKTER I PRIVATE PRODUKSJONSSEKTORER

I hver produksjonssektor kan elintensiteten defineres som forholdet mellom elinnsatsen og samlet faktorinnsats. Innen hver sektor vil elintensiteten i våre beregninger bare endres dersom de relative faktorprisene endres og det er substitusjonsmuligheter i produksjonsstrukturen. Den samlede faktorinnsatsen i hver sektor avhenger positivt av produksjonsnivået. For en gitt elintensitet øker derfor innsatsen av elkraft dersom sektoren øker sine leveranser til eksport- eller hjemmemarkedet. De enkelte sektorene har ulik elintensitet. Følgelig vil overflytting av ressurser mellom næringene generelt påvirke den gjennomsnittlige elintensiteten i økonomien. Den vil minske dersom det er en tendens til at de næringene som er mest kraftintensive opplever den relativt sett sterkeste produksjonsnedgangen.

I tabell 1.2 er prisfølsomheten for eletterspørselen i private produksjonssektorer i fastlandsøkonomien dekomponert i bidrag fra substitusjonseffekter på elintensiteten i de enkelte sektorer, endret produksjonsskala i enkeltsektorene, samt den ovennevnte sammensetningseffekten på den aggregerte elintensiteten i denne delen av norsk økonomi. Skalaeffekten fanges opp ved den relative endringen i samlet faktorinnsats for denne gruppen av sektorer. Bidraget fra substitusjonseffektene er beregnet som et veid gjennomsnitt av endringene i elintensiteten i hver sektor, der vektene er sektorenes andel av disse næringenes elforbruk⁸. Samvariasjonen mellom elintensiteter og næringsstruktur er beregnet som en tilsvarende veid kovarians mellom sektorenes elintensiteter og veksten i deres samlede faktorinnsats. Vi viser til Holmøy (1998b) for en detaljert utledning av beregningsformlene.

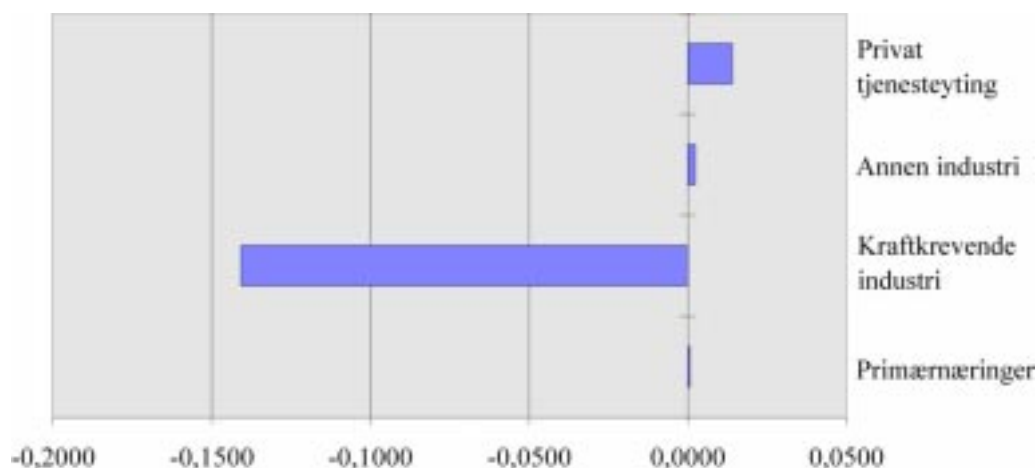
Tabell 1.2: Dekomponering av prisfølsomheten i eletterspørselen fra private produksjonssektorer i fastlandsøkonomien.

Prisfølsomhet = 1+2+3	-0,53
1. Bidrag fra substitusjonseffekter i de enkelte sektorer	-0,39
2. Bidrag fra vekst i samlet faktorinnsats i de enkelte sektorer (skalaeffekt)	-0,01
3. Bidrag fra samvariasjon mellom elintensiteter og endret næringsstruktur	-0,14

Dekomponeringen i tabell 1.2 viser at 76 prosent av den direkte prisfølsomheten i denne delen av økonomien skyldes substitusjonseffekter innad i de enkelte sektorene. I tillegg forsterkes disse substitusjonseffektene på (modellens) mikro-nivå av forskyvninger i sektorenes andeler av samlet faktorbruk. Figur 1.4 gir et bilde av hvordan disse forskyvningene av faktorbruk mellom grupper av enkeltsektorene påvirker den aggregerte elintensiteten. Langs den vannrette akse måles bidraget til samlet endring i eletterspørselen av at den samlede faktorbruken i sektorgruppen endres. Disse bidragene summerer seg til sammensetningseffekten i post 3, tabell 1.2 Vi ser at det særlig er en overflytting av ressurser fra tradisjonell kraftkrevende eksportindustri (treforedling, kjemiske råvarer og metaller) til annen konkurranseutsatt industri som bidrar til reduksjonen i den gjennomsnittlige elintensiteten for denne delen av økonomien. Dette skyldes hovedsakelig at økningen i elprisen har størst kostnadsdrivende effekt i de kraftkrevende næringene, og lønnsnedgangen på 0,004 prosent er for svak til å hindre at disse næringene opplever den sterkeste enhetskostnadsøkningen når elprisen øker. Særlig på eksport-

8. Disse vektene er beregnet ved å benytte el-andelene i referanseberegningen. Vekter basert på gjennomsnittet av el-andelene i henholdsvis referansebanen og banen med høyere elpris, ga ingen forskjell i resultatene.

markedene slår kostnadsvekst ut i lavere produksjon, og de kraftintensive industrinæringene er også mest eksportorientert. I tillegg, men i noe mindre grad, vil de kraftintensive næringene tape markedsandeler på hjemmemarkedet, fordi modellen her forutsetter monopolistisk konkurranse slik at kostnadsveksten veltes over på produktprisene. Nedbyggingen av disse næringene fører i modellen til at arbeidskraft og andre innsatsfaktorer overføres til andre næringer. Veksten i andre konkurranseutsatte primær- og industrinæringer bidrar til at den utenriksøkonomiske balansen opprettholdes.



Figur 1.4 Bidrag til redusert elintensitet i den private del av fastlandsøkonomien fra forskyvninger i næringenes andeler av samlet faktorinnsats.

Ifølge modellen, forklarer altså substitusjonen innad i næringene og virkninger av en mindre kraftintensiv næringsstruktur tilsammen praktisk talt hele prisfølsomheten i denne delen av økonomien. Dekomponeringen viser dermed at man vinner lite presisjon i anslaget på prisfølsomheten for elkraft ved å ta hensyn til endringer aggregert faktorbruk som er tett knyttet til samlet produksjon. Det reflekterer at den samlede økonomiske aktiviteten påvirkes relativt lite av en økning i elprisen. Beregningene indikerer på den annen side at prisfølsomheten blir betydelig undervurdert dersom man neglisjerer vridninger i næringsstrukturen. Slike sammensetningseffekter kan man ikke ta hensyn til uten at man har en disaggregert modell av hva som bestemmer aktiviteten i den enkelte sektor.

Tabell 1.3: Bidrag til redusert etterspørsel etter elkraft i de enkelte sektorer fra substitusjons- og skalaeffekter. Prosentvis endring pr. prosent økning i elprisen.

	Sum av alle effekter (= -0,53)	Substitusjon mellom energi, maskinkapital og arbeidskraft
Primærnæringer	-0,0034	-0,0034
Produksjon av andre konsumvarer	-0,0055	-0,0049
Tekstiler og klær	-0,0008	-0,0008
Fiskeforedling	-0,0017	-0,0011
Slakterier og meierier	-0,0041	-0,0038

Tabell 1.3: Bidrag til redusert etterspørsel etter elkraft i de enkelte sektorer fra substitusjons- og skalaeffekter. Prosentvis endring pr. prosent økning i elprisen.

Trevarer	-0,0062	-0,0056
Kjemiske og mineralske produkter	-0,0265	-0,0176
Grafisk produksjon	-0,0048	-0,0047
Treforedling	-0,0347	-0,0137
Kjemiske råvarer	-0,0363	-0,0253
Raffinering av olje	-0,0001	0
Metaller	-0,3119	-0,1887
Verkstedsindustri	-0,0109	-0,0105
Skipsbygging	-0,0018	-0,0019
Bygging av oljeplattformer	-0,0018	-0,0018
Bygg og anlegg	-0,0002	-0,0001
Bank og forsikring	-0,0001	-0,0003
Transport, post og telekomm.	-0,0001	0
Varehandel	-0,0383	-0,0365
Bolig- og annen privat tjenesteyting	-0,0465	-0,0446

6 ÅRSAKER TIL SEKTORINTERN FAKTORSUBSTITUSJON

Hovedbildet

La oss se nærmere på faktorene bak endringene i faktorsammensetningen i sektorene (bidrag 1 i tabell 1.2) som altså er den effekten som gir det største bidraget til den samlede prisfølsomheten for elektrisitet. Som nevnt i avsnitt 3, er disse substitusjonseffektene et resultat av både økt elpris og endringer i prisene på de andre faktorene som modellen spesifiserer. Den kvantitative betydningen av ulike bidrag til sektorinterne substitusjonseffekter er vist i Holmøy (1998b), og noen hovedresultater av disse er gjengitt i tabell 1.4. På grunnlag av disse kan vi trekke følgende konklusjoner:

1. Man vinner lite presisjon ved å ta hensyn til endringer i andre priser enn elprisen. Av en samlet sektorintern substitusjonseffekt på -0,39 kan et bidrag lik -0,37 henføres til partiell økning i elprisen.
2. Substitusjonen vekk fra elkraft skyldes i hovedsak at sektorene reduserer energiinnholdet i den samlede faktorinnsatsen, mens sektorene i svært beskjeden grad erstatter elektrisitet med oljeprodukter og andre fossile brensler ifølge modellberegningene.
3. Lavere energiintensitet i faktorinnsatsen skyldes to forhold; maskinparken blir mindre energiintensiv, og den samlede faktorinnsatsen blir mer arbeidsintensiv.

Tabell 1.4: Dekomponering av endringene i elintensiteten i enkeltsektorene i bidrag fra endringer i faktorpriser.

Gjennomsnitt av substitusjonseffekter i de enkelte sektorer	-0,39
1. Bidrag til substitusjon fra partiell økning i elprisen = 1.1+1.2+1.3+1.4	-0,37
1.1. Substitusjon mellom elkraft og andre energibærere (oljeprodukter)	-0,03
1.2. Substitusjon mellom energi og maskinkapital	-0,20

Tabell 1.4: Dekomponering av endringene i elintensiteten i enkeltsektorene i bidrag fra endringer i faktorpriser.

1.3. Substitusjon mellom energikrevende maskinkapital og arbeidskraft	-0,14
1.4. Substitusjon mellom andre innsatsfaktorer	0,00
2. Bidrag til substitusjon fra endringer i andre priser enn elprisen = 2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4	-0,018
2.1. Substitusjon mellom elkraft og andre energibærere (oljeprodukter)	0,000
2.2. Substitusjon mellom energi og maskinkapital	-0,003
2.3. Substitusjon mellom energikrevende maskinkapital og arbeidskraft	-0,014
2.4. Substitusjon mellom andre innsatsfaktorer	-0,001

Nærmere om betydningen av endringen i prisene på andre faktorer enn elkraft

Det kan være av interesse å undersøke nærmere hvorfor endringer i andre priser enn elprisen i henhold til disse beregningene betyr lite for elintensiteten. En mulig årsak kunne være at de andre faktorprisene endres i ulik retning og grad, slik at ulike bidrag til faktorsubstitusjon utligner hverandre. Økte kapitalkostnader som følge av høyere elpriser, kombinert med fall i lønnsatsen, gir sektorene et incentiv til å gjøre produksjonen mer arbeidsintensiv og mindre energikrevende så lenge produksjonsnivået ikke endres nevneverdig. På den annen side innebærer disse prisendringene isolert sett at sektorene også har et incentiv til å benytte mer energiintensivt maskinutstyr. Nettoeffekten på energibruken kan ikke avklares uten at man vet noe om styrken i prisendringene og de tekniske mulighetene for substitusjon mellom de ulike faktorene.

Dekomponeringsanalysen av beregningsresultatene viser imidlertid at den lave substitusjonseffekten av endringer i priser på andre faktorer enn elkraft skyldes liten substitusjon i alle trinn i faktorsammensetningen. Videre viser analysen at dette skyldes små endringer i relative faktorpriser utenom elprisen, ikke at teknologien i gjennomsnitt blant sektorene er lite elastisk. Det lille bidraget som kan henføres til denne typen generell likevektseffekt skyldes hovedsakelig at lønnsnedgangen forsterker incentivet til å gjøre produksjonen mer arbeidsintensiv. Men lønnsnedgangen er som nevnt, såvidt liten som 0,4 prosent. Da lavere lønn indirekte fører til lavere kostnader på faktorer som helt eller delvis produseres innenlands, blir nedgangen i lønnsatsen relativt til andre faktorpriser mindre enn 0,4 prosent.

Årsaker til liten endring i elinnholdet i næringenes energibruk

Hvorfor blir det så liten endring i elkraftens andel i sektorenes energibruk? For å forklare dette, må vi først se nærmere på hvordan sammensetningen av energibruken bestemmes i modellen. La Z definere forholdet mellom innsatsen av elkraft, E , og energibruk, U , i en sektor. Endringen i Z , DZ , er bestemt av endringen i forholdet mellom elprisen, PE , og prisindeksen på energi, PU . Endringer i PU vil reflektere endringer i PE og endringer i prisen på oljeprodukter, PF . Ved marginale endringer er den relative endringen i Z relatert til relative endringer i prisene ved uttrykkene

$$\begin{aligned} \Delta Z / Z &= -\sigma(\Delta PE / PE - \Delta PU / PU) \\ &= -\sigma_{\text{F}}(\Delta PE / PE - \Delta PF / PF), \quad (1) \end{aligned}$$

der σ er substitusjonselastisiteten mellom elektrisitet og oljeprodukter, og θ_{F} er kostnadsandelen for oljeprodukter i energikostnadene. $-\sigma_{\text{F}}$ er priselastisiteten for elkraft mht. endring i prisforholdet PE / PF betinget på et gitt nivå på samlet energiinnsats. I MSG-6 er σ i de enkelte sektorene anslått på basis av økonometriske studier, se Mysen (1991). For de fleste sektorer er substitusjonsmulighetene mellom ele-

ktrisitet og oljeprodukter anslått å være moderate, med verdier på σ mellom 0 og 0,25. Et unntak er den kraftintensive treforedlingssektoren der estimatet på σ er 1,21. I elintensive næringer blir imidlertid priselastisiteten betydelig nedjustert i forhold til verdiene på σ (jf. den andre likheten i (1)) som følge av elkraftens dominerende andel av sektorens energibruk. Den intuitive årsaken til dette er at i en kraftkrevende sektor der θ_F er liten, vil en relativ økning i PE gi en nesten like stor relativ økning i prisindeksen PU fordi vektene i denne indeksen vil svare til energibærernes kostnadsandeler. Incentivet til substitusjon er mindre desto likere den relative endringen i PE og PU er. For sektorer der energibruken hovedsakelig består av elkraft, vil endringen i energisammensetningen derfor være liten selv for høye verdier for σ .

Det er også verdt å minne om at de relevante prisbegrepene i (1) er *kjøper* prisene som betales av bedriftene. Som nevnt foran, vil kjøperprisene øke mindre enn referanseprisen. I gjennomsnitt øker sektorenes kjøperpriser for elkraft med 0,77 prosent når referanseprisen øker med 1 prosent. Incentivet til å redusere elinholdet i energibruken blir tilsvarende redusert. Overveltningensgraden varierer imidlertid betydelig mellom sektorene. For kraftkrevende industri blir den relative økningen i kjøperprisene nesten lik økningen i referanseprisen.

Nærmere om årsakene til endringene i enkeltsektorenes energi-intensitet

Som påpekt i forrige avsnitt, vil det meste av økningen i kjøperprisen på elkraft veltes over på prisindeksen på samlet energiinnsats. For en gitt sammensetning av energibruken, vil økte energikostnader bidra til lavere etterspørsel etter elkraft. Særlig for sektorer hvor høy elandel gir tilnærmet lik økning i elprisen og energikostnaden, vil incentivet til å redusere bruken av elkraft bli «overført» til beslutningen om hvor energiintensiv maskinparken skal være. De økte energikostnadene vil veltes videre over på kostnadene knyttet til å benytte energidrevne maskiner. Kombinert med fall i lønnsraten, gir dette et ytterligere incentiv til å velge en mindre energiintensiv sammensetning av de tre faktorene energi, maskinkapital og arbeidskraft. Som nevnt, er det disse substitusjonseffektene som bidrar mest til prisfølsomheten i etterspørselen.

Den relativt detaljerte næringsinndelingen i modellen gjør det mulig å undersøke om disse to substitusjonseffektene skyldes sterke tilpasninger i bare noen få sektorer, eller om gjennomsnittstallene i tabell 1.4 er representative for de tilpasninger som finner sted i alle private sektorer i fastlandsøkonomien. Modellresultatene gjengitt i tabell 1.5, viser at reduksjonen i maskinutstyrets energiintensitet ligger i intervallet 0,2 - 0,4 prosent pr. prosent økning i elprisen for primærnæringer, de fleste industrinæringene, samt for den delen av privat tjenesteyting som er betydelige brukere av elkraft, dvs. varehandel og annen privat tjenesteyting. Innen oljeraffinering, produksjon av ulike forbruksvarer, bygg og anlegg, finansieringsvirksomhet og transport er etterspørselsresponsen klart svakere, men disse sektorene står tilsammen for mindre enn 10 prosent av de private fastlandsnæringenes bruk av elkraft. For de de sektorene som betyr mye for den samlede etterspørselen, ligger reduksjonen i maskinutstyrets energiintensitet i intervallet 0,2 - 0,3 prosent, med unntak av treforedling hvor energiintensiteten faller med 0,13 prosent. Disse næringene er mao. relativt tett konsentrert rundt det elveide gjennomsnittet på 0,2 prosent for relativ reduksjon i forholdet mellom energi og maskinkapital. Det betyr at bidraget fra denne substitusjonseffekten til den samlede prisfølsomheten for elkraft er relativt autonom overfor endringer i modellparametre som påvirker næringsstrukturen.

Tabell 1.5: Endring i faktorforholdene i) energi i forhold til aggregatet av energi og energidreven maskinkapital ($U/N(U,KM)$), ii) energidreven maskinkapital i forhold til aggregatet av energidreven maskinkapital og arbeidsinnsats $N/R(N,L)$. Prosentvis endring pr. prosent økning i referanseprisen for elektrisitet.

	U/N(U,KM)	N/R(N,L)
Primærnæringer	-0,21	-0,04
Produksjon av ulike konsumvarer	-0,06, -0,13	-0,06, -0,08
Trevarer	-0,35	-0,12
Kjemiske og mineralske produkter og råvarer	-0,21	-0,11, -0,15
Grafisk produksjon	-0,40	-0,12
Treforedling	-0,13	0,00
Metaller	-0,23	-0,26
Verkstedsindustri inkl. bygging av skip og oljeplattformer	-0,21, -0,27	-0,10
Oljeraffinering, Bygg og anlegg, Bank og forsikring, Transport mm.	-0,02, 0,00	0,00
Varehandel, Bolig- og annen privat tjenesteyting	-0,26, -0,27	-0,14, -0,19
Veid gjennomsnitt*	-0,20	-0,15

*) Gjennomsnitt basert på andeler av samlet faktorinnsats, jf. post 2 i tabell 4.2.

Med unntak av metallindustrien er substitusjonseffekten som reduserer forholdet mellom energikrevende maskinutstyr og arbeidskraft, svakere enn substitusjonseffekten på forholdet mellom energi og maskinkapital. Tabell 1.5 viser videre at økningen i maskinparkens arbeidsintensitet er viktig i relativt få sektorer i modellen, men disse sektorene står for en relativt høy andel av den samlede elkraftbruken. Også for denne substitusjonsvirkningen er det relativt lite avvik mellom de sektorvise effektene i de sektorene som bruker relativt mye elkraft og den elveide gjennomsnittseffekten. Et viktig unntak er treforedling, der modellen ikke gir noen substitusjon mellom mellom energikrevende maskinutstyr og arbeidskraft.

7 SUBSTITUSJONS- OG SKALAEFFEKTER I HUSHOLDNINGENES ELETTERSSPØRSEL

Som vist i tabell 1.1, reduseres eletterspørselen i husholdningene med 0,13 prosent pr. prosent økning i referanseprisen på elektrisitet. Dette gir et bidrag til samlet elprisfølsomhet på beskjedne -0,04 prosentpoeng. Et viktig moment ved vurderingen av disse tallene er at bare 0,54 prosent av økningen i referanseprisen veltes over på kjøperprisen. Som nevnt skyldes dette at en del av overføringskostnadene og avgiftene hovedsakelig beregnes på grunnlag av forbruket målt i fysiske enheter.

Tabell 1.6 viser at etterspørselsresponsen er noe sterkere for den delen av elforbruket som brukes til oppvarming av bolig og vann enn den er for elforbruket knyttet til elektrisk husholdningsutstyr. Som forklart i avsnitt 2.2, er reduksjonen i elforbruket et resultat av substitusjonseffekter mellom en rekke varer og tjenester, samt en følge av at husholdningene må justere sitt nyttenivå slik at den norske utenlandsgjelden ikke eksploderer over tid. I det følgende vil vi undersøke betydningen av disse ulike effektene på husholdningsetterspørselen. Dekomponeringen vil følge den trinnvise beslutningsstrukturen i husholdningsadferden som er illustrert i figur 2.1 foran.

Tabell 1.6: Dekomponering av endringer i husholdningenes elletterspørsel. Prosentvise endringer pr. prosent økning i elprisen.

Endring i husholdningenes elletterspørsel = 1+2	-0,134
1. Bidrag fra redusert oppvarming	-0,076
Redusert elforbruk til oppvarming	-0,157
2. Bidrag fra redusert bruk av elutstyr	-0,056
Redusert elforbruk til drift av elutstyr	-0,111

Videre viser tabell 1.7 at substitusjonen mellom elforbruk og alternative energibærere i oppvarming, først og fremst fossile brensler, blir liten fordi den initiale elandelen i energibruken til oppvarming er så høy. Av samme grunn som påpekt i avsnitt 4.3, blir det da liten endring i forholdet mellom elpris og prisindeksen på oppvarmingsenergi når elprisen øker, og dermed tilsvarende lite incentiv til substitusjon. Sammenlignet med denne substitusjonseffekten, betyr det ifølge modellberegningen relativt sett mer for elletterspørselen at husholdningene reduserer den samlede energibruken til oppvarming. Bidraget fra denne skalaeffekten kan beregnes til 0,1 prosent pr. prosent økning i elprisen.

Tabell 1.7: Dekomponering av endringer i husholdningenes elforbruk til oppvarming av bolig og vann. Prosentvise endringer pr. prosent økning i elprisen.

Reduksjon i totalt elforbruk til oppvarming = 1+2	-0,157
1. Substitusjonseffekt = $-(1.3) \times (1.1-1.2)$	-0,050
1.1. Økning i kjøperprisen på elektrisitet	0,537
1.2. Økning i kjøperprisindeksen for energi	0,480
1.3. Substitusjonselastisitet* mellom elektrisitet og fossile brensler	0,878
2. Skalaeffekt: Bidrag fra endret energibruk til oppvarming	-0,107
Endret energibruk til oppvarming (volumindeks)	-0,097

* Substitusjonselastisiteten i tabell 1.7, og i de følgende tabeller i avsnittet, er ikke konstante parametre i konsumetterspørselssystemet i MSG-6. I stedet er den beregnet på grunnlag av de estimerede parametre og relevante variabelverdier før og etter elprisøkningen, se Holmøy (1998b).

Den beregnede skalaeffekten krever en nærmere forklaring. Dette bidraget er beregnet som den relative endringen i elforbruket av en endring i den totale energibruken til oppvarming når relative energipriser er konstante. Denne energibruken er spesifisert som en volumindeks som øker med økt bruk av elektrisitet og fossile brensler⁹. Merk at den estimerte etterspørselsfunksjonen for elforbruk til oppvarming innebærer at redusert energibruk til oppvarming gir en overproporsjonal reduksjon i elforbruket. Elastisiteten for elforbruket mht. energibruk til oppvarming er mao. større enn 1. Det reflekterer at det datamaterialet som ligger til grunn for estimatene, viser en tendens til at elandelen av den totale energibruken til oppvarming er høyere desto mer energi som brukes til oppvarming selv når man kontrollerer for

9. Volumindeksen for samlet energibruk til oppvarming, U , er spesifisert ved en origoforskjøvet Constant Elasticity of Substitution (CES) funksjon $U = CES(E - E, F - F)$, der E betegner elforbruk til oppvarming, F representerer bruken av andre energibærere og origoforkyvningen er gitt ved konstantene E og F .

relative prisendringer. Dette kan betraktes som en analogi til at inntektselastisiteten for et gode er større enn 1.

Tabell 1.8 gir en oversikt over hvilke faktorer som ligger bak lavere energibruk til oppvarming. Den økte energikostnaden gir, sammen med lavere kapitalkostnader, et klart incentiv til energiøkonomisering. Den beregnede substitusjonselastisiteten er imidlertid såvidt lav som 0,19, slik at bidraget til redusert elforbruk til oppvarming fra substitusjonen mellom oppvarmingsenergi og boligkapital bare blir 0,091 prosentpoeng. På den annen side forklarer denne substitusjonseffekten nesten hele nedgangen i skalaen i energi til oppvarming. Nedgangen i volumindeksen for boligrelatert forbruk¹⁰ på 0,034 prosent, gir en nesten neglisjerbar skalaeffekt til prispfølsomheten i husholdningenes elforbruk, fordi de estimerte etterspørselssammenhengene innebærer at skalaelastisiteten mellom energi til oppvarming og boligrelatert konsum er såvidt lav som 0,17.

Tabell 1.8: Dekomponering av endringer i husholdningenes forbruk av energi til oppvarming av bolig og vann. Prosentvise endringer pr. prosent økning i elprisen.

Endret energibruk til oppvarming (volumindeks) = 1+2	-0,097
1. Substitusjonseffekt = $-(1.1-1.2) \times (1.3)$	-0,091
1.1. Relativ økning i prisindeksen for energi	0,480
1.2. Relativ økning i prisindeksen for boligrelatert forbruk	0,003
1.3. Substitusjonselastisitet mellom energi og tjenester fra boligkapitalen	0,191
2. Skalaeffekt: Bidrag fra endret boligrelatert forbruk	-0,006
Endret boligrelatert forbruk (volumindeks)	-0,034

I henhold til beregningsresultatene kan tilpasningene i boligrelatert forbruk neglisjeres når man utleder prispfølsomheten for elkraft uten særlig tap av presisjon i forhold til en fullstendig modellberegning. Det kan være av interesse å analysere årsaker dette. Vi har allerede nevnt at den relevante skalaelastisiteten er lav. Tallene i tabell 1.9 viser i tillegg hvordan (volumindeksen for) boligrelatert forbruk avhenger av forholdet mellom prisindeksen på dette forbruket og prisindeksen for samlet konsum av varer og tjenester, samt av nivået på det samlede vare- og tjenestekonsumet, representert ved en volumindeks.

Tabell 1.9: Dekomponering av endringer i husholdningenes boligrelaterte forbruk. Prosentvise endringer pr. prosent økning i elprisen.

Endret boligrelatert forbruk (volumindeks) = 1+2	-0,034
1. Substitusjonseffekt = $-(1.1-1.2) \times (1.3)$	-0,007
1.1. Relativ økning i prisindeksen for boligrelatert forbruk	0,003
1.2. Relativ økning i prisindeksen for vare- og tjenestekonsum	-0,002
1.3. Substitusjonselastisitet mellom boligrelatert forbruk og andre varer og tjenester	1,439
2. Skalaeffekt: Bidrag fra endret vare- og tjenestekonsum	-0,027
Endret vare- og tjenestekonsum (volumindeks)	-0,020

10. Spesifikasjonen av volumindeksen for boligrelatert forbruk er analog til volumindeksen for energibruk til oppvarming, jf. fotnote 10.

Beregningsresultatene viser at mens økningen i elprisen fører til vekst i prisindeksen for boligrelatert forbruk, fører lønnsnedgangen til at prisindeksen for forbruket av alle varer og tjenester faller. Begge utslagene er imidlertid svært små, slik at substitusjonseffekten er neglisjerbar. Det er hovedsakelig den generelle nedgangen i vare- og tjenestekonsum på 0,02 prosent som fører til redusert boligrelatert forbruk. Mer detaljerte beregninger viser at 3/4 av nedgangen i vare- og tjenestekonsumet skyldes lavere nyttenivå, mens substitusjon fra materielt konsum til økt forbruk av fritid, dvs. lavere arbeidstilbud, forklarer resten av nedgangen. Incentivet bak substitusjonseffekten er fall i konsumentenes reallønn.

Dekomponeringen av nedgangen i elforbruket til elutstyr i husholdningene viser følgende mønster: Nedgangen på 0,11 prosent skyldes i overveiende grad substitusjonseffekter. Substitusjon i retning av mindre elkrevende elutstyr står for ca. 1/3 av nedgangen, jf. tabell 1.10. Det resterende bidraget skyldes hovedsakelig substitusjon fra bruk av elutstyr mot andre varer og tjenester som følge av at enhetskostnaden for bruk av elutstyr øker med 0,25 prosent, mens prisindeksen for vare- og tjenestekonsumet faller med 0,02 prosent. Generell nedgang i vare- og tjenestekonsumet bidrar til å redusere elforbruket til elutstyr med kun 0,02 prosent.

Tabell 1.10: Dekomponering av endringer i husholdningenes elforbruk til drift av elutstyr. Prosentvise endringer pr. prosent økning i elprisen.

Reduksjon i totalt elforbruk til drift av elutstyr = 1+2	-0,111
1. Substitusjonseffekt = $-(1.3) \times (1.1-1.2)$	-0,037
1.1. Prosentvis elprisøkning	0,537
1.2. Prosentvis økning i enhetskostnaden for bruk av elutstyr	0,250
1.3. Substitusjonselastisitet mellom elektrisitet og husholdningsmaskiner	0,129
2. Skalaeffekt: Bidrag fra endret bruk av elutstyr	-0,074
Endret skala i bruk av elutstyr	-0,172

8 KONKLUSJONER OG DISKUSJON

Av dekomponeringsanalysen av beregningene på den generelle likevektsmodellen MSG-6 kan vi trekke følgende konklusjoner om prislefølsomheten i den norske etterspørselen etter elkraft:

1. Eletterspørselen faller med ca. 0,3 prosent pr. prosent økning i referanseprisen, dvs. kraftprisen målt ved referansepunktet mellom transmisjon og distribusjon, før påplussing av overføringskostnader og avgifter.
2. Tilpasningene i private fastlandsnæringer bidrar med 87 prosent av den beregnede samlede prislefølsomheten. Redusert elforbruk i husholdningene bidrar med 13 prosent, mens modellberegningene ikke gir noe bidrag fra offentlig sektor eller offshore næringene.
3. For både bedriftene og husholdningene er den makroøkonomiske kontraktsjonen for liten til å bidra nevneverdig til den samlede prislefølsomheten. Det er endringer i relative priser som er hovedkraften bak nedgangen i eletterspørselen.
4. Endringene i relative priser skyldes i hovedsak overveltning av økningen i elprisen gjennom økonomien via kryssleveranser mellom næringene. Som en generell likevektseffekt må lønnsraten falle, men lønnsreduksjonen er bare 0,04 prosent pr. prosent økning i elprisen. Modifikasjonen av substitusjonsvirkningene som følge av lønnsstilpasningen og overveltningen av denne på

- andre priser, er tilnærmet neglisjerbar.
5. Det største bidraget til redusert elintensitet i produksjonen kommer fra faktorsubstitusjon innad i hver næring fra elektrisitet til andre faktorer. Den viktigste faktorsubstitusjonen skjer fra energi til arbeidskraft. Av den samlede elatterspørselsnedgangen i de private fastlandsnæringene på 0,53 prosent, bidrar den sektorinterne faktorsubstitusjonen med 0,39 prosentpoeng (74 prosent) pr. prosent økning i referanseprisen på elkraft.
 6. Bidraget til redusert elintensitet i produksjonen fra endret nærings sammensetning er 0,14 prosentpoeng (26 prosent). Dette skyldes at de mest elintensive næringene produserer produkter som er mer priselastiske enn gjennomsnittet. Spesielt går produksjonen relativt sterkest ned i metallindustrien og de øvrige eksportorienterte kraftkrevende industrinæringene, der tilbudet er antatt å være svært elastisk mhp. endringer i kostnadene.
 7. Faktorsubstitusjonen og produksjonsnedgangen i metallindustrien bidrar med over halvparten av den beregnede reduksjonen i elatterspørselen i de private fastlandsnæringene.
 8. Siden produksjonssektorenes prisfølsomhet er betydelig sterkere enn husholdningenes, vil den samlede prisfølsomheten være lite autonom overfor endringer i fordelingen av samlet elforbruk mellom disse hovedgruppene av etterspørere. I en situasjon der husholdningenes elforbruk ligger høyere enn det gjør i våre beregninger, vil den samlede prisfølsomheten være lavere enn det anslaget vi har beregnet. På den annen side vil egenskaper ved husholdningenes etterspørselsfunksjoner i MSG-6 bidra til å gjøre husholdningenes elforbruk mer priselastisk jo høyere energiforbruket er i utgangspunktet. Når det gjelder betydningen av forskyvninger i næringsstrukturen, viste vi at bidraget fra substitusjonseffekter til den totale prisfølsomheten vil være relativt autonomt overfor slike forskyvninger fordi styrken i substitusjonseffektene ikke varierer mye mellom de næringene som etterspør mye elkraft.

Det kan være av interesse å sammenligne våre beregninger av prisfølsomheten med tilsvarende anslag i en beslektet studie av Longva, Olsen og Strøm (1988). Denne baserte seg på en tidligere versjon av MSG modellen, MSG-4. For produksjonssektorene ga denne studien omtrent den samme prisfølsomheten som vi har funnet i vår dekomponeringsanalyse. I Longva, Olsen og Strøm (1988) spiller imidlertid den sektorinterne faktorsubstitusjonen en større rolle og endringer i nærings sammensetningen en mindre rolle enn i våre beregninger. Forskjellen når det gjelder betydningen av vridninger i næringsstrukturen skyldes etter all sannsynlighet at etterspørselen etter sektorenes produkter er mer priselastisk i MSG-6 enn i MSG-4, fordi MSG-6 i langt større grad fanger opp betydningen av internasjonal konkurranse i eksport og import. Reduksjonen i husholdningenes elatterspørsel er imidlertid sterkere i Longva, Olsen og Strøm (1988). Priselastisitetene i konsumet i MSG-6 er estimert på grunnlag av husholdningsdata, mens de tilsvarende elastisiteter i MSG-4 var estimert på aggregerte tidsseriedata. Denne forskjellen i underliggende data har generert lavere priselastisiteter i den siste modellversjonen.

Det kan med en viss rett hevdes at fordelingen av den endringen i den aggregerte elintensiteten på sektorintern faktorsubstitusjon og næringsvridninger har noe arbitrært ved seg. Den relative betydningen av de to bidragene vil avhenge av hvilken nærings- og vareinndeling man har foretatt av økonomien i modellbeskrivelsen. En annen gruppering av sektorene ville gitt andre tall for de ulike bidragene til samlet prisfølsomhet. Videre er også observert substitusjon innen hver sektor i virkeligheten en blanding av bedriftsintern faktorsubstitusjon og en sam-

menstningseffekt mellom bedrifter og prosesser som er analog til den vi beregner mellom modellens sektorer. I praksis synes det likevel som om våre resultater er relativt robuste så lenge de mest kraftkrevende industrisektorene er skilt ut.

Kvaliteten på disse anslagene på samlet elprisfølsomhet og bidragene til denne er selvsagt kritisk avhengig av hvor godt MSG-6 representerer de faktiske langsiktige tilpasningene i norsk økonomi. Det er ingen tvil om at mange av de sentrale parametrene i modellen er tallfestet på svært usikkert grunnlag. Fremtidig økonometrisk arbeid vil forhåpentlig redusere denne usikkerheten, men den vil aldri kunne elimineres. Vi vil understreke at alternative anslag i forhold til resultatene som er presentert i denne artikkelen, vil være anslag basert på andre formelle modeller, eller ikke-formaliserte resonnementer. Vurdert opp mot aktuelle alternativer, fremstår MSG-6 som et analyseverktøy som alt i alt bør tillegges betydelig vekt.

Referanser

Aasness, J. og B. Holtmark (1995): Effects on consumer demand patterns of falling prices in telecommunication, Working Paper 1995:8, Center for International Climate and Environmental Research - Oslo (CICERO).

Alfsen, K., T. Bye og E. Holmøy (1996): *MSG-EE: An applied general equilibrium model for energy and environmental analyses*, Sosial and Economic Studies 96, Statistics Norway.

Barro, R.J. (1974): Are Government Bonds Net Wealth?, *Journal of Political Economy* 82, 6, 1095-1117.

Bye, B. og E. Holmøy (1997): Household behaviour in the MSG-6 model, Documents 97/13, Statistisk sentralbyrå.

Holmøy, E. (1998a): Analysing macrodynamics and macroeconomic multipliers within a formal stylised version of the MSG-6 model, kommer i serien Documents, Statistisk sentralbyrå.

Holmøy, E. (1998b): En kvantitativ dekomponering av prisfølsomheten i den norske etterspørselen etter elkraft beregnet ved likevektsmodellen MSG-6, Kommer i serien Notater, Statistisk sentralbyrå.

Holmøy, E. og T. Hægeland (1997): Aggregate Productivity Effects of Technology Shocks in a Model of Heterogeneous Firms: The Importance of Equilibrium Adjustments, Discussion Paper 198, Statistics Norway.

Holmøy, E. og B. Strøm (1997): *Samfunnsøkonomiske kostnader av offentlig ressursbruk og ulike finansieringsformer - beregninger basert på en disaggregert generell likevektsmodell*, Rapporter 97/16, Statistisk sentralbyrå.

Johansen, L. (1960): *A multi-sectoral study of economic growth*, Amsterdam: North-Holland Publishing Company.

Johnsen, T.A. (1991): *Modell for kraftsektoren*, Rapporter 91/12, Statistisk sentralbyrå.

Klette, T.J. (1994): Estimating price-cost margins and scale economies from a panel of microdata, Discussion Paper 130, Statistics Norway.

Longva, S., Ø. Olsen og S. Strøm (1988): Total elasticities of energy demand analysed within a general equilibrium model, *Energy Economics*, 10, 4, 298-308.

Mysen, H.T. (1991): *Substitusjon mellom olje og elektrisitet i produksjonssektorene i en makromodell*, Rapporter 91/7, Statistisk sentralbyrå.

Vedlegg 2**Fordelingsvirkninger av elektrisitetsavgifter¹¹**

av Jørgen Aasness, Statistisk sentralbyrå

Sammendrag

Proporsjonal elektrisitetsavgift, eller moms på elektrisitet, har gjennomgående en ugunstig fordelingseffekt. Dette resultatet følger av å anvende en bestemt metode på Statistisk sentralbyrås forbruksundersøkelser 1986-1994. Resultatet skyldes at «fattige» husholdninger i gjennomsnitt bruker en større andel av sin totale forbruksutgift til elektrisitet enn «rike» husholdninger. Resultatet er robust over tid, gitt de data og metoder som benyttes. I hver tidsperiode er det imidlertid unntak fra regelen: noen fattige husholdninger har en liten budsjettandel til elektrisitet, slik at en proporsjonal elektrisitetsavgift er relativt gunstig for dem, og noen rike husholdninger har stor budsjettandel til elektrisitet slik at avgiften er relativt ugunstig for dem.

Progressive elektrisitetsavgifter, dvs at gjennomsnittsavgiften per kwh øker med elektrisitetsforbruket til konsumenten, har potensiale til å gi bedre fordelingseffekter. Dette skyldes at det vanligvis vil være rasjonelt for fattige husholdninger å tilpasse seg slik at de har et mindre elektrisitetsforbruk enn rike husholdninger, og hvis minstegrensen er høy nok, kan de helt slippe å betale den progressive elektrisitetsavgiften. Progressive elektrisitetsavgifter og tariffen kan utformes på mange ulike måter, som kan gi meget forskjellige fordelingseffekter og andre tilsiktede og utilsiktede effekter. Vi har gjennomført to beregningsekspesimenter: i alternativ 1 er grensene for økt avgift fastsatt etter forbruket per husholdning, og i alternativ 2 er grensene fastsatt etter forbruket per person i husholdningen. Det sistnevnte avgiftssystemet gir ifølge beregningene klart gunstigere fordelingseffekt enn det førstnevnte, og begge de progressive avgiftstypene gir gunstigere fordelingseffekter enn proporsjonal elektrisitetsavgift.

Beregningene av fordelingseffektene forutsetter uendret elektrisitetsforbruk. Denne forutsetningen er urealistisk, men hovedkonklusjonene om fordelingseffektene vil rimeligvis holde, og antakelig også forsterkes, om en tar hensyn til atferdsendringene. Dette kan en imidlertid ikke få noe fullgodt svar på før en har gjennomført et reelt eksperiment med progressive elektrisitetsavgifter. Spesielt vil det være viktig å observere atferdsendringene til de fattige husholdninger som ved dagens prissystem bruker relativt mye elektrisitet. Det bør dessuten framheves at utredningen ikke tar opp praktiske muligheter og kostnader til bl.a. administrasjon av en slik reform, og heller ikke om fordelingsgevinstene kan oppnås mer effektivt på en annen måte.

1 TEORETISK BAKGRUNN

Elektrisitetsavgifter, og elektrisitetstariffer, er vanligvis bestemt med utgangspunkt i energipolitiske, miljøpolitiske eller næringmessige hensyn. Avgiftene har imidlertid også fordelingsmessige effekter som bør kartlegges hvis en ønsker en omfattende samfunnsøkonomisk konsekvensanalyse av endringer i avgiftene. Fordeling-

11. Denne rapporten er skrevet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet i tilknytning til Energiutredningen, og er blitt framlagt og kommentert på et møte i utvalget. Frode Alfnes og Bente Halvorsen har gjennomført beregningene. Torstein Bye, Bente Halvorsen, Øystein Olsen, Erling Røed Larsen og Ingvild Strømsheim Wold har bidratt med konstruktiv kritikk av et tidligere utkast.

seffektene kan avhenge mye av hvordan avgiftssystemet er utformet, spesielt om det er et proporsjonalt eller progressivt avgiftssystem.

Fordelingseffektene av en økt elektrisitetsavgift på husholdningene avhenger også av hva myndighetene benytter avgiftsprovenyet til. Eventuelle uheldige fordelings effekter av en elektrisitetsavgift kan i prisippet kompenseres for på andre måter, for eksempel kan en kompensere barnefamilier ved økt barnetrygd. Effektene av slike skattepakker vil ikke bli analysert her. Vi vil bare se på den partielle fordelingsvirkningen av økte elektrisitetsavgifter/tariffer for husholdningene. Man kan tolke dette som at vi antar at avgiftsprovenyet benyttes til tiltak som er fordelingsmessig nøytrale.

Vi vil benytte en enkel metode for fordelingsanalyse som er utviklet av Aasness (1977, 1978), og videreutviklet i blant annet Røed Larsen, Wold og Aasness (1997). Vi henviser til disse publikasjonene for detaljert begrunnelse og drøfting av metoden. Metoden har blant annet den fordel at den er enkel å bruke for detaljerte godegrupper og også for nye typer avgifter som er relevant her. Vi har utnyttet omfattende databanker over Statistisk sentralbyrås forbruksundersøkelser som er under utvikling ved Seksjon for mikroøkonomi, i samarbeid med Seksjon for ressurs og miljøøkonomi, se Aasness (1998). Vi vil nedenfor kort redegjøre for metoden. Tekniske detaljer er omtalt i fotnotene til tabell 2.1.

En bakenforliggende ide er at en husholdning har fordel av at den indirekte beskatning kommer på godegrupper den selv forbruker lite av i forhold til andre husholdninger, dvs at husholdningen har små budsjettandeler i forhold til gjennomsnittshusholdningen for disse godene. Over 150 års omfattende forskningserfaring viser at budsjettandeler for ulike varer varierer systematisk med hvor «rike» og «fattige» husholdningene er. En kan definere «fattig og rik» på mange måter og i mange dimensjoner, og man kan beregne komplekse forbruksrelasjoner. I våre beregninger har vi bestrebet oss på å gjøre det enkelt. Vi får oppsummert mye relevant informasjon i datamaterialet i form av gjennomsnittlig budsjettandel og tre elastisiteter, som vi har tabulert for ulike godegrupper og avgiftstyper i tabell 1.

Analysen bygger på data fra Statistisk sentralbyrås forbruksundersøkelser fra 1986-1994. For hvert år beregnes hvordan forbruksutgiftene til de ulike godegruppene avhenger av total forbruksutgift, antall barn og antall voksne i husholdningen. Disse forbruksrelasjonene gjelder for husholdninger med gjennomsnittlige preferanser og forbrukeratferd. Innen rammen av vår teori kan vi vise at Engel-, barne- og voksenelastisitetene fra disse forbruksrelasjonene har gode egenskaper som indikatorer for fordelings effekter av indirekte beskatning. Analysemetoden gir mulighet til å undersøke hvordan disse fordelings effektene har endret seg over tid.

Hvis vi ønsker å tilgodese husholdninger med lav total forbruksutgift i motsetning til dem med høy total forbruksutgift, gitt antall barn og voksne, vil økt avgift på et gode gi bedre fordelings effekt jo høyere Engelelastisiteten for godet er. Hvis Engelelastisiteten er større enn 1, er fordelings effekten positiv, i den forstand at jo rikere husholdningen er jo større andel av dens totale forbruksutgift brukes på avgiften. Dersom Engelelastisiteten er mindre enn 1, er fordelings effekten negativ, dvs jo fattigere husholdningen er jo relativt mer må den bruke på å betale avgiften. Omvendt: en reduksjon i avgiften, eller innføring av en subsidie, vil ha bedre fordelings effekt jo lavere Engelelastisiteten er.

Hvis vi ønsker å tilgodese husholdninger med (mange) barn i motsetning til husholdninger uten barn, gitt total forbruksutgift og antall voksne, vil fordelings effektene av å øke avgiften på godet være bedre jo lavere barneelastisiteten er. Hvis barneelastisiteten er negativ, er fordelings effekten positiv. Hvis barneelastisiteten er positiv, er fordelings effekten negativ. Omvendt; en reduksjon i avgiften vil ha en bedre fordelings effekt jo høyere barneelastisiteten er.

Hvis vi ønsker å tilgodese husholdninger med mange voksne i motsetning til husholdninger med få voksne (én voksen), gitt total forbruksutgift og antall barn, vil fordelingeffektene av å øke avgiften på godet være bedre jo lavere voksenelastisiteten er. Hvis voksenelastisiteten er negativ, er fordelingeffekten positiv. Hvis voksenelastisiteten er positiv, er fordelingeffekten negativ. Omvendt; en reduksjon i avgiften vil ha en bedre fordelingseffekt jo større voksenelastisiteten er.

Et sentralt metodisk utgangspunkt er å sammenligne observerte forbruksutgifter hos «fattige og rike», basert på et representativt utvalg av norske husholdninger som står overfor de samme priser i samme tidsperiode - dvs en tverrsnittsanalyse. Data for ett enkelt år gir imidlertid ikke solid informasjon om elastisitetene for alle de godegruppene vi er interesserte i. Dessuten er tverrsnittselastisiteter for et enkeltstående år ikke så interessante hvis de sanne elastisitetene varierer mye over tid. I denne utredningen benyttes tverrsnittsdata fra forbruksundersøkelsene for hvert år i perioden 1986-1994, og vi beregner gjennomsnitt og standardavvik basert på denne tidserien av tverrsnittselastisiteter. Vi kan også analysere tidsserien av disse tverrsnittselastisitetene, for blant annet å undersøke om det finnes signifikante trender i elastisitetene over tid. Vi har ikke gjennomført noen systematisk analyse av dette, men hovedkonklusjonene synes robuste over denne tidsperioden.

2 EMPIRISKE RESULTATER

Tabell 1 gir budsjettandeler, Engelelastisiteter, barneelastisiteter og voksenelastisiteter for alt forbruk inndelt i fem grupper: Elektrisitet (K321), Matvarer (K0), Selskapsreiser utenlands (V825) og Fritidshus, renter av lån (V441) og Andre goder. Vi fokuserer på elektrisitet. De andre godegruppene er tatt med for bedre å illustrere meningsinnholdet i elastisitetene, og for å poengtere at fordelingsvirkningene av en elektrisitetsavgift bør sees i sammenheng med fordelingseffekter av andre avgifter. Matvarer er valgt fordi det er en velkjent «nødvendighetsvare», en hypotese som er bekreftet gjennom 150 års omfattende økonometrisk forskning. Selskapsreiser og Fritidshus er valgt fordi disse er klare eksempler på «luksusgoder» i mange betydninger av ordet. «Andre goder» er valgt for å få et komplett utgiftssystem. Utgiftene til de fem godegruppene summerer seg opp til total forbruksutgift, og av det følger at budsjettandelene summerer seg opp til 1000 promille, Engelelastisitetene summerer seg opp til 1 og både barne- og voksenelastisitetene summerer seg opp til null (idet vi bruker budsjettandelene som vektor når vi summerer elastisitetene).

Nederst i tabell 1 har vi inkludert tre godegrupper/avgiftsgrupper for elektrisitet som er spesialkonstruert for denne utredningen. Disse vil vi kommentere etter å ha gjennomgått resultatene for de fem gruppene i det komplette utgiftssystemet.

Elastisitetene kan både tolkes som fordelingsindikatorer og som parametre som beskriver atferden til en gjennomsnittshusholdning, innen rammen av tradisjonell økonomisk teori for konsumentenes atferd. Jeg vil benytte begge tolkinger, og litt om hverandre, for å prøve å få aktivert leserens intuisjon. Tolkningen som fordelingsindikator vil imidlertid være gyldig under videre betingelser enn tolkingen som atferdsparameter, noe det vil føre for langt å forklare i detalj her.

Engelelastisiteten kan tolkes som den prosentvise endringen i forbruket av et gode når total forbruksutgift øker med 1 prosent, og alle andre faktorer er konstant. Vi kan dermed tolke resultatene for Engelelastisitetene i tabell 1 slik: når total forbruksutgift øker med 1%, vil den norske gjennomsnittshusholdningen øke forbruket av Elektrisitet med 0,4%, Matvarer med 0,3 %, Selskapsreiser utenlands med 1,6%, Fritidshus (renter av lån) med 4,5% og alle Andre goder med 1,1%. I gjennomsnitt er alle disse endringene nøyaktig 1%, når en veier med budsjettandelene, siden vi

har inkludert

alle goder som inngår i total forbruksutgift i vårt utgiftssystem med fem hovedgrupper. Av dette følger at jo høyere total forbruksutgift en husholdning har, gitt antall barn, voksne og preferanser ellers, jo mindre blir budsjettandelene til Elektrisitet og Matvarer, og jo større blir budsjettandelene til Selskapsreiser utenlands, Fritidshus og Andre goder.

Hvis en først og fremst ønsker å tilgodese husholdninger med lav total forbruksutgift i motsetning til de med høy total forbruksutgift, gitt husholdningsstørrelse, har dermed en proporsjonal elektrisitetsavgift, eller moms på elektrisitet, en ugunstig fordelingseffekt. Resultatene tyder på at fordelingseffektiviteten er nesten like ugunstig som for moms på matvarer. Avgifter på luksusgoder som Selskapsreiser utenlands og Fritidshus har derimot meget gunstige fordelingsvirkninger.

Barneelastisiteten gir uttrykk for en prosentvis endring i forbruket når en husholdning får et barn til, gitt total forbruksutgift og antall voksne. Husholdningen får dermed mindre å rutte med per person, og blir således «fattigere». Vi ser at forbruket av nødvendighetsgodene Elektrisitet og Matvarer øker når antall barn øker, og derfor må husholdningen skjære ned på utgifter til luksusgoder som Selskapsreiser og Fritidshus, for å holde budsjettbeskrankningen som her er forutsatt.

Hvis en først og fremst ønsker å tilgodese husholdninger med (mange) barn i motsetning til husholdninger uten barn, gitt total forbruksutgift og antall voksne, vil fordelingseffekten av en proporsjonal elektrisitetsavgift være negativ. Fordelingseffektiviteten er imidlertid ikke så ugunstig som for moms på matvarer. Avgifter på luksusgoder som Selskapsreiser utenlands og Fritidshus har derimot meget gunstige fordelingsvirkninger også i denne «barnedimensjonen».

Hvis en ønsker å tilgodese husholdninger med mange voksne, gitt total forbruksutgift og antall barn, vil fordelingseffektiviteten være bedre jo lavere voksenalastisiteten er. Vi ser at også i denne «voksendimensjonen» gir proporsjonal elektrisitetsavgift en ugunstig fordelingseffekt, men fordelingseffektiviteten er enda mer ugunstig for moms på matvarer. Igjen ser vi at avgifter på luksusgodene Selskapsreiser og Fritidshus har meget gunstige fordelingseffekter.

Progressiv elektrisitetsavgift, alternativ 1 og 2, er hypotetiske avgifter vi har beregnet for alle husholdningene i utvalget til forbruksundersøkelsen i de ulike årene, basert på formlene redegjort for i henholdsvis fotnote i og j til tabell 1. Vi har i beregningsekspérimentet antatt at forbruk av alle goder er uendret, og at husholdningene ble kompensert med en tilsvarende økning i total forbruksutgift. I begge alternativene er det fire grenser hvor elektrisitetsavgiften per kwh øker med 3 øre. I alternativ 1 er grensene henholdsvis 10000, 15000, 20000 og 25000 kwh per år for hver husholdning. I alternativ 2 er grensene henholdsvis 4000, 6000, 8000 og 10000 kwh per år per person i hver husholdning.

Vi ser at estimatene av Engelelastisitetene for begge de to alternative progressive elektrisitetsavgifter er større enn 1. Det betyr at jo høyere total forbruksutgift en husholdning har, alt annet likt, jo mer vil de betale i progressiv elektrisitetsavgift, både i absolutte kroner og i prosent av sin totale forbruksutgift. De progressive elektrisitetsavgiftene har i denne forstand gunstige fordelingseffekter, og langt bedre fordelingseffekt enn proporsjonal elektrisitetsavgift.

I «barnedimensjonen» og «voksendimensjonen» har imidlertid de to alternative progressive avgiftssystemene stikk motsatt fordelingseffekt. Alternativ 1 forsterker de ugunstige fordelingseffektene av en proporsjonal elektrisitetsavgift, mens alternativ 2 omgjør en ugunstig fordelingseffekt til en meget gunstig fordelingseffekt, på linje med avgift på de sterke luksusgodene Selskapsreiser utenlands og Fritidshus

(renter på lån). Dette resultatet kan forklares intuitivt på for eksempel følgende måte. Alternativ 1 er «urettferdig» for store kontra små husholdninger. Sammenlign for eksempel en enslig med en husholdning på 10 personer, som begge har like stor total forbruksutgift og like stort elektrisitetsforbruk per husholdning. De vil da ifølge alternativ 1 betale like mye i progressiv elektrisitetsavgift, til tross for at den enslige har 10 ganger så høy total forbruksutgift og 10 ganger så høyt elektrisitetsforbruk når vi regner per person i husholdningen. Ved alternativ 2 derimot vil 10-personers husholdningen få 10 ganger så store grenser regnet per husholdning. Hvis 10-person husholdningen er fattig, vil den antakelig tilpasse seg slik at den kommer under minstegrensen på 40000 kwh i året, og dermed ikke betale progressiv elektrisitetsavgift i det hele tatt. En slik tilpasning vil imidlertid kunne bli vanskeligere å gjennomføre for en fattig enslig under dette avgiftsregimet, på grunn av stordriftfordeler i husholdningsproduksjonen.

Tabell 2.1: Budsjettandeler, Engel-, barne- og voksenelastisiteter for elektrisitet, noen andre utvalgte godegrupper og hypotetiske utgifter til progressive elektrisitetsavgifter. Gjennomsnittsverdier basert på forbruksundersøkelsene 1986-1994. a Standardavvik i parentes.^b

Kode ^f	Godegruppe ^f	Budsjettandel (promille)	Engel- elast. ^c	Barne- elast. ^d	Vok- senelast. ^e
K321	Elektrisitet	40,44	0,405	0,108	0,214
	(proporsjonal avgift ^g)	(1,77)	(0,030)	(0,026)	(0,025)
K0	Matvarer	150,57	0,284	0,389	0,727
		(1,93)	(0,037)	(0,025)	(0,037)
V825	Selskapsreiser utenlands	16,82	1,852	-1,280	-0,727
		(0,90)	(0,157)	(0,053)	(0,120)
V441	Fritidshus, renter av lån	2,38	4,528	-1,761	-2,168
		(0,20)	(0,506)	(0,241)	(0,380)
	Andre goder ^h	789,79	1,138	-0,047	-0,128
Sum ⁱ		1000,00	1,000	0,000	0,000
K321P1 ^j	Progressiv elavgift, alt.1	3,36	1,140	0,138	0,388
		(0,15)	(0,114)	(0,076)	(0,111)
K321P2 ^k	Progressiv elavgift, alt.2	2,71	1,163	-1,358	-1,177
		(0,06)	(0,133)	(0,086)	(0,103)
K321N	Elektrisitet, hvis hush. bor i Nord-Norge,	4,16	-0,273	0,500	0,951
	null ellers	(0,37)	(0,176)	(0,140)	(0,198)

a For hvert år og hver godegruppe har vi beregnet en lineær regresjon av utgift til varegruppen m.h.p. latent total forbruksutgift, antall barn og antall voksne i husholdningen, der det årlige nettoutvalget varierer mellom 1172 og 1493 husholdninger. (Beregningene for de hypotetiske progressive elektrisitetsavgiftene er kun utført for 1988-1994, fordi disse beregningene forutsetter at vi kjenner prisen for elektrisitet for hver enkelthusholdning, og det hadde vi ikke tilgjengelig for årene 1986 og 1987.) Regresjonen er estimert ved SYSLIN-prosedyren i SAS med bruk av 2SLS med følgende instrumentvariable: Bruttoinntekt, nettoinntekt, antall barn og antall voksne. Elastisiteter og budsjettandeler for hvert år er beregnet for en husholdning med gjennomsnittlig verdi av de tre forklaringsvariablene. Budsjettandelene i tabellen er et uveid gjennomsnitt av de årlige budsjettandelene.

Elastisitetene i tabellen er et veid gjennomsnitt av de årlige elastisitetene, med de årlige budsjettandelenene som vekter.

b Standardavvikene er beregnet ved Stder i Proc means prosedyren i SAS, basert på vanlig prosedyre når en tar et veid gjennomsnitt av 9 variable (ett for hvert år).

c Engleelastisiteten angir den prosentvise endringen i husholdningens utgift til godegruppen når total forbruksutgift øker med 1 prosent (cet.par.).

d Barneelastisiteten angir endringen i husholdningens utgift når antall barn øker med 1 (cet.par.), satt i forhold til husholdningens utgift til godegruppen per person.

e Voksenelastisiteten angir endringen i husholdningens utgift når antall voksne øker med 1 (cet.par.), satt i forhold til husholdningens utgift til godegruppen per person.

f Se Wold (1997) for en detaljert beskrivelse av godegrupperingene i forbruksundersøkelsene, samt kodesystemet som er benyttet her.

g Strengt tatt gjelder beregningene for avgifter som er proporsjonale med utgiften til elektrisitet, slik som merverdiavgift. En elektrisitetsavgift som er proporsjonal med elektrisitetsforbruket målt i antall kwh vil i prinsippet ha andre elastisiteter, men i praksis vil nok forskjellene bli små. Dette kan vi teste ut etter at våre datafiler er blitt viderebearbeidet.

h «Andre goder» representerer alle andre varer og tjenester som husholdningene kjøper, dvs de som er med i total forbruksutgift, unntatt K321, K0, V825 og V441, jfr Wold (1997).

i Utgiftene til de fem gruppene summerer seg til total forbruksutgift, og det impliserer at budsjettandelenene og elastisitetene summerer seg som angitt (der elastisitetene er summert med budsjettandelenene som vekter).

j La qeh symbolisere elektrisitetskonsumet for husholdning h målt i kwh, for ett år. Alternativ 1 av den progressive elektrisitetsavgiften beregnes da slik: $P1h = 0.03 \max(0, qeh - 10000) + 0.03 \max(0, qeh - 15000) + 0.03 \max(0, qeh - 20000) + 0.03 \max(0, qeh - 25000)$. Det innebærer at hvis en husholdning har et årlig elektrisitetsforbruk som er mindre enn 10000 kwh, blir avgiften null. Hvis husholdningen har et elektrisitetsforbruk som er større enn 10000 kwh, betaler den 3 øre for alt forbruk som overstiger 10000 kwh, ytterligere 3 øre for alt forbruk som overstiger 15000 kwh osv. For en husholdning som har et elektrisitetsforbruk som overstiger 25000 kwh i året, blir således elektrisitetsavgiften for den siste kilowatttimen 12 øre. Det bør bemerkes at våre tall for elektrisitetsforbruket i kwh er beregnet basert på registrerte utgiftstall og tilkoblede pristall, der prisfilene nylig er koplet til, og hvor vi derfor ennå ikke har fått tid til den kvalitetskontroll og uttesting av metoder som kunne vært ønskelig.

k La qeh være definert som i foregående fotnote og la zh betegne antall personer i husholdningen. Ved alternativ 2 av den progressive elektrisitetsavgift lar vi grensene være bestemt av elektrisitetsforbruket per person i husholdningen. Mer spesielt defineres den på følgende måte: $P2h = 0.03 \max(0, qeh - 4000zh) + 0.03 \max(0, qeh - 6000zh) + 0.03 \max(0, qeh - 8000zh) + 0.03 \max(0, qeh - 10000zh)$. Det innebærer for eksempel at en husholdning med fire personer ikke behøver å betale noe progressiv avgift hvis husholdningens årsforbruk er mindre enn 16000 kwh.

Vi har i denne analysen ikke tatt opp praktiske muligheter for gjennomføring og administrative kostnader knyttet til slike progressive elektrisitetsavgifter. Men vi vil likevel tilslutt nevne noen tilknyttede momenter: (i) Hvis grensene følger forbruket per husholdning, vil det være incentiver for store husholdninger å dele seg formelt opp i mindre enheter, med hver sin elektrisitetsmåler (abonnement). Slike uheldige effekter får en ikke når grensene er per person. (ii) Hvis en vedtar at grensene skal være per person kan dette gjennomføres enkelt ved at husholdningen selv innmelder antall personer i husholdningen til elektrisitetsverket, og eventuelt en liste med navn over personene med personnummer for kontrollformål. Det bør være forbudt å melde samme person i flere husholdninger. Dette kan kontrolleres sentralt ved stikkprøver eller totalkontroll mot personregister e.a. (iii) Dersom en husholdning har flere elektrisitetsmålere, for eksempel to i hovedboligen og en måler i hver av fritidsboligene, bør ikke grensene gjelde hvert abonnement, men enten bare hovedabonnementet eller alle abonnementene samlet. Hvis ikke dette gjennomføres vil fordelingsvirkningene av reformen bli mindre gunstige.

Til slutt i tabell 1 har vi med resultater for fordelingseffekter av en proporsjonal elektrisitetsavgift i Nord-Norge, siden husholdningene der er fritatt elektrisitetsavgift i nåværende avgiftssystem. Vi ser at fordelingseffektene av å pålegge også dem en proporsjonal elektrisitetsavgift er spesielt lite gunstige. Elastisitetene her

bør forøvrig kun tolkes som fordelingsindikatorer og ikke som atferdsparametre for nord-norske husholdninger. De bakenforliggende regresjonsberegningene er nemlig gjennomført for alle husholdningene i utvalget, ikke bare de nord-norske. Den lave Engleelastisiteten og de høye personelastisitetene skyldes nok i stor grad at nord-norske husholdninger gjennomgående har relativt lave totale forbruksutgifter og relativt mange husholdningsmedlemmer i forhold til resten av landet, samtidig som de har et relativt stort behov for elektrisitet. Et progressivt avgiftssystem vil rimeligvis gi bedre fordelingseffekt også for de nord-norske husholdningene. Det er jo også mulig å la grensene i det progressive systemet være høyere i Nord-Norge, men slik at marginalprisene for de aller fleste husholdningene blir høyere, og slik at alle husholdninger med høyt forbruk får samme marginalpris over hele landet.

3 AVSLUTTENDE MERKNADER

Metoden som er benyttet i denne analysen av fordelingsvirkninger av elektrisitet-savgifter og tariffer ble valgt fordi: (i) det gjorde det mulig å gjennomføre en relevant empirisk analyse på kort tid og med liten ressursinnsats; (ii) analysen kan eventuelt betraktes som et første steg i en mer omfattende analyse av problemet; og (iii) hovedkonklusjonene som er trukket vil være robuste overfor forbedringer av analysemetoden, etter forfatterens faglige vurdering på nåværende tidspunkt.

Det er mulig å gjennomføre en mengde utvidelser og forbedringer av analysen, for å få mer omfattende og mer sikre resultater, og for å teste hypotesen om robuste hovedkonklusjoner (jfr (iii)). Det finnes en omfattende internasjonal litteratur som har relevans for metodevalg i slike skatteanalyser, se Myles (1995) for en introduksjon til litteraturen. Vi skal ikke forsøke å liste opp alle mulighetene her, men påpeke tre svake punkter i analysemetoden vi har benyttet og antyde mulige løsninger på disse tre utfordringene.

Som påpekt er fordelingsanalysen basert på estimater av forbruksrelasjoner med gjennomsnittlige preferanser, gitt antall barn og voksne. Fordelingseffektene blir rimeligvis mindre «treffsikre» jo større preferansevariasjon det er «rundt» de gjennomsnittlige forbruksrelasjonene, pga. forskjeller i smak og behag eller pga. temperaturforskjeller o.l. Dette gjelder imidlertid også for andre varer og tjenester. Beregningene i Aasness, Biørn og Skjerpen (1995, tabell 1 samt 1993, s. 1414) antyder at preferansevariasjonen er relativt mindre for elektrisitet enn for de fleste andre godegrupper, noe som kan undersøkes nærmere. Ved sammenligning med fordelings effekter av inntektsskatt bør en også huske på at det er forskjeller i preferanser mellom arbeid og fritid og mellom å arbeide mot skattbar inntekt versus ikke-skattbar inntekt. Tilsvarende er det store forskjeller i preferanser og atferd mellom plassering av formue i ulike typer som beskattes ulikt.

Fordelingsanalysen i dette notat tar ikke eksplisitt hensyn til atferdsendringer og nytteendringer som følger av prisendringene. Et eksempel på en slik fordelingsanalyse er Aasness, Bye og Mysen (1996), basert på konsummodellen i Aasness og Holtmark (1993) som bygger på eksplisitte nyttefunksjoner. En lignende analyse kan eventuelt gjennomføres for endrete elektrisitetsavgifter. Elastisitetene for de fem hovedgruppene i tabell 1 er imidlertid beregnet for hvert år i perioden 1986-1994 der resultatene er robuste til tross for ulike relative priser. Hvis en innførte progressive avgifter i stort omfang ville en muligens få kraftigere atferdsendringer som også ville resultere i endrete elastisiteter. Spesielt er det interessant å analysere hvordan fattige og rike husholdninger vil reagere på ulike typer prisendringer. Dette kan gjøres innenfor simuleringsmodeller, som f.eks. Aasness og Holtmark (1993), eller ved reelle eksperimenter.

I dette notatet har vi gjennomført fordelingsanalysen langs tre «dimensjoner», etter (partiell) variasjon i total forbruksutgift, antall barn og antall voksne. Gjennom en mikrosimuleringsmodell med en hel minipopulasjon av norske husholdninger, slik som i Aasness (1995), kan man gjennomføre analysen i en mengde dimensjoner og også aggregere opp velferden til alle husholdninger, eller en gruppe av husholdninger, ved hjelp av en eksplisitt velferdsfunksjon. Videre kan en sammenlikne fordelingeffekter av ulike pakker av indirekte og direkte beskatning, se Aasness (1993), Aasness, Gravningsmyhr og Aslaksen (1996) og NOU(1996:13). Før en eventuelt gjennomfører en slik fordelingsanalyse av elektrisitetsavgifter ville det imidlertid være en fordel at konsumrelasjonene i modellen blir forbedret.

Referanser

Myles, G. D. (1995): *Public economics*, Cambridge (U.K.): Cambridge University Press.

NOU (1996:13): *Offentlige overføringer til barnefamilier*, Barne- og familiedepartementet, Oslo: Akademika.

Røed Larsen, E., I. S. Wold og J. Aasness (1997): «Fordelingsvirkninger av indirekte beskatning - tolking av etterspørselastisiteter for detaljerte godegrupper estimert fra forbruksundersøkelsene 1989-1991» i Norges forskningsråd (red.): *Skatteforum 1997: Nasjonalt forskermøte i skatteøkonomi*, Oslo: Norges forskningsråd, s 25-74.

Statistisk sentralbyrå (1996): *Forbruksundersøkelsen 1992-94*, NOS C 317.

Wold, I. S. (1997): Godegrupperingen i forbruksundersøkelsene, mimeo, Seksjon for mikroøkonometri, Statistisk sentralbyrå.

Aasness, J. (1977): *Om etterspørselen etter og subsidiering av matvarer - estimering av Engelfunksjoner og progressiv indirekte beskatning*, Memorandum fra Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo.

Aasness, J. (1978): Subsidiering av matvarer og inntektsutjamning, *Sosialøkonomen* 4/78, 7-13.

Aasness, J. (1993): Fordelingsvirkninger av barnetrygd og matmoms - en analyse basert på LOTTE-KONSUM, *Økonomiske Analyser* 9/93, 80-88.

Aasness, J. (1995): A microsimulation model of consumer behavior for tax analyses, Paper presentert på Nordic seminar on microsimulation models, Oslo, mai 1995 og Norsk forskermøte, Oslo, januar 1996, mimeo, Seksjon for mikroøkonometri, Statistisk sentralbyrå.

Aasness, J. (1998): Databanker for analyse av forbrukeratferd ved Seksjon for mikroøkonometri: status, bruk og framtidsperspektiver, mimeo (oppdateres etter behov), Statistisk sentralbyrå.

Aasness, J., I. Aslaksen, og H. A. Gravningsmyhr (1996): Distributional efficiency of different types of direct taxation - an analysis of «child relevant» schemes, *Economic Survey* 3/96, 26-31.

Aasness, J., E. Biørn, og T. Skjerpen (1993): Engel functions, panel data, and latent variables, *Econometrica* 61, 1395-1422.

Aasness, J., E. Biørn, og T. Skjerpen (1995): Distribution of preferences and measurement errors in a disaggregated expenditure system, Discussion Paper 149, Statistics Norway.

Aasness, J., T. Bye, og H.T. Mysen (1996): Welfare effects of emission taxes in Norway, *Energy Economics* 18, 335-346.

Aasness, J. og B. Holtmark (1993): Consumer demand in a general equilibrium model for environmental analysis, Discussion Paper 105, Statistics Norway.

Vedlegg 3

Energiproduksjon og forbruk i Norge mot 2020

av Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen, Finn Roar Aune og Mona Hansen Statistisk Sentralbyrå

1 INNLEDNING OG SAMMENDRAG

Norge har vært med å forhandle frem en Kyotoprotokoll der vi har forpliktet oss til å redusere de norske utslippene av klimagasser slik at disse ikke overstiger utslippene i 1990 med mer enn 1 prosent. Reduksjonene kan foretas hjemme eller ute avhengig av hvor det vil være mest lønnsomt. Regjeringens Energiutvalg skulle bl.a. også se på mulighetene for Norge til å stabilisere det innenlandske energiforbruket til stasjonære formål, alternativt at veksten i dette kan skje ved bruk av fornybare energikilder. I forhold til kravene i Kyotoprotokollen legger dette ekstra restriksjoner på tilpasningen av energibruken i Norge.

Dette notatet inneholder beregninger av noen mulige utviklingstrekk frem til år 2020 for norsk økonomi, den tilhørende veksten i produksjon og bruk av energi til stasjonære formål, samt utslipp til luft av de seks klimagassene som Kyotoprotokollen omfatter. Fremskrivningene er gjort under ulike forutsetninger om hvordan en kan forsøke å oppnå de krav som Kyotoprotokollen stiller samt de ekstra krav som er utformet gjennom Energiutredningen. I beregningene har en benyttet to modeller som beskriver forholdet mellom utviklingen i økonomisk aktivitet, kostnadsforhold og energiproduksjon og forbruk i henholdsvis Norge og Norden.

MSG-6, som er en årsmodell, benyttes til å simulere utviklingen i norsk tilbud og etterspørsel etter elektrisitet i samspill med den makroøkonomiske utviklingen i Norge. Modellen benyttes blant annet av Finansdepartementet i forbindelse med utarbeidelse av perspektivberegninger i ulike meldinger og utredninger, som for eksempel Langtidsprogrammet. Modellen gir en beskrivelse av utviklingen i sentrale økonomiske indikatorer i Norge og inkluderer også egne blokker for forklaring av utviklingen i energitilbud og -etterspørsel. I modellen må en gi anslag på kostnadene for utbygging av ny elektrisitetsproduksjon og anslag for brutto handel med elektrisitet. Brukstiden for nye kraftteknologier, og dermed enhetskostnadene for elektrisitet må også bestemmes utenfor moddellen, mens kraftutbygging og etterspørsel etter elektrisitet og olje beregnes i modellen. En nærmere beskrivelse av modellen er gitt i Appendix B.

NORMOD-T er en frikonkurransmodell for elektrisitetsmarkedet i de fire nordiske landene Danmark, Finland, Norge og Sverige. I denne modellen spesifiseres produksjonskostnader for ulike teknologier og relasjoner for etterspørselen etter elektrisitet for hvert land på et aggregert sektornivå. Modellen har en tidsoppløsning på 12 perioder per år (3 sesonger og 4 lastperioder innenfor hver sesong). Modellen bestemmer bruttohandel med elektrisitet, brukstiden på de ulike kraftverksteknologiene, prisen på elektrisitet i de ulike periodene og etterspørselen etter elektrisitet i hver av de 12 tidsperiodene. En nærmere beskrivelse av modellen er gitt i appendix C.

I våre beregninger samkjøres MSG-6 og NORMOD-T slik at de gir rimelig konsistente bilder over utviklingen i tilbud og etterspørsel etter elektrisitet, elektrisitetspriser og brutto handel med elektrisitet.

I referansebanen, "*Sammendrag*" i kapittel 2, antydes at det innenlandske forbruket av energi til stasjonære formål kan vokse med nærmere 38 TWh fra 1996 til 2020. En god del av denne økningen dekkes opp ved en gasskraftproduksjon på om lag 24 TWh, mens vannkraftproduksjonen øker med vel 18 TWh, hvorav 10 TWh

er forskjellen mellom faktisk og normal produksjon i 1996. Dette er også tilstrekkelig til at Norge oppnår om lag kraftbalanse i 2020. De totale norske klimagassutslippene vokser med 23 prosent i forhold til 1990-nivå.

Et av formålene med analysen i denne artikkelen er å se hvordan Norges forpliktelser i henhold til Kyotoprotokollen kan oppnås innenfor rammen av en internasjonal kostnadseffektiv virkemiddelbruk. Det tas utgangspunkt i en internasjonal kvotepris som kan realisere målet i Kyotoprotokollen på 200 kroner per tonn CO₂-ekvivalenter. Beregningen antyder at dette ikke er tilstrekkelig til å oppnå Norges forpliktelser, selv om ganske store reduksjoner oppnås ved at denne avgiften er tilstrekkelig til å hindre innføring av gasskraftproduksjon og samtidig introdusere noen fornybare kraftproduksjonsteknologier. Ifølge beregningene vil om lag halvparten av den nødvendige reduksjonen av klimagasser i forhold til referansebanen kunne tas i Norge, mens det vil være lønnsomt å oppfylle om lag halvparten gjennom kvotekjøp. Nødvendige kvotekjøp vil ligge i området 6-7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år til en verdi av 1,2-1,4 milliarder kroner. Avhengig av hvordan avgiften implementeres og hvilke unntak som gjøres vil kostnaden for Norge bli ulik - størst i tilfelle hvor den energitunge industrien unntas.

Kyotoprotokollen kan antas å være et første skritt på veien mot stadig strammere miljøkrav internasjonalt. Derfor lages også beregninger der internasjonal kvotepris antas å være om lag 400 kroner per tonn CO₂ som en illustrasjon på et krav om 20 prosent reduksjon i de internasjonale klimagasser i forhold til 1990-nivå i stedet for 5 prosent reduksjon. Avgiften er lik for alle utslipp og er dermed kostnadseffektiv. Denne medfører at de norske klimagassutslippene reduseres ytterligere, men i et relativt mindre omfang enn ved den opprinnelige avgiften på 200 kroner. Dette skyldes at en allerede ved en avgift på 200 kroner fjernet gasskraftproduksjonen. Med strengere krav til utslippsreduksjoner må en redusere utslippet i andre sektorer, og det er vesentlig dyrere. Utslippene totalt reduseres kun med 1,5 millioner tonn i forhold til i tilfellet med 200 kroner i avgift. Et 15 prosent strammere krav overfor Norge representerer en ytterligere utslippsreduksjon på 8 millioner tonn utover kravene i Kyotoprotokollen. I dette tilfellet vil dermed nødvendig kvotekjøp bli nærmere 12 millioner tonn til en verdi av nær 5 milliarder kroner per år. Selv i tilfellet med en CO₂ avgift på 400 kroner øker det norske innenlandske stasjonære energiforbruket med nærmere 18 TWh eller om lag 15 prosent i forhold til 1996-nivå. Siden Energiutvalget skulle se på mulighetene for å stabilisere innenlandsk energibruk har en laget to ulike beregninger der det legges avgifter på bruk av energi (både elektrisitet og olje) utover en CO₂ avgift på 400 kroner. Den nødvendige avgiften avhenger av avgiftsstruktur og behandling av kraftpriskontraktene til den energitunge industrien i Norge. Hvis industrien unntas, vil nødvendig avgift tilsvare om lag 35 øre/kWh på all stasjonær energi. Hvis industrien blir stilt overfor markedsprising for kraften (inklusive avgifter), blir nødvendig avgift om lag 15 øre/kWh. Også i disse tilfellene vil det være nødvendig med kvotekjøp til en verdi av fra 3,2 - 3,8 milliarder kroner per år for å oppnå en eventuell skjerpet Kyotoprotokoll. En CO₂ avgift på 400 kroner og markedsprising av kraften i forhold til industrien vil i følge beregningene redusere aktivitetsnivået i industrien til om lag 1/4 del av hva det var i referansebanen.

Det er knyttet betydelig usikkerhet til viktige vekstfaktorer som for eksempel teknologisk utvikling. En rask teknologisk utvikling kan bidra til at energibruk går ned, men på den annen side vil det bidra til økt vekst som holder energibruken oppe. De to effektene trekker i motsatt retning. Beregningene viser at veksteffekten er viktigst. Økt teknologisk endring i økonomien som helhet bidrar til å øke energibruken. Samtidig vil de krav som stilles til forurensingsavgifter for å oppnå internasjonale krav til klimagassutslipp også øke. Beregningene viser at hvis ikke økt teknologisk

utvikling er energispesifikk, men kommer langs en bred skala av faktorer, kan klimautfordringen bli formidabel. Hvis dette følges opp ved en markedsprising av kraften i kraftintensiv industri vil de norske problemene med å nå klimakravene reduseres betydelig. Hvis en derimot ønsker å stabilisere energibruken under høy økonomisk vekst gjennom avgifter på alle andre enn industrien så viser beregningene at disse avgiftene vil måtte bli svært høye. Beregningene antyder elektrisitetssavgifter på 65 øre/kWh og kjøperpriser for husholdningene og tjenesteyting på rundt 1 krone og 22 øre per kWh hvis en ønsker å oppfylle kravet om stabilisering av det innenlandske energiforbruket.

2 REFERANSEBANEN

For å ha et utgangspunkt for å evaluere tiltak mot en for sterk energiforbruksvekst eller vekst i utslippene av klimagasser må en etablere en referansebane, som kan fortelle oss noe om en sannsynlig utvikling for disse variablene gitt at politikken ikke endres i forhold til i dag. Vår *referansebane* baserer seg på de makroøkonomiske beregningene i Langtidsprogrammet (1997-01). Nedenfor beskrives sentrale trekk ved denne referansebanen frem til år 2020. Det legges stor vekt på beskrivelsen av viktige mekanismer som for eksempel utviklingen i prisforhold som kan forklare utviklingen energiforbruket.

2.1 Forutsetninger

3.2.1.1 Makroøkonomiske forutsetninger

De langsiktige beregningene i denne artikkelen har tatt utgangspunkt i de makroøkonomiske framskrivningene i Langtidsprogrammet 1998-2001, St.meld. nr 4 (1996-1997). Referansebanen er for de viktigste økonomiske variablene sammenfallende med «Referansebanen» i dette programmet. Siden en blant annet ønsker å beregne effektene på norsk økonomi, energibruk og utslipp til luft som følge av en Kyotoprotokollen har en i referansebanen lagt til grunn at en slik protokoll ikke eksisterer.

I arbeidet for Energiutvalget, som fokuserer spesielt på den fremtidige energi- og kraftbalansen, har det vært naturlig at en har lagt mer vekt på energibildet enn det som ble presentert i Langtidsprogrammet. De største forskjellene knytter seg til utviklingen i prisen på elektrisitet, som i våre beregninger er basert på lavere kostnadsanslag. Dette gir noe lavere priser og høyere etterspørsel etter elektrisitet enn i Langtidsprogrammet. Dessuten er tilgangen av vannkraft noe lavere da en har antatt at det kan være vanskelig å utnytte hele potensialet i kategori I og II i Samlet Plan for vassdrag. Høyere etterspørsel og mindre tilgang til vannkraft betyr at omfanget av gasskraft er større i vår referansebane enn i Langtidsprogrammet. Tidspunktet for hvor raskt gasskraft kan innføres er justert fra 2010 til rett etter årtusenskiftet. Ellers har en foretatt noen mindre tekniske justeringer i husholdningenes elektrisitetsetterspørsel.

De viktigste makroøkonomiske forutsetningene som er lagt til grunn for framskrivningene:

- Det forutsettes en teknologisk endringsrate på om lag 1 prosent per år, som er om lag som de siste 15årene, men noe lavere enn på 70-tallet. Teknologisk endring bidrar til å øke veksten og dermed også energiforbruket, men samtidig går energiforbruk per produsert enhet ned.
- Veksten i økonomien er i tillegg bestemt av veksten i timeverksinnsats og realkapitalbeholdning. Veksten i timeverk er avhengig av befolkningsvekst, endring i sammensetning av befolkningen, yrkeshyppighet og trygdetilbøye-

lighet. Det er forutsatt en gjennomsnittlig timeverksvekst i perioden på om lag 0,3 prosent per år - noe høyere i første del av perioden og noe lavere etterhvert som eldrebølgen nærmer seg.

- Det forutsettes at både privat og offentlig sektor har en god budsjettbalanse i hele perioden. Norge bygger opp fordringer på utlandet i stort sett hele perioden. Etterhvert begynner en å tære på avkastningen av denne finansformuen.
- Skatte- og avgiftsnivået forutsettes uendret. For energimarkedet betyr dette blant annet at en har forutsatt uendrede energiavgifter i referansebanen.
- Det er forutsatt at BNP-veksten for handelspartnerne i gjennomsnitt over perioden vil bli om lag 2 prosent per år.

3.2.1.2 Noen sentrale forutsetninger for energimarkedet

I tillegg til de rene makroøkonomiske drivkreftene har en gjort en del sentrale forutsetninger om energimarkedene:

- Realprisen på råolje holdes konstant på 115 kroner per fat i hele beregningsperioden. Gassprisen forutsettes likeledes stabil.
- Realverdien av norske CO₂-avgifter opprettholdes som i dag. På samme måte opprettholdes realverdien av dagens el. avgifter.
- Det forutsettes at gasskraft representerer backstoppteknologien for kraftproduksjon i Europa etter århundreskiftet. Det anslås en gasskraftkostnad i Norge på 20 øre/kWh (1995-priser). Dette tar utgangspunkt i en gasspris på 65 øre/sm³, en brukstid på kraftverket på 7500 timer og installasjon av lav-NO_x teknologi i gasskraftverket. En brukstid på 7500 timer er konsistent med beregningene i NORMOD-T. Beregninger på Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitutt sin Samkjøringsmodell antyder også høy brukstid på gasskraftverk. Det antas i referansebanen ingen CO₂-avgift på gasskraftproduksjon. Kostnaden ved gasskraft i Europa antas å ligge 2 øre/kWh høyere enn i Norge. Dette skyldes en antakelse om en transportkostnad for gass (4 øre/kWh), mens høyere utnyttelse av energien i gasskraftverkene ved varmeutnyttelse gir et fratrekk på 2 øre/kWh.
- Det er knyttet usikkerhet til anslagene for potensiell ny vannkraft i Norge. Utgangspunktet for våre anslag er kategori I og kategori II i Samlet plan og kostnadene ved disse prosjektene følger anslag på grensekostnadskurven fra NVE (1997). Dette er så vurdert i forhold til en teknologisk utvikling med hensyn på utbygging av vannkraftverk (økt potensiale), mulig redusert verneverdi ved andre inngrep i allerede vernede vassdrag (økt potensiale), kobling mot vannressursdisponering (reduert potensiale), økt verneverdi (reduert potensiale) og forsinket fremdrift (reduert potensiale). Det antas at prosjekter i kategori I kan brukes som en *illustrasjon* på tilgangen til nye vannkraftverk i referansebanen. Dette er imidlertid svært usikkert. Ved bedre tilgang på vannkraftprosjekter vil utbyggingen av gasskraft bli mindre - med mindre tilgang vil utbyggingen av gasskraft bli større.
- Det antas at kraftintensiv industri bruker 30 TWh langs hele beregningsbanen: Det antas dermed at det vil være mulig å forlenge eksisterende priskontrakter til lave nok priser til at etterspørselen tilsvarer 30 TWh.
- Det er forutsatt et kraftbehov på gassanlegget på Kollsnes på til sammen vel 3,5 TWh.
- Det antas at det kan komme inn gasskraft av et omfang tilsvarende Naturkrafts to planlagte gasskraftanlegg i det norske kraftsystemet før år 2005.
- Det antas at det nordiske og europeiske kraftmarkedet utvikler seg slik at det vil være mulig å oppnå balanse i det norske kraftmarkedet (nettohandel over året

tilnærmet

lik null) i 2020. På kort sikt kan en ha både netto eksport og netto import. I beregningen betyr dette at tilgangen på gass til gasskraft settes slik at denne betingelsen oppnås. Det vil da oppstå en skyggepris på beskrankningen slik at kraftprisen kan ligge over den rene kostnaden ved gasskraftproduksjon slik som omtalt ovenfor. I beregningene i referansealternativet følger det at denne skyggeprisen blir om lag 2 øre/kWh.

- Det er ikke forutsatt noe ekstraordinær satsing på ENØK-tiltak utover det som følger av den generelle teknologiske endringen og de priseffektene en får i beregningene¹².
- Det antas i referansebanen at det ikke vil være økonomisk forsvarlig å etablere en gassrørledning fra Norge til de andre nordiske landene. Bakgrunnen kan være av strategisk art eller knyttet til stor usikkerhet omkring avkastningen av en slik investering. Det antas at etterspørselen etter gass fra Finland og Sverige dekkes opp ved russisk gass.
- Det antas at det nordiske kraftmarkedet fungerer som et perfekt frikonkurransemarked og at det eksporteres eller importeres kraft mellom de nordiske landene avhengig av prisforholdene. Det antas videre at ny produksjonskapasitet bygges ut der det er billigst - hensyn tatt til produksjonsprofil og etterspørselsprofil over året. Disse profilene kan medføre at den gjennomsnittlige prisen i de ulike landene kan være forskjellig. Det kan også bety at avlønningen av de ulike produksjonsteknologiene kan bli forskjellig. Typisk vil vannkraft få en høy avlønning i forhold til for eksempel gasskraft siden vannkraftsystemet kan lagre vann i lavprisperioder og produsere en stor del av vannet i høyprisperioder, mens et gasskraftverk typisk vil ha en jevnere produksjonsprofil.
- Det antas at utslipp av CO₂ fra gasskraftverk blir om lag som utslipp fra Naturkrafts planlagte gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes.

2.2 Makroøkonomiske hovedtall

Av tabell 3.1 ser vi at den gjennomsnittlige veksttakten i norsk økonomi gjennomgående er beregnet å bli lavere for perioden 1992-2020 enn for den historiske perioden 1962-1992. Veksten i BNP totalt er vesentlig lavere hovedsakelig på grunn av utviklingen i petroleumssektoren. BNP for fastlands-Norge øker med om lag 2,1 prosent per år i gjennomsnitt for perioden 1992 til 2020, mens en for perioden 1962-1992 hadde en vekst på 2,4 prosent per år. En nedgang i veksttakten skyldes at veksten i antall timeverk fremover begrenses som følge av: i) befolkningsutviklingen gir en økt andel pensjonister og redusert andel i den yrkesaktive del av befolkningen, og ii) kvinnes yrkesaktivitet er i ferd med å nå yrkesaktiviteten blant menn slik at yrkesfrekvensen flater ut. Den reduserte vekstraten vil også slå ut i noe lavere veksttakt for energibruken.

12. Vi gjør imidlertid oppmerksom på forutsetningen om en teknologisk endringsrate på 1 prosent per år som isolert sett bidrar til å redusere energiforbruk per produsert enhet med 32 prosent over en periode på 28 år. Det er også foretatt tilsvarende beregninger på teknologimodellen MARKAL (IFE/KR/F-98/090 (1998)). Denne antyder at det kan være et ENØK-potensiale i utgangsåret på om lag 8 TWh, vesentlig i husholdningssektoren. I MARKAL-modellen øker imidlertid ikke potensialet langs referansebanen. MARKAL viser dermed om lag den samme utviklingen som MSG-modellen hensyn tatt til eventuelle ubalanser i utgangsåret for beregningene.

Tabell 3.1: Gjennomsnittlig årlig vekst i noen makroøkonomiske hovedstørrelser. 1962-2020.

	1962-1992	1992-2020
BNP	3,5	1,9
BNP-Fastlands-Norge	2,4	2,1
Bruttoinvesteringer	2,1	1,6
Offentlig konsum	2,9	1,2
Privat konsum	2,8	3,1
Boligkonsum	3,4	3,4

Veksttakten i privat konsum holder seg på et høyt nivå. En stadig større andel pensjonister tærer på de offentlige budsjetter gjennom trygdeutbetalinger. En høy vekst i privat konsum motsvares derfor delvis av en sterkere nedgang i veksten i offentlig konsum. Nedgang i bruttoinvesteringene, blant annet ved lavere investeringer i Nordsjøen, gir også i en periode rom for høy privat konsumvekst. En høyere vekst i boligkonsumet enn i totalt privat konsum henger sammen med at antall medlemmer per husholdning avtar. Veksten i boliggetterspørselen er dermed høyere enn veksten i befolkningen. Sterk vekst i boligkonsumet vil bidra til en relativt sterk vekst i energiforbruket i husholdningene.

Følgende trekk ved prisutviklingen er viktige for energibruken:

- Arbeidskraften blir en knapp ressurs fremover og blir dermed relativt sett dyrere i forhold til kapital. Reallønnen øker med gjennomsnittlig 2,6 prosent per år. Produksjonen blir følgelig mindre arbeidsintensiv og mer kapital- og energiintensiv.
- Elektrisitet og oljeprodukter blir billigere i forhold til arbeidskraft. Det trekker også i retning av mer kapital- og energiintensiv produksjon. Veksten i realkapitalen er 2 prosent per år i beregningsperioden, mens timeverksveksten er 0,3 prosent pr. år.
- Elektrisitet og olje blir dyrere i forhold til realkapital. Dette gjør det lønnsomt å investere i mer energieffektivt kapitalutstyr, hvilket bidrar til å holde økningen i energiforbruket nede.
- Prisen på elektrisitet stiger gradvis opp til marginalkostnaden ved gasskraftproduksjon (inklusive om lag 2 øre/kWh i skyggepris på gassrestriksjonen i dette alternativet). Dette medfører svakt økende elektrisitetspriser relativt til oljeproduktprisene. Det skulle isolert sett medføre en svak substitusjon i retning av olje og bort fra elektrisitet. Dette motvirkes imidlertid delvis av fallende priser for distribusjonstjenester for kraft.

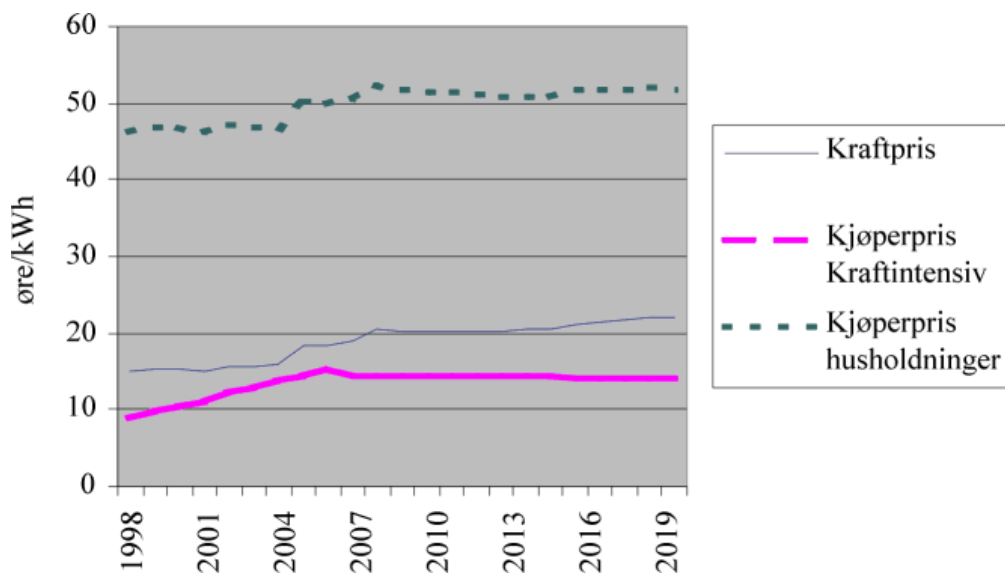
2.3 Kraftpriser

Kraftprisene i engrosmarkedet i 1992 var svært lave, se tabell 3.2, mens de i tørråret 1996 var 75 prosent høyere. I 1998 er igjen prisnivået vesentlig lavere - om lag 15 øre/kWh, se figur 1. I beregningene holder kraftprisene seg lave et godt stykke etter årtusenskiftet for så å stige til om lag 22 øre/kWh i 2020. Denne kraftprisen tilsvarer produksjonskostnadene i gasskraftverk inklusive en skyggepris på gass på om lag 2 øre/kWh.

Tabell 3.2: Prisutviklingen for kraft, nettjenester og priser til husholdninger, eksklusive avgifter. Faste 1995-priser. Referansebanen

	Øre/kWh				Gj.sn.% - vekst
	1992	1996	2010	2020	1996-2020
Pris på kraft	12	21	20	22	0,2
Pris på overføring	4	4	4	4	-0,3
Pris på distribusjon	18	15	15	13	-0,8
Sum	34	41	39	39	-0,2

Prisen på distribusjonstjenestene faller betydelig fra 18 øre/kWh i 1992 til 13 øre/kWh i 2020. Mer enn halvparten av denne nedgangen har allerede funnet sted. Et viktig bidrag her er en strammere regulering av distribusjonsselskapenes tariffer i kjølvannet av innføringen av energiloven i 1991. Elektrisitetsavgiften er forutsatt uendret i realpris, og momssatsene er også uendret. For husholdningskunder vil dermed prisen inklusive overføring, distribusjon og avgifter bli uendret fra 1996, mens den vil stige med 5-6 øre/kWh fra 1998 siden kraftprisene da er lave, se figur 3.1. Den gjennomsnittlige prisen til kraftintensiv industri vil øke fra 1998-nivå på om lag 10 øre/kWh til 14-15 øre/kWh, det vil si en økning om lag som i kraftprisene i markedet ellers, selv om nivået fortsatt vil være betydelig lavere. De kraftintensive sektorene får ikke glede av fallet i distribusjonstariffer siden de ikke benytter disse tjenestene. Markedsutviklingen og prisutviklingen for denne industrien er tilstrekkelig til at de opprettholder et kraftforbruk om lag som i 1992 - 30 TWh.



Figur 3.1 Kraftpris og kjøperpriser. Øre/kWh. 1995-priser. Referansebanen.

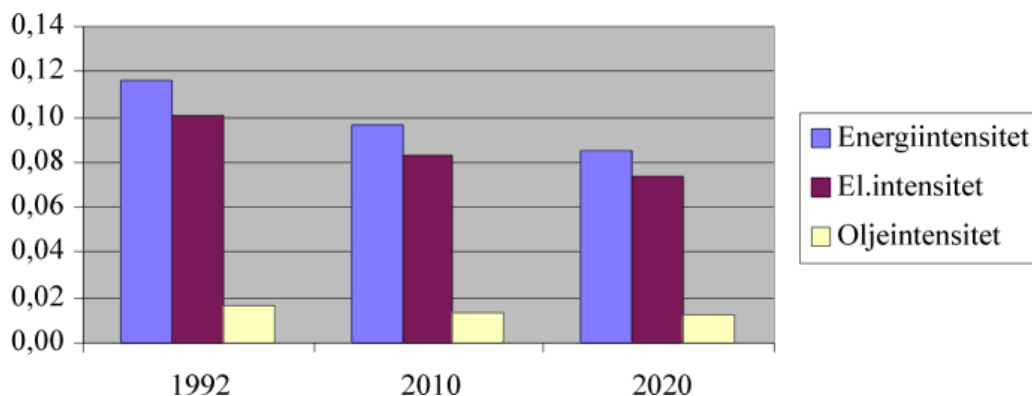
2.4 Energibildet

Det nordiske elektrisitetsmarkedet er i dag preget av overkapasitet. Dette bidrar til å holde kraftprisene lave flere år etter århundreskiftet, se figur 3.1. Det norske kraft-

systemet er basert fullstendig på vannkraft med betydelig effektkapasitet. I det svenske systemet er om lag halvparten av kapasiteten vannkraft, og følgelig er det også her betydelig effektkapasitet. Dereguleringen av elektrisitetsmarkedene både i Norge, Sverige, og Finland har medført redusert utbygging av produksjonskapasitet. I det nordiske kraftsystemet regner en imidlertid med at det er overkapasitet frem til om lag 2005. I det Vest-Europeiske kraftsystemet regner en med at det er overkapasitet frem til om lag 2010.

Beregningene viser en vekst i det innenlandske elektrisitetsforbruket på 21 TWh fra 1992 til 2005, gjennomsnittlig 1,7 prosent per år, se figur 3.4. Til sammenligning er BNP-veksten 2,6 prosent per år og veksten i privat konsum 3,1 prosent per år. Den lavere veksttakten i elektrisitetsforbruket henger sammen med en teknologisk endring på 1 prosent per år i produksjonssektorene, at inntektselastisiteten er i underkant av 0,5 i konsumet (elektrisitetsforbruket i konsumet vokser i beregningen med 1,9 prosent per år), og en sterk prisvekt på elektrisitet i denne delen av beregningsperioden.

På lengre sikt, mot år 2020, fortsetter elektrisitetsforbruket i Norge å stige. I perioden 2005 til 2020 antyder modellene at forbruket stiger langsommere (0,8 prosent per år) enn i første periode. Det samsvarer med at BNP for Fastlands-Norge bare øker med 1,7 prosent per år i denne perioden. For husholdningene reduseres veksttakten i elektrisitetsforbruket ned fra en gjennomsnittlig rate på 1,9 prosent per år til 1,6 prosent per år av samme grunn. Til sammenligning er konsumveksten 2,4 prosent per år i denne perioden. Over perioden går energiintensiteten for både næringslivet og husholdningene ned med om lag 25 prosent fra 1992 til 2020, se figur 3.2 og 3.3.



Figur 3.2 Energiintensiteter. TWh i næringslivet/mrd. 1992 kroner BNP i fastlands-Norge. Referansebanen.

Spesielt tre sektorer peker seg ut som viktige for veksten i elektrisitetsforbruket; privat tjenesteproduksjon, husholdninger og gruppen andre næringer (Kollsnanlegget).

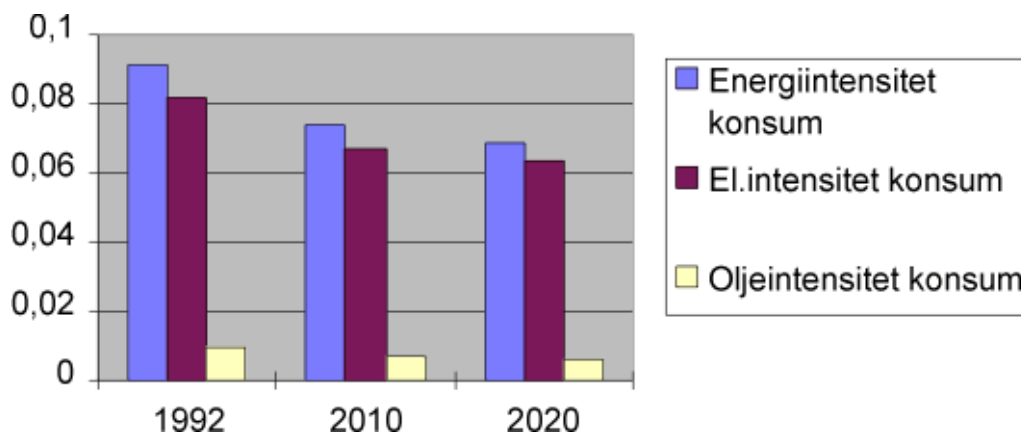
Privat tjenesteyting øker sitt kraftforbruk med 2,2 prosent per år i gjennomsnitt fra 1992-2020. Dette henger nært sammen med den kraftige konsumveksten i det en stor andel av elektrisitetsforbruket i denne sektoren er knyttet til varehandel. Samlet for privat tjenesteyting er energiveksten om lag på nivå med den økonomiske veksten - på tross av at det er forutsatt en teknologisk forbedring på 1 prosent per år. Dette henger sammen med de tidligere omtalte priseffektene. I tjenesteproduksjon er sysselsettingsandelen høy. Høyere arbeidskraftkostnader i forhold til kapital og

energikostnader vil trekke kraftig i retning av økt mekanisering og IT-orientering. I beregningene oppveier dette den generelle forbedringen i energieffektivitet i denne sektoren.

Elektrisitetsforbruket i *husholdningene* øker med i gjennomsnitt 1,8 prosent per år som er vesentlig lavere enn konsumveksten. Det vil altså bli brukt vesentlig mindre energi per krone fremover, tilsvarende om lag den effektivisering per produsert enhet som er forutsatt i produksjonssektorene. Sett i forhold til veksten i *boligkonsum* som følger av beregningene er veksten i elektrisitetsforbruket hele 1,6 prosent mindre per år i gjennomsnitt for hele perioden.

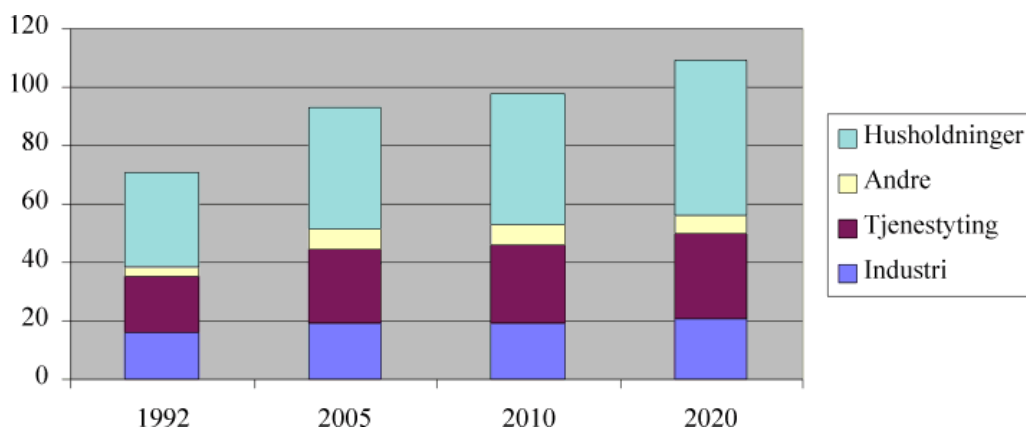
Andre næringer omfatter blant annet gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Dette står for nesten hele økningen i kraftforbruk i denne sektoren.

Inklusive nettapene vil en måtte ha en tilgang på 130 TWh i 2005 for å dekke etterspørselen, se tabell 3.3. Siden det hverken vil være mulig å få frem tilstrekkelig kapasitet eller være lønnsomt å gjøre dette innenfor tidshorizonten frem til år 2005 vil vi være netto importør av kraft på om lag 8 TWh i 2005. Det antas at vannkraftkapasiteten i Norge øker til i underkant av 117 TWh - det vil si en økning på 4 TWh i forhold til normalårs produksjonskapasitet i 1997. Det antas at det vil komme om lag 6 TWh gasskraft i denne perioden.



Figur 3.3 Energiintensiteter. TWh i husholdninger/mrd. 1992-kroner privat konsum. Referansebasen.

Etterhvert som kraftbalansen strammes til både i Norge og i de andre nordiske landene, stiger kraftprisen og det bygges ut både vannkraft og gasskraft i Norge. Utover i neste århundre dekkes energietterspørselen opp ved utbygging av gasskraft i betydelig omfang samt noe utbygging av vannkraft. Produksjonen av vannkraft øker fra dagens normale produksjonsnivå på 113 TWh til nesten 123 TWh i 2020. Utbyggingen av vannkraft når nesten taket til den gitte gasskraftprisen i 2010, hensyn tatt til at vannkraft oppnår en noe høyere gjennomsnittspris over året enn gasskraft på grunn av mulighetene for å lagre vann og produsere i høylastperioder. Det nordiske kraftprisnivået har i 2010 kommet opp på et nivå som forsvarer utbygging av gasskraft i Norge. Det bygges ut hele 16 TWh gasskraft i Norge til 2010 og 24 TWh til år 2020.



Figur 3.4 Elektrisitetsforbruk etter brukergruppe i alminnelig forsyning. TWh. Referansebanen.

Et liberalisert nordisk kraftmarked vil øke kraftutvekslingen mellom Norge og de andre nordiske landene, slik at brutto utveksling av kraft ifølge beregningene kan komme opp i 32 TWh. Det betyr at vi stoler på transmisjonskapasiteten i mange perioder innen året. I 2020 er det i beregningene om lag balanse i kraftutvekslingen mellom Norge og de andre nordiske landene.

Tabell 3.3: Tilgang og anvendelse av elektrisitet i referansebanen. TWh.

	1992	2005	2010	2020	Gj.snitt vekst 1996-2020
Total tilgang	116,5	140,1	151,2	163,4	1,2
Produksjon	115,1	122,8	137,1	146,5	0,9
Vannkraft, brutto tilgang	115,1	116,7	120,7	122,4	0,2
Gasskraft	0,0	6,1	16,4	24,1	
Import	1,4	17,2	14,2	16,8	
Eksport	10,1	9,1	15,5	15,3	
Overføringstap etc.	7,2	7,8	7,8	8,7	0,7
Netto innenlandsk forbruk	99,2	123,1	128,0	139,3	1,2
Kraftkrevende industri	28,6	30,0	30,0	30,0	0,2
Alminnelig forsyning	70,7	93,1	98,0	109,3	1,6
Primærnæringer	0,7	0,6	0,6	0,5	-1,0
Treforedling	6,1	7,3	7,0	7,3	0,7
Annen industri og bergverk	9,8	12,2	12,3	13,1	1,0
Andre næringer	0,6	4,4	4,4	4,3	7,5
Innenlandsk samferdsel	1,5	1,6	1,6	1,6	0,3
Privat tjenesteyting	9,8	13,6	15,1	18,2	2,2
Off. adm. og tjenesteyting	9,7	11,8	12,0	11,4	0,6
Husholdninger	32,5	41,6	45,0	52,9	1,8

Det innenlandske oljeforbruket, se tabell 3.4, vokser langsommere enn elektrisitetsforbruket samlet over hele perioden 1992 til 2020. Veksten er 1,0 prosent per

år i gjennomsnitt mot 1,2 prosent for elektrisitet. Innenfor gruppen alminnelig forsyning (unntatt transport) vokser oljeforbruket med i gjennomsnitt 1,2 prosent per år, mens elektrisitetsforbruket vokser med 1,6 prosent per år i perioden 1992-2020. Dette skyldes en forutsetning om at næringene og konsumentene over tid vil vri seg bort fra bruk av olje til bruk av elektrisitet da også investeringskostnader vil være avgjørende for valg av energiteknologi. Historisk har utviklingen trukket i denne retningen, og det er forutsatt at dette vil fortsette.

Tabell 3.4: Forbruk av olje til stasjonære formål i referansebanen. TWh.

	1992	2005	2010	2020	Gj.snitt vekst 1992-2020
Innenlandsk forbruk	14,5	16,8	17,6	19,2	1,0
Kraftkrevende industri	1,3	1,4	1,4	1,4	0,2
Alminnelig forsyning	13,2	15,4	16,2	17,9	1,1
Primærnæringer	0,7	0,7	0,6	0,6	-0,7
Treforedling	0,7	1,1	1,1	1,2	1,7
Raffinering av jordolje	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9
Annen industri	3,3	3,9	4,0	4,3	0,9
Andre næringer	0,3	0,4	0,4	0,5	1,4
Innenlandsk samferdsel	1,4	1,4	1,5	1,5	0,1
Privat tjenesteyting	1,6	2,2	2,6	3,3	2,6
Off adm og tjenesteyting	1,1	1,2	1,3	1,2	0,4
Husholdninger	3,7	4,1	4,4	5,0	1,1

2.5 Miljøvirkninger

Utslippene av CO₂ øker fra vel 34 millioner tonn i 1992 til om lag 50 millioner tonn i 2020, se tabell 3.5. Utslippene følger i stor grad bruken av fossile energibærere. Den viktigste faktoren bak utslippsøkningen er utbyggingen av 24 TWh gasskraft. Hele 9 millioner tonn av økningen på vel 15 millioner tonn skyldes gasskraft. Transportsektoren bidrar med en økning av utslippene med nær 3 millioner tonn. Noe av dette blir imidlertid oppveid av at utslippene fra petroleumssektoren vil gå ned i takt med aktiviteten på sokkelen frem mot år 2020. Grunnen til at utslippet i 2020 ikke er vesentlig høyere enn i 2010 er at flere sektorer reduserer sitt forbruk av fossile energibærere på grunn av teknologiske endringer, og dessuten at aktiviteten i Nordsjøen reduseres i denne perioden.

Utslippene av metan går ned med 1,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter fra 1992 til 2020. Nedgangen i utslipp av metan skyldes økende grad av forbrenning av metan fra avfallsdeponier, både i kommunale avfallsdeponier og deponier for næringsavfall.

Tabell 3.5: Utslipp av klimagasser. Millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Referansebanen

	1990	1992	1996	2010	2020
CO ₂	35,5	34,4	41,1	46,6	49,8
Metan (CH ₄)	9,3	9,5	10,2	8,0	8,0
Lystgass (N ₂ O)	5,7	4,6	5,6	5,3	5,4

Tabell 3.5: Utslipp av klimagasser. Millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Referansebanen

PFK, HFK, SF ₆	4,7	2,4	2,1	3,5	4,4
Klimagasser i alt	55,2	50,9	59,0	63,4	67,6

Utslippene av lystgass målt i CO₂-ekvivalenter øker med om lag 1 million tonn hovedsakelig ved en økning i produksjonen av kunstgjødsel.

Utslippene av de tre gassene PFK, HFK og SF₆ beregnes ikke i modellen, men er hentet fra St. meld. nr. 29 (1997-98) Norges oppfølging av Kyotoprotokollen, tabell 4.4. Meldingen har tall for disse gassene frem til 2010. Vi har antatt at økningen i utslippene av HFK fra 2000 til 2010 fortsetter også frem til 2020. Her er det grunn til å merke seg at det på 1990-tallet har vært satt inn en betydelig innsats for å redusere disse utslippene. Fremover antas en økning som oppveier den tidligere nedgangen. Utslippene av disse gassene øker fra 1992 til 2020 med om lag 2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, men er uendret i forhold til 1990-nivået.

De samlede utslippene av de tre klimagassene øker dermed med nærmere 17 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i forhold til 1992. I forhold til 1990, som er utgangspunktet for de krav Norge blir stilt overfor i Kyotoprotokollen, øker utslippene med 22 prosent. I 2010 ligger utslippene av klimagasser 15 prosent over utslippene i 1990. Kyotoprotokollen sier at utslippene i Norge kan ligge 1 prosent over 1990-nivå i perioden 2008-2012.

Hvis utslippene fra gasskraftverk kan reduseres til om lag 1/10 av utslippene lagt til grunn her, jfr mulig ny teknologi for CO₂-rensing i gasskraftverk (Norsk Hydro 1998), vil utslippene av klimagasser *isolert sett* reduseres til om lag 57 mto i 2010 og om lag 59 mto i 2020. Det kan være grunn til å anta at kostnadene ved denne teknologien vil overskride de kostnadene som er lagt til grunn her. Avhengig av hva som vil skje i våre naboland kan kraftprisen bli noe høyere. I så fall vil energietterspørselen reduseres klimagassutslippene bli noe mindre enn antydnet.

3 KLIMASCENARIER

I referansebanen økte utslippene av klimagasser med 22 prosent i forhold til 1990-nivå, samtidig som Norge har en forpliktelse gjennom Kyotoprotokollen om at de norske utslippene ikke må overstige 1990-utslippene med mer enn 1 prosent. Nedenfor gis en kort beskrivelse av noen scenarier hvor en har lagt avgifter på CO₂-utslipp for å forsøke å oppfylle Norges forpliktelser gjennom Kyoto-protokollen. I appendix A anslås en mulig kostnadseffektiv avgift/skyggepris på internasjonale utslipp av klimagasser, gitt de krav som stilles i Kyotoprotokollen, til 200 kroner per tonn CO₂-ekvivalenter.

En kostnadseffektiv oppfylging av Norges forpliktelser i forhold til Kyotoprotokollen kan skje på én av følgende måter:

Om en velger den første eller andre måten å oppfylle forpliktelsen på så vil konsekvensene både for kostnadsfordeling, spørsmålet om utflytting av bedrifter, reduksjon i utslipp etc. bli det samme. Et spørsmål er prisen som skal settes på initialkvotene. Dette er dels et spørsmål om inntektsfordeling - hvem skal eie retten til utslipp, staten eller de som har opparbeidet seg utslipp, og dels et spørsmål om hvorvidt forurenseren skal betale eller ikke. Hvis en begrenser omsetningen av kvoter etter at de er delt ut vil en få en ikke kostnadseffektiv reduksjon av utslippene og en uheldig næringsstruktur på lang sikt. På samme måte vil avgifter, med refusjonsordninger gi en ikke kostnadseffektiv reduksjon av utslippene, hvis refusjonen gjelder på lang sikt.

Siden det er betydelig diskusjon omkring hvordan ulike systemer vil virke inn på norsk økonomi, det norske energimarkedet og utslippene har vi nedenfor laget ett sett av alternative beregninger der virkemidlene for utslippsreduksjon er ulikt implementert. Alternativene spenner over alt fra fullt ut kostnadseffektive implementeringer til ulike former for differensiering i belastningen for ulike grupper av forurenserne. Spesielt behandles forskjeller ved diskriminering mellom industrien og andre grupper av forurenserne. I "*Generelle vurderinger*" i kapittel 3.1 har vi beregnet slike konsekvenser ved en CO₂-avgift på 200 kroner og i "*Nærmere om tiltak for å begrense forbruket*" i kapittel 3.2 studeres tilsvarende effekter ved en avgift på 400 kroner. I avsnitt 3.2 studeres også effektene av i tillegg å benytte avgifter for å oppnå en stabilisering av det norske innenlandske energiforbruket.

3.1 Avgift på 200 kroner per tonn CO₂

- I *Kost effektiv* alternativet har vi tatt utgangspunkt i at en internasjonal avgift på 200 kroner per tonn CO₂, alternativt en internasjonal kvotepris på dette nivået, vil være tilstrekkelig til å redusere utslippet av klimagasser med 5 prosent i forhold til 1990-nivå innen Annex-B landene¹³. Det innføres en uniform avgift på 200 kroner per tonn CO₂ på i utgangspunktet alle forureningskilder. Det betyr at de som i dag har en høyere avgift enn 200 kroner per tonn får en nedgang i avgiften, mens de som i dag har lavere avgift får en økning i denne.

CO₂-avgiften innføres gradvis fra 1998 til 2002 og holdes deretter konstant ut beregningsperioden. Inntektene fra CO₂-avgiften forutsettes tilbakeført til privat sektor slik at offentlige budsjettbalanser er uendret. CO₂-avgiften antas å øke prisene i det internasjonale markedet for energitunge produkter med 1 prosent.

Det antas at CO₂-avgiften vil påvirke kraftprisen i det nordiske markedet, da denne i referansebanen er bestemt av en backstop teknologi med fossilt brensel som primærenergi. Det er antatt at dette slår fullt ut i kraftmarkedet.

Vi har videre forutsatt at det gjennomføres en økt innsats for å realisere de potensialer som ligger i å utnytte vannkraftprosjekter fra både kategori I og kategori II i Samlet Plan. Det forutsettes at de andre nordiske landene innfører tilsvarende avgifter som i Norge og at effektene på økonomien og drivkreftene i energimarkedene i disse landene blir om lag som i Norge.

- I alternativet *Industri unntatt* benyttes en uniform avgift på 200 kroner per tonn CO₂ på alle forureningskilder unntatt for den kraftintensive industrien (metallproduksjon, kjemisk produksjon og treforedling) som slipper avgift. De CO₂-utslipp som i dag har en høyere avgift enn 200 kroner beholder denne høyere avgiften. Forutsetningen er at avgiften på 200 kroner per tonn CO₂-ekvivalenter er utledet fra en internasjonal kvotepris på CO₂, men at den kostnadseffektiviteten som er forutsatt internasjonalt ikke implementeres fullt ut hjemme. Den energitunge industrien får dermed en konkurransefordel, mens de aktiviteter som har en høyere avgift i dag fortsatt vil ha en viss konkurranseulempe, selv om den blir mindre. Det antas også at kraftintensiv industris kraftkontrakter forlenges slik de er i referansebanen. Dette medfører at den relative forskjellen mellom kraftpriser for denne industrien og andre brukere øker over tid siden likevektsprisen i kraftmarkedet er avhengig av CO₂-avgiften.
- I alternativet *Avgift i industri* har en også utsatt den energiintensive industrien

13. Se appendix A hvor dette diskuteres. Annex-B land omfatter OECD med tillegg av land i Øst-Europa.

for en CO₂-avgift på 200 kroner per tonn. Fortsatt er det et visst avvik fra kostnadseffektivitet ved at de som i dag har avgift over dette nivå vil fortsette å ha dette (først og fremst petroleumssektoren og transporten), men dette alternativet er vesentlig mer kostnadseffektivt enn *Industri unntatt* alternativet ved at industrien inkluderes. Her antas også at kraftpriskontraktene industrien har i referansebanen opprettholdes. CO₂-avgiftene får dermed ikke virke fullt ut gjennom kraftmarkedet. Dette gir også et avvik fra kravet om kostnadseffektivitet.

Tabell 3.6: Referansebanen og 200 kroner i CO₂-avgift. Ulike alternativer. År 2020. Økonomiske hovedtall med avvik i prosent. Fysiske tall i nivå.

	1996	Referanse	Kost effektiv	Industri unntatt	Avgift i industri	Industri på mar- ginen
<i>Økonomiske hovedtall - end.</i>						
<i>Fra H1</i>						
BNP			0,0	-0,7	-0,4	-0,3
Privat konsum			-0,9	-1,8	-1,1	-0,7
Offentlig konsum			0	0	0	0
<i>Kraftproduksjon, TWh</i>						
Vannkraft	103,9	122,4	131,4	131,2	129,6	127,8
Vindkraft		0,0	5,4	5,4	3,9	5,4
Gasskraft		24,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Bio		0,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Netto import	9	1,5	-8,2	2,4	2,8	6,5
<i>Energiforbruk, TWh</i>						
Elektrisitet og olje	121,0	158,5	140,3	151,0	148,4	151,6
El.forbruk	102,9	139,3	121,9	132,2	129,6	132,8
Oljeforbruk	18,1	19,2	18,4	18,8	18,8	18,8
<i>Nto. Elektrisitetsforbruk, TWh</i>						
Kr.kr. industri	28,5	30,0	20,0	30,0	25,7	29,7
Industri ellers	15,7	20,9	18,7	18,6	19,4	18,9
Husholdninger	35,9	52,9	49,6	49,8	50,5	50,3
Tjenesteyting + andre	22,8	35,6	33,6	33,8	34,0	33,9
<i>Oljeforbruk, TWh</i>						
Kr.kr. industri	1,9	1,4	0,9	1,3	1,2	1,3
Industri ellers	6,7	6,4	6,2	6,2	6,3	6,2
Husholdninger	3,7	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1
Tjenesteyting + andre	5,6	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2
<i>Utslipp, millioner tonn CO₂- ekvivalenter</i>						
CO ₂	41,1	49,8	39,5	42,1	43,5	42,9
CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	56,9	63,1	52,8	55,4	56,8	56,2
6 Klimagasser	59,0	67,6	57,3	59,9	61,3	60,7

Tabell 3.6: Referansebanen og 200 kroner i CO₂-avgift. Ulike alternativer. År 2020. Økonomiske hovedtall med avvik i prosent. Fysiske tall i nivå.

Kraftpris - kraftstasjon	21,6	22,1	26,9	25,9	26,8	26,8
--------------------------	------	------	------	------	------	------

- I alternativet *Industri på marginen* har en forutsatt at den energiintensive industrien på marginen utsettes for den samme avgiften som alle andre sektorer, men de slipper å betale for restutslippet. Dette kan for eksempel illustrere virkningen av en frivillig avtale der industrien påtar seg en reduksjon i utslippene av en slik størrelsesorden at marginalkostnaden ved en enhet reduksjon vil koste det samme som avgiften på 200 kroner per tonn. Rent beregningsteknisk er dette gjennomført ved at industrien ilegges en avgift på 200 kroner per tonn, men de får denne tilbakeført som en kontantstøtte til produksjonen. I dette alternativet antas også at kraftpriskontraktene industrien har i referansebanen opprettholdes. CO₂-avgiftene får dermed ikke virke fullt ut i hele kraftmarkedet.

Beregningene, se tabell 3.6, viser at en avgift på 200 kroner ikke er tilstrekkelig til å oppnå Kyotokravet for Norge som er 54,6 mto CO₂-ekvivalenter i 2020, selv om utslippsreduksjonen i forhold til referansebanen er på hele 6-10 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. For 2010 er utslippene av klimagasser vel 1,5 mto lavere enn i 2020 så selv da oppfylles ikke Kyotoprotokollens totale utslipp på 54,7 mto CO₂-ekvivalenter gjennom bare utslipps-reduksjoner i Norge. De laveste utslippene og de minste økonomiske konsekvensene oppnås ved alternativet *kost effektiv*, det vil si der den kraftintensive industrien utsettes både for CO₂-avgifter og markedsprising av kraften.

Dette betyr at Norge må kjøpe kvoter for å oppfylle Kyotoprotokollen. I de tre alternativene vil dette dreie seg om fra 0,5-1,3 milliarder kroner per år ved en kvotepris på 200 kroner per tonn CO₂ i år 2020. I 2010 blir nødvendig kvotekjøp fra 0,2-1,0 milliarder kroner. I forhold til regjeringens St. meld. nr. 29 om Norges oppfølging av Kyotoprotokollen er reduksjonen i utslipp betydelig større i våre beregninger. Dette skyldes at avgiften lagt til grunn i våre beregninger er 75 kroner høyere enn St. meld. nr. 29 og at vi i referansebanen har betydelig mer gasskraft enn meldingen opererer med. Lønnsomheten for gasskraften er svært avhengig av avgiftsnivået på CO₂ utslipp.

I Langtidsprogrammet 1998-2001, har en anslått at en internasjonal CO₂-avgift på 360 kroner gjennom olje- og gassmarkedene vil redusere prisen på råolje med om lag 13 prosent i forhold til referansebanen, og at gassprisene på grunn av overgang fra kull og olje til gass, vil holde seg om lag uforandret. Ved forutsetning om linearitet vil den norske petroleumsformuen i alternativet med 200 kroner i avgift bli redusert med om lag 70 milliarder kroner i forhold til referansebanen.

En avgift på 200 kroner på alle norske utslipp av CO₂ i 2020 bidrar i disse beregningene til en nedgang i BNP i Norge med fra 0,3 til 0,5 prosent. Offentlig konsum opprettholdes på samme nivå som i referansebanen da budsjettbalansen er opprettholdt ved tilbakeføring av avgiftsinntekter, mens privat konsum går ned med fra 0,7 til 1,1 prosent. Effekten på økonomien er minst i tilfellet med en frivillig avtale overfor industrien, men sterkest i det tilfelle hvor industrien unntas helt fra avgiften

Økte CO₂-avgifter medfører at elektrisitetsprisene frem mot 2010 stiger opp til vel 26 øre/kWh (referert kraftstasjon). Kraftprisen blir høyest i de tilfelle hvor industrien har fritak fra avgiften eller inngår en frivillig avtale og lavest i det tilfelle hvor alle blir utsatt for samme avgift. Økt tilgang på vannkraftprosjekter gjennom

økt innsats for å realisere prosjekter både i kategori I og II i Samlet Plan, og økende kraftpriser, vil bidra til en større vannkraftutbygging. I disse alternativene øker vannkraftproduksjonen med 6-9 TWh i forhold til referansebanen i 2020. CO₂-avgiftene vil samtidig gjøre det mindre lønnsomt å produsere gasskraft. En avgift på 200 kroner vil øke produksjonskostnadene i gasskraftverk med om lag 7,5 øre kWh. I forhold til referansebanen er økningen noe mindre som følge av skranken på gass til gasskraftproduksjon i referansebanen. Avgiften er tilstrekkelig til at all gasskraftproduksjon som var inne i referansebanen faller ut. Den høyere kraftprisen medfører at det vil være lønnsomt med noe vindkraftproduksjon. Det vil også være lønnsomt med noe biobasert kraftproduksjon i småskala verk. Det skjer relativt lite med både brutto og netto handel med elektrisitet mellom Norge og de andre nordiske landene i forhold til i referansebanen. Nedgangen i gasskraftproduksjon motsvares av en viss økning i produksjonen av vann-, vind- og biobasert kraft og en nedgang i den innenlandske etterspørselen.

Netto innenlandsk energiforbruk reduseres med fra 4-7 prosent forhold til referansebanen i 2020 (7 -10 TWh), det vil si at energiforbruket fortsatt øker med 23-25 prosent i forhold til 1996-nivå. Dette illustrerer klart at betingelsen om en stabilisering av det norske energiforbruket er en strammere betingelse enn det Kyotoprotokollen påfører det norske energimarkedet. Vi ser også at jo mer kostnadseffektiv avgiften er, jo større blir effekten på kraftforbruket. Dette skyldes blant annet at en vil få relativt store utslag på etterspørselen etter elektrisitet i den kraftintensive industrien når en forutsetter kostnadseffektiv implementering.

Virkningen på elektrisitetsforbruket er fra 2 til 3 ganger sterkere enn virkningen på oljeforbruket. Dette skyldes at virkningsgraden på de termiske kraftverkene i Norden, som er med på å bestemme kraftprisene i samspill med en stigende langtidsgrensekostnad for vannkraft, er lavere enn virkningsgraden ved bruk av olje direkte til stasjonære formål.

Når industrien utsettes for en direkte avgift på 200 kroner per tonn CO₂, så går forbruket der ned med om lag 4 TWh. Dette kan i forhold til utsagn fra industrien selv synes lite, jfr. for eksempel industriens reaksjon på en avgift på 100 kroner som foreslått i St. meld. 29. Her må man imidlertid huske at en avgift på 200 kroner per tonn CO₂ i gjennomsnitt kun utgjør om lag en 2 prosent økning i de totale kostnadene til sektoren treforedling, kjemiske råvarer og metaller når virkningen gjennom kraftmarkedet holdes utenfor. Det er selvfølgelig stor variasjon i kostnadsøkning fra bedrift til bedrift. Noen bedrifter vil måtte legge ned. En 2 prosent kostnadsøkning tilsvarer imidlertid bare om lag den kostnadsnedgang per produsert enhet som disse næringene har i gjennomsnitt over to år gjennom teknologiske forbedringer. Samtidig er det antatt at en internasjonal CO₂-avgift på 200 kroner bidrar til en økning i verdensmarkedsprisen for disse sektorenes produkter med 1 prosent.

Reduksjonen i utslipp av klimagasser er også størst i det tilfelle hvor den energiintensive industrien utsettes for de samme avgifter som andre og i tillegg utsettes for markedspriser i kraftmarkedet. Forskjellen mellom alternativene er her 4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

En tilsvarende beregning på MARKAL modellen, se IFE/KR/F-98/090 der en fra mikrosiden forsøker å forholde seg til ENØK, viser en nedgang i energietterspørselen på om lag 10 TWh fra referansebanen. Dette samsvarer dermed bra med beregningen på MSG-6.

3.2 Skjerpet Kyoto

Det er grunn til å anta at Kyotoprotokollen bare er et første skritt på veien for å få redusert de globale utslippene av klimagasser. Det er derfor gjennomført noen

beregningsalternativer der det antas at Kyotoprotokollen blir skjerpet slik at nødvendig reduksjon i utslippene i verden er 20 prosent i forhold til 1990-nivået i år 2020. Dette betyr en skjerping av reduksjonskravet med 15 prosent, og det antas at dette også vil gjelde for Norge. En avgift på 400 kroner per tonn CO₂ fases gradvis inn med 200 kroner per tonn fra 1998-2002 og med ytterligere 200 kroner fra 2011-2015¹⁴.

Det antas videre at alle de nordiske landene innfører samme avgift på en kostnadseffektiv måte. Avgiftsinntektene forutsettes tilbakeført i sin helhet til privat sektor slik at offentlig budsjettbalanse opprettholdes til gitte utgifter. Som følge av reduserte råoljepriser på verdensmarkedet antas at norsk petroleumsformue blir redusert med om lag 150 milliarder kroner.

I alternativet Skjerpet Kyoto stilles alle aktører overfor den samme kostnadseffektive avgiften på 400 kroner per tonn CO₂. I dette tilfelle er det full kostnadseffektivitet internt i Norge siden de sektorer som har CO₂-avgifter i dag alle har en avgift under 400 kroner. *Økningen* i avgifter blir dermed forskjellig for de ulike gruppene. En har videre forutsatt at det frie kraftmarkedet etter hvert også vil medføre at kraftkontraktene med industrien, som blir forhandlet etter utløp av disse i perioden 2005-2010, tar utgangspunkt i alternativverdien av kraften i markedet. Det er grunn til å tro at en skjerpet Kyoto-avtale vil trekke i retning av økt fokus for å få til dette. Den kraftintensive industrien stilles altså overfor markedsriktige priser på kraft. I dette alternativet kan en dermed si at en ikke bare har kostnadseffektivitet med hensyn på reduksjonen av klimagasser, men også med hensyn på allokeringen av kraft mellom ulike brukere. Det antas at konkurranseprisene internasjonalt stiger med 2 prosent siden kostnadene for våre konkurrenter vil gå opp parallelt med de norske da CO₂-avgiften er internasjonalt harmonisert (se Langtidsprogrammet 1997-01).

I alternativet *Industrikraft* stilles alle aktører overfor den samme kostnadseffektive avgiften på 400 kroner. I dette tilfelle er det imidlertid forutsatt av kraftpriskontraktene overfor industrien er opprettholdt som i referansebanen. Siden økte CO₂-avgifter vil gi økte kraftpriser vil dermed dette opplegget ikke gi full kostnadseffektivitet nasjonalt. Forskjellene mellom industriens kraftkontrakter og andre brukeres kraftpriser øker ytterligere. Kraftforbruket for denne industrien tilpasses imidlertid endringen i de direkte CO₂-kostnader for denne industrien.

I alternativet *Null vekst energi* studeres konsekvensen av å bruke elektrisitets- og oljeavgifter til å stabilisere det totale energiforbruket i Norge på 1996-nivå. Dette kommer i tillegg til CO₂-avgifter på 400 kroner per tonn. Spørsmålet som stilles er hvor store tilleggsavgifter som må til for å oppnå en slik målsetting, *hvis man skal legge dagens avgiftsstruktur til grunn*. Det vil i hovedsak si at *all industri* fritas for elektrisitetsavgift, mens tjenesteyting og husholdninger er de sektorene som rammes. I dette alternativet har vi derfor også forutsatt at den energitunge industrien greier å reforhandle sine kraftpriskontrakter som i referansebanen. Alternativet illustrerer dermed en situasjon hvor alle brukere ilegges en CO₂-avgift, men hvor kun alminnelig forsyning må bære den ekstra byrden som påføres gjennom kravet om stabilisering av det innenlandske energiforbruket samt de økte elektrisitetspriser dette medfører.

14. Se appendix A for argumentasjon for dette avgiftsnivået.

Tabell 3.7: Referansebanen og 400 kroner i CO₂ avgift. Ulike alternativer. År 2020. Økonomiske tall med avvik i prosent. Fysiske tall i nivå.

	1996	Referanse	Skjerpet Kyoto	Industri- kraft	Null vekst energi
<i>Økonomiske hovedtall - end. fra H1</i>					
BNP			-0,3	-0,5	-0,5
Privat konsum			-1,0	-1,8	-1,2
Offentlig konsum			0	0	0
<i>Kraftproduksjon, TWh</i>					
Vannkraft	103,9	122,4	133,1	134,2	132,5
Vindkraft		0,0	5,4	5,4	5,4
Gasskraft		24,1	0	0,0	0
Bio		0,5	1,6	1,6	1,6
Netto import	9	1,5	-24,1	-11,4	-21,3
<i>Energiforbruk, TWh</i>					
Elektrisitet og olje	121,0	158,5	124,3	138,5	125,2
El.forbruk	102,9	139,3	107,7	121,6	110,7
Oljeforbruk	18,1	19,2	16,6	16,9	14,5
<i>Nto. Elektrisitetsforbruk, TWh</i>					
Kr.kr. industri	28,5	30,0	8,8	22,2	20,8
Industri ellers	15,7	20,9	17,4	17,9	18,4
Husholdninger	35,9	52,9	48,8	48,4	43
Tjenesteyting + andre	22,8	35,6	32,7	33,1	28,6
<i>Oljeforbruk, TWh</i>					
Kr.kr. industri	1,9	1,4	0,4	0,9	0,9
Industri ellers	6,7	6,4	5,4	5,2	4,2
Husholdninger	3,7	5,0	4,9	4,9	4,4
Tjenesteyting + andre	5,6	6,4	5,9	5,9	5,0
<i>Utslipp, millioner tonn CO₂- ekvivalenter</i>					
CO ₂	41,1	49,8	38,4	40,7	37,1
CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	56,9	63,1	51,6	53,9	50,2
6 Klimagasser	59,0	67,6	56,1	58,4	54,7
Kraftpris - kraftstasjon	21,6	22,1	28,8	29,5	28,4

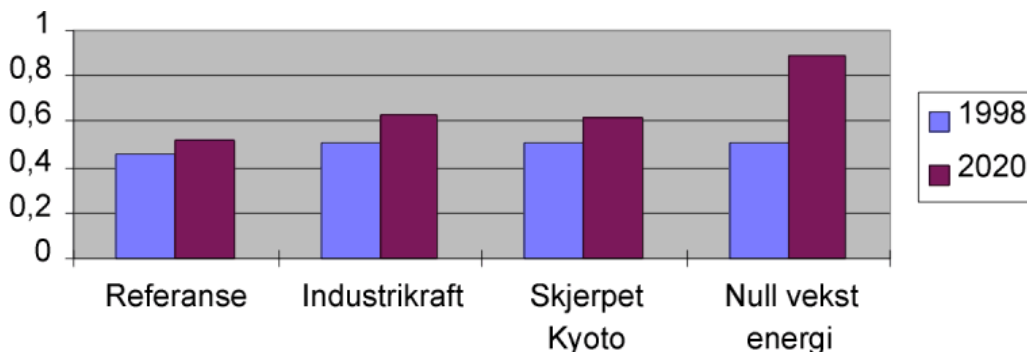
Av tabell 3.7 ser vi at hvis vi forutsetter en avgift på 400 kroner per tonn CO₂ så vil en ikke oppnå kravet om totale norske utslipp av klimagasser på om lag 46,4 mto CO₂-ekvivalenter, som er antatt å gjelde som et skjerpet Kyotokrav på 15 prosent reduksjon i Norges utslipp i forhold til 1990-nivå. I alternativet *Null vekst energi*, hvor en innfører tilleggsavgifter på både fyringsolje og elektrisitet med tanke på å oppnå en stabilisering av innenlandsk bruk av energi til stasjonære formål

(med dagens avgiftsstruktur), overstiger utslippene «kravet» med over 8 millioner tonn. I de to andre alternativene, ligger en henholdsvis 9,5 og 12 mt over kravet, høyest i det tilfelle hvor en forutsetter fortsatt særbehandling av kraftleveranser til den kraftintensive industrien. De nødvendige kvotekjøpene vil da beløpe seg til mellom 3-5 milliarder kroner per år.

Vi ser også av tabellen at alternativet med markedsbaserte priser til industrien, *Skjerpjet Kyoto*, og alternativet med høyere elektrisitets- og oljeavgifter, *Null vekst energi*, så er det totale innenlandske energiforbruket om lag stabilisert på 1996-nivå¹⁵. Siden kraftprisen er noe høyere enn i alternativene med 200 kroner i avgift, se "*Generelle vurderinger*" i kapittel 3.1, blir innenlandsk vannkraftproduksjon noe høyere og tilnærmet lik i alle i alternativene, se tabell 3.7. Lavere innenlandsk forbruk i *Skjerpjet Kyoto* og *Null vekst energi* enn i *Industrikraft* betyr da en betydelig høyere netto eksport av elektrisitet i disse alternativene.

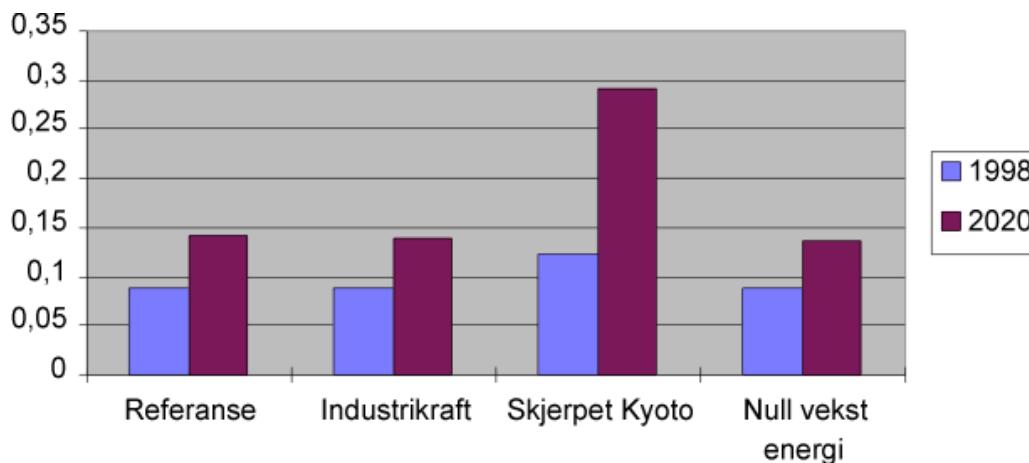
Den største forskjellen mellom alternativene i tabell 3.7 ligger i måten en behandler kraftintensiv industri og andre sektorer på. I alternativene *Industrikraft* og *Null vekst energi* slipper industrien fra en markedstilpasning i kraftmarkedet og i sistnevnte er den også fritatt fra en økning i elektrisitets- og oljeproduktavgiftene. En CO₂-avgift på 400 kroner bidrar likevel til at kraftforbruket reduseres med 30 prosent i forhold til referansebanen. En CO₂-avgift på 400 kroner per tonn tilsvarer en direkte kostnadsøkning i gjennomsnitt på om lag 4 prosent for disse næringene. Sett på denne bakgrunn kan nedgangen i elektrisitetsforbruket synes noe stort. I alternativet *Skjerpjet Kyoto*, vil også kraftprisene gi en sterk kostnadsøkning for denne industrien.

Figur 3.5 viser at alt avhengig av hvordan vi ønsker å implementere CO₂-avgifter så vil kjøperprisene på elektrisitet til husholdningssektoren bli svært forskjellige. I det mest dramatiske tilfellet der industrien unntas fra effekter gjennom kraftmarkedet, og hele belastningen med stabilisering av innenlandsk energi til stasjonære formål pålegges husholdninger og tjenesteyting, vil kjøperprisen i 1995-priser komme opp i nærmere 90 øre/kWh. I *Skjerpjet Kyoto* hvor industrien også må ta en del av belastningen gjennom markedsbaserte kraftpriser blir kjøperprisen for husholdninger nesten 27 øre/kWh lavere. For et årlig forbruk på 20.000 kWh/år utgjør dette en forskjell i forbruksutgift per husholdning på 5 400 kroner.



Figur 3.5 Kjøperpriser for elektrisitet for husholdninger, inklusive alle avgifter, kr/kWh. Ulike alternativer.

15. Her er det antatt at om lag halvparten av det ENØK-potensiale som beskrevet i MARKA-modellen, 4 av totalt 8 TWh, er mulig å realisere



Figur 3.6 viser at i det tilfellet hvor industrien stilles overfor markedspriser på kraften, Skjerpet Kyoto, vil prisen bli om lag fordoblet i forhold til referansebanen.

Med en skjerming av kraftintensiv industri (*Industrikraft*) i kraftmarkedet vil utslippene i Norge bli større enn i tilfellet med full markedstilpasning. Ved full kostnadseffektivitet (*Skjerpet Kyoto*) vil kraftforbruket i industrien gå ned til om lag 1/4 av hva det var i referansebanen. Produksjonen går ned til om lag 1/3. En skjerming av denne industrien nødvendiggjør større kvotekjøp for å oppnå Kyotoprotokollen. De ekstra kvotekjøpene i *Industrikraft* i forhold til Skjerpet Kyoto er her verdsatt til nær 1 milliard kroner per år. Med en skjerming av industrien vil nedgangen i BNP og privat konsum bli om lag dobbelt så stor som i tilfellet hvor industrien blir utsatt for markedsprising av elektrisiteten. Her er det imidlertid ikke tatt hensyn til eventuelle omstillingskostnader da avgiften trappes gradvis opp over en periode på om lag 15 år.

Hvis en unntar den kraftintensive industrien fra markedstilpasning i kraftmarkedet og i stedet øker avgiftene på elektrisitet og oljeprodukter overfor andre kunder med tanke på å oppnå en stabilisering av energiforbruket, ser vi fra alternativet *Null vekst energi* at dette betyr en tilsvarende stor endring i forbruket av elektrisitet og olje i tjenesteytende sektorer og husholdninger, som er de sektorer som får økte avgifter. Ressurser som frigjøres i sektorer som får økte avgifter, utnyttes i annen industri som øker sitt aktivitetsnivå.

I dette tilfellet øker elektrisitetsavgiften fra noe i underkant av 6 øre/kWh i referansebanen til over 28 øre/kWh. Hensyn tatt til redusert forbruk får dermed for eksempel husholdningene en ekstra utgift på om lag 11 milliarder per år kroner eller 8000 kroner per husholdning.

4 HØYERE ØKONOMISK VEKST

I referansebanen har en forutsatt en gjennomsnittlig endring i total faktorproduktivitet på om lag 1 prosent per år. Denne forutsetningen har to prinsipielt forskjellige virkninger på energibruk. For det første vil en bedring i faktorproduktiviteten redusere energibruk per produsert enhet. På den annen side vil økt produktivitet for en gitt tilgang på arbeidskraft medføre økt økonomisk vekst. Dette vil øke etterspørselen etter energi og dermed også bidra til økte utslipp. To effekter trekker i

hver sin retning. Det er et empirisk spørsmål hvilken av disse effektene som er sterkest. Det er videre knyttet betydelig usikkerhet til hva den generelle endringen i total faktorproduktivitet vil bli fremover. Av denne grunn er det foretatt noen alternative beregninger der faktorproduktiviteten er endret i forhold til det som er lagt til grunn i referansebanen for å belyse betydningen av denne viktige faktoren.

- I alternativet *Høy vekst* er det forutsatt at den teknologiske veksten blir spesielt sterk innen de tjenesteytende sektorene ved satsing på økt kompetanseoppbygging. Nettoeffekten antas å bli 1 prosent per år i tillegg til den tidligere antakelsen om gjennomsnittlig 1 prosent pr år i total faktorproduktivitet for alle sektorer. Endringen i total faktorproduktivitet i tjenesteytende sektorer blir dermed i gjennomsnitt 2 prosent per år. Det antas i dette alternativet at kraftintensiv industri blir stilt over markedspriser på kraft. Ellers er forutsetningene som i referansebanen. Dette alternativet forsøker å gjenspeile en utvikling hvor vi får spesielt sterk vekst i de tjenesteytende næringene og en relativt sett mindre vekst i industrien samtidig som industriens kraftpriser blir markedsbestemt.
- I alternativet *Høy skjerping* bygger vi på antakelsen i alternativ *Høy vekst*, det vil si en rask teknologisk utvikling i tjenesteytende sektorer. I tillegg antas at tilgangen på arbeidskraft blir om lag 2 prosent høyere enn i referansebanen samlet sett over hele perioden - det vil 0,4 prosent vekst per år fra 2000 til 2020 i stedet for 0,3 prosent som i referansebanen. Det innføres en harmonisert CO₂-avgift på 400 kroner for alle forurenserne. Den kraftintensive industrien antas å bli stilt overfor rene markedspriser på elektrisk kraft. Dette illustrerer således en utvikling med høyere vekst kombinert med en kostnadseffektiv bruk av virkemidler i forurensingspolitikken og en full markedstilpasning i kraftmarkedet.
- I alternativet *Høy nullvekst* er utgangspunktet igjen en høy teknologisk endring i tjenesteytende sektorer. I tillegg til dette antas i alle sektorer en energispesifikk teknisk endring på 1/2 prosent utover det som tidligere er forutsatt i referansebanen. Det betyr at i gjennomsnitt blir den energispesifikke endringen 2,5 prosent per år i tjenesteyting og 1,5 prosent per år i andre sektorer. Det antas at kraftkrevende industri får beholde gunstige kraftpriskontrakter, men blir utsatt for kostnadene ved en CO₂-avgift på 400 kroner på linje med andre sektorer. I tillegg blir husholdninger og tjenesteyting utsatt for ekstra avgifter på elektrisitet og olje slik at stabilisering av energiforbruket oppnås (jfr. alternativet *Null vekst energi* i "*Generelle vurderinger*" i kapittel 3.1). Dette alternativet illustrerer dermed et tilfelle med høy vekst, kostnadseffektive klimaavgifter, virkemidler for stabilisering av energiforbruket, høy energieffektivitet, mens kraftintensiv industri skjermes i kraftmarkedet.
- I alternativet *Ekstra høy skjerping* er utgangspunktet *Høy skjerping*, men her har vi forutsatt at konkurranseprisen for den energitunge industriens produkter stiger noe mer enn kostnadsstigningen hjemme - det vil si med 4 prosent. Dessuten har vi antatt at en økning i kostnadene i denne næringene vil bidra til en generell teknologisk utvikling i næringen ved at ny teknologi for produksjon utvikles. Omfanget av denne anslås i dette alternativet til 1/4 prosent per år i gjennomsnitt. Kraftintensiv industri må forholde seg til priser som dannes i kraftmarkedet. Dette alternativet illustrerer dermed høy vekst, kostnadseffektive klimaavtaler, markedsklarering i kraftmarkedet også med hensyn på industrien, og en raskere teknologitvutvikling i energitunge bransjer.

Tabell 3.8: Høy økonomisk vekst. Ulike arter. År 2020. Økonomiske tall med avvik i prosent. Fysiske tall i nivå.

	1996	Referanse	Høy vekst	Høy skjerping	Høy nullvekst	Ekstra høy skjerping
<i>Økonomiske hovedtall - end. fra referanse</i>						
BNP			17,5	17,0	17,3	16,9
Privat konsum			18,4	16,6	18,2	15,6
Offentlig konsum			5,9	5,7	5,6	5,7
<i>Kraftproduksjon, TWh</i>						
Vannkraft	103,9	122,4	126,0	135,3	133	135,4
Vindkraft		0,0	0,0	6,0	5,4	7,8
Gasskraft		24,1	55,4	5,2	5,2	5,2
Bio		0,5	0,0	1,6	1,6	1,6
Netto import	9	1,5	-23,7	-22,4	-24,7	-16,9
<i>Energiforbruk, TWh</i>						
Elektrisitet og olje	121,0	158,5	169,3	135,2	125,1	143,4
El.forbruk	102,9	139,3	147,9	117,3	111,5	124,7
Oljeforbruk	18,1	19,2	21,4	17,9	13,6	18,7
<i>Nto. Elektrisitetsforbruk, TWh</i>						
Kr.kr. industri	28,5	30,0	25,2	12,6	26,2	17,5
Industri ellers	15,7	20,9	26,9	21,2	20,8	24,0
Husholdninger	35,9	52,9	60,5	52,9	41,0	52,7
Tjenesteyting + andre	22,8	35,6	35,3	30,5	23,5	30,5
<i>Oljeforbruk, TWh</i>						
Kr.kr. industri	1,9	1,4	1,2	0,6	1,1	0,8
Industri ellers	6,7	6,4	8,4	6,5	3,7	7,1
Husholdninger	3,7	5,0	5,1	5,1	4,2	5,1
Tjenesteyting	5,6	6,4	6,6	5,7	4,6	5,7
<i>Utslipp, millioner tonn CO₂-ekvivalenter</i>						
CO ₂	41,1	49,8	65,2	41,7	42,0	43,4
CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	56,9	63,1	74,3	55,0	55,1	56,9
6 Klimagasser	59,0	67,6	78,8	59,5	59,6	61,4
Kraftpris - kraftstasjon	21,6	22,1	20,0	30,5	29,3	30,6

Fra tabell 3.8 ser vi at en høyere grad av teknologisk utvikling som ventet vil bidra til raskere økonomisk vekst. I alle alternativene i tabell 3.8 er nivået på BNP og privat konsum om lag 17-18 prosent høyere enn nivået i referansebanen i år 2020.

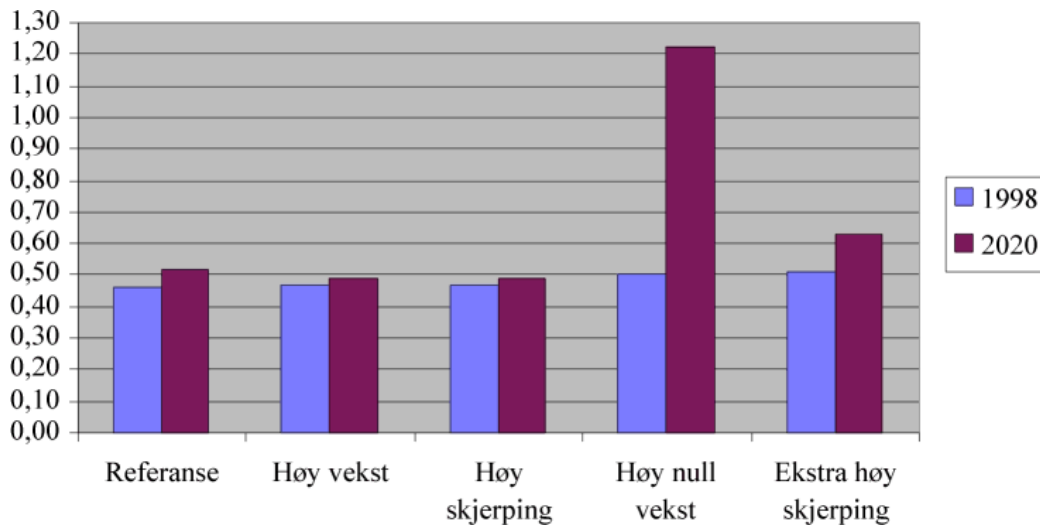
Den høyere veksten i trekker med seg økt kraftproduksjon, spesielt i form av mer gasskraft. Økningen av gasskraftproduksjon i *Høy vekst* skyldes at en her har tilstrekkelig tilgang på gass, jfr. at kraftprisen faller til om lag 20 øre/kWh, som er nivået uten restriksjon på gasstilgangen. Lavere kraftpriser trekker med seg noe økt etterspørsel innenlands. Den største delen av økningen i energiforbruket skyldes imidlertid økt innenlandsk etterspørsel som følge av økt økonomisk vekst. Det blir også en relativt stor økning i netto eksport av elektrisitet fra Norge til de andre nordiske landene. Dette skyldes blant annet en antakelse om at høyere vekst ikke bare oppstår i Norge, men også kan komme andre land til del. Vi legger videre merke til at selv om industrien her stilles overfor markedspriser på kraft så reduseres elektrisitetsforbruket lite i forhold til referansebanen.

Mens BNP øker med 17 prosent, øker energibruken kun med i underkant av 7 prosent i *Høy vekst* i forhold til referansebanen. En stor del av den økonomiske veksten kommer i tjenesteytende sektorer. Økt teknologisk fremgang i tjenesteproduksjon betyr en reduksjon i enhetskostnadene og dermed også en økt etterspørsel etter tjenester. Økt økonomisk vekst vil imidlertid også trekke med seg økt etterspørsel etter varer generelt og også mot import. For at handelsbalansen skal kunne opprettholdes vil andre deler av konkurranseutsatt eksport måtte øke. Det skjer gjennom en tilpasning av det innenlandske kostnadsnivået slik at industriproduksjonen øker.

Som følge av økt aktivitetsnivå og økt energibruk får vi en økning i utslipp av klimagasser på 11 millioner tonn, eller 17 prosent i forhold til referansebanen, som er om lag i takt med endringen i økonomisk utvikling. Grunnen til at utslippene øker mer enn energibruken er at oppdekningen av kraftproduksjon skjer gjennom gasskraftproduksjon og at nettoeksporten av kraft øker betydelig i forhold til referansebanen.

Et fellestrekket ved de tre alternativene *Høy skjerpning*, *Høy nullvekst* og *Ekstra høy skjerpning* er at alle inneholder en avgift på 400 kroner per tonn CO₂. Dette bidrar til 50% høyere kraftpriser i markedet. Som en konsekvens av dette øker vannkraftproduksjonen i Norge relativt mye - flere prosjekter innenfor kategori I og kategori II i Samlet Plan blir lønnsomme å bygge ut. Vannkraftproduksjonen når opp i om lag 135 TWh. Innføring av klimaavgifter gjør også i dette tilfellet, jfr "*Generelle vurderinger*" i kapittel 3.1, at gasskraft nærmest faller ut av oppdekningen, mens netto eksport til andre land i Norden holdes oppe på et rimelig høyt nivå. Dette er mulig hovedsakelig på grunn av økt vannkraftproduksjon og vesentlig lavere total innenlandsk etterspørsel. Det antas at Naturkrafts to anlegg kommer inn som følge av lave gasspriser forhandlet frem i dette konkrete tilfellet.

Innenlandsk forbruk av energi varierer betydelig mellom disse tre alternativene. Lavest er forbruket i alternativet *Høy nullvekst*. Dette skyldes at en her har innført avgifter på olje og elektrisitet for å forsøke å stabilisere det innenlandske energiforbruket, samt en forutsetning om høyere energieffektivitet i dette alternativet enn i *Høy skjerpning*. Kjøperprisene for husholdningssektoren i dette alternativet er dobbelt så høy som i de tre andre alternativene - 120 øre/kWh, se figur 3.7. Det høye avgiftsnivået overfor konsumenter og andre bedrifter utenom industrien, skyldes kravet om stabilisering av innenlandsk forbruk på 1996-nivå samtidig som industrien skjermes i forhold til forbruksavgifter på elektrisitetet. Vi ser at et CO₂-avgiftsnivå på 400 kroner utgjør en relativt beskjeden økning i kjøperprisen i forhold til hvilken effekt den avgift som er nødvendig for å få til en stabilisering i dette tilfellet vil gi på elektrisitetsprisen.

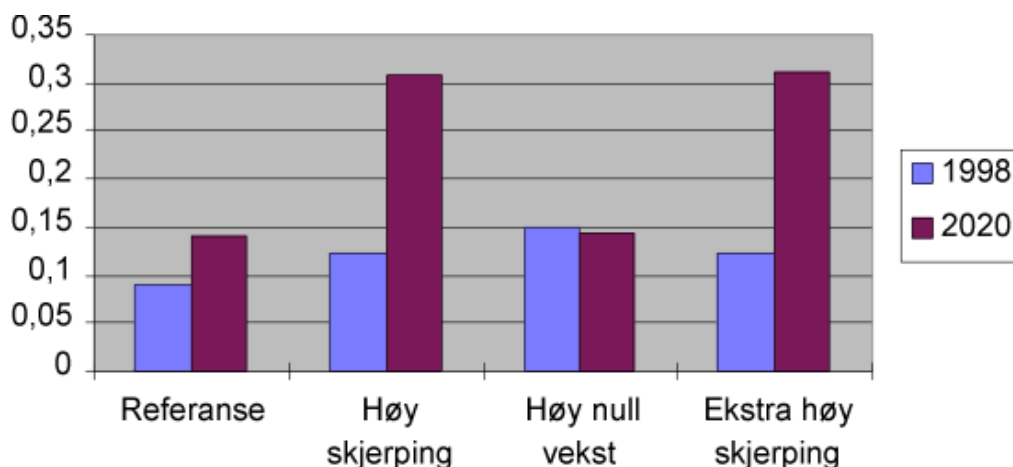


Figur 3.7 Kjøperpriser for elektrisitet for husholdninger, inklusive alle avgifter, kr/kWh. Ulike alternativer.

I alternativene *Høy skjerpning* og *Ekstra høy skjerpning*, hvor industrien stilles overfor markedspriser på kraft er kraftforbruket i denne næringen vesentlig lavere enn i referansebanen. I disse tilfellene er kraftprisen overfor den energitunge industrien om lag fordoblet fra 15 øre/kWh til 30 øre/kWh, mens den for husholdningene ligger på vel 60 øre/kWh. Det totale energiforbruket er henholdsvis 10 og 20 TWh over stabiliseringsmålet, men hele 35 og 25 TWh under *Høy vekst* alternativet. Et krav om stabilisering av innenlandsk energiforbruk med disse alternativene som utgangspunkt vil da kreve betydelig lavere avgifter enn under *Høy null vekst* alternativet.

Mens kraftforbruket i den kraftintensive industrien varierer mellom 13 og 26 TWh i de tre alternativene så varierer forbruket i husholdningene fra 53 til 41 TWh. Et forbruk på 41 TWh i husholdningene representerer en økning på 13 prosent i forhold til i 1996. Til sammenligning er den totale konsumveksten for denne perioden om lag 90 prosent. Dette innebærer en vesentlig endring i husholdningenes tilpasning i forhold til historiske trender. På tilsvarende vis skjer det en vesentlig endring for kraftintensiv industri i alternativene *Høy skjerpning* og *Ekstra høy skjerpning*. I det siste tilfellet motvirkes kostnadsøkningen ved at det antas at markedsprisen internasjonalt går opp parallelt med kostnadsstigningen i denne bransjen.

Selv om forbruket av elektrisitet blir mer enn halvert i forhold til dagens nivå i alternativene *Høy skjerpning* og *Ekstra høy skjerpning*, så øker denne industrien samlet sett sin produksjon til dels kraftig i forhold til 1992. I tilfellet med CO₂-avgifter, effektivt kraftmarked og en høy teknologisk endring i tjenesteyting (*Høy skjerpning*) går kraftforbruket i metaller og kjemisk industri ned fra 30 TWh til 12,5 TWh samtidig som produksjonen bare går ned med om lag 7 prosent og sysselsettingen går ned med 20 prosent, se tabell 3.9 og 3.10.



Figur 3.8 Kjøperpriser for sektoren metaller, kr/kWh.

Tabell 3.9: Produksjon - mrd.1992 kroner. År 2020

	1992	Referanse	Høy skjerpning	Ekstra høy skjerpning
Kjemisk	15,5	18,2	16,3	22,7
Metaller	25,0	31,7	21,3	28,9
Sum	40,4	49,9	37,6	51,6

Med de kraftige prisvridningene en får som følge av økte CO₂-avgifter, og ved at industrien utsettes for effektiv prising i kraftmarkedet, vil det trolig oppstå en vridning i sammensetningen innenfor næringen (ferroindustrien reduseres antakelig mye). I tillegg vil det bli innført ny og mer energisparende teknologi. I alternativet *Ekstra høy skjerpning* får en at både produksjonen og sysselsettingen kan øke på tross av en relativt kraftig nedgang i kraftforbruket. Forutsetningene som er lagt til grunn må imidlertid tolkes med forsiktighet. De anslåtte teknologiske endringsratene kan være for optimistiske. Utslagene på produktprisene på verdensmarkedet av internasjonalt harmoniserte CO₂-avgifter er også usikre.

Tabell 3.10: Normalårsverk i 1000. År 2020

	1992	Referanse	Høy skjerpning	Ekstra høy skjerpning
Kjemisk	14,3	10,8	10,0	13,8
Metaller	23,7	18,5	13,4	18,2
Sum	38,0	29,3	23,4	32,0

Tabell 3.8 viser også at innføring av CO₂-avgifter, markedsfastsetting av priser på kraft til industrien og innføring av avgifter på energi har store konsekvenser for de totale utslipp av klimagasser. Disse reduseres fra nærmere 80 mto CO₂-ekvivalenter i alternativet *Høy vekst* til om lag 60 mto i de tre siste alternativene. Selv om sammensetningen av forbruket av energi i de siste tre alternativene er forskjellig så er de totale utslippene av klimagasser ikke så ulike.

Boks 3.1 Kyoto og kvotepriser

I Kyoto ble Annex-B land (dvs i hovedsak alle land unntatt U-land) enige om å redusere utslippene av klimagassene karbondioksid, metan, nitrogenoksid (lystgass), hydrofluorkarboner, perfluorkarboner og svovel hexafluorider innen år 2008-2012. Avtaleutkastet inneholder differensierte krav - noen land må redusere utslippene i forhold til 1990-nivå (evt 1995 nivå for de tre siste gassene), andre land kan øke utslippene noe. For Norge betyr avtalen at vi kan øke utslippene av de samlede klimagassene med 1 prosent i forhold til 1990-nivå. Før avtalen trår i kraft må den ratifiseres av minst 55 prosent av partene under FNs klimakonvensjon fra 1992. I tillegg må de landene som har ratifisert avtalen, minst stå for 55 prosent av de totale utslippene i alle Annex-I land (Klima-avtalen).

Avtalen åpner for at en kan omsette kvoter mellom land, for på den måten å redusere kostnadene ved utslippsreduksjonene. Slik handel kan dels foregå ved at enkeltbedrifter i ett land finansierer reduksjoner i bedrifter i andre land («felles gjennomføring» enten innen gruppen av Annex-B land eller mellom Annex-B land og U-land) eller ved at land kjøper og selger kvoter seg imellom. I et perfekt marked for kvotehandel vil slike prosjekter på marginen koste det samme som kvoter.

Et effektivt kvotemarked internasjonalt vil gi en kvotepris som er i samsvar med den avgiften som skal til for å oppnå samme utslippsreduksjon. Rent beregningsteknisk kan en derfor benytte avgifter i stedet for utslippskvoter for å illustrere betydningen av å implementere Kyotoprotokollen.

Avtalen sier ikke noe om implementeringen av utslippsbegrensningene internt i et land. Kvotehandel innenlands vil være svært vanskelig hvis alle som står for klimagassutslipp skal delta i kvotehandelen, for å sikre en kostnadseffektiv implementering. For eksempel vil da alle bensinkunder måtte kjøpe seg utslippskvoter. Alternativt kan oljeselskaper kjøpe kvoter og bake denne prisen inn i bensinprisen. En praktisk løsning kan være at alle klimagasser får en klimaveid avgift. Dette vil være det enkleste å implementere administrativt og det vil sikre kostnadseffektivitet. Det er vanskelig å tenke seg direkte reguleringsordninger for seks gasser som kan lede frem til kostnadseffektive reduksjoner av klimagassene. I beregningene har en rent beregningsteknisk benyttet CO₂-avgifter.

Utslippene i Norge av HFC, CF og SF har blitt redusert kraftig fra 1990 til i dag i Norge. Disse utgjør i dag bare om lag 4 prosent av de totale norske utslippene av klimagasser. Utslippene av disse gassene er redusert fra 4,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 1990 til 2,1 i 1996. CO₂ utgjør 71 prosent av totale utslipp av klimagasser, metan 17 prosent og lystgass 8 prosent. Siden 1990 har utslippene av CO₂ økt med 15 prosent, metan har økt med 9 prosent og lystgass har gått ned med 5,5 prosent. Det at vi allerede har redusert utslippene fra 1990-1996 gir grunn til å tro at de billigste utslippsreduksjonene har blitt tatt først slik at de gjenstående blir dyrere.

De sektorene som slipper ut mest CO₂, ved siden av husholdningene, er olje- og gasssektoren, metallsektoren (ferroindustrien), kjemiske råvarer, treforedling og produksjon av kjemikalske produkter.

Utslipp av metan er i første rekke knyttet til avfall ved kommunale fyllplasser (69 %), jordbruket (20 %) og olje og gassproduksjon (6 %).

Mesteparten av lystgassen er knyttet til gjødselproduksjon (kjemiske råvarer - 38 %) og bruk av gjødsel i jordbruket (45 %).

I alternativene i "*Generelle vurderinger*" i kapittel 3.1 har vi som en forenkling antatt at Annex-I land samlet vil redusere de totale utslipp av klimagasser målt i CO₂-ekvivalenter innen år 2010 med 5 prosent i forhold til 1990 i samsvar med Kyoto-protokollen. Videre har vi antatt at dette nivået på klimagassutslipp holdes frem til 2020.

I Grønn skattekommisjon (jfr. NOU 1996:9, Grønne skatter - en politikk for bedre miljø og sysselsetting) benyttet en OECDs verdensmodell GREEN til å analysere konsekvensene av å innføre en avgift som på verdensbasis var tilstrekkelig til å stabilisere utslippene på 1990-nivå i 2010 og holde utslippene på dette nivået til 2030. I NOU:1996:9 heter det:

CO₂-avgiften fører til at energi generelt blir mer kostbart. Følgelig reduseres samlet energibruk, og det bidrar til en reduksjon i CO₂-utslippene. Samtidig vrir energibruken bort fra de mest forurensende energibærerne. Som en konsekvens av disse to virkningene reduseres de globale utslippene med 35 prosent i 2010, 55 prosent i 2030 og 75 prosent i 2050 (som følge av en avgift på 360 kroner nasjonalt og internasjonalt). Det betyr at de globale utslippene stabiliseres i underkant av 1990-utslippsnivå i 2010 i perioden 2010-2030, mens de i 2050 ligger om lag på 1990-nivå.

De prosentvise utslippsreduksjonene i ulike regioner er forholdsvis lik fram mot år 2010. Etter år 2010 er utviklingen kjennetegnet ved at OECD-landene gjennomfører de største utslippsreduksjonene, slik at OECD-landenes andel av globale utslipp reduseres, sammenlignet med referansealternativet. Dette har sammenheng med at OECD-landene i mye sterkere grad vrir energibruken bort fra forurensende skiferolje mot den elektriske karbonfrie backstop-energien. Dermed reduseres utslippene i OECD-landene vesentlig.

En avgift på 360 kroner per tonn CO₂ var tilstrekkelig til å oppnå en stabilisering, eller om lag en 45 % reduksjon i forhold til basisscenariet i 2020 av utslippene av denne gassen. Ved linearitet i virkningen betyr dette at hver 5 prosent reduksjon i utslippene krever en avgift på om lag 40 kroner. En fem prosent reduksjon i utslippene anslås på denne bakgrunn å kreve en avgift på om lag 400 kroner per tonn CO₂. Dette tilsvarer om lag en metan-avgift på 8500 kroner per tonn og en lystgass avgift på 124 000 kroner per tonn.

I Grønn skattekommisjon studerte en bare hvilke avgifter/kvotepreiser som ville være tilstrekkelige for å stabilisere CO₂-utslippene på 1990-nivå. Kyotoprotokollen legger opp til en reduksjon på 5 prosent av de klimaveide utslippene av seks gasser. Noen land, for eksempel Norge, har allerede redusert utslippene av en del gasser allerede (for eksempel PF₆ og PFK som er redusert til kun 40 prosent av 1990-nivå frem til 1996.) Det er grunn til å tro at flere land kan redusere utslippene av for eksempel metan og lystgass i et visst omfang til en kostnad som er lavere enn kostnaden ved å redusere utslippene av CO₂. Dette kan bety at det vil kunne bli lagt stor vekt på reduksjon av disse gassene og at en kan forvente noe lavere kvotepreiser/avgifter for å kunne oppnå en stabilisering av de samlede klimagassutslippene enn lagt til grunn i grønn skattekommisjon. På den annen side utgjør metan og lystgass begrensede mengder av de totale klimagassutslippene slik at en må forvente at det vil måtte kreves en viss kvotepris for å kunne oppnå intensjonene i Kyotoprotokollen. Samtidig sies det for eksempel i St. meld. nr. 9 (1997-98) «Norges oppfølging av Kyotoprotokollen» side 76 at: *I løpet av 1999 antar Statens Forurensingstilsyn at de fleste større fyllplasser vil ha installert gassuttak. Det antas at om lag 70 prosent av årlig deponert mengde avfall da vil ligge på fyllplasser med gassuttak. Videre heter det at.... selv med forbedret teknologi ved metangass-uttakene vil likevel 60-70 prosent av metangassen som blir produsert på avfallsfyllingene, slippe ut.* Dette kan antyde at det ikke er like lett å oppnå store reduksjoner i metan-

gassutslipp som tidligere antatt. Samlet kan det bety at den internasjonale kvoteprisen som vil være tilstrekkelig til å redusere utslippene med 5 prosent i Annex-B landene vil være lavere enn 400 kroner, men at mulighetene for å redusere de andre gassene vil være begrenset, slik at det fortsatt vil måtte være nødvendig med en relativt høy CO₂-avgift.

I følge St. meld. nr. 29 (1997-98), side 85, heter det videre at: *Flere institusjoner både i Norge og andre land, herunder CICERO og OECD, har vurdert mulige kvotepriser. Under ulike forutsetninger varierer prisanslagene fra 50 til drøye 200 kroner/tonn CO₂.* Sett i forhold til Grønn skattekommisjons analyser og ovenstående resonnementer omkring mulighetene for reduksjon av utslippene av andre gasser enn CO₂ synes 50 kroner å være svært lavt, selv om tilfanget av omsettbare kvoter internasjonalt skulle være stort på grunn av de store omstillingene i det tidligere Sovjetunionen.

I alternativene i "*Generelle vurderinger*" i kapittel 3.1 har vi lagt til grunn at det vil være nødvendig med en kvotepris internasjonalt på om lag 200 kroner per tonn CO₂-ekvivalent for å få til en reduksjon på 5 prosent i utslippene av klimagasser i Annex-B landene.

En reduksjon av utslippene av klimagasser innen Annex-B land med 5 prosent i forhold til 1990 nivå vil knapt ha noen effekt på akkumulasjonen av klimagasser i atmosfæren frem mot 2010-2020. Det er derfor grunn til å anta at det vil komme nye avtaler som skjerper innholdet i Kyotoprotokollen - dels ved at andre land enn Annex-B land inkluderes og dels ved at de ulike landene vil bli stilt overfor lavere utslippsmål. La oss anta at Kyotoprotokollen i sin gjeldende form vil gjelde frem mot 2010, men at det vil bli inngått nye avtaler som innebærer en reduksjon av utslippene av klimagasser med om lag 20 prosent i forhold til 1990 nivå og at dette skal gjennomføres innen år 2020. I alternativene i "*Generelle vurderinger*" i kapittel 3.1 ble det antatt at 200 kroner per tonn CO₂-ekvivalenter ville være tilstrekkelig for å redusere utslippene av klimagasser med 5 prosent i forhold til 1990 nivået i Annex-B land. Dette baserte seg blant annet på et resonnement fra Grønn skattekommisjon der om lag 40 kroner i avgift per tonn CO₂ ville gi om lag 5 prosent reduksjon i CO₂ utslippene rundt nivået for stabilisering. En skjerping av protokollen fra en reduksjon på 5 prosent til en reduksjon på 20 prosent skulle da gi en tilleggsavgift på om lag 120 kroner per tonn. Flere studier viser imidlertid at det er stigende marginalkostnader knyttet til skjerpede utslippskrav. I denne beregningen har vi derfor lagt til grunn at det vil være nødvendig med en tilleggsavgift på 200 kroner per tonn for å oppnå en utslippsreduksjon på 20 prosent i forhold til 1990-nivå. Den totale avgiften er derfor 400 kroner per tonn CO₂

Boks 3.2 MSG-modellen

De langsiktige framskrivingene til 2020 er utarbeidet ved hjelp av en relativt ny versjon av MSG (MSG-6), en flersektors generell likevektsmodell for norsk økonomi. MSG-modellen har i ulike versjoner vært brukt av Finansdepartementet siden slutten av 1960-tallet.

En avgjørende forutsetning som modellen baseres på, er at det skjer tilpasninger i økonomien slik at økonomien trekkes mot en likevekt der forbrukere og produsenter utnytter alle tilgjengelige ressurser. Dette innebærer blant annet at all tilbudt arbeidskraft blir utnyttet, gjennom en tilpasning av lønnsnivået. Modellen

egner seg derfor ikke til å analysere kortsiktige omstillingsproblemer eller utviklingen i arbeidsledigheten.

Veksten i total produksjon blir i hovedsak bestemt fra tilbudssiden, dvs. av teknologisk endring, vekst i beholdningen av realkapital, utviklingen i tilgangen av arbeidskraft og av tilgangen på enkelte naturressurser. Vridninger i næringssammensetningen kan gi en viss endring i totalproduksjonen, fordi produktivitetsnivået varierer mellom næringer.

Beskrivelsen av produksjonsvirksomheten i samfunnet er en sentral del av modellen. Det er spesifisert 40 produksjonssektorer, hvorav 7 er sektorer for offentlig forvaltning. Innsatsfaktorene består av vareinnsats, arbeidskraft, tre typer kapital, to typer energi, og ulike typer transporttjenester. Innsatsfaktorene er forutsatt å kunne erstatte hverandre i noe ulik grad.

Øvrige hovedtrekk ved modellen er:

- Markedsstrukturen i mange av næringene, herunder industrisektorene, er kjenetegnet ved relativt mange produsenter av relativt like, men ikke identiske produkter (monopolistisk konkurranse på hjemmemarkedet).

- Norske eksportører av industriprodukter forutsettes å stå overfor gitte priser på verdensmarkedet, og får avsetning på all produksjon som er lønnsom til disse prisene.

- I hver næring blir investeringene i realkapital bestemt slik at forventet avkastning svarer til et på forhånd fastsatt avkastningskrav. Dette antas å bli bestemt av avkastningen av finansinvesteringer i utlandet, som følge av full mobilitet av finanskapital mellom Norge og utlandet.

- Modellen tar ikke hensyn til tregheter i tilpasningen. Ved større endringer i virkemidler er det rimelig å tolke resultatene som realistiske først etter en viss tilpasningsperiode. Modellen spesifiserer heller ingen direkte sammenheng mellom produktivitetsøkning og satsing på offentlige investeringer, for eksempel i infrastruktur, forskning og utdanning.

De sentrale forutsetningene som modellbrukeren gir anslag på er:

- Demografiske utviklingstrekk, blant annet utviklingen i antall pensjonister.

- Utviklingen i antall utførte timeverk. Skatte-, avgifts- og stønadsregler.

- Teknologisk endring (eller produktivitetsutvikling) i de ulike produksjonssektorene.

- Utviklingen i produksjon, priser og investeringer i petroleumsvirksomheten.

- Utviklingen i prisene på verdensmarkedet for ulike varer. Krav til avkastning på realkapitalinvesteringer (tilsvarende om lag 7 prosent realavkastning).

- Krav til utviklingen i driftsbalansen og netto finansinvesteringer for husholdningene og offentlig forvaltning.

På grunnlag av disse forutsetningene benyttes modellen til å anslå blant annet utviklingen i samlet produksjon, fordelingen av produksjon, sysselsetting og realkapital på ulike sektorer, privat og offentlig konsum, priser på norskproduserte varer og utviklingen i lønninger.

Modellen gir også en forholdsvis detaljert beskrivelse av produksjon og bruk av energi. I en ettermodell anslås utslipp til luft av ulike forurensende stoffer fra bruk av fossile brenslere og ulike industrielle prosesser. Modellen kan derfor brukes til å vurdere utviklingen i økonomi, energibruk og enkelte miljøforhold i sammenheng.

Tallmessige forutsetninger og resultater er stort sett gjengitt med samme nøyaktighetsgrad som historiske tall fra nasjonalregnskapet. Tallene gir derfor inntrykk av en høyere nøyaktighetsgrad enn det er grunnlag for ved langsiktige analyser av denne typen.

I denne analysen har vi koblet ut kraftblokken i MSG-modellen slik denne normalt er beskrevet, se Johnsen (1996). I stedet har vi latt MSG-modellen beskrive

energieterspørselen til gitte priser på elektrisitet. Prisene på elektrisitet beregnes i NORMOD-T. Tilsvarende beregnes utbygging av ny produksjonskapasitet for elektrisitet fordelt på teknologiene vannkraft, vindkraft, gasskraft og bio-basert kraft i NORMOD-T. Også bruttohandelen med elektrisitet beregnes der. De kapasitetene som beregnes i NORMOD-T legges inn i MSG slik at en sikrer seg at ressursbruken som går med til utbyggingen og kryssleveransene dette innebærer blir ivaretatt. De to modellene samkjøres i en iterativ prosess slik at konsistens oppnås.

Boks 3.3 NORMOD - T

I NORMOD-T vil brukeren måtte gi anslag på de bakenforliggende vekstfaktorene. Dette gjelder produksjonsvekst i de fem sektorene som økonomien er inndelt i og konsumvekst. Disse anslagene hentes typisk fra offisielle makroøkonomiske beregninger i de ulike nordiske landene. I de konkrete beregningene som er gjort i dette notatet samkjøres beskrivelsen av makroøkonomisk utvikling for Norge slik som MSG-modellen beskriver dette og utviklingen i NORMOD-T. I virkningsberegningene har en antatt at tilbakevirkningen mellom energimarkedene og den økonomiske utviklingen i de andre nordiske landene om lag er som tilbakevirkningen i norsk økonomi.

I NORMOD-T er det nordiske kraftmarkedet beskrevet som et frikonkurransemarked. Det vil si at kraftprisen på ethvert tidspunkt er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen. Året er delt i tre sesonger og hver sesong er delt i fire lastavsnitt, dvs. modellen har 12 perioder. For hver periode beskrives krafteterspørselen til fem forbrukssektorer i hvert av de fire landene i modellen. Kjøperprisene på kraft, dvs. kraftpris pluss nettariiff og avgifter, og en indikator for aktivitetsnivå bestemmer hver sektors krafteterspørsel.

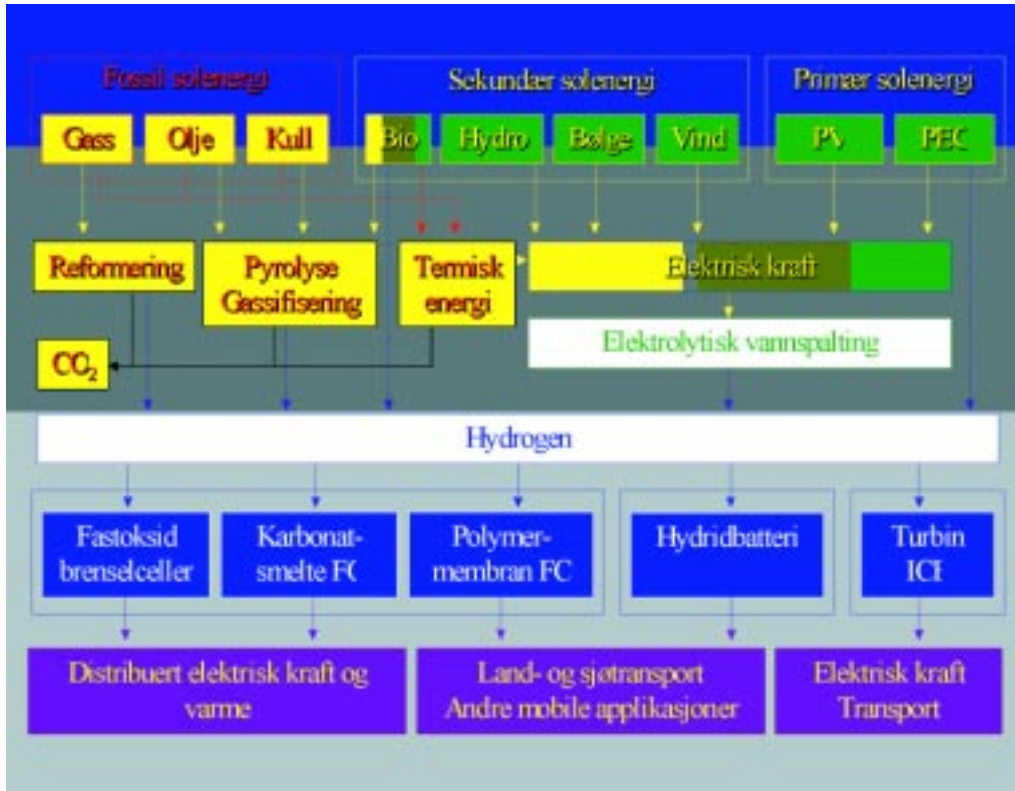
Tilbudet av kraft består av produksjon fra eksisterende verk og evt. nye kraftanlegg. For varmekraft vil produksjonskostnadene avhenge av brenselpriser og andre variable kostnader. I tillegg vil prisen på spillvarme, potensialet for salg av spillvarme, start og stoppkostnader og eventuelle begrensninger i brenselstilgangen påvirke driftskostnaden. For vannkraft eksisterer det begrensninger i vanntilgangen over året, som igjen legger restriksjoner på vannkraftproduksjonen.

For hver periode vil likevekt mellom etterspørsel og tilbud bestemme en kraftpris. Denne kraftprisen vil være lik for alle sektorer i det samme landet i samme periode. Eventuell prisdiskriminering vil kunne tas hensyn til gjennom innføring av prisavvikskoeffisienter. Eventuelle forskjeller i kraftprisen mellom land vil i modellen skyldes nettkostnader mellom land. Dersom nettkapasiteten mellom to land er fullt utnyttet vil prisforskjellen kunne være større enn nettariiffen og prisforskjellen vil representere en skyggepris eller kapasitetsavgift på den aktuelle nettforbindelsen. Gjennomsnittspriser over tidsperioder kan være forskjellige for ulike brukere da bruksprofilen kan variere og prisene i de ulike periodene varierer.

Ny produksjonskapasitet etableres ikke før kraftprisen over året veid med det potensielle anleggs produksjonsvolum er høy nok til å dekke årskostnaden knyttet til nyinvestering og drift av et nytt anlegg. Dersom kapasitetsavgiftene på en nettforbindelse i sum over året er høye nok til å gjøre utvidelse av nettkapasiteten lønnsomt, vil det i modellen bli utløst investeringer i nye linjer mellom land. Det antas perfekte forventinger i den forstand at det ved investeringen antas at prisene

vil være monotont stigende eller ikke komme under den prisen som gjelder på investeringstidspunktet i vesentlige perioder.

Vedlegg 4 Hydrogen som energibærer



Figur 4.1 Forenklet illustrasjon av aktuelle energiruter med hydrogen som energibærer. Figuren er ikke komplett for alle typer teknologi, men viser de viktigste scenariene for produksjon og utnyttelse av hydrogen. Det er ikke tatt hensyn til at enkelte av rutene kan være ugunstige med hensyn på energitap, miljøbelastning eller økonomiske kostnader. Bio = ulike typer biologisk eller organisk materiale, inkludert biologisk produsert hydrogen; Hydro = vannkraft; PV = solceller; PEC = elektrokjemiske solceller, inkludert typer som kan kombinere produksjon av elektrisk kraft og hydrogen; FC = brenselceller; ICE = forbrenningsmotorer.

Kilde: Institutt for teknisk elektrokjemi, NTNU.