

*Finn Roar Aune, Tor Arnt Johnsen og
Eirik Lund Sagen*

**Regional og nasjonal utvikling
i elektrisitetsforbruket til 2010**

Rapporter

I denne serien publiseres statistiske analyser, metode- og modellbeskrivelser fra de enkelte forsknings- og statistikkområder. Også resultater av ulike enkeltundersøkelser publiseres her, oftest med utfyllende kommentarer og analyser.

Reports

This series contains statistical analyses and method and model descriptions from the different research and statistics areas. Results of various single surveys are also published here, usually with supplementary comments and analyses.

© Statistisk sentralbyrå, oktober 2001
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,
vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-4986-4
ISSN 0806-2056

Emnegruppe
01.03.10. Energi

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Statistisk sentralbyrå/290

Standardtegn i tabeller	Symbols in tables	Symbol
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpig tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Rettet siden forrige utgave	Revised since the previous issue	r

Sammendrag

Finn Roar Aune, Tor Arnt Johnsen og Eirik Lund Sagen

Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010

Rapporter 2001/31 • Statistisk sentralbyrå 2001

Det norske kraftmarkedet ble deregulert i 1991. Frem til i dag har det totale temperaturkorrigerede norske elektrisitetsforbruket økt med 18,8 TWh eller 1,6 prosent pr. år. Økningen i forbruket er delvis dekket ved tilvekst i produksjonskapasiteten i Norge (5 TWh) samt gjennom import og unormalt høy vannkraftproduksjon som følge av mye nedbør i 1999 og 2000. Spesielt i 2000 var vanntilgangen rikelig, og engrosprisene var tilsvarende lave. Med normale tilsig vil prisene øke, hvilket bidrar til redusert forbruk og økt import av kraft. Omfanget av vekst i kraftpriser vil være av avgjørende betydning for utviklingen i kraftforbruket fremover. I den foreliggende rapporten presenteres beregninger for nasjonalt og regionalt kraftforbruk, -produksjon og -priser frem til 2010 under ulike forutsetninger om krafttilgang, utenlandskabler, miljøpolitikk og økonomisk vekst i Norge og Nord-Europa. I vår referansebane, som baserer seg på normale tilsig og temperaturforhold etter 2000 og økende priser på kraft i Nord-Europa, vokser det totale norske kraftforbruket til 134,1 TWh i 2010. Det tilsvarer en vekst på nær 10 TWh (6 TWh temperaturkorrigeret) i perioden 2000-2010. Årsaken til den lave veksten skyldes i første rekke økende priser. I 2000 var engrosprisene meget lave, rundt 10 øre/kWh, mens prisene i 2010 i referansebanen vil kunne bli på 21 øre/kWh som årsgjennomsnitt. Produksjonskapasiteten er fremskrevet til 124 TWh i 2010, dvs. at det kreves en årlig nettoimport på 10 TWh for å oppnå balanse. Nettoimporten kommer fra Sverige og Danmark, mens Norges krafthandel med land utenfor Norden (Tyskland og England) på årsbasis er i balanse. Til tross for at krafthandelen med Tyskland og England er i balanse, er de nye kablene viktige for kraftprisene i Norge. Den økte kabelkapasiteten øker presset på norske kraftpriser i høy- og topplast når utlandets betalingsvilje er høyest. Det motsatte er tilfellet i lavlast når kablene gir Norge tilgang til billig utenlandsk overskuddskraft. Flere av følsomhetsberegningene illustrerer at flere kabler har denne todelte virkningen på norske kraftpriser. Alt i alt har derfor kablene mindre å si for årsgjennomsnittet av kraftprisen enn for prisene i de enkelte lastavsnitt. I vekstalternativet økes den økonomiske veksten og kraftforbruket stimuleres. I miljøalternativet innføres CO₂-avgifter som leder til høyere kraftpriser og lavere forbruk. For flere av scenariene er det også laget tørrårsberegninger med lavere produksjon enn i et tilsigsmessig normalår. Beregningene viser at virkningene av tørrår er mer moderate når det finnes flere utenlandskabler enn i situasjoner der forbindelsene til utlandet er svakere. Beregningene av regionalt kraftforbruk viser at det er beskjedne vridninger i regionalt forbruk frem til 2010. Østlandet har sterkest vekst ved siden av Vest-Norge der forbruket blant annet øker som følge av økt forbruk i gassbehandlingsanleggene på land. Veksten er svakest i Nord-Norge. Økt sentralisering forsterker denne tendensen i beskjeden grad siden sentralisering også opptrer i hver region og derved ikke påvirker utviklingen på tvers av regioner i så stor grad

Prosjektstøtte: Prosjektet er initiert og finansiert av Statnett SF. Medlemmene av Statnetts referansegruppe for prosjektet takkes for innspill og kommentarer.

Innhold

1 Innledning	9
2. Modellapparat, beregningsopplegg og forutsetninger	10
2.1. MSG-6	10
2.2. Normod-T	10
2.3. Prosedyre for iterasjon mellom MSG-6 og Normod-T	12
2.4. Regionalfordeling av kraftteterspørselen	12
2.4.1. Fordeling av totalletterspørselen på regioner etter sentralnettet	12
2.4.2. Fylkesfordeling av forbruket i industrisektorene	12
2.4.3. Fylkesfordeling av forbruket i husholdninger og annen næringsvirksomhet	13
3. Referansealternativet	15
3.1. Resultater fra Scenario 1 – Referansealternativet	16
3.2. Regional fordeling av kraftteterspørselen i referansealternativet	17
3.3. Følsomhetsberegninger for referansealternativet	18
3.3.1. Bare en ny utenlandskabel til 2010	18
3.3.2. Ingen nye utenlandskabler	18
3.3.3. Tre nye utenlandskabler	19
3.3.4. Forsert kjernekraftnedbygging i Sverige	20
3.3.5. Økt sentralisering i Norge	21
3.3.6. Internasjonal CO ₂ -avgift på 200 kr/tonn CO ₂	21
4. Vekstalternativer	23
4.1. Vekstalternativ 1: Teknisk fremgang og markedstilpasning i kraftkrevende industri	23
4.2. Vekstalternativ 2: Høyere timeverksvekst og opprettholdt forbruk i kraftkrevende industri	24
4.3. Regionale virkninger i vekstalternativene	24
5. Miljøalternativet	25
6. Tørrårsberegninger	27
7. Avslutning	29
Referanser	31
Vedlegg	32
Tidligere utgitt på emneområdet	35
De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter	36

Figurregister

2. Modellapparat, beregningsopplegg og forutsetninger	
2.1. Sammenhengene i Normod-T.....	10
2.2. Regionale andeler av husholdningenes forbruk av kraft.....	14
3. Referansealternativet	
3.1. Utviklingen i periodepriser for Norge, vintersesongen. Referansebanen. Øre/kWh	16
3.2. Regionalfordelt netto kraftforbruk ekskl. kraftintensiv industri og treforedling, referansebanen. GWh	17
3.3. Regionalt kraftforbruk i bergverksdrift og annen industri, referansebanen. GWh.....	18
3.4. Endring i Norges import og eksport som følge av at kabelen til England (1200 MW) ikke realiseres, 2010. TWh	18
3.5. Endring i Norges import og eksport som følge av at ingen nye utenlandskabler realiseres, 2005 og 2010. TWh	19
3.6. Endring i periodeprisene i Norge som følge av at ingen nye utenlandskabler realiseres, øre/kWh.....	19
3.7. Endring i Norges import og eksport som følge av tre nye utenlandskabler, 2010. TWh.....	19
3.8. Endring i norske engrospriser som følge av tre nye utenlandskabler, øre/kWh. 2010	20
3.9. Endring i produksjon og forbruk som følge av forsert kjernekraftnedbygging, TWh. 2010.....	20
3.10. Endring i eksport og import som følge av forsert kjernekraftnedbygging, TWh. 2010.....	20
3.11. Endring i regionalt kraftforbruk for husholdninger, jordbruk og annen næringsvirksomhet ved økt sentralisering. GWh	21
3.12. Endring i kraftpriser fra referansebanen som følge av internasjonal CO ₂ -avgift. Øre/kWh	21
3.13. Endring i kraftforbruk og -produksjon i de nordiske land som følge CO ₂ -avgiften. TWh.....	22
3.14. Regionale avvik fra referansebanen for bergverk og industri ved internasjonal CO ₂ -avgift. Prosent	22
4. Vekstalternativer	
4.1. Endring i periodevise kraftpriser fra referansebanen til vekstalternativ 1. Øre/kWh	24
4.2. Endring i Norges krafthandel fra referansebanen til vekstalternativ 1, TWh.....	24
5. Miljøalternativet	
5.1. Endring i periodevise kraftpriser fra referansebanen til miljøalternativet. Øre/kWh	26
5.2. Endring i Norges krafthandel fra referansebanen til miljøalternativet. TWh	26
6. Tørrårsberegninger	
6.1. Kraftpriser i 2005 og 2010, øre/kWh	27
6.2. Netto krafteksport i 2005 og 2010, TWh.....	28
6.3. Brutto totalforbruk i 2005 og 2010, TWh	28

Tabellregister

2. Modellapparat, beregningsopplegg og forutsetninger

2.1. Regional oppdeling etter fylker ¹	12
---	----

3. Referansealternativet

3.1. Prosentvis volumvekst i Norge for viktige makroøkonomiske størrelser. Scenario 1 - Referansebanen	15
3.2. Endring i kraftproduksjonskapasiteter i Norden i perioden 2000-2010. Scenario 1 - Referansebanen.....	15
3.3. Overføringskapasiteter i 2005 og 2010, MW. Scenario 1 - Referansebanen	15
3.4. Kraftpriser i land utenfor Norden, øre/kWh. Scenario 1 - Referansebanen.....	16
3.5. Kraftbalansen for Norge i referansebanen, 1998, 2005 og 2010. TWh	17
3.6. Krafthandel i Norden og ut av Norden i referansebanen i 2005 og 2010. TWh	17

4. Vekstalternativer

4.1. Nasjonal kraftbalanse i vekstalternativ 1, TWh	23
---	----

5. Miljøalternativet

5.1. Nasjonal kraftbalanse i miljøalternativet, TWh.....	25
--	----

Vedlegg

A1. Statlige kraftkontrakter. Kilde: von der Fehr og Hjørungdal (1999) side 15-16.	32
A2. Kommune og energiverkstilhørighet i Rogaland og Hordaland.....	33
A3. Fylkesfordeling av kraftforbruket i treforedling og kraftintensiv industri i 1998	34

1 Innledning

Som et ledd i arbeidet med sin "Nettutviklingsplan" har Statnett bedt SSB om å beregne utviklingen i nasjonal og regional elektrisitetsetterspørsel frem til 2010. I arbeidet har vi benyttet SSBs makroøkonomiske likevektsmodell MSG-6 og den nordiske kraftmarkedsmodellen Normod-T. I tillegg har vi utarbeidet et opplegg for å fordele den nasjonale kraftsetterspørselen på 5 geografiske regioner. Beregningene inkluderer 3 hovedscenarier med tilhørende sensitivitetsberegninger. Forutsetningene for beregningene er fastsatt av Statnett og SSB i samarbeid. Antagelsene knyttet til den makroøkonomiske utviklingen bygger i stor grad på det materiale som ble benyttet ved utarbeidelse av beregningene til Energiutvalget, NOU 1998:11. I noen grad har vi forsøkt å benytte nyervervet informasjon om den faktiske utviklingen for årene 1998-2000 til å modifisere enkelte av forutsetningene. Dette gjelder spesielt energi- og kraftmarkedsutviklingen i årene 1998-2000, der vi gjennom å tilpasse forutsetningene har forbedret modellenes evne til å beskrive den faktiske utviklingen. Likeledes har vi fått tilgang til ny og oppdatert informasjon om tilgjengelige produksjons- og overføringskapasiteter for kraft i Norden ved inngangen til vintersesongen 2000/2001. Denne informasjonen er benyttet i modellene. Selv om flere av scenariene ligner på scenarier utarbeidet til Energiutredningen, har endrede tallanslag og kunnskapen om utviklingen i årene 1998-2000 forårsaket at beregningene skiller seg fra tidligere analyser. Større tilsig til vannmagasinene i 1998-2000 ga lavere kraftpriser. Beregningene for perioden 2001 til 2010 anslår kraftprisene å bli noe høyere, blant annet på grunn av reduserte anslag på investeringer i kraftproduksjon og høyere anslag på kraftforbruk i kraftkrevende industri.

Resten av rapporten inneholder en kort beskrivelse av modellapparatet som er benyttet og hvordan modellene er benyttet i forhold til hverandre. Deretter beskrives de tre scenariene med tilhørende følsomhetsberegninger.

2. Modellapparat, beregningsopplegg og forutsetninger

Modellapparatet består av den langsiktige likevektsmodellen MSG-6, den nordiske elmarkedsmodellen Normod-T og en prosedyre for å regionalfordele nasjonalt elforbruk.

2.1. MSG-6

MSG-6 er en flersektor, generell likevektsmodell for norsk økonomi. Modellen beskriver produksjon og faktorbruk i 40 produksjonssektorer, hvorav 7 dekker offentlig forvaltning. Basert på Nasjonalregnskapet beskriver modellen vare og priskryssløpet i økonomien. For hver produksjonssektor og produksjonsfaktor er det estimert kryssløpskoeffisienter som avhenger av relative priser og tekniske endringsrater. For husholdningssektoren inkluderer modellen et forbrukssystem der inntekter, priser og demografiske forhold påvirker fordelingen av konsumutgiften på vare- og tjenestegrupper. Elektrisitet er en egen vare i modellen. Produksjonssektorene og husholdningene kan i ulik grad substituere mellom fyringsolje og elektrisitet avhengig av prisforholdet mellom de to energivarene. Energi, som aggregat av olje og elektrisitet, kan igjen substitueres mot andre konsumvarer i husholdningene eller mot andre innsatsvarer som kapital, arbeidskraft eller materialer i produksjons-

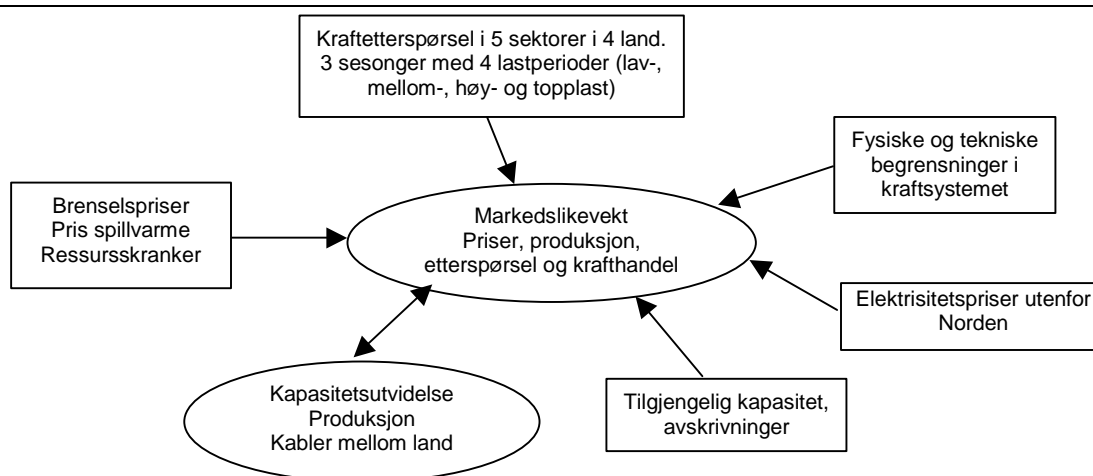
sektorene. Graden av prisfølsomhet og sammenhengen mellom elforbruk og forbruksutgift (husholdningene), eller mellom elforbruk og produksjonsnivå (bedriftene), er estimert ut fra historiske observasjoner. Import og eksport avhenger av produksjonskostnaden i Norge, verdensmarkedsprisen og indikatorer for markedsutviklingen internasjonalt for den enkelte varegruppe. MSG-6 er en likevektsmodell, hvilket betyr at det i modellen er slik at faktorprisene innstiller seg slik at alle tilgjengelige ressurser brukes opp. I vår bruk av MSG-6 har vi ekskludert MSG-6s tilbudsblokk for elektrisitet. I stedet benytter vi SSBs nordiske kraftmarkedsmodell Normod-T til å bestemme kraftpris, kraftproduksjon og utenlandshandel med elektrisk kraft.

2.2. Normod-T

Normod-T er en likevektsmodell for det nordiske elmarkedet. For hvert av landene Norge, Sverige, Danmark og Finland inneholder modellen en beskrivelse av etterspørsels- og tilbudsforhold. Etterspørselen består av 5 forbrukersektorer i hvert land.¹ På tilbudssiden finnes det en rekke kraftproduksjonsteknologier.

Figur 2.1 gir en forenklet oversikt over sammenhengene i modellen.

Figur 2.1. Sammenhengene i Normod-T



¹ Kraftkrevende industri, treforedling, annen industri, tjenesteyting (inkl. kraftsektoren) og husholdninger.

Året er delt i tre sesonger: Vinter, sommer og høst/vinter med noe ulik varighet. Vintersesongen er lengst, mens høst/vintersesongen er av kortest varighet. Hver sesong er delt i fire lastavsnitt, dvs. modellen har 12 perioder. De tre lastperiodene lavlast, mellomlast og høylast er av like lang varighet og utgjør i overkant av 90 prosent av tiden i en sesong. Topplastperioden varer i underkant av 10 prosent av tiden i en sesong.

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, gitt en rekke fysiske og institusjonelle skranker.

Forskjeller i kraftprisen mellom land vil i modellen tilsvare variable transportkostnader så lenge overføringskapasiteten mellom landene ikke er fullt utnyttet. Dersom nettkapasiteten mellom to land er fullt utnyttet, vil prisforskjellen kunne være større enn kostnaden ved tap i nettet. Den resterende prisforskjellen representerer en skyggepris eller kapasitetsavgift på den aktuelle nettforbindelsen.

Alle de nordiske landene har eller kan i løpet av de nærmeste årene få betydelige overføringslinjer til land utenfor Norden (Russland, Tyskland, Nederland, England og Polen). Kapasitetene på utenlandsforbindelsene er representert i modellen. Kraftprisene i landene utenfor Norden gis eksogent av modellbruker, mens utnyttelsen av kablene bestemmes endogent ut fra lønnsomhetvurdering.

Tilbudet av kraft består av produksjon fra eksisterende verk og eventuelt nye kraftanlegg. I modellen vil produksjonskostnadene i varmekraftverk avhenge av brenselpriser og andre variable kostnader. For vannkraft er det i modellen beskrevet en rekke fysiske begrensninger for driften av systemet. I tillegg er den samlede vanntilgangen over året begrenset.

De variable kostnadene i termiske kraftverk består av brenselkostnader og andre driftsavhengige kostnader. Andre driftsavhengige variable kostnader består av vareinnsats og vedlikeholds- og reparasjonskostnader. I tillegg har vi innført startkostnader (og stoppkostnader) som en del av de driftsavhengige kostnadene. Startkostnader er kostnader til start av verk som ikke drives døgnkontinuerlig. Oppfyring etc. er en fast kostnad knyttet til start, men vi fordeler denne kostnaden på det tidsrom verket drives når det først er startet. Det medfører at denne kostnaden er forskjellig avhengig av hvor mye verket er i drift. Drives verket som grunnlastverk påløper det ikke startkostnader. Anslagene for startkostnadene er svært usikre. Vi har basert våre anslag på Larsen (1984) og Elsam (1991).

I modellen er en rekke av produksjonsteknologiene klassifisert som kraftvarmeverk. Sammenlignet med andre termiske verk har disse en konkurransefordel ved at spillvarmen kan selges. Prisen de oppnår for varmen er i modellen sesong- og lastavhengig. Kraftvarmeproduksjon er viktig i Danmark og Finland. Også i Sverige er det betydelig kraftvarmeproduksjon. Kraftvarmeproduksjonen vil være begrenset av etterspørselen etter varme og eksistensen av fjernvarmenett. For å ta hensyn til dette har vi innført begrensninger i samlet produksjon i kraftvarmeteknologier i hvert land.

For olje og kull antas det vel fungerende verdensmarkeder. Dette innebærer at all ønsket etterspørsel fra nordiske kraftverk kan tilfredstilles til konstante verdensmarkedspriser pluss et tillegg for nasjonal håndtering av brenselet, inklusive eventuelle skatter. Tilgangen av naturgass er derimot begrenset av rørkapasiteter. Videre er det antatt å eksistere nasjonale restriksjoner i tilgangen på ved og torv, og for disse brenslene vil høye transportkostnader virke prohibitivt for handel med brenslene mellom land.

Depresieringrater på eksisterende kapitalutstyr bestemmes av modellbruker.

I Normod-T vil utvidelse av produksjonskapasiteten finne sted når kraftprisene over året sett under ett er høye nok til å dekke totalkostnadene ved en slik investering. Utvidelser av nettkapasiteten mellom land inntreffer når summen av skyggeprisene på kapasiteten på vedkommende forbindelse i sum over året overstiger årskostnaden for nye linjer. Alternativt kan utvidelser av kapasitetene bestemmes eksogent av modellbruker.

For hver periode vil likevekt mellom etterspørsel og tilbud bestemme en engrospris på elektrisk kraft. I hver tidsperiode vil denne kraftprisen være lik for alle sektorer i samme land. Eventuell prisdiskriminering kan tas hensyn til gjennom innføring av prisavvikskoeffisienter.

Ut fra tilgjengelige data er det etablert varighetskurver for hver enkelt sektors etterspørsel etter kraft som bestemmer fordelingen på sesonger og lastperioder. Priselastisitetene for elektrisitet i de ulike lastperiodene er beregnet ved tillempning av elastisiteter fra Amundsen et al. (1997) og Nesbakken (2001). Elastisitetene er høyest om vinteren, i mellom- og høylastperiodene og i tjenesteytende sektorer og husholdningene. Endres årsetterspørselen for elektrisk kraft, fordeles endringen på de ulike lastperioder og sektorer ut fra prisendringene de ulike sektorer får og de forutsatte priselastisiteter.

2.3. Prosedyre for iterasjon mellom MSG-6 og Normod-T

I Normod-T må modellbrukeren gi anslag på inntektsvekst for husholdningene og produksjonsvekst for bedriftene. For gitt kraftpris vil da inntekts- og skaleelastisitetene i modellen angi hvor mye kraftforbruket for de ulike sektorene vil øke. Disse anslagene på aktivitetsvekst kan gis eksogent eller bestemmes i samspill med andre modeller hvor dette bestemmes endogent. For Normod-T er det utviklet en prosedyre hvor Normod-T og MSG-6 brukes i samspill. I denne prosedyren bestemmes norsk aktivitetsnivå i MSG-6 med tilhørende kraftforbruk. For MSG-6 er engrospris på kraft, norsk brutto eksport og import av kraft og norsk produksjon av kraft fordelt på henholdsvis vannkraft/vindkraft og termisk kraft eksogene størrelser. Den prosentvise veksten i kraftforbruk fra MSG-6 blir deretter brukt som en eksogen størrelse i Normod-T både for Norge og andre nordiske land. For de andre nordiske landene korrigeres denne kraftveksten for forskjeller i kraftprisutvikling mellom Norge og det enkelte land. Normod-T og MSG-6 brukes så i et iterativt samspill til det er oppnådd konsistens for kraftpris, kraftforbruk, krafthandel og kraftproduksjon i Norge i de to modellene.

2.4. Regionalfordeling av kraftteterspørselen

Et vesentlig punkt i vår analyse har vært å fordele kraftforbruket i Norge på 5 regioner; Øst, Sør, Vest, Midt og Nord. Grenselinjene mellom regionene er definert av Statnett basert på struktur og begrensninger i sentralnettet. Denne oppdelingen er ikke alltid sammenfallende med fylkesgrensene. Dette gjelder Rogaland og Nordland, som begge blir splittet i to av oppdelingen etter sentralnettet. Derfor er kraftforbruket for disse fylkene splittet tilsvarende, slik at det regionale forbruket i størst mulig grad følger Statnetts fem definerte regioner. Tabell 2.1 viser regionalfordelingen.

Den regionale oppdelingen av det totale kraftforbruket i Norge er foretatt for alle forbrukssektorer unntatt kraftintensiv industri og treforedling. Det vil si at vi for alle beregningsalternativene regionalfordeler forbruket i de tre sektorene bergverksdrift og annen industri, annen næringsvirksomhet inklusive tjenesteyting og transport, samt husholdninger inklusive jordbruk.

Tabell 2.1. Regional oppdeling etter fylker¹

Region	Fylke
1. Øst	Østfold, Akershus, Oslo, Hedmark, Oppland, Buskerud, Vestfold og Telemark
2. Sør	Aust-Agder, Vest-Agder og søndre del av Rogaland
3. Vest	Nordre del av Rogaland, Hordaland og Sogn og Fjordane
4. Midt	Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag og søndre del av Nordland
5. Nord	Nordre del av Nordland, Troms og Finnmark

¹ Fordelingen av energiverk i Rogaland og Nordland på regioner er gitt i tabell A2 i vedlegget.

Ved regionalfordelingen har vi gått veien om fylkesfordeling og deretter aggregert til de fem ønskede regionene. For Rogaland og Nordland har vi benyttet tilgjengelig informasjon om forbruket etter kommune eller energiverksområde som ofte sammenfaller med kommunegrensene. For industrisektorene er fordeling etter kommune benyttet da industristatistikkens data-materiale inneholder bedriftens kommunetilhørighet, slik at vi enkelt kan identifisere industriens forbruk på kommunenivå. For husholdninger og annen næringsvirksomhet har vi tatt utgangspunkt i salgsvolum oppgitt av energiverkene til NVEs innsamling av nettariffer. Vi har brukt kart utarbeidet av NVE (www.nve.no), hvor energiverks- og kommunegrenser fremgår, til å fordele forbruket i husholdninger og annen næringsvirksomhet på de to delene av Rogaland og Nordland.

2.4.1. Fordeling av totaletterspørselen på regioner etter sentralnettet.

Tallgrunnlaget for regionalfordelingen gis fra den næringsspesifikke totaletterspørselen gitt gjennom makrobanen i MSG-6. Ut i fra beregnede nøkler kan vi finne hvert fylkes andel av det nasjonale totalforbruket i hver sektor. Andelene for Rogaland og Nordland justeres så i henhold til sentralnettets grenser slik at andelene for Statnetts fem regioner kan beregnes.

For å beregne nøklene var vårt ønske i utgangspunktet å estimere sektorenes kraftteterspørsel i hver region ved hjelp av historiske tidsserier. Med forbruk etter region og sektor som avhengig variabel håpet vi å få estimert elastisiteter for de ulike regionale forklaringsvariablene. Dette ville kunne gi grunnlag for å beregne framtidige, regionale andeler ved å sette inn framskrevne verdier på de ulike forklaringsvariablene. Gitt tilgjengelige data lyktes vi imidlertid ikke med å estimere det regionale forbruket i de ulike sektorene på en tilfredstillende måte. Delvis skyldes dette mangel på fylkesfordelt statistikk og delvis manglende konsistens i tilgjengelige fylkesfordelte tidsserier. Størst problemer fikk vi med modelleringen av forbruket i industrisektorene inkludert treforedling. Likeledes var det et problem at deler av tidsseriene for den enkelte sektor og region stammet fra perioden før dereguleringen. Dette ga problemer med estimering av blant annet priselastisitetene siden prisene før dereguleringen viste liten variasjon, men økte jevnt årlig. På denne bakgrunn ble det nødvendig å velge et forenklet opplegg for regionalfordelingen.

2.4.2. Fylkesfordeling av forbruket i industrisektorene

Fra tilgjengelig industristatistikk finnes kraftforbruk rapportert av alle store enkeltbedrifter (ti eller flere ansatte) sortert etter kommunenummer. Vi har her brukt de siste tilgjengelige og offentlige tall fra 1998 som grunnlag for våre beregninger. Der har hver bedrift oppgitt sitt årlige kraftforbruk i verdi og MWh, og dette blir regnet som en mer pålitelig kilde for

industriens kraftforbruk enn elektrisitetsstatistikken, hvor forbruket er oppgitt fra produsentsiden. Selgere av kraft kan ofte ha mindre oversikt over bedriftspesifikt forbruk, siden bedrifter i mindre grad er tilknyttet distribusjonsnettene sammenlignet med for eksempel husholdningskundene. Dermed kjøper de ikke nødvendigvis verken kraft- eller netjtjenester fra leverandører lokalisert i samme geografiske område.

Gjennom aggregeringsprosedyrer² kan vi fra industri-rådataene aggregere opp til MSG-næringsnivå (11 næringer ekskludert kraftkrevende industri og treforedling) og fordele på fylker. Dette gir oss fylkesandelene av det totale kraftforbruket, og disse brukes som nøkler for å fordele det framskrevne kraftforbruket på næring gitt fra MSG-banen. Næringsfordelingen fra MSG danner igjen grunnlag for den fylkesfordelte kraft- etterspørselen for sektoren *annen industri*. Det vil her ikke bli gitt framskrevne verdier for etterspørselen til kraftintensiv industri (kjemisk industri og metaller) og treforedling. For disse vil det derfor kun bli oppgitt observerte fylkesvise 1998-andeler. Kraftintensiv industri og treforedling har imidlertid fått slått sammen enkelte fylker grunnet offentlighetshensyn når tallmaterialet inkluderer færre enn tre bedrifter, jf. tabell A3 i vedlegget.

Vi mener det er av stor betydning å gå veien om MSG-næringene før den endelige andelen for annen industri beregnes. Det er grunn til å tro at vridninger i sammen-setningen av ulike industrinæringer vil være en viktig årsak til vridninger i det regionale kraftforbruket. Mohn et al. (1988) argumenterer også for dette i sin analyse av den regionale sysselsettingsutviklingen i Norge. Hvis en vekstnæring er relativt stor i et enkelt fylke vil trolig dette fylket isolert sett oppleve en større vekst i kraftforbruket relativt til andre fylker. Dette tar vi hensyn til når vi benytter de beregnede fylkesandelene på framskrevne verdier for kraftforbruket i den enkelte MSG-næring. Vi antar dermed at andelen i seg selv holder seg konstante over den aktuelle perioden, mens næringene kan vokse ulikt. Vi anser dette som en rimelig tilnærming på kort og mellomlang sikt.

MSG-næringen utvinning og transport av råolje og naturgass blir særbehandlet her i og med at alt kraftforbruk i denne næringen blir plassert i region vest, nærmere bestemt Hordaland og det nordlige Rogaland. Denne regionale plasseringen skyldes at forbruksøkningen er forutsatt å komme ved gass-behandlingsanleggene på Kårstø (Rogaland) og Kollsnes (Hordaland).

2.4.3. Fylkesfordeling av forbruket i husholdninger og annen næringsvirksomhet

Alle fylkestall for kraftforbruket i husholdninger og annen næringsvirksomhet er 1998-tall hentet fra elektrisitetsstatistikken, se NOS Elektrisitetsstatistikk 1998. Dette er trolig den beste kilden for kraftforbruket i disse sektorene i motsetning til hva tilfellet er for industribedriftene. Årsaken er at husholdninger og det meste av annen næringsvirksomhet er tilknyttet distribusjonsnettene og derfor kjøper netjtjenester gjennom sitt lokale e-verk. Begge sektorene er videre pålagt en elavgift per kWh. Dette fører til at energiverkene er nødt til å holde oversikt over disse sektorenes respektive kraftforbruk. Elektrisitetsstatistikken baserer nettopp sine forbrukstall for husholdninger og annen næringsvirksomhet på hvert enkelt nettselskaps oppgaver over antall leverte kWh i eget nett.

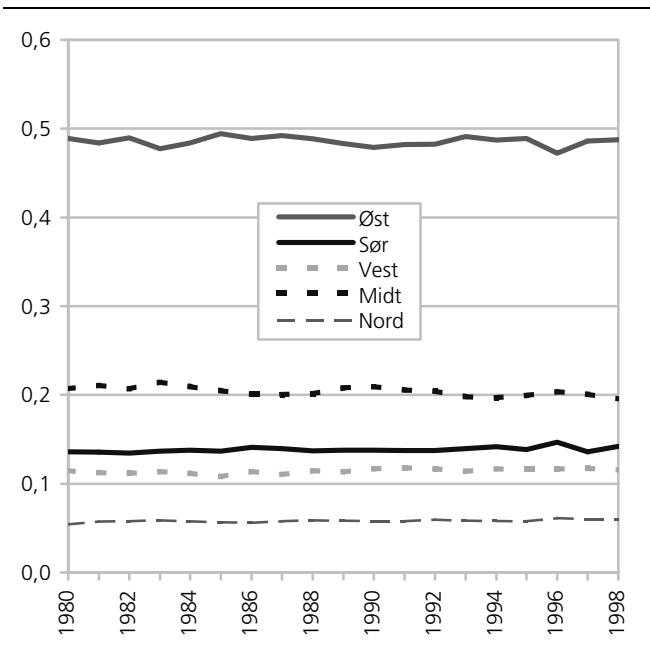
Som for annen industri antar vi at vridninger mellom ulike næringssektorer innenfor annen næringsvirksomhet kan påvirke den regionale fordelingen av kraftforbruket. Annen næringsvirksomhet består av ti ulike næringer, i hovedsak ulike grener av privat og offentlig tjenesteproduksjon. Det samme argumentet gjelder for samlesektoren husholdninger og jordbruk. Aggregeringen i MSG-6 tilpasses her aggregeringen i elektrisitetsstatistikken slik at de næringsspesifikke forbrukstallene fra el-statistikken innbefatter en eller flere MSG-næringer. Generelt har el-statistikken et grovere aggregeringsnivå enn tilfellet er i MSG-6.

Til tross for regionale variasjoner i priser, befolkningsstruktur og temperaturer, viser historiske observasjoner at de regionale andelen har holdt seg meget stabile for husholdninger og jordbruk og annen næringsvirksomhet. Figur 2.2 illustrerer dette for husholdningssektoren for perioden 1980-1998.

Vi ser fra figur 2.2 at hverken dereguleringen av kraftmarkedet fra 1991, eller en tendens mot sentralisering i bosettingsmønsteret i den gjeldende perioden har ført til noen merkbar vridning i de regionale andelen av kraftforbruket. Det siste kan skyldes at sentraliseringen vel så mye har foregått innad i hver region som mellom regioner. Vi kan også tenke oss at det som følge av endret flyttemønster har skjedd en endring i husholdningsstørrelse og antall husholdninger, noe som også vil kunne påvirke kraftforbruket innad i eller mellom regioner. Inter-regionale flyttestrømmer kan til en viss grad bli kontrollert for ved å benytte fylkesdata, mens vi mangler data til å kontrollere for endringer i husholdningsstørrelse. Regionalutviklingen for annen næringsvirksomhet viser et tilsvarende bilde.

² Næringsgrupperingen i industristatistikken er basert på EUs næringsstandard NACE, se NOS Industristatistikk 1998. Denne grupperingen aggregeres så opp til nasjonalregnskapets næringsnivå, og derfra videre opp til MSGs sektornivå.

Figur 2.2. Regionale andeler av husholdningenes forbruk av kraft



Vårt referansealternativ baserer seg på en fylkesfordelt befolkningsfremskrivning³ med middels fruktbarhet, middels dødelighet, middels sentralisering og middels innvandring. Vi har antatt at kraftforbruket i husholdninger og annen næringsvirksomhet påvirkes av endringer i flyttemønsteret. Vi tar hensyn til dette ved å la fylkesandelene på laveste næringssektornivå være et utgangspunkt for en bane hvor kraftforbruksandelene utvikler seg i takt med framskrevne, fylkesvise vekstrater for befolkningstallet. Dermed vil vridninger i befolkningsstrukturen påvirke fylkesfordelingen av kraftforbruket uavhengig av vridninger i næringsstrukturen.

³ Alle befolkningsfremskrivninger er hentet fra SSBs fremskrivning av folketallet: (<http://www.ssb.no/emner/02/03/folkfram/tab-1999-11-17-05.html>).

3. Referansealternativet

Vårt referansealternativ er i hovedsak basert på de makroøkonomiske utviklingstrekkene i alternativet "Stø kurs" i Energiutredningen (1998). På flere områder har vi imidlertid oppdatert modellens datagrunnlag. Tabell 3.1 viser utviklingen i referansealternativet for viktige makroøkonomiske størrelser fram mot 2010 i Norge. I tillegg er modellens beskrivelse av elektrisitetsetter-spørselen justert slik at modellen i størst mulig grad gjensker forbruksutviklingen frem til og med år 2000. Etter år 2000 antar vi normale temperaturer og tilsigsforhold. Kraftkontraktene til kraftintensiv industri og treforedling løper ut kontraktstiden, men vi forutsetter at kontraktene ikke blir fornyet. Nye kontrakter til disse forbrukergruppene er forutsatt inngått i markedet. Frem til 2010 utløper i overkant av 6 TWh av Statkrafts kontraktportefølje (von der Fehr og Hjørungdal (1999)), se tabell A1 i vedlegget. En del av denne kraften er forutsatt å tilflyte markedet (2 TWh). I tillegg forutsetter vi at det skjer enkelte nyinvesteringer i disse sektorene (4 TWh), slik at nettoøkningen i industriens kraftforbruk blir 2 TWh over perioden.

Utgangspunktet for kraftproduksjonskapasitetene i Norden er forutsatt å være som i Nordel (2000)⁴. Endringene i kapasiteter frem til 2010 er anslått av Statnett og vist i tabell 3.2.

For Norges vedkommende fører nasjonale tiltak til at kapasiteten mot Sverige økes til 3000 MW i 2010. Likeledes økes kapasiteten fra Danmark mot Norge fra 780 MW i 2005 til 1000 MW i 2010, dvs. at import og eksportkapasiteten til Danmark er lik. Ellers antas en av de planlagte kablene til Tyskland å være i drift til 2005. I tillegg antas kabelprosjektet til England (1200 MW) å ha kommet i drift til 2010. For krafthandelen mellom de nordiske landene er kabelutnyttelsen satt til om lag 90 prosent på årsbasis på grunn av nødvendige revisjoner og vedlikehold. Utnyttelsen av kablene bestemmes ved simulering av modellen slik at kablene utnyttes i de perioder og sesonger hvor avkastningen

ved handel er størst. Av modelltekniske årsaker er det ikke mulig å behandle kablene ut av Norden på samme måte. MW-kapasiteten for kablene ut av Norden er derfor skalert ned med 10 prosent i hver sesong og lastperiode.

Tabell 3.1. Prosentvis volumvekst i Norge for viktige makroøkonomiske størrelser. Scenario 1 - Referansebanen

	1998-2005	2005-2010
BNP	1,4	1,4
BNP-fastlandsNorge	2,1	1,8
Privat konsum	2,4	2,7
Offentlig konsum	2,4	1,5
Bruttoinvesteringer	-1,6	1,3
Eksportoverskudd	0,4	-8,8
Utførte timeverk	0,4	0,4

Tabell 3.2. Endring i kraftproduksjonskapasiteter i Norden i perioden 2000-2010. Scenario 1 - Referansebanen

	Endring 2000 - 2005	Endring 2005 - 2010
Norge	Vannkraft: + 1 TWh	Vannkraft: + 2 TWh + 500 MW effekt-kapasitet Gasskraft: + 600MW (6 TWh)
Sverige	Kjernerkeft: - 600 MW (4,2 TWh) Barsebäck 2 Vindkraft: + 1 TWh	Vindkraft: + 1 TWh
Danmark	Vindkraft: + 0,9 TWh	Vindkraft: + 1,35 TWh
Finland		Gasskraft: + 800 MW (6 TWh)

Tabell 3.3. Overføringskapasiteter i 2005 og 2010, MW. Scenario 1 - Referansebanen

Fra:	Til:	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Europa
2005						
Norge			2500	1000	70	540
Sverige		2500		1940	1720	1080
Danmark		780	2050			1560
Finland		70	1160			1000
Europa		540	1080	1560	1000	
2010						
Norge			3000	1000	70	1620
Sverige		3000		2500	1900	1080
Danmark		1000	2270			1560
Finland		70	1350			1000
Europa		1620	1080	1560	1000	

⁴ Norges årlige vannkraftproduksjonskapasitet per år 2000 er i analysene 113,4 TWh og ikke 118 TWh som NVE har oppjustert den til senere, se Norges vassdrags- og energidirektorat (2001).

Tabell 3.4. Kraftpriser i land utenfor Norden, øre/kWh. Scenario 1 - Referansebanen

	Sommer	Vinter
2005		
Lavlast	11	12,5
Mellomlast	14	15,5
Høylast	17	18,5
Topplast	34	35,5
2010		
Lavlast	15	16,5
Mellomlast	19	20,5
Høylast	23	24,5
Topplast	39	40,5

Overføringskapasitetene mellom de nordiske landene og ut av Norden økes gjennom simuleringsperioden. Økningene kommer delvis som følge av nye kabler. I tillegg kommer nasjonale oppgraderinger som øker kapasiteten på de eksisterende mellomriksforbindelsene, jf. tabell 3.3.

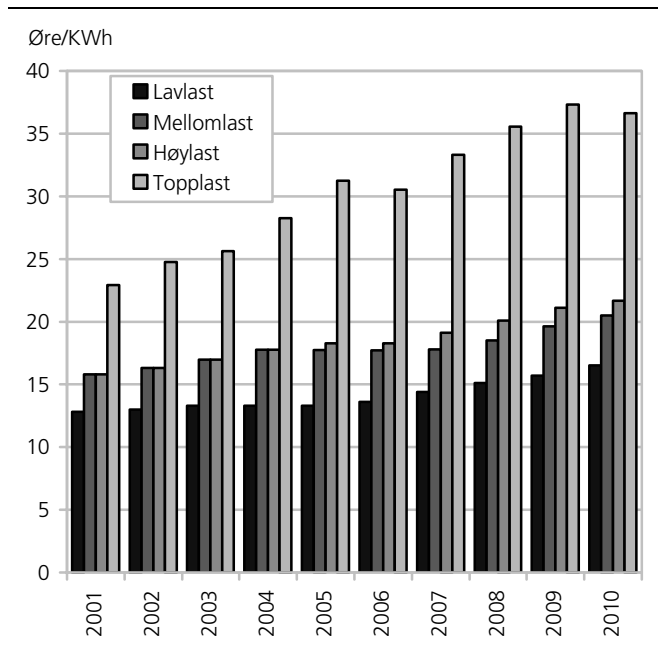
Kraftprisene i land utenfor Norden er av vesentlig betydning for kraftprisene i Norden. Tabell 3.4 angir antatte realpriser på kraft i land utenfor Norden i sommer- og vintersesongene og for hver av Normod-Ts lastperioder.

Årsgjennomsnittet av prisene i tabell 3.4 er i samråd med prosjektets referansegruppe anslått til 15 øre/kWh i 2005 og 20 øre/kWh i 2010.

3.1. Resultater fra Scenario 1 – Referansealternativet

Simulering av modellene med de forutsetninger som er beskrevet ovenfor gir økende kraftpriser frem til 2010. Målt i 2000-priser blir den norske engrosprisen 17,7 øre/kWh i 2005, og prisen stiger videre til 21 øre/kWh i 2010. Prisene stiger som følge av økende priser i land utenfor Norden og som følge av et strammere nordisk kraftmarked. Figur 3.1 viser utviklingen i periodeprisene i vintersesongen til 2010.

Frem til 2005 er det topplastprisene som stiger raskest med nær 9 prosent årlig, mens lavlastprisene bare øker med litt over 1 prosent årlig. Mellom- og høylastprisene øker med i overkant av 4 prosent pr. år. Grunnen til at topplastprisene øker raskest er knappere effektbalanse innenlands og tilpasning til topplastprisene som er forutsatt å gjelde i land utenfor Norden. På grunn av begrensninger i overføringskapasiteten mot utlandet er det fortsatt lavere topplastpriser i Norge enn utenfor Norden. Lavlastprisene øker lite på grunn av at det initialt er god balanse mellom lavlastprisene i Norden og utenfor. Likeledes er det god kapasitetsdekning på energi, og lavlastprisene atskiller seg lite fra de variable driftsomkostningene i kullkraftverk.

Figur 3.1. Utviklingen i periodepriser for Norge, vintersesongen. Referansebanen. Øre/kWh

Fra 2005 til 2010 øker prisene tilnærmet like mye i alle lastperioder, men de norske prisene øker langt langsommere (17,7 til 21 øre/kWh) enn prisene i land utenfor Norden (15 til 20 øre/kWh) i denne perioden. Årsaken er at økningen i kabelforbindelsene mellom 2005 og 2010 leder til en større grad av harmonisering mellom prisene i land utenfor Norden og nordiske kraftpriser. Siden prisen i Norge ligger høyere enn prisen i land utenfor Norden i 2005, medfører harmoniseringen mindre prisøkning i Norge enn utenfor Norden frem til 2010. Økte kabelkapasiteter fører også til at prisstrukturen over året og mellom lastperioder i Norge blir mer lik prisstrukturen i land utenfor Norden. Dette fremgår tydelig i figur 3.1 der det etter 2005 er forskjell på prisene i mellom- og høylast i Norge. Kabelkapasiteten er dermed så stor at det innenlandske produksjonssystemet støter mot en kapasitetsskranke før kabelkapasiteten nås. Tabell 3.5 viser Norges kraftbalanse i 2005 og 2010 i referansebanen.

Nettoforbruket av elektrisk kraft i Norge øker med 13 TWh eller litt over 1 TWh pr. år fra 1998 til 2010. Veksten er sterkest i begynnelsen av perioden, 1,1 prosent pr. år til 2005 og deretter 0,7 prosent pr. år. Husholdninger og jordbruk og annen næringsvirksomhet inkl. tjenesteyting vokser raskest, mens industri-sektorene har en ubetydelig vekst over perioden. Det er et importoverskudd i både 2005 (14 TWh) og 2010 (10 TWh). Bruttoimporten er noenlunde den samme i begge årene, og det er bruttoeksporten som øker med 4 TWh fra 2005 til 2010. Mønsteret i krafthandelen er vist i tabell 3.6.

Tabell 3.5. Kraftbalansen for Norge i referansebanen, 1998, 2005 og 2010. TWh

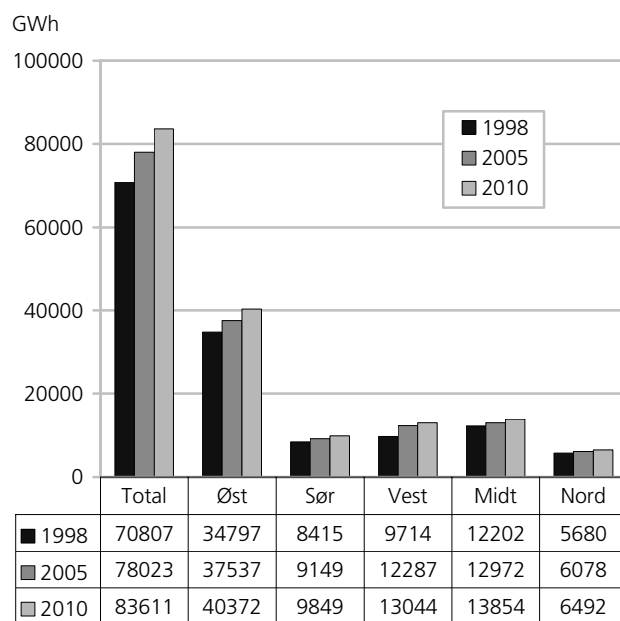
	1998	2005	2010	Årlig prosentvis vekst	
				1998-2005	2005-2010
Total produksjon	116,8	116,0	124,3	-0,1	1,4
- Vannkraft inkl. vind og eksist. varmekr.	116,8	115,9	118,1	-0,1	0,4
- Ny varmekraft	0,0	0,1	6,1		155,3
Import	8,0	16,7	17,0	11,0	0,3
Eksport	4,4	2,8	7,1	-6,5	20,9
Tap, pumpekraft & statistiske differanser	10,4	11,0	11,2	0,7	0,3
Nettoforbruk	110,0	118,9	122,9	1,1	0,7
Husholdninger & jordbruk	36,2	39,4	43,9	1,2	2,2
Kraftintensiv industri & treforedling	39,2	40,9	39,3	0,6	-0,8
Bergverksdrift & annen industri	10,3	12,0	11,8	2,3	-0,4
Annen næringsvirksomhet	24,3	26,6	27,9	1,3	0,9

Tabell 3.6. Krafthandel i Norden og ut av Norden i referansebanen i 2005 og 2010. TWh

Fra:\Til:	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Rest-Europa	Sum
2005						
Norge		1,3	0,2	0,0	1,3	2,7
Sverige	8,1		0,0	3,8	2,6	14,5
Danmark	5,1	13,5		0,0	8,1	26,7
Finland	0,1	0,4	0,0		0,0	0,4
Rest-Europa	3,4	6,9	3,0	6,1		19,4
Sum	16,7	22,0	3,2	10,0	12,0	
2010						
Norge		1,0	0,6	0,0	5,4	7,0
Sverige	4,8		0,0	0,0	7,5	12,3
Danmark	6,3	10,8		0,0	12,3	29,3
Finland	0,1	7,5	0,0		0,0	7,6
Rest-Europa	5,7	1,9	1,3	6,1		15,0
Sum	16,9	21,1	1,9	6,1	25,1	

Fra tabellen viser det seg at det er Norges eksport til land utenfor Norden som bidrar til økningen i bruttoeksporten fra 2005 til 2010. Norges bruttoimport fra Sverige reduseres fra 2005 til 2010 (3,3 TWh), mens importen fra Danmark og land utenfor Norden øker (1,2 og 2,3 TWh). Også for de andre landene endrer handelsmønsteret seg fra 2005 til 2010. En av de mest iøynefallende endringene er at Norden i 2005 har en netto import på 7,4 TWh fra land utenfor Norden. I 2010 er dette bildet snudd og Norden er nettoeksportør til land utenfor Norden (10 TWh). Danmark er stor nettoeksportør i både 2005 og 2010 (23,5 og 27,4 TWh), mens Sverige er nettoimportør i begge år (7,5 og 8,8 TWh). Finland er nettoimportør (9,6 TWh) i 2005 men nettoeksportør (1,5 TWh) i 2010. Denne endringen skyldes at Finland, ved siden av Norge, er det land i Norden som har den sterkeste økningen i produksjonskapasitet mellom 2005 og 2010. I Finland kommer et nytt gasskraftverk (800 MW, 6 TWh) i drift før 2010. I tillegg blir finsk oljebasert kraft lønnsom mot 2010 på grunn av at kapasitetsgrensene i de andre landene nås og prisene øker.

Figur 3.2. Regionalfordelt netto kraftforbruk ekskl. kraftintensiv industri og treforedling, referansebanen. GWh

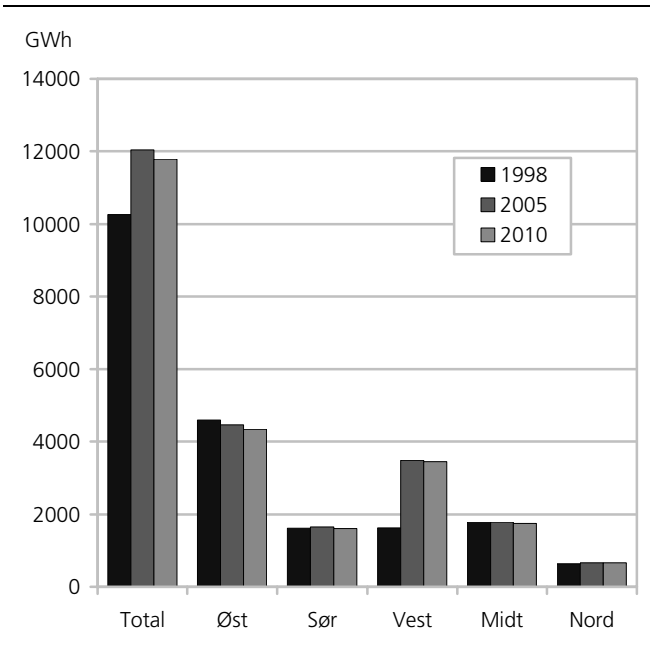


3.2. Regional fordeling av krafttettersspørselen i referansealternativet

Ved å bruke metodene for regionalfordeling som er beskrevet i avsnitt 2.4 beregner vi regionalutviklingen i kraftforbruket som vist i figur 3.2.

Som vi ser fra figur 3.2 med tilhørende datatabell gir referansealternativet en vekst i det totale kraftforbruket for alle regioner. Bak totaltallene skjules imidlertid en betydelig variasjon i den regionale utviklingen mellom de ulike sektorene. Spesielt er det verdt å merke seg forskjellen mellom sektorene husholdninger og annen næringsvirksomhet og sektoren bergverk og annen industri. Hushold/jordbruk og annen næringsvirksomhet står for om lag 85 prosent av nettoforbruket eksklusive kraftintensiv industri og treforedling i perioden frem til 2010, mens annen industri står for de resterende 15 prosent, jfr. tabell 3.5. Figur 3.2 reflekterer derfor i stor grad den regionale utviklingen i de to største sektorene. Utviklingen her er forholdsvis lik for alle regioner. Det vil si at de regionale andelene ikke endres nevneverdig over tid, selv om vi ser en svak tendens til at øst og sør styrker sine andeler på bekostning av de to nordligste regionene. Dette skyldes vridninger i befolkningsmønsteret (økt sentralisering). En gjennomgående trend er at det i alle regioner er fylkene med de største befolkningssentrene som opplever den største volum- og prosentvise veksten i kraftforbruket i de to nevnte sektorene. Dette er en naturlig følge av at vi lar fylkenes andeler av kraftforbruket i husholdninger og næringsvirksomhet variere i takt med befolkningsutviklingen, samtidig som vi observerer en moderat sentralisering i flyttemønsteret.

Figur 3.3. Regionalt kraftforbruk i bergverksdrift og annen industri, referansebanen. GWh



Sektoren bergverksdrift og annen industri består av flere ulike typer industrivirksomhet. Den enkelte industrinæring er ulikt representert i ulike regioner, og næringene vokser i ulik takt. Vi antar den regionale fordelingen av den enkelte næring er bestemt som i utgangspunktet. Dermed vil det regionale kraftforbruket i industri og bergverk være avhengig av utviklingen i de enkelte undernæringene. Figur 3.3 viser den regionale utviklingen i kraftforbruket i industri-bedriftene eksklusive kraftintensiv industri og treforedling.

Fra figur 3.3 ser vi en tydelig reduksjon av kraftforbruket i industrien i region øst, mens region vest drar hele den markante veksten vi ser i totalforbruket for industrien. Hovedårsaken til veksten i region vest er opptrapping av aktiviteten ved gassbehandlingsanleggene på Kårstø (Rogaland) og Kollsnes (Hordaland). Sammenligner vi figur 3.2 og figur 3.3 er det klart at veksten i husholdningssektoren og annen næringsvirksomhet driver hele den totale veksten i kraftforbruket i region øst, sør, midt og nord. For region vest står veksten i industrien for nesten hele den totale veksten i det regionale kraftforbruket.

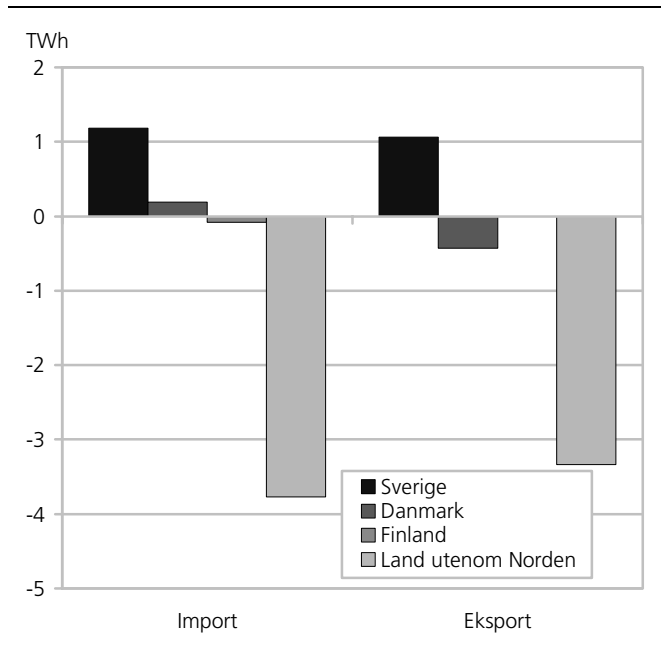
3.3. Følsomhetsberegninger for referansealternativet

Det er i alt utarbeidet 8 følsomhetsberegninger for referansealternativet. Omtalen av hver enkelt følsomhetsberegning vil begrense seg til de viktigste avvikene i forhold til referanseberegningen.

3.3.1. Bare en ny utenlandskabel til 2010

Det antas at kabelen til England (1200 MW) ikke kommer i drift til 2010, dvs. overføringskapasiteten

Figur 3.4. Endring i Norges import og eksport som følge av at kabelen til England (1200 MW) ikke realiseres, 2010. TWh



mellom Norge og land utenom Norden holder seg konstant på 540 MW fra 2005 til 2010. Fraværet av Englands-kabelen påvirker krafthandelen mellom Norge og andre land, se figur 3.4.

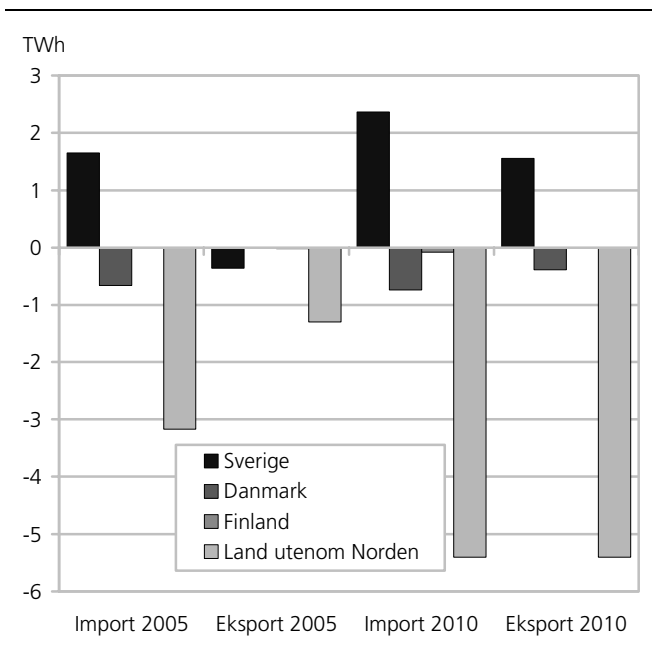
Norges import fra England faller med nær 4 TWh i 2010 og eksporten til England reduseres med 3,5 TWh. Handelen mot Sverige øker med 1 TWh. Norges samlede nettoimport og dermed innenlands forbruk øker marginalt (0,2 TWh), hvilket indikerer at reduserte handelsmuligheter mot England fører til et lite prisfall i Norge. Engrosprisen faller med 1,2 prosent på årsbasis.

Endringen i totalforbruket av kraft fra referansealternativet som følge av kun én ny utenlandskabel mot tidligere to er små. I 2005 er det en reduksjon på 24 GWh, mens det i 2010 er en økning på 227 GWh. Splitter vi disse differansene på ulike sektorer og regioner får vi neglisjerbare regionale effekter. Den største prosentvise endringen får vi i kraftforbruket for bergverk og annen industri i region øst. Her øker kraftforbruket med 32 GWh i 2010 i forhold til referansebanen, en vekst på drøye 0,7 prosent.

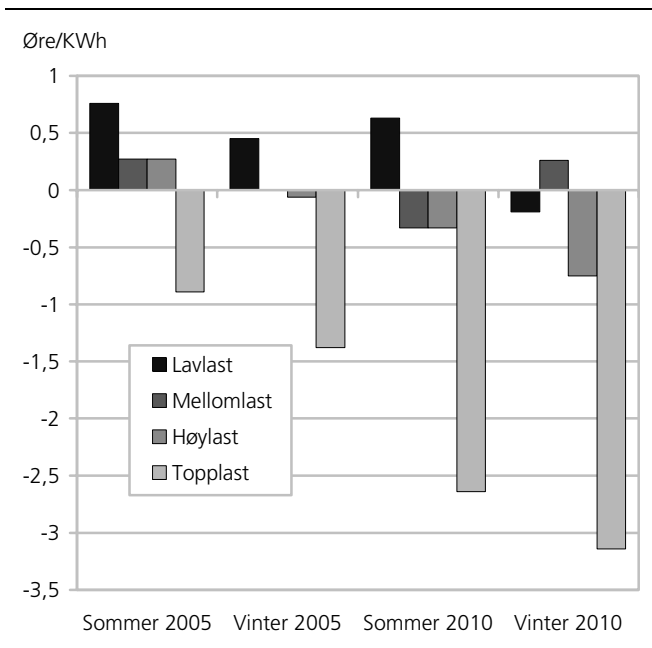
3.3.2. Ingen nye utenlandskabler

I dette alternativet etableres heller ikke kabelen til Tyskland. Siden Tysklands-kabelen er antatt å komme før 2005 vil dette ha virkninger både i 2005 og 2010. Figur 3.5 viser endringene i Norges kraftimport og -eksport i disse to årene.

Figur 3.5. Endring i Norges import og eksport som følge av at ingen nye utenlandskabler realiseres, 2005 og 2010. TWh

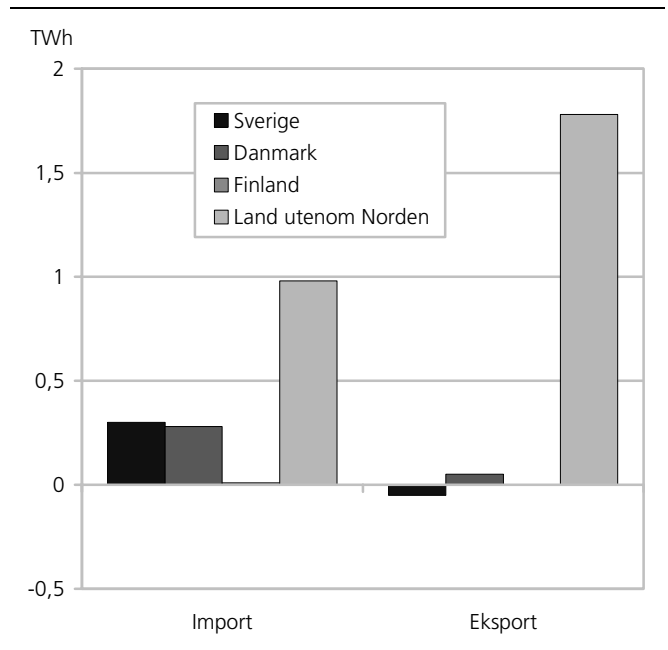


Figur 3.6. Endring i periodeprisene i Norge som følge av at ingen nye utenlandskabler realiseres, øre/kWh



I forhold til i referansebanen gir en situasjon uten nye kabler mellom Norge og land utenom Norden et fall i både import- og eksportvolumene i 2005 og 2010. Virkningene er sterkest i 2010 siden alle de nye kablene først er på plass i 2010 i referansebanen. Også i dette alternativet er det importen fra Sverige som øker ved bortfallet av internasjonale kabler. Det skjer imidlertid vridninger i kraftprisene mellom perioder, og importen fra Danmark faller både i 2005 og 2010. Virkningene på eksporten er blandet. I 2005 faller eksporten til Sverige på grunn av den dårligere

Figur 3.7. Endring i Norges import og eksport som følge av tre nye utenlandskabler, 2010. TWh



kraftbalansen i Norge. I 2010 derimot, øker eksporten til Sverige, mens eksporten til Danmark avtar marginalt. Prisvirkningene i Norge som følge av at kablene ikke kommer på plass er vist i figur 3.6.

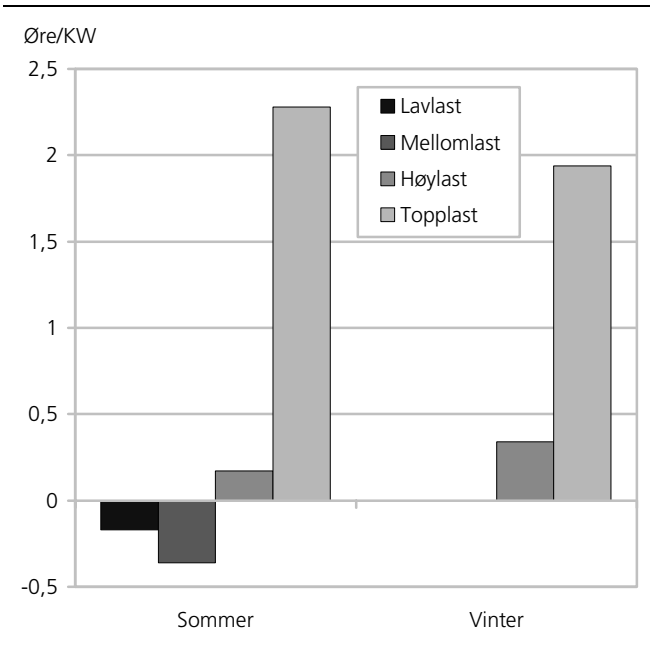
Topplastprisene faller siden presset mot norsk topplastkapasitet reduseres når eksportmulighetene til land utenfor Norden reduseres som følge av at ingen nye kabler realiseres. Tilsvarende øker prisene i lavlast med et unntak, siden det uten kabler blir dårligere tilgang til import av varmekraftlandenes overskuddsproduksjon i lavlastperiodene. Årsgjennomsnittet for prisene øker i 2005 da reduksjonen i tilgangen til billig import veier tyngre enn det reduserte presset mot norsk produksjon i høy- og topplast. I 2010 er bildet endret, og prisene faller siden det nå er bortfallet av eksport som veier tyngst.

De regionale endringene fra referansebanen til en situasjon uten nye kabler er små. Den sterkeste effekten kommer i region øst med en vekst fra referansealternativet på 1,1 prosent for annen industri i 2010.

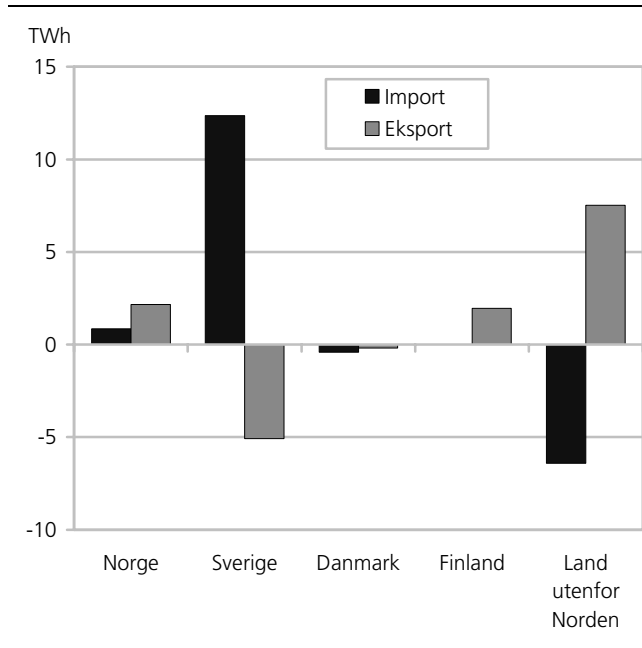
3.3.3. Tre nye utenlandskabler

I denne beregningen er det antatt at en tredje ny utenlandskabel (600 MW til Nederland) kommer i drift mellom 2005 og 2010. Den nye utenlandskabelen utløser i første omgang mer handel mellom Norge og land utenfor Norden. Som figur 3.7 viser, øker eksporten mer enn importen vis á vis land utenfor Norden. Det bidrar til økte priser i Norge og økt import fra Sverige og Danmark.

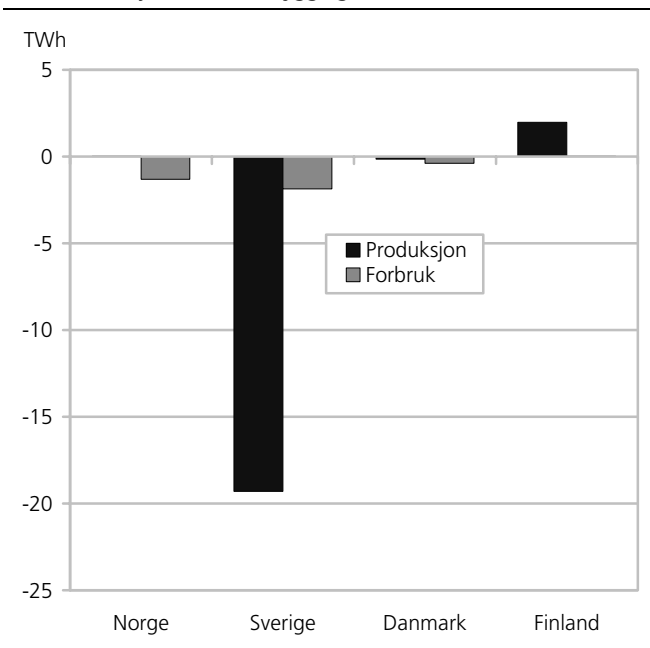
Figur 3.8. Endring i norske engrospriser som følge av tre nye utenlandskabler, øre/kWh. 2010



Figur 3.10. Endring i eksport og import som følge av forsert kjernekraftnedbygging, TWh. 2010



Figur 3.9. Endring i produksjon og forbruk som følge av forsert kjernekraftnedbygging, TWh. 2010



Norges nettoimport reduseres med 0,3 TWh i forhold til i referansebanen. Reduksjonen i nettoimporten faller sammen med en liten økning i årsgjennomsnittet for engrosprisen. Som figur 3.8 viser, er prisendringene ulike i de ulike lastperioder.

Det er først og fremst topplastprisene som øker som følge av en tredje ny kabel fra Norge til land utenfor Norden. Lav- og mellomlastprisene i sommersesongen faller som følge av bedre importmuligheter.

Ved innføring av en ekstra kabel i forhold til referansealternativet får vi fortsatt minimale regionale effekter.

3.3.4. Forsert kjernekraftnedbygging i Sverige

Vi forutsetter her en ytterligere nedbygging av kjernekraft i Sverige i forhold til i referansealternativet hvor kapasiteten er 8800 MW etter utfasingen av Barsebäck II i 2002/2003. For å studere virkningen av sterkere nedbygging, reduserer vi kjernekraftkapasiteten i perioden 2006-2009 slik at den kommer ned til 6000 MW i 2009. Dette betyr at svensk kraftproduksjon i 2010 blir nær 19 TWh lavere enn i referansebanen. Bortfallet av produksjon i Sverige gir prisoppgang, og prisøkningen smitter også inn i Norge og Danmark med redusert forbruk som resultat. Forbruksendringene er imidlertid beskjedne sammenlignet med det

I Finland endres ikke forbruket nevneverdig, mens produksjonen øker med 2 TWh. Det er endringene i prisstruktur og handel over året som forklarer at økt produksjon opptrer sammen med uendret innenlandsk forbruk. Siden forbruksendringene er små, dekkes imidlertid mesteparten av den reduserte svenske produksjonen med endringer i krafthandelen mot land utenfor Norden. Figur 3.10 viser endringene i de enkelte landenes import og eksport.

Igen er endringene størst for Sveriges vedkommende. Importen øker med 12,5 TWh, og eksporten reduseres med 5 TWh. Dermed dekkes de nødvendige 17,5 TWh inn, jf. figur 3.9. Norge øker sin import hvilket sammen med frigjort forbruk tillater økt eksport til Sverige. Produksjonsøkningen i Finland eksporteres til Sverige, mens land utenfor Norden reduserer sin import fra

Norden og øker eksporten til Norden. I alt øker Nordens samlede nettoimport med 14 TWh.

Det skapes ingen betydelige regionale vridninger i Norge som følge av nedbyggingen av kjernekraft. Totalt sett faller samlet forbruk med knapt 1,3 prosent i alle regioner med unntak av vest hvor forbruket faller ca. 1 prosent. Årsaken til det er at forbruket i annen industri i region vest holdes relativt stabilt, mens forbruket for industrien i de andre regionene faller med mellom 2,5 prosent (nord) og drøye 3 prosent (øst). Dette skyldes at kraftforbruket knyttet til olje- og gassindustri er lite prisfølsomt.

3.3.5 Økt sentralisering i Norge

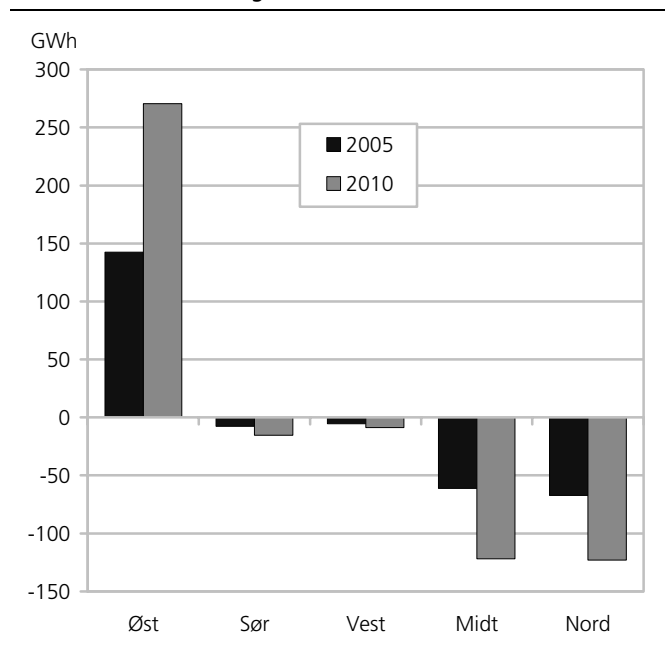
Vi har her sett på hvordan det regionale kraftforbruket vil utvikle seg som følge av en sterkere demografisk sentralisering fram mot 2010. Resultatene sammenlignes med referansebanen hvor vi legger en midlere sentralisering til grunn for våre resultater. Dermed får vi rendyrket effekten av økt sentralisering uten å måtte ta hensyn til eventuelle vridninger i næringsstrukturen. Kraftforbruket i husholdninger, jordbruk og annen næringsvirksomhet å variere i takt med endret befolkningsmønster. Figur 3.11 viser regional krafttetter-spørsel for disse sektorene som avvik fra referansebanen.

Fra figur 3.11 ser vi en klar tendens mot en vridning i kraftforbruket mot region øst fra de andre regionene, og da spesielt fra region midt og nord. Selv om volumvridningene er relativt betydelige mellom region øst og de to nordligste regionene, er det likevel snakk om små prosentvise endringer. For både husholdninger og annen næringsvirksomhet øker kraftforbruket i region øst med mellom 0,5 og 1,0 prosent i 2010, mens forbruket i nord faller med i overkant av 1 prosent sammenlignet med en bane med middels sentralisering. Ser vi på de enkelte fylker blir de prosentvise endringene større. Dette kan skyldes ulik fylkesvis demografisk utvikling, samtidig som vi kan ha interregionale flyttestrømmer. Forbruket for husholdningene i Finnmark faller med rundt 4 prosent i 2010, mens forbruket i Akershus og Oslo øker med henholdsvis 1,8 prosent og 2,5 prosent i samme periode sammenlignet med referansealternativet.

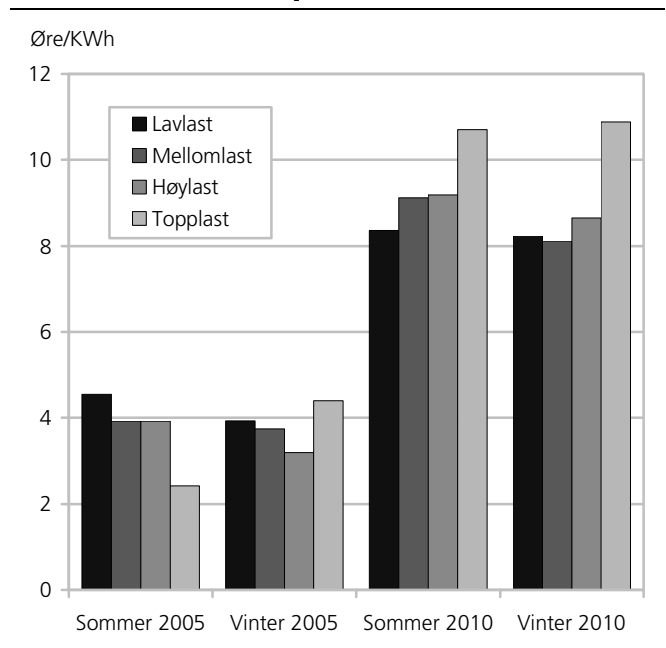
3.3.6. Internasjonal CO₂-avgift på 200 kr/tonn CO₂

For å illustrerer konsekvensene av en internasjonal klimaavtale har vi laget en beregning med en CO₂-avgift på 200 kr/tonn CO₂. Avgiften trappes opp lineært fra 40 kr i 2004 til 200 kr i 2008. Avgiften ilegges alle norske forbrukere, også sektorer som har fritak eller høyere sats i utgangspunktet. Som følge av avgiften er kraftprisene i land utenfor Norden antatt å øke siden fossile brensler blir dyrere. Våre anslag for økningene i kraftprisene utenfor Norden er basert på naturgass som marginalbrensel både i 2005 og 2010.

Figur 3.11. Endring i regionalt kraftforbruk for husholdninger, jordbruk og annen næringsvirksomhet ved økt sentralisering. GWh



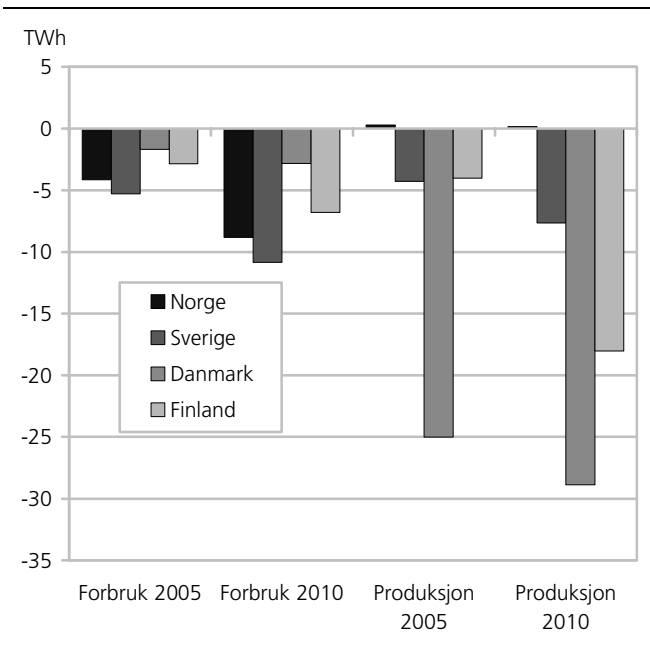
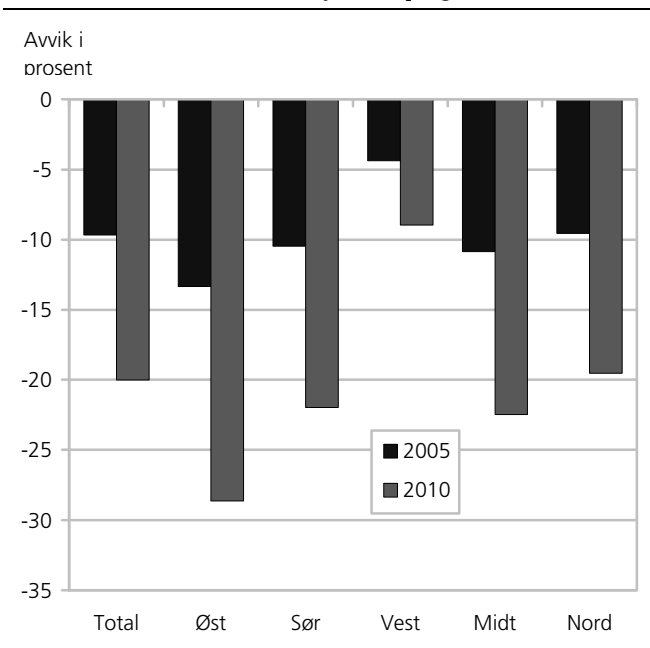
Figur 3.12. Endring i kraftpriser fra referansebanen som følge av internasjonal CO₂-avgift. Øre/kWh



Dermed øker de internasjonale kraftprisene med 3 øre/kWh i 2005 og 7,5 øre/kWh i 2010. Prisene er økt like mye i alle lastperioder.

Virkingen på norske kraftpriser av CO₂-avgiften og høyere kraftpriser i land utenfor Norden er vist i figur 3.12.

Prisoppgangen i Norge er i hovedsak like sterk eller sterkere enn den forutsatte prisoppgangen i land utenfor Norden. Siden kapasitetssituasjonen i Norden

Figur 3.13. Endring i kraftforbruk og -produksjon i de nordiske land som følge av CO₂-avgiften. TWh**Figur 3.14. Regionale avvik fra referansebanen for bergverk og industri ved internasjonal CO₂-avgift. Prosent**

er som i referansebanen, fører avgiften til en kraftig økning i produksjonskostnadene i Norden. Høyt karboninnhold i kull og lav virkningsgrad for eksisterende kullkraftkapasitet fører til at marginalkostnaden for kullkraft øker langt kraftigere enn prisene i land utenfor Norden der gasskraft er antatt å være prisbestemmende. Den generelle prisoppgangen i Norden og de økte kullkraftkostnadene gir store virkninger for kraftforbruk og produksjon, jf. figur 3.13.

Nedgangen i forbruk i TWh er størst i de landene som har størst forbruk i utgangspunktet. I 2005 går forbruket ned med 3-5 prosent i forhold til i referansebanen, mens nedgangen i 2010 er 6-8 prosent. Den prosentvise nedgangen er størst i Danmark og Finland og minst i Norge. Danmark og Finland har kullkraftproduksjon og rammes hardt av avgiften, mens prisvirkningene og dermed forbruksnedgangen er mindre i Norge. For Norden samlet går forbruket ned med 14 TWh (3,5 prosent) i 2005 og 29 TWh (7 prosent) i 2010. Fallet i kraftproduksjon er enda sterkere 33 TWh (8 prosent) i 2005 og 54 TWh (12 prosent) i 2010. Sterkere prisoppgang i Norden enn i land utenfor Norden genererer derfor en importøkning/eksportreduksjon på 19 TWh i 2005 og 25 TWh i 2010.

En internasjonal CO₂-avgift rammer krafttettersspørselen i alle sektorer gjennom høyere priser. Selv om fallet er betydelig i alle sektorer, er det forbruket i industri og bergverk som rammes hardest i prosentvis reduksjon sammenlignet med referansealternativet. Samtidig er det også her at den regionale variasjonen er størst, se figur 3.14. For husholdninger og annen næringsvirksomhet viser beregningene bare mindre regionale vridninger.

Opptrappingen av CO₂-avgiften fra 2004 gir seg utslag i at forbrukseffektene og vridningene er sterkere i 2010 enn i 2005. Vi merker oss spesielt at region øst får redusert sin etterspørselsandel gjennom relativt større prosentvis reduksjon i forbruket, mens region vest øker sin andel av det nasjonale forbruket. Årsaken til at forbruket i region vest er relativt stabilt er som nevnt tidligere, at krafttettersspørselen i olje- og gassrelatert virksomhet er lite følsom overfor kraftprisendringer. Olje- og gass-sektoren, og da spesielt de to tidligere omtalte gassbehandlingsanleggene, utgjør om lag 70 prosent av industriens kraftforbruk i region vest fra 2005. Resultatet blir en vridning av kraftforbruket i bergverk og industri fra region øst til region vest, mens de resterende regionale andelene holder seg stabile.

4. Vekstalternativer

I tillegg til referansebanen med tilhørende følsomhetsberegninger har vi utarbeidet to alternativer med forsterket økonomisk vekst for å illustrere de virkningene dette kan ha for kraftmarkedet.

4.1. Vekstalternativ 1: Teknisk fremgang og markedstilpasning i kraftkrevende industri

I dette alternativet er den tekniske fremgangen i tjenesteytende sektorer 1 prosentpoeng høyere enn i referansebanen. Samtidig forutsettes det at kraftkrevende industri og treforedling utsettes for markedspriser på elektrisk kraft. Til slutt antas det økt satsing på gasskraft i Norge ved at det etableres et nytt gasskraftverk (800 MW/ 6 TWh) før 2005 og ytterligere 400 MW/3 TWh i perioden mellom 2005 og 2010.

Raskere teknisk fremgang fører til at tjenesteytende bedrifter kan produsere samme produktmengde som før med lavere ressursinnsats. I første omgang bidrar dette til å redusere bruk av kapital, arbeidskraft, vareinnsats og energi og dermed elektrisitet, pr. produsert enhet. Dette gjør tjenester billigere, hvilket leder til økt etterspørsel etter slike. Samtidig opptrer det generelle likevektseffekter ved at kapital og arbeidskraftetterspørselen fra tjenesteyting faller, hvilket leder til lavere priser på disse innsatsvarene.

Markedsbaserte kraftpriser til kraftintensiv industri leder til at denne industrien velger å etterspørre mindre kraft enn ellers. Dermed bedres den innenlandske kraftbalansen, norske kraftpriser faller, andre sektors etterspørsel og krafteksporten øker og importen av kraft faller. Størrelsen på de skisserte effektene vil avhenge av kostnadsforholdene og fleksibiliteten i de enkelte sektorene i økonomien, og fremkommer ved simulering av modellapparatet. Tabell 4.1 viser Norges kraftbalanse i vekstalternativ 1.

Utbygging av gasskraft øker norsk produksjon til over 133 TWh i 2010, dvs. 9 TWh mer enn i referansebanen. På samme tid fører markedsprisene til kraftintensiv industri og treforedling til at disse sektorene reduserer sin kraftetterspørsel med 6,5 TWh i forhold til referansebanen. Andre innenlandske sektorer øker

Tabell 4.1. Nasjonal kraftbalanse i vekstalternativ 1, TWh

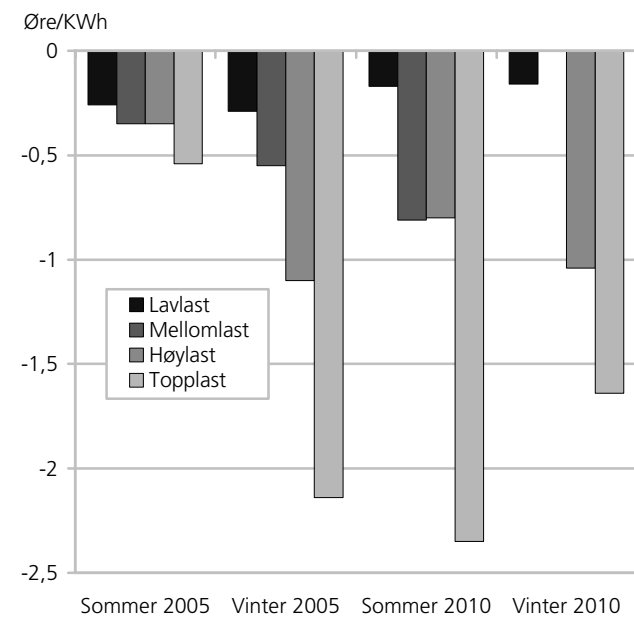
	1998	2005	2010	Årlig prosentvis vekst	
				1998-2005	2005-2010
Total produksjon	116,8	122,0	133,3	0,6	1,8
- Vannkraft inkl. vind og eksist. varmekr.	116,8	115,9	118,2	-0,1	0,4
- Ny varmekraft	0,0	6,1	15,1		20,0
Import	8,0	9,7	11,1	2,7	2,7
Eksport	4,4	5,0	13,0	1,9	20,9
Tap, pumpekraft & statistiske differanser	10,4	11,1	11,5	0,8	0,7
Nettoforbruk	110,0	115,6	119,9	0,7	0,7
Husholdninger & jordbruk	36,2	39,9	45,1	1,4	2,5
Kraftintensiv industri & treforedling	39,2	35,6	32,8	-1,3	-1,7
Bergverksdrift & annen industri	10,3	13,2	13,7	3,7	0,6
Annen næringsvirksomhet	24,3	26,8	28,3	1,4	1,1

sitt kraftforbruk slik at netto innenlandsk kraftforbruk i 2010 blir nær 120 TWh, eller ned 3 TWh i forhold til i referansebanen. Samlet fører dette til at situasjonen med 10 TWh i nettoimport i 2010 snus til 2 TWh nettoeksport.

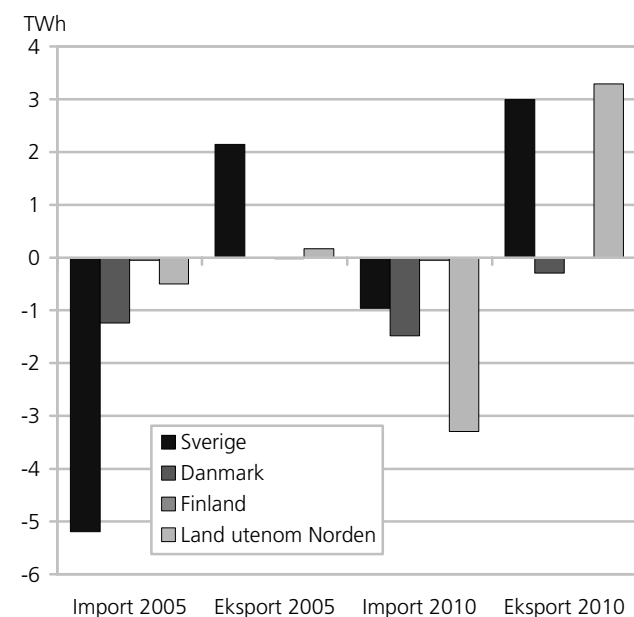
Tilgangen av ny produksjon og reduksjonen og vridningene i innenlands forbruk påvirker kraftprisenivå og -struktur i Norge, jf. figur 4.1.

Absolutt sett er det toppplastprisene som faller mest. I utgangspunktet ville en kanskje vente at toppplastprisene heller skulle gå opp siden kraftetterspørselen vris fra industri med jevnt uttak mot husholdninger og tjenesteyting med ujevnt uttak over døgn og uke. Resultatene viser at virkningen av økt krafttilgang er sterkere. Kapasitetsskranken i toppplast blir mindre stram og prisen faller. Alt i alt faller årsprisene med mellom 0,5 og 1 øre/kWh. Prisendringene er overraskende små tatt i betraktning de store endringene i tilgang og etterspørsel. Årsaken er at prisvirkningene dempes kraftig som følge av at krafthandelen endrer seg, jf. figur 4.2.

Figur 4.1. Endring i periodevise kraftpriser fra referansebanen til vekstalternativ 1. Øre/kWh



Figur 4.2. Endring i Norges krafthandel fra referansebanen til vekstalternativ 1, TWh



I 2005 er det Norges handel med Sverige som i størst grad påvirkes. Samlet er Norges nettoeksport til Sverige over 7 TWh større i vekstscenario 1 enn i referansebanen. I 2010 skjer de største endringene i Norges handel med land utenfor Norden: Økt nettoeksport med 6,5 TWh. Også i 2010 øker Norges nettoeksport til Sverige (4 TWh). Mot Danmark og Finland skjer det bare mindre endringer. For Danmarks vedkommende er det i første rekke Norges import i lavlast som faller. Som følge av den økte varmekraft-

produksjonen i Norge er det dårligere avsetning for dansk overskuddsproduksjon om natten.

4.2. Vekstalternativ 2: Høyere timeverksvekst og opprettholdt forbruk i kraftkrevende industri

Vekstimpulsene som virket i vekstalternativ 1 var alt i alt for svake til å generere vekst i samlet kraftetterspørsel sammenlignet med i referansebanen. Vi har derfor også gjennomført en beregning der vekstimpulsene er sterkere. Veksten i antall utførte timeverk er økt med 0,1 prosentpoeng per år i perioden 2001-2010. Likeledes forutsettes det at kraftintensiv industri og treforedling opprettholder sitt kraftforbruk som i referansebanen.

Opprettholdelse av forbruket i kraftintensiv industri bidrar til å øke nettoforbruket av kraft med nær 8 TWh i forhold til vekstalternativ 1. Forbruket i andre sektorer og innenlandsk kraftproduksjon er nær uendret på grunn av at kraftprisene endres svært lite. Igjen er årsaken til de små prisendringene stor fleksibilitet i utenlandshandelen.

4.3. Regionale virkninger i vekstalternativene

Også i de to vekstalternativene er det bare i sektoren bergverk og annen industri vi registrerer nevneverdige regionale vridninger. Igjen er det region vest som er minst følsom for prisendringer med en vekst i forbruket på rundt 7 prosent. Region øst øker mest med en forbruksvekst på 17-18 prosent. I motsetning til tilfellet med prisstigning får nå region øst styrket sin regionale andel av forbruket i annen industri på bekostning av region vest, mens andelene for resten av regionene holder seg forholdsvis stabile. Sammenligner vi de to vekstalternativene ser vi minimale forskjeller i volumendringer, og det er også ubetydelige forskjeller i den regionale fordelingen av forbruket.

5. Miljøalternativet

Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i norsk og internasjonal miljøpolitikk til 2010. I miljøalternativet økes elektrisitets- og fyringsoljeavgiftene i takt gjennom beregningsperioden, slik at elektrisitetsavgiften kommer opp i 20 øre/kWh i 2010 (2000-priser). Likeledes antas det etablert en internasjonal CO₂-avgift på 200 kr/tonn CO₂, hvilket øker internasjonale kraftpriser som i avsnitt 3.3.6. I tillegg antas gjennomført miljøbegrunnede tiltak både på forbruks- og produksjonssiden i markedet. I boliger og næringsbygg antar vi at det kommer i drift oppvarmings-systemer basert på vannbåren varme og varmepumper som reduserer kraftforbruket med 1 TWh innen 2005 og ytterligere 3 TWh frem til 2010. Kraftintensiv industri og treforedling stilles overfor markedspriser på elektrisk kraft. På produksjonssiden beholdes vannkrafttilgangen som i referansebanen, mens gasskraft nektes etablert i Norge. Det etableres 1 TWh vindkraft i Norge til 2005, og ytterligere 2 TWh tilkommer innen 2010. Tabell 5.1 viser kraftbalansen i miljøalternativet.

Avgiftene, økt bruk av varmepumper og redusert forbruk i kraftintensiv industri rammer brutto innenlandsk kraftforbruk som faller fra 120,4 TWh i 1998 til 109,1 TWh i 2010. Det meste av fallet skyldes forbruksnedgangen i kraftintensiv industri, mens de andre sektorenes forbruk i store trekk er uendret frem til 2010. Ny vann- og vindkraft bidrar til at kraftproduksjonen øker med 4,5 TWh over perioden, slik at nettoeksporten i 2010 blir 12,1 TWh.

CO₂-avgiften og endringene i innenlands forbruk påvirker kraftprisnivå og -struktur i Norge, jf. figur 5.1.

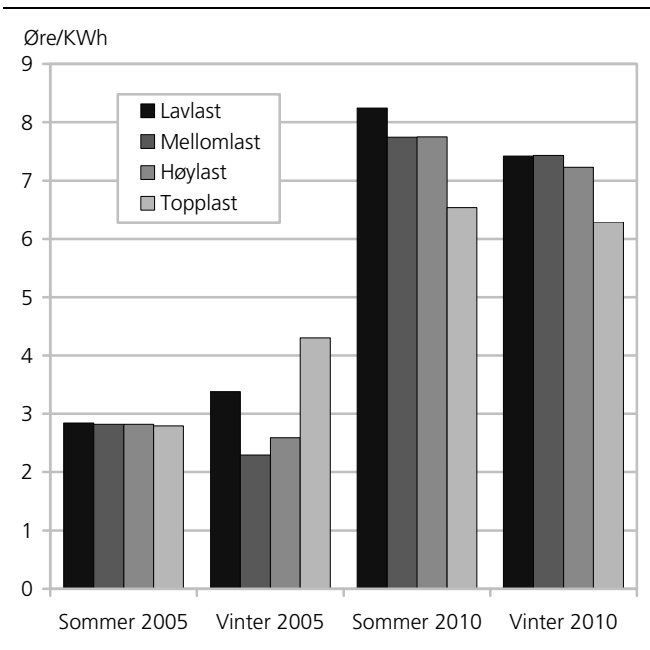
CO₂-avgiften medfører en stigning i det generelle nord-europeiske prisnivået på kraft, og kraftprisene i Norge øker tilsvarende. I 2010 øker topplastprisene mindre enn prisene i de andre periodene. Dette skyldes at lavere forbruksnivå fører til mindre press mot produksjonskapasiteten i topplastperiodene. Lavlastprisene øker gjennomgående like mye som eller mer enn prisene i mellomlast eller høylast. Det skyldes at økt eksport fra Norge og avgiftsøkningen reduserer kapasitetsutnyttelsen i utenlandske varmekraftverk som dermed tilbyr mindre overskuddsproduksjon for

Tabell 5.1. Nasjonal kraftbalanse i miljøalternativet, TWh

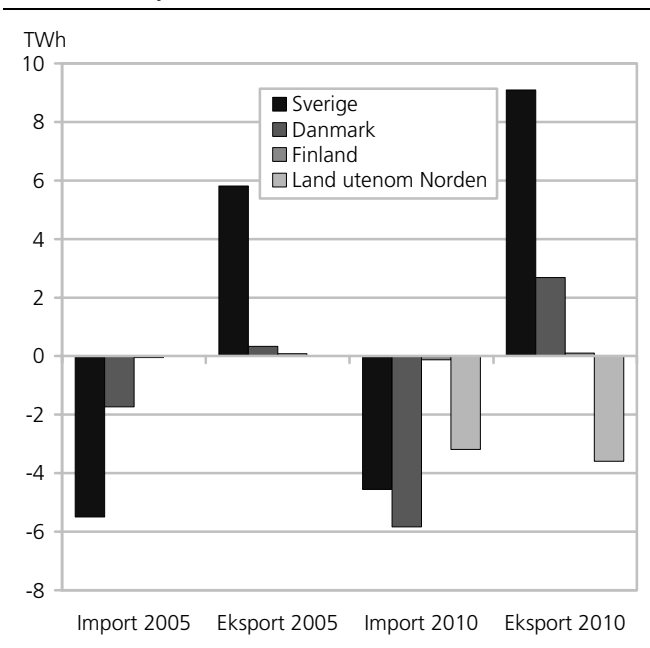
	1998	2005	2010	Årlig prosentvis vekst	
				1998-2005	2005-2010
Total produksjon	116,8	117,3	121,3	0,1	0,7
- Vannkraft inkl. vind og eksist. varmekr.	116,8	117,2	121,2	0,1	0,7
- Ny varmekraft	0,0	0,1	0,1		9,4
Import	8,0	9,4	3,2	2,2	-19,6
Eksport	4,4	9,0	15,3	10,6	11,3
Tap, pumpekraft & statistiske differanser	10,4	10,5	9,8	0,1	-1,3
Nettoforbruk	110,0	107,2	99,3	-0,4	-1,5
Husholdninger & jordbruk	36,2	36,2	34,6	0,0	-0,9
Kraftintensiv industri & treforedling	39,2	35,0	30,8	-1,6	-2,6
Bergverksdrift & annen industri	10,3	10,8	9,3	0,7	-2,9
Annen næringsvirksomhet	24,3	25,2	24,6	0,5	-0,4

eksport til Norge i lavlast. De høye avgiftene rammer kullkraftverk sterkest. Det er disse verkene som er forutsatt å ha de høyeste start- og stoppomkostningene og som dermed er mest villige til å produsere i lavlast for å unngå dyre start- og stopprosedyrer.

I 2005 er det først og fremst handelen mot Sverige som påvirkes, importen reduseres med nær 6 TWh og eksporten øker med 6 TWh, jf. figur 5.2. I 2010 reduseres importen fra Sverige, Danmark og land utenfor Norden med mellom 3 og 6 TWh, i alt 13 TWh. Eksporten øker til Sverige og Danmark (9 og 3 TWh). Derimot reduseres eksporten til land utenfor Norden med 4 TWh. Årsaken er at kraftprisene i Norden i høy- og topplast øker mer enn prisene i land utenfor Norden. Hovedårsaken er den høye andelen av kullkraftkapasitet i Danmark, mens prisoppgangen som er forutsatt i land utenfor Norden er basert på at gasskraft er marginalteknologi. Dermed omdirigeres en del av Norges eksport fra å gå ut av Norden til å gå til land innenfor Norden. Dette skiftet er som alle andre virkninger i modellen basert på lønnsomhetsvurdering.

Figur 5.1. Endring i periodevise kraftpriser fra referansebanen til miljøalternativet. Øre/kWh

med rundt 14 prosent i forhold til referansebanen. Et tilsvarende bilde finner vi for bergverk og annen industri, hvor både volumendringene og de regionale vridningene forsterkes sammenlignet med resultatene i avsnitt 3.3.6. Igjen reagerer kraftforbruket for industri i region vest relativt moderat ovenfor prisendringer og får et fall på knappe 12 prosent i forhold til referansebanen. Kraftforbruket i region øst faller nå sterkt med rundt 38 prosent, mens forbruket i de tre siste regionene faller rundt 30 prosent.

Figur 5.2. Endring i Norges krafthandel fra referansebanen til miljøalternativet. TWh

De regionale effektene i miljøalternativet skiller seg lite fra effektene av økt CO₂-avgift ovenfor, jf. avsnitt 3.3.6. I miljøalternativet øker imidlertid også elektrisitetsavgiften. Det forsterker nedgangen i forbruket, spesielt i husholdningssektoren. Alle regioner får redusert forbruket for husholdninger i samme takt, slik at vi ikke kan registrere betydelige vridninger i det regionale kraftforbruket for denne sektoren. For annen næringsvirksomhet forsterkes vridningene fra avsnitt 3.3.6 noe ved at forbruket i region nord faller mindre enn forbruket i de andre regionene. Region midt faller mest

6. Tørrårsberegninger

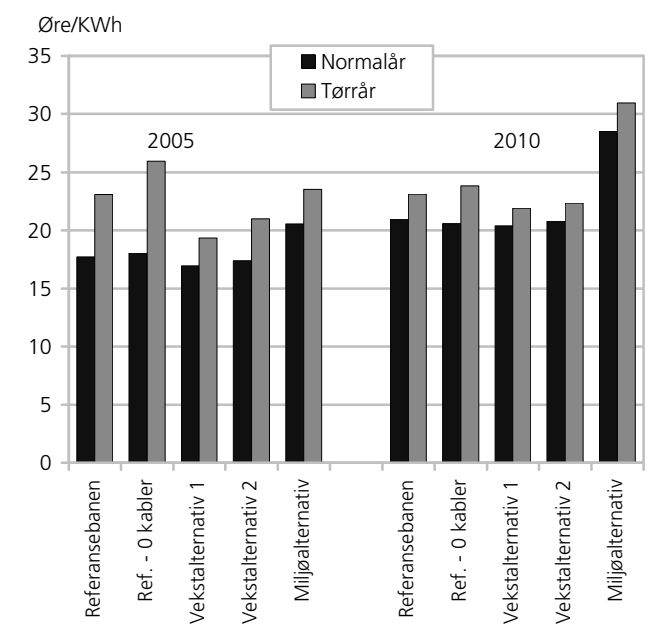
I vurderinger av den framtidige kraftbalansen i Norge er det ikke nok å fokusere på tilstanden i et tilsigsmessig normalår for vannkraftproduksjonen. Variasjonene i tilsig til kraftmagasinene fra et år til et annet kan være så store som pluss/minus 25 prosent fra gjennomsnittet. I et ekstremt våtår, som år 2000, medfører høy vannkraftproduksjon lave kraftpriser og høy nettoeksport. I et tørrår, som år 1996, medfører lav vannkraftproduksjon høy import av kraft og høye kraftpriser. Høye kraftpriser bidrar til å redusere kraftforbruket hvilket er nødvendig for å sikre kraftbalansen. Ett enkelt tørrår kan delvis takles ved å ha lavere magasinbeholdning ved utgangen av året enn ved inngangen til året. Kraftproduksjonen vil da være høyere enn tilsiget. Med to påfølgende tørrår vil muligheten til å tappe ned vannmagasinene være mye mindre det andre året, og kraftproduksjonen vil tilsvare tilsiget.

I dette prosjektet har vi foretatt fem tørrårsberegninger. Hver tørrårsberegning bygger på en tilsvarende beregning med normale nedbørsforhold og normal vannkraftproduksjon. I tørrårsberegningene antas det at en er i det andre tørråret av to påfølgende tørrår. Dette har vi gjort for årene fra 2002 til 2010 for de fem aktuelle beregningene. I beregningene er det lagt til grunn at i tørråret er tilsig og vannkraftproduksjon i Norge og Sverige 85 prosent av normalårsverdiene. I tørrårsberegningene har vi antatt lavere prisfølsomhet for kraftforbrukerne enn i de ordinære scenariene for samme relative prisendring siden prisøkningen i et tørrår er kortvarig, mens i de tilhørende normalårsberegninger er prisendringer av varig karakter og gir sterkere incentiver til blant annet investeringer i forbruksreducerende tiltak.

Alternativene som det er gjort tørrårsberegninger for er referansebanen, følsomhetsberegningen for referansebanen uten nye utenlandskabler, vekstalternativ 1, vekstalternativ 2 og miljøalternativet. Forutsetningene som ligger til grunn for disse beregningene er beskrevet tidligere i rapporten.

Figur 6.1, 6.2 og 6.3 viser virkninger på kraftpriser, netto krafthandel og brutto kraftforbruk som følge av

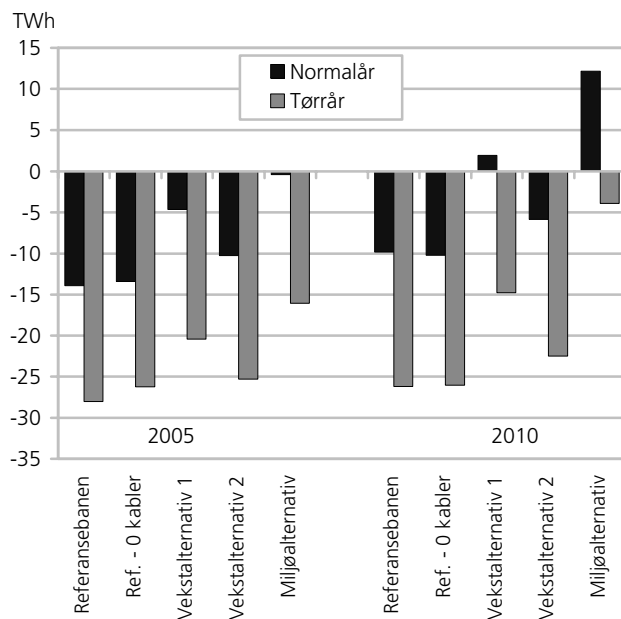
Figur 6.1. Kraftpriser i 2005 og 2010, øre/kWh



tørrår. Ett gjennomgående trekk er at et tørrår i 2005 gir større endringer i priser, handel og forbruk enn i 2010. Dette skyldes at fra 2005 til 2010 bygges det ut transmisjons- og/eller produksjonskapasitet som mer enn kompenseres for økningen i kraftforbruk i samme periode. Dermed er kraftsystemet bedre rustet til å møte et tørrår i 2010 enn i 2005. Alt i alt er ikke virkningene av et tørrår dramatiske med de forutsetningene som er lagt til grunn her. Prisene stiger, og det leder til forbruksreduksjon. Netto kraftimport øker kraftig, og er i de fleste alternativene nær kapasitetsgrensene for krafthandel som er lagt til grunn for beregningene.

I alternativet uten nye utenlandskabler blir utslagene av et tørrår størst. I 2005 øker kraftprisene med mer enn 40 prosent, fra 18 øre/kWh til 26 øre/kWh. Dette får kraftforbruket til å gå ned med 4 TWh. I dette alternativet bygges det ut gasskraft i Norge fram mot 2010. Utslagene av et tørrår mer enn halveres, og blir omtrent som i referansebanen til tross for at det i dette

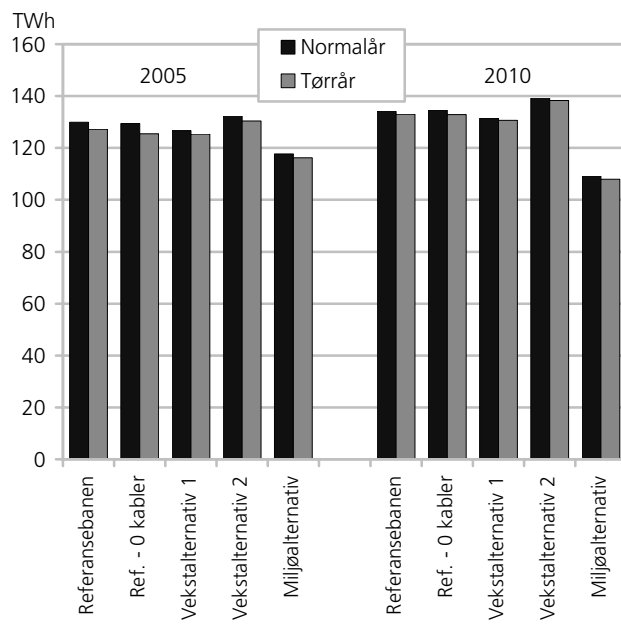
Figur 6.2. Netto krafteksport i 2005 og 2010, TWh



forbruksavgifter og tiltak som vrir energiforbruket over på andre energibærere. I 2010 vil det selv i et tørrår være kun 4 TWh nettoimport av kraft. Prisivirkningene blir allikevel minst like store som i vekstalternativene, siden kraften som blir tatt i bruk i et tørrår for å delvis dekke bortfallet av vannkraftproduksjon har høy CO₂-utslippskoeffisient. CO₂-avgiftene gjør at denne kraften er ekstra dyr.

I enda mer ekstreme tørrår enn det som er analysert her ville virkningene i kraftmarkedet blitt mer dramatiske. I Johnsen, Aune og Vik (2000) er det analysert virkninger av et tørrår med om lag 10 prosent mindre tilsig til vannmagasinene enn ovenfor. Konsekvensene der ble blant annet betydelige kraftprisøkninger, særlig i årene før nye utenlandsforbindelser og ny termisk generasjonskapasitet var på plass. Kraftprisen ble i visse år mer enn fordoblet.

Figur 6.3. Brutto totalforbruk i 2005 og 2010, TWh



alternativet er mye større importmuligheter gjennom utenlandskablene til England og Tyskland. I vekstalternativene blir prisvirkningene av et tørrår klart mindre enn i de andre beregningene. Det skyldes at her er det bygd ut mer gasskraft i Norge. Kraftbalansen i et tørrår blir da mindre presset selv i vekstalternativ 2 hvor forbruket av kraft i Norge ligger opptil 5 TWh høyere enn i referansebanen med tilhørende følsomhetsberegninger.

I miljøalternativet er kraftbalansen lite presset av et tørrår. Presset avtar hele veien fram mot 2010, siden forbruket av kraft reduseres ved hjelp av økte

7. Avslutning

Dette prosjektet har hatt som mål å beskrive den nasjonale og de regionale kraftbalansene i Norge fram mot 2010. Oppdragsgiver for prosjektet har vært Statnett SF som har brukt analysen som en av flere kilder til bakgrunnsinformasjon i sin "Nettutviklingsplan 2001-2010". Metoden som ble brukt til å framskrive den nasjonale kraftbalansen involverte bruk av SSBs nordiske kraftmarkedsmodell Normod-T i samspill med MSG-6, SSBs langsiktige makro-økonomiske likevektsmodell for Norge. De regionale kraftbalansene ble fremskrevet ved hjelp av de ulike sektorenes kraftforbruk i den nasjonale modellen samt fylkesvise sektorandeler basert på historiske data. I analysen ble viktige forutsetninger for kraftmarkedet bestemt av Statnett: Kraftforbruk i norsk kraftkrevende industri, utviklingen i kraftgenerasjonskapasiteter og transmisjonsforbindelser for de nordiske landene og kraftpriser utenfor Norden. Utfallet for øvrige variable ble bestemt i spillet mellom den nordiske modellen og den nasjonale modellen.

I Referansealternativet som ligger nærmest "business as usual" stiger totalforbruket i Norge til 134 TWh, mens kraftproduksjonen blir 124 TWh. Dette impliserer en nettoimport på 10 TWh som imidlertid er noe lavere enn i 2005 siden det blant annet forutsettes bygd ut gasskraft i Norge tilsvarende 6 TWh mellom 2005 og 2010. Kraftprisene stiger gradvis mot 2010 hvor de når et nivå på 21 øre per kWh (faste 2000-priser), noe som er på nivå med eller noe høyere enn totalkostnadene i nye gasskraftverk av konvensjonell type. Med et tørrår i referansebanen blir kraftbalansen ganske stram, og det blir en meget høy nettoimport til Norge. Med de forutsetninger som er lagt til grunn tilsvarer det i 2005 at kraftlinjene til Norge er fullt utnyttet 80 prosent av året. Mellom 2005 og 2010 er det forutsatt bygd ytterligere en kraftkabel, mot England, på 1200 MW i tillegg til en kabel mot Tyskland på 600 MW som tas i bruk innen 2005. Selv om det i et tørrår i 2010 blir importert nesten like mye som i 2005, er kraftbalansen langt mindre stram. Importen tilsvarer at kabelforbindelsene utnytted om lag 55 prosent av tiden til full import. Kraftprisene i et eventuelt tørrår blir ikke dramatisk høye. De stiger kun opptil 5 øre fra et normalår, noe som skyldes at det er forutsatt ledig

produksjonskapasitet i resten av Norden og øvrige Europa som kan produsere kraft til relativt lave priser.

I tillegg til referansebanen ble det utført en rekke andre beregninger hvor ulike forutsetninger ble variert: Kabelkapasiteter, kjernekraftkapasitet i Sverige, avgifter ved CO₂-utslipp m.m. I Scenario 2, hvor en antar høyere vekst og høyere teknologisk framgang øker kraftforbruket i alminnelig forsyning, mens forbruket i kraftkrevende industri reduseres ved at denne sektoren utsettes for markedspris på kraft. Netto gir dette en mindre reduksjon i norsk kraftforbruk. Samtidig er det i denne banen forutsatt økt norsk gasskraftproduksjon, og i et normalår vil man i denne banen ha en liten netto krafteksport. Med et tørrår tilsvarende det som er omtalt for referansebanen, blir det nødvendig med en del import av kraft. Sammenlignet med referansebanen blir utslagene på stramheten i kraftbalansen og kraftprisene klart mindre.

I Scenario 3 er det forutsatt at det legges betydelig mer vekt på miljøspørsmål. Det innføres CO₂-avgifter i Norge og resten av Europa, gasskraft i Norge legges på is, betydelige nivåer med vindkraft bygges ut og det gjennomføres tiltak som reduserer kraftforbruket i industri, øvrig næringsliv og husholdningssektoren. Alt i alt betyr dette at i et normalår er det ingen netto import eller eksport i 2005, mens det i 2010 er netto krafteksport fra Norge på 12 TWh. I et tørrår vil det i miljøalternativet være god kapasitet i kraftlinjene til å dekke opp nødvendig kraftimport i 2005, mens det selv i et tørrår nesten vil være balanse mellom eksport og import av kraft. Uansett om det er normalår eller tørrår i Scenario 3, vil kraftprisene ligge klart høyere her enn i Referansebanen og Scenario 2. Dette skyldes CO₂-avgiftene som vil heve produksjonskostnadene i de kraftverkene som produserer de marginale enhetene med kraft, og som dermed i praksis bestemmer nivået på kraftprisene.

Virkningene av å variere antallet nye kabelforbindelser mellom Norge og kontinentet er også beregnet. Fram mot 2005 er det uansett bare aktuelt med en kabel. Forskjellen mellom å bygge ingen kabler eller en kabel er svært beskjeden: Reduksjon i forbruk og nettoimport

på 0,5 TWh, og kraftprisøkning på 0,4 øre per kWh. I 2010 er det mulig å studere virkningen av 0-3 kabler, og i et normalår blir virkningene små. Med flere kabler øker prisen litt, og forbruk og nettoimport avtar i beskjedent omfang. Brutto krafthandel (sum av eksport og import) for Norge i 2010 vil imidlertid øke for Norge fra 16 TWh for ingen kabler til 27 TWh for 3 kabler. Alt i alt er virkningene i et normalår beskjedne. Kablene må begrunnes ut fra eventuelle gunstige virkninger i andre situasjoner, for eksempel økte importmuligheter i tørrår og høyere priser på eksport av kraft i våtår. Årsaken til at endret kabelkapasitet mot utlandet har lite å si for årspriser, forbruk, produksjon og nettoimport er at økt kabelkapasitet leder til økt import (natt og helg) og eksport (dag). Grunnen til dette ligger i at prisvariasjonen over døgn og uke i utlandet vil være større enn den tilsvarende variasjonen i Norge. Dette skyldes at fleksibiliteten er større i det norske vannkraftsystemet enn kraftsystemene i utlandet som i langt større grad er basert på termisk kraft.

Sammenlignet med situasjonen i 2000 blir de regionale vridningene i det totale kraftforbruket relativt små fram mot 2010 i alle scenariene. Dette fordi de nasjonale beregningene gir beskjedne næringsvridninger, og det forutsettes lik næringsspesifikk vekst i de ulike regionene. De mest markante kjennetegnene ved utviklingen er at kraftforbruket i de tre sørlige regionene øker noe mer enn de to nordlige regionene. I region sør og region øst er det husholdningene og næringsvirksomhet utenom industri som har den kraftigste veksten, mens det i region vest er industrien som øker sitt kraftforbruk relativt mest. Ved prisendringer er det region vest hvor det er minst utslag i kraftforbruket, siden det er her vi har relativt mest industri som er den sektoren som reagerer minst på prisendringer.

Referanser

Amundsen, E.S. and S. Tjøtta (1997): Trade and Price Variation in an Integrated European Power Market. *Applied Economics* **29**, 745-757.

Elsam (1991): Sammenfattende synspunkter vedrørende handlingsplanen i Energi 2000. Elsam, Planlægningsafdelingen.

Energiutredningen (1998): *Energi- og kraftbalansen mot 2020*. Norges offentlige utredninger (NOU) 1998:11, Olje- og energidepartementet.

von der Fehr, N.H.M. og T. Hjørungdal (1999): *Regionale virkninger av økte elektrisitetspriser til kraftkrevende industri*. Rapport 3/99, Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning. (Rapporten kan lastes ned fra www.frisch.uio.no)

Johnsen, T.A., F.R.Aune og A. Vik (2000): *The Norwegian electricity market: Is there enough generation capacity and will there be sufficient capacity in coming years?* Rapporter 2000/26, Statistisk sentralbyrå.

Larsen, H.V. (1984): *Simulachron. A simulation Model for a Combined Heat and Power Production System*. Risø National Laboratory, Denmark.

Nesbakken, R. (2001): Energy Consumption for Space Heating: A Discrete-Continuous Approach. *Scandinavian Journal of Economics* **103**, 165-184

Nordel (2000): *Kraftbalanser for treårsperioden 2001-2003 och Sannolikheten för effektbrist i Nordel-systemet driftåren 2000/2001 til 2002/2003*. Rapport Nordels Balansegruppe 2000-06-16.

NOS Elektrisitetsstatistikk 1998, Statistisk sentralbyrå

NOS Industristatistikk 1998, Statistisk sentralbyrå

Norges vassdrags- og energidirektorat (2001): Pressemelding 6. februar 2001: Økt nedbør gir høyere gjennomsnittlig årsproduksjon av elektrisk kraft.

Mohn, K, L. S. Stambøl og K. Ø. Sørensen (1994): *Regional analyse av arbeidsmarked og demografi*. Sosiale og økonomiske studier 88, Statistisk sentralbyrå.

Statistisk sentralbyrå (1999): <http://www.ssb.no/emner/02/03/folkfram/tab-1999-11-17-05.html>

Vedlegg

Tabell A1. Statlige kraftkontrakter. Kilde: von der Fehr og Hjørungdal (1999) side 15-16.

Kontrakt nr.	Bedrift	Mengde, GWh	Pris, øre/kWh	Utløper	Kommune	Fylke	Region
1	Norsk Hydro, Sunndalsøra	1250	4,7	30/6/06	Sunndal	Møre og Romsdal	Midt
2	Norsk Hydro, Sunndalsøra	600	6,6	29/2/04	Sunndal	Møre og Romsdal	Midt
3	Norsk Hydro, Sunndalsøra	350	12,3	31/12/10	Sunndal	Møre og Romsdal	Midt
4	Norsk Hydro, Årdal	900	12,3	31/12/10	Årdal	Sogn og Fjordane	Vest
5	Norsk Hydro, Rafsnes	340	12,3	31/12/10	Bamble	Telemark	Øst
6	Norsk Hydro, konsern	335	4,7	30/6/07			
7	Norsk Hydro, konsern	670	4,9	30/6/07			
8	Norsk Hydro, konsern	113	4,7	30/6/07	Meløy	Nordland	Midt
9	Norsk Hydro, Høyanger	370	11,6	31/12/10	Høyanger	Sogn og Fjordane	Vest
10	Elkem al., Mosjøen	750	4,7	31/12/07	Vefsn	Nordland	Midt
11	Elkem al., Mosjøen	750	6,6	31/12/07	Vefsn	Nordland	Midt
12	Elkem al., Mosjøen	200	12,3	31/12/10	Vefsn	Nordland	Midt
13	Elkem Al., Lista	900	8,1	31/7/11	Farsund	Vest-Agder	Sør
14	Elkem Al., Lista	600	6,6	31/7/11	Farsund	Vest-Agder	Sør
15	Elkem Al., Lista	135	12,3	31/12/10	Farsund	Vest-Agder	Sør
16	Elkem ASA, Fiskaa Sil.	120	6,6	15/10/07	Kristiansand	Vest-Agder	Sør
17	Elkem Rana	575	4,7	06/04/05	Rana	Nordland	Midt
18	Elkem Meråker	184	12,3	31/12/10	Meråker	Nord-Trøndelag	Midt
19	Elkem Meråker	57	12,3	31/12/10	Meråker	Nord-Trøndelag	Midt
20	Elkem Thamshavn	260	12,3	31/12/10	Orkdal	Sør-Trøndelag	Midt
21	Elkem Thamshavn	150	6,6	30/6/04	Orkdal	Sør-Trøndelag	Midt
22	Elkem ASA, Bremanger	42	12,3	31/12/10	Bremanger	Sogn og Fjordane	Vest
23	Saudefaldene	600	11,6	31/12/10	Sauda	Rogaland	Vest
24	Bjølvfossen	234	11,6	31/12/10	Kvam	Hordaland	Vest
25	Bremanger/Svelgen	222,3	11,6	31/12/10	Bremanger	Sogn og Fjordane	Vest
26	Sør-Norge Aluminium	1050	6,6	30/9/06	Kvinnherad	Hordaland	Vest
27	Sør-Norge Aluminium	200	12,6	30/4/04	Kvinnherad	Hordaland	Vest
28	Sør-Norge Aluminium	159	12,3	31/12/10	Kvinnherad	Hordaland	Vest
29	Sør-Norge Aluminium	104,3	12,3	01/01/11	Kvinnherad	Hordaland	Vest
30	Orkla Exolon	70	11,6	31/12/10	Orkdal	Sør-Trøndelag	Midt
31	Orkla Exolon	30	0	31/12/10	Orkdal	Sør-Trøndelag	Midt
32	Orkla Exolon	52	14,4	30/4/04	Orkdal	Sør-Trøndelag	Midt
33	Finnfjord smelteverk	120	6,4	31/12/10	Lenvik	Troms	Nord
34	Finnfjord smelteverk	165	12,3	31/12/10	Lenvik	Troms	Nord
35	Finnfjord smelteverk	220	16,5	30/4/04	Lenvik	Troms	Nord
36	Finnfjord smelteverk	131	12,3	31/12/10	Lenvik	Troms	Nord
37	Finnfjord smelteverk	111	12,3	31/12/10	Lenvik	Troms	Nord
38	Fesil ASA, Holla/lla	160	6,6	31/12/03	Hemne	Sør-Trøndelag	Midt
39	Fesil ASA, Holla	66	12,3	31/12/10	Hemne	Sør-Trøndelag	Midt
40	Fesil ASA, lla	265	12,3	31/12/10	Trondheim	Sør-Trøndelag	Midt
41	Fesil ASA, Rana	500	4,7	06/04/05	Rana	Nordland	Midt
42	Eka Ch., Rana	90	4,7	06/04/05	Rana	Nordland	Midt
43	Eka Ch., Rana	81	12,3	31/12/10	Rana	Nordland	Midt
44	Hustadmarmor	23	12,3	31/12/10	Fræna	Møre og Romsdal	Midt
45	Hustadmarmor	122,5	12,3	31/12/10	Fræna	Møre og Romsdal	Midt
46	Fundia	375	4,7	06/04/05	Rana	Nordland	Midt
47	Mo ind.park	60	4,7	06/04/05	Rana	Nordland	Midt
48	Rana Gruber	80	4,7	06/04/05	Rana	Nordland	Midt
49	Norzink	120	12,3	31/12/10	Odda	Hordaland	Vest
50	Borealis	160	12,3	31/12/10	Bamble	Telemark	Øst
51	Falconbridge	83	12,3	31/12/10	Kristiansand	Vest-Agder	Sør
52	Norske skog, Skogn	464	15	31/12/10	Levanger	Nord-Trøndelag	Midt
53	Norske skog, Skogn	80	15	31/12/10	Levanger	Nord-Trøndelag	Midt
54	Norske skog, Saugbruks	420	15	31/12/10	Halden	Østfold	Øst
55	Norske skog, Follum	224	15	31/12/10	Ringerike	Buskerud	Øst
56	Norske skog, Follum	76	15	31/12/10	Ringerike	Buskerud	Øst
57	Norske skog, Folla	30	15	31/12/10	Verran	Nord-Trøndelag	Midt
58	Norske skog, konsern	24	15	31/12/10	Hurum	Buskerud	Øst
59	Saugbruk, Folla	1098	17	30/4/04	Verran	Nord-Trøndelag	Midt
60	Union	214	15	31/12/10	Skien	Telemark	Øst
61	Union	120	15,8	31/12/10	Skien	Telemark	Øst
62	Peterson, Moss	159,6	15	31/12/10	Moss	Østfold	Øst
63	Peterson, Ranheim	52,6	15,9	31/12/10	Trondheim	Sør-Trøndelag	Midt

Kontrakt nr.	Bedrift	Mengde, GWh	Pris, øre/kWh	Utløper	Kommune	Fylke	Region
64	Peterson, Greåker	14,4	15,9	31/12/10	Fredrikstad	Østfold	Øst
65	Rena Kartong	8,4	15	31/12/10	Åmot	Hedmark	Øst
66	Rena Kartong	29	15,8	31/12/10	Åmot	Hedmark	Øst
67	Glomma Papp	4,2	15,9	31/12/10	Sarpsborg	Østfold	Øst
68	Glomma Papp	13	16,8	31/12/10	Sarpsborg	Østfold	Øst
69	Sunland-Eker	15,6	15,9	31/12/10	Drammen	Buskerud	Øst
70	Sunland-Eker	2,8	16,8	31/12/10	Drammen	Buskerud	Øst
71	Sande Paper Mill	70	15	31/12/10	Sande i Vestfold	Vestfold	Øst
72	Lågen skogind.	100	15,9	31/12/10	Larvik	Vestfold	Øst
73	Skjærdalen brug	11,4	15,9	31/12/10	Ringerike	Buskerud	Øst
74	The Chinnet comp.	30	15,9	31/12/10	Ringerike	Buskerud	Øst
75	Hunton Fiber	27	15,9	31/12/10	Gjøvik	Oppland	Øst

Tabell A2. Kommune og energiverkstilhørighet i Rogaland og Hordaland

	Region
Rogaland	
Dalane Elverk	Sør
Forsand Elverk	Sør
Haugesund Energi AS	Vest
Jæren Everk	Sør
Karmsund Kraftlag	Vest
Klepp Energi AS	Sør
Ryfylke Energi DA	Sør
Sandnes Energi AS	Sør
Sauda Energiverk AS	Vest
Sola Energi AS	Sør
Stavanger Energi	Sør
Suldal Elverk	Vest
Time Energi AS	Sør
Nordland	
Andøy Energi A/S	Nord
Ballangen Energi AS	Nord
Bindal Kraftlag AL	Midt
Bodø Energi AS	Midt
Dragefossen Kraftanlegg AS	Midt
Evenes Kraftforsyning AS	Nord
Fauske Lysverk AS	Midt
Hadsel Energiverk AS	Nord
Helgeland Kraftlag AL	Midt
Hydro Agri Glomfjord	Midt
Lofotkraft AS	Nord
Meløy Energi AS	Midt
Narvik Energi AS	Nord
Nord-Salten Kraftlag AL	Nord
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	Midt
Sjøfossen Energi AS	Midt
Skjerstad Kraftlag AL	Midt
Sørfold Kraftlag AL	Midt
Vesterålskraft Nett AS	Nord

Tabell A3. Fylkesfordeling av kraftforbruket i treforedling og kraftintensiv industri i 1998

	GWh
<i>Produksjon av kjemiske råvarer og metaller</i>	
Østfold	962
Akershus	92
Oslo	117
Hedmark	52
Oppland	44
Buskerud	32
Vestfold	159
Telemark	3077
Aust- og Vest-Agder*	3746
Rogaland	5093
Hordaland	3666
Sogn og Fjordane	5071
Møre og Romsdal	3068
Sør-Trøndelag	1514
Nord-Trøndelag	397
Nordland	5176
Troms	665
 <i>Produksjon av treforedlingsprodukter</i>	
Østfold	1830
Akershus	1
Oslo, Hedmark og Oppland*	8
Buskerud	1426
Vestfold	116
Telemark	714
Aust- og Vest-Agder*	248
Rogaland	4
Hordaland, Sogn og Fjordane*	4
Møre og Romsdal	2
Sør- og Nord-Trøndelag*	1896
Nordland og Troms*	1

* Ved færre bedrifter enn 3 bak tallet kan ikke tall offentliggjøres.
Derfor er enkelte fylker slått sammen.

Tidligere utgitt på emneområdet*Previously issued on the subject***Discussion Papers (DP)**

- 144 T. Bye and T.A. Johnsen: Prospects for a Common, Deregulated Nordic Electricity Market
- 286 F.R. Aune, T. Bye and T.A. Johnsen: Gas power generation in Norway: Good or bad for the climate? Revised version

Rapporter (RAPP)

- 95/18 T. Bye, T.A. Johnsen og M.I. Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020: Nasjonale og regionale fremskrivninger
- 95/34 F.R. Aune: Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing
- 96/16 M.I. Hansen, T.A. Johnsen og J.Ø. Oftedal: Det norske kraftmarkedet til år 2020. Nasjonale og regionale fremskrivninger.
- 2000/26: T. A. Johnsen, F. R. Aune og A. Vik: The Norwegian Electricity Market. Is There Enough Generation Capacity Today and Will There Be Sufficient Capacity in Coming Years?

Sosiale og økonomiske studier (SØS)

- 96 K.H. Alfsen, T. Bye and E. Holmøy: MSG-EE: An Applied General Equilibrium Model for Energy and Environmental Analyses
- 102 T. Bye, M. Hoel and S. Strøm: Et effektivt kraftmarked - konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner

Økonomiske analyser (ØA)

- 96/6 T. Eika og T.A. Johnsen: Virkninger av ubalanse i kraftmarkedet
- 97/3 T.A. Johnsen: Prisutviklingen i spotmarkedet for elektrisitet
- 2/2001: F. R. Aune og T. A. Johnsen: Kraftmarkedet med nye rekorder
- 4/2001: T. Bye, P. M. Bergh og J. I. Kroken: Avkastning i kraftsektoren i Norge

Statistiske analyser (SA)

- 34 Naturressurser og miljø 2000
- 46: Naturressurser og miljø 2001

Notater

- 96/53 F.R. Aune: Konsekvenser av en nordisk avgiftsharmonisering på elektrisitetsområdet.

De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter*Recent publications in the series Reports*

- 2001/6 B. Tornsjø: Utslipp til luft fra innenriks sjøfart, fiske og annen sjøtrafikk mellom norske havner. 2001. 36s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4903-1
- 2001/7 M. Sollie og I. Svendsen: En økonometrisk studie av arbeidstilbudet i Norge. 2001. 94s. 150 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4907-4
- 2001/8 E. Nørgaard: Finansiering av helse- og sosialutgifter i Norge 1990-1998. 2001. 45s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4908-2
- 2001/9 J. Epland: Barn i husholdninger med lav inntekt: Omfang, utvikling, årsaker. 2001. 43s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4925-2
- 2001/10 A. Krüger Enge: Prisindeks for tenesteytande næringer. 2001. 35s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4920-1
- 2001/11 L.H. Thingstad: Avanseundersøking for engroshandel. 2001. 63s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4919-8
- 2001/12 J. Holmøy: Pleie- og omsorgstjenester 1995-1999: Noen hovedtall basert på GERIX-data. 2001. 69s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4927-9
- 2001/13 H.M. Edvardsen: Hovedstadsområdets nasjonale rolle, del 1: Hovedstadsregionens plass i den regionale arbeidsdeling. Hvordan er næringskonsentrasjonene i regionen knyttet til næringskonsen-trasjonene i resten av landet? 2001. 39s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4928-7
- 2001/14 T. Martinsen: Energibruk i norsk industri. 2001. 78s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4929-5
- 2001/15 E. Kvingedal: Indikatorer for energibruk og utslipp til luft i industri- og energisektorene. 2001. 38s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4930-9
- 2001/16 S. Holtskog: Direkte energibruk og utslipp til luft fra transport i Norge 1994 og 1998. 2001. 49s. 150 kr. inkl. mva. ISBN 82-537-4953-8
- 2001/17 A. Finstad, G. Haakonsen, E. Kvingedal og K. Rypdal: Utslipp til luft av noen miljøgifter i Norge. Dokumentasjon av metode og resultater. 2001. 64s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4954-6
- 2001/18 T. Fæhn, J.A. Jørgensen, B. Strøm, T. Åvitsland og W. Drzwi: Effektive satser for næringsstøtte 1998. Beregninger som inkluderer skatteutgifter. 2001. 69s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4955-4
- 2001/19 A. Snellingen Bye og S. Erik Stave: Resultatkontroll jordbruk 2001. Jordbruk og miljø. 2001. 82s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4962
- 2001/20 N. Bruksås, K. Myran og L.H. Svenneby: Prisnivå på matvarer i de nordiske land, Tyskland og EU 1994-2000. 2001. 29s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4958-9
- 2001/21 Ø. Døhl og J. Larsson: Faste versus stokastiske heterogenitetskoeffisienter i ubalansert datasett ved analyse av teknologiforskjeller mellom bedrifter. 2001. 26s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-53-4961-9
- 2001/22 L. Østby: Flyktningers sekundær-flyttinger under 1990-tallet. Undertittel. 2001. 41s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4962-7
- 2001/23 B. Halvorsen, B.M. Larsen og R. Nesbakken: Fordelingseffekter av elektrisitetsavgift belyst ved ulike fordelingsbegreper. 2001. 33s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4963-5
- 2001/24 T. Løwe: Boligkonsum og husholdningsstruktur. Livsfase- og generasjonsendringer i perioden 1973-1997. 2001. 73s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4964-3
- 2001/25 T. Fæhn, J.A. Jørgensen, B. Støm og W. Drzwi: Reduserte aggregeringssjvheter i beregninger av effektive satser for næringsstøtte 1998. 2001. 52s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4968-6
- 2001/26 T.I. Tysse: Effects of Enerprise Characteristics on Early Retirement. 2001. 36s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4970-8
- 2001/27 A. Langørgen: Inntektssystemet for kommunene: Måling av utgiftsbehov og fordelingsvirkninger. 2001. 34s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4971-6