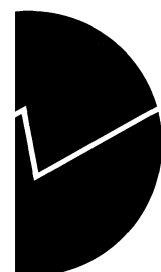


*Mona Irene Hansen, Tor Arnt Johnsen
og Jan Øyvind Oftedal*

Rapport

**Det norske kraftmarkedet til år
2020**
Nasjonale og regionale fremskrivninger



*Mona Irene Hansen, Tor Arnt Johnsen
og Jan Øyvind Oftedal*

**Det norske kraftmarkedet til år
2020**
Nasjonale og regionale fremskrivninger

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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
Foreløpige 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

ISBN 82-537-4316-5
ISSN 0806-2056

Emnegruppe

01.03 Ressurser

Emneord

Elektrisitetsmarked
Effektbalanse
Elektrisitetspriser
Kraftbalanse
Kraftmarkedsmodeller
Makroøkonomiske modeller

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Statistisk sentralbyrå

Sammendrag

Mona Irene Hansen, Tor Arnt Johnsen og Jan Øyvind Oftedal

Det norske kraftmarkedet til år 2020. Nasjonale og regionale fremskrivninger

Rapporter 96/16 • Statistisk sentralbyrå 1996

I denne rapporten presenteres fremskrivninger for det norske kraftmarkedet til år 2020. Arbeidet er utført på oppdrag for Statnett SF. I hovedsak bygger analysen på de samme økonomiske forutsetningene som i arbeidet til Grønn skattekommisjon. Kraftmarkedet er imidlertid behandlet i større detalj. Vi har i tillegg til den makroøkonometriske likevektsmodellen MSG-6, benyttet en nyutviklet kraftmarkedsmodell der året er delt inn i sesonger og dag-natt perioder. I beregningene har vi forutsatt at det etableres fire nye 600 MW kabler fra Norge til Tyskland, Nederland og Belgia. Overføringskapasiteten mellom Norge og utlandet vil dermed være omlag 6000 MW etter år 2005. De nye kablene gir norske kraftselgere og -kjøpere tilgang til markeder der priser og produksjonskostnader varierer mellom natt og dag. Vi har forutsatt priser i lavlast på rundt 15 øre/kWh, mens prisene i høylast etter årtusenskiftet er forutsatt å nærme seg 30 øre/kWh. Dette gir opp mot 20 TWh import i lavlast og 20 TWh eksport i høylast i år 2020. I Norge bygges det ut 5 TWh gasskraft og om lag 10 TWh vannkraft til år 2020. Videre har vi antatt at kraftintensiv industri reduserer sitt forbruk med 5 TWh i perioden 2001-2010. Den innenlandske anvendelsen av elektrisk kraft vil i følge våre beregninger øke med 0,7 prosent pr. år til år 2010. Etter år 2010 er den økonomiske veksten lavere og kraftforbruket øker med 0,3 prosent pr. år. Engrosprisene på elektrisk kraft holder seg stabile rundt 21 øre/kWh (målt i faste 1992-priser) etter år 2000. Prisen er som følge av kapasitetsbegrensninger noe høyere i høylast om vinteren. Prisene på elektrisk kraft til sluttbruker øker frem til år 2000 for deretter å falle frem til år 2005. Fallet til år 2005 skyldes bl.a. de nye sjøkablene til Tyskland, Nederland og Belgia som gir tilgang på rimelig kraft om natten. I perioden fra 2005 og frem mot 2020 er kjøperprisene stabile.

Emneord: Elektrisitetsmarked, effektbalanse, elektrisitetspriser, kraftbalanse, kraftmarkedsmodeller, makroøkonomiske modeller.

Prosjektstøtte: Oppdraget er finansiert av Statnett SF.

Innhold

1. Innledning og sammendrag	7
2. Kraftmarkedet i dag	9
2.1. Norge	9
2.2. Kraftmarkedene i våre naboland	12
3. Fremskrivninger til år 2020	15
3.1. Forutsetninger	15
3.2. Beregningsresultater	18
3.3. Regional forbruksutvikling	20
3.4. Forholdet til fjorårets fremskrivninger	20
4. Beregningsusikkerhet og alternative forutsetninger	22
Referanser	24
Vedlegg	25
A. Modellverktøyet	25
B. Detaljerte tabeller	27
Tidligere utgitt på emneområdet	38
De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter	39

1. Innledning og sammendrag

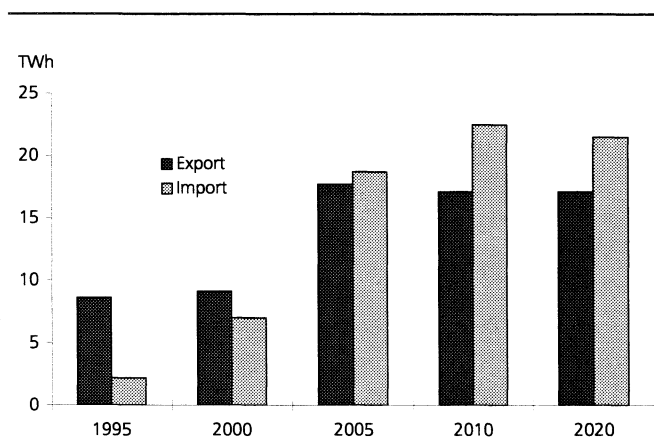
I denne rapporten presenteres fremskrivninger av norsk kraftteterspørsel, -produksjon og -priser til år 2020. Fremskrivningene er basert på modellverktøy utviklet i Statistisk sentralbyrå. Arbeidet er utført på oppdrag fra Statnett SF.

Kraftbalansen

Etter tusenårsskiftet antar vi at Norge vil ha en transmisjonskapasitet mot utlandet på omlag 6000 MW. Da er 3 nye kabler mot kontinentet bygget ut på til sammen 2400 MW. Dette gir Norge adgang til et europeisk kraftmarked, der kraftprisene antas å svinge mellom 12-15 øre/kWh i lavlast til 27-33 øre/kWh i høylast. Fra 2005 viser våre beregninger en årlig kraftutveksling mellom Norge og utlandet på nærmere 40 TWh, med omlag like stor eksport som import. I år 2020 anslår vi en netto import på mellom 4 og 5 TWh i et normalår.

I følge bergningene finner norske vannkraftprodusenter det lønnsomt å utvide normalårs produksjonskapasitet fra 111,8 TWh i dag til 123,8 TWh frem mot år 2020. I tillegg har vi forutsatt at Naturkrafts planlagte gasskraftverk på 5 TWh blir realisert. Nye vannkraftprosjekter er frem til år 2010 forutsatt å komme fra Samlet plans kategori I. Etter 2010 har vi antatt at også flere prosjekt fra Samlet plan kategori II blir bygget ut. Samtidig vokser innenlandsk kraftforbruk inklusive

Figur 1.1. Eksport og import av elektrisk kraft til 2020. Sum over året, TWh



nett-tap til 133,2 TWh i 2020, hvilket er en økning på 16 TWh fra 1995. Forbruket øker sterkest i husholdninger, tjenesteyting og annen industri. Forbruksveksten skyldes i hovedsak økonomisk vekst. For industrien er et forbruk på vel 3 TWh ved Trollterminalen på Kollsnes også en sentral forklaringsfaktor. Kraftforbruket i alminnelig forsyning inkludert elektrokjeler øker med 1,3 prosent i perioden 1995-2010. I perioden 2010-2020 er veksten kun 0,4 prosent pr. år som følge av redusert vekst i aktivitetsnivået. Veksten i elektrisitetsforbruket er lavere enn den økonomiske veksten pga. teknisk endring og endringer i nærings sammensetningen.

Det forutsettes at kraftintensiv industri reduserer forbruket med 5 TWh (15-20 prosent reduksjon) i perioden 2001-2010. Reduksjonen antas å komme som følge av økt oppmerksomhet omkring prisfordelen næringen har gjennom sine langsiktige, politisk bestemte kraftkontrakter.

Med de forutsetninger vi har gjort om internasjonale kraftpriser og transmisjonskapasitet mellom Norge og utlandet, vil omfanget av krafteksport og -import øke kraftig til år 2005. I lavlastperiodene vil det være lønnsomt med import til Norge, mens det i høylast vil skje en betydelig eksport. Nye kabler til Tyskland, Nederland og Belgia bidrar til en årlig import på 19-21 TWh og en årlig eksport på 17-18 TWh i hydrologiske normalår.

Effektbalanse

Effektbegrensninger på lang sikt fører i modellberegningene, til at markedsprisen på elektrisitet i Norge får et tillegg på dagtid om vinteren. Vi får dermed prisvariasjon mellom dag og natt/helg i vintersesongen. Kraftprisen i lavlast om vinteren blir imidlertid den samme som høylast/lavlast om sommeren. I sommersesongen er ikke effektkapasiteten begrensende og prisen blir uendret over døgn og uke.

Priser

Antar vi stabile kraftpriser (referert kraftstasjon) i Europa på 12-15 øre/kWh i lavlast og 27-33 øre i høylast, vil norske kraftpriser referert sentralnett i følge

Tabell 1.1. Kraftpriser til husholdninger ekskl. fastledd i overføring, øre/kWh, 1992-priser¹

	1/1- 1996 ³	2000	2005	2010	2020
Kraftpris:					
-Vinter høylast	17	23	23	23	25
- Resten av året	17	21	19	19	20
Årsgjennomsnitt	17	22	20	21	21
Energiledd	12	11	9	9	9
overføring ²					
El.avgift	5	5	5	5	5
Merverdiavgift	9	9	9	9	9
Kjøperpris hush.	43	47	43	44	44

1) Deflatert med deflatoren for privat konsum.

2) Fastleddet i overføring endres fra 760 kr/år i 1996 til 720 kr/år i år 2020.

3) Kilde: NVE (1996)

vår modell, stabilisere seg på 20-22 øre/kWh om sommeren og i vinter lavlast etter år 2000. Prisanslagene for Europa baserer vi på korttids marginalkostnad i kull- og gasskraftverk i lavlast og langtids marginalkostnadene i høylast.

Prisene på elektrisk kraft til husholdningene vil øke frem til år 2000, men ikke i like stor grad som den rene kraftprisen. Husholdningsprisene inneholder nettariffer og offentlige avgifter. Avgiftene er forutsatt uendret i realverdi, mens vi forutsetter at nettariffene reduseres. Effektivisering innenfor transmisjon og distribusjon reduserer transporttariffene. I tillegg antar vi en vridning av transporttariffene fra forbruksavhengige ledd til fastledd. Dette senker prisen til forbrukerne. Etter år 2000 faller prisene for husholdningene, og prisene stabiliserer seg etterhvert på 43-44 øre/kWh i 1992-priser.

Regional fordeling

De nasjonale tallene for kraftteterspørselen er fordelt på fylker. Statistisk sentralbyrå lager ikke lenger fremskrivninger for regionale endringer i produksjonsstrukturen. Nøklene for produksjonsfordelingen vi benytter til å konstruere våre regionale tall, skriver seg fra fylkesfordelt Nasjonalregnskap for 1992. Som følge av kraftteterspørselen fra Troll-terminalen på Kollsnes, er veksten i kraftforbruk sterkest i Hordaland. Ellers vokser forbruket sterkest i de fylker som har størst innslag av husholdninger og tjenesteytende sektorer. Dette er de mest folkerike delene av landet. Distrikter med kraftintensiv industri og mye tradisjonell industri, opplever derimot svakere vekst i kraftforbruket eller endog redusert kraftforbruk.

I kapittel 2 gir vi en kort beskrivelse av det norske kraftmarkedet frem til i dag, med vekt på det siste året. Siden det norske kraftmarkedet i økende grad blir integrert med markedene i våre naboland, inneholder drøftingen et avsnitt med en generell beskrivelse av kraftmarkedene i Sverige, Danmark, Finland, Tyskland og Nederland. Kapittel 3 inneholder langsiktige fremskrivninger for det norske kraftmarkedet. Modell-

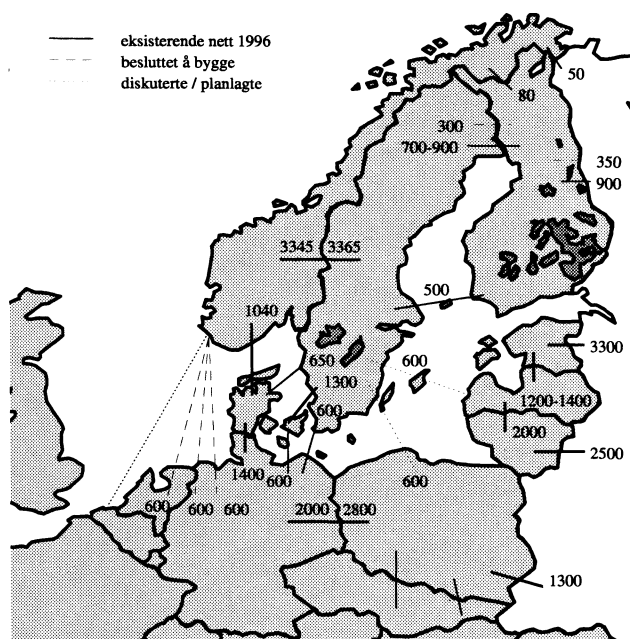
verktøy, forutsetninger og beregningsopplegg beskrives. Resultatene fra analysen presenteres og drøftes og enkelte viktige forskjeller fra fjorårets studie, se Bye m.fl. (1995), begrunnes. I tillegg til nasjonale prisanslag og kraftbalanser, presenteres anslag for fylkesfordelt kraftforbruk frem til år 2020. I kapittel 4 diskuteres enkelte av forutsetningene som ligger til grunn for analysen, og vi vurderer konsekvenser av å endre på forutsetningene.

2. Kraftmarkedet i dag

Deregulering av nasjonale kraftmarkeder, liberalisering av utenrikshandelen med kraft, økt integrasjon i Europa og nye transmisjonslinjer mellom Norge og utlandet, gjør at utviklingen i det norske kraftmarkedet i stadig sterkere grad blir påvirket av utviklingen i våre naboland.

Den tekniske utviklingen har etterhvert gjort det mulig å bygge lange sjøkabler. Kraftprodusentene i Norden har vist betydelig interesse for elektrisitetmarkedene på det europeiske kontinentet. Det er blant annet besluttet å bygge to nye kabler fra Norge til Tyskland og en til Nederland rundt tusenårsskiftet. Samlet kabelkapasitet mellom enkelt nord-europeiske land er vist i figur 2.1.

Figur 2.1. Eksisterende og planlagte transmisjonslinjer i Nord-Europa og tilhørende kapasiteter, MW¹



1) Nasjonale nettbegrensninger gjør at utvekslingsmulighetene mellom bl.a. Norge og Sverige i praksis er lavere enn installert kapasitet.

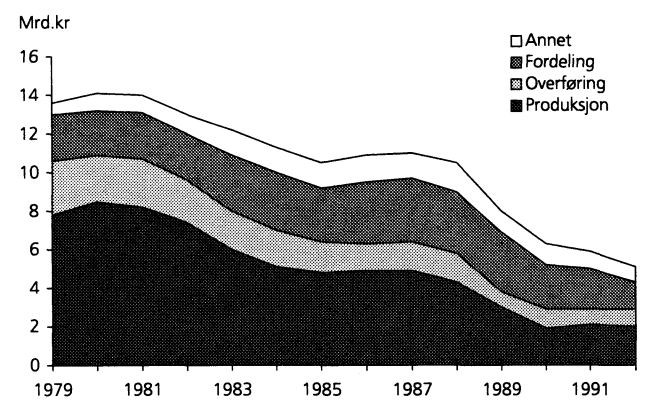
Kilde: Nutek (1995).

2.1. Norge

I Norge har kraftmarkedet de siste årene vært preget av fallende investeringer, se figur 2.2. Bruttoinvesteringene regnet i faste priser er mer enn halvert over perioden 1980-1993. Det er flere årsaker til fallet i investeringene. Investeringene i kraftsektoren er ofte store og sprangvise, hvilket kan medføre mer eller mindre naturlige fluktuasjoner. Sammenlignet med investeringer i mange andre næringer, er investeringsprosjektene ofte langvarige med lang planleggingsprosess og den investerte kapitalen har lang levetid.

Diskusjonen i forkant av Energiloven som kom i 1991 kan ha økt usikkerheten om fremtidige rammebetingelser og dermed ført til lavere investeringsomfang fra 1989. Etter at de nye rammebetingelsene ble klare, har investeringene stabilisert seg på et lavt nivå sammenlignet med hva tilfellet var på 1980-tallet. Mer tilsig enn normalt og lave kraftpriser i 1989, 1990, 1992 og 1993, kan ha medvirket til å holde investeringene på et lavt nivå. Spesielt har det vært lite investeringer i nye produksjonsanlegg. Dette kan skyldes at aktørene har tvilt på lønnsomheten av å tilføre markedet ny kraft.

Figur 2.2. Bruttoinvesteringer i kraftsektoren 1980-1993. Mrd.kr Faste 1992-priser



Tabell 2.1. Kraftbalanse 1991-1995, TWh og prosentvis årlig vekst

	1991	1992	1993	1994*	1995*	Gjennomsnittlig årlig vekst i pst.
Midlere prod. evne	108,1	108,1	109,5	109,6	111,8	0,8
Faktisk produksjon	111,0	117,5	120,1	113,2	123,2	2,6
+ Import	3,3	1,4	0,6	4,8	2,2	-9,6
- Eksport	6,0	10,1	8,5	5,0	8,6	9,4
Innenlandsk anvendelse, brutto	108,3	108,8	112,2	113,0	116,8	1,9
- Tap, pumpekraft og stat.diff.	8,3	8,3	10,3	10,6	10,8	6,8
Innenlandsk anvendelse ² , netto	100,0	100,5	101,9	102,4	106,0	1,5
Kraftintensiv industri	29,4	28,6	28,6	28,6	28,6	-0,7
Treforedling	6,5	6,3	7,1	6,4	..	-0,5 ¹
Annen industri	9,2	10,6	10,9	10,6	..	4,8 ¹
Transport	1,4	1,5	1,7	1,7	..	6,7 ¹
Tjenesteyting m.v.	20,7	20,8	20,8	21,1	..	0,6 ¹
Husholdninger	32,6	32,7	32,8	34,0	..	1,4 ¹
Alminnelig forsyning, inkl. elektrokjeler	70,6	71,9	73,3	73,8	77,4	2,3
- temperaturkorrigert	72,1	74,4	73,6	74,2	77,8	1,9
Herav tilfeldig kraft	7,4	7,8	7,9	4,6	5,8	-5,9

1) Prosentvis vekst 1991-94.

2) Forbruk i elektrokjeler er inkludert i forbrukstallene.

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Mens kraftprodusentene tidligere kunne velte sine kostnader over på forbrukerne, er det etter dereguleringen lagt opp til fri konkurranse mellom de 130 norske kraftprodusentene. Det er opp til hver enkelt produsent å vurdere markedets betalingsvillighet for ny krafttilgang. Nettselskapenes avkastning på investert kapital er regulert av NVE, som også skal godkjenne investeringer i ny nettkapital.

Kraftbalansen

Produksjonsevne og kraftforbruk har økt i perioden 1991-95, se tabell 2.1.

Faktisk produksjon har i årene 1991-95 ligget 2,7 til 10,2 prosent over beregnet normalårs-produksjon. Det har vært nettoeksport av elektrisk kraft i hele perioden. Samtidig har innenlandsk anvendelse økt med 1,9 prosent pr. år (brutto, inkl. tap) og 1,5 prosent (netto, ekskl. tap).

Sektorfordelte forbrukstall er ennå ikke tilgjengelig for 1995, men forbruksveksten i perioden 1991-94 var sterkest i transport, annen industri og treforedling. Husholdningenes kraftforbruk har økt med 1,4 prosent pr. år fra 1991 til 1994. Forbrukstallene er ikke temperaturkorrigert på sektornivå, men NVEs tall for temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning er gjengitt i tabellen. I 1991 var temperaturene høye (mildt vær). I følge NVEs temperaturkorrigerte tall, ville forbruket i alminnelig forsyning vært om lag 2,1 prosent høyere i 1991 dersom temperaturene hadde vært som i et normalår.

Årene 1994 og 1995 var bare marginalt mildere enn et normalår (0,5 prosent lavere forbruk enn i et normalår). Det bidrar til at vekstratene på sektornivå i tabell

Tabell 2.2. Utvalgte nasjonalregnskapstall, nivå 1991 og prosentvis vekst fra året før 1991-1995

	Nivå 1991	Prosentvis volumvekst fra året før				
		Mrd. kr.	1991	1992	1993	1994
Privat konsum	376,3	1,5	2,2	2,2	4,1	2,6
BNP, fastlands-Norge	638,6	1,4	2,2	2,8	4,3	2,7
- Industri og bergverk	87,5	-3,3	3,1	2,1	5,4	2,9
- Annen vareproduksjon	72,5	-1,3	-0,0	2,3	0,8	8,8
- Offentlig tjenesteyting	121,3	3,1	3,9	1,8	1,1	0,6
- Privat tjenesteyting	300,8	2,6	1,2	2,1	5,4	1,6

2.1 overvurderer veksten. For eksempel er veksten i husholdningenes kraftforbruk lavere enn 0,6 prosent når en tar hensyn til temperaturavvik. Temperaturkorrigert netto forbruk i alminnelig forsyning (inkl. tilfeldig kraft) har økt med 1,9 prosent pr. år i perioden 1991-95. Forbruket av tilfeldig kraft har avtatt, slik at forbruk inklusive tilfeldig kraft viser en lavere vekst.

Generell økonomisk vekst og lave kraftpriser er viktige forklaringsfaktorer for økningen i innenlandsk elektrisitetsforbruk. Tabell 2.2 viser noen utvalgte volumvekstrater fra Nasjonalregnskapet. Veksten var generelt sterkest fra 1993 til 1994 og svakest fra 1990 til 1991. I 1994 var veksten fra året før størst i industri og bergverk og privat tjenesteyting, mens det var annen vareproduksjon (primærnæringer, bygg og anlegg og kraftforsyning) som hadde den høyeste veksten fra 1994 til 1995.

Effektbalansen

Den installerte effektkapasiteten i det norske kraftsystemet er på 27 400 MW, hvorav 23 800 MW regnes som tilgjengelig i en høylastsituasjon på vinterstid. I en

meget kald periode i begynnelsen av januar 1996, ble det satt ny innenlands forbruksrekord med en belastning på 20 600 MW. Parallellt med den høye belastningen innenlands, ble det eksportert over 2 000 MW.

Priser og kostnader

Spotprisen varierer med tilgang og etterspørsel i markedet. Høyest var prisen i 1994 da tilgangen var betydelig lavere enn i 1992, 1993 og 1995. Prisene på kortsiktig eksport og import av kraft følger i stor grad spotprisen, mens kontraktsfestet utenlandshandel kan ha andre priser.

Utviklingen i noen utvalgte kraftpriser er vist i tabell 2.3.

Kontrakter for husholdningene består vanligvis av kraftpris, overføringsledd og eventuelt et fastledd (kr/år). I tillegg kommer elektrisitetsavgift (øre/kWh) og moms. Tabellen viser beregnet total pris, eksklusive moms. Denne prisen har økt med 1,1 prosent pr. år. For husholdninger utgjør overføringsleddet litt under halvparten av prisen. I perioden 1993-95 ble overføringsleddet redusert med 2 øre/kWh. Samtidig har elektrisitetsavgiften økt med 1,05 øre/kWh i perioden 1992-95. Dette betyr at den delen av tariffen som er betaling for elektrisk kraft har økt sterkere enn den samlede prisen.

Lettelser i elektrisitetsavgiften forklarer prisetallet for kraftintensiv industri og treforedling. Disse har i stor grad langsiktige kontrakter med faste kraftpriser. I 1992 hadde ferrolegeringsindustrien samt en del smelteverk halv elavgift-sats hele året. Også aluminium, treforedling og veksthusnæring fikk avgiftslettelse i 2. halvår av 1992. Fra 1993 fikk kraftintensiv industri, treforedling og veksthus fullt fritak, mens resten av industrien fikk halv sats. Fra 1994 er all industri og bergverk fritatt for elavgift. Husholdninger og tjenesteyting betaler fortsatt elavgift. Avgiften kom i 1995 opp i 5,2 øre/kWh. For industri og tjenesteyting foreligger det ennå ikke priser fra elektrisitetsstatistikken for 1994-95.

Tabell 2.3. Utvalgte kraftpriser 1991-95, inkl. elavgift, ekskl. mva, øre/kWh

	1991	1992	1993	1994	1995	Gjennomsnittlig årlig vekst 91-95 i prosent
Spotpris (døgnmarkedet)	11,3	6,0	8,2	18,5	11,3	0,0
Husholdn. og jordbr.	39,6	39,7	39,4	39,9	41,3	1,1
Kraftintensiv industri	11,8	10,3	9,1	-12,2 ¹
Treforedling	16,0	12,6	10,8	-17,8 ¹
Annen industri	32,2	26,0	27,5	-7,6 ¹
Tjenesteyting	41,7	36,4	33,5	-10,4 ¹

1) Vekst fra 1991 til 1993.
Kilde: Statistisk sentralbyrå, Statnett Marked

Fallet i kjøperpris for tjenesteytende næringer kan skyldes den skjerpede konkurransen i markedet. Økt konkurranse kan ha gitt spesielt sterk prisreduksjon for tjenesteyting, siden disse sektorene i utgangspunktet hadde kraftpriser som lå på et høyt nivå sammenlignet med andre sektorer. Annen industri omfatter mange store kunder. Disse var de første til å nyte godt av konkurransen. Fra 1991 til 1992 hadde annen industri en prisnedgang på 19,3 prosent, mens prisen til tjenesteyting bare falt med 12,7 prosent i samme tidsrom.

Nærmere om utviklingen i 1996

Kraftbalansen i første halvdel av 1996 er gjengitt i tabell 2.4.

Vannkraftproduksjonen i Norge er hittil i 1996 1,8 prosent lavere enn for samme tidsrom i 1995. I samme periode har innenlandsk bruttoforbruk økt med 3,4 prosent. Dette har gitt en kraftig økning i kraftimporten (152 prosent). Redusert eksport til Sverige på ettervinteren har ført til at eksporten første halvår i 1996 har vært 7,1 prosent lavere enn på samme tid i fjor, se tabell 2.4.

Nettapene har økt, men pumpekraftforbruket er kraftig redusert. Det kan skyldes at beskjedent tilsig har gitt små muligheter for pumping i 1996. Forbruket i kraftintensiv industri økte med 2,9 prosent. Som følge av høye spotpriser er forbruk i elektrokjeler redusert med over 25 prosent i 1996 i forhold til første halvår 1995. Forbruket i alminnelig forsyning økte med hele 7,3 prosent. Over halvparten av veksten skyldes at det har vært unormalt kaldt i 1996. Temperaturkorrigert vekst er på 3,1 prosent¹.

Ved inngangen til vinteren 1995/96 var den norske magasinbeholdningen oppe i 96,5 prosent (oktober 1995). Vinteren ble betydelig kaldere enn normalt og nedbørsfattig. Spesielt i sør-Norge var det betydelig

Tabell 2.4. Kraftbalansen 1. halvår 1996

	TWh	Pst. endr. fra samme per. året før
Produksjon	60,5	-1,8
+ Import	4,4	152,3
- Eksport	3,5	-7,1
Innenlandsk anvendelse, brutto	61,4	3,4
- Tap, pumpekraft og stat.diff.	5,0	-6,5
Innenlandsk anvendelse, netto	56,4	4,3
Kraftintensiv industri	14,3	2,9
Elektrokjeler	2,2	-25,2
Alminnelig forsyning	39,9	7,3
Alminnelig forsyning, temp. korr.	39,1	3,1

Kilde: NVE og SSB

¹ Det er grunn til å presisere at det knytter seg usikkerhet til metoden for temperaturkorrigering. Erfaringsgrunnlaget for temperaturkorrigering for spesielt kalde eller milde perioder er begrenset, siden dette er hendelser som inntreffer sjelden. Første halvår 1995 var betydelig mildere enn normalt, slik at det er stor usikkerhet ved både 1995- og 1996-tallene for temperaturkorrigert forbruk.

mindre sne enn normalt. Faktisk magasinifylling i Norge lå over medianen frem til nyttår, da magasinifyllingen var 74,1 prosent (57,9 TWh). Etter nyttår falt magasinifyllingen ned mot minimumsnivået for perioden 1982-91. Fra og med uke 22 (månedsskiftet mai/juni) har magasinifyllingen økt betydelig langsommere enn normalt, slik at den etterhvert ligger langt under observert minimum for årene 1982-91.

Første halvår -96 økte spotprisene fra et nivå rundt 15 øre/kWh ved nyttår til et nytt nivå rundt 25 øre utover våren. Økningen skyldes ekstrem kulde og dermed høyt forbruk sammen med økt bevissthet om at vinteren i sør-Norge ville bli snefattig. Situasjonen med hensyn til temperatur og magasinifylling har vært den samme i Sverige som i Norge. Det er uklart i hvilken grad dereguleringen av det svenske markedet fra nyttår og den felles norsk-svenske kraftbørsen har vært med på å presse spotprisen. Eksporten til Sverige var høy (200-300 GWh/uke) på forvinteren men etterhvert som spotprisen økte, avtok eksporten og import fra Sverige kom i gang. Frem til midtsommers ble det både eksportert (dagtid, hverdager) og importert (natt og helg), mens det hittil i 2. halvår nesten utelukkende har vært import fra Sverige til Norge.

Med unntak av uke 21-24/1996, har importen fra Danmark ligget mellom 60 og 150 GWh ukentlig. Sveriges import fra Danmark har de siste ukene ligget på 100-200 GWh pr. uke. Det gjenspeiler lav magasinifylling også i Sverige, og at det med det nivå den felles norsk-svenske spotprisen nå har blir utløst eksport fra Danmark, spesielt i lavlast.

I uke 30 var magasinifyllingen i det norske kraftsystemet 53,8 prosent, mens medianverdien var 72 prosent, det vil si en svikt i magasininnhold i forhold til medianen på om lag 15 TWh. Hittil i år er det produsert 64,4 TWh. Magasinbeholdningen er redusert med 15,9 TWh i forhold til ved inngangen av året (fra 57,9 TWh i uke 1 til 42 TWh i uke 30). Tilsiget hittil i år har dermed vært 48,5 TWh. Med normalt tilsig i resten av året vil årstilsiget for 1996 bli 92,6 TWh, eller i underkant av 83 prosent av midlere års tilsig.

2.2. Kraftmarkedene i våre naboland

Fra 1. januar 1996 ble den nye elektrisitetsloven for **Sverige** gjort gjeldende. Reformene i Sverige har mange fellestrekk med den norske reformen. Produksjonen er konsentrert om 8 store produsenter, og disse står normalt for ca. 90% av landets totale elektrisitetsproduksjon. Vattenfall, som er den største produsenten i Sverige og Norden, står for omlag halvparten av landets kraftproduksjon. Vattenfall AB er eid av den svenske stat. Kommunene har en eierandel på 20 prosent av den nasjonale produksjonskapasiteten, mens kommunale og private fond har til sammen hånd om 10 prosent av kapasiteten. De resterende 10 prosent er i privat eie.

Kraftmarkedet i **Danmark** er preget av sterk statlig kontroll. Regelverket, med grunnlag i elektrisitetsloven fra 1977, gir staten store muligheter til å styre sektorens planer og virksomhet. Produksjonen skjer i all hovedsak ved 11 større kraftverk. Kraftverkene eies av et hundretalls distribusjonsforetak, som igjen eies av sluttbrukere eller kommuner. Kraftselskapene på Jylland og Fyn samarbeider i organisasjonen ELSAM, som svarer for 56 % av landets produksjon. ELKRAFT, samarbeidsorganisasjonen for kraftverkene på Sjælland og Bornholm, står for den resterende produksjonen.

Kraftmarkedet i **Tyskland** består av mange produsenter som er organisert i Deutsche Verbund Gesellschaft, DVG. DVG-bedriftene svarer for den regionale elektrisitetforsyningen og kontrollerer og eier stamnettet. Produsentsamarbeidet domineres av de 9 største produsentene, der RWE-Energie, PreussenElektra og Bayernwerk er de 3 største (Veag dominerer tidligere Øst Tyskland). PreussenElektra er privat eid, mens staten er deleier i RWE Energie og Bayernwerk.

I **Nederland** blir elektrisitet generert i fire store kraftselskaper. Disse samarbeider tett innenfor organisasjonen Sep (N.V. Samenwerkende Elektriciteits-Produktiebedrijven). Sep er ansvarlig for utarbeidelse av 10-års planer basert på etterspørselsanslag. Planene inneholder et detaljert investeringsprogram der til og med teknologivalg er beskrevet. Det nederlandske utenriksdepartementet må så godkjenne planene, før produksjonsselskapene får ansvaret for utførelsen av dem.

Februar 1995 vedtok riksdagen i **Finland** en ny lov for elektrisitetsmarkedet. Til tross for liberaliseringen, får ikke mindre kunder tredjepartsadgang i nettet før 1. januar 1997. Staten, industrien og kommunene eier produksjonsapparatet for fremstilling av elektrisk kraft. Det statlig eide kraftselskapet Imatran Voima Oy (IVO) er den dominerende aktøren, og svarer for ca. 44 prosent av samlet finsk kraftproduksjon. Industrien er en sterk aktør i markedet med en stor andel egen produksjon (35 prosent av total produksjon). Stamnettet eies og forvaltes av et heleid datterselskap til TVO (IVS) og TVS. TVS er eid av industrien.

Kraftbalansen

Elektrisitetforsyningen i **Sverige** består i hovedsak av vannkraft, kjernekraft og konvensjonell varmekraft. Varmekraftproduksjonen er basert på biomasse og fossile brenslere. Vannkraft og kjernekraft utgjør normalt omtrent 95 % av den totale elektrisitetsproduksjonen på omlag 140 TWh. Kondensanlegg og gass-turbiner fyrt med kull, gass eller olje benyttes kun i kortere perioder når effektetterspørselen er større enn det andre billigere teknologier kan dekke. I perioden 1990 og frem til i dag, har Sverige gått fra å være nettoeksportør til å bli nettoimportør av elektrisk kraft. I 1990 var nettoeksporten 1,8 TWh, mens den var -0,3 TWh i 1994.

Tabell 2.5. Kraftbalansen i Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Finland i 1993, TWh

	Sverige	Danmark	Tyskland	Nederland	Finland
Produksjon, brutto	146,0	33,7	525,7	77,0	61,2
Kjernekraft	61,4	-	153,5	3,9	19,9
Vannkraft	75,4	-	21,5	0,1	13,6
Kull	3,0	29,6	300,2	24,2	14,5
Olje	3,1	1,3	10,1	3,1	1,6
Gass	0,9	1,3	34,5	44,0	5,6
Fornybare ressurser mm.	2,1	1,6	5,9	1,7	6,0
Forbruk¹	145,4	34,9	526,5	87,3	68,8
Industri	49,6	9,1	202,2	34,8	33,7
Transport	2,3	0,2	15,0	1,4	0,5
Jordbruk	1,3	1,9	8,7	2,0	0,9
Offentlig / privat tjenesteyting	26,2	9,0	94,1	22,6	11,2
Husholdninger	41,5	10,5	126,1	17,9	16,1
Energisektoren ²	5,6	2,1	59,2	5,3	3,6
Pumpekraft m.m. ³	8,7	-	5,1	-	-
Tap i nettet	10,2	2,3	16,2	3,3	2,8
Nettoeksport	0,6	-1,2	-0,8	-10,3	-7,6
Eksport	8,6	5,1	32,8	0,3	0,4
Import	8,0	6,3	33,6	10,6	8,0

1) Uoverensstemmelser i tabellen skyldes avrunding.

2) Sum av eget forbruk i kraftverkene og konsum ellers i enerisektoren.

3) Forbruk til varmpumper, elektrokjeler og pumpekraft.

Kilde: IEA (1994)

Kondenskraft er den dominerende teknologi i **dansk** produksjon av elektrisitet. Av en produksjon på 33,7 TWh i 1993, stod kull for ca. 88 % av brenselforbruket. Olje og naturgass stod for ca. 4 % hver, mens produksjon basert på fornybare ressurser utgjorde ca. 5%.

I **Tyskland** sank innenlandsk elektrisitetforbruk i perioden 1991-1993, men steg igjen i 1994. Nedgangen i etterspørselen årene 1992 og 1993 var grunnet i synkende industriaktivitet, spesielt i det tidligere Øst-Tyskland. Til sammen ble det i 1993 produsert drøyt 525 TWh elektrisitet i Tyskland. Produksjonen er dominert av energibærerne steinkull, brunskull og olje. Totalt utgjør produksjon basert på disse energibærerne over 80 % av samlet produksjonskapasitet i det tyske kraftsystem. Fra 1980 har **Nederland** vært nettoimportør av elektrisitet. Den kraftige etterspørselsveksten på 80 og 90 tallet ble ikke fulgt opp av tilsvarende utvidelse av produksjonskapasiteten. Nederland registrerte derfor en nettoimport på 12 TWh i 1995. Importen kommer i hovedsak fra Tyskland og Frankrike. Elektrisitetsproduksjonen i **Finland** er relativt likt fordelt mellom kjernekraft, vannkraft og konvensjonell varmekraft. Av en nettoproduksjon på 61,2 TWh i 1993 var produksjonen fordelt mellom teknologier som vist i tabell 2.5.

Effektbalanse

Installert effektkapasitet i **Sverige** var på ca. 33 000 MW i 1993. Ser vi bort fra uforutsette kjernekraftsavrull, er kapasiteten i det svenske system beregnet til ca. 29 710 MW. Dette er 90 prosent av installert kapasitet. I 1993 var maksimalt effektforbruk notert til 24 400 MW, mot 26 200 MW januar -87 (rekord).

Maksimal **dansk** effektetterspørsel var på 7426 MW i 1994. Det er installert 10 342 MW fordelt på 8339 MW kondenskraft, 896 MW kraftvarme, 559 MW gassturbiner og 538 MW vindkraft i det danske produksjonssystemet.

I **Tyskland** var installert kapasitet i 1993 drøyt 114 000 MW. Overskuddskapasiteten i 1994 lå fra 4-6 000 MW gjennom året. Omlag halvparten av dette overskuddet kunne benyttes over en lengre periode. **Nederland** opplevde en etterspørsel i høylast på 10 910 MW i 1993. Med en tilgjengelig kapasitet på 14 800 MW har det nederlandske produksjonssystemet et stort effektoverskudd. **Finland** registrerte en effektetterspørsel i høylast på 11 270 MW i 1994, mens den installerte kapasiteten var på 14 500 MW.

Priser og kostnader

Prisene til forskjellige kundegrupper i **Sverige** bestemmes i et tariffsystem med en blanding av faste og forbruksavhengige avgifter. Råkraftprisen danner grunnlaget for elektrisitetssprisen. Prisen skal i prinsippet avspeile kostnadene ved produksjon og overføring i høyspentnettet (ca. 22 øre/kWh i 1994).

Dansk elektrisitetsproduksjon er ikke beskattet. Marginalkostnadene er derfor nært knyttet til energibæreren kull, og ble beregnet til å ligge i området 11-19 øre/kWh i 1994. Samme år var gjennomsnittsprisen for en husholdning i Danmark 127 øre/kWh inklusive skatter, avgifter og moms. For industrien var gjennomsnittsprisen 44 øre/kWh.

Elektrisitetsprisene i **Tyskland** ligger på et forholdsvis høyt nivå sammenliknet med de andre europeiske land. I 1993 var gjennomsnittsprisen for industrien 65 øre/

Tabell 2.6. Effektbalansen i Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Finland i 1993, MW

	Sverige	Danmark	Tyskland	Nederland	Finland
Installert effekt	33 440	10 360	114 400	17 600	14 100
Kjernekraft	10 040	-	22 700	510	2 300
Vannkraft	15 450	10	8 800	40	2 700
Kull	5 990 ¹	7 810	54 900	3510	4 000
Olje	1 920	850	9 400	40	1 100
Gass	-	1 020	17 400	13380	1 500
Fornybare ressurser mm.	30	660	1 200	140	2 500
Høyest registrert belastning	24 400	7 430	-²	10 910	11 270
	(1993)	(1994)		(1993)	(1994)

1) Forutsetter at kraftvarmeverk og kondenskraftverk (ikke gassturbiner) benytter kull som energibærer i produksjon av elektrisitet.

2) Ledigkapasitet i Tyskland lå i intervallet 4 - 6 GW gjennom 1994.

Kilde: Nutek (1995), IEA (1994)

Tabell 2.7. Priser på elektrisitet til sluttbruker i Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Finland i 1994, øre/kWh

1994	Sverige	Danmark	Tyskland	Nederland	Finland
Industri	26	44	65	40	37
hvorav skatter	-	6	5	-	-
Husholdninger	60	127	126	82	62
hvorav skatter	20	70	25	14	11

Kilde: IEA (1994)

Tabell 2.8. Marginale produksjonskostnader i de nordiske land, eksklusive skatter, øre/kWh

	Sverige	Danmark	Finland
Vannkraft	0-2	-	-
Kjernekraft	5	-	5
Kondenskraft			
Kull	-	10-17	14
Olje	17-23	16-18	18
Gasskombi	-	25	-
Gassturbin	38	33-45	52
Kraftvarme			
Biobrensel	5-16		
Kull	8	10-17	8-10
Olje	8-10	16-18	-
Gass	-	-	10-14

Kilde: Nutek (1995), SSB Statistisk Årbok 1995

kWh og 126 øre/kWh for husholdninger. Det høye prisenivået kommer bl.a. av mangelen på konkurranse og bindinger til bruk av det innenlands produsert steinkull. I **Nederland** var gjennomsnittsprisen for husholdninger 82 øre/kWh inkl. skatter i 1994. For industrien var gjennomsnittsprisen 40 øre/kWh. Gjennomsnittsprisen for **finske** husholdninger var i 1994 62 øre/kWh inkl. skatter. For industrien var gjennomsnittsprisen 37 øre/kWh.

Tabell 2.8 viser marginale produksjonskostnader i de nordiske land. Vannkraften og kjernekraften har lave marginale produksjonskostnader. Deretter kommer den konvensjonelle varmekraften. Marginalkostnadene er lavere i kraftvarmeverk enn i kondenskraftverk ettersom den totale virkningsgraden i kraftvarmeverk er høyere enn i olje- og kullkondensanlegg. Marginalkost-

nadene i gassturbiner for kun elektrisitetsproduksjon er høye, ettersom det anvendes dyrt brensel og virkningsgraden er lav.

Fremover

Debatten om den **svenske** kjernekraften går for fullt, og det er uvisst hva produksjonskapasiteten kommer til å bli i tiden som kommer. I følge Nutek (1994), forventes svensk elektrisitetsetterspørsel å øke med 1,3 % i gjennomsnitt frem til år 2005. Nettoforbruket forventes å øke fra 124 TWh i dag til 143 TWh i 2005.

I **Danmark** ønsker man å minske produksjon basert på kull og erstatte denne med produksjon basert på naturgass, biobrensel og vind. Danskene har også til hensikt å gå fra fjernvarmeverk til kraftvarmeverk. Totalt planlegges det at produksjonskapasiteten skal øke med ca. 580 MW (575 MW nedlagt) frem til år 2000. I følge Dansk Elforsynings statistikk 1994, forventes etterspørselen etter elektrisitet å øke med gjennomsnittlig 1,7 prosent per år til ca. 37 TWh i 2005.

Politiske beslutninger om kjernekraftens fremtid, om steinkullssubidieringen, eventuell deregulering av kraftmarkedet og tredjepartsadgang til nettet er avgjørende for den videre utvikling i det **tyske** markedet for elektrisitet.

Den **nederlandske** regjering har kommet til at den eksisterende elektrisitetslov fra 1989 ikke fungerer tilfredsstillende i dagens elektrisitetsmarked. Regjeringen har foreslått omstruktureringer i elektrisitetsektoren som vil medføre en liberalisering av produksjon, tilbud og import av elektrisitet.

Finsk import av elektrisitet fra Russland og Sverige er totalt på 6-11 TWh per år. Ved inngangen til år 2000 løper importkontrakten med Russland og Sverige ut. Et viktig spørsmål for Finland fremover er hvordan man skal sikre krafttilgangen etter år 2000.

3. Fremskrivninger til år 2020

På lang sikt vil utbygging av ny kraftproduksjonskapasitet i Norge være aktuelt. Likeledes vil langsiktige strukturendringer i økonomien ha innvirkning på krafttettersspørselen. Nedenfor redegjør vi for forutsetningene vi har anvendt i fremskrivningene. Vi har lagt mest vekt på forhold som er viktige for energi- og kraftmarkedet. Våre anslag for verdensmarkedspriser og utbygd transmisjonskapasitet er svært avgjørende for resultatene. Etter beskrivelsen av data og forutsetningene, gir vi nasjonale og regionale fremskrivninger til 2020. Resultatene blir så sammenliknet med fjorårets analyse. Modellapparatet vi benytter i analysen, er beskrevet i vedlegg A.

3.1. Forutsetninger

Norsk og internasjonal økonomi

Forutsetninger om generelle økonomiske variable er i hovedsak basert på beregninger utført for Grønn skattekommissjon; (NOU 1996:9) med bruk av MODAG (1995-2010) og MSG-6 (1992-2050). Vi har i vår bruk av dette materialet benyttet forutsetningene gjort for MSG-6s referansebane, men vi har gjort visse korreksjoner med utgangspunkt i referansebanen til MODAG. Stort sett er dette endringer for den første delen av vår beregningsperiode. Beregningsperioden strekker seg fra 1992 til 2020.

Sysselsettingen målt i timeverk er forutsatt å vokse med 0,6 prosent frem til 2010 for deretter å stagnere. Realprisen på råolje er forutsatt å være 115 kroner pr. fat i 1996, 105 kr til 2001 og deretter konstant på 115 kr. pr. fat til 2020, målt i 1996-priser. Investeringene i petroleumssektoren faller etter 1998, og utvinningen av råolje reduseres etter 2010. Produksjonsveksten hos Norges handelspartnere er forutsatt å være 2,5 prosent pr. år til århundreskiftet, 2 prosent pr. år til 2010 og deretter ytterligere noe lavere som følge av svekket befolkningsvekst.

Teknisk fremgang, dvs. vekst i produksjonsevnen som ikke skyldes økt bruk av arbeid og kapital, er forutsatt å bli 1 prosent pr. år. Anslaget er om lag som veksten de siste 15 år, men lavere enn veksten på 1970-tallet.

Transmisjonskapasitet mot utlandet og kraftprisene i utlandet

I dag eksisterer det kabler med en kapasitet på om lag 1000 MW fra Norge til Jylland. Teoretisk sett er transmisjonskapasiteten mellom Norge og Sverige på ca. 3000 MW, men forskjellige tekniske begrensninger gjør det vanskelig å utnytte hele denne kapasiteten. I beregningene nedenfor har vi lagt til grunn at det gjennomføres investeringer for å redusere de tekniske begrensningene. Vi forutsetter derfor at om lag 2500 MW av kapasiteten mot Sverige kan benyttes til kraftutveksling. I tillegg har vi samlet sett rundt 100 MW kapasitet til Finland og Russland. Inklusive kapasiteten til Danmark har vi dermed en kapasitet mellom Norge og «utlandet» på 3600 MW frem til 2001.

Vi forutsetter at de allerede konsesjonsgitte kablene til Tyskland (2 stk.) og Nederland kommer i drift til planlagt tid (2001-2003). Videre antar vi at det søkes om konsesjon for og etableres ytterligere en ny kabel. Vi antar at det dreier seg om en 600 MW kabel til Belgia, og at denne kommer i drift fra 2006. Kabelkapasiteten ut av Norge har vi dermed satt til å være 6000 MW fra år 2006. I perioden 2006-2020 har vi forutsatt at det ikke skjer nyinvesteringer i kraftkabler til utlandet. Samlet transmisjonskapasitet mot utlandet i vår referansebane er illustrert i figur 3.1.

Figur 3.1. Anslag på transmisjonskapasitet til utveksling mot varmekraftland, 1996-2020, MW



Norske kraftkjøpere og -selgere har ingen veldefinert «verdensmarkedspris» på elektrisitet å forholde seg til. Handelen skjer kortsiktig på den skandinaviske kraftbørsen (NordPool) eller i form av bilaterale avtaler, herunder de konsesjonsgitte kraftutvekslingsavtalene. De økonomiske betingelsene knyttet til bilaterale avtaler blir vanligvis hemmeligholdt. Om de nye utvekslingsavtalene sier Wiedswang (1996) imidlertid: «Hovedinntekten ved de nye forbindelser vil gjelde leveranser til dekning av varmekraftområdenes toppkraftbehov. Hertil kommer inntekten av kortsiktig kraftutveksling, Selv om lite er kjent om de økonomiske data for avtalene, er det grunn til å regne med at lønnsomheten er meget god i forhold til det forventede norske marked».

Kraftbalansen i Norden

Produksjonssystemene i Sverige og Danmark vil ikke endres mye frem til årtusenskiftet. I følge Nordel (1995) planlegger danske kraftselskaper en tilvekst i kapasiteten på omlag 600 MW (6 prosent) frem til år 2000, hovedsakelig kraftvarme. I tillegg kommer en vekst i privat/lokal kraftvarmeproduksjon som er vanskelig å anslå. Kapasitetsveksten i Sverige kan i følge Nordel (1995) bli på 1 prosent. I samme periode ventes kraftetterspørselen i Sverige og Danmark å øke med i overkant av 5 prosent, slik at kraftbalansen blir strammere i området sett under ett. Bortsett fra 600 MW forbindelsen mellom Sjælland og Jylland som forventes å komme i drift i 1998, forventes ikke nye sjøkabler å bli ferdigstilt til år 2000.

Nutek (1994) rapporterer beregningsresultater der det antydes en sterk vekst i den svenske «råkraftprisen»², fra 22 øre/kWh i 1993 til 32 øre/kWh i år 2005. Modellen som er benyttet beregner ukentlig kraftverdi og veier disse sammen til en årspris. Lite ny kapasitet og vekst i etterspørselen fører til at det svenske markedet etterhvert klareres med bruk av stadig dyrere teknologier. Dette samt veksten i brenselprisene, forklarer den sterke prisveksten. Prognosen er basert på forutsetninger om sterk vekst i kull- og råoljepriser. Kullprisen er forutsatt å øke med 25 prosent reelt fra 1993 til 2005, mens verdensmarkedsprisen på råolje i samme periode er antatt å øke med nær 65 prosent. Beregningene gir 5,5 TWh udekket etterspørsel i år 2005. Underdekningen kan i følge Nutek dekkes ved kraftimport til Sverige eller ved etablering av nye kraftproduksjonsanlegg innenlands. Prisen på importen er satt lik kostnaden ved ny kraftutbygging.

I Danmark vil variable kostnader i kullkraftverkene være bestemmende for prisen i lavlastperiodene. I høylast er situasjonen i Danmark mer uklar. Høy varmeetterspørsel om vinteren kan gi tvungen kraftproduksjon fra kraftvarmeverk, såkalt «eloverløp». For vinteren 2000 anslår Elsam (1996) at eloverløpet på

Jylland kan bli 800 GWh. Situasjonen hittil i 1996 har imidlertid vist at det selv ved meget høye spotpriser i Norge skjer eksport til Danmark i høylast. Det kan være en indikasjon på at alternativkostnaden for dagkraft i det danske systemet er høy.

Prisutviklingen

Frem til år 2001 er kraftprisutviklingen i Sverige og Danmark viktigst for bestemmelsen av norsk eksport- og importpris, siden det er disse landene vi har transmisjonslinjer til. Kraftprisene i disse landene vil bestemme «verdensmarkedsprisen» norske kraftselskaper står overfor. Tyske og finske kraftpriser vil bare få annenordensvirkninger gjennom sin tilknytning til de danske og svenske kraftmarkedene.

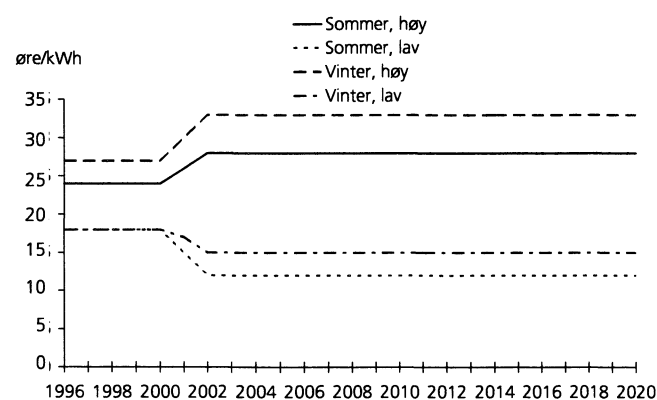
Frem til årtusenskiftet har vi antatt en «verdensmarkedspris» i lavlast på om lag 18 øre/kWh. I Norge vil lavlastpriser under 18 øre/kWh utløse eksport, mens lavlasthandelen snur til import dersom den norske prisen overstiger 18 øre/kWh. I høylast er prisen frem til år 2001 forutsatt å være i intervallet 24-27 øre/kWh. Dette er ment å ivareta et svensk/dansk prisbilde på mellomlang sikt.

Fra og med år 2001 vil kraftprisene i Tyskland, Nederland og Belgia få direkte betydning for «verdensmarkedsprisen» norske kraftselskaper må forholde seg til. Kraftmarkedene i flere av disse landene er i dag regulert. Over tid forventer vi at det skjer en dreining i retning av mer markedsbasert kraftomsetning også i disse landene. På kort sikt kan en deregulering gi fallende priser, hvilket vil kunne redusere eller utsette nyinvesteringer i produksjonskapasitet. Vekst i etterspørselen vil etterhvert presse opp prisene, og gjøre nye investeringer lønnsomme. Import av toppkraft fra Norge vil bli sett på som et alternativ til utbygging av egen toppkraftkapasitet. Utbygging og drift av toppkraftkapasitet er kostnadskrevende, slik at betalingsvilligheten for toppkraftimport fra Norge kan være betydelig. I lavlastperioder vil eksport til Norge representere et alternativ til nedregulering eller stopp av varmekraftblokker med påfølgende oppregulering eller start mot neste høylastperiode. Dersom prisen en oppnår ved lavlasteksport til Norge overstiger de variable omkostningene, vil slik eksport være attraktivt.³

³ I Hoster (1995) presenteres en studie basert på en stor beregningsmodell for kraftproduksjonssystemet i Tyskland, Frankrike, Benelux, Italia, Spania og Østerrike/Sveits. Hoster opererer med flere lastavsnitt der lavlastprisene blir bestemt av variable kostnader i kjernekraft/kullkraft/gasskraftproduksjon. I høylast opererer Hoster med betraktelig høyere priser. Det skyldes at mindre effektive kraftproduksjonsblokker tas i bruk og at prisene må opp for å forsvare oppregulering eller oppstarting av marginale verk. Likeledes kan det i deler av høylastperioden være aktuelt med bruk av gassturbiner med høy brenselkostnad, se f.eks. NVE (1991).

² Dvs. pris referert det svenske stamnettet (sentralnettet).

Figur 3.2. «Verdensmarkedsprisen» på elektrisitet, øre/kWh



Figur 3.2 viser våre forutsetninger om «verdensmarkedsprisen» på elektrisk kraft. I vår fremskrivning har vi etter årtusenskiftet satt lavlastprisen i sommer-sesongen til 12 øre/kWh, mens prisen i lavlast over vintersesongen er satt til 15 øre/kWh. De nye kablene sørger altså for at norske kraftkjøpere i lavlast får innpass i et marked med betydelig lavere natt- og helgepriser enn i en situasjon med kabler bare til Danmark og Sverige. Utlandets betalingsvillighet for norsk kraft i høylastperiodene forutsetter vi vil stige til 33 øre/kWh om vinteren og 27 øre/kWh om sommeren ved årtusenskiftet.

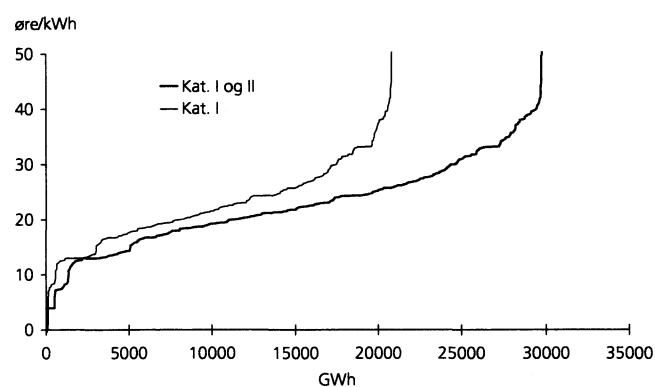
Ny kraftkapasitet

Gasskraftverkene Naturkraft planlegger på Kollsnes og Kårstø forutsetter vi blir bygget og at de kommer i drift fra og med 1999. Samlet ytelse vil være 700 MW. Vi antar en energiproduksjon på 5,1 TWh/år i de to gasskraftverkene.

I følge NVE (1995) vil allerede igangsatte investeringsprosjekt bidra til at produksjonskapasiteten for vannkraft i år 2000 vil være 114 TWh, dvs. en økning på om lag 2 TWh i forhold til dagens produksjonsevne. Potensielle vannkraftprosjekter er gruppert i «Samlet plan». Prosjektene i «Samlet plans kategori I og II» utgjør et potensiale på om lag 30 TWh (inklusive de 2 TWh nevnt ovenfor). I følge St. meld. nr. 60 (Om Samlet plan for vassdrag), består Samlet plans kategori I av «Prosjekter som kan konsesjonsbehandles straks og fortløpende for å bidra til energidekningen i årene fremover». Prosjekter som er plassert i kategori II er «Prosjekter som kan nyttes til kraftutbygging eller andre formål, og som ikke kan konsesjonsbehandles nå».

Kostnadstallene i figur 3.3 inkluderer enkelte mindre kostnader knyttet til miljøtiltak i forbindelse med utbygging av vassdrag, som fisketiltak og beplantning. Miljøkostnader som redusert naturopplevelse etc., er ikke inkludert. Hittil har ikke utbygger blitt belastet slike kostnader i form av direkte miljøavgifter. I den grad prosjektene har miljøkostnader, kan enkelte utbygginger bli utsatt eller ikke gjennomført selv om de

Figur 3.3. Langtidsgrensekostnader for ny vannkraft. 1994-priser



basert på en bedriftsøkonomisk analyse faller lønnsomme. Det er høyst usikkert i hvilken grad miljøkostnadene vil påvirke rekkefølge og igangsettings tidspunkt for nye prosjekter. Vi har i vår fremskrivning heller ikke gjort noe forsøk på å inkludere miljøkostnader direkte i langtidsgrensekostnadsfunksjonen. I stedet har vi antatt at miljøkostnader ved prosjektene kan føre til forsinkelser i utbyggingstakten. Dette er implementert ved å forutsette at prosjektene i kategori I vil være tilgjengelige for utbygging i perioden frem til år 2010, mens prosjektene i kategori II ikke vil komme i produksjon før etter år 2010. Spesifikke effektutvidelser i vannkraftsystemet ved bygging av ny kapasitet er antatt å ha en investeringskostnad på om lag 2000 kr/kW.

Overføringstariffene

Tabell 3.1 viser utviklingen i overføringstariffene for krafttransport til husholdninger i perioden 1993-96.

I henhold til NVEs retningslinjer, skal fastleddet være minst så stort at det dekker årlige kostnader til måleravlesning, fakturering etc. Energileddet skal minst dekke verdien av marginale tap. For 1996 er minimum fastledd satt til 300 kr/år, og marginale tap er anslått til 20 prosent. Med en kraftpris på 20 øre/kWh svarer dette til et minste energiledd på 4 øre/kWh. Innenfor disse rammene kan distribusjonsverkene vektlegge fastledd og energiledd individuelt.

Samlede inntekter skal gi kostnadsdekning, der NVE regulerer avkastningsraten på nettkapitalen. NVE

Tabell 3.1. Overføringstariffer til husholdninger, veid landsgjennomsnitt

År	Fastledd	Energiledd	Samlet pris (18 000 kWh/år)
	(kr/år)	(øre/kWh)	(øre/kWh)
1993	764	16,0	20,2
1994	787	14,2	18,6
1995	820	13,6	18,2
1996	828	13,0	17,6

Kilde: NVE(1993, 1994, 1995, 1996)

oppfordrer til en vridning fra energiledd mot fastledd. Et lavere energiledd vil i større grad stille kraftkjøperne overfor marginalkostnaden ved økt kraftforbruk. Høyere fastledd vil ikke på samme måte påvirke den løpende forbrukstilpasningen. Større fastledd og lavere energiledd kan imidlertid ha fordelingsvirkninger ved at store forbrukere får redusert sine utgifter på bekostning av små forbrukere.

I beregningene har vi lagt til grunn en vridning i forholdet mellom energi- og fastledd som svarer til en reduksjon i energileddet fra 13 øre/kWh i 1996 til 10 øre/kWh i 2005 målt i 1996-priser. Over simuleringsperioden er det i distribusjonssektoren forutsatt realisert et kartlagt effektiviseringspotensiale. Effektiviseringspotensialet er på om lag 25 prosent, i følge NVE. Den resulterende endring i punktтарiffen fra nivået i 1996, vil avhenge av generell pris- og kostnadsvekst og utviklingen i kraftprisene (verdien av tap) over beregningsperioden.

Avgifter

Elektrisitets- og produksjonsavgiften er fremskrevet etter dagens system med satser som er uendret i realverdi. Merverdiavgiften er 23 prosent gjennom hele simuleringsperioden.

Kraftintensiv industri og treforedling

Mange av de langsiktige kraftkontraktene mellom Statkraft og industrien utløper i perioden 2001 til 2010. I beregningene er det forutsatt at mer markedsbestemte priser i disse kontraktene vil redusere omfanget av nye kontrakter. Forbruket i kraftintensiv industri forutsetter vi reduseres med 5 TWh i løpet av perioden 2001-2010, slik at kraftintensiv industri vil ha et kraftforbruk på i underkant av 24 TWh årlig etter 2010. Treforedlingssektoren har også et visst omfang av langsiktige kraftkontrakter. I motsetning til i fjorårets rapport, se Bye, Hansen og Johnsen (1995), har vi i den foreliggende fremskrivningen valgt å la denne sektorens energiforbruk bli bestemt i modellen.

3.2. Beregningsresultater

Utviklingen i produksjon og konsum

I følge våre beregninger vil BNP for fastlands-Norge vokse med 2 prosent pr. år til 2020. Veksten er sterkest i den første delen av perioden, se tabell 3.2.

BNP-veksten er frem til år 2005 om lag like sterk i vareproduksjon som i tjenesteproduksjon, mens veksten i den siste delen av perioden er sterkest i de tjenesteytende sektorene. Veksten i privat konsum er på linje med eller litt i overkant av produksjonsutviklingen.

Kraftbalansen

Vi har benyttet en nyutviklet kraftmarkedsmodell til å utarbeide en bane for utviklingen i import og eksport

Tabell 3.2. BNP og privat konsum til år 2020. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent

	1992-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2020	1992-2020
Privat konsum	3,0	1,9	2,1	1,6	2,1
BNP Fastlands-Norge	2,6	1,9	2,0	1,5	2,0
- Industri og bergverk	2,8	2,0	1,9	1,2	1,9
- Annen vareproduksjon	2,3	1,8	1,8	1,3	1,8
- Offentlig tjenesteyting	2,2	1,6	1,7	2,2	2,0
- Privat tjenesteyting	2,9	2,1	2,1	1,5	2,1

Tabell 3.3. Norsk eksport og import av kraft etter sesong og periode til år 2020. TWh

	2000	2005	2010	2020
Vinter				
- Eksport, høylast	6,0	8,8	7,8	7,9
- Import, lavlast	4,0	8,1	10,2	9,5
Sommer				
- Eksport, høylast	3,1	8,9	9,3	9,2
- Import, lavlast	3,0	10,6	12,3	12,0
Sum, eksport	9,1	17,7	17,1	17,1
Sum, import	7,0	18,7	22,5	21,5

av elektrisitet i høy- og lavlastperioden i sommer- og vintersesongen frem til år 2020, basert på forutsetningene i forrige kapittel. Handelstallene er aggregert over året og benyttet i de nasjonale beregningene. Deretter er MSG-6 brukt til å simulere hele norsk økonomi frem til år 2020. Resultatene fra MSG-6 med hensyn til kraftpriser, -utbygging, -forbruk og økonomisk vekst, er deretter sammenholdt med resultatene fra kraftmarkedsmodellen. Avvik mellom de to modellberegningene har vi forsøkt å eliminere ved å utføre gjentatte iterasjoner. Utviklingen i eksport og import av kraft etter sesong og periode er gitt i tabell 3.3.

I følge beregningene med kraftmarkedsmodellen, vil Norge være nettoeksportør i år 2000 for deretter å være nettoimportør av elektrisk kraft fra og med år 2005. Både eksport og import dobles i perioden 2000-2005. Dette følger av den kraftige økningen i kabelkapasiteten mot utlandet og tilgang til det tyske og nederlandske markedet, hvor vi har forutsatt at det eksisterer større prisforskjeller mellom høy- og lavlastperiodene enn i et rent nordisk kraftmarked. Frem mot år 2010 er eksporten stabil, mens importen øker gradvis til dekning av den innenlandske forbruksveksten. I perioden 2010-2020 reduseres nettoimporten marginalt. Dette skyldes at ny vannkraftutbygging vil være lønnsom, og at utbyggingen mer enn dekker veksten i det innenlandske kraftforbruket.

Kraftbalansen gjennom simuleringsperioden fremgår av tabell 3.4.

Tabell 3.4. Elektrisitetsbalanse 1994-2020, TWh og prosentvis årlig vekst

	TWh						Gjennomsnittlig vekst	
	1994*	1995*	2000	2005	2010	2020	1995-2010 ¹	2010-2020
Midlere års prod. evne, vannkraft	109,6	111,8	114,0	119,1	119,1	123,8	0,4	0,4
- Gasskraft			5,0	5,0	5,0	5,0		0,0
Faktisk produksjon	113,2	123,2	119,0	124,1	124,1	128,8	0,0	0,4
+ Import	4,8	2,2	7,0	18,7	22,5	21,5	16,8	-0,5
- Eksport	5,0	8,6	9,1	17,7	17,1	17,1	4,7	0,0
Innenlandsk anvendelse, brutto	113,0	116,8	116,9	125,1	129,5	133,2	0,7	0,3
- Tap, pumpekraft, eget forbr. og stat.diff.	10,6	10,8	10,4	11,0	11,3	11,2	0,3	-0,1
Innenlandsk anvendelse ¹ , netto	102,4	106,0	106,5	114,1	118,2	122,0	0,7	0,3
Kraftintensiv industri	28,6	28,6	28,6	26,0	23,6	23,6	-1,3	0,0
Treforedling	6,4	..	6,4	7,1	6,7	5,2	0,3	-2,5
Annen industri	10,6	..	13,2	15,5	17,4	17,4	3,1	0,0
Transport	1,7	..	1,5	1,5	1,5	1,4	-0,8	-0,7
Tjenesteyting m.v.	21,1	..	21,5	25,5	27,7	30,4	1,7	0,9
Husholdninger	34,0	..	35,4	38,5	41,3	44,0	1,2	0,6
Alminnelig forsyning, inkl. elektrokjeler	73,8	77,4						
- temperaturkorrigert	74,2	77,8	78,0	88,2	94,6	98,4	1,3	0,4

1) Vekst fra 1994-2010 for en del av sektorene.

Den norske vannkraftkapasiteten økes med om lag 5 TWh i perioden 2000-2005 gjennom utbygging av prosjekter som ligger i Samlet plans kategori I. Etter år 2010 utvides produksjonskapasiteten med ytterligere 4,7 TWh. Utvidelsen bidrar til at den norske kraftproduksjonskapasiteten i år 2020 er i underkant av 129 TWh. Krafttapene er stabile gjennom perioden. Økt forbruk trekker i retning av økte tap, mens reduserte tapsprosent bidrar til å redusere tapene.

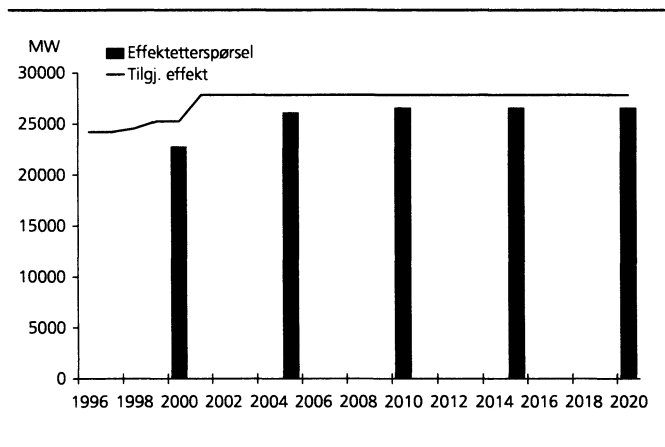
Innenlandsk kraftforbruk, netto, øker med 0,7 prosent pr. år frem til år 2010. Deretter reduseres veksten til 0,3 prosent pr. år. Redusert kraftetterspørsel i treforedling og stagnasjon i annen industri er en hovedforklaring til den svake veksten i kraftetterspørselen innenlands i perioden 2010-2020. Dette skyldes svak markedsutvikling for disse sektorenes produkter og en svak økning av kjøperprisen på elektrisitet. Det er grunn til å peke på en betydelig usikkerhet knyttet til markedsutviklingen for f.eks. treforedlingsprodukter så langt frem i tid.

I perioden 1995-2010 er forbruksveksten sterkest i sektoren annen industri. Det skyldes at kraftforbruket til Troll-terminalen ventes å bli 1,6 TWh pr. år i årene 1997-2005 og deretter 3,2 TWh pr. år ut simuleringsperioden. Kraftforbruket i tjenesteyting og husholdninger øker med 1,5-1,6 prosent pr. år i perioden 1995-2010 som følge av vekst i disse sektorenes aktivitetsnivå og et svakt fall i disse sektorenes reelle kjøperpris på elektrisitet. Redusert vekst og en svak økning i realprisen på kraft bidrar til at veksten i kraftforbruk etter år 2010 også for disse sektorenes vedkommende, blir mindre.

Effektbalansen

Utover i simuleringsperioden medfører innenlandsk forbruk og eksport i høylastperiodene at effektkapasiteten blir en begrensende faktor i vintersesongene.

Figur 3.4. Tilgjengelig effekt og etterspørsel etter effekt til år 2020, MW



Effektbegrensninger fører til at markedsprisen på elektrisitet i Norge på dagtid om vinteren får et tillegg. Vi registrerer dermed prisvariasjon mellom dag og natt/ helg i vintersesongen, mens kraftprisen blir den samme i lavlast om vinteren som om sommeren. I sommersesongen er ikke effektkapasiteten begrensende og prisen blir uendret over døgn og uke. Eventuelle prisforskjeller mellom natt og dag om sommeren utjevnes ved at produsentene henter ut en arbitrasjegevinst mellom de ulike timene på døgnet.

I en kort del av sommersesongen kan stort uregulert tilsig og dermed tvungen produksjon, eventuelt kombinert med høy import om natten, føre til variasjon i prisene mellom natt og dag. Dette er foreløpig ikke innarbeidet i modellberegningene.

Kraftpriser

Tabell 3.5 viser de beregnede likevektsprisene på elektrisitet referert sentralnettet, samt årgjennomsnitt for kraftpris, energiledd i overføring til husholdningene

Tabell 3.5. Kraftpriser til husholdninger ekskl. fastledd i overføring, øre/kWh. Faste 1992-priser¹

	1/1-1996 ³	2000	2005	2010	2020
Kraftpris - Vinter høylast	17	23	23	23	25
- Resten av året	17	21	19	19	20
- Årsgjennomsnitt	17	22	20	21	21
Energiledd, overføring ²	12	11	9	9	9
El. avgift	5	5	5	5	5
Merverdiavgift	9	9	9	9	9
Kjøperpris hush.	43	47	43	44	44

1) Deflatert med deflator for privat konsum.

2) Fastleddet i overføring endres fra 760 kr/år i 1996 til 720 kr/år i 2020.

3) Kilde: NVE (1996).

eksklusive fastledd i overføring, avgifter og kjøperpris til husholdningssektoren.

På grunn av økende verdensmarkedspriser i høylast om vinteren og økt kabelkapasitet mot verdensmarkedet, øker presset på det norske kraftsystemet i høylast om vinteren. Det fører til en noe høyere kraftpris i høylast om vinteren enn i resten av året. Etter år 2000 bygges det ut ny vannkraft og økt kabelkapasitet mot utlandet bidrar til økt import av relativt rimelig kraft i lavlast-periodene. Det bidrar til å holde kraftprisen nede i lavlastperiodene.

Årsgjennomsnittet for kraftprisen stiger frem mot år 2000. Deretter faller prisene svakt før de øker igjen mot slutten av perioden. Som følge av vridning mot høyere fastledd og generell effektivisering i transmisjons- og distribusjonssektorene, reduseres punkt-tariffen kraftig i den første delen av simulerings-perioden. Etter år 2005 skjer det ikke noen ytterligere vridning i retning av økte fastledd, men teknisk fremgang fører til en fortsatt effektivisering i transportsektorene. Prisreduksjonen som følge av dette, motvirkes av en svak økning i kraftprisen. Prisstigningen øker verdien av tapene i linjenettet.

Kjøperprisen til husholdningene regnet i 1992-priser når et toppnivå i år 2000. Deretter faller den frem til år 2005 da den begynner å øke svakt frem mot år 2020. Som følge av avvikende forbruksmønster, andre punkt-tariffer og andre elektrisitetsavgifter, avviker kraftprisene til andre sektorer fra husholdningsprisene.

3.3. Regional forbruksutvikling

Med utgangspunkt i regionale elektrisitetsforbrukstall og bruttoproduksjonstall (konsum for husholdningene) for de enkelte av sektorene i MSG-6, er de nasjonale tallene for krafttettersspørsel fordelt på fylker. Statistisk sentralbyrå lager ikke lenger fremskrivninger for regionale endringer i produksjonsstrukturen. Nøklene for produksjonsfordelingen som er benyttet til å konstruere våre regionale tall skriver seg derfor fra fylkesfordelt Nasjonalregnskap for 1992.

Tabell 3.6. Fylkesfordelt elektrisitetsforbruk 1992-2020, TWh

	1992	2000	2005	2010	2020
Østfold	5,9	6,1	6,8	6,9	6,8
Akershus	5,8	6,1	7,1	7,6	8,3
Oslo	8,1	8,6	10,0	10,8	11,9
Hedmark	2,9	3,0	3,4	3,6	3,8
Oppland	3,1	3,2	3,7	3,9	4,1
Buskerud	5,2	5,6	6,5	6,7	6,6
Vestfold	3,3	3,6	4,1	4,3	4,6
Telemark	5,8	6,0	6,5	6,7	6,8
Aust-Agder	1,8	1,9	2,1	2,2	2,3
Vest-Agder	5,6	5,7	5,6	5,4	5,5
Rogaland	9,2	9,5	9,7	9,7	10,1
Hordaland	8,9	11,1	11,4	13,2	13,4
Sogn og Fjordane	6,1	6,2	5,9	5,6	5,6
Møre og Romsdal	5,7	5,9	6,2	6,2	6,1
Sør-Trøndelag	4,7	4,9	5,3	5,5	5,8
Nord-Trøndelag	3,7	3,8	4,3	4,3	4,1
Nordland	10,2	10,5	10,5	10,3	10,6
Troms	2,8	3,0	3,2	3,3	3,5
Finnmark	1,5	1,6	1,9	2,0	2,0
Norge	100,4	106,6	114,1	118,2	122,0

Veksten i kraftforbruk er sterkest i Hordaland som en følge av krafttettersspørselen fra Troll-terminalen på Kollsnes. Ellers vokser forbruket sterkest i de fylker som har størst innslag av husholdninger og tjenesteytende sektorer. Dette er de mest folkerike delene av landet, mens distrikter med kraftintensiv industri og mye tradisjonell industri opplever svakere vekst i kraftforbruket eller endog redusert kraftforbruk utover i beregningsperioden. I vedlegg B gir vi detaljerte tabeller over fremskrevet forbruk de enkelte fylker for årene 1992, 2000, 2005, 2010 og 2020.

3.4. Forholdet til fjorårets fremskrivninger

SSB utarbeidet også i 1995 en fremskrivning for det norske kraftmarkedet, se Bye m.fl. (1995). Årets analyse adskiller seg på en rekke punkter fra fjorårets studie. Fjorårets analyse ble basert på årsmodellen MSG-5, mens vi i år har benyttet en modell med sesonger og lastperioder i tillegg til en ny makromodell-versjon, MSG-6. I første rekke har endringen i modellopplegg gjort oss bedre i stand til å beregne kraftutveksling og -priser over året og etter lastsituasjon.

MSG-6 er på flere punkter omarbeidet i forhold til MSG-5. Erfaringer med bruk av MSG-6 er foreløpig begrenset, og vi har derfor i den foreliggende analysen støttet oss på anslag for den økonomiske veksten som Grønn skattekommissjon beregnet ved bruk av en annen av SSBs modeller; MODAG. Det siste året har også brakt frem en rekke nye forhold knyttet til kraftmarkedet. Naturkraft har søkt om konsesjon for bygging av gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø. Tre

fremtidige kraftutvekslingsavtaler er gitt konsesjon og en fjerde avtale er under forberedelse. Sverige og Finland har deregulert sine nasjonale kraftmarkeder, men det hersker fortsatt usikkerhet om iverksettelse av en eventuell nedbygging av svensk kjernekraft. Det er ventet at den svenske Riksdagen vil behandle dette spørsmålet i begynnelsen av 1997.

I fjorårets analyse ble det forutsatt en netto krafteksport på 4,4 TWh pr. år frem til år 2020. I følge årets analyse vil Norge befinne seg i en netto-importsituasjon frem mot år 2020, se tabell 3.4.

Kraftprisene referert sentralnettet var i fjorårets studie bare marginalt høyere enn prisene vi anslår i årets studie. Følgelig anslo vi i fjor en vannkraftkapasitet på 125,4 TWh i år 2020, mens vi i den foreliggende analysen antyder en vannkraftkapasitet i år 2020 på 123,8 TWh.

Innenlandsk forbruk i år 2020 er derimot om lag 10 TWh høyere i årets analyse enn i fjorårets studie. Det er flere forklaringer til dette. For det første er et forbruk på 3,2 TWh ved Troll-terminalen på Kollsnes med i årets analyse i motsetning til i fjorårets studie. Der nest er det i årets studie lagt til grunn en betydelig reduksjon i punkttariffene for krafttransport til alle sektorer som følge av effektivisering og vridning fra et variabelt energiledd til fastledd. For husholdningene bidrar dette til at realprisen på elektrisitet faller med 20 prosent i forhold til i fjorårets studie. Prisreduksjonen blir noe mindre til andre sektorer, siden andre sektorer i utgangspunktet står overfor lavere punkttariffer enn husholdningene. Likevel bidrar reduksjonen i kjøperpriser til en betydelig vekst i kraftforbruket. Til slutt er det lagt til grunn en noe sterkere sammenheng mellom inntektsvekst og kraftforbruk i husholdningssektoren. Det skyldes at det i husholdningsmaterialet for 1992 som ligger til grunn for parametrene i konsumsystemet i MSG-6, var en slik sammenheng klarere enn i 1991-materialet benyttet i MSG-5 modellen. Det er fortsatt knyttet stor usikkerhet til disse anslagene.

4. Beregningsusikkerhet og alternative forutsetninger

Forutsetninger for vår analyse er usikre og endrede forutsetninger vil påvirke beregningsresultatene. Felles for mange av virkningene er at de påvirker den innenlandske markedsbalansen. Hvorvidt et strammere innenlandsmarked påvirker eksport og import, vil avhenge av situasjonen i utgangspunktet. For eksempel vil et strammere innenlandsmarked i en situasjon med priser som gir full utnyttelse av eksport og importkapasiteten til kraftutveksling ikke umiddelbart påvirke eksport og import. Et strammere marked i en situasjon med ledig kabelkapasitet, vil umiddelbart påvirke utenlandshandelen med kraft. Det har ligget utenfor rammen av dette prosjektet å gjennomføre eksakte følsomhetsberegninger, og vi skal ikke presentere konkrete beregningsresultater med alternative forutsetninger. I stedet peker vi kort på noen virkninger av endringer i sentrale forutsetninger for vår analyse.

Kabelkapasiteten mot utlandet

Lavere kabelkapasitet mot utlandet vil bidra til at både import- og eksportmulighetene reduseres. Redusert import vil isolert sett gi økt press mot norsk kraftutbygging og økte priser. På den annen side vil redusert eksport gi mindre press mot den norske effektkapasiteten i høylast og derved bidra til lavere eller ingen skyggepris på effekt og dårligere lønnsomhet ved utbygging. Disse to effektene trekker i hver sin retning og bortsett fra at bruttohandelen vil avta, er det ikke opplagt om norske priser øker eller avtar som følge av redusert kabelkapasitet.

«Verdensmarkedsprisene» på elektrisk kraft

Både nivået og tidsstrukturen i verdensmarkedsprisene vi har benyttet i analysen er viktige for beregningsresultatene. Økte priser vil trekke i retning av økt eksport og redusert import og høyere priser også innenlands. Lavere priser internasjonalt vil trekke i motsatt retning. Større spenn mellom lavlast- og høylastprisene vil trekke i retning av økt handel, dersom det i utgangspunktet er ledig kapasitet i kablene. Større spenn i prisene vil også øke inntektene fra kraftutvekslingen ved at det norske systemet brukes til å «foredle» lavlastkraft til høylastkraft. Dersom prisforskjellene internasjonalt blir mindre, vil det redusere handelsom-

fanget. Gevinsten norske kraftverk har av å opptre som pumpekraftverk for utlandet vil da reduseres.

Effektene både av endret kabelkapasitet og endrede priser vil avhenge sterkt av hvilke kapasitetsskranker som møtes ved endringen fra vår referansebane til en eventuell alternativ bane.

Gasskraft

Med de kostnadsanslag som kan leses ut av Naturkrafts konsesjonssøknad og ved unntak for CO₂-avgift for gass brukt på fastlandet, vil gasskraft være lønnsomt med de fremtidige kraftpriser vi kommer frem til i denne rapporten. Det er høyst usikkert hvorvidt ytterligere gasskraftutbygging kan oppnå unntak for CO₂-avgift. Vi har derfor valgt å se bort fra ytterligere gasskraft i Norge. Økt gasskraftproduksjon ville imidlertid gi redusert kraftimport og økt eksport. Virkningene på innenlandske kraftpriser ville bli små.

Avkastningskrav - rente og punkttariffene for krafttransport

Hvilket avkastningskrav de ulike kraftprodusenter stiller for å gå i gang med ny kraftutbygging kan variere med risikovurdering og eierforhold. Lavere avkastningskrav enn 7 prosent realrente som vi har lagt til grunn, vil øke tilgangen av ny norsk vannkraft. Slik tilgang vil i første rekke bidra til økt eksport og redusert import av kraft fra utlandet.

Overføringstariffene for krafttransport avhenger av det kapitalavkastningskrav NVE fastsetter årlig. Lavere kapitalavkastning vil redusere nivået på punkttariffene. Hvorvidt reduksjonen tas ut i form av reduserte fastledd eller i form av reduserte energiledd, vil avgjøre i hvor stor grad dette vil påvirke den marginale kjøperprisen på elektrisk kraft. Vi har forutsatt en betydelig reduksjon i punkttariffene og en vridning fra energiledd til fastledd. Dette reduserer den marginale kjøperprisen til forbrukerne. Dersom en ikke lykkes med effektiviseringen av transmisjons- og distribusjonssektoren i den grad vi har forutsatt, vil punkttariffene bli høyere enn i vår studie. Det vil øke kjøperprisene og redusere innenlandsk etterspørsel.

Kraftintensiv industri

Mange av kontraktene mellom Statkraft og bedrifter innenfor kraftintensiv industri løper ut i perioden 2000-2006. Avskallingen i sektoren kan bli både større og mindre enn hva vi har forutsatt i beregningene ovenfor (-5 TWh). Høyere forbruk i denne sektoren vil redusere krafteksporten og øke importen. Prisivirkningene innenlands vil bli av mindre betydning, siden prisene i Norge i stor grad er bestemt av forbindelsene til utlandet. Lavere forbruk i kraftkrevende industri vil frigjøre kraft. I første rekke for eksport eller til erstatning for importert kraft. Det vil gi en prisgevinst for kraftprodusentene ved at denne kraften i utgangspunktet er svært billig.

Økonomisk vekst

Høyere økonomisk vekst vil presse innenlandsk kraftetterspørsel opp. Styrken i etterspørselsveksten vil avhenge av i hvilke sektorer veksten øker. Umiddelbart vil økt etterspørsel presse kraftprisene opp, både vannverdi og skyggepris på effektkapasitet om vinteren kan øke. Det vil påvirke flyten av eksport og importkraft ved at eksporten reduseres og importen øker.

Strategisk adferd

Kraftprodusentene i vår modell, både i Norge og utlandet, er forutsatt å tilpasse seg som frikonkurranseaktører. Det vil si at de ikke bevisst prøver å påvirke prisen i markedet gjennom sin adferd. Statkraft, Vattenfall, Sydkraft, Elsam og Elkraft er alle store aktører i markedet. Hvorvidt en eller flere av disse aktørene råder over en tilstrekkelig stor andel av produksjon, magasin eller effektkapasitet eller kontrollerer andre viktige faktorer i markedet til å utøve markedsmakt, er usikkert. Eventuell utøvelse av markedsmakt kan presse opp prisene og endre våre «verdensmarkedspriser» og derigjennom påvirke det norske kraftmarkedet. Spesielt viktig kan utnyttelsen av kabelforbindelsene være. Dersom store aktører er i stand til å påvirke utnyttelsen av kablene, kan det føre til at prisene i det norske markedet presses opp i forhold til en situasjon hvor slik markedsmakt ikke utøves.

Referanser

Bye, T., M.I. Hansen og T.A. Johnsen (1995): *Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til år 2020. Nasjonale og regionale fremskrivninger*, Rapporter 95/18, Statistisk sentralbyrå.

Elsam (1996): *Elsam posten*, 1996, Elsam.

Hoster, F. (1995): *A multi period power plant model*, University of Cologne, Tyskland.

IEA (1994): *Electricity Information*, 1995, OECD/IEA.

Johnsen, T. A. og B. M. Larsen (1995): *Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon*, Rapporter 95/33, Statistisk sentralbyrå.

Nordel (1995): *Årsberetning 1995*, Nordel.

Nutek (1994): *Energirapport 1994*, B 1994:9, Nutek.

Nutek (1995): *Elmarknaderna rundt Østersjøen*, B 1995:10, Nutek.

NVE (1991): *Kostnader for kraftverksprosjekter pr. 01.01.1990*, Publikasjon nr. 09 1990, Norges vassdrags- og energiverk.

NVE (1993, 1994, 1995, 1996): *Statistikk over overføringstariffer i distribusjonsnettet 199x*, Årlige utgaver fra Norges vassdrags- og energiverk.

NVE (1995): *Gasskraft i Norge*, Rapport til Nærings- og energidepartementet 22. februar 1995, Norges vassdrags- og energiverk.

NVE (1996): *Kraftpriser til husholdninger pr. 1. januar 1996*, Publikasjon nr. 03 1996, Norges vassdrags- og energiverk.

Wiedswang, R. (1996): *Utvexlingsavtalene med UCPTÉ*, Foredrag ved Kursdagene på NTH 96 04.01.96 av adm. dir. Rolf Wiedswang, Eurokraft Norge AS.

Vedlegg

A. Modellverktøyet

Fremskrivningene i denne rapporten er laget med utgangspunkt i to ulike beregningsmodeller utviklet i Statistisk sentralbyrå. MSG-6 representerer en generell beskrivelse av hele den norske økonomi, mens *Kraftmarkedsmodellen* er en modell kun for kraftmarkedet. Kraftmarkedsmodellen har sesong og dag-natt oppdeling (i alt 6 perioder) av kraftforbruk, -produksjon og -utveksling. Vi har benyttet MSG-6 som vår hovedmodell i de langsiktige beregningene. Kraftmarkedsmodellen er brukt til å lage anslag på årlig kraftutveksling mellom Norge og utlandet. Disse anslagene er igjen input for nettoimport/eksport i MSG-6. MSG-6 er en årmodell uten noen beskrivelse av sesong eller døgnvariasjoner i utenlandshandelen med kraft.

MSG-6 modellen

MSG-6⁴ er en anvendt generell likevektsmodell som benyttes for langsiktige (10-30 år) studier. Denne modellen ble første gang brukt i deler av arbeidet til «Grønn skattekommissjon», NOU 1996:9. MSG-6 er en årmodell for norsk økonomi. Produksjonen av varer og tjenester skjer i 36 produksjonssektorer, hvorav 7 er offentlige sektorer som forsvar, helse, undervisning etc. De offentlige sektorene og en del sektorer med stort innslag av offentlig eierskap er spesialbehandlet ved at adferd som valg av produksjonsnivå og prissetting er gitt utenfor modellen. I private sektorer derimot blir produksjon, faktorbruk, kostnader og priser bestemt i modellen. For varer som kan handles internasjonalt er prisnivået bestemt fra verdensmarkedet, mens prisene på skjermede varer bestemmes av innenlandsk kostnadsnivå.

Husholdningenes etterspørsel etter varer og tjenester avhenger av inntekt, demografiske forhold og relative priser. Eksport og import av varer bestemmes som differansen mellom innenlandsk produksjon og forbruk. Dersom det stilles bestemte krav til driftsbalansen overfor utlandet vil det innenlandske lønnsnivået innstille seg slik at de innenlandske kostnadene blir slik

at produksjon og forbruk av internasjonale handelsvarer blir slik at driftsbalansekravet overholdes.

Kraftmarkedet utgjør en integrert del av MSG-6 modellen. Tilgangen av elektrisk kraft er delt i fire næringer/sektorer: vannkraft, gasskraft, overføring og distribusjon. Kraftmarkedet i modellen er et frikonkurransemarked der tilbud og etterspørsel klareres med en likevektspris på elektrisk kraft.

Husholdningenes kraftetterspørsel er i MSG-6 ivaretatt i et komplett etterspørselssystem der alle varer inngår, se figur A.1, men varegruppering og inndeling er noe endret fra MSG-5. Elektrisitetsetterspørselen i husholdningene er splittet i elektrisitet til oppvarmingsformål og annet elektrisitetsforbruk. Etterspørselen etter elektrisitet til oppvarmingsformål er avledet fra samlet etterspørsel etter oppvarming som igjen er avledet fra boligetterspørselen. Annet elektrisitetsforbruk er avledet fra etterspørselen etter tjenester fra elektrisitetsforbrukende goder.

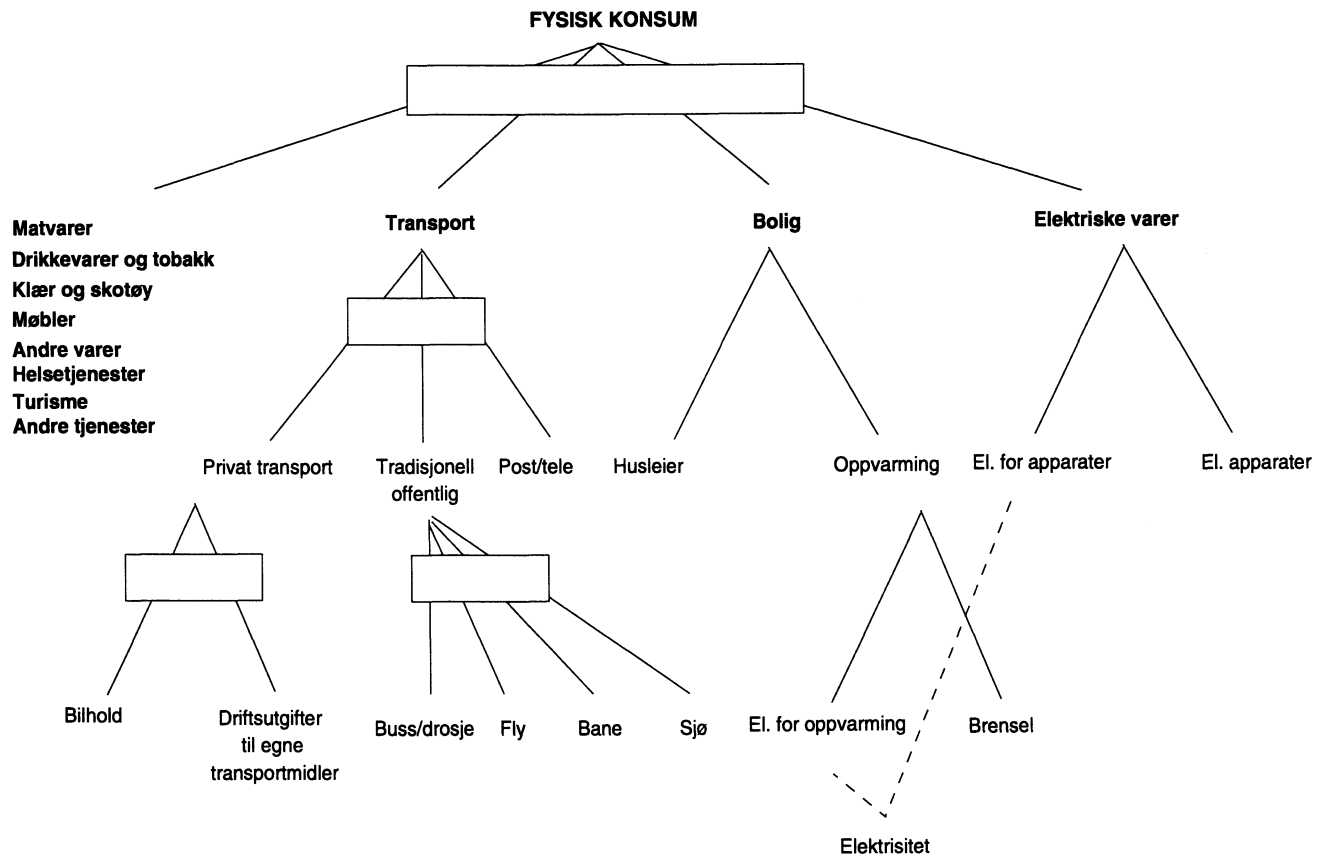
Etterspørselen etter de enkelte konsumvarene er modellert for ulike typer av husholdninger, der husholdningene er delt inn etter størrelse og sammensetning (antall voksne og barn). For hver gruppe avhenger etterspørselen av relative priser og inntekt.

Hver enkelt av de 30 produksjonssektorenes kraftetterspørsel avledes av deres energietterspørsel som utgjør det nedre trinnet i en trinnvis bestemmelse av faktoretterspørselen, se figur A.2.

Energi står i et substitusjonsforhold til maskinkapital i bedriftene. Sammen står disse to innsatsvarene i et substitusjonsforhold til arbeidskraft. Dette aggregatet danner sammen med transporttjenester et nytt aggregat som avveies mot annen produktinnsats. Sammen med innsats av bygnings- og anleggskapital utgjør dette faktorbruken i en vilkårlig bedrift. Oppdelingen av faktoretterspørselen i flere trinn skiller seg fra beskrivelsen i MSG-5, der bruk av kapital, arbeidskraft, vareinnsats, energi og transport ble bestemt i et felles trinn, mens sammensetningen av energiaggregatet på olje og elektrisitet ble bestemt for seg.

⁴ MSG-6 er en ny versjon av MSG som på vesentlige punkter skiller seg fra MSG-5 som ble benyttet i fjorårets prosjekt, se Bye m.fl. (1995). Tilgangssiden i kraftmarkedet er modellert på samme måte i MSG-5 og MSG-6.

Figur A.1. Konsumetterspørselen i MSG-6



Kraftmarkedsmodellen

Innenfor forskningsprogrammet Sammen (NFR) er det i Statistisk sentralbyrå utviklet en *kraftmarkedsmodell* med energi- og effektdimensjon, se Johnsen og Larsen (1995). Modellen som har 6 perioder i løpet av et år, er foreløpig partiell ved at den ikke inneholder noen tilbakevirkninger fra kraftmarkedet til resten av økonomien. Generell økonomisk vekst og sektorfordelingen av veksten i Norge er input, mens forbruk og produksjon av elektrisk kraft i Norge samt import og eksport i de enkelte periodene *gitt* kraftprisene i utlandet og transmisjonskapasiteten mellom Norge og utlandet beregnes i modellen. Kraftprisene i utlandet tas som gitte, og det er en viktig forutsetning at norsk eksport/import ikke vil være stor nok til å påvirke kraftprisene i utlandet.

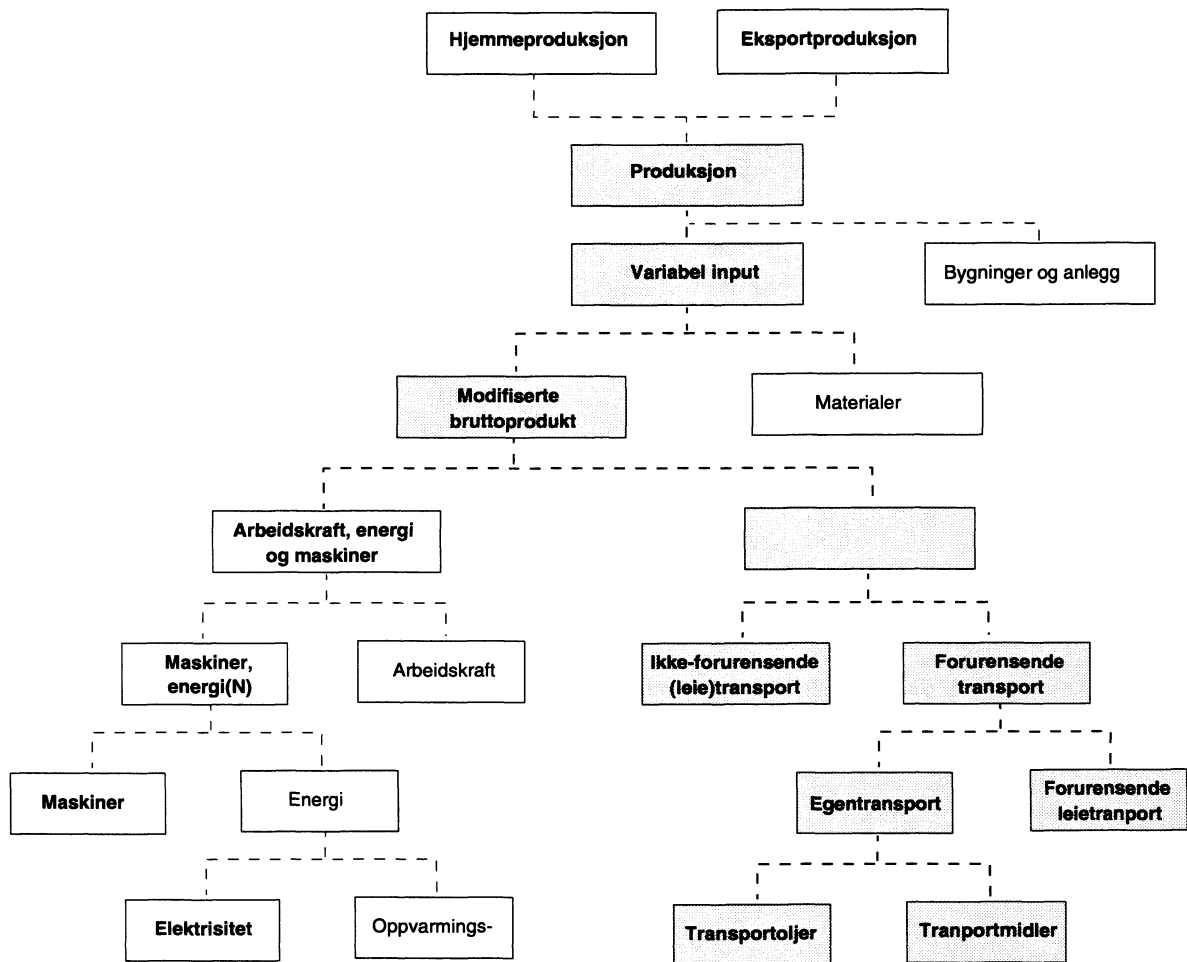
Det skilles mellom utbygging av nye vannkraftprosjekter som gir en viss tilvekst i energi- og effektkapasitet og spesifikke effektinvesteringer. Kraftprisen (kraftverdien) er i modellen sammensatt av en knapphetsverdi på energi (vann, magasin) og en knapphetsverdi på effekt (turbiner, rør). Nye vannkraftprosjekter bygges ut dersom energidelen av kraftprisen gjør det lønnsomt (7 prosent realrente) å utvide energitilgangen. Spesifikke effektutvidelser foretas dersom skyggeprisen på effekt er så høy og vedvarer så lenge at nye

effektinvesteringer gir en avkastning på minst 7 prosent.

Etterspørselssiden er disaggregert og har om lag 30 sektorer. Hver sektor har i startåret sin individuelle fordeling av kraftforbruket over år, uke og døgn. Utover i beregningsperioden stilles ulike sektorer overfor kjøperpriser på elektrisitet sammensatt av skyggepriser på energi og effekt, punkttariffer og avgifter som kan variere fra periode til periode. Dette gir vridninger i etterspørselen både mellom elektrisitet og olje i hver enkelt periode og mellom energi i ulike perioder. Årlig energiforbruk for hver sektor avhenger av aktivitetsnivå (produksjon/inntekt) og årlig beregnet energipris.

Eksport og import av kraft avhenger av forholdet mellom kraftprisene i Norge og utlandet. Dersom transportkorrigert pris i utlandet overstiger norsk pris finner det sted eksport. Import av kraft skjer hvis transportkorrigert pris i utlandet er lavere enn norsk pris. Hvorvidt periode til periode variasjonen i kraftprisene i utlandet slår inn i det norske kraftmarkedet vil avhenge av størrelsen på det norske kraftproduksjonssystemet og transmisjonskapasiteten mot utlandet. Liten transmisjonskapasitet vil gi begrensede import- og eksportkvanta som ikke vil virke prisdempende/ prisdrivende i Norge innenfor den

Figur A.2. Bedriftenes faktoretterspørsel i MSG-6



enkelte periode. Økt årlig nettoeksport vil derimot presse innenlandske priser opp på samme måte som økt nettoimport på årsbasis vil virke dempende på norske kraftpriser. Stor transmisjonskapasitet mot utlandet vil kunne føre til at begrensninger i det innenlandske produksjonssystemet (effekttak) nås i perioder med høy eksport. Det vil utløse en positiv skyggepris på effekt og høyere pris i topplast- enn i lavlastperioder. Stor transmisjonskapasitet vil også kunne gi høyere nettoeksport/-import, hvilket presser/demper norsk kraftprisenivå i sterkere grad enn i tilfellet med liten transmisjonskapasitet.

B. Detaljerte tabeller**Tabell B.1. Forbruk i år 1992 fordelt etter fylke og sektor, TWh**

	Østfold	Akershus	Oslo	Hedmark	Oppland	Buskerud	Vestfold	Tele- mark	Aust- Agder	Vest- Agder
Privat konsum	1748	3312	3726	1266	1344	1883	1497	1495	806	954
Mat-, drikke- og tobakksindustri	171	43	52	137	59	54	93	40	12	18
Tekstil- og lærindustri	17	10	1	4	23	10	18	6	2	11
Fiskeforedling	5	0	0	1	0	1	0	2	0	2
Kjøttforedling	73	30	10	110	85	49	56	29	12	21
Trevarer	23	35	0	189	92	61	55	28	18	29
Div. industriproduksjon	255	117	41	119	184	381	216	232	30	95
Grafisk industri	25	46	53	16	26	37	17	24	4	7
Raffinering av olje og kull	2	6	0	1	4	5	200	2	1	1
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	135	129	17	53	105	419	169	98	47	46
Skipsbygging	1	0	0	0	0	0	3	9	6	18
Oljeplattformbygging	0	1	2	0	0	0	8	1	8	4
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrisitetforsyning	25	24	34	12	13	22	14	25	8	23
Div. landtransport	36	54	77	23	47	33	5	12	8	16
Sporvei og jernbane	23	25	154	36	29	76	2	9	3	11
Post og telekommunikasjon	28	29	131	24	57	28	5	11	13	16
Kjemiske råvarer	408	54	14	0	0	6	4	1736	301	79
Metaller	259	10	22	0	0	3	17	514	2	3270
Treforedling	1819	0	0	102	39	1418	148	581	84	362
Jordbruk	39	28	1	58	64	26	29	20	13	14
Bygg og anlegg	24	35	45	14	25	17	16	23	10	14
Bank og forsikring	22	20	245	19	24	20	24	24	16	19
Varehandel	161	535	901	112	127	175	161	150	64	100
Div. tjenesteyting	175	623	1398	190	256	181	165	229	91	134
Forsvar, stat	23	67	56	22	23	16	23	2	8	20
Undervisning, stat	8	24	128	9	11	4	7	16	7	10
Undervisning, kommuner	89	134	100	88	114	75	88	115	64	67
Helsetjenester etc., stat	0	5	116	1	3	2	0	0	0	0
Helsetjenester etc., komm.	169	212	392	166	196	133	159	218	99	112
Div. annen tj.yting, stat	32	51	261	35	38	31	33	47	24	27
Div. annen tjenesteyting, kommuner	70	112	144	60	83	61	63	116	48	63
Vannforsyning, kommuner	0	1	1	0	1	1	1	1	0	0
Sum	5867	5770	8127	2868	3070	5228	3300	5816	1807	5564

Tabell B.1. forts.

	Roga- land	Horda- land	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør- Trøndelag	Nord- Trøndelag	Nord- land	Troms	Finn- mark	Sum
Privat konsum	2545	2756	691	1621	1858	924	2332	1237	664	32662
Mat-, drikke- og tobakksindustri	144	184	36	66	83	51	112	35	10	1400
Tekstil- og lærindustri	18	33	5	30	4	0	15	2	2	210
Fiskeforedling	17	20	25	65	10	3	117	30	123	421
Kjøttforedling	129	84	30	59	63	67	120	22	27	1076
Trevarer	40	23	6	19	18	33	55	5	4	733
Div. industriproduksjon	132	132	19	261	51	66	154	16	130	2630
Grafisk industri	38	44	2	13	19	6	34	7	8	424
Raffinering av olje og kull	110	403	1	1	1	2	5	1	1	747
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	154	209	21	100	38	27	112	5	5	1890
Skipsbygging	4	43	19	85	11	1	27	4	6	237
Oljeplattformbygging	115	73	0	1	0	25	3	0	0	243
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	140	0	0	0	0	0	0	0	140
Elektrisitetforsyning	39	37	26	24	20	16	43	12	6	423
Div. landtransport	12	23	7	13	22	13	23	39	11	475
Sporvei og jernbane	7	17	2	1	44	10	45	0	0	495
Post / telekommunikasjon	14	27	9	13	26	16	46	47	17	556
Kjemiske råvarer	205	250	455	136	388	115	603	0	0	4754
Metaller	4052	2667	4329	2305	629	3	5246	533	0	23860
Treforedling	0	0	0	0	80	1583	0	0	0	6216
Jordbruk	93	31	34	44	47	66	43	16	10	676
Bygg og anlegg	36	42	14	18	25	20	26	18	12	431
Bank og forsikring	37	97	12	28	58	15	32	23	11	748
Varehandel	310	270	63	171	227	93	154	131	66	3969
Div. tjenesteyting	415	386	83	172	276	103	182	171	81	5311
Forsvar, stat	14	76	2	3	34	37	74	75	30	607
Undervisning, stat	16	79	5	10	99	14	16	39	12	515
Undervisning, kommuner	145	195	62	110	136	111	151	90	67	2002
Helsetjenester etc., stat	1	1	0	1	1	0	1	2	0	136
Helsetjenester etc., kommuner	233	327	112	200	264	175	266	180	110	3723
Div. annen tjenesteyting, stat	62	76	22	36	61	40	73	37	40	1026
Div. annen tjenesteyting, kommuner	99	155	49	78	100	81	122	74	72	1650
Vannforsyning, kommuner	1	1	0	1	1	1	1	0	0	12
Sum	9238	8901	6142	5686	4694	3715	10233	2848	1523	100398

Tabell B.2. Forbruk i år 2000 fordelt etter fylke og sektor, Twh

	Østfold	Akershus	Oslo	Hedmark	Oppland	Buskerud	Vestfold	Tele- mark	Aust- Agder	Vest- Agder
Privat konsum	1894	3590	4039	1372	1457	2041	1623	1621	874	1034
Mat-, drikke- og tobakksindustri	159	40	49	128	55	50	87	37	12	17
Tekstil- og lærindustri	11	6	0	3	15	6	11	4	1	7
Fiskeforedling	8	0	0	1	0	1	1	2	0	3
Kjøttforedling	57	23	8	85	65	38	43	23	9	16
Trevarer	24	37	0	202	98	65	59	30	19	31
Div. industriproduksjon	265	121	42	123	191	395	224	241	31	98
Grafisk industri	28	52	61	18	30	42	20	27	5	8
Raffinering av olje og kull	3	11	1	2	8	9	353	4	2	2
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	181	173	23	71	140	560	226	131	63	62
Skipsbygging	1	0	0	0	0	0	3	9	6	18
Oljeplattformbygging	0	0	1	0	0	0	2	0	2	1
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrisitetsforsyning	24	24	34	12	13	22	14	24	7	22
Div. landtransport	38	56	82	25	49	35	6	12	8	17
Sporvei og jernbane	24	26	160	37	30	80	2	10	3	12
Post og telekommunikasjon	26	27	122	22	53	26	5	10	12	14
Kjemiske råvarer	412	54	15	0	0	6	4	1753	304	79
Metaller	258	10	22	0	0	3	17	513	2	3261
Treforedling	1882	0	0	105	41	1466	153	601	87	375
Jordbruk	33	24	1	49	54	22	24	17	11	12
Bygg og anlegg	31	45	58	18	32	21	21	29	13	18
Bank og forsikring	29	26	315	25	30	26	31	31	20	24
Varehandel	178	591	995	124	140	194	177	166	70	110
Div. tjenesteyting	169	603	1354	184	248	176	159	222	88	130
Forsvar, stat	18	52	43	17	18	12	18	2	6	16
Undervisning, stat	9	29	153	11	13	5	9	19	8	12
Undervisning, kommuner	96	144	107	95	123	80	94	124	69	72
Helsetjenester etc., stat	0	5	120	1	4	2	0	0	0	0
Helsetjenester etc., kommuner	170	213	395	166	197	134	160	219	100	112
Div. annen tj.yting, stat	35	55	281	38	41	34	36	50	26	29
Div. annen tjenesteyting, kommuner	69	109	141	59	81	60	62	113	47	62
Vannforsyning, kommuner	1	1	2	1	1	1	1	1	0	1
Sum	6132	6148	8624	2994	3225	5611	3647	6046	1905	5677

Tabell B.2. forts.

	Roga-land	Horda-land	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag	Nord-land	Troms	Finnmark	Sum
Privat konsum	2759	2988	749	1757	2014	1002	2528	1340	720	35401
Mat-, drikke- og tobakksindustri	134	172	34	62	78	47	104	32	9	1306
Tekstil- og lærindustri	11	21	3	19	2	0	10	1	1	134
Fiskeforedling	25	29	36	96	14	4	173	44	181	618
Kjøttforedling	100	65	23	46	49	52	93	17	21	831
Trevarer	43	25	6	20	20	35	59	5	4	786
Div. industriproduksjon	137	137	19	271	53	68	160	16	135	2727
Grafisk industri	43	51	3	15	21	7	39	8	10	487
Raffinering av olje og kull	195	710	1	2	1	3	9	1	2	1316
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	206	280	29	134	51	36	150	6	6	2529
Skipsbygging	4	43	19	85	11	1	27	4	6	237
Oljeplattformbygging	33	21	0	0	0	7	1	0	0	69
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	1740	0	0	0	0	0	0	0	1740
Elektrisitetsforsyning	37	37	24	23	19	15	41	12	6	411
Div. landtransport	12	25	7	14	24	14	24	41	11	501
Sporvei og jernbane	7	17	2	1	46	10	47	0	0	516
Post og telekommunikasjon	13	25	8	12	24	15	43	43	15	517
Kjemiske råvarer	207	252	459	138	392	116	609	0	0	4800
Metaller	4042	2660	4318	2299	627	3	5233	531	0	23800
Treforedling	0	0	0	0	82	1637	0	0	0	6428
Jordbruk	79	27	29	38	40	56	37	14	8	574
Bygg og anlegg	47	53	17	23	32	25	33	23	15	554
Bank og forsikring	48	125	16	36	75	20	41	30	14	962
Varehandel	342	299	69	189	250	103	170	145	73	4386
Div. tjenesteyting	402	373	81	166	267	99	176	166	78	5140
Forsvar, stat	11	59	2	3	26	29	57	58	23	468
Undervisning, stat	20	94	6	12	119	17	19	47	14	619
Undervisning, kommuner	156	210	66	118	146	119	162	96	72	2150
Helsetjenester etc., stat	1	1	0	1	1	0	1	2	0	140
Helsetjenester etc., kommuner	234	329	112	201	266	176	267	181	110	3742
Div. annen tjenesteyting, stat	67	82	24	38	66	43	79	40	43	1107
Div. annen tjenesteyting, kommuner	97	151	47	76	97	78	119	72	70	1609
Vannforsyning, kommuner	1	2	0	1	1	1	1	1	0	15
Sum	9512	11100	6214	5896	4916	3838	10510	2976	1649	106618

Tabell B.3. Forbruk i år 2005 fordelt etter fylke og sektor, TWh

	Østfold	Akershus	Oslo	Hedmark	Oppland	Buskerud	Vestfold	Tele- mark	Aust- Agder	Vest- Agder
Privat konsum	2061	3904	4393	1493	1584	2220	1765	1763	950	1124
Mat-, drikke- og tobakksindustri	171	43	53	138	59	54	93	40	12	18
Tekstil- og lærindustri	12	7	0	3	17	7	13	4	1	8
Fiskeforedling	9	0	0	1	0	1	1	3	0	4
Kjøttforedling	62	25	9	93	71	41	47	25	10	17
Trevarer	33	50	1	271	132	87	80	41	26	41
Div. industriproduksjon	367	168	58	171	264	547	310	333	43	136
Grafisk industri	37	69	80	24	39	55	26	36	6	11
Raffinering av olje og kull	2	8	0	2	6	7	282	3	1	2
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	239	229	31	93	185	739	299	173	83	82
Skipsbygging	2	0	0	0	0	0	3	11	8	23
Oljeplattformbygging	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrisitetforsyning	26	27	38	13	14	25	16	25	8	22
Div. landtransport	39	58	84	25	50	35	6	13	8	17
Sporvei og jernbane	24	27	165	38	31	82	3	10	3	12
Post og telekommunikasjon	25	26	116	21	50	25	5	10	11	14
Kjemiske råvarer	412	54	15	0	0	6	4	1753	304	79
Metaller	230	8	20	0	0	2	15	456	2	2899
Treforedling	2080	0	0	116	45	1620	169	664	96	414
Jordbruk	32	23	1	48	53	22	24	17	10	11
Bygg og anlegg	34	49	63	20	35	23	22	32	14	19
Bank og forsikring	31	29	344	27	33	28	34	34	22	27
Varehandel	240	796	1342	167	189	261	239	224	95	149
Div. tjenesteyting	226	805	1809	246	331	235	213	296	117	174
Forsvar, stat	17	49	41	16	17	12	17	1	6	15
Undervisning, stat	10	30	160	11	14	5	9	20	9	13
Undervisning, kommuner	110	165	123	109	141	92	108	142	79	83
Helsetjenester etc., stat	0	6	144	1	4	2	0	0	0	0
Helsetjenester etc., kommuner	171	215	399	168	199	136	162	222	101	113
Div. annen tj.yting, stat	38	60	307	42	45	37	39	55	28	32
Div. annen tjenesteyting, kommuner	77	123	158	66	91	67	69	127	52	69
Vannforsyning, kommuner	1	1	2	1	1	1	1	1	0	1
Sum	6817	7056	9954	3423	3700	6476	4076	6534	2108	5629

Tabell B.3 forts.

	Roga-land	Horda-land	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag	Nord-land	Troms	Finnmark	Sum
Privat konsum	3001	3249	815	1911	2191	1089	2749	1458	783	38504
Mat-, drikke- og tobaksindustri	144	184	36	66	84	51	112	35	10	1403
Tekstil- og lærindustri	13	24	4	21	3	0	11	1	1	151
Fiskeforedling	29	33	41	109	16	4	197	50	206	704
Kjøttforedling	109	71	26	50	53	57	101	18	23	908
Trevarer	58	33	9	27	26	48	80	7	6	1055
Div. industriproduksjon	190	190	27	375	73	94	221	22	186	3778
Grafisk industri	57	67	4	20	28	9	51	10	13	641
Raffinering av olje og kull	155	567	1	1	1	2	7	1	2	1052
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	271	370	38	177	67	47	198	9	8	3337
Skipsbygging	5	54	24	108	14	1	34	6	7	299
Oljeplattformbygging	14	9	0	0	0	3	0	0	0	29
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	1740	0	0	0	0	0	0	0	1740
Elektrisitetforsyning	37	37	23	24	20	16	40	12	7	429
Div. landtransport	13	25	7	14	24	15	25	43	12	513
Sporvei og jernbane	7	18	2	2	47	11	48	0	0	531
Post og telekommunikasjon	12	24	8	11	23	14	40	41	15	489
Kjemiske råvarer	207	252	459	138	392	116	609	0	0	4800
Metaller	3592	2364	3838	2044	558	3	4651	472	0	21152
Treforedling	0	0	0	0	91	1809	0	0	0	7105
Jordbruk	77	26	28	37	39	54	36	13	8	559
Bygg og anlegg	51	58	19	25	35	28	36	25	16	605
Bank og forsikring	52	136	17	39	82	22	45	32	15	1050
Varehandel	461	403	93	255	338	139	229	195	98	5914
Div. tjenesteyting	537	499	108	222	357	133	235	222	105	6870
Forsvar, stat	10	55	2	2	25	27	54	54	22	441
Undervisning, stat	21	99	7	12	124	18	20	49	15	646
Undervisning, kommuner	178	240	76	135	168	136	185	110	83	2462
Helsetjenester etc., stat	1	1	0	1	1	1	1	2	0	169
Helsetjenester etc., kommuner	237	332	113	203	269	178	270	183	112	3782
Div. annen tj.yting, stat	73	89	26	42	72	47	86	44	47	1208
Div. annen tjenesteyting, kommuner	108	170	53	85	109	88	134	81	78	1804
Vannforsyning, kommuner	1	2	0	1	1	1	1	1	0	15
Sum	9722	11421	5904	6158	5330	4259	10507	3196	1877	114148

Tabell B.4. Forbruk i år 2010 fordelt etter fylke og sektor, TWh

	Østfold	Akershus	Oslo	Hedmark	Oppland	Buskerud	Vestfold	Tele- mark	Aust- Agder	Vest- Agder
Privat konsum	2209	4186	4710	1600	1699	2380	1893	1890	1019	1205
Mat-, drikke- og tobakksindustri	161	41	49	129	55	51	88	38	12	17
Tekstil- og lærindustri	12	7	0	3	17	7	13	4	1	8
Fiskeforedling	8	0	0	1	0	1	1	2	0	3
Kjøttforedling	62	25	9	93	71	41	47	25	10	17
Trevarer	37	57	1	308	150	99	90	46	30	47
Div. industriproduksjon	390	179	62	182	281	582	330	354	46	145
Grafisk industri	41	75	87	26	43	60	28	39	6	12
Raffinering av olje og kull	2	8	0	2	6	7	275	3	1	2
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	240	230	31	94	186	742	300	174	84	82
Skipsbygging	2	0	0	0	0	0	4	11	8	23
Oljeplattformbygging	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrisitetsforsyning	26	28	40	14	15	25	16	25	8	20
Div. landtransport	41	60	86	26	52	37	6	13	8	18
Sporvei og jernbane	25	27	169	39	32	84	3	10	3	12
Post og telekommunikasjon	23	24	109	20	47	24	4	9	10	13
Kjemiske råvarer	412	54	15	0	0	6	4	1753	304	79
Metaller	204	8	18	0	0	2	14	405	1	2576
Treforedling	1974	0	0	110	42	1538	161	630	91	393
Jordbruk	26	18	1	39	42	18	19	13	8	9
Bygg og anlegg	40	58	75	23	41	27	27	38	17	23
Bank og forsikring	33	30	364	29	35	30	36	36	23	28
Varehandel	276	915	1541	192	217	300	275	257	109	171
Div. tjenesteyting	254	903	2028	275	371	263	239	332	132	195
Forsvar, stat	16	46	39	15	16	11	16	1	6	14
Undervisning, stat	9	29	152	11	13	5	9	19	8	12
Undervisning, kommuner	117	175	131	116	150	98	115	151	84	88
Helsetjenester etc., stat	0	7	156	1	5	3	0	0	0	0
Helsetjenester etc., kommuner	171	214	397	168	199	135	161	221	100	113
Div. annen tjenesteyting, stat	41	65	333	45	49	40	43	60	31	35
Div. annen tjenesteyting, kommuner	84	134	172	72	99	73	76	138	57	75
Vannforsyning, kommuner	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
Sum	6934	7605	10776	3632	3932	6689	4291	6701	2220	5438

Tabell B.4 forts.

	Roga-land	Horda-land	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag	Nord-land	Troms	Finnmark	Sum
Privat konsum	3217	3484	874	2049	2349	1168	2948	1563	839	41283
Mat-, drikke- og tobaksindustri	135	173	34	62	79	48	105	33	9	1317
Tekstil- og lærindustri	13	24	4	21	3	0	11	1	1	150
Fiskeforedling	25	29	36	96	14	4	173	44	181	619
Kjøttforedling	109	70	26	50	53	57	101	18	23	907
Trevarer	66	38	10	31	30	54	90	7	7	1197
Div. industriproduksjon	201	202	28	399	78	100	235	24	198	4015
Grafisk industri	62	73	4	22	31	9	56	11	14	699
Raffinering av olje og kull	151	553	1	1	1	2	7	1	2	1024
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	273	372	38	178	67	47	199	9	8	3353
Skipsbygging	5	55	24	111	14	1	36	6	7	309
Oljeplattformbygging	14	9	0	0	0	3	0	0	0	29
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	3340	0	0	0	0	0	0	0	3340
Elektrisitetsforsyning	36	37	21	23	21	16	38	12	7	429
Div. landtransport	13	26	7	15	25	15	26	44	12	530
Sporvei og jernbane	8	18	3	2	49	11	50	0	0	546
Post og telekommunikasjon	11	23	7	10	22	14	38	39	14	461
Kjemiske råvarer	207	252	459	138	392	116	609	0	0	4800
Metaller	3193	2101	3411	1816	496	2	4133	420	0	18799
Treforedling	0	0	0	0	86	1717	0	0	0	6742
Jordbruk	62	21	23	29	31	44	29	11	6	448
Bygg og anlegg	60	69	22	30	41	33	43	30	19	715
Bank og forsikring	55	144	18	41	87	23	47	34	16	1109
Varehandel	530	463	107	293	388	160	263	224	113	6791
Div. tjenesteyting	602	559	121	249	400	149	264	249	117	7702
Forsvar, stat	9	53	2	2	23	26	51	52	21	419
Undervisning, stat	20	94	6	12	118	17	19	47	14	614
Undervisning, kommuner	190	256	81	144	179	145	198	117	88	2621
Helsetjenester etc., stat	1	1	1	1	1	1	1	2	0	182
Helsetjenester etc., kommuner	236	331	113	202	267	177	269	182	111	3767
Div. annen tjenesteyting, stat	79	97	29	46	78	51	93	47	51	1310
Div. annen tjenesteyting, kommuner	118	185	58	93	119	96	146	88	85	1965
Vannforsyning, kommuner	1	2	0	1	1	1	1	1	0	16
Sum	9703	13150	5568	6167	5542	4304	10278	3314	1965	118210

Tabell B.5. Forbruk i år 2020 fordelt etter fylke og sektor, TWh

	Østfold	Akershus	Oslo	Hedmark	Oppland	Buskerud	Vestfold	Tele- mark	Aust- Agder	Vest- Agder
Privat konsum	2354	4460	5019	1705	1810	2536	2017	2014	1086	1284
Mat-, drikke- og tobaksindustri	137	35	62	110	47	43	125	32	10	14
Tekstil- og lærindustri	10	6	0	3	14	6	11	4	1	7
Fiskeforedling	5	0	0	1	0	1	0	1	0	2
Kjøttforedling	61	25	9	92	70	41	46	24	10	17
Trevarer	43	66	1	359	175	116	135	54	34	55
Div. industriproduksjon	494	211	83	184	284	639	384	358	47	147
Grafisk industri	47	86	140	30	49	69	32	45	7	14
Raffinering av olje og kull	2	7	0	1	5	6	264	3	1	2
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	255	216	36	80	159	683	296	148	71	70
Skipsbygging	2	0	0	0	0	0	3	11	7	22
Oljeplattformbygging	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrisitetsforsyning	24	30	44	14	15	24	16	25	9	20
Div. landtransport	40	59	86	26	51	36	6	13	8	17
Sporvei og jernbane	25	27	168	39	32	84	3	10	3	12
Post og telekommunikasjon	19	20	89	16	38	19	3	8	9	11
Kjemiske råvarer	412	54	15	0	0	6	4	1753	304	79
Metaller	204	8	18	0	0	2	14	405	1	2576
Treforedling	1525	0	0	80	31	1210	116	455	66	284
Jordbruk	15	11	0	23	25	10	11	8	5	5
Bygg og anlegg	47	69	89	28	48	32	31	45	20	27
Bank og forsikring	33	30	364	29	35	30	36	36	23	28
Varehandel	338	1122	1890	235	266	368	337	316	133	210
Div. tjenesteyting	294	1048	2353	320	431	305	277	386	153	226
Forsvar, stat	14	41	35	14	14	10	14	1	5	13
Undervisning, stat	9	28	150	11	13	5	9	19	8	12
Undervisning, kommuner	119	179	133	118	153	100	117	154	86	90
Helsetjenester etc., stat	0	7	162	1	5	3	0	0	0	0
Helsetjenester etc., kommuner	169	212	394	166	197	134	160	219	99	112
Div. annen tjenesteyting, stat	42	66	339	46	50	41	43	61	31	35
Div. annen tjenesteyting, kommuner	84	133	171	71	98	72	75	137	57	75
Vannforsyning, kommuner	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
Sum	6825	8259	11851	3800	4116	6631	4590	6746	2297	5468

Tabell B.5 forts.

	Roga-land	Horda-land	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag	Nord-land	Troms	Finnmark	Sum
Privat konsum	3428	3712	931	2184	2503	1245	3141	1666	894	43988
Mat-, drikke- og tobaksindustri	115	147	29	53	67	41	90	28	8	1193
Tekstil- og lærindustri	11	21	3	19	2	0	10	1	1	132
Fiskeforedling	16	18	23	60	9	2	129	28	114	409
Kjøttforedling	108	69	25	49	52	56	120	18	23	914
Trevarer	77	44	11	36	35	63	125	9	8	1447
Div. industriproduksjon	204	204	29	403	79	151	278	24	201	4402
Grafisk industri	71	84	5	25	35	11	64	13	16	842
Raffinering av olje og kull	129	470	1	1	1	2	6	1	1	901
Verkstedprod. og div maskinproduksjon	252	317	32	152	57	40	169	7	7	3047
Skipsbygging	5	52	23	103	13	1	33	5	7	287
Oljeplattformbygging	17	11	0	0	0	4	0	0	0	35
Utvinning av olje/gass og rørtransport	0	3340	0	0	0	0	0	0	0	3340
Elektrisitetsforsyning	37	37	21	24	22	15	39	13	7	437
Div. landtransport	13	26	7	15	25	15	26	43	12	525
Sporvei og jernbane	8	18	3	2	48	11	49	0	0	541
Post og telekommunikasjon	9	18	6	8	18	11	31	32	11	376
Kjemiske råvarer	207	252	459	138	392	116	609	0	0	4800
Metaller	3193	2101	3411	1816	496	2	4133	420	0	18799
Treforedling	0	0	0	0	62	1339	0	0	0	5168
Jordbruk	36	12	13	17	18	25	17	6	4	262
Bygg og anlegg	71	82	27	35	49	39	51	35	23	847
Bank og forsikring	55	144	18	41	87	23	47	34	16	1111
Varehandel	650	568	131	360	476	196	322	275	138	8332
Div. tjenesteyting	699	649	140	289	465	173	306	289	136	8938
Forsvar, stat	9	47	1	2	21	23	46	46	18	376
Undervisning, stat	19	92	6	11	116	17	19	46	14	603
Undervisning, kommuner	194	261	82	147	182	148	201	120	90	2673
Helsetjenester etc., stat	1	1	1	1	1	1	1	2	0	189
Helsetjenester etc., kommuner	234	328	112	200	265	175	267	181	110	3736
Div. annen tjenesteyting, stat	81	99	29	46	80	52	95	48	52	1336
Div. annen tjenesteyting, kommuner	117	184	58	92	118	95	145	87	85	1956
Vannforsyning, kommuner	1	2	0	1	1	1	1	1	0	17
Sum	10066	13410	5639	6331	5794	4092	10570	3477	1997	120900

Tidligere utgitt på emneområdet

Previously issued on the subject

Rapporter (RAPP)

- 91/12 Tor Arnt Johnsen: Modell for kraftsektoren.
- 91/13 Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen: Effektivisering av kraftmarkedet.
- 92/2 Arne Ljones, Runa Nesbakken, Svein Sandbakken og Asbjørn Aaheim: Energibruk i husholdningene. Energiundersøkelsen 1990.
- 92/20 Tor Arnt Johnsen: Ressursbruk og produksjon i kraftsektoren.
- 93/1 Naturressurser og miljø 1992, 1993
- 93/10 Runa Nesbakken og Steinar Strøm: Energiforbruk til oppvarmingsformål i husholdningene.
- 93/16 Tom Langer Andersen, Ole Tom Djupskås og Tor Arnt Johnsen: Kraftkontrakter til alminnelig forsyning i 1992. Priser, kvantum og leveringsbetingelser.
- 93/21 Sarita Bartlett: The Evolution of Norwegian Energy Use from 1950 to 1991.
- 94/12 Tom Langer Andersen, Ole Tom Djupskås og Tor Arnt Johnsen: Kraftkontrakter til alminnelig forsyning i 1993.
- 95/10 Ole Tom Djupskås og Runa Nesbakken: Energibruk i husholdningene 1993. Data fra Forbruksundersøkelsen.
- 95/18 Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen og Mona Irene Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020, Nasjonale og regionale fremskrivninger.
- 95/33 Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen: Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon.
- 95/34 Finn Roar Aune: Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing.

Økonomiske analyser (ØA)

94/7 Tor Arnt Johnsen og Hans Terje Mysen: Et felles norsk-svensk kraftmarked.

95/6 Torbjørn Eika og Tor Arnt Johnsen: Mot normalt: Virkninger av ubalanser i kraftmarkedet.

Economic Survey (ES)

95/2 Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen: Norway- The Nordic Power House.

4/95 Finn Roar Aune, Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen: The cost of decommissioning nuclear power stations. The Swedish example.

Discussion paper (DP)

No.144 Tor Arnt Johnsen and Torstein Bye: Prospects for a Common, Deregulated Nordic Electricity Market.

De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter

Recent publications in the series Reports

- 95/29 G. Dahl, E. Flittig, J. Lajord og D. Fredriksen: Trygd og velferd. 1995. 91s. 95 kr. ISBN 82-537-4198-7
- 95/30 T. Skjerpen: Seasonal Adjustment of First Time Registered New Passenger Cars in Norway by Structural Time Series Analysis. 1995. 35s. 80 kr. ISBN 82-537-4200-2
- 95/31 A. Bruvoll og K. Ibenholt: Norske avfallsmengder etter årtusenskiftet. 1995. 41s. 80 kr. ISBN 82-537-4208-8
- 95/32 S. Blom: Innvandrere og bokonsentrasjon i Oslo. 1995. 125s. 95 kr. ISBN 82-537-4211-8
- 95/33 T.A. Johnsen og B.M. Larsen: Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon. 1995. 54s. 95 kr. ISBN 82-537-4212-6
- 95/34 F. R. Aune: Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing. 1995. 58s. 95 kr. ISBN 82-537-4213-4
- 95/35 M.S. Bjerkseth: Engroshandelen i Norge 1985-1992. 1995. 43s. 95 kr. ISBN 82-537-4214-2
- 95/36 T. Kornstad: Vridninger i lønnskalkyler relative brukerpriser på bolig, ikke-varige goder og fritid 1985/86 til 1992/93. 1995. 35s. 80 kr. ISBN 82-537-4216-9
- 95/38 G.J. Limperopoulos: Usikkerhet i oljeprosjekter. 1995. 72s. 95 kr. ISBN 82-537-4222-3
- 96/1 E. Bowitz, N.Ø. Mæhle, V.S. Sasmitawidjaja and S.B. Widoyono: MEMLI - The Indonesian Model for Environmental Analysis: Technical Documentation. 1996. 70s. 95 kr. ISBN 82-537-4223-1
- 96/2 A. Essilfie: Investeringer, kostnader og gebyrer i den kommunale avløpssektoren: Resultater fra undersøkelsen i 1995. 1996. 36s. 80 kr. ISBN 82-537-4239-8
- 96/3 Resultatkontroll jordbruk 1996: Gjennomføring av tiltak mot forurensninger. 1996. 85s. 95 kr. ISBN 82-537-4244-4
- 96/4 Å. Osmunddalen og T. Kalve: Bofaste innvandreres bruk av sosialhjelp 1987-1993. 1996. 33s. 80 kr. ISBN 82-537-4245-2
- 96/5 S. Blom: Inn i samfunnet? Flyktningkull i arbeid, utdanning og på sosialhjelp. 1996. 84s. 95 kr. ISBN 82-537-4249-5
- 96/6 J.E. Finnvold: Kommunale helsetilbud: Organisering, ulikhet og kontinuitet. 1996. 70s. 95 kr. ISBN 82-537-4221-5
- 96/7 Offentlig sektor i Norge: Strukturelle hovedtrekk og utvikling i perioden 1988-1994. 1996. 43s. 80 kr. ISBN 82-537-4268-1
- 96/8 K.E. Rosendahl: Helseeffekter av luftforurensning og virkninger på økonomisk aktivitet: Generelle relasjoner med anvendelse på Oslo. 1996. 40s. 80 kr. ISBN 82-537-4277-0
- 96/9 S.-E. Mamelund og J.-K. Borgan: Kohort- og periodedødelighet i Norge 1846-1994. 1996. 236s. 165 kr. ISBN 82-537-4278-9
- 96/10 A. Schjalm: Kvalitetsundersøkelsen for Folke- og bolig telling 1990. 1996. 36s. 80 kr. ISBN 82-537-4279-7
- 96/11 K. Skrede og M. Ryen: Levekår i støpeskjeen. Status og utvikling i ungdomsgenerasjonenes materielle levekår 1990-1995. 1996. 80s. 95 kr. ISBN 82-537-4284-3
- 96/12 K.H. Alfsen, P. Boug and D. Kolsrud: Energy Demand, Carbon Emissions and Acid Rain: Consequences of a Changing Western Europe. 1996. 26s. 80 kr. ISBN 82-537-4285-1
- 96/13 M.W. Arneberg: Theory and Practice in the World Bank and IMF Economic Policy Models: Case study Mozambique. 1996. 28s. 80 kr. ISBN 82-537-4296-7
- 96/14 O. Skorge, F. Foyn og G. Frengen: Forsknings- og utviklingsvirksomhet i norsk industri 1993. 1996. 57s. 95 kr. ISBN 82-537-4306-8
- 96/15 K.O. Oftedal: Framskrivning av markeds-situasjonen for helse- og sosialpersonell fram mot år 2030. 1996. 66s. 95 kr. ISBN 82-537-4307-6
- 96/16 M.I. Hansen, T.A. Johnsen og J.Ø. Oftedal: Det norske kraftmarkedet til år 2020. Nasjonale og regionale fremskrivninger. 1996. 39s. 80 kr. ISBN 82-537-4316-5



Returadresse:
Statistisk sentralbyrå
Postboks 8131 Dep.
N-0033 Oslo

Publikasjonen kan bestilles fra:

Statistisk sentralbyrå
Salg-og abonnementservice
Postboks 8131 Dep.
N-0033 Oslo

Telefon: 22 00 44 80
Telefaks: 22 86 49 76

eller:
Akademika – avdeling for
offentlige publikasjoner
Møllergt. 17
Postboks 8134 Dep.
N-0033 Oslo

Telefon: 22 11 67 70
Telefaks: 22 42 05 51

ISBN 82-537-4316-5
ISSN 0806-2056

Pris kr 80,00

