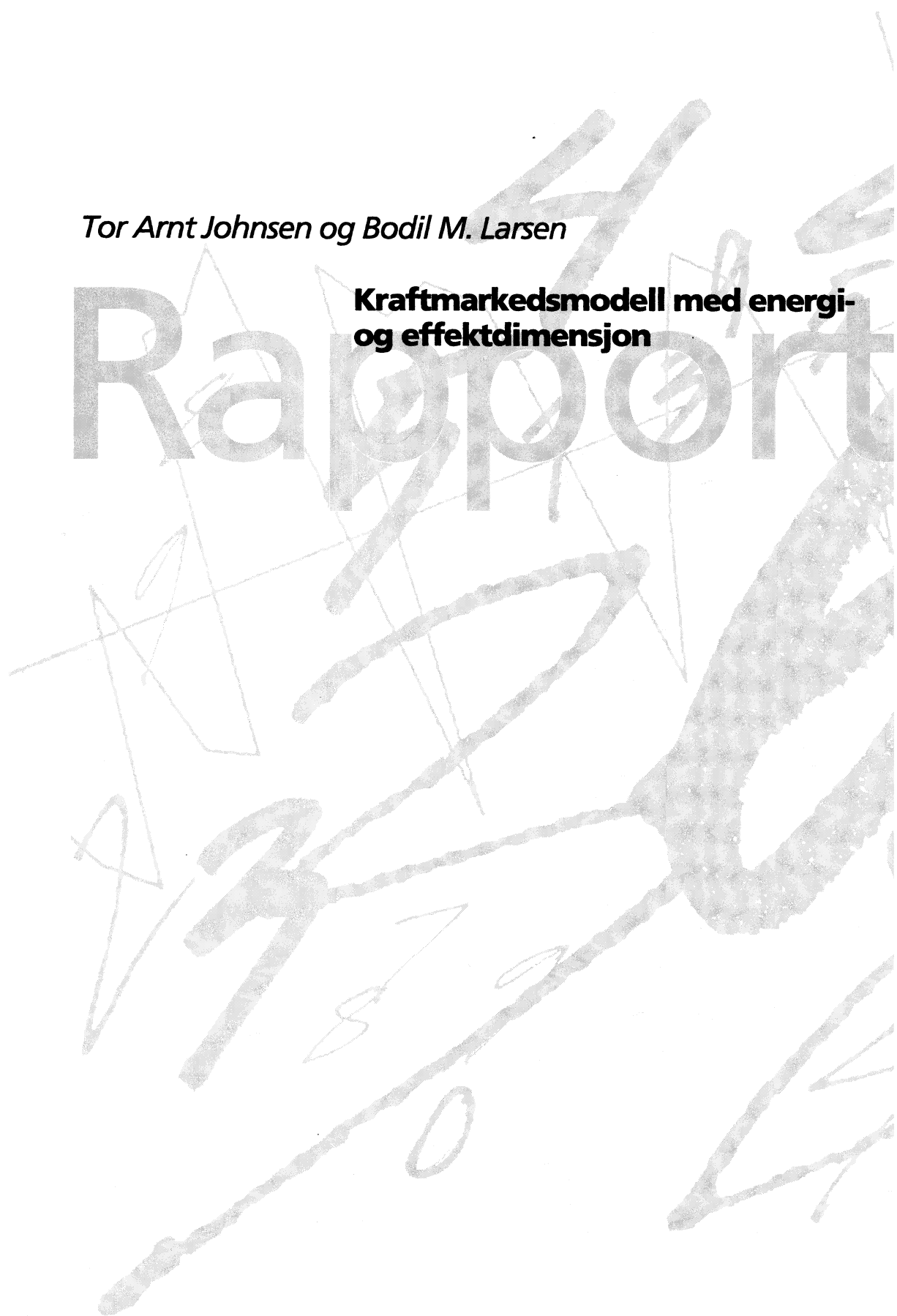


Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen

**Kraftmarkedsmodell med energi-
og effektdimensjon**

Rapport



Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen

**Kraftmarkedsmodell med energi-
og effektdimensjon**

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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 82-537-4212-6

ISSN 0806-2056

Emnegruppe

19 Andre ressurs- og miljøemner

Ny emnegruppe 1995: 01.90 Metoder, modeller, dokumentasjon

Emneord

Elektrisitetmarked

Kraftmodell

Vannkraft

Varmekraft

Design: Enzo Finger Design

Trykk: Statistisk sentralbyrå

Sammendrag

Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen

Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon

Rapporter 95/33 • Statistisk sentralbyrå 1995

Rapporten beskriver en modell for det norske kraftmarkedet, hvor året er delt inn i tre sesonger. Hver sesong er igjen delt i en høy- og en lavlastperiode etter etterspørselsforholdene. Høylast er dagtid på ukedager, mens lavlast er natt og helger. Hensikten med å lage modellen er å ha et verktøy som kan brukes til å studere variasjoner i priser, produksjon, etterspørsel og handel gjennom året. Modellen beskriver et norsk kraftmarked der det hersker frikonkurranse. Løsning av modellen etablerer likevektspriser på elektrisk kraft i Norge i de nevnte periodene. Likevektspriser tillagt transporttariffer og avgifter gir etterspørerne i modellen signal om kostnaden ved å bruke elektrisitet. Likeledes gir likevektsprisene signaler til kraftprodusentene om verdien av ytterligere energi eller effektkapasitet. Eksport og import av kraft bestemmes ut fra forholdet mellom norsk pris og verdensmarkedspris, gitt transmisjonskapasiteten til og fra utlandet. Beregningseksemplene utført med modellen viser at utvidet eksport og import mellom Norge og utlandet påvirker kraftpriser og kraftproduksjon i Norge. I beregningseksemplene stilles kraftintensiv industri og treforedling overfor markedspriser på kraft. Verdensmarkedspriser som gir ensidig eksport av kraft i høylastperiodene gir en kraftig økning av norske kraftpriser. Dersom eksport fra Norge i høylastperiodene motsvares av import i lavlastperiodene, blir prispresset i kraftmarkedet betydelig mindre. Mer omfattende kraftutveksling medfører at utenlandske kraftprodusenter kan benytte det norske kraftsystemet for å unngå store svingninger i sin varmekraftproduksjon. Norsk kraftproduksjon vris i dette tilfellet kraftig i retning av høylastperiodene.

Emneord: Elektrisitetsmarked, kraftmodell, vannkraft, varmekraft.

Prosjektstøtte: Norges forskningsråd, prosjektnr. 103311/510.

Innhold

1. Bakgrunn og innledning	7
1.1 Etterspørselsvariasjon i Norge og i utlandet.....	7
1.2 Tilbudsvariasjon i Norge og i utlandet.....	8
1.3 Varierende elektrisitetspriser.....	8
1.4 Norsk effektexport?.....	9
1.5 Modellering.....	9
1.6 Plan for rapporten.....	9
2. Skisse av en vannkraftproducents tilpasning	11
2.1 En tolkning av begrepet vannverdi.....	14
2.2 Kraftutveksling - handel.....	15
2.3 Tilpasning av kapitalbeholdning.....	15
3. Empirisk modell	17
3.1 Skisse over modellen.....	17
3.2 Likevektspris i kraftmarkedet.....	18
3.3 Innenlandsk tilbud av elektrisk kraft.....	20
3.3.1 Energi.....	21
3.3.2 Effekt.....	22
3.4 Transmisjon og distribusjon av elektrisitet.....	23
3.5 Kjøperpris på elektrisitet.....	24
3.6 Innenlandsk kraftetterspørsel.....	25
3.7 Eksport og import av kraft.....	28
3.8 Inntekter i kraftsektoren. Avgifter til staten.....	29
4. Datagrunnlag, elastisiteter og kalibrering	30
4.1 Elektrisitetsproduksjon og -forbruk.....	30
4.2 Elektrisitetspriser.....	36
4.2.1 Bedrifter.....	36
4.2.2 Husholdninger.....	36
4.3 Oljeforbruk og -priser.....	36
4.4 Elastisiteter og kalibrering av modellen.....	36
5. Eksempler på bruk av modellen	37
6. Avslutning	42
Referanser	43
Vedlegg	
Vedlegg 1 Sektorliste.....	45
Vedlegg 2 Periodeliste.....	46
Vedlegg 3 Kalibrering av prisdiskriminering og likevektspris.....	47
Tidligere utgitt på emneområdet	53
De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter	54

1. Bakgrunn og innledning

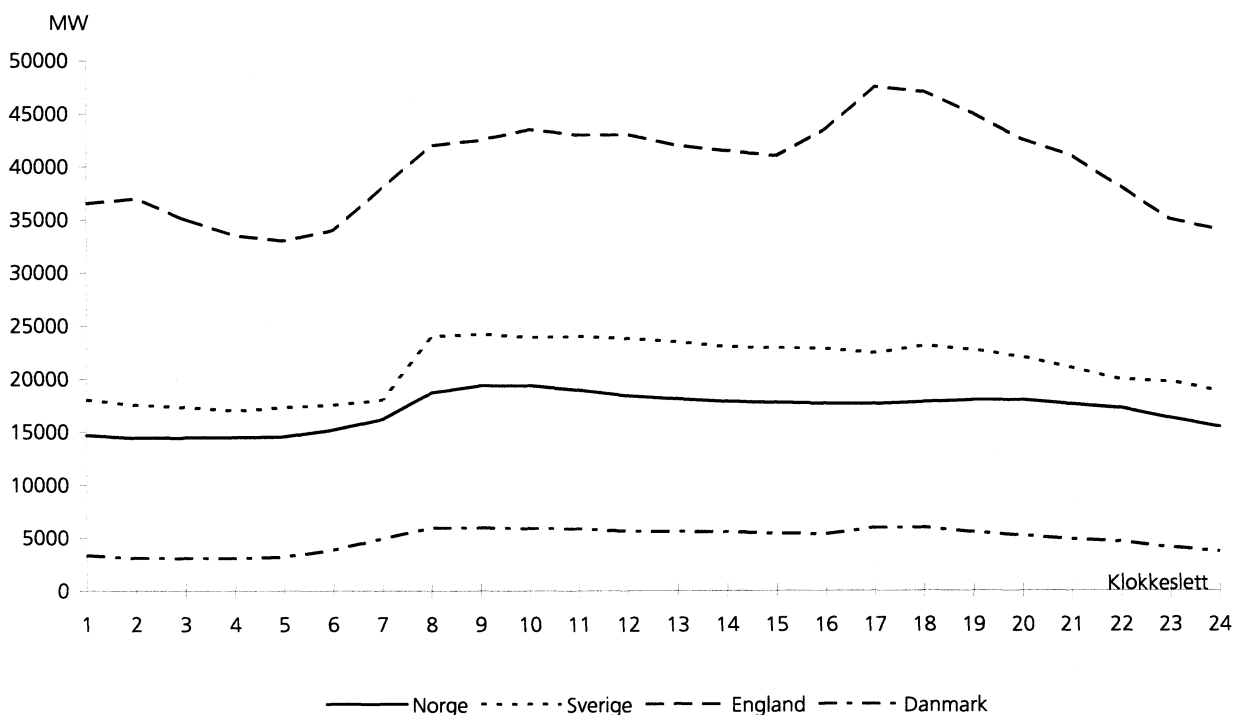
I dag finnes det elektriske kabelforbindelser mellom kraftmarkedene i Norge og Sverige, Danmark, Finland og Russland. I tillegg er det planlagt bygget nye sjøkabler fra Norge til Tyskland og Nederland rundt årtusenskiftet. Det er videre foretatt utredninger om kostnader forbundet med å transportere kraft fra Norge til England. I løpet av få år vil således de tekniske mulighetene for norske elektrisitetsprodusenter og -forbrukere til å handle på det internasjonale kraftmarkedet være kraftig utvidet.

Det norske, finske og engelske kraftmarkedet er deregulert. Sverige deregulerer sitt kraftmarked fra 1996, og flere andre europeiske land vurderer endringer i de institusjonelle rammene for sine kraftmarkeder. Dette kan føre til at det etterhvert dannes en internasjonal markeds plass for omsetning av elektrisk kraft.

1.1 Etterspørselsvariasjon i Norge og i utlandet

Etterspørselen etter elektrisitet varierer betydelig over døgn, uke og år i de fleste land. Variasjonen vil blant annet avhenge av de prissignaler forbrukerne stilles overfor og fordelingen av forbruket på sektorer og formål, da ulike sektorer har ulik temperatur- og konjunkturavhengighet.

Figur 1. Effektetterspørsel i døgnet med maksimalbelastning i 1991. Norge, Danmark, Sverige og England. MW



Figur 1 viser effektetterspørselen for hver time, i det døgnet hvor maksimalbelastning inntraff i løpet av 1991. Variasjonen over døgnet er større i England enn i Norge, Sverige og Danmark. Figuren viser at maksimalbelastningen i England i 1991 oppsto rundt klokken 17 om ettermiddagen. Toppbelastningen i Norge, Sverige og Danmark inntraff rundt klokken 9 om morgenen. Dette gjenspeiler forskjeller i landenes forbruksvaner og ulikheter i anvendelsesformål for elektrisitet. En større del av forbruket i England ser ut til å gå til sektorer og formål der aktiviteten/forbruket reduseres i natt-perioden (prosessformål kontra oppvarmingsformål).

1.2 Tilbudsvariasjon i Norge og i utlandet

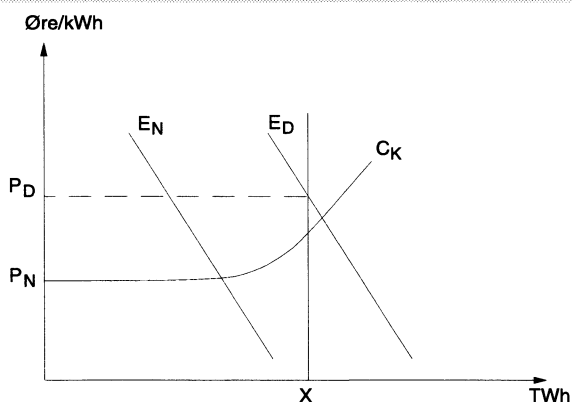
I våre naboland er elektrisitetsproduksjonen hovedsakelig basert på varmekraft. Det er kostnader forbundet med å regulere produksjonen i varmekraftverk opp og ned i takt med varierende etterspørsel. Det er utviklet ulike teknologier for å dekke topplastetterspørsel. Dette kan for eksempel være spesielle varmekraftverk som er beregnet for drift bare i topplastperioden. I England har en valgt å supplere varmekraft og kjernekraftproduksjonen med bygging av såkalte pumpekraftverk. Et pumpekraftverk består av et stort, høytliggende vannmagasin som fylles ved å pumpe vann opp fra lavereliggende vannkilder, når etterspørselen (og prisen) er lav (om natten). Magasinene tømmes og vannet benyttes til produksjon av elektrisitet, når etterspørselen (og prisen) er høy (dag). På denne måten kan varmekraftverk unngå start- og stoppkostnader ved at produksjonen om natten benyttes til å pumpe vann, dvs. at varmekraft "lagres" til et tidspunkt hvor etterspørselen er høyere. Et alternativ til bygging av egne pumpekraftverk eller topplast varmekraftverk kan være inngåelse av pumpekraftavtaler med utlandet. Spesielt kan utvekslingsavtaler mellom produsenter i land med effektdimensjonerte kraftsystemer (varmekraft) og produsenter i land med energidimensjonerte systemer (vannkraft) være aktuelt.

1.3 Varierende elektrisitetspriser

Priser på elektrisitet som varierer med last-forholdene vil bidra til å jevne ut forbruket over tid, og derved bidra til å redusere behovet for investering i topplastverk. Allerede i dag opereres det i flere av våre naboland med varierende elektrisitetspriser til forbruker på kort sikt. Spesielt gjelder dette større forbrukere som stilles overfor varierende tariffer for eksempel i form av forskjellige natt-, dag- og helgetariffer for elektrisitet. Dagens måler-teknologi muliggjør hyppig annonsering av nye priser og avlesing av forbruk ettersom de marginale produksjonskostnadene endrer seg. Ulike typer utstyr for toveiskommunikasjon mellom selger og kjøper er under installering i flere land. Noen utstyrstyper har display hos kjøper som viser prisen på elektrisitet til en hver tid. Andre målere varsler en høy pris i form av blinkende lamper.

Et kjennetegn ved et markedsbasert internasjonalt kraftmarked der samspillet mellom etterspørsel og tilbud klarer markedet, vil være varierende priser på elektrisitet over tid. Prisene vil variere med etterspørsel og tilbud over døgnet, uke og sesong. Prisen vil være høyest i perioder med kapasitetsbegrensninger på produksjonen og lavere i perioder når kapasiteten ikke utnyttes og etterspørselen er lav, se figur 2.

Figur 2. Illustrasjon av likevektspris i et kraftsystem med varierende etterspørsel og kapasitets skranke



Kurvene E_D og E_N illustrerer etterspørsel etter kraft på henholdsvis dagtid (D) og nattid (N). Maksimal produksjonskapasitet er gitt ved X og marginal produksjonskostnad er gitt ved kurven C_K . Til høyre for kapasitetsskranke kan C_K tolkes som langtids marginalkostnad. Grensekostnadskurven er vanligvis ikke-kontinuerlig rundt kapasitetsskranke. Dette er uten betydning her. Vi skal i tilknytning til denne figuren bare se på den kortsiktige tilpasningen, gitt X. På dagtid vil likevektsprisen være P_D , dvs. variable kostnader tillagt en skyggepris på kapasitet som må til for å klare markedet. Om natten vil likevektsprisen være P_N , dvs. kostnaden alene. Om natten utnyttes ikke kapasiteten fullt ut og det påløper ingen skyggepris på kapasitet.

1.4 Norsk effekteksport?

Norge vil være en liten aktør, og følgelig pristaker, i et internasjonalt elektrisitetmarked. Den norske kraftproduksjonen er tilnærmet hundre prosent basert på vannkraft. Vannkraftproduksjonen kan reguleres raskt opp og ned uten store kostnader, i motsetning til termiske kraftverk hvor reguleringskostnadene kan være store. Avvik fra optimalt driftsnivå reduserer brensel effektiviteten. Dersom et varmekraftverk stoppes og startes påløper kostnader i form av økt slitasje og lav effektivitet under opp- og nedkjøring av produksjonen. Det norske kraftsystemet er i dag energidimensjonert, og det finnes rikelig effektkapasitet. Dette viser seg i markedet, der det foreløpig er slik at nye effektinvesteringer ikke finnes lønnsomme.

Den faktisk installerte maskinkapasitet i det norske kraftsystemet er om lag 26700 MW. Ved vurdering av eksportmulighetene må det tas hensyn til at bare ca. 87 prosent (23200 MW) av den installerte kapasiteten vil være tilgjengelig på en vinterdag. Dette skyldes blant annet at vannføringen i mange norske vassdrag er lav om vinteren. En sammenligning med maksimal effektbelastning i Norge i 1991 viser at det innenlands eksisterer mer effektkapasitet (turbiner/ maskiner) enn det som utnyttes, jfr. figur 1. Etterspørsel etter tilfeldig kraft og kortsiktig eksport er inkludert ved beregning av maksimalbelastningen. Dette er forbruk som kan kobles ut, eller som vil bli sterkt redusert i en situasjon med høyere kraftpriser. Økte priser som følge av økt eksport i høylastperioden vil også kunne redusere forbruket hos andre brukere enn de som etterspør tilfeldig kraft. Det vil igjen frigjøre større mengder kraft for eventuell eksport. Denne type krafteksport kan representere betydelig økte inntekter for den norske kraftsektoren. Samtidig vil det realiseres en effektivitetsgevinst ved at norske brukere av kraft stilles overfor varierende priser. Disse prisene vil i langt større grad enn dagens konstante priser gi de innenlandske forbrukerne priser som reflekterer marginale produksjonskostnader og/eller alternativverdien av elektrisk kraft til eksport.

1.5 Modellering

I Statistisk sentralbyrå er det tidligere utviklet flere modeller for analyse av kraftsektoren. Johnsen (1991) dokumenterer en partiell årsmodell for det norske kraftmarkedet. Denne modellen er senere implementert i ulike versjoner av den makroøkonomiske likevektsmodellen MSG, se f.eks. Holmøy m.fl. (1994). Bye m.fl. (1994) redegjør for en partiell likevektsmodell for det nordiske energimarkedet. Også denne modellen er basert på årsdata. Disse modellene er mindre egnet til å studere variasjon i priser, produksjon, etterspørsel og handel med kraft gjennom året.

I denne rapporten dokumenteres en partiell modell for det norske kraftmarkedet der det eksplisitt spesifiseres en mer detaljert tidsoppløsning enn år. I vår modellformulering har vi valgt å dele kalenderåret inn i tre kronologisk påfølgende sesonger; første vinterperiode, en sommerperiode og andre vinterperiode. Hver av de tre sesongene er delt inn i en høy- og en lavlast periode. Høylast er definert som de timer hvor etterspørselen er høyest, dvs. dagtid på hverdager. I modellen kan de innenlandske kraftprisene variere fra periode til periode. Kalenderår er beholdt som ramme, siden et av våre formål med modellen er å relatere den til data fra det norske nasjonal- og energiregnskapet. Det er derfor innført oppsummeringsbetingelser som aggregerer fra perioder og sesonger til år. I mange aktuelle analyser vil gjennomsnittspriser og totalforbruk over året være interessevariable. Videre kan det være aktuelt å benytte modellen i en iterasjonsprosess med en makroøkonomisk modell basert på årsdata. I et slikt opplegg kan makromodellen beregne økonomisk aktivitetsnivå, mens kraftmodellen bidrar med kraftpriser og ressurssetterspørsel til kraftproduksjon.

1.6 Plan for rapporten

I neste kapittel skisserer vi tilpasningen til en norsk kraftprodusent som står overfor en eksogen (verdensmarkeds-) pris på elektrisitet. Vi ser på produsentens adferd med hensyn til investering i magasin- og maskinkapasitet. Deretter dokumenterer vi den nyutviklede empiriske modellen for det norske kraftmarkedet. I kapittel 4 redegjøres det for data som er benyttet ved kalibrering av modellen.

Til slutt i rapporten vises eksempler på bruk av modellen. Analysene tar utgangspunkt i situasjonen i det norske kraftmarkedet i 1991. Vi studerer to beregningseksempler. I det første alternativet er verdensmarkedsprisene i

høylastperiodene så høye at eksportkapasiteten utnyttes fullt ut. I lavlastperiodene er ikke prisforskjellen mellom Norge og utlandet stor nok til å gi lønnsom handel. Over året eksporteres netto 11,5 TWh elektrisk kraft i dette alternativet. I det andre alternativet er lavlastprisene antatt å være lavere, hvilket gir import i lavlastperiodene. Netto importerer 3 TWh elektrisitet over året i dette alternativet, som dermed illustrerer såkalt "kraftutveksling" mellom Norge og utlandet.

2. Skisse av en vannkraftprodusents tilpasning

For å få frem noen viktige forhold ved det norske vannkraftsystemet, gis det i dette kapittelet en skisse av produsenttilpasningen.

Problemstillingen forenkles ved å se bort fra usikkerhet om fremtidige priser, etterspørsel og tilsig av vann til magasiner. Vi studerer en makroprodusent som er pristaker, og som maksimerer netto inntekt. Kalenderåret deles i tre sesonger; vinterperiode 1 (V1), sommer (S) og vinterperiode 2 (V2). Hver sesong deles inn i en høylastperiode (H) og en lavlastperiode (L). Modellen får dermed seks perioder (se vedlegg 2).

Kraftproduksjonen i periode i (X_{it}) målt i GWh er lik innenlandsk salg (Z_{it}) pluss eksport ($Y_{it} > 0$) eller import ($Y_{it} < 0$),

$$(1) \quad X_{it} = Z_{it} + Y_{it} .$$

Produsentens netto inntekt i år t (NI_t) er

$$(2) \quad NI_t = \sum_{i=V1H, \dots, V2L} \{ B_{it}^P Z_{it} + [B_{it}^W - D(Y_{it}) B_{it}^T] Y_{it} - c(X_{it}) \} - q_t [K_{Xt} + K_{Mt}] ,$$

hvor

B_{it}^P = innenlandsk elektrisitetspris, kr/kWh,

B_{it}^W = eksogen verdensmarkedspris på elektrisitet som produsenten står overfor, målt i norske kroner,

B_{it}^T = kostnader ved overføring av kraft mellom Norge og utlandet,

$$D(Y_{it}) = \begin{cases} +1 & \text{hvis } Y_{it} > 0 \\ 0 & \text{hvis } Y_{it} = 0 \\ -1 & \text{hvis } Y_{it} < 0 \end{cases} ,$$

$c(X_{it})$ = variable kostnader i produksjonen,

q_t = brukerpris på kapital i år t ,

K_{Xt} = beholdning av maskinkapital i år t ,

K_{Mt} = beholdning av magasinkapital i år t .

Overføringen av kraft mellom Norge og utlandet i hver periode er begrenset av

$$(3) \quad D(Y_{it}) Y_{it} \leq \bar{T}_i H_i ,$$

der \bar{T}_i er transmisjonskapasiteten (målt i GW) og H_i er antall timer i periode i .

Kapitalbeholdningen antas å være konstant gjennom året. Maksimal produksjon i hver periode i er begrenset av produksjonskapasiteten i form av installert effekt,

$$(4) \quad X_{it} \leq \psi_i \bar{X}_{it}^P(K_{Xt}) ,$$

hvor

ψ_i er andel av installert effektkapasitet som er tilgjengelig i periode i ,

$\bar{X}_{it}^P(K_{Xt})$ er maksimal produksjon pr. periode i i år t , dvs. installert effekt multiplisert med antallet timer i perioden.

Vi antar videre at produsenten disponerer et vannmagasin. Vannbeholdningen i magasinet ved inngangen til en sesong pluss tilsig minus produksjon i sesongen skal være større enn eller lik vannbeholdningen ved utgangen av sesongen, dvs.

$$(5) \quad M_{V2t-1} + I_{V1t} - (X_{V1H} + X_{V1L}) \geq M_{V1t} ,$$

$$(6) \quad M_{V1t} + I_{St} - (X_{SH} + X_{SL}) \geq M_{St}$$

og

$$(7) \quad M_{St} + I_{V2t} - (X_{V2H} + X_{V2L}) \geq M_{V2t} ,$$

hvor

M_{st} = vannbeholdningen (målt i TWh) i magasinet ved slutten av sesong s i år t , $s = V1, S, V2$,

I_{st} = tilsig av vann (målt i TWh) i sesong s i år t .

Eventuelle flomtap gjør at (5), (6) og (7) kan gjelde som ulikheter. Maksimal vannbeholdning ved slutten av sesong s i år t må være mindre enn eller lik magasinkapasiteten i år t , hvor maksimal magasinkapasitet er en funksjon av beholdningen av magasinkapital ($\bar{M}(K_{Mt})$)

$$(8) \quad M_{st} \leq \bar{M}(K_{Mt}) .$$

Videre har vanninnholdet i magasinet en nedre grense som ved passende normering kan skrives

$$(9) \quad M_{st} \geq 0 , s = V1, S, V2 .$$

Vi forutsetter at magasininnholdet ved slutten av år t (M_{V2t}) er lik magasininnholdet ett år tidligere korrigert for eventuell kapasitetsutvidelse fra år $t-1$ til t

$$(10) \quad M_{V2t} \geq \frac{\bar{M}(K_{Mt})}{\bar{M}(K_{Mt-1})} M_{V2t-1} .$$

Denne forutsetningen medfører at vannbeholdningen vil utvikle seg jevnt mellom år. En produsent kan dermed ikke netto tappe vann over en sekvens av år. Denne forutsetningen representerer en vesentlig forenkling i forhold til virkeligheten, siden det i det norske kraftsystemet finnes flerårsmagasiner som kan brukes til å husholdere med vann over flere år.

Maksimering av nettoinntekten (2) gitt betingelsene (1) og (3) - (10) er et Kuhn-Tucker problem. Lagrangefunksjonen er

(11)

$$\begin{aligned}
 L_t(X_{V1Ht}, X_{V1Lt}, X_{SHt}, X_{SLt}, X_{V2Ht}, X_{V2Lt}, M_{V1t}, M_{St}, M_{V2t}, Y_{V1Ht}, Y_{V1Lt}, Y_{SHt}, Y_{SLt}, Y_{V2Ht}, Y_{V2Lt}, K_{Xt}, K_{Mt}) = \\
 \sum_{i=1}^6 \{ B_{it}^P (X_{it} - Y_{it}) + [B_{it}^W - D(Y_{it}) B_{it}^T] Y_{it} - c(X_{it}) \} - q_t (K_{Xt} + K_{Mt}) \\
 - \sum_{i=1}^6 \lambda_{it} [X_{it} - \psi_i \bar{X}_{it}^P (K_{Xt})] \\
 - \alpha_{V1t} [M_{V1t} - M_{V2t-1} - I_{V1t} + (X_{V1Ht} + X_{V1Lt})] \\
 - \alpha_{St} [M_{St} - M_{V1t} - I_{St} + (X_{SHt} + X_{SLt})] \\
 - \alpha_{V2t} [M_{V2t} - M_{St} - I_{V2t} + (X_{V2Ht} + X_{V2Lt})] \\
 - \sum_{s=1}^3 \gamma_{st} [M_{st} - \bar{M}(K_{Mt})] \\
 + \sum_{s=1}^3 \eta_{st} M_{st} \\
 - \mu_t \left[\frac{\bar{M}(K_{Mt})}{\bar{M}(K_{Mt-1})} M_{V2t-1} - M_{V2t} \right] \\
 - \sum_{i=1}^6 v_{it} [D(Y_{it}) Y_{it} - \bar{T}_i H_i]
 \end{aligned}$$

hvor $s = V1, S, V2$, $i = V1H, V1L, SH, SL, V2H, V2L$. Skyggeprisene på maskinkapasitet og vann er henholdsvis λ_i og α_i , mens skyggeprisen på magasinkapasitet er γ_s . Bibetingelsen for maskinkapasitet gjelder for hver av de seks periodene, mens bibetingelsene for vann-disponering og magasinkapasitet gjelder for hver av de tre sesongene. Skyggeprisen til restriksjonen om at magasininnholdet må være ikke-negativt er η_s , μ er skyggeprisen på restriksjonen om at det ikke kan husholderes med vann mellom år og v_i er skyggeprisen på transmisjonskapasitet mot verdensmarkedet.

Ved å derivere med hensyn på produksjon i hver periode (X_{it}) får vi følgende optimumsbetingelser:

$$(12) \quad \frac{\partial L_t}{\partial X_{sHt}} = B_{sHt}^P - c' - \lambda_{sHt} - \alpha_{st} = 0 ,$$

$$(13) \quad \frac{\partial L_t}{\partial X_{sLt}} = B_{sLt}^P - c' - \lambda_{sLt} - \alpha_{st} = 0 ,$$

for $s = V1, S, V2$.

Ligningene (12) og (13) uttrykker at i optimum skal marginal variabel kostnad pluss skyggepriser på effekt (maskiner) og energi (vann) være lik den innenlandske prisen på elektrisitet. Skyggeprisen på effekt kan variere fra periode til periode. Skyggeprisen på vann er den samme innen en sesong.

I tillegg til å optimere produksjonen over periodene må magasinbeholdning av vann tilpasses slik at produsentens overskudd maksimeres, dvs.

$$(14) \quad \frac{\partial L_t}{\partial M_{V1t}} = -\alpha_{V1t} + \alpha_{St} - \gamma_{V1t} + \eta_{V1t} = 0,$$

$$(15) \quad \frac{\partial L_t}{\partial M_{St}} = -\alpha_{St} + \alpha_{V2t} - \gamma_{St} + \eta_{St} = 0,$$

$$(16) \quad \frac{\partial L_t}{\partial M_{V2t}} = -\alpha_{V2t} - \gamma_{V2t} + \eta_{V2t} + \mu_t = 0.$$

Skyggeprisen på vann i de tre sesongene V1, S og V2 er større enn null dersom det er knapphet på vann. Dersom det er overflod av vann, slik at det ikke er optimalt å bruke hele tilsiget til produksjon eller lagring til neste sesong (eller dette ikke er mulig pga. øvre magasinskranke) er skyggeprisen på vann null, dvs.

$$(17) \quad \begin{aligned} \alpha_{V1t} &> 0 \text{ hvis } M_{V1t} = M_{V2t-1} + I_{V1t} - (X_{V1Ht} + X_{V1Lt}) \\ \alpha_{V1t} &= 0 \text{ hvis } M_{V1t} < M_{V2t-1} + I_{V1t} - (X_{V1Ht} + X_{V1Lt}), \\ \alpha_{St} &> 0 \text{ hvis } M_{St} = M_{V1t} + I_{St} - (X_{SHt} + X_{SLt}) \\ \alpha_{St} &= 0 \text{ hvis } M_{St} < M_{V1t} + I_{St} - (X_{SHt} + X_{SLt}), \\ \alpha_{V2t} &> 0 \text{ hvis } M_{V2t} = M_{St} + I_{V2t} - (X_{V2Ht} + X_{V2Lt}) \\ \alpha_{V2t} &= 0 \text{ hvis } M_{V2t} < M_{St} + I_{V2t} - (X_{V2Ht} + X_{V2Lt}), \end{aligned}$$

Så lenge likevektsprisen overstiger marginale driftskostnader (c') vil bibetingelsene i (17) være oppfylt med likhet.

Skyggeprisen på nedre grense for magasininnhold er null så lenge magasininnholdet er positivt. Dersom magasininnholdet er null blir denne skyggeprisen positiv:

$$(18) \quad \begin{aligned} \eta_{st} &> 0 \text{ hvis } M_{st} > 0, \\ \eta_{st} &= 0 \text{ hvis } M_{st} = 0. \end{aligned}$$

2.1 En tolkning av begrepet vannverdi

Skyggeprisene på energi kan finnes ved å løse ligningene (14) - (16) med hensyn på $\alpha_{V1t}, \alpha_{St}, \alpha_{V2t}$:

$$(19) \quad \alpha_{V1t} = -(\gamma_{V1t} + \gamma_{St} + \gamma_{V2t}) + (\eta_{V1t} + \eta_{St} + \eta_{V2t}) + \mu_t$$

$$(20) \quad \alpha_{St} = -(\gamma_{St} + \gamma_{V2t}) + (\eta_{St} + \eta_{V2t}) + \mu_t$$

$$(21) \quad \alpha_{V2t} = -\gamma_{V2t} + \eta_{V2t} + \mu_t$$

Vannverdien kan defineres som den endring i kraftprodusentens netto inntekt som en endring i vannbeholdningen medfører, jfr. ligningene (19) - (21). Det er rimelig å anta at betingelse (10) om magasininnhold ved slutten av året blir bindende ($\mu_t > 0$). Likeledes vil det være rimelig at både γ_{V2t} og η_{V2t} er lik null, fordi det er lite sannsynlig at magasinene er fulle eller tomme midt på vinteren (ved nyttår). Vi får da at $\alpha_{V2t} = \mu_{St}$, dvs. at vannverdien i årets siste periode bestemmes av skyggeprisen på vann fra år til år.

I sommersesongen er tilsiget til magasinene vanligvis stort. Dersom vi antar at magasininnholdet når sitt maksimalnivå ved slutten av sommersesongen blir ligning (8) for $s=S$ bindende, dvs. at skyggeprisen på magasinkapasitet blir positiv ($\gamma_{St} > 0$). Vannverdien i sommersesongen blir da lik den årlige skyggeprisen på vann fratrukket den positive skyggeprisen på magasinkapasitet, $\alpha_{St} = \mu_t - \gamma_{St}$. Dersom det oppstår overflom i sommersesongen blir ligning (6) ikke lenger bindende, og vannverdien i sommersesongen blir lik null (vannet kan hverken lagres eller brukes til produksjon); $\alpha_{St} = 0 \Rightarrow \mu_t = \gamma_{St}$ (den årlige vannverdien blir lik skyggeprisen på magasinkapasitet).

Antar vi at magasinet er tomt ved slutten av den første vintersesongen vil ligning (9) bli bindende ($\eta_{V1t} > 0$) dvs. at produksjonen begrenses av mangel på vann. Vannverdien i første vintersesong blir nå lik den årlige vannverdien fratrukket den positive skyggeprisen på magasinkapasitet i sommersesongen og påplussset den positive skyggeprisen på nedre grense for magasininnhold; $\alpha_{V1t} = \mu_t - \gamma_{St} + \eta_{V1t}$.

2.2 Kraftutveksling - handel

Derivering med hensyn på krafthandel med utlandet i hver periode (Y_{it}) gir følgende optimumsbetingelser:

$$(22) \quad \frac{\partial L_t}{\partial Y_{it}} = B_{it}^W - D(Y_{it})B_{it}^T - B_{it}^P - D(Y_{it})v_{it} = 0$$

for $i = V1H, V1L, SH, SL, V2H, V2L$.

Ligning (22) sier at handelen mellom Norge og utlandet i hver periode skal innrettes slik at pris i Norge blir lik verdensmarkedspris korrigert for transmisjonskostnader dersom overføringskapasiteten ikke utnyttes fullt ut. Dersom en når kapasitetstaket for overføring av kraft mellom Norge og utlandet oppstår en positiv skyggepris på overføringskapasitet. Prisdifferansen mellom Norge og utlandet korrigert for overføringskostnader vil bli lik denne skyggeprisen.

2.3 Tilpasning av kapitalbeholdning

Ligningene ovenfor er de kortsiktige tilpasningsbetingelsene, gitt kapitalbeholdning. På lang sikt vil også kapitalbeholdningen bli optimert. For enkelhets skyld antar vi at kapitalbeholdningen kan reguleres opp og ned. I praksis har kapitalutstyret i kraftsektoren svært lang levetid, slik at økning i kapitalbeholdningen vil være det mest rimelige. Redusert kapitalbeholdning vil bare kunne opptre ved depresiering. Å tillate salg av brukt kapitalutstyr vil være en urealistisk forutsetning. Damanlegg og turbiner er som oftest stedfaste og investeringer i slike anlegg vil være irreversible.

Derivering med hensyn på kapitalbeholdningsvariablene (K_{Xt}, K_{Mt}) gir optimumsbetingelsene:

$$(23) \quad \frac{\partial L_t}{\partial K_{Xt}} = -q_t + \frac{\partial \bar{X}_{it}^P}{\partial K_{Xt}} \sum_{i=1}^6 \lambda_{it} \Psi_i = 0 ,$$

$$(24) \quad \frac{\partial L_t}{\partial K_{Mt}} = -q_t + \frac{\partial \bar{M}}{\partial K_{Mt}} \sum_{s=1}^3 \gamma_s - \mu_t M_{V2t-1} \frac{1}{\bar{M}(K_{Mt-1})} = 0 .$$

Ligning (23) sier at maskinkapasiteten skal være slik at summen av skyggeprisene på effekt gjennom året multiplisert med økningen i produksjonskapasiteten ved en enhets økning i maskinkapitalen er lik brukerprisen på en kapitalenhet. Ligning (24) sier at magasinkapasiteten skal settes slik at brukerprisen på denne kapitalen blir lik verdien av magasinkapasitet gjennom året. Verdien av magasinkapasitet er lik summen av skyggepriser

multiplisert med økning i magasinkapasitet ved en enhets økning i kapitalen. I tillegg medfører en økning i magasinkapasiteten i vår modell en økning i vannmengden som blir igjen til neste år, dvs. $\mu_t M_{v2t-1} \frac{1}{\overline{M}(K_{Mt-1})}$.

Skyggeprisen på maskinkapasitet i periode i av år t er null dersom produksjonen er lavere enn maksimalt produksjonsnivå. Dersom produksjonskapasiteten nås vil skyggeprisen på effekt være positiv, dvs.

$$(25) \quad \begin{aligned} \lambda_{it} > 0 & \text{ hvis } X_{it} = \psi_i \overline{X}_{it}^P, \\ \lambda_{it} = 0 & \text{ hvis } X_{it} < \psi_i \overline{X}_{it}^P. \end{aligned}$$

Tilsvarende vil skyggeprisen på magasinkapasitet i sesong s av år t være null så lenge vannbeholdningen i magasinet er mindre enn magasinkapasiteten. Dersom kapasitetsgrensen nås vil skyggeprisen bli positiv, dvs.

$$(26) \quad \begin{aligned} \gamma_{st} > 0 & \text{ hvis } M_{st} = \overline{M}(K_{Mt}), \\ \gamma_{st} = 0 & \text{ hvis } M_{st} < \overline{M}(K_{Mt}). \end{aligned}$$

Skyggeprisen på vann i år t er null dersom vannbeholdningen ved slutten av året før, korrigert for en eventuell økning i magasinkapasiteten gjennom året, er mindre enn vannbeholdningen ved slutten av år t . Ellers er skyggeprisen på vann i år t positiv,

$$(27) \quad \begin{aligned} \mu_t = 0 & \text{ hvis } \frac{\overline{M}(K_{Mt})}{\overline{M}(K_{Mt-1})} M_{v2t-1} < M_{v2t}, \\ \mu_t > 0 & \text{ hvis } \frac{\overline{M}(K_{Mt})}{\overline{M}(K_{Mt-1})} M_{v2t-1} = M_{v2t}. \end{aligned}$$

Det er dermed antatt at alle vannmagasiner er ettårsmagasiner, selv om en del av magasinene er store treårsmagasiner. Dersom eksistensen av flerårsmagasiner ble tatt hensyn til i modellen ville det føre til økt produksjon i tørrår og redusert produksjon i våtår i forhold til i vår forenklete modell. Det ville modifisere utslagene i skyggeprisen på vann fra år til år.

3. Empirisk modell

I dette kapitlet drøftes de ulike delene i den empiriske modellen vi har etablert for det norske kraftmarkedet. Modellen representerer en vesentlig forenkling på mange områder, både i forhold til teoridrøftingen foran og virkeligheten. Vi har ønsket å holde muligheten åpen for, på et senere tidspunkt, å implementere modellen i en makroøkonomisk årsmoell. Modellen er derfor formulert som en årsmoell med 3 sesonger. Dette er gjort for å kunne beskrive variasjon i krafttilbud og -etterspørsel gjennom året og gjennom døgnet. Hver sesong er delt opp i 2 perioder. Disse er ikke påfølgende, adskilte perioder, men parvis overlappende perioder der det er skilt mellom dagtid på hverdager og nattid/ helg. På denne måten kan en studere variasjon i etterspørsel og tilbud over døgn og uke. Vinter 1 sesongen omfatter ukene 1 - 18, sommer er uke 19 - 40 og vinter 2 er uke 41 - 52. Vi har valgt å la høylast bestå av tiden fra kl. 8 - 22 på hverdager. Lavlast er de resterende timer på hverdager samt hele døgnet på lørdager og søndager. Kraftomsetningen (lasten) er størst på dagtid på hverdager når bedrifter og annen virksomhet er i drift. Om natten og i helgen er lasten lavere som følge av at aktiviteten i store deler av samfunnet er lav. En spesifisering av antall timer i de ulike periodene er gitt i figur 3.

Figur 3. Modellens periodeinndeling. Sesonger, lastperioder og antall timer

		Sesong		
		Vinter 1	Sommer	Vinter 2
Effekt	Høy	V1H 1350 timer	SH 1650 timer	V2H 900 timer
	Lav	V1L 1674 timer	SL 2046 timer	V2L 1116 timer

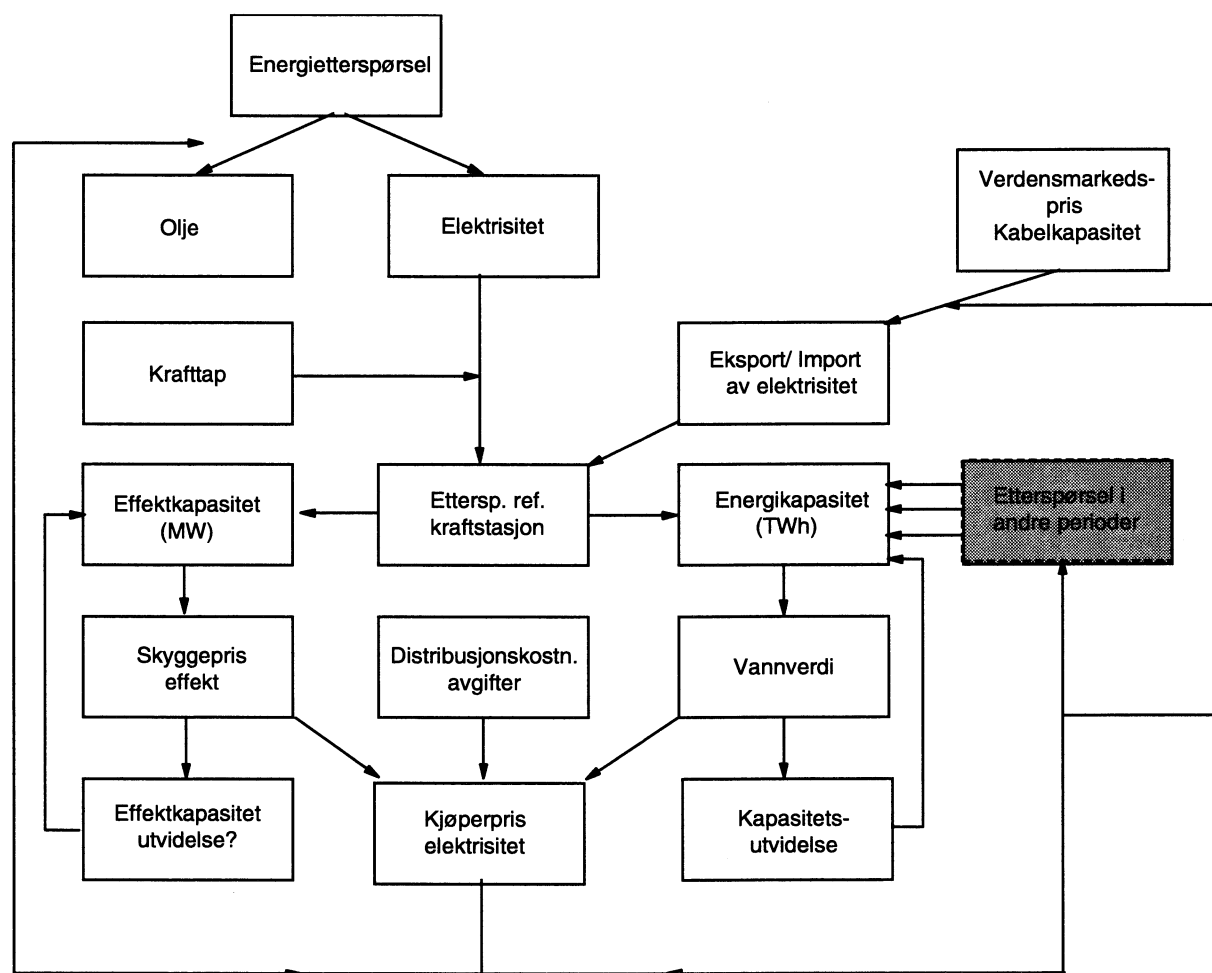
Modellen er formulert som en partiell likevektsmodell for det norske kraftmarkedet. Nedenfor skal vi skissere de ulike blokkene som modellen består av og deretter beskrive hver enkelt del av modellen. Datagrunnlaget og rutine for kalibrering av modellen er omtalt i kapittel 4.

3.1 Skisse over modellen

I modellen opereres med én kraftproduksjonssektor, én transmisjonssektor, én distribusjonssektor og 26 innenlandske sektorer som etterspør elektrisitet (jf. sektorliste i vedlegg 1). Vi definerer snittet mellom transmisjons- og distribusjonsnett som referansepunkt for

likevektsprisen i kraftmarkedet. I dette punktet klareres kraftetterspørselen med krafttilgangen. Det tas hensyn til at det påløper krafttap ved transport fra produsent og frem til referansepunktet (tap i transmisjonsnettet), og fra referansepunktet og ut til kraftkjøper (tap i distribusjonsnettet). Etterspørselen bestemmes i en egen blokk der pris på oljeprodukter (substitutt til elektrisitet) og inntekts- eller produksjonsnivå er eksogene variable. En tilknytning til makromodellen vil dels skje ved spesifisering av tilgangssiden, dels ved at inntekt, produksjon og andre priser endogeniseres og bestemmes i makromodellen. Likevektsprisen på kraft med eksogene påslag for prisdiskriminering, distribusjonstariff og avgifter bestemmer kjøperprisen på elektrisk kraft som også inngår ved bestemmelse av hver sektors kraftetterspørsel. I tillegg etterspørres/ tilbys kraft i verdensmarkedet. Eksport/import avhenger av forholdet mellom kraftprisen i Norge og utlandet i den aktuelle sesong og periode.

Figur 4. Skisse over modellen



Likevektsprisen på elektrisitet fratrukket en eksogen kostnad for transmisjon fra kraftprodusent og frem til likevektspunktet består av tre ledd: variable driftskostnader (eksogen), vannverdi og eventuell skyggepris på effektkapasitet. Produksjonssektoren for elektrisk kraft avveier vannverdien og skyggeprisen på effekt mot marginalkostnaden knyttet til utvidelse av kapasitetene. Beslutning om kapasitetsutvidelse utløser umiddelbart nyinvesteringer, som gir disponibel vannkraft i løpet av ett år.

Modellen er programmert i det interaktive programsystemet Troll, og løses ved en iterasjonsprosess der det for hver periode og hvert nytt år som simuleres etableres en likevekt i kraftmarkedet. I likevekt kan prisene avvike fra marginale kostnader knyttet til utbygging dersom det i utgangspunktet eksisterer overkapasitet i kraftmarkedet. Det er foreløpig ikke bygget inn dynamikk i modellen som tar hensyn til at det tar tid fra en utbyggingsbeslutning fattes til kapasiteten er tilgjengelig i markedet.

Verdensmarkedsprisen på elektrisk kraft i den enkelte periode, og kapasiteten på utenlandsforbindelsene for kraft er eksogene.

3.2 Likevektspris i kraftmarkedet

Gitt spesifikeringen av tilbud, innenlandsk etterspørsel og eksport og import av kraft som vil bli drøftet nedenfor, blir det i modellen for hver periode beregnet en likevektspris (BE_{it}) på elektrisk kraft i Norge. Likevektsprisen gjelder for kraftleveranser i et referansepunkt, som er fastsatt til snittet mellom transmisjons- og distribusjonsnett.

Fra etterspørselssiden i modellen beregnes kraftforbruk referert forbruker for sektor j i periode i (GW_{ijt}). Ved å korrigere for (legge til) krafttap i distribusjonsnettet fremkommer etterspørselen referert referansepunktet. I modellen er det spesifisert ulike tapsprosenten for distribusjon av fastkraft og tilfeldig kraft. Tapsprosenten i distribusjonsnettet er kvadratisk stigende med nettbelastningen. Distribusjonen av fastkraft og tilfeldig kraft skjer gjerne ved ulik nettbelastning, da distribusjonen av tilfeldig kraft er uprioritert. Sektorenes forbruk av tilfeldig kraft varierer, og dermed vil også tapsprosenten for distribusjon variere mellom sektorer. Enkelte sektorer tar ut kraft på et høyere spenningsnivå enn alminnelige forbrukere. Det tas hensyn til dette i modellen. Transmisjon og distribusjon av kraft er nærmere drøftet i kapittel 3.4. Kraftforbruket målt i referansepunktet (EE_{ijt}) beregnes ved

$$(28) \quad EE_{ijt} = GW_{ijt} \cdot \left(\frac{F_{ijt}}{1 - \tau_{it}^{DF}} + \frac{1 - F_{ijt}}{1 - \tau_{it}^{DT}} \right),$$

der F_{ijt} angir fastkraftandelen i sektor j , mens τ_{it}^{DF} er tapsprosenten i distribusjonsnettet for fastkraft i periode i , og τ_{it}^{DT} er tapsprosenten i distribusjonsnettet for tilfeldig kraft i periode i . Samlet etterspørsel i periode i finnes ved å summere EE_{ijt} over alle sektorer j . Eksport (GW_{iAt}) er inkludert som en av etterspørselskomponentene ovenfor.

Likevektsbetingelsen som skal være oppfylt i hver periode er

$$(29) \quad \sum_j EE_{ijt} = (1 - \tau_{it}^P - \tau_{it}^{TF}) \cdot X_{it} + (1 - \tau_{it}^{TB}) \cdot GW_{iIt} ,$$

der høyresiden representerer tilgangen av kraft målt i referansepunktet. Tilgangen er gitt ved produksjon av vannkraft (X_{it}) korrigert for krafttap i vannkraftproduksjonen (τ_{it}^P) og krafttap fra kraftstasjon til referansepunkt (τ_{it}^{TF}) og import (GW_{iIt}) korrigert for krafttap fra grensen til referansepunktet (τ_{it}^{TB}). Markedsklareringen bestemmer likevektsprisen på elektrisk kraft (BE_{it}) for hver periode. Samtidig med klareringen av etterspørsel og tilbud av kraft i hver periode summeres kraftproduksjonen over året

$$(30) \quad v X_t = \sum_i X_{it} ,$$

som skal være lik årstilbudet av elektrisk energi i referansepunktet. Årstilbudet $v X_t$ er produktet av en tilsigsparameter og midlere års energikapasitet. Tilsigsparameteren v kan brukes til å simulere effekten av avvik fra middelårs energitilgang. Dersom $v = 0,9$ er tilsiget 10 prosent lavere enn midlere års tilsig. Den simultane løsningen av modellen bestemmer vannverdi (V_t) og skyggepris på effektkapasitet. Innenlandsk tilbud av elektrisk kraft er drøftet i kapittel 3.3.

Det er en enkel forbindelse mellom den pris kraftprodusentene stilles overfor (P_{it}) og prisen i referansepunktet (BE_{it})

$$(31) \quad BE_{it} = B_{it}^T + P_{it} .$$

Her er B_{it}^T kostnaden ved transmisjon av kraft fra kraftstasjon og frem til referansepunktet.

Likevektsprisen på elektrisitet korrigert for transmisjonskostnader mellom kraftverk og referansepunkt gir produsenten signaler om hva markedet er villig til å betale for økt produksjon. Kraftprisen referert produsent i periode i i år t (P_{it}) er gitt formen

$$(32) \quad P_{it} = C_{it} + \lambda_{it} + V_{it} ,$$

der C_{it} er kortsiktig variabel produksjonskostnad eksklusive vannverdi, λ_{it} er skyggeprisen på effektkapasitet og V_{it} er vannverdien i periode i . I basisåret antar vi at vannverdien for perioden består av vannverdien for året (V_t) multiplisert med en eksogent gitt sesongkomponent (d_{it}), dvs.

$$(33) \quad V_{it} = V_t \cdot d_{it}$$

Sesongkomponenten kalibreres i basisåret. Ved simulering av modellen settes sesongkomponenten lik 1. Vannverdien på årsbasis blir i modellen lik null dersom den tilgjengelige energikapasitet ikke nyttes fullt ut over året. For bestemmelsen av λ_{it} , se avsnitt 3.3.

Den kortsiktige variable produksjonskostnaden

$$(34) \quad C_{it} = a_0 + \tau_{it}^P \cdot P_{it}$$

er forutsatt å bestå av en fast komponent (a_0) som representerer arbeidskraft, vareinnsats etc. og en komponent som tar vare på krafttap i kraftstasjonen ($\tau_{it}^P \cdot P_{it}$). Krafttapsprosenten er τ_{it}^P , og krafttapet verdsettes til kraftprisen som gjelder i perioden.

I blokken for markedsklarering og likevektspris inngår tilsammen 193 ligninger som bestemmer de 193 variablene V_t , BE_{it} , P_{it} , C_{it} , X_{it} , V_{it} og EE_{ijt} .

3.3 Innenlandsk tilbud av elektrisk kraft

I denne versjonen av modellen er vannkraft eneste produksjonsteknologi. Foran tenkte vi oss at energi (tilfang av vann/ magasiner) og effektdimensjonen (turbiner og rør) kunne ekspanderes uavhengig, ved innsats av kapital. I den empiriske spesifiseringen av modellen er det sett bort fra muligheten til å øke tilfang av vann eller magasin-kapasitet uten samtidig å utvide rør og turbiner. Tilgangen er gitt som spesifikke kraftverksprosjekter, der det ikke bygges magasiner uten samtidig å bygge turbiner og rør. Effektkapasitet vil vi derimot anta kan bygges ut uten at det samtidig skjer utvidelse av tilfang av vann eller magasinutvidelse.

For allerede utbygde kraftverk er ikke disse antagelsene urimelige. Siden det norske kraftsystemet har vært energidimensjonert, er det marginalkostnaden for tilgang av vann som har vært bestemmende for prosjektenes samlede marginalkostnad. Det vil imidlertid være forholdsvis lave kostnader forbundet med å utvide effektkapasiteten i allerede utbygde verk. Vognild (1993) rapporterer at kostnaden for marginal utbygging av effekt i eksisterende kraftverk vil være om lag 2000 kr/kW. Han anslår potensialet for økt effektkapasitet i eksisterende verk til å være flere tusen MW.

For ikke utbygde kraftverksprosjekter vil forholdet mellom energi- og effektkapasitet være mer fleksibelt. For nye prosjekter har vi valgt å benytte den dimensjonering av energi og effekt som fastlegges etter søknad og konsesjonsbehandling i Norges vassdrags- og energiverk (NVE). Også for nye prosjekter har vi i modellen antatt at ytterligere effektkapasitet kan bygges ut til en spesifisert marginalkostnad.

3.3.1 Energi

Energikapasiteten vil i modellen bli utvidet dersom det er lønnsomt, dvs. dersom verdsettingen av mer energi overstiger langtidsgrensekostnaden for ny kapasitet. Basert på prosjektdata fra NVE (1993) har vi konstruert en glattet langtidsgrensekostnadsfunksjon (LTG).

Figur 5. Faktisk og glattet langtidsgrensekostnadsfunksjon i kraftproduksjon



Kilde: NVE (1993)

Den glattede langtidsgrensekostnadskurven (LTG_t^*) er gitt en 2. gradsform, dvs.

$$(35) \quad LTG_t^* = a + b \cdot (X_t - \bar{X}) + c \cdot (X_t - \bar{X})^2$$

der a , b og c er konstanter i 2. gradsfunksjonen og \bar{X} er initial vannkraftkapasitet (i basisåret 1991). Tilgjengelig vannkraft er begrenset av tilgangen på ikke utbygde/ikke vernede vassdrag. Modellen er derfor spesifisert slik at langtidsgrensekostnaden (LTG_t) øker raskt dersom kapasiteten for ny vannkraft nås, dvs.

$$(36) \quad LTG_t = LTG_t^* \text{ hvis } X_t \leq X^{\max} \text{ ellers } \infty$$

der X^{\max} er den maksimalt utbyggbare vannkraftkapasitet. Vannverdien (V_t) bestemmes i modellen ved at tilbud og etterspørsel etter energi over året klareres, se avsnitt 3.2. Ny utbygging av vannkraft skjer dersom $V_t > LTG_t$. Kapasiteten utvides inntil $V_t = LTG_t$. Det er forutsatt å ta ett år fra beslutning om utbygging fattes til vannkraften er disponibel i markedet, dvs.

$$(37) \quad XN_t = \begin{cases} XN_{t-1} & \text{hvis } V_{t-1} < LTG_{t-1} \\ XN_{t-1}^* & \text{ellers} \end{cases},$$

der $XN_{t-1}^* (= X_t - \bar{X})$ er roten av 2. gradsligningen (35) innsatt V_{t-1} for LTG_{t-1}^* . Modellen velger den roten som gir løsning på den stigende delen av kurven i figur 5. Energikapasiteten i år t blir etter dette bestemt ved

$$(38) \quad X_t = \bar{X} + XN_t .$$

Energiblokken har 4 ligninger som bestemmer variablene LTG , LTG_t , XN_t og X_t .

3.3.2 Effekt

Periodeinndelingen i vår modell er grov i forhold til effektvariasjoner i praksis. Likevel er den installerte effekt-kapasitet (maskinkapital) en viktig variabel i modellen. Tilgjengelig effektkapasitet i år t (QS_t) er gitt ved

$$(39) \quad QS_t = NQ_t \cdot (X_t - \bar{X}) + Q_t + \bar{Q},$$

der NQ_t angir økning i effektkapasitet pr. ny utbygd TWh, Q_t er spesifikk økning i effektkapasitet ved inngangen til år t og \bar{Q} er effektkapasiteten i basisåret. Prisen på effektkapasiteten (PQ_t) er

$$(40) \quad PQ_t = \frac{CQ_t \cdot RQ_t}{\sum_i H_i \cdot SQ_{it}} ,$$

der CQ_t er investeringskostnaden knyttet til en enhets utvidelse av effektkapasiteten, og RQ_t er en annuitets-faktor. Siden vi i modellen kun opererer med energipris i hver periode, må prisen på effekt oversettes til pris på energi ved å dividere med antall brukstimer i perioden (H_i). Effektteterspørselen i periode i beregnes ved

$$(41) \quad Q_{it} = \frac{X_{it}}{H_i} FQ_{it} ,$$

der FQ_{it} uttrykker forskjellen mellom maksimalt og gjennomsnittlig effektuttak i periode i . Det gjennomsnittlige effektuttaket beregnes ved å dividere energietterspørsel i periode i med antall timer i perioden. SQ_{it} er en skift-parameter som er lik 0 dersom effektkapasiteten ikke utnyttes. Skiftparameteren er gitt en form slik at modellen gir løsning¹,

$$(42) \quad SQ_{it} = \frac{1}{1 + \left(\frac{Q_{it}}{QS_t}\right)^{100}} .$$

Skyggeprisen på effekt (λ_{it}) bestemmes ved

$$(43) \quad \lambda_{it} = SQ_{it} \cdot PQ_t .$$

Skiftparameteren SQ_{it} skifter raskt fra 0 til 1 i det øyeblikk effektteterspørselen (Q_{it}) overstiger tilgjengelig effektkapasitet (QS_t). Utbygging av effektkapasitet som ikke følger direkte ved utbygging av ny energikapasitet beregnes ved

$$(44) \quad Q_t = Q_{t-1} + QN_t ,$$

¹ For praktiske formål fungerer dette. Modellering av rene 0 - 1 variable i modellen skaper konvergensproblemer. Det er årsaken til at vi har valgt å gi variable som er av 0 - 1 typen en spesifisering som i (41). Variabelen SQ_{it} skifter fra 0 til 1 over et kort intervall. Dette skaper intet problem for tolkningen av en løsning av modellen.

der

$$(45) \quad QN_t = \text{Max}\{\text{Max}(Q_{V1Ht-1}, Q_{V1Lt-1}, Q_{SHt-1}, Q_{SLt-1}, Q_{V2Ht-1}, Q_{V2Lt-1}) - QS_{t-1}, 0\}.$$

Variablene i ligningen for QN_t er tilbakedatert en periode, siden Q_t skal beskrive utbygd effekt ved inngangen til periode t .

Effektblokken i modellen består dermed av 22 ligninger som bestemmer variablene $QS_t, PQ_t, Q_t, QN_t, SQ_{it}, \lambda_{it}$ og Q_{it} .

3.4 Transmisjon og distribusjon av elektrisitet

På kvantumssiden er transmisjon og distribusjon av elektrisk kraft representert ved tapsprosjenter for ulike krafttyper og ulike forbrukersektorer. Tap i transmisjon og distribusjon beregnes i modellen som produktet av innmatet kraftkvantum og tilhørende tapsprosjenter, se avsnitt 3.2. Samlede tap i transmisjonsnettet i periode i er

$$(46) \quad TT_{it} = \tau_{it}^{TF} X_{it} + \tau_{it}^{TB} GW_{it}.$$

Transmisjonstap i sum over året blir

$$(47) \quad TT_t = \sum_i TT_{it}$$

Samlede tap i distribusjonsnettet i periode i er

$$(48) \quad TD_{it} = \sum_i EE_{ijt} - GW_{ijt},$$

mens samlede distribusjonstap over året blir

$$(49) \quad TD_t = \sum_i TD_{it}.$$

Prisene på transmisjons- og distribusjonstjenester er formulert som enhetskostnadsfunksjoner.

Enhetskostnaden for transmisjon (B_{it}^T) består av tre ledd

$$(50) \quad B_{it}^T = b_0 + b \cdot Q_{it}^T + \tau_{it}^T \cdot P_{it},$$

der b_0 er en eksogen komponent som representerer den delen av enhetskostnaden som ikke er avhengig av størrelsen på krafttapet i transmisjonsnettet. Dette er kapitalavkastning, arbeidskraft- og vareinnsatskostnader. I tillegg kommer en effektavgift (kapasitetspris) ved transmisjon ($b \cdot Q_{it}^T$). Effektavgift påløper bare ved transmisjon av kraft i vintersesongenes høylastperioder. Det mest vanlige grunnlaget for oppkreving av denne avgiften til eieren av transmisjonsnettet, er målt effektforbruk hos kraftkjøperen i maksimalbelastningstimen. Timen med maksimalbelastning oppstår i løpet av vintersesongen. Vi har ved kalibrering av modellen benyttet gjennomsnittet av faktisk observert effektpris for landet. Effektavgiften er omregnet til pris pr. kWh ved å ta utgangspunkt i antall timer i høylastperioden i vintersesongene. Den siste delen av transmisjonskostnaden er verdien av krafttap pr. enhet transmittert kraft. Denne kostnaden er endogen, og vil avhenge av den endogent bestemte kraftprisen referert kraftstasjon.

Mens enhetskostnaden for transmisjon er antatt lik for alle forbrukergrupper, vil enhetskostnaden på distribusjonstjenester variere mellom sektorer. Det norske punktтарiffsystemet for krafttransport i regional- og lokalnett har en

inndeling i 5 nivåer² etter spenningsnivå for uttak av kraft. Jo lenger "ut" i distribusjonsnettet en kjøper befinner seg, jo høyere er prisen på distribusjonstjenesten. De ulike sektorene i modellen inneholder forbrukere som tar ut kraft på ulike nivåer i nettet. I modellen er det benyttet koeffisienter som uttrykker på hvilket nettnivå sektoren i gjennomsnitt tar ut sitt kraftforbruk. For en sektor som i hovedsak antas å ta ut kraft på nivå 5 er denne koeffisienten satt lik 1. For en forbruker som tar ut kraft på nivå 3 (f.eks. treforedlingsindustri) er koeffisienten nærmere 0,5. I tillegg vil omfanget av tilfeldig kraftforbruk i en sektor påvirke distribusjonskostnaden i sektoren. Distribusjon av tilfeldig kraft skjer som såkalt uprioritert overføring. Det innebærer at distribusjonen kan stanses i situasjoner med høy nettbelastning. Dermed har slik distribusjon en lavere kvalitet enn overføring av fastkraft, som har prioritet.

Prisen på distribusjonstjenester for sektor j vil være produktet av sektorens nettnivåkoeffisient og en enhetspris på distribusjon. Enhetsprisen på distribusjon er normert til prisen på distribusjon til en forbruker som befinner seg på nivå 5 i distribusjonsnettet. Denne prisen er bygget opp på samme måte som enhetsprisen på transmisjonstjenester, dvs.

$$(51) \quad B_{it}^D = c_0 + c Q_{it}^D + \tau_{it}^D \cdot BE_{it},$$

hvor c_0 er arbeidskraft-, vareinnsats- og realkapitalkostnader og $c Q_{it}^D$ er en kapasitetsavgift på effekt. Det er likevektsprisen i referansepunktet som er den relevante kraftpris når krafttapet i distribusjonsnettet verdsettes.

Denne modellblokken har 26 ligninger med de endogene variablene TT_{it} , TT_t , TD_{it} , TD_t , B_{it}^T og B_{it}^D .

3.5 Kjøperpris på elektrisitet

Kjøperprisen på elektrisitet (PG_{ijt}) er sammensatt av pris på kraft levert referansepunktet, pris på distribusjonstjenester og avgifter

$$(52) \quad PG_{ijt} = \left\{ \tau_{jt}^E \cdot F_{ijt} + [F_{ijt} + tk_t \cdot (1 - F_{ijt})] \cdot (1 + \mu_{ijt}) \cdot BE_{it} + A73_{ijt} \gamma_{ijt} B_{it}^D \right\} (1 + \tau_{jt}^M)$$

hvor

BE_{it} = likevektspris på elektrisitet i referansepunktet, periode i i år t ,

F_{ijt} = eksogent gitt fastkraftandel

tk_t = kvalitet på tilfeldig kraft som andel av fastkraft i år t

μ_{ijt} = prisdiskrimineringskoeffisient for sektor j i periode i i år t ,

$A73_{ijt}$ = sesongforskjell i pris på distribusjonstjenester for sektor j i periode i i år t ,

γ_{ijt} = innsatskoeffisient for fordelingstjenester for sektor j i periode i i år t ,

B_{it}^D = pris på distribusjonstjenester i periode i i år t ,

τ_{jt}^E = elektrisitetsavgift for sektor j i år t ,

τ_{jt}^M = merverdiavgift for sektor j i år t .

Likevektsprisen er i utgangspunktet lik for alle etterspørere, men ulik fastkraftandel, prisdiskriminering mellom forbrukere (spesielt kontrakter på lang sikt for kraftintensiv industri), ulike distribusjonspriser og avgifter medfører at kjøperprisene blir ulike for ulike sektorer. Det er forutsatt at tilfeldig kraft i et midlere år har en lavere kvalitet

² Denne inndelingen er nettnivå 1: Regionalnettets linjer, spenning >22 kilovolt (kV), nettnivå 2: Hovedtrafoer, spenningsnivå 1-22 kV, nettnivå 3: Lokalt høyspentnett, spenningsnivå 1-22 kV, nettnivå 4: Nettstasjon, spenningsnivå <1 kV og nettnivå 5: lavspent fordelingsnett, spenningsnivå < 1 kV (vanligvis 220-240 V).

enn fastkraft (lavere leveringssikkerhet). Det tas det hensyn til ved å korrigere likevektsprisen for fastkraftandel og en kvalitetsparameter.

Innsatskoeffisient for fordelingstjenester

$$(53) \quad \gamma_{ijt} = F_{ijt} \cdot \gamma_F + (1 - F_{ijt}) \cdot \gamma_T$$

bestemmes i modellen som en veid sum av inputkoeffisienter for distribusjonstjenester for fast- og tilfeldig kraft (γ_F og γ_T). Vekten F_{ijt} angir antall enheter fastkraft sektor j etterspør i periode i som andel av total etterspørsel fra sektor j i samme periode.

Denne blokken inneholder 312 ligninger med de endogene variablene PG_{ijt} og γ_{ijt} .

3.6 Innenlandsk kraftetterspørsel

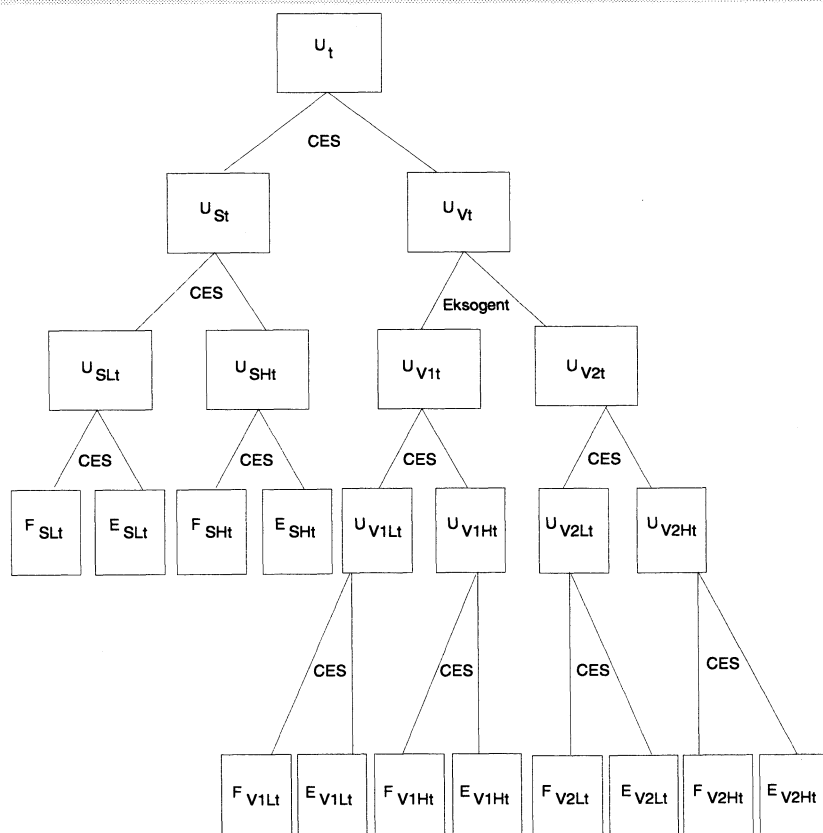
Modellen er i utgangspunktet en partiell kraftmarkedsmodell, men da elektrisitet og olje står i et substitusjonsforhold til hverandre bestemmes også hver sektors etterspørsel etter olje til stasjonære formål (oppvarming) i modellen. Produksjonsnivå (bedriftene), samlet konsum (husholdningene) samt pris på olje til stasjonære formål er eksogene variable i modellen. Anslag for disse variablene kan hentes fra en fremskrivning der en makroøkonometrisk modell er benyttet (MSG, MODAG etc.). I de makroøkonometriske modellene er en sektors etterspørsel etter energi knyttet til sektorens produksjonsnivå ved en inputkoeffisient for energi. Koeffisienten uttrykker den mengde energi som går med til å produsere en enhet av sektorens produkt. I MSG avhenger inputkoeffisienten for energi av teknologisk nivå samt av prisen på energi relativt til prisene på arbeidskraft, realkapital, transport og annen vareinnsats. I MODAG er inputkoeffisientene for energi eksogent bestemt. I tillegg til produksjonsnivå/

konsumnivå og oljepriser henter vi pris på energi fra den valgte makromodellen. I makromodellene er prisen på energi beregnet som et aggregat av pris på elektrisitet og pris på olje. Vi har gitt inputkoeffisienten for energi (ZU_{jt}) i vår modell følgende formulering

$$ZU_{jt} = k_j \left[\frac{PU_{jt}}{PUM_{jt}} \right]^{\rho_j}$$

der PU_{jt} er prisen på energi beregnet i vår partielle modell, PUM_{jt} er prisen på energi i makromodellen, k er et kalibrert konstantledd og ρ_j er en elastisitet satt lik -0,5 for alle sektorer. Det vil således ikke være noen forskjell mellom inputkoeffisienten for energi i vår modell og i den valgte makromodellen, dersom prisutviklingen på energi er den samme i de to modellene. Årlig energiforbruk (U_{jt}) fremkommer ved

Figur 6. Energietterspørselssystemet i modellen (sektorindeks j utelatt)



$$(55) \quad U_{jt} = ZU_{jt} \cdot W_{jt},$$

der W_{jt} er produksjonsnivå i produksjonssektorene og samlet forbruksutgift i husholdningssektoren.

Fordelingen av energietterspørselen på de ulike sesonger og perioder samt fordeling av energietterspørsel på energibærerne elektrisitet og olje, skjer i vår modell i et system av CES-funksjoner, se figur 6.

Årlig energiforbruk fordeles på energiforbruk om sommeren (U_{Sjt}) og energiforbruk om vinteren (U_{Vjt}) ved et CES-aggregat,

$$(56) \quad U_{jt} = \left[\delta_j \frac{1}{\sigma_j} U_{Sjt}^{\frac{\sigma_j+1}{\sigma_j}} + (1-\delta_j) \frac{1}{\sigma_j} U_{Vjt}^{\frac{\sigma_j+1}{\sigma_j}} \right]^{\frac{\sigma_j}{\sigma_j+1}},$$

$$\text{der } \delta_j = \frac{e^{\alpha_{vj}}}{1 + e^{\alpha_{vj}}}.$$

Energiprisen er et aggregat av sommer- og vinterpris,

$$(57) \quad PU_{jt} = \left[\delta_j PU_{Sjt}^{\sigma_j+1} + (1-\delta_j) PU_{Vjt}^{\sigma_j+1} \right]^{\frac{1}{\sigma_j+1}}.$$

Fordelingen bestemmes av

$$(58) \quad \ln \left(\frac{U_{Vjt}}{U_{Sjt}} \right) = \alpha_{vj} + \sigma_j \ln \left(\frac{PU_{Vjt}}{PU_{Sjt}} \right).$$

Deretter fordeles vinterenergiforbruket på de to vintersesongene ved bruk av en basisårskoeffisient, dvs.

$$(59) \quad \begin{aligned} U_{V1jt} &= \alpha_{v1j} \cdot U_{Vjt}, \\ U_{V2jt} &= (1 - \alpha_{v1j}) \cdot U_{Vjt}. \end{aligned}$$

Energiprisen for vinterperioden (PU_{Vjt}) beregnes ved

$$(60) \quad PU_{Vjt} = \frac{PU_{V1jt} U_{V1jt} + PU_{V2jt} U_{V2jt}}{U_{V1jt} + U_{V2jt}}.$$

Det er dermed ikke åpnet for at en sektor kan substituere energiforbruk mellom de to vintersesongene i modellen. I neste trinn fordeles sesongenes energiforbruk på hver av de to periodene i sesongen (H og L), dvs. at ligningene for sommersesongen (S) blir

$$(61) \quad U_{Sjt} = \left[\delta_{Sj} \frac{1}{\sigma_{Sj}} U_{SHjt}^{\frac{\sigma_{Sj}+1}{\sigma_{Sj}}} + (1-\delta_{Sj}) \frac{1}{\sigma_{Sj}} U_{SLjt}^{\frac{\sigma_{Sj}+1}{\sigma_{Sj}}} \right]^{\frac{\sigma_{Sj}}{\sigma_{Sj}+1}},$$

$$(62) \quad PU_{Sjt} = \left[\delta_{Sj} PU_{SHjt}^{\sigma_{Sj}+1} + (1 - \delta_{Sj}) PU_{SLjt}^{\sigma_{Sj}+1} \right]^{\frac{1}{\sigma_{Sj}+1}}$$

og

$$(63) \quad \ln \left(\frac{U_{SHjt}}{U_{SLjt}} \right) = \alpha_{Sj} + \sigma_{Sj} \ln \left(\frac{PU_{SHjt}}{PU_{SLjt}} \right),$$

der $\delta_{Sj} = \frac{e^{\alpha_{Sj}}}{1 + e^{\alpha_{Sj}}}$. Tilsvarende 3 ligninger er implementert der S erstattes med V1 og V2. Til slutt er hver periodes energiforbruk et CES-aggregat av oljeforbruk (F_{ijt}) og elektrisitetsforbruk (E_{ijt}), $i = V1H, V1L, SH, SL, V2H, V2L$.

Energiprisen i etterspørselsblokka er et aggregat av elektrisitetsprisen (PG_{ij}) og oljeprisen (PF_{ij}) med en konstant, men sektor- og periodespesifikk, substitusjonselastisitet (σ_{ij}),

$$(64) \quad PU_{ijt} = \left[\delta_{ij} PG_{ijt}^{\sigma_{ij}+1} + (1 - \delta_{ij}) PF_{ijt}^{\sigma_{ij}+1} \right]^{\frac{1}{\sigma_{ij}+1}}$$

Sektor j's energietterspørsel i periode i (U_{ijt}) "produseres" i en CES-funksjon av elektrisitet (GW_{ij}) og olje (F_{ij}),

$$(65) \quad U_{ijt} = \left[\delta_{ij} \frac{1}{\sigma_{ij}} GW_{ijt}^{\frac{\sigma_{ij}+1}{\sigma_{ij}}} + (1 - \delta_{ij}) \frac{1}{\sigma_{ij}} F_{ijt}^{\frac{\sigma_{ij}+1}{\sigma_{ij}}} \right]^{\frac{\sigma_{ij}}{\sigma_{ij}+1}}.$$

Fordelingen mellom elektrisitet og olje bestemmes ved

$$(66) \quad \ln \left(\frac{GW_{ijt}}{F_{ijt}} \right) = \alpha_{ij} + \sigma_{ij} \ln \left(\frac{PG_{ijt}}{PF_{ijt}} \right).$$

Fordelingsparameteren er $\delta_{ij} = \frac{e^{\alpha_{ij}}}{1 + e^{\alpha_{ij}}}$.

Energiblokken har etter dette 35 ligninger for hver sektor som bestemmer de 35 variablene

$$ZU_{jt}, U_{jt}, PU_{jt}, U_{Sjt}, U_{Vjt}, U_{V1jt}, U_{V2jt}, PU_{Vjt}, PU_{Sjt}, PU_{V1jt}, PU_{V2jt}, U_{ijt}, PU_{ijt}, GW_{ijt}, F_{ijt}.$$

Med 26 sektorer i modellen utgjør dermed etterspørselsblokken hele 910 ligninger. I tillegg kommer oppsummeringsligningene

$$(67) \quad F_{jt} = \sum_i F_{ijt}$$

og

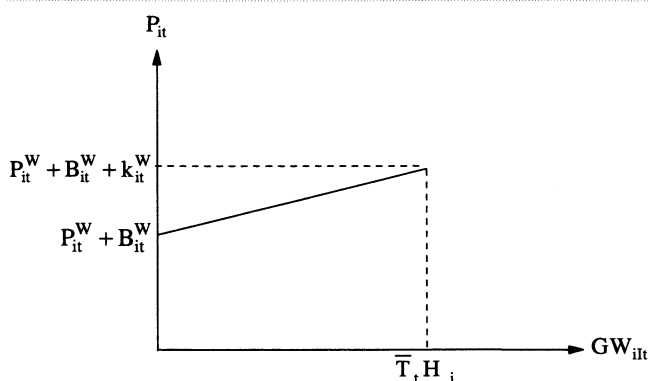
$$(68) \quad GWH_{jt} = \sum_i GW_{ijt}.$$

I den foreliggende versjonen av modellen er CES-funksjonene³ kalibrert ved å benytte substitusjonselastisiteter lik -0,5, og deretter beregne konstantleddene ved basisårsdata. Det finnes ennå ikke tidsserier tilgjengelig som gjør det mulig å estimere substitusjonselastisitetene i etterspørselsmodellen. Det er imidlertid arbeid i gang i SSB med tanke på etablering av slike data. Substitusjonsparametrene er det opp til modellbruker å fastlegge.

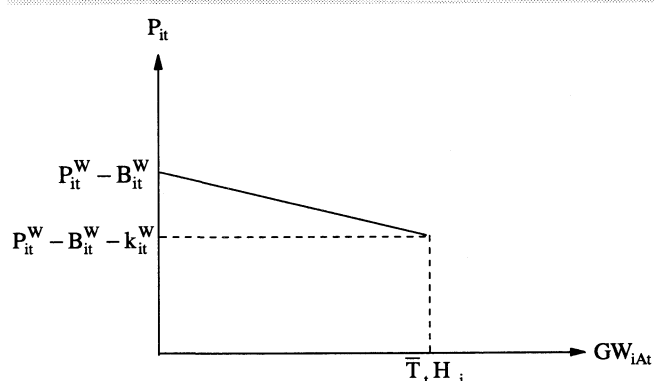
3.7 Eksport og import av kraft

Eksport og import av elektrisitet er spesifisert som endogene variable i modellen. Importen er lik null dersom den innenlandske kraftprisen er mindre enn verdensmarkedsprisen tillagt overføringskostnader mellom Norge og utlandet. Importen blir positiv dersom den innenlandske kraftprisen overstiger verdensmarkedspris pluss overføringskostnad. Det er lagt inn en grense på handelsvolum som gjenspeiler overføringskapasiteten ($\bar{T}_t H_i$, der \bar{T}_t er kapasiteten i kablene og H_i er antall timer). Importen skifter ikke momentant fra null til kapasitetsgrensen. For å eliminere konvergensproblemer øker importen gradvis slik at importkapasiteten benyttes fullt ut dersom den innenlandske prisen er k_{it}^W høyere enn verdensmarkedsprisen tillagt overføringskostnader, se figur 7. Variabelen k_{it}^W er liten. En verdi på 0,02 NOK/kWh er nok til å eliminere konvergensproblemene.

Figur 7. Bestemmelse av import



Figur 8. Bestemmelse av eksport



Tilsvarende opplegg er benyttet ved fastleggelse av eksport, dvs. at eksporten er positiv dersom den innenlandske kraftprisen tillagt overføringskostnader er lavere enn verdensmarkedsprisen (se figur 8).

Dersom prisforskjellen mellom det norske markedet uten handel og det internasjonale markedet er liten, vil eksport og import ikke forekomme. For innenlandske priser som ligger i intervallet $P_{it}^W - B_{it}^W < P_{it} < P_{it}^W + B_{it}^W$ vil det hverken bli eksport eller import av kraft.

Dersom det ikke er begrensninger i overføringskapasiteten mot utlandet, vil verdensmarkedsprisen på elektrisitet pluss/minus overføringskostnader representere øvre og nedre grense for den innenlandske kraftprisen. Dersom den innenlandske prisen faller under verdensmarkedsprisen fratrukket transmisjonskostnader øker eksporten. Importen øker dersom den innenlandske prisen overstiger verdensmarkedsprisen tillagt transmisjonskostnader.

Eksport og import av elektrisitet vil imidlertid være begrenset av den eksisterende transmisjonskapasiteten ($\bar{T}_t H_i$) til/fra det internasjonale markedet. Dersom kapasitetsgrensen er nådd, vil differansen mellom innenlandsk pris og verdensmarkedspris korrigert for overføringskostnader representere en skyggepris på ny kapasitet. Dersom denne

³ En nærmere beskrivelse av anvendelse av CES-energieterspørselsfunksjoner er gitt i Mysen (1991).

skyggeprisen i sum over året er høyere enn enhetskostnaden ved kapasitetsutvidelse, bør overføringskapasiteten økes. Noen slik mekanisme er foreløpig ikke bygget inn i modellen.

3.8 Inntekter i kraftsektoren. Avgifter til staten

I de fleste analyser vil det være av interesse å kjenne inntektene i de ulike delene av kraftsektoren. Likeledes vil det være behov for å beregne avgiftsinntektene til staten som følger av omsetningen av elektrisitet.

Vi har formulert enkle likninger i modellen som beregner bruttoinntektene til kraftsektoren. For produksjonssektoren er inntekten i periode i

$$(71) \quad I_{it} = \sum_j PG_{ijt} \cdot GW_{ijt} - MVA_{it} - TE_{it} - IT_{it} - ID_{it} ,$$

der MVA_{it} er påløpt merverdiavgift ved kraftsalg, TE_{it} er statens inntekter fra elektrisitetsavgift, IT_{it} er transmisjonssektorens inntekter og ID_{it} er distribusjonssektorens inntekter i periode i .

Transmisjonssektorens inntekter er bestemt ved

$$(72) \quad IT_{it} = \sum_j B_{it}^T \cdot [GW_{ijt} \cdot (F_{ijt} + (1 - F_{ijt}) \cdot tk_t)] \cdot (1 + \mu_{ijt}) ,$$

mens distribusjonssektorens inntekter i periode i er gitt ved

$$(73) \quad ID_{it} = \sum_j GW_{ijt} \cdot \gamma_{ijt} \cdot B_{it}^D .$$

Statens inntekter fra merverdiavgift er gitt ved

$$(74) \quad MVA_{it} = \sum_j \tau_{jt}^M \cdot PG_{ijt} \cdot GW_{ijt} ,$$

og inntektene fra elektrisitetsavgiften bestemmes av

$$(75) \quad TE_{it} = \sum_j \tau_{jt}^E \cdot F_{ijt} \cdot GW_{ijt} .$$

Elektrisitetsavgift innkreves bare fra salg av fastkraft.

Inntektsblokken har 30 ligninger som bestemmer variablene I_{it} , IT_{it} , ID_{it} , MVA_{it} og TE_{it} .

4. Datagrunnlag, elastisiteter og kalibrering

Oppdelingen i sesonger og last-perioder i modellen, jfr. figur 3, er ikke noen konvensjonell oppdeling som er alment akseptert innenfor kraftsektoren eller i overensstemmelse med offisielle datakilder. Vi har derfor i stor grad vært henvist til å benytte flere ulike datakilder til å konstruere data for olje- og elektrisitetsforbruk og tilhørende priser for de periodene som er spesifisert i modellen. Den viktigste datakilden har vært Samkjøringens (Statnetts) ukerapporter for elektrisitetsproduksjon og -forbruk i Norge.

Ambisjonsnivået har hittil begrenset seg til å konstruere tall for modellens basisår 1991, se Johnsen (1995). For-delingsnøkklene som er benyttet i kalibreringen av modellen er hentet fra ulike kilder og ulike år. Det kan være aktuelt å konstruere tidsserier på et senere tidspunkt. På grunn av manglende datagrunnlag er det ikke estimert elastisiteter til etterspørselsfunksjonene i modellen. I den foreliggende versjonen av modellen er det opp til modell-bruker å spesifisere elastisitetene. Et alternativ er å benytte ulike sett av elastisiteter for å studere hvordan simuleringsresultatene avhenger av størrelsen på elastisitetene i modellen. Det er for tiden arbeid i gang i Statistisk sentralbyrå med å estimere husholdningers og bedrifters etterspørselastisiteter ved bruk av månedsdata. Dette arbeidet kan gi nyttig informasjon om hvilke elastisiteter det er rimelig å benytte i vår modell.

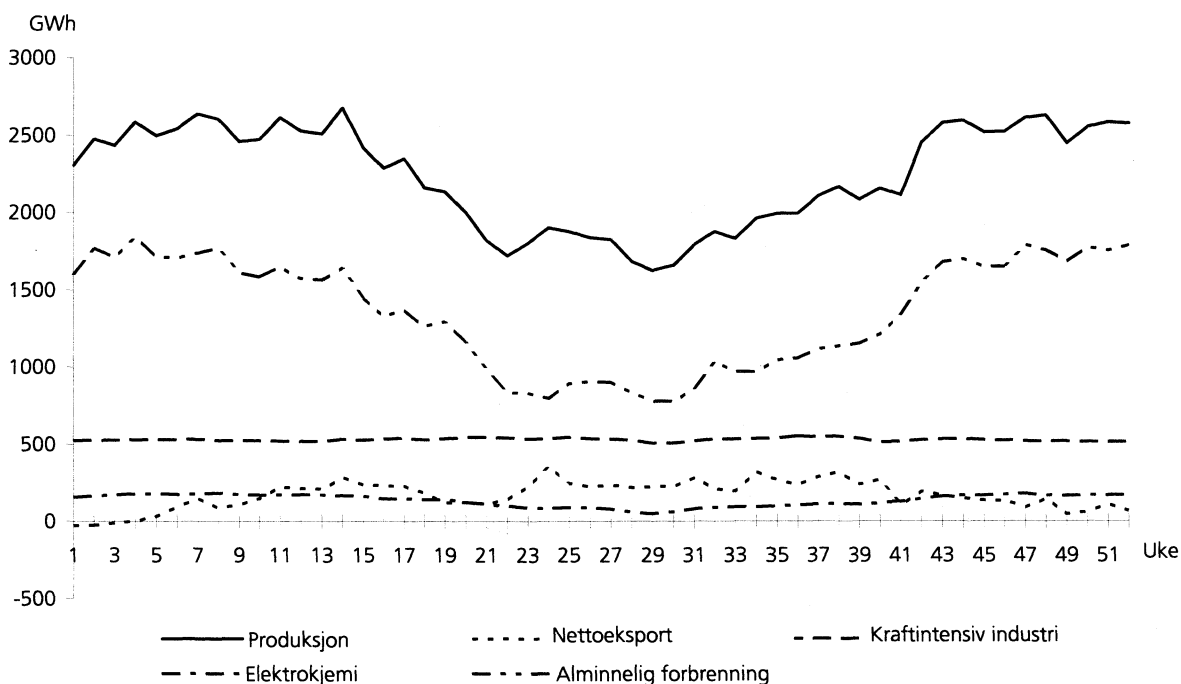
4.1 Elektrisitetsproduksjon og -forbruk

Årsdata er tilgjengelig fra SSBs elektrisitets- og energistatistikk (Statistisk sentralbyrå, 1994). På modellens detaljerte sektornivå har vi imidlertid ikke informasjon om forbruk gjennom året eller forbruket over døgnet. Ukerapportene til Statnett gir uketall for produksjon, eksport, import samt forbruk av kraft i noen aggregerte innenlandske sektorer.

Totalproduksjonen var høyest i vinterperiodene, da den svingte rundt et nivå på 2500 GWh pr. uke (se figur 9). Om sommeren var produksjonen lavere; i 1992 var produksjonen på det laveste nede i 1600 GWh. Nettoeksporten var positiv det meste av året, og størst i sommerhalvåret. Forbruket i kraftintensiv industri var meget stabilt gjennom året, mens elektrokjedeforbruket, som i stor grad går til varmeformål, var lavere om sommeren enn om vinteren. Forbruket i resten av økonomien, dvs. alminnelig forsyning, svingte kraftig over året. I enkelte vinteruker var forbruket over dobbelt så høyt som i sommerukene med lavest forbruk.

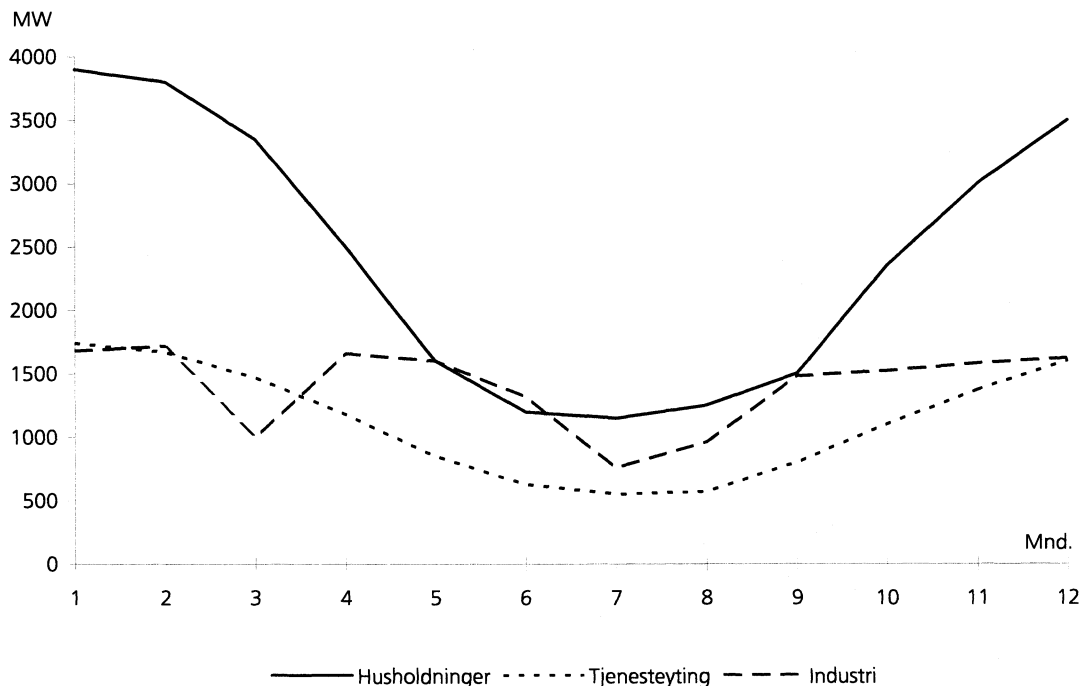
Fra Energidata (1980) har vi hentet informasjon om månedstall for elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning, dvs. husholdninger, tjenesteyting og annen industri (se figur 10).

Figur 9. Total elektrisitetsproduksjon, nettoeksport og forbruk, uketall for 1992. GWh



Kilde: Statnett Marked, Landsrapporter

Figur 10. Månedsp profiler for elektrisitetsforbruk i husholdninger, tjenesteyting og annen industri. MW



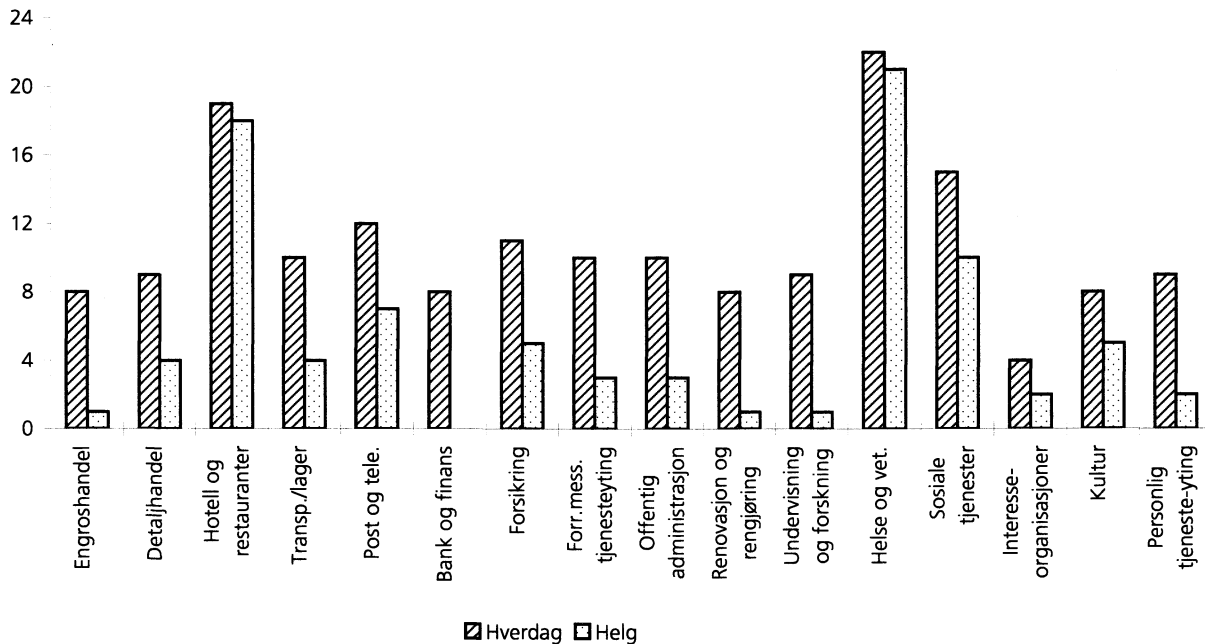
Kilde: Energidata (1980)

I husholdningene varierer belastningen kraftig over året. Effektuttaket er nær tre ganger høyere i januar og februar enn i juni, juli og august. Det viser at oppvarming står for en stor andel av elektrisitetsforbruket i husholdningene. Tjenesteyting har en tilsvarende forbruksprofil, men forskjellen mellom vinter- og sommermåned er langt mindre i denne sektoren. Det kan skyldes at sektoren har større innslag av maskiner og el-spesifikt utstyr. Forbruket i annen industri er mer jevnt fordelt over året. Det lave uttaket i mars skyldes påskeferien, da mange mindre

bedrifter stopper sin produksjon. Et tilsvarende fall finnes i juli, på grunn av fellesferien. Ved å spre månedstallene på uke er det laget en årsprofil fordelt på uke for de tre nevnte aggregerte sektorene.

For å komme frem til forbruk fordelt på høy- og lavlastperiodene er det nødvendig med en videre oppdeling av datamaterialet. For det første kreves informasjon om fordelingen av forbruket på uke- og helgedager. Derneft kreves kunnskap om fordelingen av forbruket over døgnet. Vi har benyttet informasjon om fordelingen av forbruk mellom uke- og helgedager fra Energiundersøkelsen for tjenesteytende sektorer, se Sagen (1987).

Figur 11. Brukstimer pr. døgn fordelt på uke- og helgedager, tjenesteytende sektorer. Timer



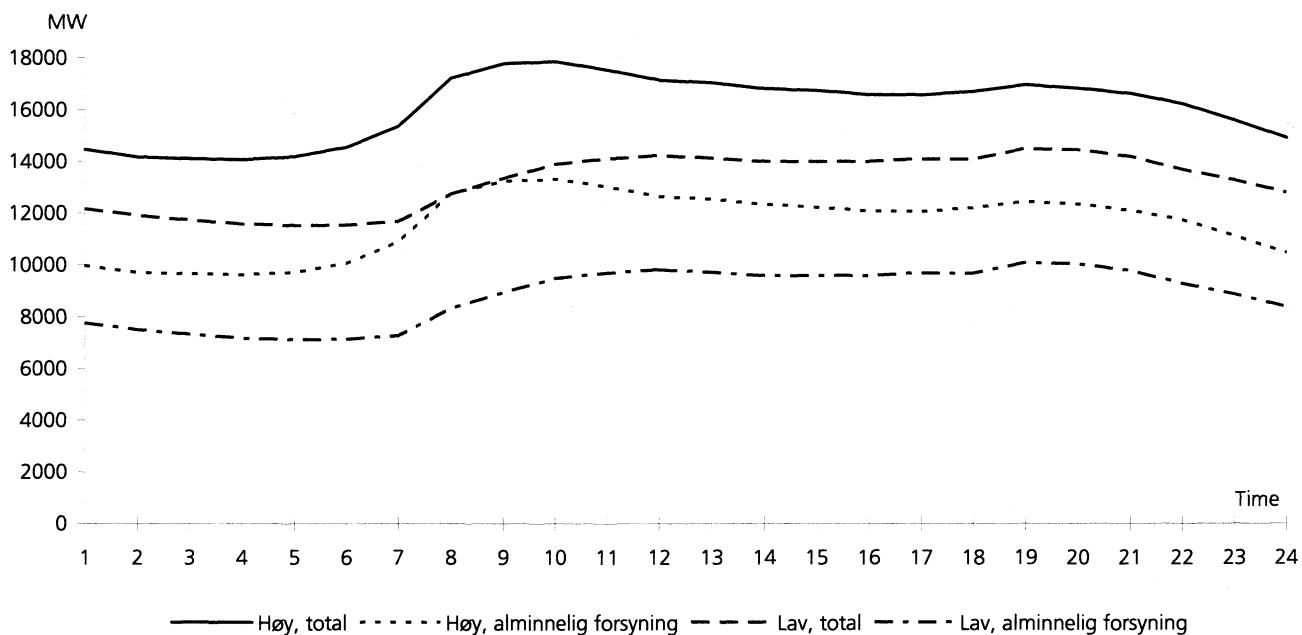
Kilde: Sagen (1987)

Det er stor variasjon mellom de tjenesteytende sektorene med hensyn til forbruksfordeling på uke- og helgedager (se figur 11). I engroshandel, bank- og finansvirksomhet, renovasjon og rengjøring samt innen undervisning og forskning er aktiviteten lav i helgene. I hotell- og restaurantvirksomhet og i helsesektoren er imidlertid aktiviteten om lag den samme uavhengig av om en ser på en uke- eller helgedag. For annen industri og husholdninger har vi ikke informasjon om fordeling av forbruk mellom uke- og helgedager. For annen industri har vi benyttet gjennomsnittet for tjenesteytende sektorer ved fordeling av forbruket på uke- og helgedager. For husholdningene har vi foreløpig og forenklet, og antatt samme uttak på uke- og helgedager.

Når det gjelder fordelingen av elektrisitetsforbruk over døgnet registrerer Statnett totalforbruk og forbruk i alminnelig forsyning. Vi har benyttet informasjon om døgfordelingen i hvert kvartal. For hvert kvartal har vi benyttet informasjon om døgnene med høyest og lavest forbruk.

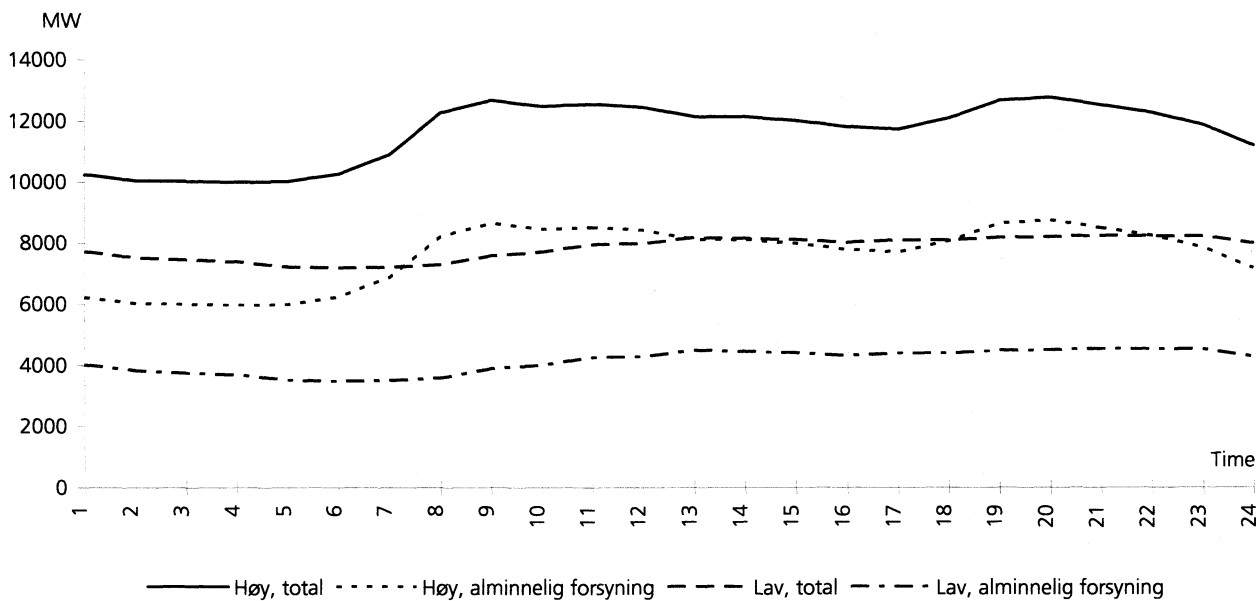
Figur 12 viser at det i døgnet med høy belastning inntreffer en mer markert forbruksøkning rundt kl. 8-10 om morgenen enn hva tilfellet er ved lavlast. Det kan skyldes at lavlast er registrert på en helgedag, hvor elektrisitetsforbruket knyttet til oppstartning rundt om i bedriftene er lavt. Forbruket ved lavlast ligger om lag 2000 MW under høylastforbruket. Ved høylast er forbruket høyest om morgenen, mens forbruket ved lavlast er høyest om kvelden (kl. 19-20). Situasjonen er annerledes om sommeren, jfr. figur 13.

Figur 12. Døgnprofiler første kvartal 1992. MW



Kilde: Statnett

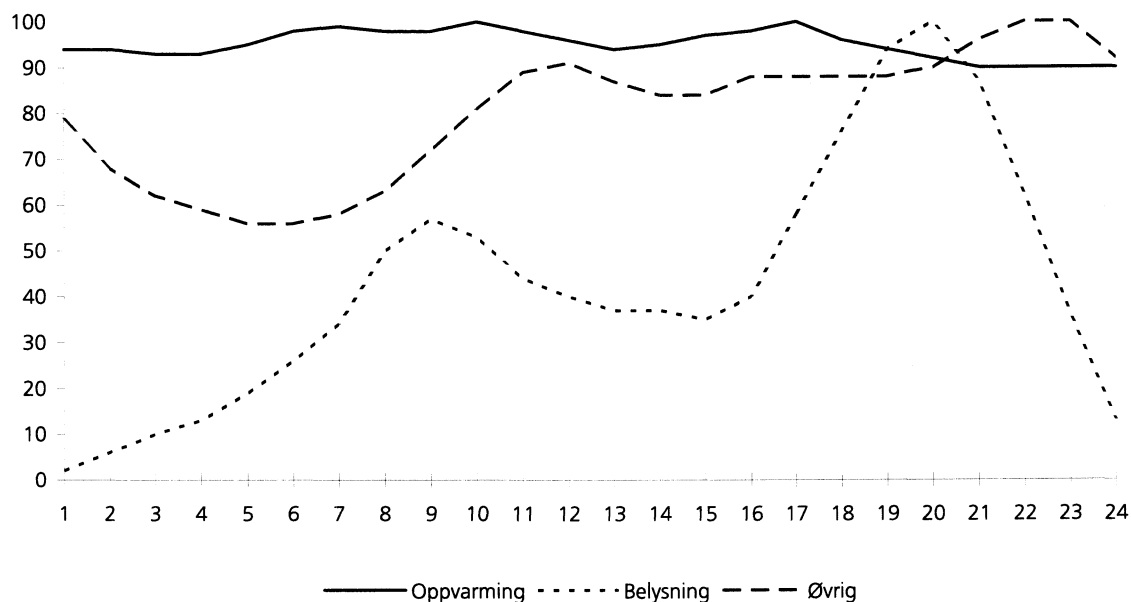
Figur 13. Døgnprofiler tredje kvartal 1992. MW



Kilde: Statnett

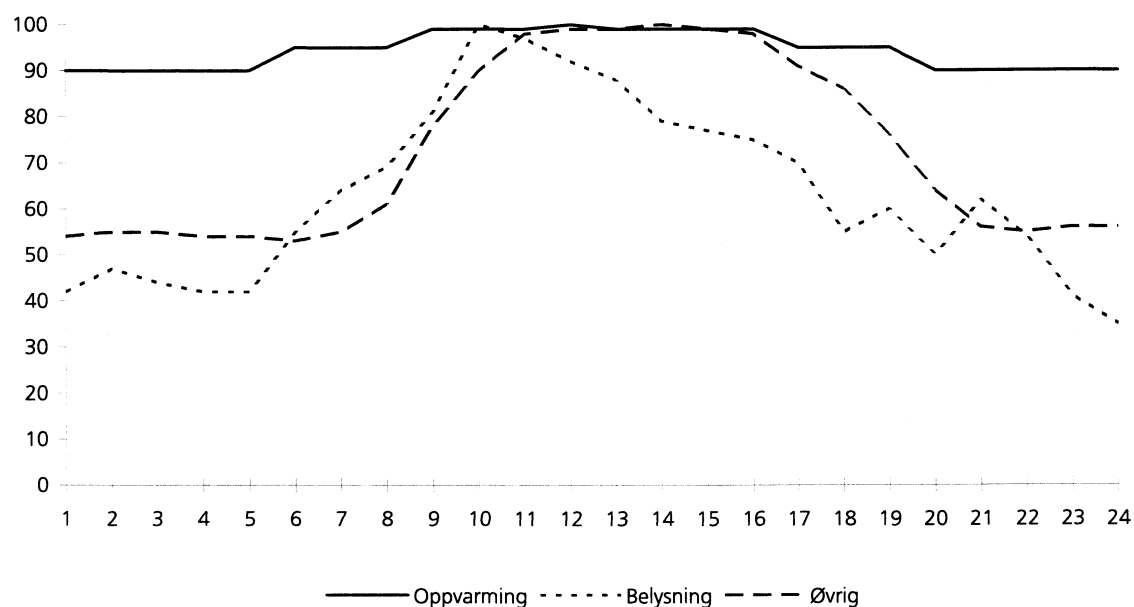
Om sommeren spiller forbruk til oppvarming en mindre rolle enn om vinteren. Likeledes er behovet for belysning lavere. Dette viser seg ved at forbruket i høylast, tredje kvartal, har to markerte topper. Den første toppen kommer om morgenen, mens en ny topp inntreffer om kvelden. Det er forbruket til belysning om kvelden som forårsaker oppsvinget i forbruket om kvelden. Forbruket ved lavlast er stabilt, noe lavere om natten enn om dagen. Døgnprofilene for hvert kvartal gir informasjon om samlet døgnprofil på ulike tidspunkter. Lavlast inntreffer i helgene, mens høylast refererer til ukedager. I tillegg til denne aggregerte informasjonen har vi hentet døgnprofiler for husholdninger og tjenesteytende sektors forbruk av elektrisitet til formålene oppvarming, belysning og annet forbruk, fra Energidata (1980), se figur 14 og 15.

Figur 14. Døgnprofiler etter formål, husholdninger. MW



Kilde: Energidata (1980)

Figur 15. Døgnprofiler etter formål, varehandel. MW



Kilde: Energidata (1980)

Oppvarmingsforbruket er i følge figur 14 jevnt fordelt over døgnet. Forbruket til belysning har en topp om morgenen, og en ny topp med maksimalt uttak kl. 20 om kvelden. Det øvrige forbruket ser ut til å være knyttet til dag- og kveldsaktiviteter i husholdningen. Dette kan for eksempel være forbruk knyttet til drift av vaske- og oppvaskmaskiner. Slikt utstyr settes ofte i gang om morgenen og/eller om kvelden.

Figur 15 viser eksempel på døgnprofiler for tjenesteytende sektorer. I varehandelssektoren er oppvarmingsforbruket jevnt over døgnet. Forbruk til belysning og andre formål er høyest i åpningstiden for bedriftene, fra kl. 9-17. Døgnprofilen for skoler har en enda mer markert topp i skolenes mest vanlige undervisningstid fra kl. 9-15.

For å kunne benytte døgnprofilene til å fordele sektorenes elektrisitetsforbruk over døgnet trenger vi for hver uke, en oppdeling av kraftforbruket i husholdninger og tjenesteyting på de tre formålene oppvarming (O), belysning (B) og annet (A). Oppvarmingsforbruket er beregnet som differansen mellom faktisk ukeforbruk og minimumsukeforbruk i løpet av året. For husholdningene er forbruk fordelt på belysning og andre formål ved å benytte nøkler fra Energiundersøkelsen for husholdninger, se Ljones m.fl. (1992). For tjenesteyting er nøkler hentet fra Sagen (1987). Forbruket i annen industri fordeles, på grunn av manglende oppdaterte data, ikke på formål.

Etter fordeling over døgnet kan forbruket i høylastperioden i løpet av en uke, dvs. mellom kl. 7 og 22 på hverdager, beregnes ved å summere forbruket for de aktuelle timer. Til slutt summeres de beregnede ukeforbruk for de tre sesongene i modellen; V1=uke 1-18, S=uke 19-40 og V2=uke 41-52.

For kraftintensiv industri og treforedling har vi forutsatt at ukeforbruket fordeler seg jevnt på alle ukens timer. En stor andel av disse sektorenes forbruk av elektrisitet går til produksjonsprosesser med døgnkontinuerlig drift.

Tabell 1 viser sektorenes årsforbruk i GWh og den beregnede prosentvise fordelingen av forbruket på de seks tidsperiodene i modellen. Det er forutsatt at all eksport i basisåret skjedde til høye priser, dvs. i høylastperiodene. Tilsvarende er import i basisåret forenklet lagt til lavlast. Lavlastperiodene har lengre varighet enn høylastperiodene. Kraftintensiv industri (metaller og kjemiske råvarer), treforedling, oljevirkosomhet og kraft- og vann-

Tabell 1. Årsforbruk i GWh og beregnet prosentvis fordeling av årsforbruket på sesonger og lastperioder. GWh og prosent

Sektor	Samlet forbruk	Vinter 1		Sommer		Vinter 2	
		Høy	Lav	Høy	Lav	Høy	Lav
Jordbruk	662	21	24	13	14	13	15
Produksjon av konsumvarer	2658	21	14	24	16	15	10
Produksjon av vareinnsats- og investeringsvarer	4036	21	14	24	16	15	10
Produksjon av treforedlingsprodukter	6529	15	19	19	24	11	13
Produksjon av kjemiske råvarer	4770	15	19	19	23	10	13
Raffinering av jordolje	431	15	19	19	23	10	13
Produksjon av metaller	24678	15	19	19	23	10	13
Produksjon av verkstedprodukter	1683	21	14	24	16	15	10
Bygging av skip og plattform	428	21	14	24	16	15	10
Bygge- og anleggsvirkosomhet	531	21	14	24	16	15	10
Bank- og forsikringsvirkosomhet	676	27	17	19	10	17	10
Utvinning og transport av råolje og naturgass	105	15	19	19	23	10	13
Elektrisitetsforsyning	381	15	19	19	23	10	13
Innenriks samferdsel	1420	26	17	19	10	17	11
Varehandel	4625	26	17	18	11	16	11
Boligtjenester	73	21	24	13	14	13	15
Annen privat tjenesteproduksjon	4610	24	19	17	12	15	12
Forsvar	583	26	17	19	10	17	11
Undervisning og forskning, stat	482	28	15	20	9	18	9
Helsetjenester, stat	93	22	21	16	14	14	13
Annen statlig tjenesteproduksjon	1169	26	17	19	10	17	11
Undervisning og forskning, kommune	1965	28	15	20	9	18	9
Helsetjenester, kommune	2748	22	21	16	14	14	13
Annen kommunal tjenesteproduksjon	1999	26	17	19	10	17	11
Husholdninger	32614	21	24	13	14	13	15
Eksport	6049	58	0	33	0	9	0
I alt	105998	22	19	18	16	13	12

forsyning som har et jevnt forbruk over døgnet, vil dermed ha størst prosentvis andel av sitt totale forbruk i lavlastperiodene. Også husholdninger, jordbruk og boligsektoren har høyest andeler i lavlastperiodene. Andre industrinæringer og tjenesteyting har den største andelen av sitt forbruk i høylastperiodene. Industrisektorene benytter en mindre andel av sitt forbruk til oppvarming og har dermed en større andel sommerforbruk enn tjenesteytende sektorer. De sektorene innen tjenesteyting som har lav aktivitet på lørdag og søndag er de sektorene som har den høyeste andelen av sitt forbruk i høylastperiodene. Dermed er det disse sektorene som vil bli hardest rammet av elektrisitetspriser som er høyest i høylast- og lavere i lavlastperiodene.

4.2 Elektrisitetspriser

I NOS Elektrisitetsstatistikk og NOS Industristatistikk (Statistisk sentralbyrå, 1993 og 1994) presenteres gjennomsnittlige priser på elektrisitet til ulike sektorer på årsbasis. Vi har med utgangspunkt i disse årsprisene konstruert prisdata for basisåret for hver av de seks periodene i modellen. Ved konstruksjon av prisene er NVEs offisielle statistikk for transportpriser i det norske kraftsystemet benyttet, se NVE (1993).

4.2.1 Bedrifter

NVEs statistikk viser at de fleste bedrifter står overfor transporttariffer som inneholder et effektledd i tillegg til et fastledd og et energiledd. Betalingen for effekt avhenger av bedriftens maksimale effektuttak i løpet av vinterseongen. Av denne grunn står bedriften overfor en høyere transportpris i høylastperiodene vinterstid enn ellers i året. Den delen av en sektors transportpris (distribusjonstariff) som utgjøres av effektleddet er derfor beregnet for høylast vinterperiodene målt ved kroner/kWh. Ellers i året er det bare fastleddet og energileddet av transporttariffen som inngår i kraftprisen. Vi har ikke informasjon om eventuelle effektledd i produsentdelen av kraftprisen i basisåret. Transportkorrigert kraftpris er tilslutt kalibrert, slik at gjennomsnittlig årspris for sektoren i 1991 blir korrekt.

4.2.2 Husholdninger

Transporttariffene for husholdningskunder inneholder i følge NVEs statistikk bare sjelden effektledd. Vi har sett bort fra effektledd for denne sektoren, dvs. at den beregnede kjøperprisen for husholdninger i basisåret er konstant gjennom alle perioder.

4.3 Oljeforbruk og -priser

Vi har valgt et enkelt opplegg for å fordele hver sektors basisårsforbruk av olje til stasjonære formål på de seks tidsperiodene. For alle sektorer er 20 prosent av oljeforbruket lagt til sommersesongen, mens 80 prosent av forbruket er lagt til vinterseongene. Det er antatt at en del av oljeforbruket går til varmtvannsproduksjon. Fordelingen mellom de to vinterseongene er gjort ved å benytte antall uker i hver sesong som vektgrunnlag. Fordelingen mellom høy- og lavlastperiodene innenfor hver sesong er antatt å være den samme som fordelingen av elektrisitetsforbruket mellom periodene. Oljeprisen er forutsatt å være konstant over sesongene. Den forenklete behandlingen av oljeforbruk og -priser vil ikke ha store konsekvenser for modellens egenskaper på de områder vi ønsker å bruke den. Det bør ikke legges for stor vekt på modellens prediksjon av nivået av oljeforbruk, men derimot vil endring i oljeforbruk fra en beregning til en annen kunne studeres.

4.4 Elastisiteter og kalibrering av modellen

Elastisitetene er formulert som koeffisienter som på en enkel måte kan endres av modellbruker. Med utgangspunkt i priser, forbruk og de spesifiserte elastisitetene er konstantleddene i etterspørselssystemet kalibrert for seg. I tillegg må prisdiskrimineringskoeffisientene i kjøperprislikningene for elektrisitet kalibreres simultant med fastleggelsen av likevektsprisen. De kalibrerte prisdiskrimineringskoeffisientene er sammen med de ulike komponentene i kjøperprisene på elektrisk kraft vist i tabell 1-6 i vedlegg 3.

5. Eksempler på bruk av modellen

Som en illustrasjon på bruk av modellen skal vi i dette kapitlet benytte modellen til å beregne virkninger av økt eksport og/eller kraftutveksling mellom Norge og utlandet. Overføringskapasiteten til/fra Sverige, Danmark og Finland er i dag 3050 MW. I tillegg har vi inkludert en av de planlagte kabelforbindelsene til Tyskland på 600 MW, som er planlagt ferdig i 1998. Utvidet eksport og import av elektrisitet mellom Norge og Europa, vil kunne påvirke kraftpriser, -forbruk og -produksjon i Norge.

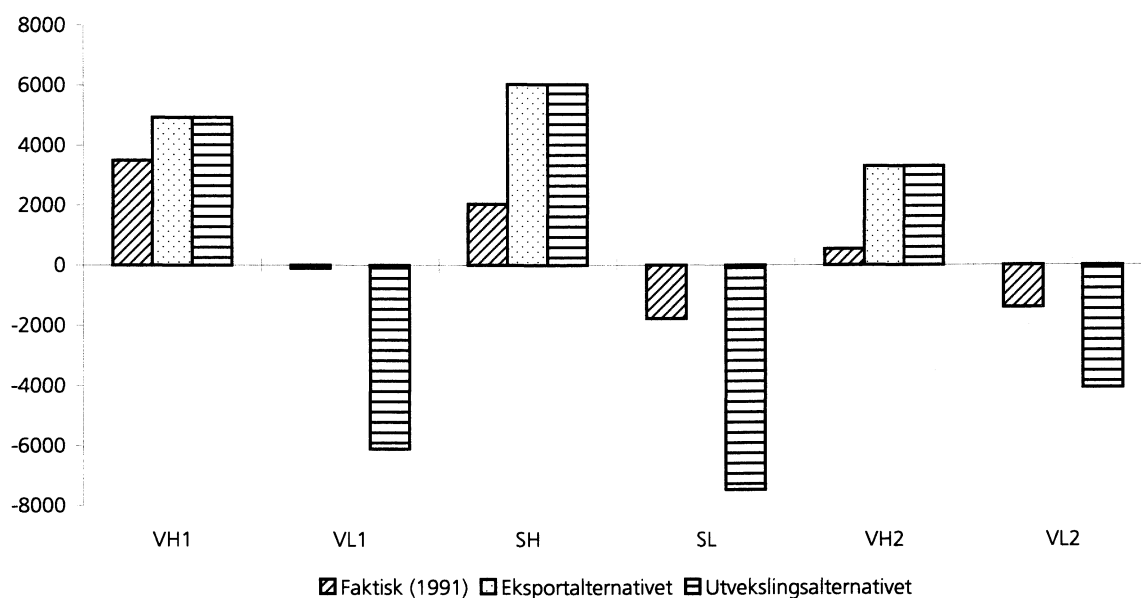
Vårt utgangspunkt er den faktiske situasjonen i det norske kraftmarkedet i 1991. Vi lager to virkningsberegninger som kan tolkes som kontrafaktiske bilder av kraftmarkedet i 1991. Begge virkningsberegninger representerer statiske skift i forhold til situasjonen i 1991, og det forutsettes frikonkurranse i det norske kraftmarkedet. Det etableres én likevektspris i markedet, dvs. at kjøperprisene til ulike sektorer vil bare kunne variere som følge av ulike transportpriser og avgifter. Som vist i vedlegg 3, eksisterte det prisdiskriminering i det norske kraftmarkedet i 1991. Spesielt kraftintensiv industri og treforedling sto overfor lave priser. All prisdiskriminering er fjernet i virkningsberegningene. Den innenlandske kraftproduksjonen i sum over året er gitt eksogent, og satt lik nivået i 1991, dvs. 111 TWh.

I den første virkningsberegningen, *eksportalternativet*, antas det at verdensmarkedsprisene på elektrisk kraft i høylastperiodene er høye, mens verdensmarkedsprisene i lavlastperiodene er om lag som de norske prisene. Disse forutsetningene medfører at nettoeksporten øker med 11,5 TWh i forhold til den faktiske situasjonen i 1991. Nettoeksporten var i 1991 om lag 3 TWh. Eksporten er lagt til høylastperiodene, og den er så stor at overføringskablene til utlandet er fullt utnyttet.

Flere av eksportkontraktene som er forhandlet frem av norske krafteksportører har, i tillegg til fastkrafteksport, også som formål såkalt kraftutveksling. Med dette menes at eksport i høylastperiodene skal motsvares av import i lavlastperiodene, slik at nettoeksport i sum over året blir tilnærmet lik null. I den andre virkningsberegningen, *utvekslingsalternativet*, antas det at verdensmarkedsprisene på elektrisitet i lavlastperiodene er lave. Det fører til import av kraft i lavlastperiodene. Importen blir så stor at overføringskapasiteten utnyttes fullt ut også i lavlastperiodene. På grunn av at lavlastperiodene er av lengre varighet enn høylastperiodene gir utvekslingsalternativet en nettoimport på 3 TWh i sum over året.

Eksportalternativet innebærer økt eksport i de tre høylastperiodene og redusert import i lavlastperiodene sammenlignet med den faktiske situasjonen i 1991, se figur 16. Dette fører til et betydelig strammere innenlandsk kraftmarked. For at tilbud og etterspørsel skal bli klarert, må det til en langt høyere likevektspris enn den som ble realisert i 1991, se figur 17. Likevektsprisene i de ulike periodene øker med 5-10 øre/kWh. Det er fortsatt ledig effektkapasitet i produksjonssystemet, slik at likevektsprisen kun består av variable driftskostnader og vannverdi. Vannverdien over året er endogen, mens forholdet mellom vannverdien i de ulike periodene av året er eksogent fastsatt. Det er i disse beregningene antatt at vannverdien om sommeren utgjør om lag 80 prosent av vannverdien

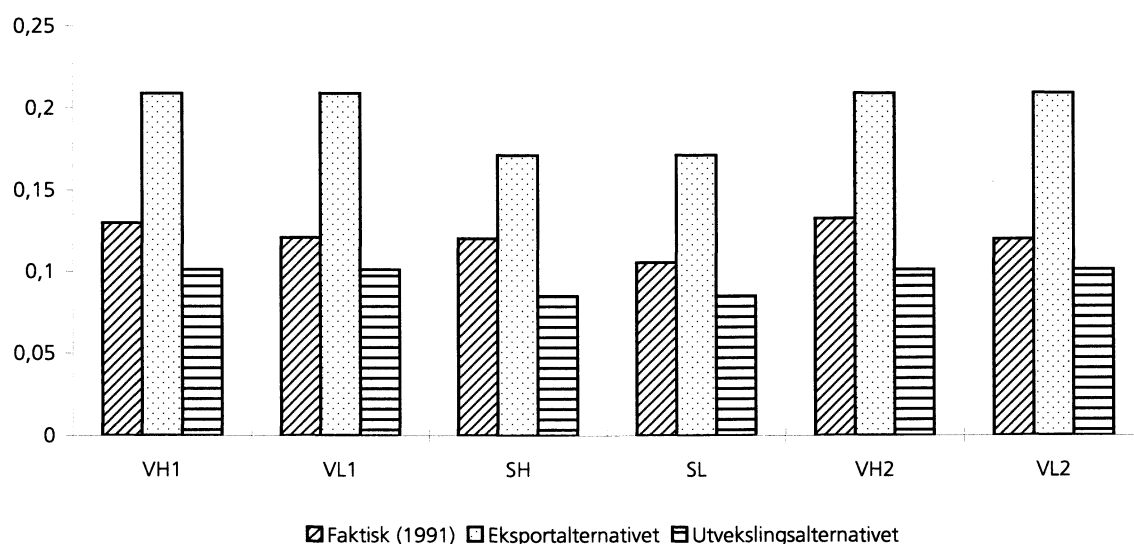
Figur 16. Nettoeksport av elektrisk kraft etter periode. GWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå

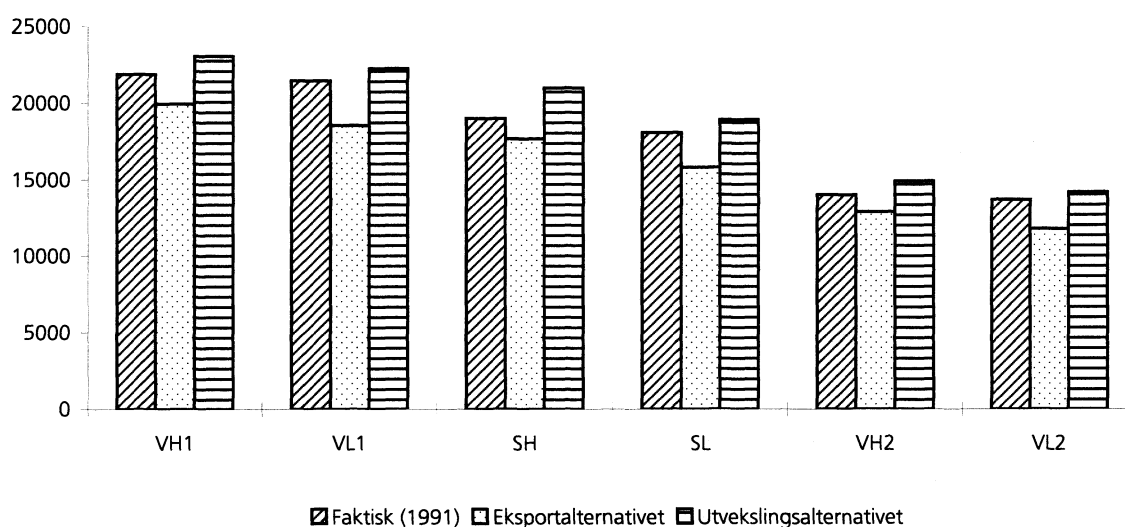
om vinteren. Dette er en ad-hoc antagelse som bør vurderes kritisk ved senere beregninger med modellen. Historisk har imidlertid et slikt forhold mellom vannverdiene vært vanlig i Norge. De variable kostnadene knyttet til transport av kraft til utlandet er lave, om lag 1 - 2 øre/kWh. Det vil si at Norges eksport krever en pris i utlandet på 21-22 øre/kWh i høylast vinter og 17-18 øre/kWh i lavlast om sommeren. Siden skrankene for effektkapasitet i det norske kraftproduksjonssystemet ikke nås i dette alternativet, vil likevektsprisene være like i høy- og lavlast i samme sesong.

Figur 17. Likevektspris på elektrisitet. Kr/kWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå

Figur 18. Innenlands forbruk av elektrisk kraft. GWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå

I utvekslingsalternativet skjer det fortsatt eksport i høylastperiodene samtidig med at verdensmarkedsprisene i lavlastperiodene settes lavere slik at det skjer import. Kapasiteten i overføringslinjene mellom Norge og utlandet utnyttes fullt ut også i lavlastperiodene i dette alternativet. Den kraftige importøkningen fører til at likevektsprisen halveres i forhold til eksportalternativet. Vannverdien faller meget sterkt. Fortsatt er ikke skranken på effektkapasitet i norsk kraftproduksjon nådd. Dermed vil den lave vannverdien slå igjennom i alle perioder, se figur 17. Magasinene i vannkraftsystemet benyttes til å lagre vann mellom periodene. Det er grunnen til at likevektsprisen faller også i høylastperiodene hvor det ikke skjer import. Det er ellers grunn til å merke seg at så lenge det er overskudd på effektkapasitet blir prisen innenfor en sesong den samme i høylast og lavlast.

Utviklingen i likevektsprisene styrer etterspørselen etter kraft i Norge, se figur 18. I eksportalternativet er likevektsprisen høy, hvilket reduserer innenlandsk kraftetterspørsel. Det motsatte er tilfellet i utvekslingsalternativet.

Årsaken til at kraftanvendelsen er lavere i vinter 2 periodene enn i vinter 1 periodene er at det er flere timer i vinter 1 periodene, jfr. figur 3.

Vannkraftproduksjon kan billig og raskt justeres opp og ned i takt med etterspørselen. I eksportalternativet vris produksjonen mellom periodene, slik at innenlandsk anvendelse samt eksport dekkes, se figur 19. Produksjonen øker i høylastperiodene og avtar i lavlastperiodene.

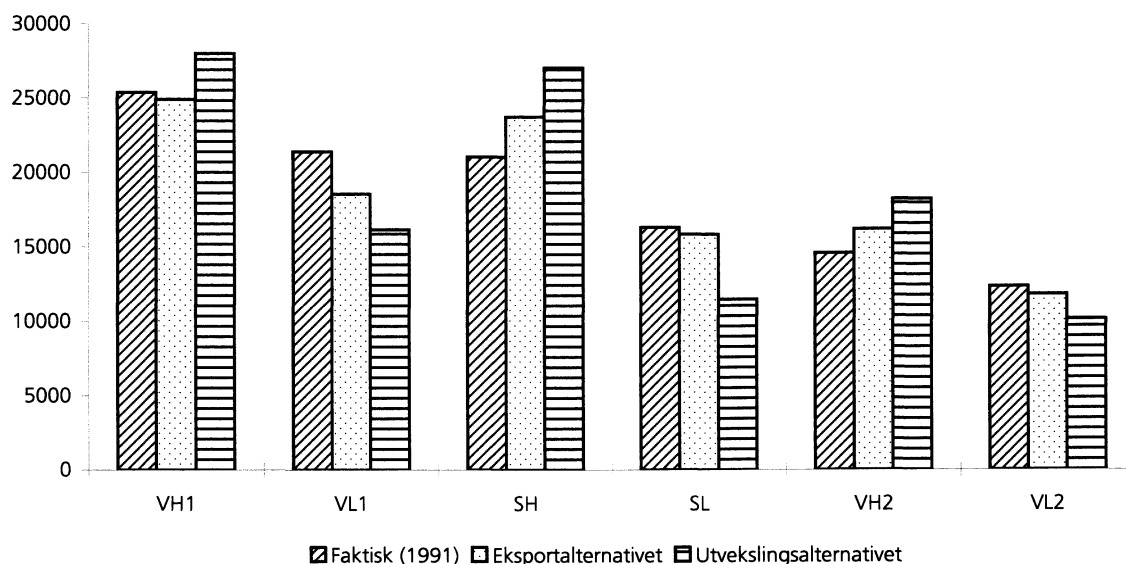
Figur 19 viser også hvordan produksjonen vris mellom periodene i utvekslingsalternativet. Sammenlignet med i 1991, øker produksjonen i høylastperiodene og avtar i lavlastperiodene. Det skyldes at import erstatter innenlandsk produksjon i lavlast, slik at mer av produksjonen (vann) kan flyttes fra lavlast- til høylastperiodene. Dette viser "pumpekraft"-elementet i utvekslingshandelen. Norsk produksjon vris mot høylast for å erstatte dyr marginalproduksjon i utlandet. Norge bidrar dermed til å øke driftstiden og redusere kostnadene i utenlandske varmekraftverk.

Norske private husholdninger etterspør i overkant av 30 TWh elektrisk kraft pr. år. Det medfører at en prisøkning på 1 øre/kWh på elektrisitet påfører husholdningene en utgift på om lag 300 millioner kroner. Kjøperprisen på elektrisk kraft til husholdninger som er vist i figur 20, viser at eksport- og importforholdene for elektrisk kraft er av stor betydning for den pris husholdningene betaler for elektrisitet. Eksportalternativet gir langt høyere priser til husholdningene enn de faktiske prisene i 1991, mens utvekslingsalternativet gir lavere priser. Kjøperprisen i

høylast overstiger prisen i lavlast om vinteren, til tross for at likevektsprisene i de to periodene er like. Det skyldes at prisen på overføring i sentralnettet er forutsatt å være noe høyere i høylast enn i lavlast.

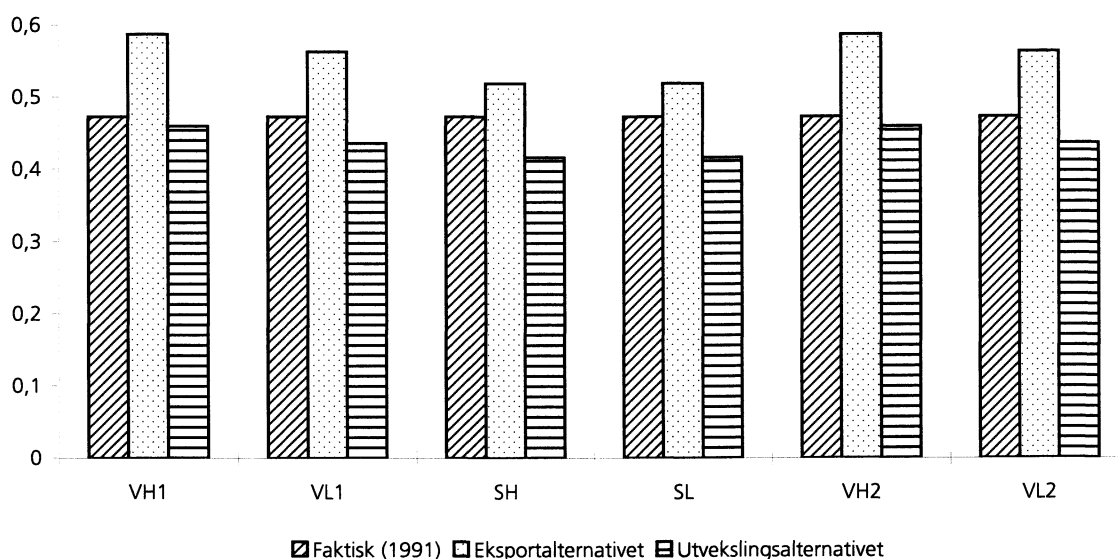
Kraftintensiv industri (produksjon av kjemiske råvarer og metaller) og treforedling er blant de sektorer som i 1991 hadde langsiktige kraftkontrakter med priser som var lavere enn hva den markedsbestemte likevektsprisen skulle tilsi. I virkningsberegningene er denne prisfordelen fjernet, slik at prisene til disse sektorene også er bestemt av likevektspris, overføringstariffer og avgifter. Ved at disse sektorene stilles overfor markedsbestemte kraftpriser reduserer de sitt forbruk, hvilket frigjør kraft for eksport (eksportalternativet) eller andre innenlandske sektorer (utvekslingsalternativet). Figur 21 viser prisendringen for metallsektoren. Samlet reduserer kraftintensiv industri og treforedling sitt forbruk med 3,5 TWh i eksportalternativet og 10,5 TWh i utvekslingsalternativet.

Figur 19. Produksjon av elektrisk kraft. GWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå

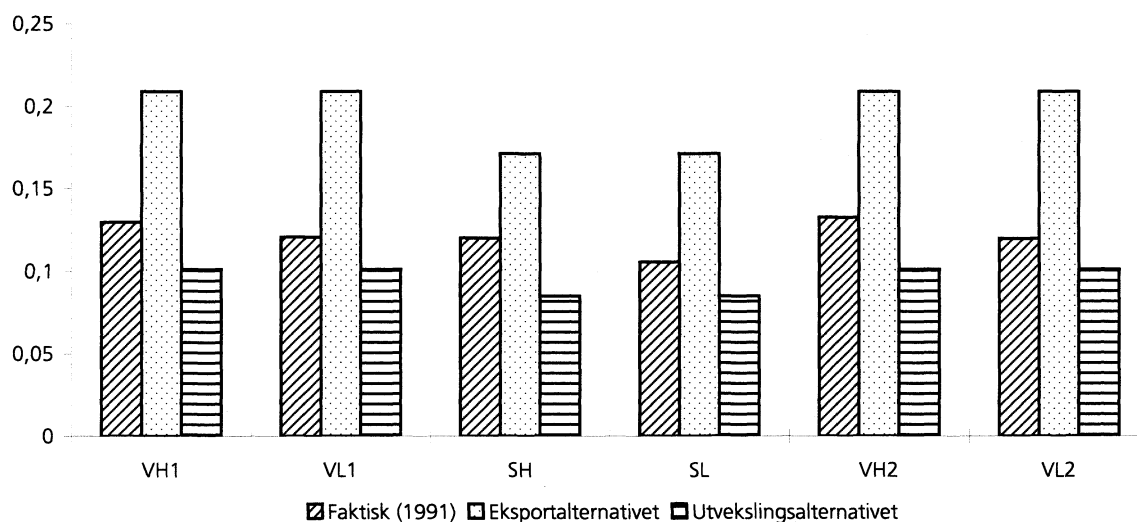
Figur 20. Kjøperpris på elektrisitet til husholdninger inkl. alle avgifter. Kr/kWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå

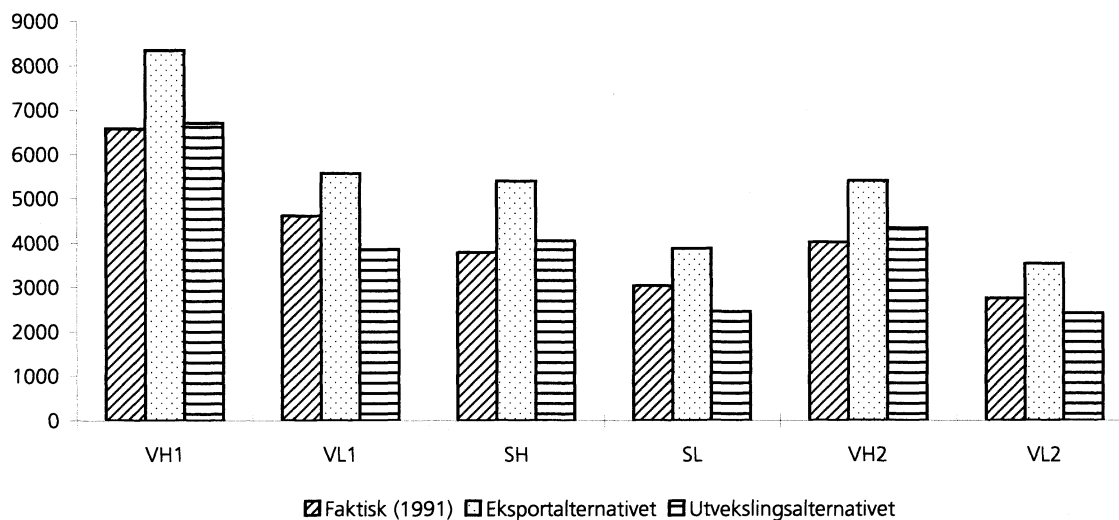
Kraftsektorens salgsinntekter påvirkes av eksport- og importforholdene, se figur 22. I eksportalternativet øker årsinntekten med 7,3 milliarder kroner i forhold til i 1991. I utvekslingsalternativet øker inntektene i høylast, siden produksjon flyttes til disse periodene. Inntektene avtar samtidig i lavlast, slik at inntektene i sum over året reduseres med 1 mrd. kr.

Figur 21. Kjøperpris på elektrisitet til metalproduksjon. Kr/kWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå

Figur 22. Salgsinntekt i produksjon, overføring og fordeling av elektrisk kraft. Millioner kroner



Kilde: Statistisk sentralbyrå

6. Avslutning

Vi har i denne rapporten beskrevet en nyutviklet modell for det norske kraftmarkedet, hvor året er delt inn i seks perioder. Hensikten med en slik modellering av elektrisitetsmarkedet er å kunne studere variasjoner i priser, produksjon, etterspørsel og handel gjennom året. Hittil er det kun konstruert datagrunnlag for modellens basisår, men det kan være aktuelt å konstruere tidsserier på et senere tidspunkt. På grunn av manglende datagrunnlag er det heller ikke estimert elastisiteter til etterspørselsfunksjonene i modellen. I den foreliggende versjonen av modellen er det opp til modellbruker å spesifisere elastisitetene, eventuelt å variere disse for å studere hvor følsom beregningsresultatene er overfor endringer i elastisitetene.

Utvidet eksport og import av elektrisitet mellom Norge og Europa vil påvirke kraftpriser og forbruksmønster i Norge. Denne problemstillingen er drøftet ved å utføre kontrafaktiske analyser av modellens basisår. Vi har laget to virkningsberegninger, hvor prisdiskriminering i kraftmarkedet samt verdensmarkedsprisene på elektrisitet er endret i forhold til den faktiske situasjonen i 1991. Kraftintensiv industri og treforedling er forutsatt å tilpasse seg markedsbestemte kraftpriser. Det kan tolkes som at disse bedriftene enten er fratatt sine langsiktige kraftkontrakter eller at de er gitt mulighet til å selge sin kontraktskraft til markedspris. Dersom nettoeksporten av elektrisitet øker, vil likevektsprisene på kraft øke betydelig. Det gir økt kjøperpris på elektrisitet til alle sektorer. I vårt eksempel vil metallsektorens kraftpris bli mer enn fordoblet i forhold til situasjonen i 1991. Prisøkningen bidrar til at kraft som tidligere ble benyttet innenlands blir frigjort for eksport. Ved kraftutveksling (eksport i høylastperiodene motsvares av import i lavlastperiodene) blir prisøkningen mindre. Om verdensmarkedsprisen i lavlastperiodene er så lav at overføringskablene mellom Norge og utlandet utnyttes fullt ut til import i lavlastperiodene (netto import i sum over året) vil likevektsprisene kunne bli redusert i forhold til 1991. Produksjonsfordelingen over året påvirkes kraftig av en mer omfattende kraftutveksling med utlandet. Utenlandske kraftprodusenter benytter det norske kraftsystemet for å unngå store svingninger i sin varmekraftproduksjon. Norsk kraftproduksjon vis derfor kraftig i retning av høylastperiodene. Vridningene i produksjonen er imidlertid ikke store nok til å utløse noen positiv skyggepris på effektkapasitet i produksjonssystemet. Heller ikke skranken på magasinering av vann mellom periodene blir effektiv.

Referanser

Bernard, J. og J. Chatel (1985): The Application of Marginal Cost Pricing Principles to a Hydro-Electric System, *Resources and Energy* 7, 353-375. North-Holland.

Birkelund, H., E. Gjelsvik og M. Aaserud (1992): Energiforbruk og CO₂-utslipp i Vest- Europa, *Økonomiske analyser* 1992, 7, 36-52, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T., H.T. Mysen, E. Gjelsvik, T.A. Johnsen, S. Kverndokk og T. Veiby (1994): CO₂-utslipp og det nordiske elektrisitetsmarkedet. En modellanalyse. Notat, Statistisk sentralbyrå.

Danske elværkers forening (1992): Statistik 1992, Danske elværkers forening, København.

EFI (1980): Effektprognose for husholdningssektoren og tjenesteytende sektorer fram til år 2000. Energiforsyningens forskningsinstitutt.

Energidata (1980): Effektprognose for husholdningssektoren og tjenesteytende sektor fram til år 2000. Energidata, Trondheim.

Førsund, F.R. (1994): Driftoptimalisering i vannkraftsystemet, SNF-rapport 29/94.

Grohnheit, P.E. og O.J. Olsen (1994): The competitiveness of the Danish electricity supply industry in the European internal market for energy, paper prepared for the IAEE 17th Annual Conference Energy Markets in Transition, Stavanger Norway, 25-27 May.

Holmøy, E., G. Nordén and B. Strøm (1994): *MSG-5 A Complete Description of the System of Equations*, Rapporter 94/19, Statistisk sentralbyrå.

Johnsen, T.A. (1991): *Modell for kraftsektoren*, Rapporter 91/12, Statistisk sentralbyrå.

Johnsen, T.A. (1995): Data til kraftmodell med tidsopdeling over året, Notat, Statistisk sentralbyrå.

Ljones, A., R. Nesbakken, S. Sandbakken og A. Aaheim (1992): *Energibruk i husholdningene. Energiundersøkelsen 1990*. Rapporter 92/2, Statistisk sentralbyrå.

Kraftsam (1992): Elkraftforsörjningen i Sverige 1991, Kraftsam, Kraftverksföreningen, Vattenfall.

Mysen, H.T. (1991): *Substitusjon mellom olje og elektrisitet i produksjonssektorene i en makromodell*, Rapporter 91/7, Statistisk sentralbyrå.

NVE (1993): Statistikk over overføringstariffer: regional- og distribusjonsnett 1993, Publikasjon nr. 14, Norges vassdrags- og energiverk.

Sagen, J. (1987): *Energiundersøkelsen 1985. Energibruk i privat og offentlig tjenesteyting*, Rapporter 87/15, Statistisk sentralbyrå.

Samkjøringen (1992): Årsberetning for 1991.

Schweppe, F.C., M.C. Caraminis, R.D. Tabors og R.E. Bohn (1988): *Spot pricing of electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London.

Statistisk sentralbyrå (1994): *Energistatistikk 1993*. Norges offisielle statistikk, C 183.

Statistisk sentralbyrå (1993): *Elektrisitetsstatistikk 1992*. Norges offisielle statistikk, C 157.

Statistisk sentralbyrå (1994): *Industristatistikk 1993*. Norges offisielle statistikk, C253.

Sydsæter, K., A. Seierstad og A. Strøm (1990): *Matematisk analyse*, bind II, 3. utgave, Universitetsforlaget, Oslo-Bergen-Stavanger-Tromsø.

Vognhild, J.H. (1993): Effektutveksling med utlandet, Publikasjon nr. 28, Norges vassdrags- og energiverk.

Vedlegg 1. Sektorliste

Sektor nummer	Sektornavn
11	Jordbruk
15	Produksjon av konsumvarer
25	Produksjon av vareinnsats- og investeringsvarer
34	Produksjon av treforedlingsprodukter
37	Produksjon av kjemiske råvarer
40	Raffinering av jordolje
43	Produksjon av metaller
45	Produksjon av verkstedprodukter
50	Bygging av skip og plattformer
55	Bygge- og anleggsvirksomhet
63	Bank- og forsikringsvirksomhet
64	Utvinning og transport av råolje og naturgass
71	Elektrisitetsforsyning
74	Innenriks samferdsel
81	Varehandel
83	Boligtjenester
85	Annen privat tjenesteproduksjon
92s	Forsvar
93s	Undervisning og forskning, stat
94s	Helsetjenester, stat
95s	Annen statlig tjenesteproduksjon
93k	Undervisning og forskning, kommune
94k	Helsetjenester, kommune
95k	Annen kommunal tjenesteproduksjon
C	Husholdninger
A	Eksport
I	Import

Vedlegg 2. Periodeliste

Kode	Tolkning
V1H	1. vinterperiode, høylast
V1L	1. vinterperiode, lavlast
SH	Sommer, høylast
SL	Sommer, lavlast
V2H	2. vinterperiode, høylast
V2L	2. vinterperiode, lavlast

Vedlegg 3. Kalibrering av pris-diskriminering og likevektpris

Tabell 3.1 Vinter 1, høylast

Sektor	Kjøperpris kr/kWh	Merverdiavgift prosent	El-avgift kr/kWh	Distribusjon kr/kWh	Diskriminering kr/kWh	Korrigert likevektpris kr/kWh
Jordbruk	0,50	0	0,03	0,19	0,12	0,15
Konsumvareproduksjon	0,43	0	0,03	0,14	0,11	0,14
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,38	0	0,04	0,16	0,04	0,15
Treforedling	0,21	0	0,03	0,06	-0,03	0,14
Kjemiske produkter	0,13	0	0,04	0,00	-0,08	0,16
Raffinering	0,35	0	0,04	0,13	0,01	0,17
Metaller	0,12	0	0,04	0,00	-0,08	0,17
Verkstedprodukter	0,42	0	0,04	0,16	0,06	0,16
Oljeplattformer	0,48	0	0,04	0,17	0,10	0,16
Bygg/anlegg	0,58	0	0,04	0,22	0,15	0,17
Bank/forsikring	0,59	20	0,04	0,22	0,08	0,16
Oljevirkosomhet	0,37	0	0,04	0,17	-0,01	0,17
El-forsyning	0,38	0	0,04	0,22	-0,05	0,17
Samferdsel	0,43	10	0,04	0,17	0,03	0,16
Varehandel	0,50	0	0,04	0,21	0,08	0,16
Boligtjenester	0,53	20	0,04	0,22	0,02	0,17
Annen privat tjenesteyting	0,60	20	0,04	0,21	0,10	0,16
Forsvar	0,56	20	0,03	0,20	0,09	0,15
Undervisning/forskning, Stat	0,55	20	0,03	0,20	0,08	0,15
Helsetjenester, Stat	0,57	20	0,03	0,18	0,12	0,14
Annen offentlig tjenesteyting, Stat	0,56	20	0,04	0,21	0,06	0,16
Undervisning/forskning, Kommune	0,55	20	0,03	0,20	0,08	0,15
Helsetjenester, Kommune	0,57	20	0,03	0,19	0,11	0,15
Annen offentlig tjenesteyting, Kommune	0,56	20	0,04	0,21	0,05	0,16
Husholdninger	0,47	20	0,04	0,21	-0,02	0,16
Eksport	0,13	0	0,00	0,06	-0,02	0,08

Tabell 3.2 Vinter 1, lavlast

Sektor	Kjøperpris kr/kWh	Merverdiavgift prosent	El-avgift kr/kWh	Distribusjon kr/kWh	Diskriminering kr/kWh	Korrigert likevektspris kr/kWh
Jordbruk	0,34	0	0,03	0,07	0,11	0,12
Konsumvareproduksjon	0,29	0	0,03	0,04	0,10	0,12
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,25	0	0,04	0,05	0,04	0,13
Treforedling	0,10	0	0,03	0,02	-0,07	0,12
Kjemiske produkter	0,10	0	0,04	0,00	-0,07	0,13
Raffinering	0,24	0	0,04	0,03	0,02	0,14
Metaller	0,10	0	0,04	0,00	-0,07	0,14
Verkstedprodukter	0,28	0	0,04	0,05	0,07	0,13
Oljeplattformer	0,34	0	0,04	0,05	0,11	0,14
Bygg/anlegg	0,42	0	0,04	0,08	0,16	0,14
Bank/forsikring	0,41	20	0,04	0,08	0,08	0,13
Oljevirkosomhet	0,23	0	0,04	0,05	0,00	0,14
El-forsyning	0,22	0	0,04	0,08	-0,04	0,14
Samferdsel	0,28	10	0,04	0,05	0,03	0,13
Varehandel	0,34	0	0,04	0,08	0,09	0,13
Boligtjenester	0,34	20	0,04	0,08	0,02	0,14
Annen privat tjenesteyting	0,42	20	0,04	0,08	0,10	0,13
Forsvar	0,37	20	0,03	0,08	0,08	0,12
Undervisning/forskning, Stat	0,36	20	0,03	0,08	0,07	0,12
Helsetjenester, Stat	0,38	20	0,03	0,07	0,10	0,12
Annen offentlig tjenesteyting, Stat	0,37	20	0,04	0,08	0,06	0,13
Undervisning/forskning, Kommune	0,36	20	0,03	0,08	0,07	0,12
Helsetjenester, Kommune	0,38	20	0,03	0,07	0,10	0,12
Annen offentlig tjenesteyting, Kommune	0,37	20	0,04	0,08	0,06	0,13
Husholdninger	0,47	20	0,04	0,21	0,01	0,13
Eksport	0,00	0	0,00	0,02	-0,08	0,07

Tabell 3.3 Sommer, høylast

Sektor	Kjøperpris kr/kWh	Merverdiavgift prosent	El-avgift kr/kWh	Distribusjon kr/kWh	Diskriminering kr/kWh	Korrigert likevektspris kr/kWh
Jordbruk	0,34	0	0,03	0,07	0,11	0,12
Konsumvareproduksjon	0,29	0	0,03	0,04	0,10	0,12
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,25	0	0,04	0,05	0,04	0,13
Treforedling	0,10	0	0,03	0,02	-0,07	0,12
Kjemiske produkter	0,10	0	0,04	0,00	-0,07	0,13
Raffinering	0,24	0	0,04	0,03	0,02	0,14
Metaller	0,10	0	0,04	0,00	-0,07	0,14
Verkstedprodukter	0,28	0	0,04	0,05	0,07	0,13
Oljeplattformer	0,34	0	0,04	0,05	0,11	0,13
Bygg/anlegg	0,42	0	0,04	0,08	0,16	0,14
Bank/forsikring	0,41	20	0,04	0,08	0,08	0,13
Oljevirkosomhet	0,23	0	0,04	0,05	0,00	0,14
El-forsyning	0,22	0	0,04	0,08	-0,04	0,14
Samferdsel	0,28	10	0,04	0,05	0,03	0,13
Varehandel	0,34	0	0,04	0,08	0,09	0,13
Boligtjenester	0,34	20	0,04	0,08	0,02	0,14
Annen privat tjenesteyting	0,42	20	0,04	0,08	0,10	0,13
Forsvar	0,37	20	0,03	0,08	0,08	0,12
Undervisning/forskning, Stat	0,36	20	0,03	0,08	0,07	0,12
Helsetjenester, Stat	0,38	20	0,03	0,07	0,10	0,12
Annen offentlig tjenesteyting, Stat	0,37	20	0,04	0,08	0,06	0,13
Undervisning/forskning, Kommune	0,36	20	0,03	0,08	0,07	0,12
Helsetjenester, Kommune	0,38	20	0,03	0,07	0,10	0,12
Annen offentlig tjenesteyting, Kommune	0,37	20	0,04	0,08	0,06	0,13
Husholdninger	0,47	20	0,04	0,21	0,01	0,13
Eksport	0,06	0	0,00	0,02	-0,02	0,07

Tabell 3.4 Sommer, lavlast

Sektor	Kjøperpris kr/kWh	Merverdiavgift prosent	El-avgift kr/kWh	Distribusjon kr/kWh	Diskriminering kr/kWh	Korrigert likevektspris kr/kWh
Jordbruk	0,34	0	0,03	0,07	0,12	0,11
Konsumvareproduksjon	0,29	0	0,03	0,04	0,11	0,10
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,25	0	0,04	0,05	0,05	0,11
Treforedling	0,10	0	0,03	0,02	-0,05	0,10
Kjemiske produkter	0,10	0	0,04	0,00	-0,05	0,12
Raffinering	0,24	0	0,04	0,03	0,04	0,12
Metaller	0,10	0	0,04	0,00	-0,06	0,12
Verkstedprodukter	0,28	0	0,04	0,05	0,08	0,12
Oljeplattformer	0,34	0	0,04	0,05	0,13	0,12
Bygg/anlegg	0,42	0	0,04	0,08	0,17	0,12
Bank/forsikring	0,41	20	0,04	0,08	0,10	0,12
Oljevirkosomhet	0,23	0	0,04	0,05	0,02	0,12
El-forsyning	0,22	0	0,04	0,08	-0,02	0,12
Samferdsel	0,28	10	0,04	0,05	0,05	0,12
Varehandel	0,34	0	0,04	0,08	0,10	0,12
Boligtjenester	0,34	20	0,04	0,08	0,04	0,12
Annen privat tjenesteyting	0,42	20	0,04	0,08	0,11	0,12
Forsvar	0,37	20	0,03	0,08	0,09	0,11
Undervisning/forskning, Stat	0,36	20	0,03	0,08	0,09	0,11
Helsetjenester, Stat	0,38	20	0,03	0,07	0,12	0,10
Annen offentlig tjenesteyting, Stat	0,37	20	0,04	0,08	0,07	0,12
Undervisning/forskning, Kommune	0,36	20	0,03	0,08	0,09	0,11
Helsetjenester, Kommune	0,38	20	0,03	0,07	0,11	0,11
Annen offentlig tjenesteyting, Kommune	0,37	20	0,04	0,08	0,07	0,12
Husholdninger	0,47	20	0,04	0,21	0,03	0,12
Eksport	0,00	0	0,00	0,02	-0,08	0,06

Tabell 3.5 Vinter 2, høylast

Sektor	Kjøperpris kr/kWh	Merverdiavgift prosent	El-avgift kr/kWh	Distribusjon kr/kWh	Diskriminering kr/kWh	Korrigert likevektspris kr/kWh
Jordbruk	0,50	0	0,03	0,19	0,12	0,15
Konsumvareproduksjon	0,43	0	0,03	0,14	0,11	0,14
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,38	0	0,04	0,16	0,04	0,16
Treforedling	0,21	0	0,03	0,06	-0,03	0,15
Kjemiske produkter	0,13	0	0,04	0,00	-0,08	0,16
Raffinering	0,35	0	0,04	0,13	0,01	0,17
Metaller	0,12	0	0,04	0,00	-0,09	0,17
Verkstedprodukter	0,42	0	0,04	0,16	0,06	0,16
Oljeplattformer	0,48	0	0,04	0,17	0,10	0,17
Bygg/anlegg	0,58	0	0,04	0,22	0,15	0,17
Bank/forsikring	0,59	20	0,04	0,22	0,07	0,17
Oljevirkosomhet	0,37	0	0,04	0,17	-0,01	0,17
El-forsyning	0,38	0	0,04	0,22	-0,05	0,17
Samferdsel	0,43	10	0,04	0,17	0,02	0,17
Varehandel	0,50	0	0,04	0,21	0,08	0,16
Boligtjenester	0,53	20	0,04	0,22	0,01	0,17
Annen privat tjenesteyting	0,60	20	0,04	0,21	0,10	0,16
Forsvar	0,56	20	0,03	0,20	0,08	0,15
Undervisning/forskning, Stat	0,55	20	0,03	0,20	0,08	0,15
Helsetjenester, Stat	0,57	20	0,03	0,18	0,12	0,14
Annen offentlig tjenesteyting, Stat	0,56	20	0,04	0,21	0,06	0,16
Undervisning/forskning, Kommune	0,55	20	0,03	0,20	0,08	0,15
Helsetjenester, Kommune	0,57	20	0,03	0,19	0,11	0,15
Annen offentlig tjenesteyting, Kommune	0,56	20	0,04	0,21	0,05	0,16
Husholdninger	0,47	20	0,04	0,21	-0,02	0,17
Eksport	0,13	0	0,00	0,06	-0,02	0,08

Tabell 3.6 Vinter 2, lavlast

Sektor	Kjøperpris kr/kWh	Merverdiavgift prosent	El-avgift kr/kWh	Distribusjon kr/kWh	Diskriminering kr/kWh	Korrigert likevektspris kr/kWh
Jordbruk	0,34	0	0,03	0,07	0,11	0,12
Konsumvareproduksjon	0,29	0	0,03	0,04	0,10	0,12
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,25	0	0,04	0,05	0,04	0,13
Treforedling	0,10	0	0,03	0,02	-0,07	0,12
Kjemiske produkter	0,10	0	0,04	0,00	-0,07	0,13
Raffinering	0,24	0	0,04	0,03	0,03	0,14
Metaller	0,10	0	0,04	0,00	-0,07	0,13
Verkstedprodukter	0,28	0	0,04	0,05	0,07	0,13
Oljeplattformer	0,34	0	0,04	0,05	0,11	0,13
Bygg/anlegg	0,42	0	0,04	0,08	0,16	0,14
Bank/forsikring	0,41	20	0,04	0,08	0,08	0,13
Oljevirkosomhet	0,23	0	0,04	0,05	0,00	0,14
El-forsyning	0,22	0	0,04	0,08	-0,04	0,14
Samferdsel	0,28	10	0,04	0,05	0,03	0,13
Varehandel	0,34	0	0,04	0,08	0,09	0,13
Boligtjenester	0,34	20	0,04	0,08	0,03	0,14
Annen privat tjenesteyting	0,42	20	0,04	0,08	0,10	0,13
Forsvar	0,37	20	0,03	0,08	0,08	0,12
Undervisning/forskning, Stat	0,36	20	0,03	0,08	0,07	0,12
Helsetjenester, Stat	0,38	20	0,03	0,07	0,11	0,12
Annen offentlig tjenesteyting, Stat	0,37	20	0,04	0,08	0,06	0,13
Undervisning/forskning, Kommune	0,36	20	0,03	0,08	0,07	0,12
Helsetjenester, Kommune	0,38	20	0,03	0,07	0,10	0,12
Annen offentlig tjenesteyting, Kommune	0,37	20	0,04	0,08	0,06	0,13
Husholdninger	0,47	20	0,04	0,21	0,01	0,13
Eksport	0,00	0	0,00	0,02	-0,08	0,07

Tidligere utgitt på emneområdet***Previously issued on the subject*****Rapporter (RAPP)**

91/12 Johnsen, T. A.: Modell for kraftsektoren.

91/13 Bye, T. og T. A. Johnsen: Effektivisering av kraftmarkedet.

92/2 Arne Ljones, Runa Nesbakken, Svein Sandbakken og Asbjørn Aaheim: Energibruk i husholdningene. Energiundersøkelsen 1990.

93/16 Andersen, T. L., O. T. Djupskås og T. A. 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 Andersen, T. L., O. T. Djupskås og T. A. Johnsen: Kraftkontrakter til alminnelig forsyning i 1993. Priser, kvantum og leveringsbetingelser.

95/10 Ole Tom Djupskås og Runa Nesbakken: Energibruk i husholdningene 1993. Data fra Forbruksundersøkelsen.

Discussion paper (DP)

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

Økonomiske analyser (ØA)

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

Economic Survey (ES)

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

Norges offisielle statistikk (NOS)

C 157 Elektrisitetsstatistikk 1992.

De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter

The most recent publications in the series Reports

- 95/5 Resultatkontroll jordbruk 1995 Gjennomføring av tiltak mot forurensninger. 1995-90s. 95 kr ISBN 82-537-4129-4
- 95/6 Hilde H. Holte: Langtidsarbeidsløses levekår 1991. 1995-77s. 95 kr ISBN 82-537-4132-4
- 95/7 Geir Frengen, Frank Foyn, og Richard Ragnarsøn: Innovasjon i norsk industri og oljeutvinning i 1992. 1995-93s. 95 kr ISBN 82-537-4135-9
- 95/8 Annegrete Bruvoll og Gina Spurkland: Avfall i Noreg fram til 2010. 1995-33s. 80 kr ISBN 82-537-4136-7
- 95/9 Taran Fæhn, Leo Andreas Grünfeld, Erling Holmøy, Torbjørn Hægeland og Birger Strøm: Sammensetningen av den effektive støtten til norske næringer i 1989 og 1991. 1995-106s. 110 kr ISBN 82-537-4137-5
- 95/10 Ole Tom Djupskås og Runa Nesbakken: Energibruk i husholdningene 1993 Data fra forbruksundersøkelsen. 1995-46s. 80 kr ISBN 82-537-4138-3
- 95/11 Liv Grøtvedt og Liv Belsby: Barns helse. Helseundersøkelsene. 1995-53s. 95 kr ISBN 82-537-4140-5
- 95/12 Kristin Rypdal: Anthropogenic Emissions of SO₂, NO_x, NMVOC and NH₃ in Norway. 1995-56s. 95 kr ISBN 82-537-4145-6
- 95/13 Odd Frank Vaage: Feriereiser 1993/94. 1995-48s. 80 kr ISBN 82-537-4149-9
- 95/14 Bodil Merethe Larsen og Runa Nesbakken: Norske CO₂-utslipp 1987-1993 En studie av CO₂-avgiftens effekt. 1995-40s. 80 kr ISBN 82-537-4158-8
- 95/15 Odd Frank Vaage: Kultur- og mediebruk 1994. 1995-68s. 95 kr ISBN 82-537-4159-6
- 95/16 Toril Austbø: Kommunale avløp Økonomi. 1995-39s. 80 kr ISBN 82-537-4162-6
- 95/17 Jan-Erik Lystad: Camping i Norge 1984-1994. 1995-80s. 95 kr ISBN 82-537-4170-7
- 95/18 Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen og Mona Irene Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020 Nasjonale og regionale framskrivinger. 1995-37s. 80 kr ISBN 82-537-4171-5
- 95/19 Marie W. Arneberg, Hanne A. Gravningsmyhr, Kirsten Hansen, Nina Langbraaten, Bård Lian og Thor Olav Thoresen: LOTTE - en mikrosimuleringsmodell for beregning av skatter og trygder. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4173-1
- 95/20 Ragni Hege Kitterød: Tid nok, - men hva så? Tidsbruk og tidsopplevelse blant langtidsarbeidsledige. 1995-123s. 110 kr ISBN 82-537-4177-4
- 95/21 Nico Keilman and Helge Brunborg: Household Projections for Norway, 1990-2020 Part I: Macrosimulations. 1995-82s. 95 kr ISBN 82-537-4178-2
- 95/23 Hilde Rudlang: Bruk av edb i skolen 1995. 1995-77s. 95 kr ISBN 82-537-4181-2
- 95/24 Leif Brubakk, Morten Aaserud, Wilma Pellekaan and Fritz von Ostvoorn: SEEM - An Energy Demand Model for Western Europe. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4185-5
- 95/25 Hilde Lurås: Framskrivning av miljøindikatorer. 1995-30s. 80 kr ISBN 82-537-4186-3
- 95/26 Geir Frengen, Frank Foyn and Richard Ragnarsøn: Innovation in Norwegian Manufacturing and Oil Extraction in 1992. 1995-93s. 95 kr ISBN 82-537-4189-8
- 95/27 Knut H. Alfsen, Bodil M. Larsen og Haakon Vennemo: Bærekraftig økonomi? Noen alternative modellscenarier for Norge mot år 2030. 1995-62s. 95 kr ISBN 82-537-4190-1
- 95/28 Lasse Sigbjørn Stambøl: Flytting og arbeidsstyrken Flyttetilbøyelighet og flyttemønster hos arbeidsledige og sysselsatte i perioden 1988-1993. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4193-6
- 95/30 Terje 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
- 95/33 Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen: Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon. 1995-54s. 95 kr ISBN 82-537-4212-6

C *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 82-537-4212-6
ISSN 0806-2056

Pris kr 95,00



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway