

RAPPORTER

91/12

Statistisk sentralbyrå
Einkjøpet
20 DES. 1991

MODELL FOR KRAFTSEKTOREN

AV
TOR ARNT JOHNSEN

311.3931
S 29 ra
91:12

STATISTISK SENTRALBYRÅ
CENTRAL BUREAU OF STATISTICS OF NORWAY

ese 1



Cop. no. 52271

ex. 1

EMNEGRUPPE
19 Andre ressurs- og miljøemner

EMNEORD
Elektrisitetsmodell
Energi
Macromodell

Omslaget er trykt ved Aasens Trykkerier A.S

Publikasjonen er trykt i Statistisk sentralbyrå

RAPPORTER FRA STATISTISK SENTRALBYRÅ 91/12

MODELL FOR KRAFTSEKTOREN

AV
TOR ARNT JOHNSEN

STATISTISK SENTRALBYRÅ
OSLO-KONGSVINGER 1991

ISBN 82-537-3573-1
ISSN 0332-8422

FORORD

I regi av NORAS-prosjektet "Energi og samfunn" pågår det for tiden arbeid i SSB med sikte på å gjøre den makroøkonomiske modellen MSG mer egnet til analyse av energi- og miljøproblemstillinger, jfr. Bye et al. (1991). I tilknytning til dette prosjektet er det utført arbeid med sikte på en bedret modellering av kraftsektoren og kraftmarkedet.

Rapporten beskriver en empirisk modell for kraftsektoren i Norge. Modellen kan sammen med et sett av etterspørselsfunksjoner for kraft benyttes som en partiell modell for å analysere det norske kraftmarkedet. Alternativt kan modellen brukes i samspill med en versjon av en makroøkonomisk modell, f. eks. MSG eller MODAG. I modellen er kraftsektoren spesifisert som fire produksjonssektorer, henholdsvis produksjon av vannkraft, produksjon av gasskraft, overføring av kraft og fordeling av kraft. Modellen beregner fysiske krafttap og kostnader pr. kilowattime levert kraft for ulike kjøpersektorer. Med utgangspunkt i den samlede etterspørselen etter kraft, økes produksjonskapasiteten i modellen når markedsprisen på kraft overstiger grensekostnadene ved ny utbygging. Valget mellom vann- og gasskraft skjer i modellen ved at kraft produseres på billigste måte. Prisdiskriminering mellom ulike kjøpergrupper og avgifter knyttet til elektrisk kraft er også spesifisert i modellen.

Statistisk sentralbyrå, Oslo, 3. desember 1991

Svein Longva

Innhold

1 Innledning	1
2 En modell for kraftmarkedet og kraftsektorene	3
2.1 Eterspørselen etter elektrisk kraft	5
2.2 Kraftetterspørsel korrigert for tap i fordelingsnettet	6
2.3 Markedsklarering for elektrisk kraft	7
2.4 Kjøperpriser	7
2.5 Bestemmelse av produksjonskapasiteten for elektrisitet	9
2.6 De enkelte produksjonssektorene	11
3 Datagrunnlag, oppdatering og kalibrering av modellen	21
3.1 Tallfesting av elementene i kjøperprisene for elektrisitet	21
4 Eksempel på anvendelse av modellen	28
4.1 Forutsetninger i analysen	28
4.2 Modellresultater	30
5 Videre forbedring og utprøving av modellen	34
Referanseliste	35
VEDLEGG A: Sektorlister	36
VEDLEGG B: Kraftsektormodellens relasjoner	37

1 Innledning

Forurensningsproblemene knyttet til forbrenning av fossile brensler kan initiere tiltak med tanke på å redusere bruken av slike energibærere. Virkemidler som kvoter, forbud, standarder og avgifter kan være aktuelle tiltak. Tiltak rettet mot forbrenning av fossile brensler vil gi en vridning av energietterspørselen i retning av vannkraft og andre fornybare energibærere.

I en makroøkonomisk modell vil det være viktig å avgjøre hvilke følger en slik etterspørselsendring får. Problemstillinger som er aktuelle ved studier av samspillet mellom elektrisitetssektoren og resten av økonomien, f.eks.:

- Er det lønnsomt å utvide kraftproduksjonskapasiteten? Vil etterspørselsveksten gjøre det lønnsomt med økt elektrisitetsproduksjon, eller vil etterspørselsøkningen i større grad slå ut i økt pris på elektrisitet?
- Bør vannkraftutbyggingen fortsette eller bør det skje en overgang til gasskraftproduksjon?
- Skal utvidelser av vannkraftkapasiteten skje ved ny utbygging eller ved investeringer i allerede eksisterende vannkraftverk?
- Bør det skje utbygging av produksjonskapasiteten for elektrisitet eller bør det heller investeres i overførings- og fordelingsnett med tanke på reduksjon av nettapene?
- Hva er optimal plassering av gasskraftverk, på sentralt sted nær store befolkningsentre eller ved kysten?

Kraftsektoren omfatter pr. idag vannkraftverk som driver produksjon og selskaper som driver overføring og fordeling av elektrisk kraft. I tillegg har sektoren et marginalt innslag av produksjon og fordeling av fjernvarme.

Produksjon av elektrisitet ved forbrenning av naturgass kan være aktuelt i fremtiden. Vannkraftproduksjon er særdeles kapitalintensiv, mens gasskraftkostnadene vil være dominert av brenselkostnader. I vannkraftproduksjonen er det avtagende utbytte med hensyn på skalaen, dvs. stigende marginalkostnad ved utbygging. I gasskraftproduksjonen kan det innen visse grenser være tilnærmet konstant eller stigende skalautbytte. Med så ulike produksjonsforhold vil det være hensiktsmessig å la vann- og gasskraftproduksjon være to adskilte produksjonssektorer også i en aggregert makromodell.

Plasseringen av eventuelle gasskraftverk vil være av betydning for kostnaden knyttet til kjøp av gass til gasskraftverket, siden rørtransport av gass over land vil være kostnads-krevende. På den annen side vil elektrisitet som blir produsert på et sentralt sted kreve minimalt av overføringskostnader. Utnyttelsen av kjølevann fra et eventuelt gasskraftverk vil også kunne påvirke lokaliseringen av slike verk. Både vann- og gasskraft vil legge beslag på ressurser i fordelingsnettet. Introduksjonen av gasskraft aktualiserer dermed et skille

mellom overføring og fordeling av elektrisk kraft. Modellen nedenfor har de fire nevnte sektorene:

- produksjon av vannkraft,
- produksjon av gasskraft,
- produksjon av overføringstjenester og
- produksjon av fordelingstjenester.

Ved en slik inndeling antas det at konsumentene av kraft kjøper elektrisitet fra en av de to produksjonssektorene (vann- eller gasskraft). I tillegg kjøper konsumenten overførings- og fordelingstjenester fra de to andre sektorene.

I kapittel 2 gis en beskrivelse av kraftsektormodellen og dens viktigste trekk. Deretter dokumenteres produksjons-, overførings- og fordelingssektorene mer detaljert. I kapittel 3 beskrives kort datakildene som ligger til grunn for fastsettelsen av parametre og variable i modellen. Videre drøftes kalibreringen av kjøperprislikningene og koblingen av modellen til MSG. I kapittel 4 vises resultatene fra en anvendelse av kraftsektormodellen. I kapittel 5 gis noen forslag til forbedringer og videre utprøving av modellen. Sektor og variabelister er sammen med alle modellens likninger gjengitt i vedlegg.

2 En modell for kraftmarkedet og kraftsektorene

I dette kapitlet beskrives oppbygningen av kraftsektormodellen. Først gis en oversikt over sammenhengene på modellens etterspørsels- og tilbudsside. Figur 2.0.1 viser en skjematisk oversikt over modellen for kraftsektoren og dens plass i et større system. Kraftsektormodellen kan sammen med et sett av etterspørselsfunksjoner fungere som en selvstendig partiell modell eller den kan være en del av en makromodell der en nytter makromodellens etterspørselsfunksjoner for elektrisitet. Det er flere grunner til at en har valgt å etablere kraftsektormodellen som en selvstendig partiell modell i tillegg til å innarbeide den i en modifisert utgave av MSG-modellen. Fordelen med en partiell kraftsektormodell er at den er enklere å håndtere enn en MSG-modell supplert med kraftsektormodellen. Behovet for eksogene anslag og regnemaskinkapasitet er mindre i den partielle modellen enn ved bruk av den modifiserte MSG-modellen.

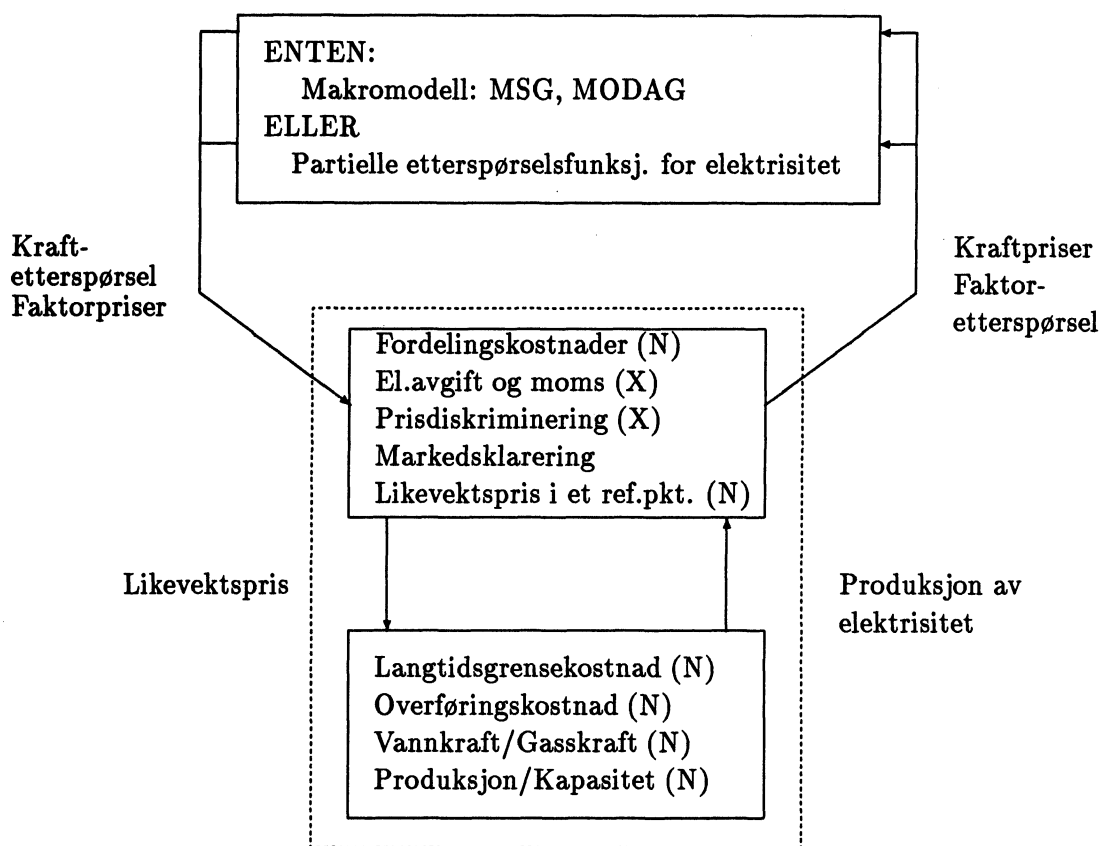
Når kraftsektormodellen er implementert i MSG gir det større muligheter for å studere samspillet mellom kraftmarkedet og resten av økonomien enn det en partiell modell gjør. Problemstilling og ønsket ressursbruk for den enkelte analyse bør bestemme brukerens valg av modellversjon. Ved mindre analyser der en primært er interessert i førsteordenseffekter i kraftmarkedet kan det være rasjonelt å benytte den partielle modellen. Ved større analyser der en stiller strengere krav til konsistens mellom kraftmarkedet og resten av økonomien vil det være hensiktsmessig å benytte modellversjonen der kraftsektormodellen er implementert i en makroøkonomisk modell.

Kraftsektormodellen utgjør de to nederste rektanglene i figur 2.0.1, dvs. området innenfor det stiplede kvadratet. I kraftsektormodellen bestemmes likevektspris på kraft og produksjonskapasiteten for kraft simultant. Ved iterasjonsprosessen som bestemmer modellens løsning består modellen av en blokk der kraftmarkedet klareres med en likevektspris gitt kraftproduksjonen, og en blokk der produksjonen bestemmes gitt den beregnede likevektsprisen for kraft. Ved simulering av modellen kan en gå frem på to måter. En kan simulere hele modellen under ett eller en kan knytte den delen av kraftsektormodellen som er rekursiv i forhold til resten av modellen til ved bruk av "LINKSIM"-prosedyren i TROLL. Spesielt i det tilfellet hvor en benytter kraftsektormodellen sammen med MSG kan dette være rasjonelt. Ved at deler av kraftsektormodellen holdes utenfor MSG unngår en til en viss grad at den modifiserte MSG-modellen blir for stor.

I kraftsektormodellen knyttes etterspørselen etter kraft til kraftmarkedets tilbudsside. Det er spesifisert kjøperprislikninger for hver sektor og betingelser for klarering av kraftmarkedet. Vann- og gasskrafttilbudet bestemmes av kraftprisene som klarerer kraftmarkedet. Dersom prisen på kraft overstiger langtidsgrensekostnaden for ny kraft vil modellen gi utbygging av ny produksjonskapasitet.

Etter å ha beskrevet hovedtrekkene i modellens virkemåte vil oppbyggingen av hver av de fire produksjonssektorene bli gjennomgått mer detaljert.

Figur 2.0.1: Skisse over kraftsektormodellen



(X) angir at variabelen(e) er eksogent gitt, mens
 (N) angir endogene variable som bestemmes i modellen.

2.1 Etterspørselen etter elektrisk kraft

Kraftetterspørselen i modellen kan bestemmes på to måter, jfr. det øverste rektangelet i figur 2.0.1. Dersom en ønsker å benytte modellen som en rent partiell modell kan de ulike sektorenes elektrisitetsetterspørsel skrives ved et sett av etterspørselsrelasjoner for elektrisitet. Anta at etterspørselen etter elektrisitet forenklet kan representeres ved enkle Cobb-Douglas etterspørselsfunksjoner. Etterspørselen fra etterspøreren j (EK_j) skrives

$$EK_j = A_j(PEK_j)^{\eta_j}, \quad (2.1)$$

hvor A_j er et konstantledd, PEK_j er kjøperprisen på elektrisitet målt i øre pr. kWh og η_j er priselastisiteten for elektrisitet hos etterspøreren j . EK_j er etterspurt kraftmengde referert forbruker med benevnning kWh. For enkelhets skyld sløyfes tidsdateringen. (I appendix A er det imidlertid benyttet tidsdatering av variable som varierer over tid.)

Alternativt til å være en partiell modell med egne etterspørselsfunksjoner kan kraftsektormodellen inngå som en egen blokk i en makromodell, f.eks. MSG eller MODAG. Ved simulering av modellen vil kraftetterspørselen ved hver iterasjon bli bestemt i makromodellens opprinnelige etterspørselsblokk. Utviklingen i kjøperprisene på elektrisitet bestemmes i kraftsektormodellen og er ved hver ny iterasjon input i makromodellens etterspørselsblokk. På denne måten finnes simultant en løsning der etterspørselen i makromodellen er konsistent med prisene fra kraftmodellen som igjen er konsistente med tilgangen av kraft. Ved bruk av kraftsektormodellen i en makromodell må makromodellens tall for etterspurt kraftmengde oversettes fra et fastpristall til et kWh-tall. Dersom E_j er makromodellens fastpristall for elektrisitetsetterspørsel i sektor j beregnes etterspørselen målt i kWh som

$$EK_j = \frac{E_j}{E_j^B} EK_j^B, \quad (2.2)$$

hvor E_j^B er makromodellens tall for kraftforbruk i sektor j i basisåret og EK_j^B er kraftsektormodellens tall for kraftforbruk (kWh) i sektor j i basisåret. Prisene som skal inn i makromodellens etterspørselsfunksjoner for elektrisitet beregnes ved

$$PE_j = \frac{PEK_j}{PEK_j^B}, \quad (2.3)$$

hvor PE_j er kjøperprisindeksen for elektrisitet i sektor j i makromodellen, PEK_j er kraftsektormodellens kjøperpris på elektrisitet for sektor j målt i øre pr. kWh. Toppskrift B angir at prisen refererer seg til basisåret.

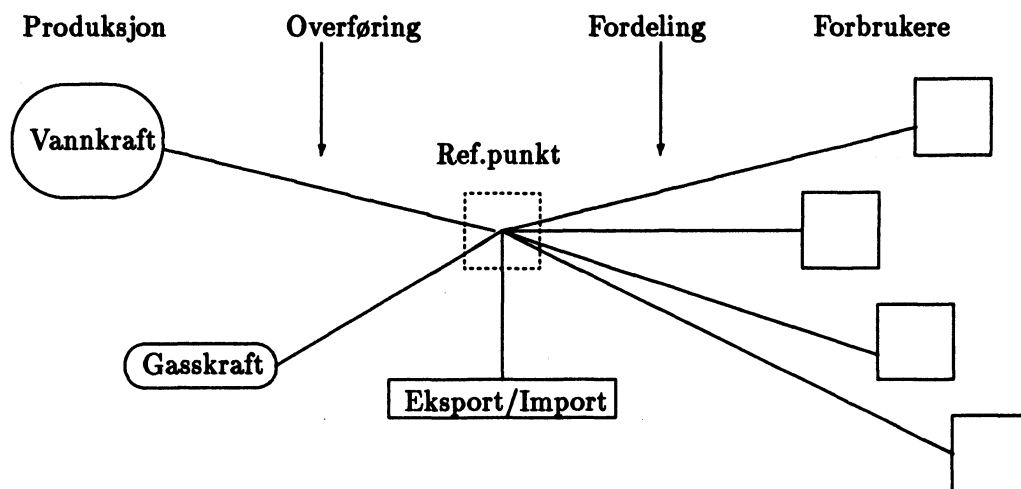
Også andre variable enn elektrisitetsetterspørsel og elektrisitetspriser vil knytte de to modellene sammen. I makromodellen bestemmes lønnsatser, kapitalpriser og vareinnsatspriser. Disse variablene benyttes i kraftsektormodellens kostnadsfunksjoner, mens kraftsektorens etterspørsel etter arbeidskraft, kapital og vareinnsats inngår i makromodellens faktor- og varebalanser.

2.2 Kraftetterspørsel korrigert for tap i fordelingsnett

Med utgangspunkt i etterspørselen etter kraft referert forbruker kan en ved å ta hensyn til krafttap i fordelingsnett beregne den tilsvarende etterspørselen i snittet mellom overførings- og fordelingsnett. Markedsklarering og likevektspriser beregnes i et punkt ved utgangen av overføringsnett/inngangen til fordelingsnett. Dette er modellens referansepunkt. En optimal prising av elektrisk kraft medfører at alle forbrukere skal stå overfor den samme pris på elektrisitet i dette punktet. (Et unntak er kraftintensiv industri som på grunn av høy brukstid skal ha noe lavere pris enn andre forbrukere. Dette omtales nærmere i avsnitt 2.4).

Tidligere har det vært vanlig å benytte kraftpris referert kraftstasjonsvegg som referansepris. Dersom et gasskraftverk plasseres nærmere forbrukerne enn hva gjennomsnittet er for vannkraftverk skal ikke prisen på elektrisitet referert kraftstasjonsvegg i en optimal situasjon være lik for vann- og gasskraft. Det skyldes at overføringstap og -kostnader ved en slik plassering av gasskraftverket ikke blir like for vann- og gasskraft. Derfor har en i modellen valgt snittet mellom overførings- og fordelingsnett som referansepunkt. Figur 2.2.2 viser et skjematisk bilde av kraftmarkedet der gasskraftproduksjonen geografisk er plassert nærmere referansepunktet enn vannkraftproduksjonen.

Figur 2.2.2: Skisse over kraftmarkedet



Tapet i fordelingsnett varierer med sektor og etter krafttype (fast- (F) og tilfeldig kraft (T)). Sektor j 's forbruk av krafttype i (E_{ji}) bestemmes ved

$$E_{ji} = f_{ji}EK_j, \quad (2.4)$$

hvor f_{ji} er fordelingsnøkler som angir hvilken andel krafttype i utgjør av sektor j s totale

kraftforbruk (EK_j). Kraftteterspørselen i referansepunktet (EE_j) beregnes ved

$$EE_j = \sum_{i=F,T} \frac{E_{ji}}{(1 - \tau_{73ji})}, \quad (2.5)$$

hvor τ_{73ji} er tapsprosenten i fordelingsnettet for etterspørter j og krafttype i .

2.3 Markedsklarering for elektrisk kraft

Gitt produksjon og import av elektrisitet i økonomien vil det eksistere en likevektspris B_E som klarer tilbud og etterspørsel i referansepunktet. I dette punktet er likevektsprisen på elektrisitet uavhengig av om kraften er produsert som vann- eller gasskraft.

Markedsklareringen i kraftmarkedet skjer ved at den totale kraftmengde tilbudt i referansepunktet skal være lik den samlede kraftteterspørsel i referansepunktet, dvs.

$$(z_{70} + I_{70})(1 - \tau_{72}) + x_{71}(1 - \mu_{71}\tau_{72}) = \sum_j EE_j, \quad (2.6)$$

hvor z_{70} er innenlandsk produksjon av vannkraft og I_{70} er import av elektrisitet. Som kjent svinger vannkraftproduksjonen fra år til år. Ved å benytte midlere års produksjonsevne (x_{70}) som produksjonsmål antas det implisitt at ressursinnsatsen i vannkraftproduksjonen er dimensjonert slik at systemet i et midlere år kan produsere et slikt kraftkvantum. Svingningene i den faktiske vannkraftproduksjonen kan i modellen styres eksogent ved at z_{70} som inngår i økosirklingen for vannkraft bestemmes ved

$$z_{70} = \alpha_{70}x_{70}, \quad (2.7)$$

hvor α_{70} angir avviket mellom faktisk produksjon av vannkraft og midlere års produksjonsevne. Parameteren α_{70} kan benyttes til å styre vannkrafttilgangen i år etter basisåret hvor en har kjennskap til den faktiske vannkraftproduksjonen. Dessuten kan parameteren brukes til å fase ut en stor magasinfylling over fremtidige år. Lenger frem i tid kan α_{70} benyttes til å studere effekter av at produksjonen av vannkraft svinger stokastisk rundt midlere års produksjonsevne. Gasskraftproduksjonen er x_{71} , mens τ_{72} er tapsprosenten i overføringsnettet. Gasskraftproduksjonen kan skje nærmere eller lengre fra fordelingsnettet enn hva som er gjennomsnittet for produksjonen av vannkraft. Ved en plassering nær fordelingsnettet reduseres krafttapene knyttet til overføring av gasskraft, dvs. $0 \leq \mu_{71} \leq 1$. Ved en plassering av gasskraftproduksjonen lengre vekk fra fordelingsnettet enn gjennomsnittet er for vannkraftproduksjonen vil $\mu_{71} > 1$.

2.4 Kjøperpriser

I kjøperprisen på elektrisitet inngår prisen på elektrisitet i referansepunktet, fordelingskostnader, elektrisitetsavgift, merverdiavgift og et korreksjonsledd som tar vare på eventuell prisdiskriminering. Kjøperprisen på elektrisitet (PEK_j) skrives

$$PEK_j = \left\{ t_{Vj}H_{V70j} + (1 + H_{VEj}) \sum_{i=E,73} \Lambda_{Eij}[B_i] \right\} (1 + t_{Mj}H_{Rj}). \quad (2.8)$$

Koeffisienten Λ_{Eij} uttrykker hvor mange enheter av vare i som inngår i en enhet av elektrisitet levert til sektor j . Vareindeksen i løper her over varen kraft levert referansepunkt (E) (sammensatt av produksjon (70, 71) og overføring av elektrisitet (72)) og fordelings-tjenester (73). Krafttap i fordelingsnettet er inkludert i prisen på fordelingstjenesten (B_{73}), jfr. avsnitt 2.6. Tilfeldig kraft er kraft med lav leveringssikkerhet og denne varen kan dermed sies å ha lavere kvalitet enn fastkraft. I modellen har en korrigert kjøperprisene for kvalitetsforskjeller mellom fast- og tilfeldig kraft. En har forenklet antatt at prisen på tilfeldig kraft i referansepunktet utgjør en eksogent bestemt andel (TK) av prisen på fastkraft. Det vil si at Λ_{EEj} er mindre enn 1 i alle sektorer som benytter tilfeldig kraft. Bestemmelsen av Λ_{EEj} skjer ved

$$\Lambda_{EEj} = TK f_{jT} + f_{jF}, \quad (2.9)$$

hvor f_{jT} og f_{jF} uttrykker hvor stor andel henholdsvis tilfeldig- og fastkraft utgjør av den samlede kraftleveransen til sektor j (koeffisientene f_{ji} er basisårskoeffisienter og summen $f_{jT} + f_{jF}$ er alltid lik 1). Som nevnt ovenfor har kraftintensiv industri høyere brukstid enn andre sektorer. Dette medfører at denne sektorens kraftpris i referansepunktet skal være noe lavere enn andre sektorens kraftpris. I følge Norges Vassdrags- og energiverk (NVE) er langtidsgrensekostnaden for leveranser av kraft til kraftintensiv industri 27,6 øre pr. kWh referert snittet overføringnett/fordelingsnett. Den tilsvarende prisen for andre sektorer er lik 31,0 øre pr. kWh. Koeffisientene Λ_{EE37} og Λ_{EE43} er for å ivareta denne kostnadsforskjellen satt til $\frac{27,6}{31,0}(TK f_{jT} + f_{jF})$, hvor j er lik sektor 37 eller 43¹. Dette svarer til å innføre forskjell i brukstid som en kvalitetsforskjell. Brukere med spesielt høy årlig brukstid får dermed en kostnadsbegrunnet rabatt på kraft levert referansepunktet.

Etter disse korreksjonene kan likevektsprisen B_E tolkes som en pris på fastkraft til alminnelig forsyning i referansepunktet. Disse korreksjonene er ad-hoc forenklinger. Egentlig burde en i modellen eksplisitt operere med flere ulike kraftvarer med ulik kvalitet (leveringssikkerhet). Dette ville imidlertid kreve en mer komplisert og detaljert modell enn den foreliggende. Ved kommende utvidelser og forbedringer av modellen kan dette imidlertid være en aktuell problemstilling.

Prisdiskrimineringsparameteren H_{VEj} er sektorspesifikk. Prisdiskrimineringen er som det fremgår av kjøperprislikningen lagt på kjøperpris eksklusive elektrisitets- og merverdiavgift. Koeffisientene H_{V70j} og H_{Rj} er henholdsvis elektrisitetsavgift og merverdiavgift, mens t_{Mj} og t_{Vj} gir mulighet for eksogene endringer i avgiftene. Elektrisitetsavgiften er sektorspesifikk siden tilfeldig kraft er fritatt for slik avgift. Merverdiavgiften er sektorspesifikk siden merverdiavgift på elektrisitet er geografisk differensiert. Dessuten har en rekke sektorer fradragsrett for betalt merverdiavgift. I disse sektorene skal avgiften ikke være med i kjøperprisen.

¹Sektor 37 er produksjon av kjemiske råvarer, mens sektor 43 er produksjon av metaller.

2.5 Bestemmelse av produksjonskapasiteten for elektrisitet

I referansepunktet eksisterer det én likevektspris på elektrisitet uavhengig av om elektrisiteten er produsert i et vann- eller gasskraftverk. Referanseprisen (likevektsprisen) (B_E) uttrykker kraftmarkedets betalingsvillighet for elektrisitet levert referansepunktet. Denne prisen skal dekke overføringskostnader og produksjonskostnadene for den leverte elektrisitet.

Enhetskostnaden for overføringstjenesten kan beregnes ved å anta kostnadsdekning (inkl. 7 prosents kapitalavkastning) i overføringssektoren. Dette innebærer at brukerne av overføringsnettets belastes eventuelle finansielle tap i denne sektoren som måtte skyldes fallende grensekostnad i overføringssektoren. Alternativt kan en her benytte NVE's anslag for grensekostnaden i overføringssektoren som pris på overføringstjenesten. Dette vil gi et finansielt tap i overføringssektoren. Dette kan tas ut som en lavere kapitalavkastning eller det kan dekkes fra andre deler av økonomien.

Den andre delen av referanseprisen er prisen på elektrisitet referert kraftstasjonsvegg, dvs. etter at overføringskostnadene er trukket ut. Kraftpris referert kraftstasjonsvegg beregnes ved hver iterasjon residualt for henholdsvis vann- og gasskraft etter at referanseprisen og prisen på overføringstjenesten er beregnet. Siden prisen på elektrisitet i referansepunktet skal være lik for gass- og vannkraft vil følgende dobbelte likhet alltid være oppfylt

$$B_E = B_{70} + B_{72} = B_{71} + \mu_{71} B_{72}. \quad (2.10)$$

Her er B_{72} prisen på overføringstjenesten (krafttap i overføringsnettets er inkludert i B_{72}). Prisene B_{70} og B_{71} er selgerpriser på henholdsvis vann- og gasskraft (fastkraft). Siden kapasitetsbegrepet i vannkraftsektoren er midlere års produksjonsevne, og produksjonen i et midlere år inneholder om lag 5 prosent tilfeldig kraft må en korrigere fastkraftprisen B_{70} for å finne betalingsvilligheten for "midlere" kraft².

Fra kjøperprislikningen (2.8) fremgår det at elektrisitetsavgift ikke inngår i selgerprisene B_{70} og B_{71} . Elektrisitetsavgiften er en særskatt på elektrisitet. Ved beregning av betalingsvilligheten for ny kraft har en i modellen tatt hensyn til at elektrisitetsavgiften skaper avvik mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk verdi av en ny enhet elektrisitet. Dette

²Den samlede verdien av kraftproduksjonen kan skrives

$$(z_{70} - ETT)B_{70} + ETTB_{70}TK,$$

hvor ETT er kvantumet tilfeldig kraft og TK uttrykker prisen på tilfeldig kraft som andel av fastkraftprisen. Ved å dele dette uttrykket på samlet kraftmengde (z_{70}) fremkommer prisen på "midlere" kraft

$$\left(1 - \frac{ETT}{z_{70}}\right)B_{70} + \frac{ETT}{z_{70}}B_{70}TK$$

som enkelt formes om til

$$\left(1 - (1 - TK)\frac{ETT}{z_{70}}\right)B_{70}.$$

Det er dette leddet som inngår i likning 2.12.

er gjort ved å legge elektrisitetsavgift til den beregnede betalingsvilje for midlere kraft, jfr. likning 2.12. Tillegget for elektrisitetsavgift (TE) pr. produsert kilowatttime beregnes ved

$$TE = \frac{ELAVG}{z_{70} + x_{71}}, \quad (2.11)$$

hvor $ELAVG$ er totalt innbetalt elektrisitetsavgift. Det påløper ikke elektrisitetsavgift på tilfeldig kraft. Variabelen TE kan tolkes som en gjennomsnitts elektrisitetsavgift der satsen pr. kWh er beregnet for all kraft, også tilfeldig kraft. Kraftprisen som det er relevant å sammenligne med kostnaden knyttet til midlere års produksjonsevne ved utbyggingsbeslutninger (B_{70}^*) beregnes etter dette ved

$$B_{70}^* = (1 - (1 - TK) \frac{ETT}{z_{70}}) B_{70} + TE, \quad (2.12)$$

hvor ETT er samlet kvantum tilfeldig kraft.

Det foretas ikke utvidelse av produksjonskapasiteten før prisene på kraftstasjonsvegg tillagt elektrisitetsavgift er høyere enn langtidsgrensekostnad. Produksjonskapasiteten (midlere års produksjonsevne) for vannkraft (x_{70}) bestemmes i modellen ved

$$x_{70} = x_{70}(-1) \quad \text{hvis } B_{70}^* < LTG_{70}(x_{70}(-1)) \\ \text{eller } x_{70}(-1) = \bar{x}_{70}$$

$$x_{70} = LTG_{70}^{-1}(B_{70}^*) \quad \text{hvis } B_{70}^* > LTG_{70}(x_{70}(-1)),$$

hvor $LTG_{70}(x_{70}(-1))$ er langtidsgrensekostnaden for ny kapasitet, og $x_{70}(-1)$ er fjorårets produksjonskapasitet for vannkraft målt i kWh. $LTG_{70}^{-1}(\dots)$ er den inverse funksjonen av langtidsgrensekostnadsfunksjonen for vannkraft. Det maksimale produksjonspotensialet for vannkraft er gitt ved \bar{x}_{70} . Det forutsettes her at vannkraft bygges ut i en optimal rekkefølge. Ønsker en analyser av andre utbyggingsalternativer kan dette gjøres ved å legge inn en eksogen bane for utvidelser av produksjonskapasiteten for vannkraft. Det forutsettes at den utbygde produksjonskapasitet utnyttes hvert enkelt år. Modellen tar dermed ikke hensyn til eventuelle avvik fra full utnyttelse av produksjonskapasiteten som skyldes at det vil være mer lønnsomt å lagre vann fra et år til et annet. Dette er en rimelig forenkling i en langsiktig modell der en regner med at tilsiget av vann til kraftverkene er lik midlere års tilsig i de enkelte år.

Produksjonskapasiteten for gasskraft bestemmes på en tilsvarende måte. Produksjonen av gasskraft vil variere mer i takt med etterspørselen enn vannkraftproduksjonen siden det er store variable kostnader knyttet til gasskraftproduksjon. Det er dermed ikke nødvendig å foreta noen korreksjon for tilfeldig kraft. Det er ingen stokastikk på tilbudssiden og det forutsettes kjent leveringssikkerhet for gasskraft. De variable kostnadene utgjør en stor andel av totalkostnadene for gasskraft. Det gjør det nødvendig å sjekke om prisen markedet er villig til å betale er høyere enn korttidsgrensekostnaden. Er prisen lavere enn korttidsgrensekostnaden (KTG_{71}) skal en ikke produsere gasskraft.

$$x_{71} = 0 \quad \text{hvis} \quad B_{71} + TE < KTG_{71}(x_{71}(-1))$$

$$x_{71} = x_{71}(-1) \quad \begin{array}{l} \text{hvis} \quad B_{71} + TE > KTG_{71}(x_{71}(-1)) \\ \text{og} \quad B_{71} + TE < LTG_{71}(x_{71}(-1)) \\ \text{eller} \quad x_{71}(-1) = \bar{x}_{71} \end{array}$$

$$x_{71} = LTG_{71}^{-1}(B_{71} + TE) \quad \text{hvis} \quad B_{71} + TE > LTG_{71}(x_{71}(-1)),$$

hvor $LTG_{71}(x_{71}(-1))$ er langtidsgrensekostnaden for ny kapasitet. $LTG_{71}^{-1}(\dots)$ er den inverse funksjonen av langtidsgrensekostnadsfunksjonen for gasskraft. Ved simuleringen itererer modellen seg frem til en produksjonskapasitet som er konsistent med likevektsprisen for kraft i markedet.

2.6 De enkelte produksjonssektorene

Produksjon av vannkraft

Korttidsgrensekostnaden for vannkraft (KTG_{70}) består av arbeidskraft- og vareinnsatskostnader samt sektorskatter. I tillegg til vannkraft produserer vannkraftsektoren også bygg og anleggsvareer (egne reparasjons- og investeringsarbeider) og tjenester (monteringsarbeider etc.). Kostnadene knyttet til slik annen produksjon er inkludert i nasjonalregnskapets kostnadstall. Inntektene fra annen produksjon målt pr. kWh trekkes ut av korttidsgrensekostnaden (KTG_{70}). Dette svarer helt til behandlingen av flervareproduksjon i priskryssløpet i MSG. Korttidsgrensekostnaden skrives

$$KTG_{70} = z_{L70}p_{L70} + z_{M70}p_{M70} + z_{TS70} - z_{A5570}B_{55} - z_{A8570}B_{85}, \quad (2.13)$$

hvor p_{L70} og p_{M70} er priser på henholdsvis innsatsfaktorene arbeidskraft (L) og vareinnsats (M). Variablene z_{L70} og z_{M70} er inputkoeffisienter for henholdsvis utførte timeverk og vareinnsats i vannkraftproduksjonen, mens z_{TS70} er sektorskatter pr. produsert enhet. Koeffisientene z_{A5570} og z_{A8570} er "negative inputkoeffisienter" som viser verdien av produksjonen av andre varer enn vannkraft pr. produsert enhet (kWh) vannkraft. Ved beregning av inputkoeffisientene er midlere års produksjonsevne benyttet som produksjonsmål.

Realkapitalen som allerede er nedlagt i vannkraftverkene kan betraktes som "sunk cost". Ved eventuell utvidelse av produksjonskapasiteten er det imidlertid langtidsgrensekostnaden som er den relevante grensekostnad. Den stigende marginalkostnaden i vannkraftproduksjonen skyldes at inputkoeffisienten for realkapital stiger med økende produksjonskapasitet som følge av stadig mer kapitalkrevende utbyggingsprosjekter.

Langtidsgrensekostnaden for vannkraft gitt ved LTG_{70} gis i modellen et forløp med økende produksjonskapasitet som stemmer med NVE's datagrunnlag for langtidsgrensekostnaden i vannkraftsektoren. Langtidsgrensekostnaden skrives i modellen som

$$LTG_{70} = KTG_{70} + z_{K70}p_{K70}, \quad (2.14)$$

hvor z_{K70} er inputkoeffisienten for realkapital og p_{K70} er den til enhver tid gjeldende kapitalpris. NVE's langtidsgrensekostnadskurve (LTG_{NVE}) inneholder i tillegg til kapitalkostnader også arbeidskraft- og vareinnsatskostnader som er inkludert i korttidsgrensekostnaden. Kapitalkoeffisienten langs langtidsgrensekostnadskurven beregnes ved formelen

$$z_{K70} = \frac{LTG_{NVE} - KTG_{70}}{p_{K70}}, \quad (2.15)$$

hvor LTG_{NVE} er NVE's anslag på langtidsgrensekostnaden for ulike produksjonsnivåer. Til bruk i modellen trenger en en glattet funksjon for kapitalkoeffisienten. Denne er modellert ved relasjonen

$$z_{K70}^* = ax_{70}^2 + bx_{70} + c. \quad (2.16)$$

Parametrene a , b og c er bestemt slik at den estimerte kapitalkoeffisienten z_{K70}^* stemmer best mulig med kapitalkoeffisienten beregnet i likning 2.15. Kapitalartene som inngår i realkapitalen i hver sektor er bygg (B), anlegg (A), maskiner (M) og biler (BI). Inputkoeffisientene for hver kapitalart ($i = B, A, M, BI$) kan skrives

$$z_{Ki70} = \frac{z_{Ki70}^B}{z_{K70}^B} z_{K70}, \quad (2.17)$$

hvor z_{Ki70}^B og z_{K70}^B er koeffisienter fra basisåret. Endringen i kapitalbeholdningen i vannkraftproduksjonssektoren skrives

$$K_{70} = K_{70}(-1) + z_{K70}[x_{70} - x_{70}(-1)], \quad (2.18)$$

hvor (-1) indikerer vedkommende variabel foregående år.

Produksjon av gasskraft

Kostnadene ved gassproduksjon er dominert av gass- og kapitalkostnader. I tillegg påløper kostnader til arbeidskraft og annen vareinnsats. Gassprisen refererer seg til levering ved kysten. I tilfelle gasskraftverket (-ene) er plassert på sentralt sted kommer kostnader til rørtransport av gassen over land i tillegg. Korttidsgrensekostnaden i gasskraftproduksjonen (KTG_{71}) skrives

$$KTG_{71} = z_{G71}p_{G71} + z_{M71}p_{M71} + z_{L71}p_{L71} + (1 - \mu_{71})z_{R71}p_{R71} + z_{TS71}, \quad (2.19)$$

hvor z_{i71} er inputkoeffisienter for de ulike innsatsfaktorene og p_{i71} er faktorpriser. Innsatsfaktorene er gass (G), vareinnsats (M), arbeidskraft (L) og rørtransport (R). Parameteren μ_{71} uttrykker gasskraftverkernes geografiske plassering og derved behovet for rørtransport av gass. Den eksogene gassprisen p_{G71} bestemmes av verdensmarkedsprisen på gass. Det er imidlertid i modellen mulig å la gassprisen stige etterhvert som mengden gass som kjøpes stiger. Gassprisen skrives

$$p_{G71} = ax_{71}p_G, \quad (2.20)$$

hvor a er en variabel som gir et påslag i gassprisen med økende produksjonsmengde. Ønskes en konstant gasspris til gasskraftproduksjon settes $a = \frac{1}{x_{71}}$. Langtidsgrensekostnaden for gasskraft (LTG_{71}) kan skrives

$$LTG_{71} = z_{K71}p_{K71} + KTG_{71} \quad (2.21)$$

hvor z_{K71} er inputkoeffisienter for realkapital og p_{K71} er brukerprisen på realkapital.

Produksjon av overføringstjenester

Overføring av kraft fra produksjonsverk til fordelingsnett skjer i sektoren som produserer overføringstjenester. Overføringen av kraft legger beslag på ressurser i form av arbeidskraft, kapital og vareinnsats. I tillegg oppstår det ved overføring av kraft energitap i linjenettet. Disse tapene kan betraktes som innsats av elektrisitet som er nødvendig for å overføre kraften frem til fordelingsnettet.

Enhetskostnaden for overføring av vannkraft (B_{72}) bestemmes i likningen

$$\left(1 - \frac{((1 - \frac{27.6}{31.0})(EE37 + EE43) + (1 - TK)ETT)}{x_{72}}\right) B_{72} = \sum_{i=K,L,M} z_{i72}p_{i72} + \frac{\tau_{72}}{1 - \tau_{72}}B_{70} + z_{TS72} - \sum_{i=55,85} z_{A_i72}B_i, \quad (2.22)$$

der τ_{72} er tapsprosenten i overføringsnettet regnet i prosent av den kraft som er matet inn på overføringsnettet. Leddet i parentesen på venstre side korrigerer for lavere overføringskostnad knyttet til leveranser til kraftintensiv industri (sektor 37 og 43) og tilfeldig kraft. Det er antatt at høyere brukstid i kraftintensiv industri reduserer overføringskostnadene med samme faktor som produksjonskostnadene.

Enhetskostnaden for overføring av gasskraft fra gasskraftverk til fordelingsnett vil avhenge av gasskraftverkets (-enes) geografiske plassering. Det er som tidligere nevnt innført en koeffisient μ_{71} som angir gasskraftverkets plassering. Dersom gasskraftverket er plassert på sentralt sted, dvs. ved inngangen til fordelingsnettet settes μ_{71} lik 0. Dersom gasskraftverket er plassert ute ved kysten kan μ_{71} overstige 1. Kostnaden for overføring av 1 kWh gasskraft blir dermed $\mu_{71}B_{72}$.

Produksjonsmengden i overføringssektoren (x_{72}) måles ved det kraftkvantum som er overført gjennom overføringsnettet. Levert kraftkvantum fra overføringssektoren vil være innmatet kraft på overføringsnettet, dvs. innenlandsk produksjon og import minus tap i overføringsnettet, dvs.

$$x_{72} = (z_{70} + I_{70})(1 - \tau_{72}) + \mu_{71}x_{71}(1 - \tau_{72}). \quad (2.23)$$

Dette produksjonsmålet danner grunnlag for beregning av inputkoeffisientene i overføringssektoren. Det samlede krafttapet i overføringssektoren (EK_{72}) beregnes ved

$$EK_{72} = \frac{\tau_{72}}{1 - \tau_{72}}x_{72}, \quad (2.24)$$

og verdien av dette krafttapet (MT_{72}) fastsettes ved

$$MT_{72} = EK_{72}B_{70}. \quad (2.25)$$

Produksjon av fordelingstjenester

Krafttapene i fordelingsnettene avhenger av fordelingen av sluttleveringene av kraft på ulike forbrukere. I modellen opereres det med tre ulike tapsprosenten i fordelingsnettene. Leveranser av fastkraft til alminnelig forsyning har den høyeste tapsprosenten, mens fastkraft til treforedling, leveranser til eksport og all tilfeldig kraft har en annen og lavere tapsprosent. Den siste gruppen er fastkraftleveranser til kraftintensiv industri som ikke benytter fordelingsnettene.

Enhetskostnaden i fordelingssektoren for fordeling av fastkraft til forbrukere innen alminnelig forsyning (B_{73}) kan skrives

$$B_{73} = \sum_{i=K,L,M} z_{i73}P_{i73} + \frac{\tau_{73AF}}{1 - \tau_{73AF}} B_E + z_{TS73} - \sum_{i=55,85} z_{A73}B_i, \quad (2.26)$$

hvor τ_{73AF} er tap i prosent av innmatet kraft for leveranse av fastkraft til alle sektorer innen gruppen alminnelig forsyning (A). B_E er den tidligere nevnte referansepris på kraft som angir kraftkostnaden i snittet mellom overføring og fordelingsnett. Ved leveranser til eksport, fastkraft til treforedlingssektoren samt leveranser av tilfeldig kraft til alle sektorer unntatt kraftintensiv industri er tapsprosenten lavere. Dette betyr at leveranser til disse sektorene også legger beslag på en mindre andel av de andre ressursene som går med i fordelingssektoren.

Tapsprosenten for fordeling av kraft regnet som andel av innmatet kraft, τ_{73ji} , hvor j er sektor og i er krafttype ($i = F, T$) benyttes ved beregning av tapsprosenten for leveranser til disse sektorene målt i forhold til levert kraftmengde

$$\frac{\tau_{73ji}}{1 - \tau_{73ji}}. \quad (2.27)$$

Det forutsettes at forholdet mellom tapsprosentene uttrykker forholdet mellom hvor mye fordelingstjenester leveranser til de to gruppene krever. Dette forholdstallet (γ_{73ji}) kan skrives

$$\gamma_{73ji} = \frac{\frac{\tau_{73ji}}{1 - \tau_{73ji}}}{\frac{\tau_{73AF}}{1 - \tau_{73AF}}}. \quad (2.28)$$

Er dette forholdstallet for eksempel lik 0.5 tolkes det som at fordeling av en kWh til sektor j krever halvparten så mye fordelingstjenester som fordeling av en kWh fastkraft til en sektor innen alminnelig forsyning. For de aller fleste sektorene er dermed γ_{73jF} lik 1.

Enhetskostnaden for fordeling av krafttype i til sektor j kan nå skrives

$$\begin{aligned} \gamma_{73ji}B_{73} &= \gamma_{73ji}(z_{K73}p_{K73} + z_{L73}p_{L73} + z_{M73}p_{M73} + z_{TS73} \\ &- z_{A5573}B_{55} - z_{A8573}B_{85}) + \frac{\tau_{73ji}}{1 - \tau_{73ji}}B_E. \end{aligned} \quad (2.29)$$

Produksjonsmengden i fordelingssektoren (x_{73}) som nyttes ved beregning av inputkoeffisientene skrives

$$x_{73} = \sum_j \sum_i \gamma_{73ji}E_{ji}, \quad (2.30)$$

hvor E_{ji} er leveranse av krafttype i til sektor j . Produksjonsmengden beregnes ved å veie sammen alle sluttleveringer (E_{ji}) av elektrisitet. Vektene (γ_{73ji}) gjenspeiler hvor mye fordelingstjenester som går med til de ulike leveransene.

Hver sektors etterspørsel etter fordelingstjenester avhenger av sektorens samlede kraftetterspørsel, fordelingen av denne etterspørselen på fast og tilfeldig kraft samt tapsprosentene i fordelingsnett. Koeffisientene Λ_{E73j} uttrykker sektor j s etterspørsel etter fordelings-tjenester pr. levert kWh og skrives

$$\Lambda_{E73j} = \sum_{i=F,T} f_{ji}\gamma_{73ji}, \quad (2.31)$$

hvor f_{ji} -ene angir den prosentvise fordelingen av sektor j s forbruk på fast- og tilfeldig kraft.

Det samlede krafttaptet i fordelingssektoren (EK_{73}) beregnes ved

$$EK_{73} = \frac{\tau_{73AF}}{1 - \tau_{73AF}}x_{73}, \quad (2.32)$$

og verdien av dette krafttaptet (MT_{73}) fastsettes ved

$$MT_{73} = EK_{73}B_E. \quad (2.33)$$

Likninger som er felles for alle produksjonssektorene

En del sammenhenger i modellen er generelt utformet for alle produksjonssektorene. I det følgende løper fotskrift j over sektorene produksjon av vannkraft (70), produksjon av gasskraft (71), produksjon av overføringstjenester (72) og produksjon av fordelingstjenester (73). Brukerprisen på kapital i produksjonssektorene p_{Kj} er beregnet ved

$$p_{Kj} = \sum_{i=B,A,M,BI} \zeta_{ij}(\delta_{ij} + \rho_j)p_{ji}. \quad (2.34)$$

Kapitalprisen er sammensatt av prisene på investeringer (p_{ji}) for de fire kapitalartene bygg (B), anlegg (A), maskiner (M) og biler (BI), z_{Ki70} er inputkoeffisientene for de fire ulike kapitalartene, δ_{ij} er depresieringsraten og ρ_j er en kapitalavkastningsrate som er lik for alle arter men som kan variere mellom sektorene. I basisåret er alle p_{ji} lik 1. Beholdningen av hver kapitalart beregnes ved hjelp av kapitalstrukturparametre som

viser beholdningen av de ulike kapitalartene i prosent av samlet kapitalbeholdning. Med konstante inputkoeffisienter for de ulike kapitalartene vil kapitalstrukturparametrene ζ_{ij} være konstante,

$$\zeta_{ij} = \frac{\zeta_{ij}(-1)K_j(-1) + z_{Kij}[x_j - x_j(-1)]}{K_j}. \quad (2.35)$$

Bruttoinvesteringen J_j i kapitalart i i sektor j skrives

$$J_j = \zeta_{ij}K_j - \zeta_{ij}(-1)K_j(-1) + \delta_{ij}K_j\zeta_{ij}, \quad (2.36)$$

hvor δ_{ij} er en eksogen depresieringsrate for kapitalart i . Sysselsettingen (L_j) i sektorene beregnes ved

$$L_j = z_{Lj}x_j, \quad (2.37)$$

vareinnsatsforbruket (M_j) ved

$$M_j = z_{Mj}x_j \quad (2.38)$$

og sektorskattene (TS_j) ved

$$TS_j = z_{TSj}x_j. \quad (2.39)$$

Produksjonen av andre varer i produksjonssektorene (x_{ij}) finnes ved

$$x_{ij} = z_{Aij}x_j. \quad (2.40)$$

Inputkoeffisientene i likning 2.37 – 2.40 er faste basisårskoeffisienter. Depresieringen i produksjonssektorene (D_j) bestemmes ved

$$D_j = \sum_j \delta_{ij}K_{ij}, \quad (2.41)$$

hvor sektorenes beholdning av kapitalartene K_{ij} er gitt ved

$$K_{ij} = \zeta_{ij}K_j. \quad (2.42)$$

Kapitalkoeffisienten i vannkraftsektoren z_{K70} er endogen, jfr avsnitt 2.6.1, de andre kapitalinputkoeffisientene er basisårskoeffisienter. Bruttoinvesteringene i realkapital i sektor j beregnes som endringen i kapitalbeholdningen pluss depresieringen i perioden, dvs.

$$J_j = K_j - K_j(-1) + D_j. \quad (2.43)$$

Hovedvareproduksjonen i produksjonssektorene x_{HVj} bestemmes som verdien av produksjonen av hovedvaren i den enkelte sektoren. For sektoren som produserer vannkraft, sektor 70, beregnes verdien av hovedvareproduksjonen ved

$$x_{HV70} = \left(x_{70} - \left(1 - \frac{27,6}{31,0}\right)(EE37 + EE43) - (1 - TK)(ETT) \right) B_{70}. \quad (2.44)$$

En har her korrigert inntektene av kraftsalget for den kostnadsbegrunnede prisforskjellen mellom leveranser til kraftintensiv industri og andre sektorer og for kvalitetsforskjellen mellom fast- og tilfeldig kraft. Tilsvarende blir hovedvareproduksjonen i overføringssektoren

$$x_{HV72} = \left(x_{72} - \left(1 - \frac{27,6}{31,0}\right)(EE37 + EE43) - (1 - TK)(ETT) \right) B_{72}. \quad (2.45)$$

Hovedvareproduksjonen i gasskraftsektoren ($j = 71$) og fordelingssektoren ($j = 73$) trenger ingen korleksjon og skrives

$$x_{HVj} = B_j x_j. \quad (2.46)$$

Det er her forutsatt at kraftintensiv industris forbruk dekkes med vannkraft. Bruttoproduksjonsverdien til markedspriser x_{BPVj} beregnes ved

$$x_{BPVj} = x_{HVj} + \sum_i x_{Aij} B_i. \quad (2.47)$$

For produksjonssektoren må $ELAVG$ legges til x_{BPVj} for å finne bruttoproduksjonsverdien. Bruttoproduktet (x_{BPj}) blir

$$x_{BPj} = x_{BPVj} - p_{Mj} M_j - M T_j. \quad (2.48)$$

Produksjon i faste basisårspriser

I forrige avsnitt er hovedvareproduksjon, bruttoproduksjonsverdi og bruttoprodukt i kraftsektorene beregnet i løpende priser. Beregning av de samme størrelsene i faste basisårspriser drøftes i dette avsnittet. Prisdiskriminering i kraftmarkedet og kvalitetsforskjeller på elektrisk kraft (leveringssikkerhet etc.) reiser spørsmål knyttet til beregning av bruttoproduktet i kraftsektorene målt i faste basisårspriser. Dette avsnittet bygger i stor grad på Mæhle (1989) som diskuterer skiftvirkninger i nasjonalregnskapet. Tradisjonelt ønsker en med bruttoprodukt i faste priser å måle kvantumsendringer på økonomisk homogene produkter. Dersom den varen en ser på har kvalitetsforskjeller er den ikke en økonomisk homogen vare men to eller flere varer. Endringer i sammensetningen av produksjonen skal i dette tilfellet fremkomme som kvalitetsforbedring i form av økt produksjon regnet i faste priser. Dersom varen er økonomisk homogen, men prisdiskriminering gjør at varen har ulik pris i ulike anvendelser skal endret sammensetning på anvendelsessiden ikke påvirke fastpristallet, dersom den fysiske produksjon er uendret. Kombinasjonen av prisdiskriminering og kvalitetsforskjeller på elektrisk kraft fører til at en må utarbeide et opplegg for beregning av bruttoprodukt i faste priser som i størst mulig grad er i tråd med de anbefalte prinsipper i Mæhle op. cit..

Eksempel 1

For å klargjøre beregningsopplegget benyttes et eksempel der en ser på elektrisitetsproduksjonen i to år, basisåret og år t . Det antas at det eksisterer tre kjøpergrupper, som står overfor ulike priser på elektrisitet. Anta at gruppe 1 er alminnelig forsyning, at gruppe 2 er kraftintensiv industri og at gruppe 3 er eksport. I eksemplet sees det bort fra eventuelle forskjeller i fordelings- og overføringskostnader. Anta videre at prisforskjellen mellom alminnelig forsyning og kraftintensiv industri i sin helhet skyldes ren prisdiskriminering (samme vare), mens prisforskjellen mellom alminnelig forsyning og eksport skyldes kvalitetsforskjeller på varen (leveringssikkerhet etc.). Tabell 2.6.1 viser et eksempel på situasjonen i kraftmarkedet i to år.

Tabell 2.6.1: Beregningsopplegg eksempel 1

	Tilgang	Anvendelse			Totalt
	Produksjon	Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe3	
Basisåret:					
Antall (TWh)	120	75	30	15	120
Pris (øre pr. kWh)		40	10	6	
Verdi (mrd. kr)	33,9	30	3	0,9	
Prisindeks		1	1	1	
Verdi faste pr. (mrd. kr)	33,9	30	3	0,9	33,9
År t:					
Antall (TWh)	110	85	20	5	110
Pris (øre pr. kWh)		30	12	10	
Verdi (mrd. kr)	28,4	25,5	2,4	0,5	
Prisindeks		0,75	1,2	1,67	
Verdi faste pr. (mrd. kr)	33,3	34	2	0,3	36,3
Skiftvirkning (mrd. kr)	3*				

* Skyldes endret fordeling av kraft mellom gruppe 1 og gruppe 2. Produksjonsverdien i faste priser (33,3 mrd.) er for det første 105 TWh omsatt til gruppe 1 og 2, dvs. like mye som i basisåret (verdi i faste priser 33 mrd.).

I tillegg kommer 0,3 mrd. fra kraftsalg til gruppe 3, 5 TWh verdsatt til basisårets pris.

I regneeksemplet i tabell 2.6.1 er bruttoproduksjonen i faste priser beregnet ved å la volumutviklingen målt i antall TWh som omsettes til gruppe 1 og 2 (ingen kvalitetsforskjeller) bestemme utviklingen i verdien av disse leveransene målt i faste priser. Omsatt mengde til disse to gruppene er begge år 105 TWh. Dvs. at produksjonen målt i faste priser som er solgt til gruppe 1 og 2 skal være uendret, dvs. 33,0 mrd. kroner. Leveransene til eksportanvendelsen som er forutsatt å ha en annen kvalitet er verdsatt til basisårets priser (deflatert med prisindeksen for denne anvendelsen). Anvendelsene til gruppe 1 og gruppe 2 er også deflatert med prisindeksene i disse anvendelsene. Total anvendelse målt i faste priser er etter dette 36,3 mrd., dvs. 3 mrd. høyere enn total tilgang målt i faste priser. Det har oppstått en skiftvirkning på grunn av vridningene i anvendelsene i forhold til i basisåret. Alternativet til å benytte skiftvirkning er å la bruttoproduksjonen bli bestemt i sin helhet fra anvendelsessiden. I så tilfelle må en oppgi kravet om at utviklingen i bruttoproduksjonen i faste priser skal stemme overens med utviklingen i produksjonen målt i fysiske enheter. Dersom en benytter skiftvirkning kan en om ønskelig beregne en prisindeks for bruttoproduksjonen av kraft implisitt ved å dividere verditall på fastpristall, dvs. her $\frac{28,4\text{mrd.}}{33,3\text{mrd.}}$.

Ved gjennomføringen av dette opplegget i kraftsektormodellen vil en måtte foreta enkelte avgrensninger og forenklinger. Ved beregning av fastpristall for bruttoproduktet i sektorene produksjon av gasskraft, overføring og fordeling av kraft vil utviklingen i volumtallene i fysiske enheter bli benyttet til å bestemme veksten i fastpristallet fra basisåret

til beregningsåret. For beregning av bruttoprodukt i faste priser i vannkraftsektoren tas det utgangspunkt i bruttoproduktet i basisåret. Den delen av bruttoproduktet i basisåret som skriver seg fra sektorer som mottar kraft med samme kvalitet gis den samme veksten som de fysiske kraftleveransene til disse sektorene. Leveransene av tilfeldig kraft verdsettes til basisårets pris. I tillegg gjøres en mindre korreksjon for endring av kvalitet som følge av endret forbruk i de to kraftintensive produksjonssektorene (sektor 37 og 43). Skiftvirkningen på tilgangssiden beregnes residualt som differansen mellom anvendelse og tilgang regnet i faste basisårspriser.

Hovedvareproduksjonen i produksjonssektorene i år t i faste basisårspriser y_{HVjt} bestemmes som produksjonen av hovedvaren verdsatt til basisårets priser. For sektoren som produserer vannkraft, sektor 70, beregnes fastprisverdien av hovedvareproduksjonen ved

$$y_{HV70t} = \left(x_{70t} - \left(1 - \frac{27,6}{31,0} \right) (EE37_t + EE43_t) - (1 - TK_t)(ETT_t) \right) B_{70t_0}. \quad (2.49)$$

En har her korrigert inntektene av kraftsalget for de kostnadsbegrunnede prisforskjeller mellom leveranser til kraftintensiv industri og andre sektorer og for kvalitetsforskjellen på tilfeldig og fastkraft. Tilsvarende blir hovedvareproduksjonen i faste basisårspriser i overføringssektoren

$$y_{HV72t} = \left(x_{72t} - \left(1 - \frac{27,6}{31,0} \right) (EE37_t + EE43_t) - (1 - TK_t)(ETT_t) \right) B_{72t_0}. \quad (2.50)$$

Hovedvareproduksjonen i gasskraftsektoren ($j = 71$) og fordelingssektoren ($j = 73$) trenger ingen korreksjon. Disse sektorene leverer ikke tilfeldig kraft. Videre er det forutsatt at det ikke eksisterer kostnadsbegrunnede prisforskjeller på gasskraft mellom ulike kjøpersektorer. Hovedvareproduksjonen i faste priser skrives

$$y_{HVjt} = B_{jt_0} x_{jt}. \quad (2.51)$$

Bruttoproduksjonsverdien til markedspriser i faste priser y_{BPVj} beregnes ved

$$y_{BPVjt} = y_{HVjt} + \sum_i x_{Aijt}. \quad (2.52)$$

For produksjonssektoren må $ELAVG$ legges til x_{BPVj} for å finne bruttoproduksjonsverdien. Bruttoproduktet i faste priser (y_{BPjt}) blir

$$y_{BPjt} = y_{BPVjt} - M_{jt} - EK_j PEK_{jt_0}. \quad (2.53)$$

Likninger for beregning av el-avgift og merverdiavgift

I modellen inngår det også en rekke andre likninger. Elektrisitetsavgiftsinnbetalinger fra hver enkelt kjøpersektor (ELA_j) beregnes ved

$$ELA_j = HV_{70j} t v_j EK_j. \quad (2.54)$$

Den totale innbetalte elektrisitetsavgiften ($ELAVG$) blir

$$ELAVG = \sum_j ELA_j. \quad (2.55)$$

Merverdiavgift for hver enkelt sektor (MOM_j) beregnes ved

$$MOM_j = \left\{ t_{V_j} H_{V70j} + (1 + H_{VEj}) \sum_{i=E,73} \Lambda_{Eij}[B_i] \right\} (t_{M_j} H_{Rj}) E_j. \quad (2.56)$$

Den totale innbetalte merverdiavgiften ($MOMS$) blir

$$MOMS = \sum_j MOM_j. \quad (2.57)$$

3 Datagrunnlag, oppdatering og kalibrering av modellen

Datagrunnlaget for modellen er dokumentert i Johnsen (1990a), hvor opplysninger fra elektrisitetsstatistikken benyttes til å fordele nasjonalregnskapets tall for kraftsektoren på delsektorene produksjon, overføring og fordeling av kraft. I Johnsen (1990a) er det beregnet tall frem til 1987 med basisår 1986. Modellen som dokumenteres i dette notatet har basisår 1988. Det er utarbeidet en oppdateringsrutine som oppdaterer datagrunnlaget for modellen så snart en ny årgang av elektrisitetsstatistikken og nasjonalregnskapet er tilgjengelig. Oppdateringen av dataene skjer i Excel-regneark og de oppdaterte tall kan overføres til TROLL på en enkel måte, jfr. Johnsen (1990b). I TROLL benyttes de overførte dataene til å lage et grunnlagsdatasett som senere benyttes til å kalibrere modellens variable i basisåret. For eksempel benyttes arbeidskraftforbruk og produksjon i basisåret til å beregne inputkoeffisienter for arbeidskraft i basisåret. Etter å ha kalibrert modellen dannes et nytt grunnlagsdatasett som består av modellens eksogene og predeterminerte variable, samt startverdier for de endogene variablene. Dette datasettet benyttes deretter for simulering av modellen. Selve modellen består av to deler, en simultan og en rekursiv del som om en ønsker det, kan knyttes sammen ved "LINKSIM"-kommandoen i TROLL. Det er opp til brukeren om kraftsektormodellen skal benyttes i en makromodell, eller som en egen partiell modell med egne etterspørselsfunksjoner for elektrisitet.

3.1 Tallfesting av elementene i kjøperprisene for elektrisitet

I virkningsberegningene som benyttes i eksemplene nedenfor foretas det en gradvis fjerning av prisdiskrimineringen i kraftmarkedet. I dette avsnittet vises ulike metoder en kan benytte ved kalibrering av modellens kjøperprislikninger for elektrisitet i basisåret. Observerte kjøperpriser, kostnader i delsektorene, avgiftsbeløp og forbrukstall i basisåret danner grunnlag for å bestemme de enkelte parametrene i kjøperprislikningene. Kjøperprisen på elektrisk kraft til sektor j i kraftsektormodellen kan litt forenklet skrives på formen

$$PEK_j = \left\{ H_{V70j} + (1 + H_{VEj}) \sum_{i=E,73} \Lambda_{Eij}[B_i] \right\} (1 + H_{Rj}), \quad (3.1)$$

hvor PEK_j er kjøperprisen målt i øre pr. kWh, H_{V70j} er elektrisitetsavgift (øre pr. kWh), H_{VEj} er en prisdiskrimineringskoeffisient og H_{Rj} er satsen for merverdiavgift på elektrisitet. Størrelsen på H_{V70j} og H_{Rj} er fastlagt slik at samlet innbetalt elektrisitetsavgift og merverdiavgift stemmer med nasjonalregnskapets tall for disse størrelsene i basisåret. B_E er prisen på kraft i referansepunktet og B_{73} er enhetsprisen på fordelingstjenester. Λ_{Eij} er koeffisienter som sier noe om sammensetningen av kraftvaren for sektor j . Koeffisienten Λ_{EEj} bestemmes av fordelingen av sektorenes forbruk av tilfeldig og fast kraft i basisåret. For en sektor som bare har benyttet fastkraft i basisåret vil Λ_{EEj} være lik 1. For sektorene 37 og 43 som utgjør kraftintensiv industri har en i tillegg foretatt en mindre brukstidskorreksjon av referanseprisen, jfr. avsnitt 2.4. Koeffisienten Λ_{E73j} varierer etter hvor mye fordelingstjenester som kreves for å fordele en kWh til sektor j . Nedenfor dokumenteres beregninger av elementene i kjøperprisene for elektrisk kraft. Beregningene kan gjøres under tre ulike forutsetninger.

1. Kostnadsdekning i overførings- og fordelingssektoren. Enhetskostnaden i disse sektorene bestemmes slik at alle kostnader, både faste (7 prosent kapitalavkastning) og variable kostnader dekkes. Dette medfører at kapitalavkastningsraten i produksjonssektoren bestemmes residualt.
2. Kapitalavkastningen i de tre delsektorene forutsettes å være lik, og den bestemmes endogent ved kalibreringen av modellen
3. Prisen på overførings- og fordelingstjenester er eksogen og lik NVE's anslag for grensekostnaden i disse sektorene. Kapitalavkastningen i de tre delsektorene blir forskjellig og bestemmes ved kalibreringen av modellen.

Alternativ 1: Kostnadsdekning i overføring og fordeling

Dette avsnittet dokumenterer kalibreringen av parametrene i kjøperprisene for elektrisk kraft som er benyttet i modellkjøringene i kapittel 4. I energiregnskapet er kraftpris før merverdiavgift gitt for hver sektor. Nasjonalregnskapets hovedbok gir samlet merverdiavgift som er beregnet på varen elektrisk kraft. Merverdiavgiftssatsen (H_{Rj}) er forutsatt lik for alle sektorer og er kalibrert slik at samlet innbetalt merverdiavgift i basisåret stemmer med nasjonalregnskapets tall. Samme fremgangsmåte er benyttet ved beregning av satsen for elektrisitetsavgift (H_{V70j}). Samlet innbetalt elektrisitetsavgift er observert i nasjonalregnskapet og satsen pr. kWh er satt lik for alle sektorer unntatt eksport og bestemt slik at beregnet og observert elektrisitetsavgiftsinnbetaling stemmer i basisåret. Inputkoeffisienten for fordelingstjenester (Λ_{E73j}) er beregnet ut fra observerte tapsprosent og fordelingen mellom tilfeldig og fastkraft i basisåret. Det er forutsatt dekning av variable og faste kostnader i overførings- og fordelingssektoren. Kapitalavkastningen i produksjonssektoren residualbestemmes ved dette opplegget. Referanseprisen (B_E) er lik for alle sektorer og prisdiskrimineringskoeffisientene (H_{VEj}) bestemmes slik at summen av anvendelse og tilgang stemmer. Det vil si at verdien av alt kraftsalg skal balansere mot verdien av avgifter, kraftimport samt verdien av hovedvareproduksjonen i kraftsektorene.

Tabell 3.1.1 viser størrelsen på de ulike ledd i kjøperprislikningen for hver sektor i basisåret 1988.

Tabell 3.1.1 viser en referansepris på 13,5 øre pr. kWh i 1988. Kostnaden knyttet til å fordele en kWh fastkraft til en sektor innen alminnelig forsyning beregnes til 15 øre pr. kWh. Inputkoeffisientene for fordelingstjenester ligger for de fleste sektorene litt under 1, men for treforedling og eksport er denne koeffisienten ca. 0,33, det vil si at leveranser til disse sektorene krever mindre fordelingstjenester. Prisdiskrimineringskoeffisientene viser at det er de kraftintensive sektorene, treforedlingssektoren og verkstedssektoren som har nydt godt av for lave kraftpriser i 1988. Bygg og anleggssektoren og flere av de tjenesteytende sektorene har betalt mer for elektrisiteten i 1988 enn hva de faktiske kostnader og den eksisterende kraftbalanse skulle tilsi.

Tabell 3.1.1: Elementene i kjøperprislikningene, alternativ 1. 1988.

Sektor	PEK_j^1	$H_{R_j}^2$	$H_{V70_j}^3$	$H_{VE_j}^4$	$\Lambda_{E73_j}^5$	B_{73}^6	$\Lambda_{EE_j}^7$	B_E^8
	Øre		Øre			Øre		Øre
A	8,3			-0,13	0,33	15,0	0,33	13,5
C12	41,9	0,19	3,5	0,12	0,99	15,0	0,99	13,5
11	35,2		3,5	0,11	1,00	15,0	1,00	13,5
15	32,8		3,1	0,15	0,91	15,0	0,91	13,5
25	28,8		3,4	-0,07	0,96	15,0	0,96	13,5
34	12,4		2,7	-0,40	0,33	15,0	0,83	13,5
37	12,1		3,4	-0,25	0,00	15,0	0,97	13,5
40	23,1		3,6	-0,31	1,00	15,0	1,00	13,5
43	9,9		3,5	-0,47	0,00	15,0	0,99	13,5
45	31,8		3,2	0,08	0,93	15,0	0,93	13,5
50	37,5		3,5	0,20	0,99	15,0	0,99	13,5
55	40,1		3,6	0,28	1,00	15,0	1,00	13,5
63	43,2	0,19	3,2	0,24	0,94	15,0	0,94	13,5
64	23,1		3,6	-0,31	1,00	15,0	1,00	13,5
77	32,5	0,19	3,6	-0,08	1,00	15,0	1,00	13,5
78	32,5	0,19	3,6	-0,08	1,00	15,0	1,00	13,5
79	32,5	0,19	3,6	-0,08	1,00	15,0	1,00	13,5
81	36,3		3,4	0,20	0,96	15,0	0,96	13,5
83	43,2	0,19	3,6	0,15	1,00	15,0	1,00	13,5
85	43,2	0,19	3,4	0,19	0,97	15,0	0,97	13,5
92s	40,8	0,19	3,6	0,08	1,00	15,0	1,00	13,5
93s	40,8	0,19	3,4	0,13	0,96	15,0	0,96	13,5
93k	40,8	0,19	3,4	0,13	0,96	15,0	0,96	13,5
94s	40,8	0,19	2,7	0,32	0,84	15,0	0,84	13,5
94k	40,8	0,19	2,9	0,26	0,88	15,0	0,88	13,5
95s	40,8	0,19	3,6	0,08	1,00	15,0	1,00	13,5
95k	40,8	0,19	2,9	0,26	0,88	15,0	0,88	13,5

1. Pris ekskl. mva. er observert i energiregnskapet.
2. Beregnet, total moms observert i nasjonalregnskapet.
3. Beregnet, total el. avgift observert i NR, andel fastkraft observert i ER.
4. Beregnet ved kalibrering av modellen.
5. Beregnet utfra tapsprosjenter og ford. tilf./fastkr.
6. Kostnadsdekning (inkl. krafttap) i fordelingssektoren.
7. Bestemt av forholdet mellom sektorens forbruk av fast/tilf. kraft i 1988.
8. Likevektspris som klarerer markedet i ref.punkt.

Alternativ 2: Lik kapitalavkastningsrate i produksjon, overføring og fordeling

I dette alternativet forutsettes det at kapitalavkastningen er lik i de tre delsektorene (produksjon av vannkraft, overføring og fordeling), dvs. at alle delsektorene må bære kostnadene ved et overdimensjonert kraftsystem.

Tabell 3.1.2: Elementene i kjøperprislikningene, alternativ 2. 1988.

Sektor	PEK_j	H_{Rj}	H_{V70j}	H_{VEj}	Λ_{E73j}	B_{73}^1	Λ_{EEj}	B_E
	Øre		Øre			Øre		Øre
A	8,3			-0,11	0,33	13,6	0,33	14,4
C12	41,9	0,19	3,5	0,14	0,99	13,6	0,99	14,4
11	35,2		3,5	0,13	1,00	13,6	1,00	14,4
15	32,8		3,1	0,17	0,91	13,6	0,91	14,4
25	28,8		3,4	-0,06	0,96	13,6	0,96	14,4
34	12,4		2,7	-0,41	0,33	13,6	0,83	14,4
37	12,1		3,4	-0,30	0,00	13,6	0,97	14,4
40	23,1		3,6	-0,30	1,00	13,6	1,00	14,4
43	9,9		3,5	-0,50	0,00	13,6	0,99	14,4
45	31,8		3,2	0,10	0,93	13,6	0,93	14,4
50	37,5		3,5	0,22	0,99	13,6	0,99	14,4
55	40,1		3,6	0,30	1,00	13,6	0,00	14,4
63	43,2	0,19	3,2	0,26	0,94	13,6	0,94	14,4
64	23,1		3,6	-0,30	1,00	13,6	1,00	14,4
77	32,5	0,19	3,6	-0,07	1,00	13,6	1,00	14,4
78	32,5	0,19	3,6	-0,07	1,00	13,6	1,00	14,4
79	32,5	0,19	3,6	-0,07	1,00	13,6	1,00	14,4
81	36,3		3,4	0,22	0,96	13,6	0,96	14,4
83	43,2	0,19	3,6	0,17	1,00	13,6	1,00	14,4
85	43,2	0,19	3,4	0,21	0,97	13,6	0,97	14,4
92s	40,8	0,19	3,6	0,10	1,00	13,6	1,00	14,4
93s	40,8	0,19	3,4	0,15	0,96	13,6	0,96	14,4
93k	40,8	0,19	3,4	0,15	0,96	13,6	0,96	14,4
94s	40,8	0,19	2,7	0,34	0,84	13,6	0,84	14,4
94k	40,8	0,19	2,9	0,28	0,88	13,6	0,88	14,4
95s	40,8	0,19	3,6	0,10	1,00	13,6	1,00	14,4
95k	40,8	0,19	2,9	0,28	0,88	13,6	0,88	14,4

1. Lik kapitalavkastningsrate i prod., overf. og ford.

Tabell 3.1.2 viser størrelsen på de ulike ledd i kjøperprislikningen for hver sektor i basisåret 1988 under denne forutsetningen.

I forhold til i alternativ 1 blir prisdiskrimineringen noe større i dette alternativet. Prisen på fordelingstjenester faller med 1,4 øre pr. kWh, mens likevektsprisen i referansepunktet øker med 0,9 øre pr. kWh. Grunnen til vridningen i pris mellom fordelingssektor og overføring/produksjon (referanseprisen) er at fordelingssektoren i dette tilfelle må bære sin del av kostnaden ved et overdimensjonert kraftsystem i form av lavere kapitalavkastning.

Alternativ 3: Prisene i overføring og fordeling satt lik NVE's beregnede grensekostnader

Det forutsettes at prisene i overførings- og fordelingssektor settes lik NVE's grensekostnad for hver av disse sektorene.

Tabell 3.1.3 viser størrelsen på de ulike ledd i kjøperprislikningen for hver sektor i basisåret 1988.

NVE's anslag på grensekostnaden i fordelingssektoren er 7,7 øre pr. kWh lavere enn den prisen som dekker sektorens totale kostnader som er beregnet i Johnsen (1990a). Det vil si at gjennomsnittskostnadene i denne sektoren er fallende. Når NVE's grensekostnad i fordelingssektoren benyttes blir likevektsprisen i referansepunktet 5,3 øre pr. kWh høyere enn i alternativ 1 og 4,4 øre pr. kWh høyere enn i alternativ 2. Dette fører til at prisdiskrimineringskoeffisientene blir langt større i dette alternativet. Prisen på fordelingstjenestene er lavere slik at de "optimale" kjøperprisene blir mer like enn i en situasjon der prisen på fordelingstjenester er høyere.

Tabell 3.1.3: Elementene i kjøperprislikningene, alternativ 3. 1988.

Sektor	PEK_j	H_{R_j}	H_{V70_j}	H_{VE_j}	Λ_{E73_j}	B_{73}^1	Λ_{EE_j}	B_E
	Øre		Øre			Øre		Øre
A	8,3			-0,04	0,33	7,2	0,33	18,8
C12	41,9	0,19	3,5	0,23	0,99	7,2	0,99	18,8
11	35,2		3,5	0,22	1,00	7,2	1,00	18,8
15	32,8		3,1	0,26	0,91	7,2	0,91	18,8
25	28,8		3,4	0,02	0,96	7,2	0,96	18,8
34	12,4		2,7	-0,46	0,33	7,2	0,83	18,8
37	12,1		3,4	-0,46	0,00	7,2	0,97	18,8
40	23,1		3,6	-0,25	1,00	7,2	1,00	18,8
43	9,9		3,5	-0,62	0,00	7,2	0,99	18,8
45	31,8		3,2	0,18	0,93	7,2	0,93	18,8
50	37,5		3,5	0,32	0,99	7,2	0,99	18,8
55	40,1		3,6	0,41	1,00	7,2	1,00	18,8
63	43,2	0,19	3,2	0,36	0,94	7,2	0,94	18,8
64	23,1		3,6	-0,25	1,00	7,2	1,00	18,8
77	32,5	0,19	3,6	0,01	1,00	7,2	1,00	18,8
78	32,5	0,19	3,6	0,01	1,00	7,2	1,00	18,8
79	32,5	0,19	3,6	0,01	1,00	7,2	1,00	18,8
81	36,3		3,4	0,32	0,96	7,2	0,96	18,8
83	43,2	0,19	3,6	0,26	1,00	7,2	1,00	18,8
85	43,2	0,19	3,4	0,31	0,97	7,2	0,97	18,8
92s	40,8	0,19	3,6	0,18	1,00	7,2	1,00	18,8
93s	40,8	0,19	3,4	0,24	0,96	7,2	0,96	18,8
93k	40,8	0,19	3,4	0,24	0,96	7,2	0,96	18,8
94s	40,8	0,19	2,7	0,45	0,84	7,2	0,84	18,8
94k	40,8	0,19	2,9	0,38	0,88	7,2	0,88	18,8
95s	40,8	0,19	3,6	0,18	1,00	7,2	1,00	18,8
95k	40,8	0,19	2,9	0,38	0,88	7,2	0,88	18,8

1. Pris lik NVE's grensekostnad i overf. og fordelingssektoren.

4 Eksempel på anvendelse av modellen

I dette kapitlet dokumenteres en enkel analyse basert på bruk av kraftsektormodellen. I analysen har en anvendt modellvarianten der kraftsektormodellen er implementert som en egen blokk i MSG-modellen. Formålet med analysen er å studere *virkningene i kraftmarkedet* av å utjevne elektrisitetsprisene til ulike sektorer, når utviklingen i kraftmarkedet er konsistent med utviklingen i resten av økonomien, beskrevet av MSG. Ved bruk av kraftsektormodellen sammen med MSG er modellbrukeren i stand til å studere virkninger i kraftmarkedet der også tilbakevirkningene fra resten av økonomien til kraftmarkedet tas hensyn til. Satser en på en spesialisert/partiell kraftmarkedsanalyse der en kun nytter den partielle kraftsektormodellen vil en ikke i samme grad få tatt hensyn til det samspillet som eksisterer mellom kraftmarkedet og resten av økonomien.

Ved å integrere kraftsektormodellen i MSG-modellen vil en for eksempel få svar på hvor sterk prisøkningen på elektrisitet blir når etterspørselsvekst, utbyggingstakt- og kostnadsutvikling for elektrisitet skal være konsistent med total faktortilgang og -priser innenfor en makroøkonomisk modellramme.

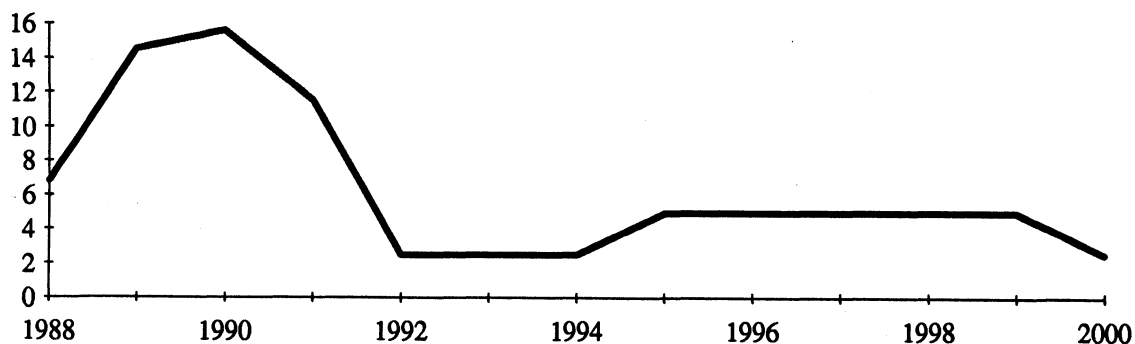
4.1 Forutsetninger i analysen

I MSG-modellen bestemmes elektrisitetsetterspørselen ved kostnadsminimering der de relative faktorprisene avgjør etterspørselen etter den enkelte innsatsfaktor. De viktigste årsakene til økonomisk vekst i MSG-modellen er økt tilgang av de primære innsatsfaktorene (arbeidskraft/kapital) og teknisk fremgang. I den foreliggende analysen har en valgt å generere en kraftig økonomisk vekst for å studere modellens evne til å takle kapasitetsutvidelser i kraftproduksjonen og valget mellom vann- og gasskraft. Referansebanen er laget ved at arbeidskrafttilgang og konstantleddene i eksportrelasjonene er gitt en vekst på 3 prosent pr. år i perioden 1988–2000. Alle andre variable er holdt konstante etter 1988. Referansebanen kan ikke tolkes som en forventet makroøkonomisk utviklingsbane. Det primære med analysen er å studere kraftsektormodellens virkemåte når den er inkludert i MSG.

Eksporten av kraft er i analysen gitt eksogent og styres ned ettersom produksjonen nærmer seg midlere års produksjonsevne og det blir et mindre kvantum overskuddskraft tilgjengelig innenlands. Det er her forutsatt at magasinfylling og tilsigsforhold er normale ved utgangen av 1991. Fra og med 1992 er eksporten skjønnsmessig satt lik 2500 GWh med et tillegg på 2400 GWh i perioden 1995–1999, jfr. Statkrafts fastkrafteksport til Sverige. Prisen på denne eksporten levert svenskegrensen er satt til 25 øre pr. kWh.

Figur 4.1.1 viser den eksogene banen for krafteksport som er benyttet i analysen.

Figur 4.1.1: Eksogen bane for eksport av kraft, 1988–2000. TWh



Importen av kraft er forenklet satt til 500 GWh pr. år fra og med 1991, til en pris av 6 øre pr. kWh. Dette tilsvarer prisen på import som ble realisert i 1988.

Kostnadene knyttet til produksjon av gasskraft består av utgifter til gass (inkl. rørtransport), kapital, arbeidskraft og vareinnsats og er satt til 22,75 øre pr. kWh. Dette tilsvarer en gasspris på 13 øre pr. kWh (65 øre pr. Sm³) og en rørtransportkostnad på 1,5 øre pr. kWh (7,5 øre pr. Sm³). Kapitalkostnaden er satt til 6,5 øre pr. kWh, mens arbeidskraft- og vareinnsatskostnader utgjør de resterende 1,75 øre pr. kWh. Alle disse kostnadene refererer seg til prisnivået i basisåret. Gassprisen er forutsatt å stige med 0,2 øre pr. kWh (1 øre pr. Sm³) for hver ny TWh gasskraft som bygges ut. Denne veksten er ment å gjenspeile økende utbyggingskostnader knyttet til gassfelt/gassrørledninger. Det forutsettes med andre ord at prisen på nye kontrakter for langsiktige gassleveranser øker ettersom mer marginale gassfelt bygges ut. Det er i denne analysen ikke tatt hensyn til eventuelle kostnader knyttet til NO_x -rensing av avgassene fra eventuelle gasskraftverk.

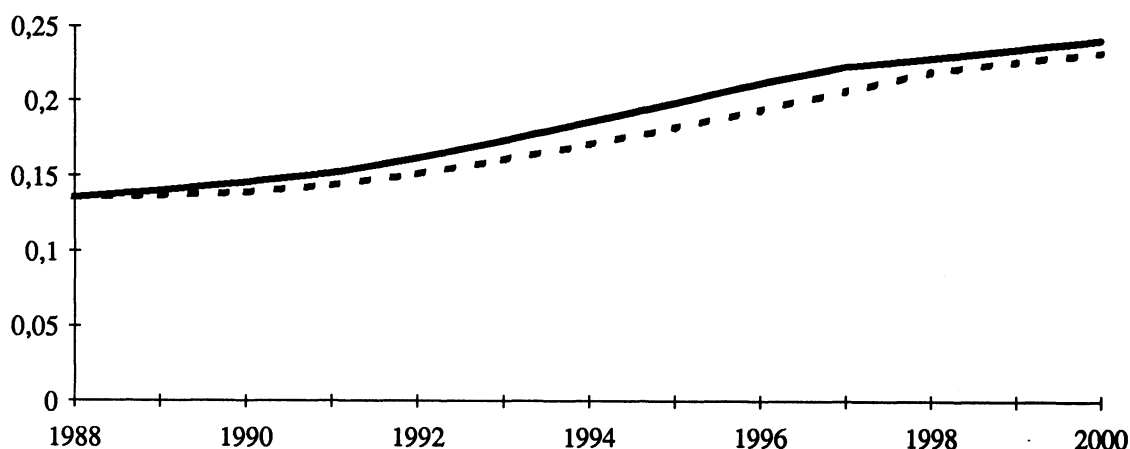
Vannkraftproduksjonen er styrt eksogent frem til og med 1992. Det er tatt hensyn til at produksjonen har vært høyere enn midlere års produksjonsevne i perioden 1989–1990. Produksjonen er forutsatt å nærme seg midlere års produksjonsevne i løpet av 1991. Fra og med 1992 er det forutsatt at vannkraftproduksjonen er lik midlere års produksjonsevne.

I referansebanen er prisdiskrimineringen i kraftmarkedet opprettholdt på 1988-nivået, mens en i virkningsberegningen har fjernet prisdiskrimineringen gradvis frem mot år 2000. Det vil si at alle sektorer (unntatt kraftintensiv industri hvor referanseprisen må korrigeres for høyere brukstid) i år 2000 betaler den samme prisen for kraft i referansepunktet, dvs. i snittet mellom overførings- og fordelingsnettene. I virkningsberegningen gjennomføres dermed gradvis en effektiv allokering av elektrisitet. I følge økonomisk teori for effektiv ressursbruk skal alle kjøpere stå overfor den samme pris på elektrisitet etter at en har korrigert for forskjeller i brukstid, overførings- og fordelingskostnader.

4.2 Modellresultater

Utviklingen i likevektsprisen på elektrisitet i referansepunktet er vist i figur 4.2.2.

Figur 4.2.2: Likevektspris på elektrisitet referert referansepunkt, 1988–2000. Kroner pr. kWh. Referansebanen heltrukket og virkningsberegningen stiplet linje.



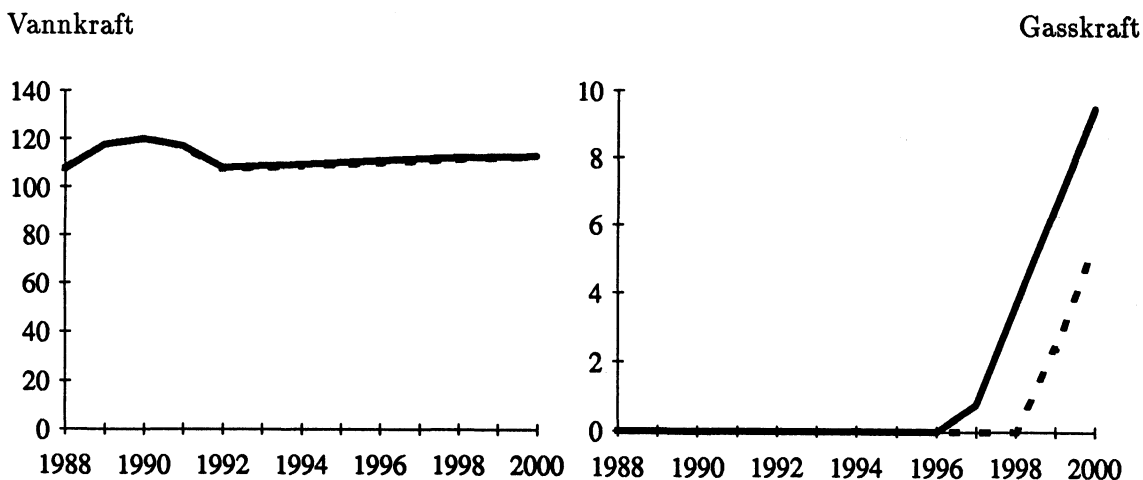
Likevektsprisen viser i referansebanen en aksellererende vekst frem til og med 1996. I 1997 har referanseprisen nådd et nivå som gjør det lønnsomt å introdusere gasskraft i økonomien. Dette fører til redusert veksttakt i referanseprisen siden marginalkostnaden knyttet til gasskraft er meget slakt stigende. Årsaken til at likevektsprisen ikke flater ut mer er den kraftige etterspørselsveksten som gir et press oppover på kraftprisen. I tillegg medfører Statkrafts eksportkontrakt med svenske Vattenfall (2,4 TWh) som begynner å løpe fra 1995, et ytterligere etterspørselspress i kraftmarkedet. Oppheving av prisdiskrimineringen i kraftmarkedet gir sektorer som tidligere hadde høy pris en lavere pris og omvendt.

Intuitivt vil en kanskje vente at likevektsprisen på elektrisitet blir like høy i virkningsberegningen som i referansebanen. Kjøperprisene for hver sektor består imidlertid i tillegg til likevektspris også av blant annet prisen på fordelingstjenester, samt ulike avgifter. En endring i likevektsprisen vil derfor gi ulikt utslag i kjøperprisen for ulike sektorer. I makro blir etterspørselen etter kraft i referansepunktet lavere i virkningsberegningen enn i referansebanen. Dermed blir også den referanseprisen som gir likevekt i kraftmarkedet lavere. Det vil si at referanseprisen på elektrisitet veier tyngst i kjøperprisen for de sektorer som i utgangspunktet betaler en for lav kraftpris. Referanseprisen i virkningsberegningen, jfr. figur 4.2.2 viser redusert veksttakt etter 1998. Dette skyldes at gasskraft i virkningsberegningen kommer inn fra og med 1998.

Utviklingen i produksjonen av elektrisitet i referanse- og virkningsberegning er vist i figur

4.2.3.

Figur 4.2.3: Vann- og gasskraftproduksjon, 1988–2000. TWh. Referansebanen heltrukket og virkningsberegning stiplet linje.



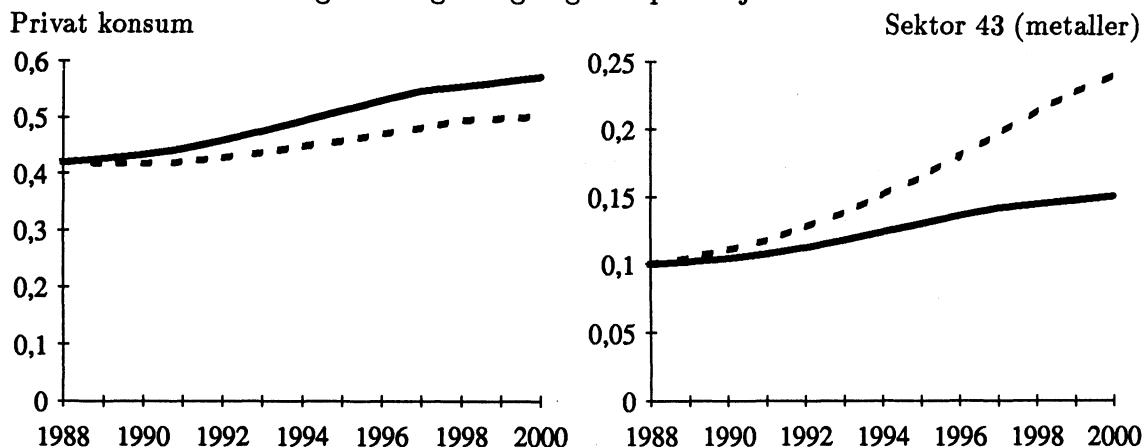
Vannkraftproduksjonen er korrigert for tap og pumpekraftforbruk i kraftstasjonene. På grunn av stor snøsmelting og mye nedbør i perioden 1989-1990 er produksjonen av vannkraft svært høy i perioden 1989-1991. Som nevnt ovenfor fases den unormale tilsigssituasjonen ut i løpet av 1991. Teknisk gjøres dette ved å foreta en eksogen endring av koeffisienten α_{70} i likning 2.7, jfr. avsnitt 2.3. Fra og med 1992 er produksjonen satt lik midlere års produksjonsevne. Produksjonskapasiteten for vannkraft utvides gradvis fra 1992 etterhvert som betalingsviljen for ny kraft øker, jfr. figur 4.2.2. Årsaken til at vannkraftkapasiteten utvides før gasskraftkapasitet bygges ut er at det finnes vannkraftprosjekter som er rimeligere å bygge ut enn ny gasskraft. Gasskraft kommer ikke inn før i 1997 (1999 i virkningsberegningen). Produksjonskapasiteten for gasskraft viser en sterk årlig vekst etter at gasskraft først er introdusert.

Utviklingen i kjøperprisene til de enkelte sektorene følger fra utviklingen i referanseprisen og av utviklingen i prisdiskrimineringskoeffisientene. Figur 4.2.4 viser utviklingen i kjøperprisene i to utvalgte sektorer, sektor 43 (produksjon av metaller) og privat konsum.

I referansebanen vokser prisen på elektrisitet til private konsumenter i takt med referanseprisen. I virkningsberegningen er kjøperprisveksten svakere, og fra 1998 er prisen nærmest konstant til tross for at referanseprisen fortsatt vokser raskt, jfr. figur 4.2.2. Grunnen til den svake veksten i denne kjøperprisen etter 1998 er at økningen i referanseprisen etter 1998 er svakere enn i perioden frem til 1998. Veksten i referansepris er etter 1998 ikke sterkere enn at den motvirkes av opphevingen av prisdiskrimineringen. Kjøperprisen på elektrisitet til metallsektoren viser et annet bilde. For denne sektoren er prisveksten sterkest i virkningsberegningen. Det skyldes at denne sektoren i utgangspunktet har en

lav elektrisitetspris. Opphevingen av prisdiskrimineringen er dermed hovedårsaken til prisveksten for denne sektoren.

Figur 4.2.4: Kjøperpriser på elektrisitet, 1988–2000. Kroner pr. kWh (inkl. avg.). Referansebanen heltrukket og virkningsberegningen stiplet linje.



Figur 4.2.5 viser utviklingen i kraftforbruk referert kjøper for de to samme sektorer som ovenfor.

Kraftforbruket hos private konsumenter vokser i begge beregningene, raskest i virkningsberegningen. Fjerningen av prisdiskrimineringen bidrar til lavere elektrisitetspris enn i referansebanen. Det stimulerer forbruket av elektrisitet. Kraftforbruket i metallsektoren viser i referansebanen et sammensatt forløp. Forbruket vokser svakt frem til og med 1991. Dette skyldes at kjøperprisen ikke begynner å vokse raskt før i 1992. Etterhvert som kjøperprisen vokser i perioden 1991 til 1997 faller kraftforbruket i metallsektoren. Introduksjonen av gasskraft fører til redusert vekst i referanseprisen etter 1997. Det gir en redusert vekst i kjøperprisen på elektrisitet til metallsektoren. Den generelle veksten i økonomien oppveier kjøperprisveksten slik at forbruket av elektrisitet i metallsektoren holder seg tilnærmet konstant etter 1997. I virkningsberegningen sørger fjerningen av prisdiskrimineringen for at forbruket av kraft i metallsektoren faller gjennom hele simuleringssperioden. Forbruket er mer enn halvert i år 2000 i forhold til i basisåret.

Figur 4.2.6 viser utviklingen i krafttapene.

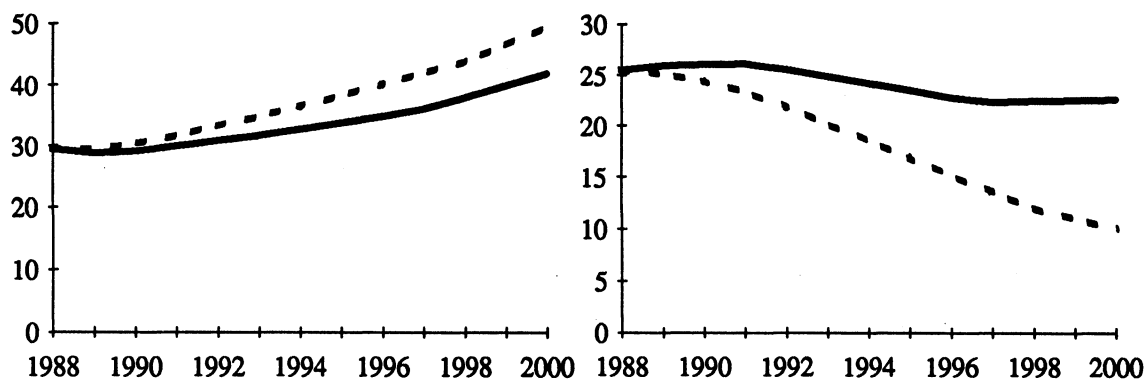
Krafttapene er høye i årene 1989-1991 som følge av den høye produksjonen av kraft i disse årene. Fra og med 1992 er den faktiske produksjonen av kraft satt lik midlere års produksjonsevne. Dette forklarer den jevne tapsutviklingen etter 1992. Figur 4.2.6 viser at de totale krafttapene i overførings- og fordelingsnett vokser raskere i virkningsberegningen enn i referansebanen. Det skyldes at kraftforbruket i de sektorer som etterspør mye fordelingstjenester pr. levert kWh er høyere i virkningsberegningen enn i referansebanen. I begge beregningene er krafttapsprosentene for hver enkelt kjøpersektor forutsatt å være konstante gjennom hele simuleringssperioden. Generell teknisk fremgang vil gi la-

vere tapsprosent over tid. Tapsprosentene avhenger i tillegg av kapasitetsutnyttningen i nettene. Dersom kapasitetsutnyttningen i nettene øker vil tapsprosentene øke. Dersom en venter økende kapasitetsutnyttning i nettene kan dermed konstant tapsprosent likevel være en rimelig antagelse.

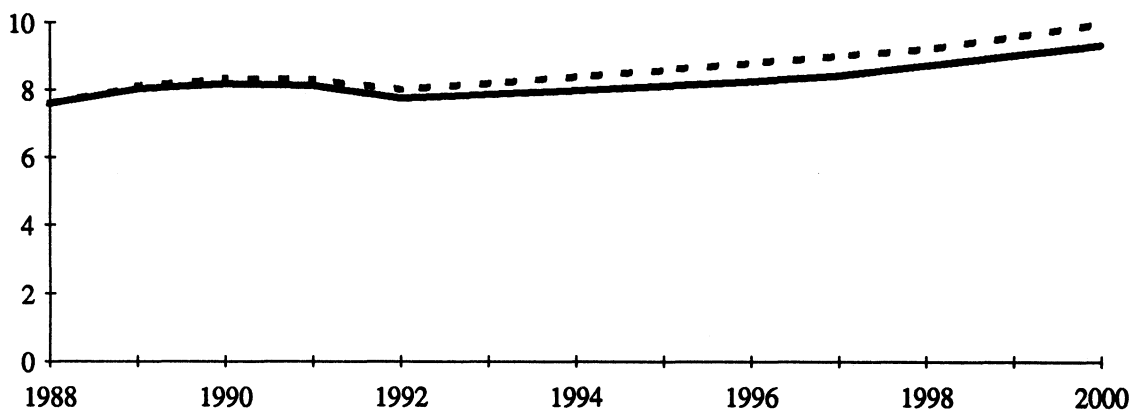
Figur 4.2.5: Kraftforbruk referert kjøper, 1988–2000. TWh. Referansebanen heltrukket og virkningsberegningen stiplet linje.

Privat konsum

Sektor 43 (metaller)



Figur 4.2.6: Krafttap i overførings- og fordelingsnett, 1988–2000. TWh. Referansebanen heltrukket og virkningsberegningen stiplet linje.



5 Videre forbedring og utprøving av modellen

Kraftsektormodellen som er presentert i denne rapporten kan videreutvikles på flere måter:

Tidsforsinket utbygging

I den foreliggende versjon av kraftsektormodellen utvides produksjonskapasiteten for elektrisk kraft dersom kraftprisen (inklusive elektrisitetsavgift) overstiger langtidsgrensekostnaden for ny kapasitet. Det svarer til en samfunnsøkonomisk riktig investeringspolitikk. Kapasitetsutvidelsen skjer momentant og i samme periode som kraftprisen overstiger langtidsgrensekostnaden. Utbyggingstiden for vannkraftprosjekter (evt. tiden det tar å oppgradere et gammelt kraftverk) varierer fra 1 til 5-6 år. I tillegg til dette kommer en prosjekteringsperiode av varierende lengde, fra beslutning om utbygging fattes og frem til utbygging starter. Disse forholdene taler for at det i modellen burde være slik at det tar et antall år fra beslutning om utbygging blir fattet til produksjonskapasiteten er tilgjengelig.

Et annet viktig forhold knyttet til utbygging er selve kriteriet for beslutning om kapasitetsutvidelse. Ved beregninger der etterspørselen i økonomien fluktuerer kan en høy likevektspris på kraft vise seg å være temporær. I slike tilfeller burde beslutning om ny kraftutbygging baseres på et kriterium der likevektsprisen på kraft overstiger langtidsgrensekostnaden for kraft i mer enn en periode. Ved et slikt kriterium for ny utbygging vil en i større grad unngå feilinvesteringer som skyldes en *temporært* høy likevektspris på kraft.

Behandling av usikkerhet

I den foreliggende versjon av kraftsektormodellen er det ikke tatt hensyn til usikkerhet. Usikkerhet om fremtidig kraftetterspørsel kombinert med irreversible vannkraftinvesteringer kan modifisere den enkle beslutningsregelen for valg mellom vann- og gasskraft som er implementert i kraftsektormodellen. I følge Kobila (1990) skal en i enkelte tilfeller utsette vannkraftutbygging og heller velge gasskraft til tross for at langtidsgrensekostnaden ved vannkraftutbygging er lavere enn langtidsgrensekostnaden ved gasskraftutbygging.

Kobling av modellen til MODAG

MODAG er som MSG en stor makroøkonometrisk modell. Mens MSG er en likevektsmodell er MODAG en modell som tillater ulikevekt i økonomien. MODAG er svært mye brukt til å belyse mellomlangsigte problemstillinger. Også i denne modellen beregnes etterspørsel etter elektrisk kraft, mens tilbudssiden behandles eksogent. Kraftsektormodellen kan knyttes til MODAG på samme måte som til MSG. Dette kan gi en mulighet til å forbedre modelleringen av tilbudet av elektrisitet i MODAG.

Referanseliste

Bjerkholt, Olav, Svein Longva, Øystein Olsen og Steinar Strøm (1983): *Analyse av tilbud og etterspørsel etter elektrisitet i norsk økonomi*. SØS nr. 53. Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Bye, Torstein, Tor Arnt Johnsen og Hans Terje Mysen (1991): *An Integrated Economy-Energy-Environment General Equilibrium Model of the Norwegian Economy*. Foredrag presentert under "International Symposium on Economic Modelling", University of London, juli 1991. Kommer som Discussion Paper. Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Johnsen, Tor Arnt (1990a): *Produksjon, overføring og fordeling av kraft. Etablering av et datagrunnlag for beskrivelse av faktorbruk og produksjon i sektorene produksjon, overføring og fordeling av kraft*. Interne notater 90/26. Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Johnsen, Tor Arnt (1990b): *Data til kraftmodellen. Oppdatering og tilrettelegging*. Upublisert notat. Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Kobila, T. Ø. (1990): *The choice between hydro and thermal power generation under uncertainty*. I boken: *Recent Modelling Approaches in Applied Energy Economics*. Edited by Olav Bjerkholt, Øystein Olsen og Jon Vislie, Chapman and Hall, London.

Mæhle, Nils Øivind (1989): *Skiftvirkninger, hva er det, hvorfor har vi dem og hvordan skal de behandles?* Upublisert notat. Statistisk sentralbyrå, Oslo.

NVE (1988): *Langtidsgrensekostnad og indifferenskostnad for fastkraft*. Avdelingsnotat ES 20/88. Norges vassdrags- og energiverk, Oslo.

Sektorlister

Kraftproduksjonssektorer:

70	Produksjon av vannkraft
71	Produksjon av gasskraft
72	Produksjon av overføringstjenester
73	Produksjon av fordelingstjenester

Sektorer som etterspør kraft:

11	Jordbruk
15	Produksjon av konsumvarer
25	Prod. av vareinns. og inv.varer.
34	Treforedling
37	Prod. av kjemiske råvarer
40	Raffinering av jordolje
43	Produksjon av metaller
45	Produksjon av verkst. prod.
50	Prod. av skip og plattf.
55	Bygg og anlegg
63	Bank og forsikring
64	Utv. og transp. av råolje og naturgass
72	Overføring av kraft
73	Fordeling av kraft
77	Jernbane
78	Sjøtransport
79	Post og tele
81	Varehandel
83	Boligtjenester
85	Annen priv. tjenesteprod.
92s	Forsvar
93s	Statlig undervisning og forskn.
93k	Kommunal undervisning og forskn.
94s	Helsetjenester stat
94k	Helsetjenester kommune
95s	Annen statlig tjenesteproduksjon
95k	Annen kommunal tjenesteproduksjon
c12	Privat konsum
a	Eksport

Kapitalarter:

B	Bygg
A	Anlegg
M	Maskiner
BI	Biler

Kraftsektormodellens relasjoner

Etterspørsel etter elektrisitet sektor j :

$$EK_{jt} = A_{jt}(PEK_{jt})^{\eta_j} \quad (\text{B.1})$$

Kjøperpris elektrisitet sektor j :

$$PEK_{jt} = \left\{ t_{Vjt}H_{V70j} + (1 + H_{VEjt}) \sum_{i=E,73} \Lambda_{Eijt}[B_{it}] \right\} (1 + t_{Mjt}H_{Rj}) \quad (\text{B.2})$$

Etterspørsel etter fast ($i = F$) og tilfeldig kraft ($i = T$) sektor j :

$$E_{jit} = f_{jit}EK_{jt} \quad (\text{B.3})$$

Etterspørsel korrigert for tap i fordelingsnettets sektor j :

$$EE_{jt} = \sum_{i=F,T} \frac{E_{jit}}{(1 - \tau_{73jit})} \quad (\text{B.4})$$

Elektrisitetsavgift sektor j :

$$ELA_{jt} = H_{V70j}t_{Vjt}EK_{jt} \quad (\text{B.5})$$

Innbetalt elektrisitetsavgift:

$$ELAVG_t = \sum_j ELA_{jt} \quad (\text{B.6})$$

Elektrisitetsavgift pr. produsert kWh:

$$TE_t = \frac{ELAVG_t}{z_{70t} + x_{71t}} \quad (\text{B.7})$$

Merverdiavgift sektor j :

$$MOM_{jt} = \left\{ t_{Vjt}H_{V70j} + (1 + H_{VEjt}) \sum_{i=E,73} \Lambda_{Eijt}[B_{it}] \right\} (t_{Mjt}H_{Rj})EK_{jt} \quad (\text{B.8})$$

Totalt innbetalt merverdiavgift:

$$MOMS_t = \sum_j MOM_{jt} \quad (\text{B.9})$$

Markedsklarering referansepunkt:

$$(z_{70t} + I_{70t})(1 - \tau_{72t}) + x_{71t}(1 - \mu_{71t}\tau_{72t}) = \sum_j EE_{jt} \quad (\text{B.10})$$

Priser produksjon, overføring og referansepunkt:

$$B_{Et} = B_{70t} + B_{72t} = B_{71t} + \mu_{71t}B_{72t} \quad (\text{B.11})$$

Korttidsgrensekostnad vannkraft:

$$KTG_{70t} = z_{L70t}p_{L70t} + z_{M70t}p_{M70t} + z_{TS70t} - \sum_{i=55,85} z_{Ai70t}B_{it} \quad (\text{B.12})$$

Faktisk vannkraftproduksjon:

$$z_{70t} = \alpha_{70t}x_{70t} \quad (\text{B.13})$$

Langtidsgrensekostnad vannkraft:

$$LTG_{70t} = KTG_{70t} + z_{K70t}p_{K70t} \quad (\text{B.14})$$

Produksjonskapasitet vannkraft:

$$\begin{aligned} x_{70t} &= x_{70t-1} && \text{hvis } B_{70t}^* < LTG_{70}(x_{70t-1}) \\ & && \text{eller } x_{70t-1} = \bar{x}_{70} \\ x_{70t} &= LTG_{70}^{-1}(B_{70t}^*) && \text{hvis } B_{70t}^* > LTG_{70}(x_{70t-1}), \end{aligned}$$

Kapitalinputkoeffisient vannkraft:

$$z_{K70t} = ax_{70t}^2 + bx_{70t} + c \quad (\text{B.16})$$

Inputkoeffisient kapitalart i :

$$z_{Kij} = \frac{z_{Kij}^B}{z_{Kj}^B} z_{Kj} \quad (\text{B.17})$$

Kapitalbeholdning sektor j :

$$K_{jt} = K_{jt-1} + z_{Kjt}[x_{jt} - x_{jt-1}] \quad (\text{B.18})$$

Langtidsgrensekostnad gasskraft:

$$LTG_{71t} = \sum_{i=K,L,M,G} z_{i71t}p_{i71t} + (1 - \mu_{71t})z_{R71t}p_{R71t} + z_{TS71t} \quad (\text{B.19})$$

Produksjonskapasitet gasskraft:

$$\begin{aligned} x_{71t} &= 0 && \text{hvis } B_{71t} + TE_t < KTG_{71}(x_{71t-1}) \\ x_{71t} &= x_{71t-1} && \text{hvis } B_{71t} + TE_t > KTG_{71}(x_{71t-1}) \\ & && \text{og } B_{71t} + TE_t < LTG_{71}(x_{71t-1}) \\ & && \text{eller } x_{71t-1} = \bar{x}_{71} \\ x_{71t} &= LTG_{71}^{-1}(B_{71t} + TE_t) && \text{hvis } B_{71t} + TE_t > LTG_{71}(x_{71t-1}), \end{aligned}$$

Pris på gass til gasskraftproduksjon:

$$p_{G71t} = ax_{71t}p_{Gt} \quad (\text{B.21})$$

Enhetskostnad overføring av kraft:

$$B_{72t} = \sum_{i=K,L,M} z_{i72t}p_{i72t} + \frac{\tau_{72t}}{1 - \tau_{72t}} B_{70t} + z_{TS72t} - \sum_{i=55,85} z_{Ai72t}B_{it} \quad (\text{B.22})$$

Produksjon i overføringssektoren:

$$x_{72t} = (z_{70t} + I_{70t})(1 - \tau_{72t}) + \mu_{71t}x_{71t}(1 - \tau_{72t}) \quad (\text{B.23})$$

Krafttap i overføringsnettet:

$$EK_{72t} = \frac{\tau_{72t}}{1 - \tau_{72t}} x_{72t} \quad (\text{B.24})$$

Verdi av krafttap i overføringsnettet:

$$MT_{72t} = EK_{72t}B_{70t} \quad (\text{B.25})$$

Enhetskostnad fordelingssektoren:

$$B_{73t} = \sum_{i=K,L,M} z_{i73t}P_{i73t} + \frac{\tau_{73AFt}}{1 - \tau_{73AFt}} B_{Et} + z_{TS73t} - z_{A5573t}B_{55t} - z_{A8573t}B_{85t} \quad (\text{B.26})$$

Relative tapsprosent:

$$\gamma_{73jit} = \frac{\frac{\tau_{73jit}}{1 - \tau_{73jit}}}{\frac{\tau_{73AFt}}{1 - \tau_{73AFt}}} \quad (\text{B.27})$$

Produksjon av fordelings tjenester:

$$x_{73t} = \sum_j \sum_i \gamma_{73jit} E_{jit} \quad (\text{B.28})$$

Vare-sektor koeffisient fordelings tjenester:

$$\Lambda_{E73jt} = \sum_{i=F,T} f_{jit} \gamma_{73jit} \quad (\text{B.29})$$

Krafttap i fordelingsnettet:

$$EK_{73t} = \frac{\tau_{73AFt}}{1 - \tau_{73AFt}} x_{73t} \quad (\text{B.30})$$

Verdi av krafttap i fordelingsnettet:

$$MT_{73t} = EK_{73t}B_{Et} \quad (\text{B.31})$$

Brukerpris på kapital sektor j :

$$p_{Kjt} = \sum_{i=B,A,M,Bi} \zeta_{ijt}(\delta_{ijt} + \rho_{jt})p_{Jit} \quad (\text{B.32})$$

Bruttoinvestering sektor j :

$$J_{ijt} = \zeta_{ijt}K_{jt} - \zeta_{ijt}(-1)K_{jt}(-1) + \delta_{ijt}K_{jt}\zeta_{ijt} \quad (\text{B.33})$$

Utførte timeverk sektor j :

$$L_{jt} = z_{Ljt}x_{jt}, \quad (\text{B.34})$$

Vareinnsatsforbruk sektor j :

$$M_{jt} = z_{Mjt}x_{jt} \quad (\text{B.35})$$

Sektorskatter sektor j :

$$TS_{jt} = z_{TSjt}x_{jt} \quad (\text{B.36})$$

Produksjon vare i sektor j :

$$x_{ijt} = z_{Aijt}x_{jt} \quad (\text{B.37})$$

Depresieringen i sektor (j)

$$D_{jt} = \sum_j \delta_{ijt}K_{ijt} \quad (\text{B.38})$$

Kapitalbeholdning kapitalart i :

$$K_{ijt} = \zeta_{ijt}K_{jt} \quad (\text{B.39})$$

Produksjon av sektorens hovedvare sektor j (unntak for sektor 70, 72, jfr. likning 2.44 – 2.45 foran):

$$x_{HVjt} = B_{jt}x_{jt} \quad (\text{B.40})$$

Bruttoproduksjonsverdien til markedspriser sektor j :

$$x_{BPVjt} = x_{HVjt} + \sum_i x_{Aijt}B_{it} \quad (\text{B.41})$$

Bruttoprodukt markedspriser sektor j :

$$x_{BPjt} = x_{BPVjt} - p_{Mjt}M_{jt} - MT_{jt} \quad (\text{B.42})$$

Hovedvareproduksjon i faste priser (unntak i sektor 70, 72, jfr. likning 2.45 – 2.50):

$$y_{HVjt} = B_{jt_0}x_{jt} \quad (\text{B.43})$$

Bruttoproduksjonsverdi i faste priser:

$$y_{BPVjt} = y_{HVjt} + \sum_i x_{Aijt} \quad (\text{B.44})$$

Bruttoprodukt i faste priser:

$$y_{BPjt} = y_{BPVjt} - M_{jt} - EK_j PKE_{jt_0} \quad (\text{B.45})$$

**Utkommet i serien Rapporter fra Statistisk sentralbyrå
etter 1. juli 1990 (RAPP)**

*Issued in the series Reports from the Central Bureau of Statistics
since 1 July 1990 (REP)*

ISSN 0332-8422

- | | | | |
|----------|--|-----------|---|
| Nr. 90/5 | Utsyn over helsetjenesten Endringer i ressursbruk og aktivitet/Anders Barstad og Arne S. Andersen. 1990-133s. (RAPP; 90/5) 75 kr ISBN 82-537-2914-6 | Nr. 90/20 | Importmodellen i MODAG og KVARTS/Ingvild Svendsen. 1990-54s. (RAPP; 90/20) 70 kr ISBN 82-537-2997-9 |
| - 90/11 | Totalregnskap for fiske- og fangstnæringen 1984-1987. 1990-38s. (RAPP; 90/11) 60 kr ISBN 82-537-2944-8 | - 90/21 | Kvinner og menn i Norge/Marit Wårum. 1990-60s. (RAPP; 90/21) 70 kr ISBN 82-537-2999-5 |
| - 90/12 | Produktivitetsutviklingen i meieri-sektoren/Ann-Lisbet Brathaug og Anders Harildstad. 1990-75s. (RAPP; 90/12) 70 kr ISBN 82-537-2969-3 | - 90/22 | Institusjoner for eldre 1989. Vedlegg om institusjoner for barn og ungdom og institusjoner for rusmiddelbrukere/Espen Søybye. 1990-92 s. (RAPP;90/22) 70 kr ISBN 82-537-3004-7 |
| - 90/13 | Skatter og overføringer til private Historisk oversikt over satser mv. Årene 1975-1990. 1990-67s. (RAPP; 90/13) 50 kr ISBN 82-537-2970-7 | - 90/23 | Holdninger til norsk utviklingshjelp og kunnskaper om de forente nasjoner 1990 <i>Attitudes to Norwegian Development Assistance and Knowledge of the United Nations</i> . 1990-131s. (RAPP; 90/23) 90 kr ISBN 82-537-3010-1 |
| - 90/14 | Husholdningens konsum av ikke-varige konsumgoder/Runa Nesbakken. 1990-102s. (RAPP; 90/14) 75 kr ISBN 82-537-2979-0 | - 90/24 | International Migration to Norway 1989 Report for Sopemi (OECD) <i>Internasjonal flytting til Norge/Lars Østby</i> . 1990-82s. (RAPP; 90/24) 80 kr ISBN 82-537-3020-9 |
| - 90/15 | Regionale arbeidsmarkeds- og befolkningsframskrivninger/Tor Skoglund, Lasse S. Stambøl og Knut Ø. Sørensen. 1990-72s. (RAPP; 90/15) 70 kr ISBN 82-537-2981-2 | - 91/1 | Naturressurser og miljø 1990 Energi, luft, fisk, skog, jordbruk, holdninger til miljøproblemer, OECDs miljøtilstandsrapport. Ressursregnskap og analyser. 1991-160s. (RAPP; 91/1) 90 kr ISBN 82-537-3024-1 |
| - 90/16 | Etterspørselen etter varige konsumgoder/Knut A. Magnussen. 1990-78s. (RAPP 90/16) 70 kr ISBN 82-537-2983-9 | - 91/1A | Natural Resources and the Environment 1990. 1991-150s. (RAPP; 91/1A) 100 kr ISBN 82-537-3558-8 |
| - 90/17 | Aktuelle skattetall 1990 <i>Current Tax Data</i> . 1990-46s. (RAPP; 90/17) 60 kr ISBN 82-537-2985-5 | - 91/2 | MODIS V En modell for makroøkonomiske analyser/Yngvar Dyvi, Herbert Kristoffersen og Nils Øyvind Mæhle 1990-218s. (RAPP; 91/2) 125 kr ISBN 82-537-3021-7 |
| - 90/18 | Kommunehelsetjenesten Årsstatistikk for 1989. 1990-81s. (RAPP; 90/18) 70 kr ISBN 82-537-2990-1 | - 91/3 | Byggekostnadsindeks for boliger Vekter og representantvarer 1990/Peder Næs. 1991-70s. (RAPP; 91/3) 80 kr ISBN 82-537-3026-8 |
| - 90/19 | SIMJAR 2 Simuleringsmodell for nitrogenavrenning i jordbruket Dokumentasjon/Henning Høie, Bård Lian og Jon Åge Vestøl. 1990-105s. (RAPP; 90/19) 75 kr ISBN 82-537-2992-8 | | |

- Nr. 91/4 Pasientstatistikk 1989. 1991-72s.
(Rapp 91/4) 80 kr
ISBN 82-537-3012-8
- 91/5 Personellstatistikk Helsevesen og
sosiale tjenester/Even Flaatten.
1991-71s. (RAPP; 91/5) 80 kr
ISBN 82-537-3048-9
- 91/6 Virkninger av inntektsregulerings-
lovene 1988-90/Torbjørn Eika og Per
Richard Johansen. 1991-50s.
(RAPP; 91/6) 80 kr
ISBN 82-537-3053-5
- 91/7 Substitusjon mellom olje og
elektrisitet i produksjonssektorene i en
makromodell/Hans Terje Mysen.
1991-43s. 80 kr
ISBN 82-537-3054-3
- 91/8 Konsumprisindeksen 91/8. 1991-82s.
(RAPP; 91/8) 80 kr
ISBN 82-537-3072-1
- 91/9 Totalregnskap for fiske- og fangstnæ-
ringen 1985 - 1988. 1991-71s. (RAPP;
91/9) 70 kr ISBN 82-537-3559-6
- 91/10 Tallet på innvandrere og deres etter-
kommere fram mot år 2050/Per
Sevaldson. 1991-74s. (RAPP; 91/10)
60 kr ISBN 82-537-3567-7
- Nr. 91/11 En disaggregert ettermodell for
offentlig transport i MODAG/MSG.
1991-42s. (RAPP; 91/11) 70 kr
ISBN 82-537-3568-5
- 91/13 Effektivisering av kraftmarkedet/
Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen.
1991-39s. 70 kr
ISBN 82-537-3575-8
- 91/14 Skatter og overføringer til private
Historisk oversikt over satser mv.
Årene 1975-1991. 1991-69s.
(RAPP; 91/14) 80 kr
ISBN 82-537-3576-6
- 91/15 Prisivå på Svalbard 1990. 1991-75s.
(RAPP 91/15) 60 kr
ISBN 82-537-3556-1
- 91/16 Husholdningenes sparing Begreps-
avklaring, dataproblemer og
analyse/Knut Moum (red.) 1991-92s.
(RAPP; 91/16) 80 kr
ISBN 82-537-3585-5

Pris kr 70,00

Publikasjonen utgis i kommisjon hos
Universitetsforlaget, Oslo, og er til salgs hos alle bokhandlere.



9 788253 735733

ISBN 82-537-3573-1
ISSN 0332-8422