

# KRAFT OG MAKT

---

EN ANALYSE AV  
KONKURRANSEFORHOLDENE I  
KRAFTMARKEDET

AV

TORSTEIN BYE

NILS-HENRIK MØRCH VON DER FEHR

CHRISTIAN RIIS

LARS SØRGARD

OSLO/BERGEN - NOVEMBER 2003



## FORORD

Denne rapporten er skrevet på oppdrag fra Arbeids- og administrasjonsdepartementet. Underveis i arbeidet har vi hatt kontakt med departementet ved ekspedisjonssjef Jan Halvorsen og avdelingsdirektør Steinar Hauge. Steinar Hauge har deltatt som observatør på et av våre møter. Vi vil presisere at alle vurderinger og konklusjoner står for gruppens regning og deles ikke nødvendigvis av departementet.

Gruppens medlemmer har også i andre sammenhenger vært engasjert i konkurransespørsmål i kraftmarkedet. Torstein Bye har som forskningssjef i Statistisk sentralbyrå hatt ulike oppdrag for markedsaktører, bransjeorganisasjoner og Olje- og energidepartementet. Nils-Henrik Mørch von der Fehr er medlem av Konkurransetilsynets ressursgruppe for kraftmarkedet, som blant annet har bistått ved vurderingen av Statkrafts oppkjøp i Agder Energi og Trondheim Energiverk, og har hatt rådgiveroppdrag for Norges vassdrags- og energidirektorat og Olje- og energidepartementet i forskjellige sammenhenger. Christian Riis har hatt forsknings- og utredningsoppdrag for Norges vassdrags- og energidirektorat og E-CO. Lars Sørgard har hatt oppdrag for Konkurransetilsynet og har vært rådgiver for Statkraft i forbindelse med oppkjøpet av Agder Energi. Slike engasjementer har gitt innsikt i konkurransespørsmål i kraftmarkedet, men har selvsagt ikke påvirket konklusjonene i rapporten.

Førstekonsulent Anders Karthum Hansen i Arbeids- og administrasjonsdepartementet og rådgiver Ove Skaug Halsos i Konkurransetilsynet har fungert som sekretærer for gruppen og har bidratt med verdifulle innspill til arbeidet.

Oslo/Bergen, 2. november 2003

Torstein Bye

Nils-Henrik M. von der Fehr

Christian Riis

Lars Sørgard



# INNHOOLD

INNLEDNING, SAMMENDRAG OG KONKLUSJON .....	1
Bagrunn, mandat og opplegg .....	1
Vinteren 2002-03 .....	2
Konkurransanalyse.....	4
Flaskehalsar .....	6
Selskapsrelasjonar .....	8
Eierskap og konkurranse .....	9
VINTEREN 2002-03 .....	11
En kort faktabeskrivelse.....	11
Produsentenes problem.....	17
Krafttetterspørselen.....	25
Norge i et åpent nordisk og europeisk marked.....	39
Konklusjon .....	42
KONKURRANSEANALYSE .....	45
Kilder til lønnsomhet .....	45
Turbulens .....	52
Kontrakts- og informasjonsforhold.....	58
Resultater.....	59
Konklusjon .....	61
FLASKEHALSER.....	63
Temporære flaskehalsar og markedsrett.....	66
Flaskehalsar og flytting av vann .....	72
Konklusjon .....	78
SELSKAPSRELASJONER.....	81
Omfang og karakter av selskapsforbindelser .....	82
Konkurransmessige implikasjoner .....	87
Praktisk betydning.....	91
Konklusjon .....	97
EIERSKAP OG KONKURRANSE.....	99
Eierstruktur og virkemidler.....	99
Myndighetenes målsettinger .....	100
Statkraft - horisontal og vertikal struktur.....	106
Grunnrente og grunnrenteinnndragning.....	109
Bør staten eie kraftverk?.....	114
Konklusjon .....	117
REFERANSER.....	119



# INNLEDNING, SAMMENDRAG OG KONKLUSJON

Etter at den gjeldende energiloven trådte i kraft i 1991, har markedet for elektrisitet endret seg betydelig, fra å være strengt regulert til langt på vei å være styrt av generelle, markedsmessige prinsipper. Det er etablert et nordisk marked, men blant annet flaskehalsen i overføringsnettet fører til at både Sør-Norge og Midt- og Nord-Norge i perioder er egne, geografisk atskilte markeder.

I perioden etter 1991 er det skjedd betydelige strukturendringer i det norske kraftmarkedet, gjennom oppkjøp og fusjoner av blant annet tidligere kommunale kraftverk. Det gjelder særlig i engrosmarkedet. Statkraft har foretatt betydelige oppkjøp og er den klart største aktøren i engrosmarkedet. Konsentrasjonsgraden er nå blitt så stor at konkurransemyndighetene har foretatt inngrep mot Statkrafts oppkjøp, kfr. blant annet sakene vedrørende Agder Energi og Trondheim Energiverk.

Sist vinter var det knapphet på elektrisk kraft og svært høye priser. Det har i den forbindelse vært reist spørsmål om markedet fungerer hensiktsmessig, om det har vært utøvd markedsmakt fra aktørenes side og om det bør gjennomføres tiltak for å sikre kraftforsyningen i situasjoner med lite nedbør.

---

## BAGRUNN, MANDAT OG OPPLEGG

---

Denne rapporten er et resultat av arbeidet i en ekspertgruppe oppnevnt av Arbeids- og administrasjonsdepartementet. Gruppen, som ble oppnevnt i juni 2003, har bestått av

Forskningssjef Torstein Bye, Statistisk sentralbyrå  
Professor Nils-Henrik Mørch von der Fehr, Universitetet i Oslo (leder)  
Professor Christian Riis, Handelshøyskolen BI  
Professor Lars Sørgard, Norges Handelshøyskole

Rådgiver Ove Skaug Halsos fra Konkurransetilsynet og førstekonsulent Anders Karthum Hansen fra Arbeids- og administrasjonsdepartementet har fungert som sekretærer for gruppen.

Gruppen har for øvrig hatt bistand fra seniorrådgiver Tor Arnt Johnsen, Norges vassdrags- og energidirektorat, som på oppdrag fra gruppen har skrevet et notat om eiermessige og andre relasjoner mellom selskapene i kraftsektoren. Dessuten har forsker Jostein Skaar, Samfunns- og næringslivsforskning AS, hjulpet til med innsamling av datamateriale for analysen av flaskehalsen i overføringsnettet.

Gruppens mandat, fastsatt av Arbeids- og administrasjonsdepartementet, var å

- foreta en bred vurdering av konkurranseforholdene slik de er i dag og slik de kan forventes å bli fremover. En slik vurdering må blant annet ses i lys av Statkrafts dominerende posisjon i det norske marked, fremtidig utvikling i flaskehalsen, situasjonen i det nordiske

kraftmarkedet og endringer i offentlige rammebetingelser. Aktuelle endringer i offentlige rammebetingelser er blant annet endringer i konsesjonsreglene (hjemfall), endringer i Statkrafts tilknytningsform (omdanning til AS) og Statkrafts egenkapitalsituasjon,

- vurdere, og eventuelt komme med forslag til, tiltak for å styrke konkurransen, for eksempel tiltak for å redusere omfanget av flaskehals, tiltak for å redusere Statkrafts dominerende posisjon i det norske kraftmarkedet m.m.,
- ta opp andre spørsmål som kan være av betydning for konkurransesituasjonen i kraftmarkedet enn de som er nevnt ovenfor.

Rapporten er i fem deler. I første del beskrives kraftmarkedets funksjonsmåte med utgangspunkt i begivenheter det siste året. I andre del foretas en overgripende og prinsipiell konkurranseanalyse av kraftmarkedet. De siste tre deler er viet detaljerte analyser av enkelte spesielle problemstillinger, henholdsvis flaskehals i overføringsnettet, eiermessige og andre relasjoner mellom selskapene samt organiseringen av det statlige eierskapet.

Nedenfor oppsummerer vi gruppens konklusjoner.

---

#### VINTEREN 2002-03

---

Årene 2002 og 2003 vil bli stående som historiske år i norsk kraftforsyning. Det skyldes ekstremt lite nedbør og tilsig til kraftmagasinene gjennom 2002. I motsetning til hva mange synes å tro, var imidlertid ikke hele 2002 et nedbørmessig svakt år. Det spesielle var det ekstremt lave tilsiget gjennom noen få høstucker – resten av året var det normalt eller våtere enn normalt. Fordi ekstremperioden var så kort, var det heller ikke enkelt for produsentene å tilpasse produksjonen optimalt. Om sommeren og tidlig om høsten var magasinutfyllingen langt over det normale, for deretter å falle til langt under det normale i løpet av få uker. Markedsprisene steg kraftig og gav signaler til produsentene om at det var svært lønnsomt å produsere. Vedvarende nedbørsvikt utover høsten gav etter hvert en enda kraftigere stigning i prisene. Dette skapte problemer for mange forbrukere.

Alt i alt må det allikevel kunne sies at det nordiske kraftsystemet taklet vinteren 2002-03 godt. Til tross for en helt ekstrem og til dels uventet svikt i tilsiget, viste markedet seg tilstrekkelig fleksibelt til at det ikke ble behov for de rasjoneringsiltak som enkelte hadde sett for seg. Etterspørselen falt, og betydelige mengder kraft ble overført fra de nordiske naboland.

Det mest åpenbare problem – og den egentlige årsak til all den oppmerksomhet og bekymring som ble kraftforsyningen til del – var den kraftige økningen i forbrukernes strømregninger. Etter en lang periode med lave strømpriser kom prisøkningen som en overraskelse på de fleste. Flertallet av forbrukerne hadde ikke forsikret seg mot en slik prisøkning og fikk dermed til fulle føle virkningen av de høye prisene. Det er grunn til å tro at lærdommen fra sist vinter har gjort forbrukerne bedre i stand til å takle tilsvarende situasjoner i fremtiden.



Både under og etter vinterens begivenheter ble det reist kritikk mot markedets funksjonsmåte og fremmet forslag til forbedringer. En del av denne kritikken er berettiget, og noen av forslagene er gode. Andre deler av kritikken er imidlertid basert på misforståelser, og tiltakene kan i verste fall gjøre kraftbalansen verre.

Misforståelsene bunner i noen grad i en manglende erkjennelse av vannkraftsystemets karakteristika. Under normale omstendigheter gir det norske vannkraftsystemet mye og billig strøm. I noen tilfeller svikter imidlertid tilsigene, og kraftressursen blir knapp. Forbrukerne bør møte priser som signaliserer knappheten og gir dem incitament til å husholde nøye med den knappe ressursen. Det behøver imidlertid ikke å bety at strømregningene kommer ut av kontroll. Som forklart i kapittel 2, er det fullt mulig å kombinere effektive prissignaler med prissikringskontrakter som beskytter forbrukerne mot ekstreme utslag i strømregningen.

En annen misforståelse er at det er mulig å få både lave priser og stor utbygging – uten at det koster noe. Når det har vært så liten utbygging i kraftsektoren i de senere år, skyldes det nettopp de lave prisene. Lønnsomheten har alt i alt vært dårlig, og til dels vesentlig dårligere enn i andre sektorer. Det har ganske enkelt ikke vært lønnsomt – hverken bedriftsøkonomisk eller samfunnsøkonomisk – å investere i nye kraftprosjekter, og med de priser som forventes i årene fremover, er det heller ikke noe som tyder på at det vil bli det med det første. Det er naturligvis mulig å subsidiere nye prosjekter – gjerne basert på fornybare energikilder – men det må nødvendigvis koste. Med den betalingsvillighet for strøm som forbrukerne gir uttrykk for i dagens marked, er det ikke grunnlag for å hevde at omfattende utbygging av fornybare energikilder er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det må legges til at usikkerheten om fremtidige markedsutsikter i seg selv kan være et problem – ikke først og fremst på grunn av usikkerhet knyttet til kraftforsyningen som sådan, men på grunn av usikkerhet om sektorens politisk bestemte rammebetingelser. I kraftmarkedet svinger prisene betydelig over året, og mellom våte og tørre år, men i gjennomsnitt utvikler de seg nokså trendmessig. Sett fra en investors synspunkt – som skal bygge et kraftverk med flere tiårs levetid – er denne markedsbestemte usikkerheten av begrenset betydning. Den usikkerhet som knytter seg til bransjens politisk bestemte rammebetingelser – så som behandlingen av utslipp fra gasskraftverk, subsidier til fornybare energikilder og reguleringsmessige tiltak som griper inn i selskapenes produksjonsbeslutninger – kan være atskillig viktigere. Denne usikkerheten jevner seg ikke nødvendigvis ut over tid, men kan ha fundamental betydning for vurderingen av lønnsomheten ved nyinvesteringer.

En tredje misforståelse er at utvekslingen av kraft mellom de nordiske landene bidro til de høye prisene i 2002-03. Det er riktig at det fløt mye kraft ut av Norge våren og sommeren 2002, men dette var i stor grad nødvendig for å unngå at de forventede tilsig skulle oversvømme magasinene. Det sentrale i denne sammenheng er den store kraftflyten inn til Norge vinteren og våren 2003. Uten denne innstrømmingen hadde knappheten blitt atskillig mer alvorlig. Alt i alt er det ikke tvil om at vi i Norge har store fordeler av utvekslingen med nabolandene. Faktisk er en utbygging av overføringskapasiteten den beste måte å beskytte oss på mot lignende episoder som den vi opplevde i fjor.

En fjerde misforståelse er at offentlig regulering av magasinbeholdningene vil forbedre ressursbruken. Forslaget om å innføre minstekrav til magasinbeholdningen bygger for det første på en ubegrunnet antagelse om at produsentene ikke selv er i stand til å utnytte magasinene på en effektiv måte. For det andre medfører regulering av magasinene formidable praktiske problemer, som i realiteten ville kreve en helt annen innretning av kraftforsyningen. I verste fall vil en overprøving av produsentenes egne beslutninger medføre en dårligere utnyttelse av ressursene.

Men selv om en del av kritikken mot kraftmarkedet synes dårlig begrunnet, er det ikke tvil om at fjorårets begivenheter avslørte svakheter ved markedets funksjonsmåte.

Fra et konkurranseanalytisk synspunkt er det sentrale spørsmål hvorvidt produsentene bevisst opptrådte på en måte som forsterket kraftmangelen og drev prisene i været. De undersøkelser som har vært gjennomført, gir ikke et endelig svar på dette spørsmålet. Det er ikke tvil om at kraftselskapenes store produksjon høsten 2002 reduserte magasinbefyllingen og økte knappheten gjennom vinteren. Men slik forholdene var på daværende tidspunkt, kan produsentenes adferd langt på vei forklares som en rasjonell tilpasning til situasjonen. Generelt sett gjør særtrekkene ved kraftmarkedet det svært vanskelig å trekke en entydig konklusjon om eventuell utnyttelse av markedsrett ut fra en enkeltstående hendelse. Det som skjedde høsten 2002, var dessuten så spesielt at det ikke gir grunnlag for generelle konklusjoner. En konkurranseanalyse av kraftmarkedet må ha en mer prinsipiell tilnærming, som vi kommer tilbake til nedenfor.

Det må imidlertid legges til at begivenhetene i 2002-03 synliggjorde at også detaljomsetningen bør underkastes en nærmere konkurranseanalyse. Gjennom vinteren økte prisforskjellene mellom kontraktstyper og, ikke minst, mellom leverandørene. Selv om prisforskjellene etterhvert er blitt mindre, synes de fremdeles å være store i forhold til hva en skulle forvente i et marked der konkurransen fungerer godt.

---

## KONKURRANSEANALYSE

---

Tatt i betraktning den spektakulære utviklingen i strømprisen det seneste året, er det kanskje ikke overraskende at mange har stilt spørsmål ved hvorvidt konkurransen i kraftmarkedet fungerer. Det er imidlertid en altfor enkel betraktning. I et vannkraftdominert system vil prisene variere med underliggende markedsforhold, og høye priser alene kan ikke tas som uttrykk for at det er noe galt med markedets funksjonsmåte.

Men også det motsatte synspunkt – at konkurransen fungerer utmerket – er for enkelt. Dette synspunkt gjøres gjerne gjeldende med henvisning til at det norske markedet er del av et større, nordisk marked, der selskapene er mange, og intet er så stort at det alene kan dominere markedet. Men dette er en overfladisk betraktning. For det første kan ikke det nordiske markedet uten videre ses under ett, fordi begrensninger i overføringsnettene gjør at markedet i store deler av tiden er oppdelt i mindre, og atskillig mer konsentrerte delmarkeder. Dernest er kraftselskapene tett sammenvevd gjennom eiermessige og andre selskapsrelasjoner. Det er dessuten betydelige etableringsbarrierer i kraftproduksjon (først og fremst på grunn av offentlige reguleringer), det er transaksjonskostnader forbundet med å skifte kraftleverandør, og,

ikke minst, store deler av virksomheten består av monopoliserte aktiviteter, og det er vanlig med tett integrasjon mellom monopolaktivitetene og de konkurranseutsatte aktiviteter.

I en analyse av konkurranseforholdene må man derfor gå grundig inn på særtrekkene ved kraftbransjen. Vi legger til grunn at markedet bare kan forstås dersom man tar utgangspunkt i selskapenes incitament til å konkurrere. En slik tilnæringsmåte innebærer ikke bare at man må vurdere selskapenes mål, men også hvilke valgmuligheter selskapene har, og hvilke konsekvenser ulike valg vil ha for selskapenes muligheter fremover. Det sentrale spørsmål er om rammebetingelsene disiplinere selskapene, eller om selskapene tvert imot har incitament til å innrette seg på en samfunnsøkonomisk ineffektiv måte. Det siste vil være tilfellet dersom selskapene har muligheter til å utøve markedsrett, finner det lønnsomt å utøve slik makt, og i så fall gjør det på en måte som gir ineffektivitet.

Kraftmarkedet har mange særtrekk som gjør det særlig utsatt for konkurransebegrensende adferd. Liten prisfølsomhet på etterspørselssiden gjør at selv beskjedne variasjoner i tilbudet gir seg store prisutslag, kapasitetsbegrensninger gjør at selv mindre selskaper kan få betydelig markedsrett i perioder med høy kapasitetsutnyttelse, og høye etableringsbarrierer gjør at etablerte selskaper får rom for å heve prisene uten å risikere å bli utfordret av nye konkurrenter.

Til tross for dette antar vi at med et fullstendig integrert, nordisk marked, der produsentene opererte uavhengig av hverandre, ville konkurransen i engrosmarkedet fungere godt. Bildet kompliseres imidlertid av de mange og tette bånd mellom selskapene, og begrensningene i overføringsnettene som medfører at markedet i store deler av tiden er oppsplittet i mindre, regionale markeder.

Selv om selskapene skulle ha muligheter for å utøve markedsrett, er det grunn til å tro at de ville være forsiktig med å gjøre det, i hvert fall i dagens situasjon. De store, statseide kraftselskapene har ambisjoner om å styrke sine posisjoner, både hjemme og ute. De er avhengige av forståelse hos sine eiere, og kan ikke tillate seg å utfordre konkurranse- og reguleringsmyndighetene unødvendig. Denne situasjonen kan imidlertid endre seg ettersom markedsstrukturen får et mer permanent preg. I så fall er det større fare for at eventuelle muligheter for å utøve markedsrett vil bli utnyttet.

Som påpekt ovenfor, er et annet særtrekk ved det nordiske kraftmarkedet at det er usedvanlig vanskelig å påvise utøvelse av markedsrett. Det skyldes blant annet det store innslaget av vannkraft – med store og til dels uforutsigbare variasjoner i tilsiget – der det er vanskelig i ettertid å fastslå med sikkerhet at produsentene har opptrådt på en måte som ikke er i samsvar med samfunnsøkonomisk effektiv bruk av ressursene. I kraftmarkedet må derfor konkurranse- og reguleringspolitikken ta sikte på å opprettholde en markedsstruktur som beforder konkurranse.

Når det gjelder detaljomsetningen, fremstår markedet som både fragmentert og sterkt preget av konkurranse. Forskjellige tiltak fra myndighetene, og ikke minst den sterke oppmerksomheten om strømprisene de senere år, har bidratt til å heve kundenes aktpågivenhet og deres forståelse for hvordan de bør opptre i markedet. Etter en meget treg start på 1990-tallet, har nå store deler av kundemassen byttet leverandør én eller flere ganger.

Ikke desto mindre er det grunn for konkurranse- og reguleringsmyndighetene til fortsatt å interessere seg for detaljomsetningen. Utformingen av de såkalte standardkontraktene kan ha bidratt til at konkurransen mellom leverandørene ikke er blitt så sterk som den kunne. Vi anbefaler at betingelsene i standardkontraktene gjennomgås på nytt, med to siktemål:

- For det første bør standardkontrakten for fysisk levering uten prissikring endres fra dagens såkalte variabelpriskontrakt til en kontrakt der prisen knyttes direkte til spotprisen. Dette vil i liten grad påvirke kundenes prissisiko, men vil bidra til større konkurransetrykk mot leverandørenes fortjenestemarginer. Alternativt bør forbrukerne stimuleres til å gå over til spotpriskontrakter.
- For det andre bør kontraktene for prissikring videreutvikles. Det kan gjerne gjøres ved å utvikle en standard prissikringskontrakt som egner seg til å kombinere med en standard spotprisbasert fysisk kontrakt. Alternativt kan det utvikles en kombinert kontrakt som både dekker fysisk leveranse og prissikring. I så fall bør kontrakten utformes slik at forbrukerne møter prissignalene fra spotmarkedet på marginen.

---

#### FLASKEHALSER

---

Hvis en anlegger et nordisk perspektiv på konkurranseforholdene, er det i dagens situasjon liten grunn til alvorlig bekymring for konkurransen. Hvis en betrakter eierforholdene på tradisjonell måte (dvs. ser bort fra krysseie og andre selskapsrelasjoner), er konsentrasjonen i det nordiske markedet lav. Tar en hensyn til krysseie, vil det nordiske markedet skifte fra å være lavt til moderat konsentrert. Men fortsatt er det et godt stykke igjen til en vil definere det nordiske markedet som høyt konsentrert.

Men det er grunn til å spørre om vi faktisk har et nordisk marked for elektrisk kraft. Det er en realitet at det ikke sjelden er begrensninger på overføringsledningene mellom ulike geografiske områder, for eksempel mellom Norge og Sverige. Kan det tenkes at dette utnyttes av aktørene, for eksempel ved at en dominerende produsent i ly av en flaskehals tar en høy pris?

Ut fra det som finnes av analyser, er det ikke belegg for å hevde at manipulering av priser så langt har vært et problem, hverken i det nordiske markedet eller i avgrensede geografiske markeder. Men det betyr ikke at markedsrett ikke er et viktig tema i dette markedet. Det kan tenkes at strukturelle endringer, for eksempel oppkjøp og fusjoner, skaper en ny situasjon med et potensial for endrede konkurranseforhold. For å kunne ta stilling til dette, er det nødvendig å ha en prinsipiell forståelse av hvordan konkurransen fungerer i dette markedet.

Basert på en slik analyse av temporære flaskehals og mulig utnyttelse av markedsrett, finner vi et potensial for at flaskehals kan lede til konkurransemessige problemer. Spørsmålet er hvor stort problemet er, og eventuelt hvilke tiltak en kan iverksette for å avbøte eventuelle konkurransemessige problemer. Vi påpeker enkelte sentrale aspekter, og understreker at disse til dels avviker fra forhold som tidligere har

vært i fokus i forbindelse med vurderingen av konkurranseforholdene i kraftforsyningen.

For det første påpeker vi at selve prisdannelsen i markedet taler for at en retter søkelyset mot store produsenters mulighet til å kontrollere markedsprisen. Det er grunn til å tro at dette gir en bedre forståelse av faren for ensidig utøvelse av markedsrett enn hva tilfellet er med mer tradisjonelle mål.

For det andre påpeker vi at det er viktig å skille mellom flaskehalsituasjoner med henholdsvis høypris- og lavprisområde. Det er særlig i en situasjon der et område er lavprisområde, at det er grunn til å være på vakt mot utnyttelse av ensidig markedsrett.

For det tredje påpeker vi at en ikke må fokusere utelukkende på konkurransegraden innenfor det enkelte geografiske området, men også må ta hensyn til hvorvidt produsenter har eierinteresser i andre områder. En spredning av eierskap over regioner kan bidra til å dempe incitamentene til å øke prisen bak en flaskehals, fordi det tilbakeholdte kvantumet må selges ut i et marked der selskapet har andre eierinteresser som blir skadelidende ved en eventuell reduksjon i prisen.

For det fjerde påpeker vi at det er flere forhold man har for liten kunnskap om, og som er av betydning for hvorvidt det faktisk er mulig med utnyttelse av markedsrett. Vi stiller spørsmål ved hvorvidt produsentene alltid har reell mulighet til å utnytte situasjoner der markedet er regionalt oppdelt. Vi påpeker også at det finnes lite kunnskap om hvordan stilltiende (eller eksplisitt) prissamarbeid fungerer i et vannkraftbasert marked.

Alt i alt tyder dette på at det er vanskelig å ha en klar formening om hvor store de konkurransemessige problemene er i forbindelse med flaskehalser. Det lille som finnes av empiriske studier, gir ikke noen indikasjon på at utnyttelse av markedsrett har vært et stort problem. Det er imidlertid ikke uten videre enkelt å tolke disse resultatene. For det første er det som nevnt notorisk vanskelig å avsløre prismanipulasjon i kraftmarkedet. For det andre kan det – som vi har forklart ovenfor – være grunner til at selskapene velger ikke å utnytte det potensialet som eventuelt finnes.

Vi konkluderer dermed med at det er grunn til å være på vakt. Gitt dagens overføringskapasitet bør en vurdere oppkjøp og fusjoner nøye. En bør se særlig kritisk på fusjoner mellom vannkraftprodusenter og termiske produsenter. En slik fusjon vil etablere en enhet med større fleksibilitet, blant annet til å justere total produksjon. Det åpner for utøvelse av markedsrett i mer tradisjonell forstand, der produsentene begrenser sin totale produksjon for å drive det alminnelige prisnivå i været.

Det er imidlertid også grunn til å fokusere på overføringsnettet som sådan. Større overføringskapasitet vil være en effektiv bremse på utnyttelse av markedsrett. Ved vurderinger av nye investeringer i overføringsnettet bør en derfor trekke inn konkurransemessige forhold. Sagt på en annen måte; dersom en ikke vil eller kan sørge for at markedsstrukturen ligger til rette for konkurranse, blir det desto viktigere å redusere flaskehalser i nettet for derved å integrere markedet tettere og redusere mulighetene for å utnytte regional markedsrett.

---

## SELSKAPSRELASJONER

---

I kraftsektoren er det eksepsjonelt mange og tette relasjoner mellom selskapene, inklusive krysseie, felleseide produksjonsanlegg og ulike former for samarbeid.

Mange selskaper har felles eller kryssende eierinteresser. I noen tilfeller skyldes dette at selskapene har felles eier, for eksempel fordi de er organisert innenfor et konsern eller underordnet et holdingselskap. I andre tilfeller har én og samme eier mindre eierinteresser i flere selskaper, såkalt diversifisert eierskap. En tredje form for kryssende eierinteresser har vi i de tilfeller der kraftselskapene har eiermessige posisjoner i hverandre. Det omtales gjerne som krysseie.

En spesiell form for eiermessige forbindelser oppstår i de tilfeller der selskapene eier produksjonsanlegg i fellesskap. Av historiske årsaker er mange kraftverk etablert i fellesskap av flere selskaper. Dette hadde sammenheng med behovet for å skaffe finansiering til store investeringer, men også forskjellige reguleringsbestemmelser, for eksempel de regionale selskapers tidligere plikt til å dekke opp forbruket til kundene innenfor egen region (den såkalte oppdekningsplikten). Selv om eierskapet i noen tilfeller er konsolidert – enten ved at selskaper er slått sammen, eller ved at noen av eierne har solgt sine interesser – er omfanget av felleseide kraftverk fremdeles meget utbredt.

En annen type selskapsrelasjoner som også har utgangspunkt i en felles produksjonsressurs, er samarbeid mellom kraftprodusenter som er lokalisert i samme vassdrag. Behovet for samarbeid oppstår dels som følge av reguleringsbestemmelser for å forhindre uakseptabel vannføring i vassdraget. Det er imidlertid også nødvendig å koordinere produksjonen i de enkelte verk for å sikre maksimal utnyttelse av produksjonsevnen i vassdraget sett under ett. For eksempel vil en overdreven produksjon høyt oppe i vassdraget kunne medføre at vann må slippes forbi turbinene lengre nede. Samarbeidet er gjerne organisert i såkalte brukseierforeninger som har ansvaret for å koordinere produksjonen i vassdraget.

Samarbeid i brukseierforeninger og felleseide kraftverk er eksempler på samarbeid oppstrøms i verdikjeden. Slikt oppstrømsamarbeid forekommer også i andre former, for eksempel i felles driftsorganisasjoner, innkjøpsamarbeid og samarbeid om forskning og utvikling.

Kraftselskapene samarbeider ikke bare oppstrøms; i noen tilfeller samarbeider de også nedstrøms, i salget av kraften. Det skjer dels ved at selskapene har opprettet felles salgsorganisasjoner og dels ved at enkelte selskaper omsetter kraft for andre. Slikt salgssamarbeid tar ulike former. I noen tilfeller består salgssamarbeidet i markedsføring og kontraktshåndtering av de volumer det enkelte selskap stiller til rådighet. I andre tilfeller er det salgsleddet som faktisk bestemmer omsetningen.

Analysen viser at noen av selskapsrelasjonene kan ha gunstige, samfunnsøkonomiske effekter. Ikke desto mindre fremstår sektoren som atskillig mer konsentrert enn det som fanges opp i tradisjonelle mål. Det er særlig i de tilfeller der relasjonene mellom selskapene medfører at konkurransen dempes som følge av at selskapene koordinerer sin adferd, at tapet mer enn oppveier eventuelle gevinster. Spesielt er det grunn til å være på vakt mot langsiktige virkninger av tette og nære



relasjoner. Det som i utgangspunktet kan være initiert av et ønske om å fremme effektivitet og kutte kostnader, kan over tid få et preg av samordning og redusert konkurranse. Desto mer erfarne selskapene blir, desto større grunn er det til å frykte at de ikke bare har lært hvordan man konkurrerer, men også hvordan man unngår å konkurrere.

Det er derfor all mulig grunn for konkurransemyndighetene til å vurdere disse relasjonene nøye. Det gjelder særlig de tilfeller der kryssende eierinteresser gir grunnlag for selskapsmessig kontroll. Men også i tilfeller med mer passivt eierskap, eller der selskapene driver andre former for samarbeid – så som produksjonssamarbeid – er det grunn til å være på vakt.

Det må understrekes at det konkurransemessige problem er helt avhengig av hvordan selskapsrelasjonen er organisert og fungerer i praksis. Vi har ikke hatt anledning til å gå inn i detaljene i de forskjellige selskapsrelasjoner og deres konkurransemessige betydning. Våre anbefalinger må derfor bli relativt generelle:

- Konkurransemyndighetene bør være restriktive med å godkjenne eiermessige relasjoner mellom selskaper (krysseie). Så lenge eierinteressene er små eller passive, er det tvilsomt at de kan gi særlige synergieffekter eller andre kostnadsbesparelser – det er imidlertid ikke tvil om at de kan virke konkurransedempende. Blir eierinteressene så store at de gir grunnlag for kontroll, bør de behandles som *de facto* fusjoner.
- Myndighetene bør legge til rette for en restrukturering av eierskapet til felleseide kraftverk. Vi har ikke grunnlag for å hevde at slikt felleseie alltid er konkurransehennende. Ikke desto mindre synes det klart at slike selskapsrelasjoner innehar et potensial for samarbeid. Staten har mulighet til å benytte sitt eierskap i Statkraft til å gjennomføre en restruktureringsprosess.
- Under enhver omstendighet bør konkurransemyndighetene regulere produksjonsfelleskap og andre tilsvarende selskapsrelasjoner i henhold til normal konkurranserettslig praksis. Det innebærer en opplysningsplikt, eventuelt at samarbeidsrelasjoner må godkjennes i form av dispensasjoner fra konkurranselovens regler om horisontalt samarbeid.

---

## EIERSKAP OG KONKURRANSE

---

Kraftsektoren er mer enn de fleste næringer gjenstand for politikernes oppmerksomhet. Det burde kanskje ikke være slik. Ett av poengene med å etablere markeder for salg og kjøp av kraft, var nettopp at beslutningene i større grad kunne desentraliseres. Det er flere grunner til at kraftsektoren likevel er et politisk stridstema. Mange politikere er opptatt av eierskapet til norske naturressurser, og her er vannkraftressursene store og evigvarende. Mange har også ambisjoner om at norske energiselskaper skal bli ledende aktører i internasjonale energimarkeder. Samtidig har det i årenes løp utviklet seg en erkjennelse av at det kan være konkurranseproblemer som tilsier at markedet ikke fungerer i samsvar med intensjonen. Politikerne står også

overfor en befolkning som er uvant med store prissvingninger og høye priser. Og ikke minst frykter mange at de inntekter som skapes i en naturressursbasert næring – den såkalte grunnrenten – ikke skal tilfalle fellesskapet. Slike betraktninger gjenspeiles i form av en rekke målsettinger som direkte eller indirekte er formulert i politiske dokumenter.

Med dette utgangspunkt beskriver vi eierstrukturen i kraftbransjen og det sett av virkemidler som myndighetene råder over. Deretter går vi igjennom målsettingene og drøfter hvorvidt de lar seg forene. Videre ser vi nærmere på forholdet mellom eierskap og forvaltning av grunnrente og drøfter spørsmålet om staten bør eie kraftverk. Endelig ser vi på alternative institusjonelle løsninger for det statlige eierskap, med sikte på å styrke konkurransen i markedet.

Når det gjelder hovedspørsmålet – hvorvidt Statkraft bør splittes opp – påpeker vi at for å gi konkurransemessig uttelling, må en slik oppsplitting skje på regionalt nivå. Det betyr for eksempel at en eventuell oppsplitting av Statkraft ikke bør skje gjennom å etablere regionale enheter, men gå på tvers av regionene (se ovenfor). Det kan imidlertid være synergieffekter regionalt, og hensynet til slike eventuelle effekter tilsier i så fall at produksjonskapasiteten ikke bør splittes på for mange selskaper.

Når det gjelder vertikale synergieffekter, er de etter alt å dømme svake. I prinsippet betyr det at en kan foreta en vertikal separasjon, for eksempel ved å opprettholde det statlige eierskapet samtidig som det etableres konkurranse om driften ved at denne settes ut i markedet. Som påpekt er de produksjonstekniske forholdene av en slik karakter at det bør være relativt lett å etablere gode kontrakter mellom staten og uavhengige driftsselskaper. Det betyr videre at spørsmålet om hvor stor statens eierandel bør være i sektoren, er noe mer underordnet.

Det bør tillegges betydelig vekt at konkurranseovervåking i kraftmarkedet er forbundet med større problemer enn i andre bransjer. Det tilsier at kontroll med strukturen i markedet blir desto viktigere. Det er derfor av avgjørende betydning at en har etablert en velfungerende konkurransestruktur før en går til en eventuell privatisering.



## VINTEREN 2002-03

Årene 2002 og 2003 vil bli stående som historiske år i norsk kraftforsyning. Det skyldes den ekstremt lave nedbøren og tilsiget til kraftmagasinene gjennom 2002. I motsetning til hva mange synes å tro, var imidlertid ikke hele året nedbørmessig svakt. Det spesielle var det ekstremt lave tilsiget gjennom noen få høstucker – resten av året var det normalt eller våtere enn normalt. Fordi ekstremperioden var så kort, var det heller ikke enkelt for produsentene å tilpasse produksjonen slik at utnyttelsen av vannet ble optimalt. På sommeren og tidlig på høsten var magasinutfyllingen langt over det normale, for deretter å falle til langt under det normale i løpet av få uker. Markedsprisene steg kraftig og gav signaler til produsentene om at det var svært lønnsomt å produsere. Vedvarende nedbørsvikt utover høsten gav etter hvert en enda kraftigere stigning i prisene. Dette skapte problemer for mange forbrukere. Prisene steg, det ble vanskeligere å danne seg oppfatninger om hvilke kontrakter som var de beste, og mangelfull informasjon skapte ytterligere problemer.

Samlet sett må en allikevel kunne si at markedet greide utfordringen godt. I dette kapitlet går vi gjennom utviklingen i kraftmarkedet i perioden 2002-03. Vi ser på hvorfor situasjonen ble som den ble, hva en kunne forvente av virkninger, gitt de ekstreme endringene i nedbørsituasjonen, og hva resultatet ble, sammenlignet med hva en kunne forvente.

---

### EN KORT FAKTABESKRIVELSE

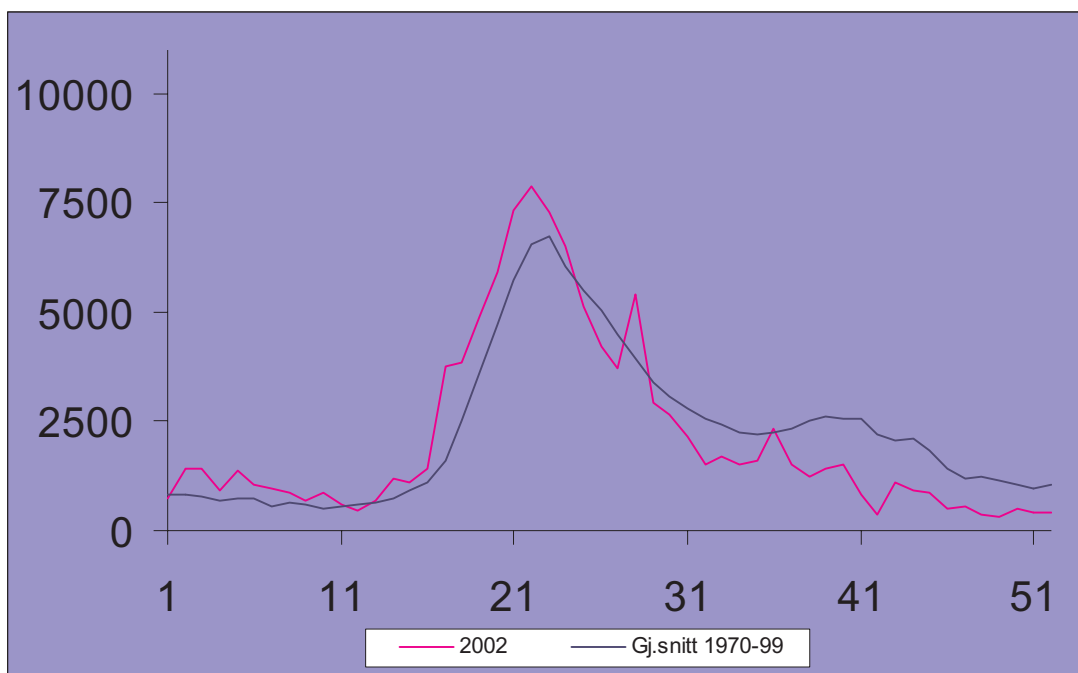
---

Gjennom høsten 2002 og vinteren 2003 var det fokus på det ”ekstremt nedbørfattige året 2002”. Det var på tross av at det totale tilsiget til magasinene dette året var på 111 TWh, mot normalt 118 TWh, altså kun 6 prosent mindre enn normalt. Det ekstreme ved nedbørsituasjonen i 2002 var at den manglende nedbøren og det manglende tilsiget til vannmagasinene kom over en svært kort periode om høsten.

Figur 1.1 viser at tilsiget av vann til de norske kraftstasjonene for de 24 første ukene i 2002 lå om lag 14 TWh over gjennomsnittet for tilsvarende uker i perioden 1979-1999, og at det lå hele 28 TWh over minimum tilsig i denne perioden (1996). Maksimum tilsig i disse ukene hadde vi i 1990 med 66 TWh, kun 3 TWh over tilsiget i 2002. Vi gikk altså inn i høsten 2002 med svært god fylling. Dette er viktig å ta med seg i vurderingen av produksjonsviljen til norske kraftverkseiere tidlig på høsten i fjor.

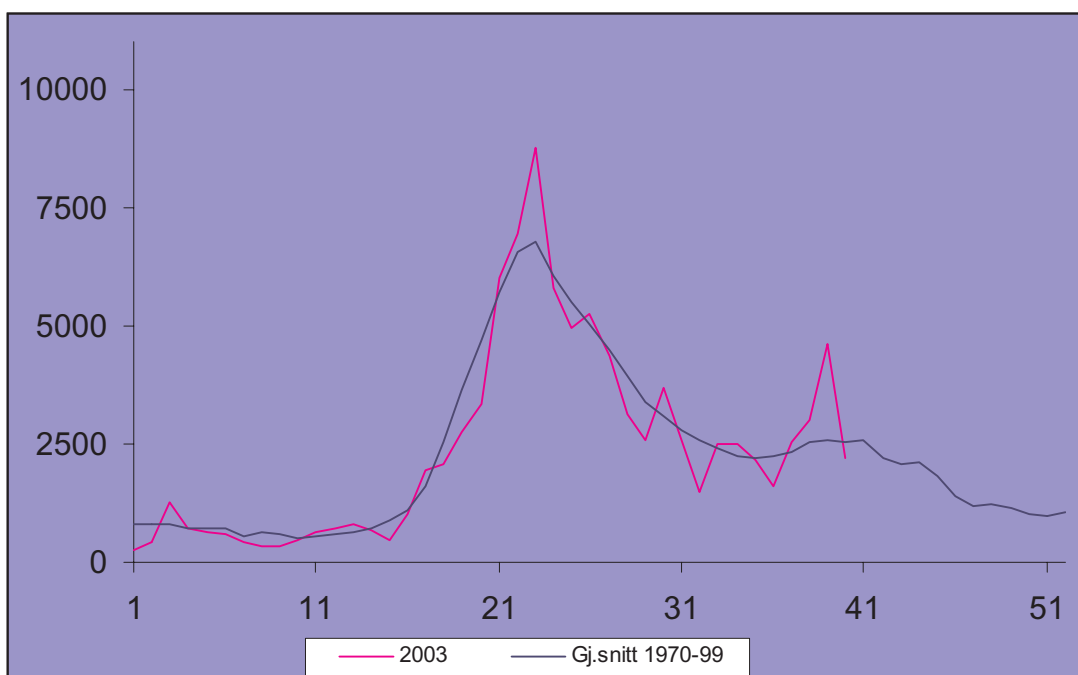
Det var først og fremst i årets siste 28 uker at tilsiget i 2002 sviktet. Disse ukene var tilsiget 48 TWh, mot normalt 69 TWh, en svikt på hele 21 TWh. Relativt størst var svikten i ukene rundt den perioden der tilsiget vanligvis begynner å øke som følge av høstregnet. I ukene 38 til 44 var svikten i tilsig til sammen hele 9,3 TWh. Dette er en svært konsentrert tilsigssvikt som ikke kunne forutses, og som dermed hadde en dramatisk effekt på forventningene i kraftmarkedet. Samtidig var det en svikt også i tilsiget til de svenske magasinene, noe som bidrog til å forsterke problemene (Bye, Hansen og Aune, 2003).

Figur 1.1: Utnyttbart tilsig til norske kraftverk 2002, GWh/uke (kilde: NVE)



Tilsiget for de 40 første ukene i 2003 var omtrent som gjennomsnittlig tilsig for tilsvarende uker i årene 1970-1999 (figur 1.2). Tilsiget i disse ukene bidrog dermed ikke til noen spesiell økning i magasinbeholdningen fra det lave nivået vi var kommet inn i gjennom høsten 2002. I perioder var det imidlertid gode tilsig i 2003, spesielt rundt ukene 38-39.

Figur 1.2: Utnyttbart tilsig til norske kraftverk 2003, GWh/uke (kilde: NVE)

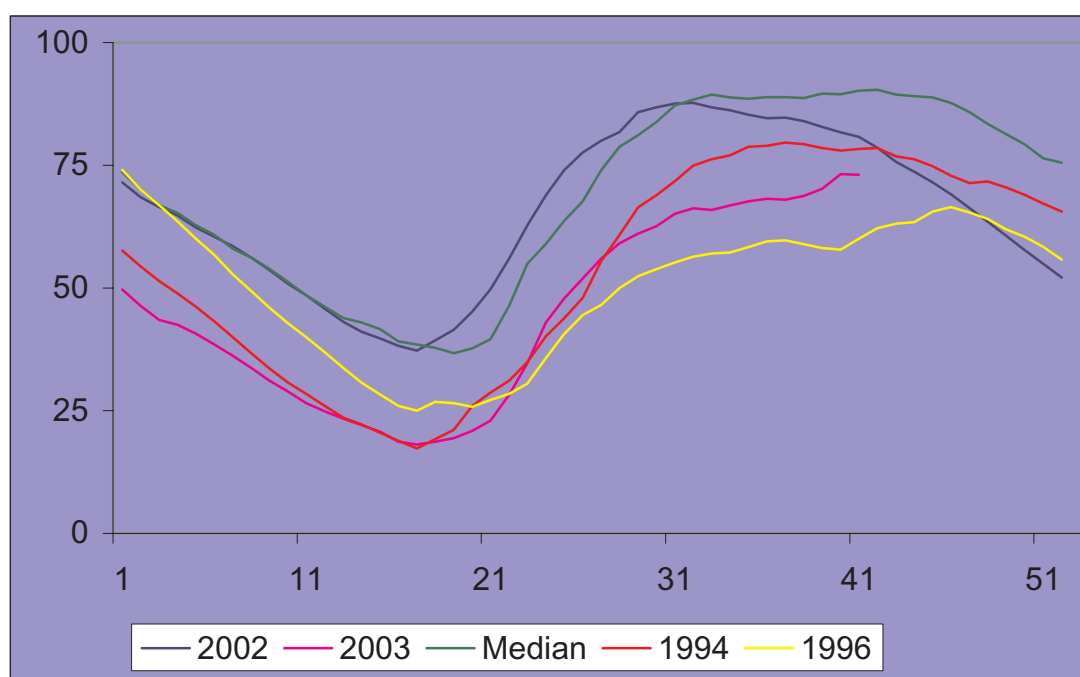


Sammenligner vi 2002 og 2003, finner vi at gjennom hele våren var tilsigene i 2003 vesentlig lavere enn i 2002. Faktisk fikk vi nesten 16 TWh mindre tilsig i de 24 første ukene i 2003 enn i tilsvarende uker i 2002. Etter uke 24 har det kommet en del mer nedbør i 2003 enn i 2002, men i uke 40 var tilsigene i 2003 fortsatt nesten 7 TWh lavere enn tilsigene frem til samme uke i 2002. Mens magasinbeholdningen ved inngangen til 2003 var lav, var beholdningen omtrent normal ved inngangen til 2002. Allikevel var det høsten 2002 krisestemning, mens stemningen var adskillig mer avslappet høsten 2003. Det skyldes ikke minst at produksjonen så langt i 2003 har vært omtrent 20 TWh lavere enn i 2002.

#### MAGASINFORHOLD

Det store tilsiget av vann til kraftmagasinene gjennom første halvår 2002 bidrog til en lageroppbygging, slik som vist i figur 1.3. De første 18 ukene lå fyllingen omtrent som medianen for perioden 1970-1999, mens beholdningen i ukene 19-31 lå godt over. I uke 26 var magasinbeholdningen 15 prosent over medianen. Både for 1994 og 1996 var magasinbeholdningen langt under normalen tidlig på året, og den holdt seg lav langt ut på høsten. Først i uke 38 passerte beholdningen i 2002 det lave nivået i 1994, og i uke 43 ble nivået i 1996 passert. Igjen ser vi at det var sent på året at beholdningen ble så lav at bekymringen økte.

Figur 1.3: Magasinbeholdning i norske vannmagasiner, prosent av full kapasitet (kilde: SSB)



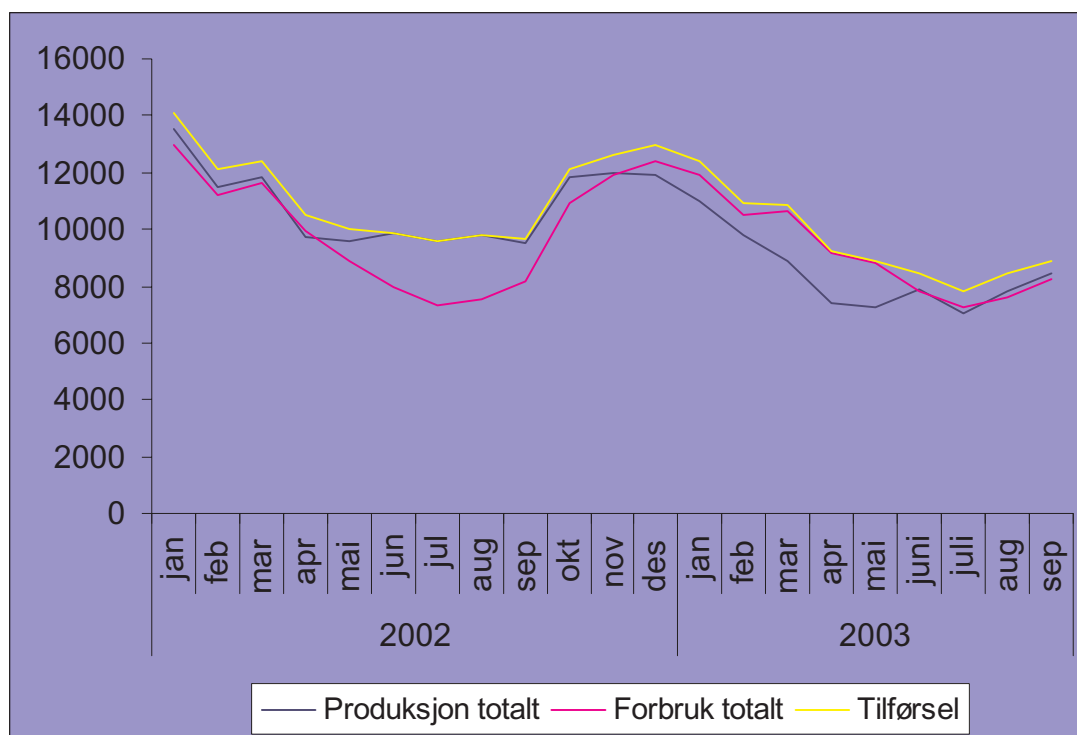
Vannmagasinene er bygget for å kunne forflytte vann fra perioder med mye tilsig til perioder med lite tilsig. En god vanndisponering forutsetter imidlertid at en har presise prognoser for tilsigene og forbruket fremover. Som omtalt ovenfor, viser de detaljerte bakgrunnstallene at tilsiget gjennom senhøsten 2002 og de første månedene av 2003 var nær minimum for det som er observert de siste tredve år. Selv om det er en viss sannsynlighet for at noe slikt skal skje (i dette tilfellet beregnet til om lag 0,5 prosent), vil slike ekstreme utfall ikke ha særskilt mye å si for forventningsverdien, som er den som legges til grunn for vanndisponeringen. Forventningen er gjennomsnittet av mulige tilsigsutfall, veiet med sannsynligheten for de forskjellige utfallene. Et tilsig med

liten sannsynlighet får tilsvarende liten vekt i forventningsverdien. Her stod vi oppe i en situasjon som vi aldri tidligere hadde opplevd, og muligheten for at noe slikt skulle skje, ble på forhånd tillagt liten eller ingen vekt.

#### KRAFTPRODUKSJON, TILGANG OG FORBRUK

Summen av innenlandsk produksjon og import utgjør tilgangen på kraft i Norge. Denne anvendes til innenlandsk forbruk eller eksport. Av figur 1.4 ser vi at bortsett fra i april, der det var en mindre netto import, produserte Norge i de 11 første månedene i 2002 mer enn det vi forbrukte av elektrisitet innenlands. Tilgangen var altså høyere enn innenlandsk etterspørsel. Samlet over disse 11 månedene eksporterte vi derfor vel 10 TWh. Utover våren 2002 falt forbruket, mens produksjonen stabiliserte seg på et høyt nivå. Produksjonen tilsvarte omtrent den totale tilgangen på kraft, noe som innebar at importen var beskjeden. Netto eksport økte dermed kraftig i hele denne perioden. Fra juni til august var eksporten om lag 2 TWh pr. måned. Det er viktig å være klar over at produsentene ikke eksporterer direkte, men velger sin produksjon på bakgrunn av de markedspriser som settes i det nordiske markedet. Eksport og import følger av sammensetningen av tilbud og etterspørsel i de enkelte landene. Etter hvert som det innenlandske forbruket tok seg opp utover høsten, ble eksporten betydelig redusert. Utover vinteren var det imidlertid fortsatt eksport på omtrent 0,5 TWh pr. måned. Importen var imidlertid vesentlig større, slik at netto overføring fra utlandet til det norske markedet var om lag 7 TWh fra desember 2002 til mai 2003. Norge var altså en netto eksportør i 11 måneder gjennom våren, sommeren og tidlig høst 2002, mens vi var en betydelig importør gjennom fem måneder vinteren og våren 2003. Samlet fra januar 2002 til juni 2003 var vi en netto eksportør av 3 TWh. I den "kritiske" perioden fra juli 2002 til juni 2003 var Norge samlet en netto importør av elektrisitet. Utover sommeren og høsten 2003 har landet sett under ett vært i omtrent balanse.

Figur 1.4: Produksjon, total tilgang og forbruk i Norge, GWh/mnd (kilde: SSB)



Energibalansemessig har Norge i den kritiske perioden fra sommeren 2002 til sommeren 2003 hatt en klar fordel av den nære handelsforbindelsen med de andre nordiske landene. Den faktiske utviklingen står i skarp kontrast til den alminnelige oppfatningen om at Norge forsynte omverdenen med elektrisk kraft som vi alternativt kunne benytte selv. Det har vært tilnærmet ingen oppmerksomhet omkring den store importen som bidrog til en gunstig utvikling gjennom vinteren, og den ensidige fokuseringen på eksporten høsten 2002 blir derfor gal. Tvert imot illustrerer utviklingen i denne perioden hvordan en lagerressurs som den norske vannkraften kan disponeres over sesongen og mellom land for å få en størst mulig verdiskaping samlet sett. De norske produsentene har hele tiden forsøkt å optimalisere verdien av vann disponeringen over tid i et samspill med termiske systemer i nabolandene, gitt de forventninger om nedbør og tilsig som det er naturlig å basere seg på. For en optimalisering av vannverdiene er en kobling til termiske systemer verdifullt for Norge.

Tabell 1.1 illustrerer de store produksjonsforskjeller man kan ha i et vannkraftsystem som det norske. De to første kvartalene i 2002 ble det samlet produsert om lag 66 TWh, mens det tilsvarende tallet i 2003 var kun 52 TWh. Denne produksjonsforskjellen ble motsvart av 5 TWh større import, 4 TWh mindre eksport og 4 TWh mindre bruttoforbruk i 2003 enn i 2002. Hittil i 2003 (primo oktober) er det produsert 20 TWh mindre enn i 2002.

Tabell 1.1: Elektrisitetsbalanse etter år og kvartal, 1994-2003, GWh (kilde: SSB)

	<i>Produksjon</i>	<i>Import</i>	<i>Eksport</i>	<i>Brutto forbruk</i>
1994	113 214	4 836	4 968	113 082
1995	123 011	2 300	8 962	116 349
1996	104 712	12 212	4 236	113 688
1997	111 420	8 692	4 874	115 238
1998	116 787	8 046	4 412	120 421
1999	122 445	6 857	8 776	120 526
2000	142 920	1 474	20 529	123 762
2001	121 920	10 760	7 162	125 518
2002 1 kvartal	36 836	1 877	2 885	35 827
2002 2 kvartal	29 182	1 226	3 628	26 780
2002 3 kvartal	28 841	249	6 049	23 042
2002 4 kvartal	35 742	1 976	2 440	35 279
2003 1 kvartal	29 741	4 501	1 192	33 050
2003 2 kvartal	22 602	4 069	922	25 750

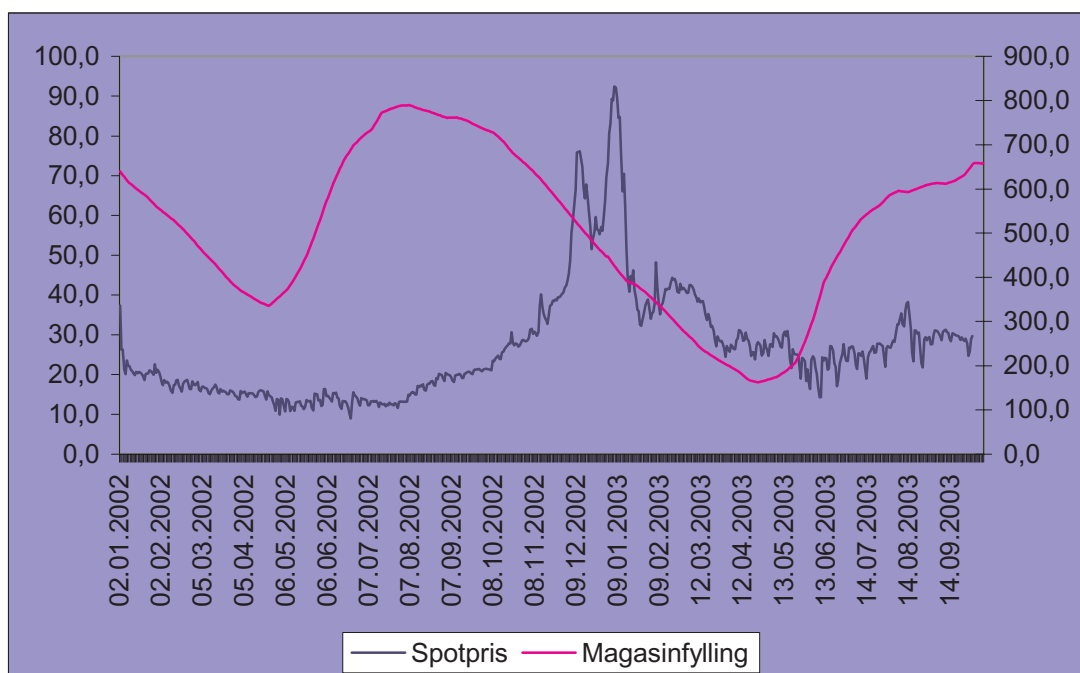
Tabellen viser også den store variasjonen i produksjonen fra år til år, fra 104 TWh i 1996 til 142 TWh i 2000 (uten at produksjonskapasiteten er nevneverdig endret). Det er beregnet at med 90 prosent sannsynlighet vil det årlige tilsiget gi en produksjonsevne som ligger et sted mellom 90 og 145 TWh, avhengig av nedbøren. Siden vi her har med en lagerressurs å gjøre, kan produksjonen til en viss grad frikobles fra tilsigene. En kan tære på de vannressursene som er lagret tidligere eller bygge opp lagrene. I 2002 ble det produsert om lag 130 TWh på tross av at tilsiget var kun 111 TWh. Lagerbeholdningen ble altså tappet ned.

## KRAFTPRISER

Figur 1.5 viser utviklingen i spotprisene på kraftbørsen Nord Pool gjennom 2002 og 2003. Omtrent 40 prosent av all førstehåndsomsetning av kraft i Norge skjer på denne børsen. Spotprisene danner sammen med terminprisene også et viktig referansepunkt for prisfastsettelsen i de bilaterale kontrakter som omsettes utenfor kraftbørsen. Figuren viser at spotprisen falt med magasinbeholdningen utover våren 2002. Dette skyldes at forbruket gikk ned, og at en ventet godt med tilsig i forbindelse med snøsmeltingen utover våren og forsommeren. Prisen holdt seg lav utover hele sommeren, da magasinutfyllingen var over det normale.

Spotprisen begynte å stige omtrent samtidig med at magasinbeholdningen begynte å falle. Imidlertid holdt prisen seg fortsatt lav et godt stykke utover høsten. Først i begynnelsen av oktober 2002 steg prisen kraftig. Det skjedde omtrent samtidig med at nedgangen i magasinbeholdningen økte. Deretter falt både spotprisen og vannbeholdningen utover våren. Forklaringen på at prisene var så høye tidlig på vinteren, var faren for at magasinene ville gå tomme. Etter hvert som vi nærmet oss våren, ble denne sannsynligheten mindre, og prisene falt. Fortsatt var imidlertid spotprisen en del høyere enn den var våren 2002. Dette skyldes en lav vannbeholdning i forhold til det normale. Prisen steg utover sommeren, da det ble klart at det ikke kom noe mer nedbør enn normalt.

Figur 1.5: Spotpriser og magasinutfylling, kr/MWh og prosent (kilde: Nord Pool og SSB)



Selv om prisene steg kraftig om høsten, var den gjennomsnittlige spotprisen for hele 2002 bare vel 20 øre/kWh, omtrent det samme som i 2001. Det spesielle var at prisen steg svært kraftig på slutten av året og vedvarte utover vinteren i 2003. Så langt i 2003 ligger spotprisen nesten 50 prosent over det gjennomsnittlige nivået i 2002.

---

## PRODUSENTENES PROBLEM

---

Det later til å være mange misforståelser når det gjelder produsentenes opptreden i kraftmarkedet. En av dem er at produsentene eksporterer. Produsentene forholder seg imidlertid til lønnsomheten av å levere kraft. Hvorvidt kraften går til eksport eller forbrukes innenlands, hverken kan eller vil produsentene forholde seg til – kraftflyten i systemet er bestemt av fysikkens lover og er ikke noe den enkelte produsent har herredømme over. Dersom den samlede produksjonen innenlands er større enn forbruket, blir resultatet netto eksport, og *vice versa*. Faktisk er sammenhengen mer komplisert enn som så, fordi kraft kan flyte ut i noen deler av landet og inn i andre. For eksempel finner det jevnlig sted en overføring fra Nord-Norge til Sør-Norge via Sverige.

En annen misforståelse er at produsentene ikke forholder seg til risiko for å gå tomme for vann. Produsenten ønsker selvsagt å optimalisere verdien av det vannet som kommer inn i magasinene, men risikovurderingen kan være annerledes for en produsent enn for andre som følger markedet.

### AVVEININGEN I 2002-2003

Av figur 1.5 fremgår det at spotprisene steg kraftig utover høsten 2002 og ble svært høye gjennom vinteren. Om de hadde hatt perfekte forventninger, burde produsentene ha holdt tilbake vann om høsten slik at de kunne produsere mer elektrisitet om vinteren når prisene var høye. De faktiske spotpriser er imidlertid ikke noen god illustrasjon på hvilke prisforhold produsentene forventet fremover. En bedre indikator for fremtidige priser er terminprisene på Nord Pool. Her forhandler den samlede kraftbransjen om prissikringskontrakter. Som vi skal se nedenfor, var det tilsynelatende et godt samsvar mellom utviklingen i disse forventningene og de realiserte spotprisene. Bak prisfastsettelsen i teminkontraktene lå det selvsagt mange betraktninger omkring den fremtidige, fysiske kraftbalansen. Bransjen har et stort erfaringsmateriale med flere tiårs oversikter over hvordan tilsigsforholdene pleier å være på høsten. Et hovedproblem er at variansen i slike tilsig er svært stor. Dette skaper stor usikkerhet, som det kan være vanskelig å forholde seg til.

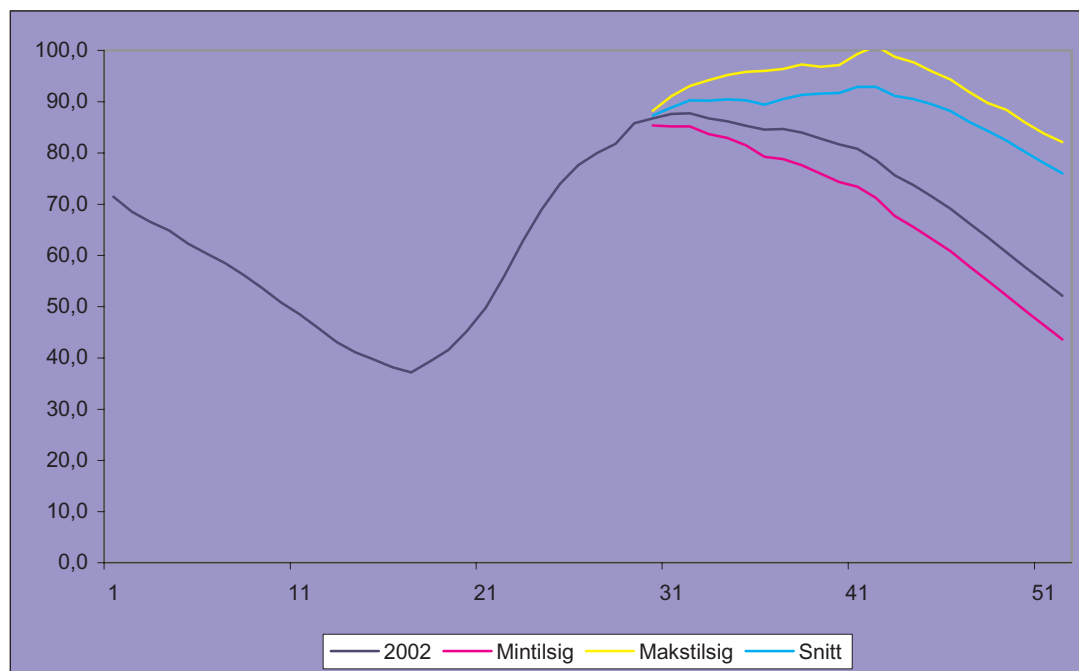
La oss forsøke å sette oss inn i produsentenes situasjon, slik den fortonte seg i uke 30 (ca. 1. august) 2002. Dette var en periode der magasinutfyllingen lå omtrent på medianverdien for de siste 30 årene. Fyllingsgraden var på 87,6 prosent. Dersom en la til grunn et normalt tilsig fremover, ville det resulterte i lavere priser og produksjon, omtrent som høsten 2001. Hvordan magasinbeholdningen da ville ha utviklet seg, er illustrert i figur 1.6. Vi ser at fra og med uke 36 ville magasinbeholdningen ha oversteget 90 prosent. I uke 42 ville den ha vært på sitt høyeste med 97,6 prosent. I en slik situasjon ville det ha vært betydelig fare for flom, dersom det skulle komme mer nedbør enn normalt. Med slike forventninger ville det optimale være å produsere mer enn normalt i uke 30 til uke 42. Selv om dette ville presse prisene nedover, ville en forhindre et utfall der magasinene flommet over og verdifullt vann gikk tapt.

Vi ser altså at forventninger om normal markedsutvikling tilsa stor produksjon høsten 2002. Vi ser også at det er stor variasjonsbredde i utfallsrommet. Maksimale tilsig ville ha gitt over 100 prosent fylling – med spill av vann og økonomiske tap – mens minimale tilsig ville ha gitt noe under de faktiske tilsig. Det er større



sannsynlighet for stort enn for lite tilsig, noe som ville begrunne en stor produksjon etterhvert som prisene steg utover høsten 2002. Vi ser også at det på dette tidspunktet fortsatt er en relativt stor forskjell mellom det realiserte tilsiget og minimumsutviklingen. Tidlig på høsten i 2002 var det altså ikke noen kritiske tegn i utviklingen.

Figur 1.6: Variasjon i magasinifylling sett fra uke 30, prosent av full kapasitet (kilde: SSB/NVE)



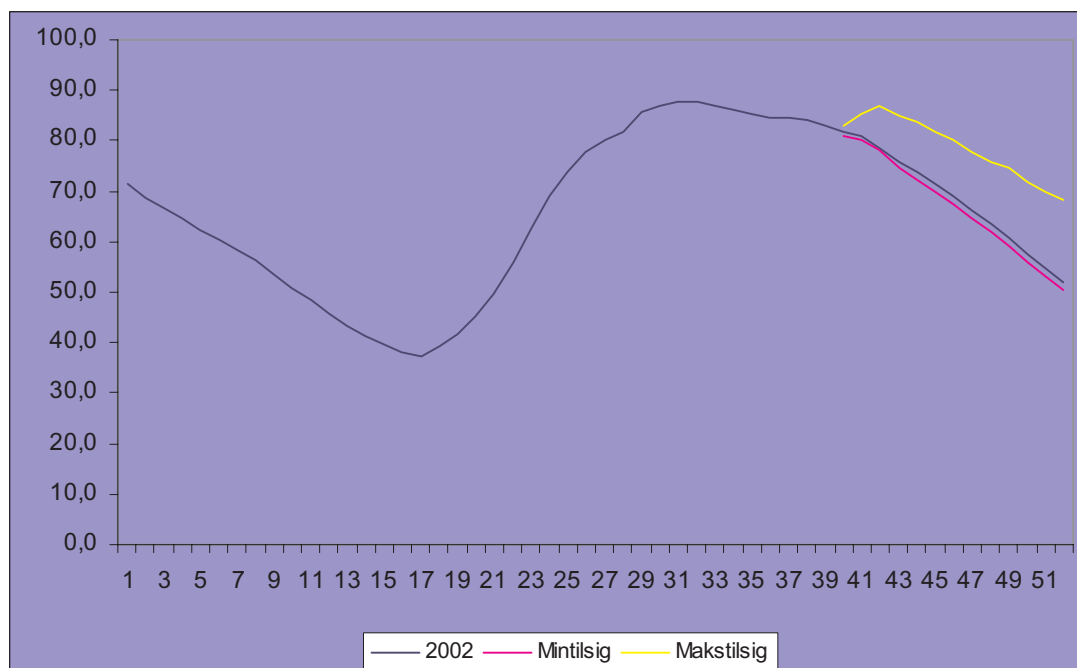
Etter hvert som høsten gikk, og regnet uteble, endret forventningene seg. I figur 1.7 har vi laget en tilsvarende sammenstilling av realisert magasinutvikling og maks- og minimumsutvikling som i figur 1.6, men denne gang med utgangspunkt i uke 40, altså 10 uker senere. Nå ligger den realiserte utviklingen omtrent på minimumsutviklingen, mens maksimumsutviklingen ligger betydelig høyere. En kunne altså med rimelighet forvente at tilsigene ville bli bedre enn de faktisk ble. Utviklingen ble så dårlig som det overhodet var mulighet å tenke seg. Sannsynligheten for at dette skulle skje, var meget lav – kun 0,5 prosent.

Dette kan forklare hvorfor produsentene opptrådte slik de gjorde. Frykten for flom gav støtet til en større produksjon enn normalt tidlig på høsten, og forventninger om at nedbøren ville komme, gjorde at produksjonsviljen holdt seg oppe selv om prisen faktisk skjøt i været.

Forventningene slo imidlertid ikke til. Når vannmagasinene viste en sterkt fallende tendens utover høsten, endret forventningene om fremtidig kraftbalanse seg gradvis, og terminprisen økte. Produsentene reduserte produksjonen, og spotprisen økte i takt med terminprisene. Betalingsvilligheten og etterspørselen i markedet var imidlertid høy, og derfor valgte produsentene fortsatt å produsere relativt mye. Etterhvert som ukene gikk, og regnet fortsatt uteble, steg både terminpriser og spotpriser kraftig. Utover vinteren stabiliserte tilsigene seg, etterspørselen var noe lavere enn normalt, og de termiske verkene i nabolandene holdt produksjonen høy.



Figur 1.7: Variasjon i magasinifylling sett fra uke 40, prosent av full kapasitet. (kilde: SSB/NVE)



Det har vært foreslått å innføre en ordning med minstekvantum i vannmagasinene, for å unngå en gjentakelse av situasjonen med vannmangel utover vinteren. Det er flere problemer med en slik løsning. For det første baserer den seg på en forutsetning om at produsentene selv ikke er i stand til å foreta en optimal disponering av vannressursene, noe som på ingen måte er opplagt.<sup>1</sup> For det andre er det en rekke praktiske problemer knyttet til en slik ordning. Det vil være vanskelig å sette grensen for hvor høy vannstand det skal være i magasinene. Det vil også være vanskelig å finne på hvilket tidspunkt grensen skulle gjelde fra. En slik regulering må dessuten innebære at vannstanden reguleres kontinuerlig, ellers forskyver man bare de ”problemene” man initialt vil rette opp. Endelig vil en slik grense virke forstyrrende på vanddisponeringen og dermed muligheten for å unngå tap ved at vann renner over magasinkanten når høstregnet slår til for fullt. I tillegg kommer at det er svært mange magasiner å regulere. Skal en regulere bare de store, og hvor skal eventuelt grensen settes for det enkelte magasin? Hvis en regulerer bare de store magasinene, vil ikke disse da selskapene som eier disse magasinene kunne påpeke konkurransemessig forskjellsbehandling? Det er altså på ingen måte klart at en ordning med minstekvantum i vannmagasinene alt i alt vil bidra til bedre vanddisponering.

#### PRISENE SOM INFORMASJONSBERERE

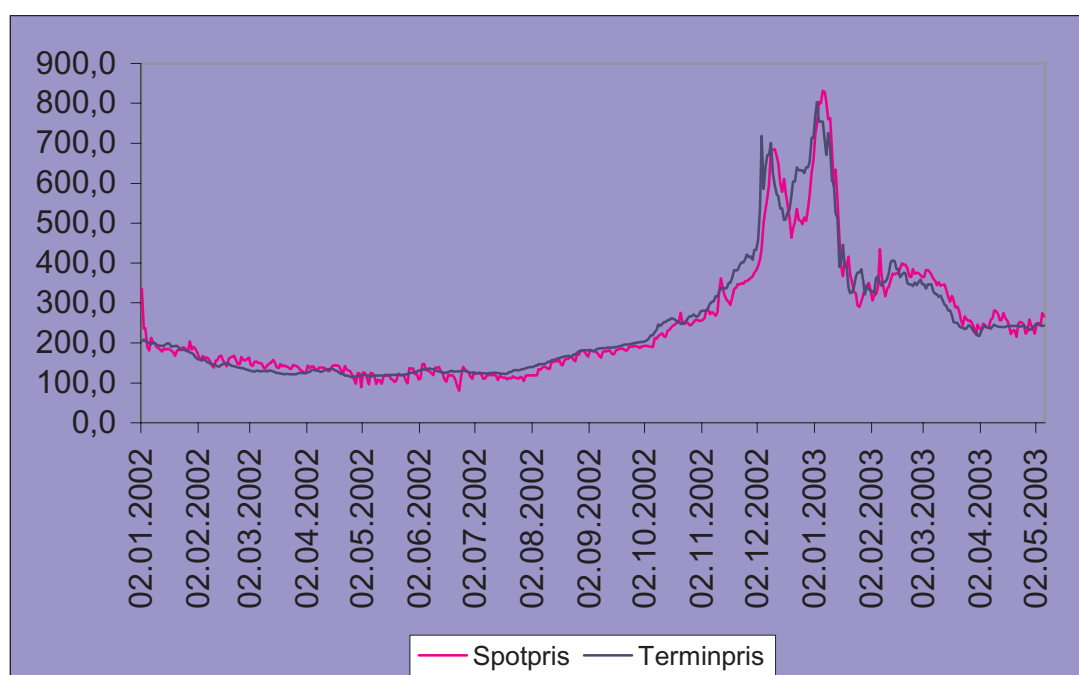
Vann i kraftmagasinene er en lagerressurs som kan disponeres over tid. Optimal disponering av vannet avhenger av verdien av fremtidige leveranser på ulike

<sup>1</sup> Som vist i for eksempel Førstund et al (2003) og Sørgard (2003), vil produsentene opptre på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte dersom konkurransen fungerer. Dersom produsentene utøver markedsrett, er det på prinsipielt grunnlag ikke mulig å si hvorvidt de vil øke produksjonen om sommeren for å drive vinterprisene i været, eller om de tvert imot vil velge å vri produksjonen fra sommeren mot vinteren. Hva produsentene i så fall vil velge, kan bare avgjøres basert på kjennskap til underliggende markedsforhold, som etterspørselens prisfølsomhet, kostnadene i varmekraftverk m.m.

tidspunkter. Det skjer en verdifastsettelse av fremtidige leveranser i terminmarkedet til den nordiske kraftbørsen Nord Pool. Der omsettes kontrakter for levering på fremtidige tidspunkter. Det finnes et stort antall ulike kontraktstyper, som dagskontrakter, ukeskontrakter, månedskontrakter, sesongkontrakter og årskontrakter.

I utgangspunktet skal verdien av fremtidskontraktene og dagens pris på kraft være tilnærmet like. Figur 1.8 viser sammenhengen mellom dagens spotpris og et tre måneders snitt av de fremtidige terminkontraktene notert i dag. Det fremgår at de to prisene følger hverandre, slik som teorien tilsier. Den gjennomsnittlige spotprisen i figuren er 24,1 øre/kWh, mens den gjennomsnittlige terminprisen er 24,4 øre/kWh. Variasjonen i de to variablene er også svært lik (standardavviket i forhold til gjennomsnittet er hhv. 14,5 og 14,9 øre/kWh).

Figur 1.8: Spotpris og 3-måneders terminpris 2002-03, kr/MWh (kilde: Nord Pool og SSB)



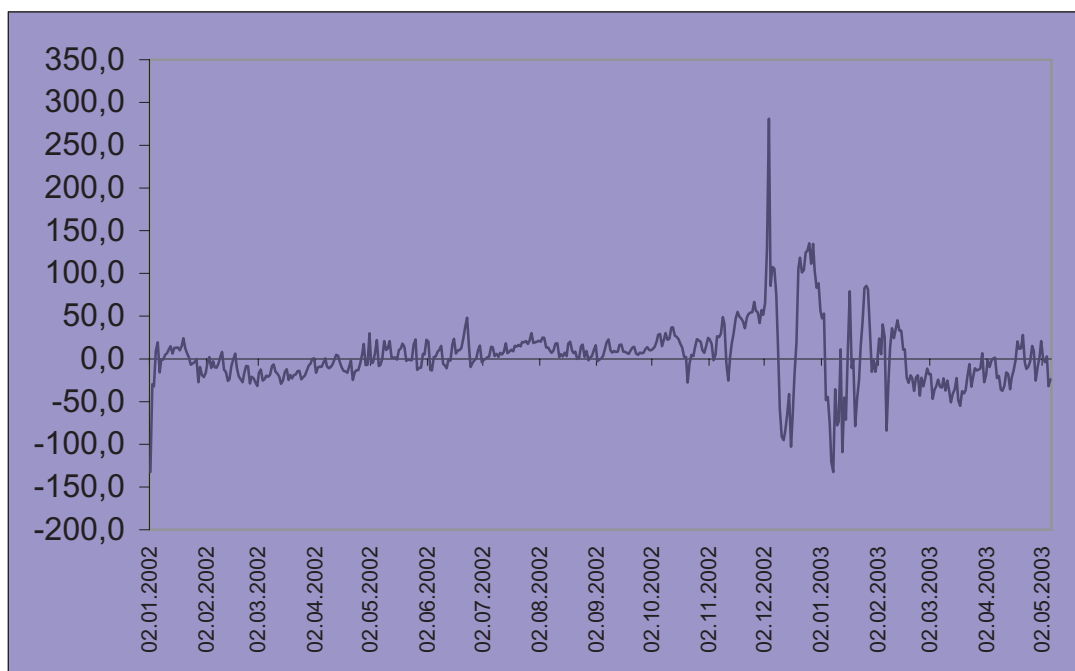
Den tette forbindelsen er imidlertid bare tilsynelatende, og selv om den langsiktige sammenhengen er klar, kan det oppstå vesentlige avvik i kortere perioder. Differansen mellom kurvene er fremstilt i figur 1.9. Den viser at selv om prisene er nært forbundet, er det til tider store differanser.

Helt frem til medio desember 2002 var det små forskjeller mellom spot- og terminprisene. Da oppstod det imidlertid ganske store forskjeller helt plutselig. For perioden 1. desember 2002 til 1. februar 2003 er det gjennomsnittlige avviket mellom spotpris og terminpris økt til 20 kr/MWh (eller 2 øre/kWh). Det mest slående er allikevel de store utslagene i både positiv og negativ retning, som i gjennomsnitt nesten oppveier hverandre.

Det første oppsvinget - 3.-9. desember 2002 - kan forklares med at aktørene opplevde usikkerheten som svært stor og økende. Det kom blant annet sterke signaler om at myndighetene ville gripe inn med rasjonering av markedet. Terminprisen falt så under spotprisen, men fikk et nytt oppsving i slutten av desember. Dette varte i 10

dager, før terminprisen igjen falt under spotprisen. Tilsvarende skjedde i slutten av januar, men da var utslagene mindre. Det er vanskelig å finne endringer i de fundamentale forholdene på kraftmarkedet som kan forklare de forskjellige utslagene. Medias oppmerksomhet og ulike informasjonsutspill kan ha bidratt til å påvirke et allerede stresset marked, men dette er vanskelig å påvise. Usikkerheten ble mindre etter hvert som våren nærmet seg.

Figur 1.9: Avvik mellom spotpris og 3-måneders terminpris, kr/MWh (kilde: Nord Pool og SSB)



Ole Gjørberg, Norges landbrukshøgskole, og Thore Johnsen, Norges Handelshøyskole, har gjennomført en undersøkelse av om avvikene mellom prisene i henholdsvis spot- og terminmarkedene har vært systematiske, og dermed har gitt grunnlag for arbitrasjemuligheter (Gjørberg og Johnsen, 2003). Analysen dekker perioden 1996 til sommeren 2003 og synes å vise at slike systematiske arbitrasjemuligheter finnes. Dette kan tyde på at markedet ikke fungerer effektivt.<sup>2</sup>

#### INVESTERINGER I NY KAPASITET

Siden elektrisitetmarkedet i Norge ble deregulert i 1991 har investeringene i ny produksjonskapasitet vært beskjedne. I 1991 var produksjonskapasiteten 114,3 TWh,

<sup>2</sup> Prisen i terminkontrakten skal i utgangspunktet være tilnærmet lik dagens spotpris. Hvis en terminkontrakt tre måneder frem i tid tilsier at prisen vil ligge på om lag på 30 øre/kWh, vil det være dårlig økonomi i å produsere kraft i dag til 20 øre/kWh, hvis man har lagerkapasitet til å lagre vannet i tre måneder. Det må imidlertid korrigeres for at man lider et rentetap ved å få pengene senere, for usikkerhet omkring tilsigs- og etterspørselsforhold, og for eventuelle lagerkostnader. Prissammenhengen skal gjelde under ideelle betingelser uten kapasitetsgrense i magasinene og restriksjoner på kabelkapasiteten som kan hindre overføring av vann (egentlig elektrisitet) mellom de ulike magasinene. I perioder av året kan også omfanget av elvekraft bryte forbindelsen mellom dagens spotpris og terminprisene. Usikkerheten kan selvsagt også variere over tid.

mens den i 2003 er omtrent 118,3 TWh.<sup>3</sup> I perioden 1991 til 2002 er det altså bygget ut en kapasitet på om lag 4 TWh, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig vekst på 0,3 prosent pr. år. Samtidig har den innenlandske elektrisitetsetterspørselen økt med 13 TWh, altså vesentlig mer enn produksjonskapasiteten.

Figur 1.10: Spotpris 1991-2002, årsgjennomsnitt, øre/kWh (kilde: Nord Pool og SSB)



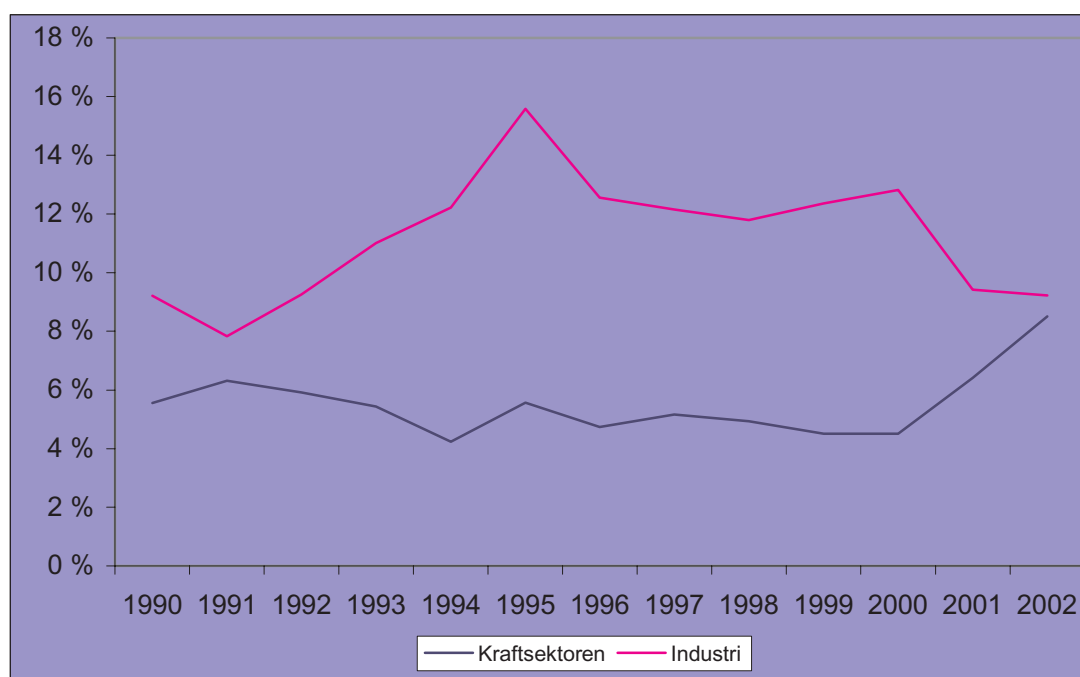
Hovedårsaken til den forsiktige utbyggingen er at prisen på kraft har vært lav i forhold til utbyggingskostnadene for ny kapasitet. Som det fremgår av figur 1.10, har spotprisen i en lang periode vært rundt 15 øre/kWh. Under "kraftkrisen" i 1996 var den oppe i 25 øre/kWh, men falt ned til under 15 øre/kWh igjen da magasinutfyllingen ble normal. I 2002 steg prisen igjen over 20 øre/kWh og i 2003 vil den antakelig ligge på om lag 30 øre/kWh. Når magasinutfyllingen igjen er normal, kan en forvente et fall fra dagens nivå.

De lave prisene har gitt en svært dårlig avkastning på investeringene i kraftsektoren, sammenlignet med den avkastningen en kunne oppnå ved investeringer i annen virksomhet. Mens avkastningen i industrien har vært 11 prosent i gjennomsnitt over denne perioden, har avkastningen i kraftsektoren bare vært 5,5 prosent (figur 1.11).<sup>4</sup>

<sup>3</sup> I 1999 ble anslaget for normalt tilsig til de norske vannkraftmagasinene oppjustert fra 113,3 TWh til 117,8 TWh på bakgrunn av ny informasjon om nedbørsituasjonen til disse magasinene. Kapasiteten for 1991 er justert for de nye nedbøranslagene. Etter de gamle nedbøranslagene var kapasiteten i 1991 108 TWh.

<sup>4</sup> Avkastningen er her målt som driftsresultat i forhold til den løpende kapitalverdien i sektoren slik denne måles i nasjonalregnskapet. Den løpende verdien av kapitalen er vurdert til nedskrevne gjenanskaffelseskostnader og er sammenlignbar på tvers av sektorer. Andre avkastningsbegrep er diskutert i Bøeng og Bye (1999). En kan også merke seg at i en næring basert på naturressurser, der en normalt vil bygge ut de billigste verkene først og deretter ta i bruk dyrere prosjekter etter hvert som prisene stiger, skal det oppstå en ekstra avkastning i de billigste verkene. Det er dette som kalles grunnrente. Grunnrenten i kraftsektoren skulle egentlig tilsi at avkastningen var høyere enn i alternativ virksomhet. Når den ikke er det, skyldes dette for stor utbygging på et tidligere tidspunkt. Fortsatt er det nesten ikke grunnrente i den norske kraftsektoren, se Bye og Fjærli (2003).

Figur 1.11: Kapitalavkastning i kraftforsyning og industri, 1990-2001 (kilde: SSB)



Nettvirksomheten er regulert, og selskapene får sette tariffene slik at de oppnår en avkastning på 7 prosent. I og med at den gjennomsnittlige avkastningen for hele kraftsektoren er lavere enn 7 prosent, innebærer det at avkastningen i selve kraftproduksjonen er enda lavere enn gjennomsnittet på 5,5 prosent. Dette er illustrert ved regnskapstall i figur 3.7.<sup>5</sup>

Figur 1.12: Rentabilitet i kraftproduksjon og nettvirksomhet, 1993-2001, prosent (kilde: SSB)

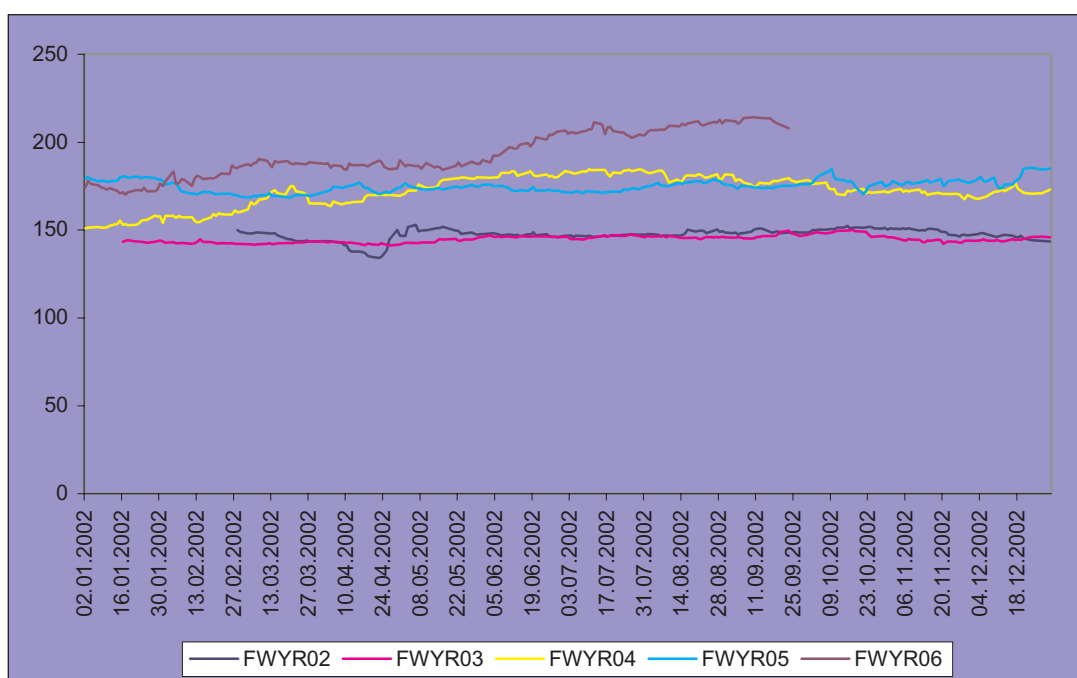


<sup>5</sup> Regnskapstall viser vanligvis en høyere avkastning enn nasjonalregnskapstallene, da kapitalen i regnskapene er regnskapsmessig avskrevne anskaffelseskostnader, se Bøeng og Bye (1999).

På Nord Pool noteres det priser på finansielle prissikringskontrakter tre år frem i tid (såkalte forwards). Disse prissikringskontraktene gir en god indikasjon på hvordan prisen på fysisk kraft vil utvikle seg fremover, og de gir dermed også en god indikasjon på om nyinvesteringer i bransjen vil være lønnsomme eller ikke. Figur 1.13 viser hvordan prisen på 3-årskontraktene har utviklet seg fra 1999 og frem til i dag. Kontraktstypen FWYR02 ble inngått i 1999 for levering i 2002 og viser således hva man i 1999 trodde om kraftprisen tre år frem i tid. Tilsvarende viser FWYR06 hva en i dag tror om kraftprisen i 2006. For de første årene ser vi at 3-årsvurderingene lå rundt 15 øre/kWh. Til sammenligning ble kostnadene ved gasskraftverk den gang vurdert til om lag 20 øre/kWh, se for eksempel NOU 1998: 21. Etter den tid har gassmarkedene i Europa utviklet seg og gasspriser har økt. Dermed øker også kostnadene ved gasskraftproduksjon.

Vi ser av figuren at den 3-årige terminprisen har økt over tid. For eksempel var vurderingen av prisbildet i 2005 i år 2002 om lag 18 øre/kWh. Gjennom 2003 har det fremtidige estimat på kraftprisen steget til nesten 21 øre/kWh i 2006. Det er naturlig at den stramme magasinbeholdningen vi har i 2003 også bidrar til å trekke opp vurderingen av fremtidige priser. Det virker imidlertid underlig at denne effekten skal heve 3-årsprisen så mye (fra 18 til 21 øre/kWh) i løpet av noen måneder. Det er derfor grunn til å tro at 3-årsprisen vil falle og fortsatt bli liggende under utbyggingskostnaden for ny kraft.

Figur 1.13: Pris i 3-årige terminkontrakter, øre/MWh (kilde: Nord Pool og SSB)



Vi ser altså at kapitalavkastningen både har vært og er lav. Avkastningen for de nærmeste tre årene vurderes også så lav at ny utbygging ikke er lønnsom. Det er ingen grunn til å tro at markedet gir gale eller utilstrekkelige signaler til ny utbygging av

produksjonskapasitet. Tvert imot virker det som liten utbygging nettopp er en konsekvens av de entydige signalene om manglende lønnsomhet.<sup>6</sup>

Fra politisk hold vurderes det tiltak for å sikre ny utbygging. Om dette skulle innebære kapasitetsøkninger i et betydelig omfang, vil det presse prisene og dermed ytterligere bidra til å redusere lønnsomheten av nyinvesteringer. Slike tiltak vil derfor komme til erstatning for markedsbasert utbygging.

I tillegg til at prisen er for lav til å gi ny utbygging, er det betydelig usikkerhet omkring fremtidige rammebetingelser for utbyggingsprosjekter. Det er for eksempel usikkerhet om hvorvidt kvoteordninger for utslipp av klimagasser vil omfatte gasskraftprosjekter. Dette skaper usikkerhet om hva en eventuell kvotepris og totalkostnaden for gasskraftprosjekter vil bli. Denne usikkerheten bidrar til ytterligere forsiktighet med ny utbygging. Usikkerhet omkring konsesjonsvilkår vil bidra i samme retning. Det samme gjelder en eventuell innføring av grønne sertifikater. Amundsen og Mortensen (2002) og Bye (2003) viser at slike sertifikater vil redusere kraftprisene og dermed redusere incitamentet til å investere i tradisjonelle teknologier (hvilket jo for så vidt er hensikten).

Det er nylig gjennomført en serie studier av lønnsomheten ved å bygge ut nettkapasiteten mellom Norge og Storbritannia, se for eksempel Aune (2003). Beregningene leder til noe ulike resultater, men samlet sett har myndighetene konkludert med at en slik forbindelse ikke gir samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Vi kommer tilbake til betydningen av overføringsforbindelser for markedets funksjonsmåte i kapittel 3.

---

## KRAFTETTERSPOERSELEN

---

Etterspørselen etter elektrisitet avhenger av de priser sluttbrukerne må betale. Sluttbrukerprisene avhenger igjen av engrosmarkedsprisene, men også av overføringstariffer og avgifter. Hvor stor andel selve kraftprisen utgjør av sluttbrukerprisen, varierer mellom kundegruppene. Nedenfor ser vi først på hvordan sluttbrukerprisene utviklet seg i 2002-2003. Deretter analyserer vi hvilke virkninger prisendringene hadde for etterspørselen til de ulike gruppene.

## KRAFTPRISER

Spotprisen uttrykker den løpende verdien av kraft. Imidlertid foretar mange kunder en sikring av prisene, for eksempel gjennom fastpriskontrakter over ett eller flere år. Også de såkalte variabelpriskontraktene innbærer en viss form for prissikring, ettersom prisene i disse kontraktene justeres sjeldnere enn spotprisen, gjerne hver måned i perioder der spotprisen endres raskt (se imidlertid nedenfor, samt kapittel 2, for en nærmere diskusjon).

I perioder vil spotprisen kunne ligge over prisen i fastkontrakter og variable kontrakter, særlig i begynnelsen av en prisoppgang. Dette skjedde gjennom høsten 2002. Etter hvert vil kontraktsprisene (både fast og variabel) endres i henhold til

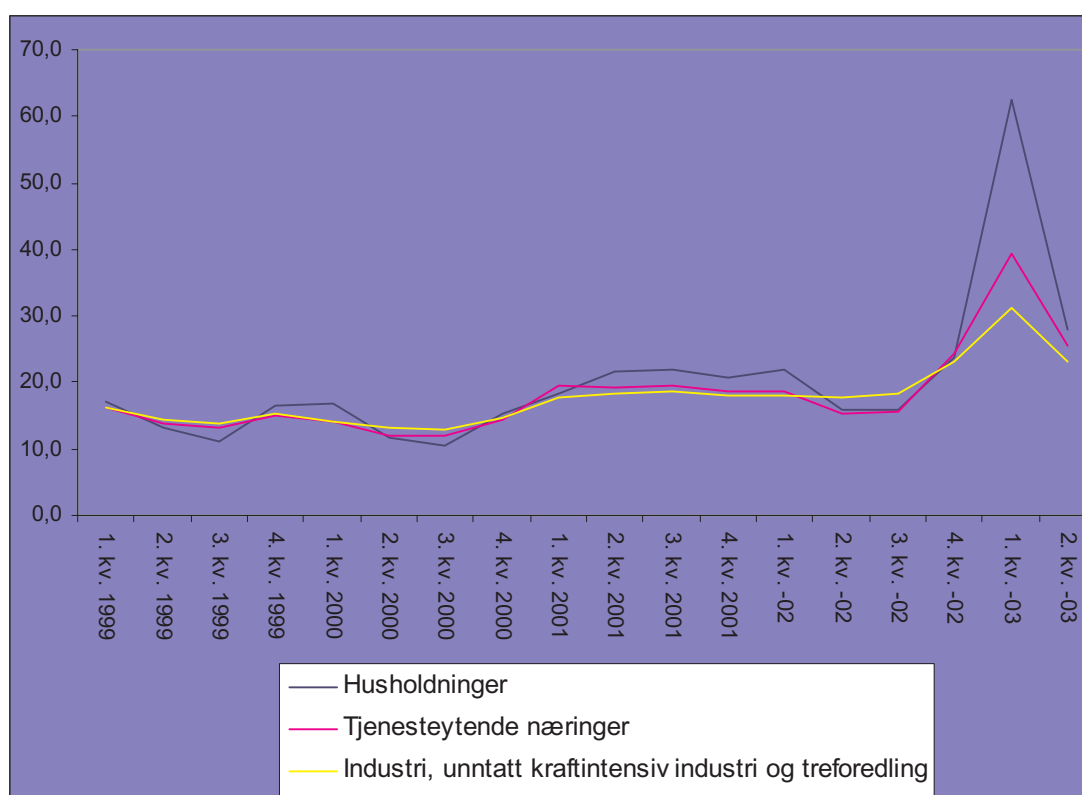
---

<sup>6</sup> Vi understreker at dette gjelder kraftproduksjon og ikke nettvirksomheten, der prisene er regulerte og avkastningen pr. forutsetning skal være tilstrekkelig til å gjøre nødvendige investeringer lønnsomme.

forventningene om endringer i markedsprisene. Når så spotprisene igjen faller drastisk, slik som gjennom våren 2003, vil kontraktsprisene ofte bli liggende over spotprisen.

Figur 1.14 viser utviklingen i de gjennomsnittlige sluttbrukerprisene fra 3. kvartal i 2002 til og med 2. kvartal i 2003.<sup>7</sup> Sluttbrukerprisene for elektrisk kraft var forholdsvis lave i 3. kvartal 2002, både sammenlignet med prisene tidligere dette året og med prisene i 2001. Prisene var riktignok en del høyere enn i 2000, da prisen på elektrisk kraft var veldig lav, blant annet som følge av uvanlig stort tilsig til magasinene og påfølgende rekordhøy kraftproduksjon. Mange av kontraktene til spesielt husholdninger og tjenesteytende næringer er dominert av spotprisene eller såkalte variable priser.

Figur 1.14: Gjennomsnittlige priser på elektrisk kraft, eksklusiv avgifter og nettleie, alle typer kontrakter, 1. kvartal 1999 – 2. kvartal 2003, øre/kWh (kilde: SSB)



Det er en viss treghet i tilpasningen mellom variabelpriskontraktene og utviklingen i prisene i spotmarkedet. Det kan bety at de lave prisene i spotmarkedet sommeren 2002 ikke slo fullt ut i kontraktene før ved slutten av 3. kvartal. Først når prisene i markedet hadde steget en stund, endret forventningene til de fremtidige prisene seg, slik at prisene i de variable kontraktene ikke bare tok igjen spotprisen, men også ble liggende over.

Det fremgår at alle brukergrupper ble rammet av de sterkt stigende prisene. Industriens priser fra 4. kvartal 2002 til og med 2. kvartal 2003 var om lag 50 prosent høyere enn gjennomsnittet for tilsvarende kvartaler året før, mens prisene til privat

<sup>7</sup> Statistikken over kvartalspriser er basert på måling en uke midt i kvartalet. Ved store endringer i prisene kan dermed nivåforskjellene bli noe tilfeldige. Utviklingen i grove trekk beskrives bedre.



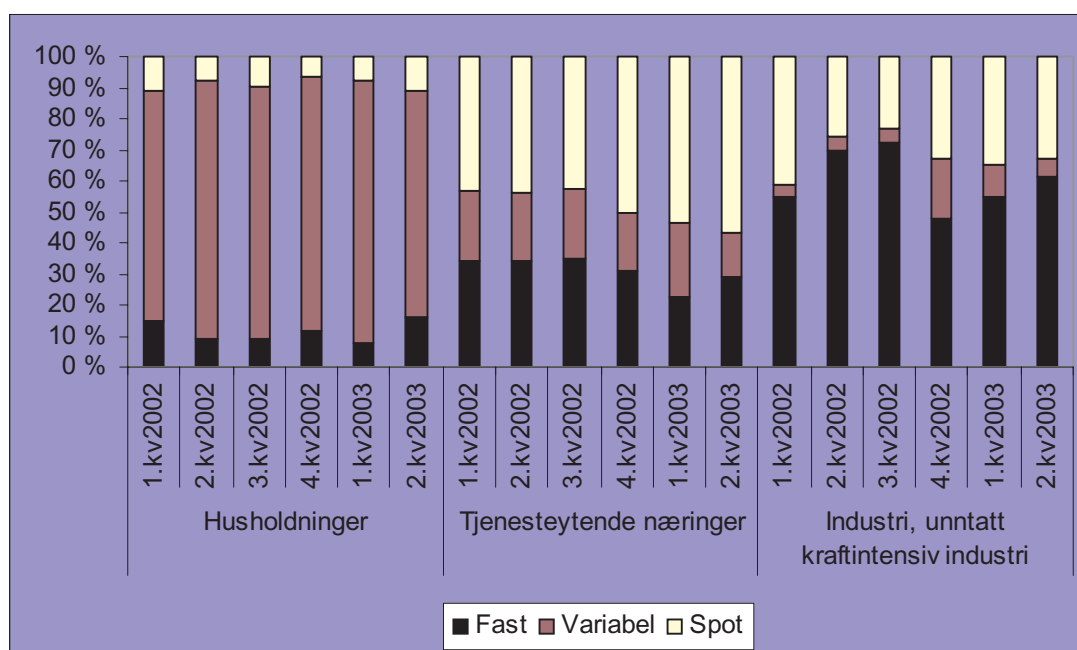
tjenesteytring var om lag dobbelt så høye, og prisene til husholdninger tre ganger så høye som året før. Dette gjenspeiler at industrien har et stort innslag av faste kontrakter, tjenesteyting bare et visst innslag, mens om lag 90 prosent av husholdningene er eksponert for løpende priser gjennom variabelpriskontrakter.

#### FORDELING PÅ KONTRAKTSTYPER

De fleste kraftselskapene har tilbud om fastpriskontrakter. Prisen i disse kontraktene er basert dels på dagens prisnivå og dels på forventningene om prisene fremover. Ved en fastpriskontrakt overtar kraftleverandøren en del av usikkerheten om prisutviklingen, mot et tillegg i prisen. Normalt vil derfor fastpriskontrakter ha en pris som ligger over den gjennomsnittlige spotprisen (se nedenfor i figur 1.15). Dersom spotprisene utvikler seg på en annen måte enn forventet, kan imidlertid fastprisen bli liggende under spotprisen i perioder. Det skjedde for eksempel i fjor høst og vinter. De avveininger som ligger til grunn for valg mellom fastpris- og variabelpriskontrakter, er tilsvarende de som ligger til grunn for valg mellom faste og flytende renter i lånemarkedene.

Vurdert i ettertid er det lett å se at det for de fleste forbrukergrupper hadde vært svært lønnsomt å binde seg til faste priskontrakter i juni/juli 2002. Sommeren 2002 kunne man for eksempel inngå fastpriskontrakter hos mange kraftleverandører (med 1-2 års varighet) til rundt 20 øre/kWh. Nå var det imidlertid ikke så mange som inngikk fastpriskontrakter på dette tidspunktet. Det kan skyldes flere forhold. For det første hadde det over en lengre periode vært lønnsomt å ha spot- eller variabelpriskontrakt, sammenlignet med fastpriskontrakt (se nedenfor). For det andre var forventningene til produsentene at prisene ville utvikle seg normalt. Når prisene begynte å stige høsten 2002, var det for sent å inngå fastpriskontrakt. Fastpriskontraktene ble justert i forhold til utviklingen i spotprisene, og mange forventet at de kanskje ble justert i overkant. Altså ble de fleste værende på variabelpris- eller spotkontrakt.

Figur 1.15: Fordeling av kontraktstyper, prosent (kilde: SSB)



Den kvartalsvise kraftprisstatistikken til Statistisk sentralbyrå, som er basert på et utvalg av elektrisitetsverk, viser at fastpriskontrakter er relativt lite utbredt blant husholdninger. I 12-månedersperioden fra 3. kvartal 2002 til og med 2. kvartal 2003 ble i gjennomsnitt 11 prosent av husholdningenes kraftkjøp gjort gjennom fastprisavtaler. Det var imidlertid en økning i denne typen kontrakter, fra 6 prosent i 3. kvartal 2002 til 16 prosent i 2. kvartal 2003. Denne økningen henger nok nært sammen med erfaringene med svært svingende og høye priser sist vinter. Det har vært stor oppmerksomhet i media om valg av strømkontrakter, med fokus på at de som hadde spot- eller variabelpriskontrakt, måtte svi for de høye prisene i markedet. Tidspunktet for å gå over fra flytende til fastpris var imidlertid neppe den mest gunstige sist høst eller vinter. Fastprisavtalene inngått i første halvår 2003, er antagelig svært høyt priset i forhold til en nøytral vurdering av fremtidige prisforhold.

Standard variabel kraftpris er fortsatt den klart vanligste kontraktstypen for husholdninger. Gjennom hele 2002 og frem til 1. kvartal i 2003 var denne kontraktstypen økende, fra en andel på 74 prosent i 1. kvartal 2002 til 85 prosent i 1. kvartal 2003. Spotkontraktsandelen var 11 prosent i 1. kvartal 2002 og svingte så fra 8 prosent i 2. kvartal til 10 prosent i 3. kvartal, for så å falle igjen til 7 prosent i siste kvartal 2002 og 1. kvartal 2003. I 2. kvartal 2003 var spotkontraktsandelen igjen oppe på 11 prosent. Fastpriskontraktene varierte også mye, fra en 15 prosents andel i 1. kvartal 2002 til en 9 prosents andel om sommeren. Deretter svingte fastprisandelen fra 12 til 8 og så opp til 16 prosent i 2. kvartal 2003.

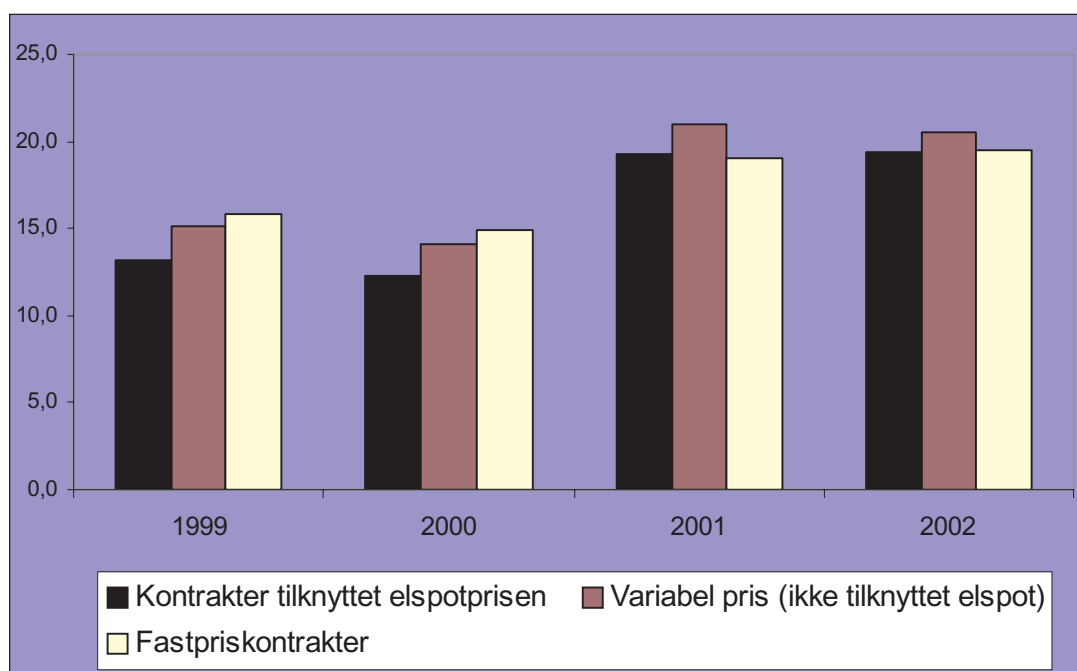
I ettertid kan en konstatere at det er vanskelig å velge rett tidspunkt for overgangen fra en kontraktstype til en annen. Fastkontraktsandelen gikk kraftig ned i en periode der det var gunstig, vurdert i ettertid, å inngå slike kontrakter. Gjennom våren 2003 ser det ut som endringen først og fremst har bestått i en overgang fra variabelpriskontrakt til fastpriskontrakt. Denne utviklingen tyder på en viss frykt for at prisutviklingen sist vinter skal gjenta seg også for kommende vinter. Basert på normale forventninger skulle en ha ventet med å inngå fastpriskontrakter til prisene hadde falt fra det høye nivået våren 2003 til senere på sommeren. Gjennom våren 2003 var det mest lønnsomt å ha spotkontrakt, da prisene i både variabelpriskontraktene og fastpriskontrakten ble hengende etter fallet i spotprisene (se SSB, 2003).

Næringslivet har en helt annen fordeling av kraftkontrakter enn husholdningene. For tjenesteytende næringer er det vanlig med kontrakter med fleksible priser, først og fremst spotkontrakter, men også variabelpriskontrakter. Omtrent 65 prosent av kraften til tjenesteytende næringer ble omsatt gjennom slike kontrakter de tre første kvartalene i 2002. Deretter øker andelen til 70 prosent ved årsskiftet og videre til 78 prosent i 1. kvartal 2003. I 2. kvartal faller den igjen til noe over 70 prosent. Det har vært en nedgang i omfanget av variabelpriskontrakter med 7,5 prosent og en oppgang i omfanget av spotkontrakter på 10 prosent. Det synes som tjenesteytende næringer dermed har truffet den lønnsomme overgangen fra variabelpris til spotpris gjennom våren 2003 i noe større grad enn husholdningene. En del av de tjenesteytende næringene har imidlertid også gått over til fastpriskontrakter på ugunstige tider, noe som formodentlig må forklares med den store usikkerheten omkring prisutviklingen i disse periodene.

For industrien er det mest vanlig med fastpriskontrakter. Fastkontraktsandelen varierer fra knapt 50 prosent til vel 70 prosent gjennom perioden.<sup>8</sup> Industrien synes å ha truffet godt med inngåelsen av fastpriskontrakter, gitt at andelen var spesielt høy i 2. og 3. kvartal 2002. Deretter falt fastkontraktandelen kraftig, antakelig i takt med forfall av kontraktene. Det synes dermed som industrien er den av de tre gruppene som har utnyttet prisinformasjonen mest effektivt.

Figur 1.16 viser utviklingen i gjennomsnittlige priser for de ulike kontraktstypene de siste årene. Spotpris har vært det gunstigste alternativet i alle år, også i 2002. Variabelpriskontraktene har vært det dårligste alternativet. Hvorfor har da husholdningene i så stor utstrekning valgt dette alternativet? Det henger nok sammen med flere forhold. For det første er det fremdeles svært mange husholdninger som aldri har skiftet hverken kontraktstype eller leverandør, og som nok opplever markedet som vanskelig og uoversiktlig. For det andre er standard variabelpriskontrakten den eneste kontraktstypen det er blitt gitt systematisk informasjon om på Konkurransetilsynets hjemmesider. Konkurransetilsynet gir fra og med høsten 2003 informasjon også om spot- og fastpriskontrakter.

Figur 1.16: Gjennomsnittlig strømpris for husholdninger, eksklusive avgifter (kilde: SSB)



Informasjon om spotprisen er tilgjengelig i mange aviser, men spotkontrakter er antakelig av mange blitt oppfattet som mer risikable. Det siste er i stor grad basert på en misforståelse. Riktignok varierer spotprisen fra time til time, men en vanlig forbruker betaler en pris som tilsvarer gjennomsnitt av spotprisen ( gjerne over et kvartal). Det er bare de forbrukere som har installert målere som registrerer forbruket

<sup>8</sup> Tallene inkluderer ikke kraftkrevende industri og treforedling, som i all hovedsak kjøper kraft gjennom fastpriskontrakter eller til priser som ikke er markedsbestemte.

fra time til time, som er direkte utsatt for svingningene i spotprisen.<sup>9</sup> På den annen side har slike forbrukere muligheten til å tilpasse sitt forbruk til den løpende prisen. Den muligheten har ikke de øvrige forbrukerne, i og med at prisen blir beregnet i forhold til en gjennomsnittlig forbruksprofil og ikke i forhold til det faktiske forbruket time for time.

Når det gjelder fastpriskontrakter, er det for så vidt ikke overraskende at en del kunder vil velge slike kontrakter, selv om prisen de betaler er noe høyere enn i kontrakter med mer fleksibel pris. Mange forbrukere ønsker forutsigbarhet. Slik disse kontraktene er utformet i dag, er de å betrakte som en form for tilgangskontrakt, der man til en avtalt pris kan kjøpe så stort volum man ønsker. Et problem med denne typen kontrakter er at de demper markedets prissignaler og således reduserer markedets fleksibilitet. Flexibilitet på etterspørselssiden er viktig, særlig i et vannkraftsystem som det norske, der krafttilgangen varierer så meget over tid. Når kundene velger fastpriskontrakter, blir de ikke utsatt for de løpende prissvingninger og vil derfor ha mindre incitament til å tilpasse seg den faktiske krafttilgangen. Det får to typer konsekvenser. For det første vil prisene måtte svinge enda mer, for å få til de nødvendige justeringer i forbruket. For det andre vil prisene i gjennomsnitt måtte stige, for å stimulere til den kapasitetsøkning som er nødvendig for å dekke et mindre fleksibelt forbruk.

Ideelt sett bør prissikring skje på en måte som ikke forstyrrer prissignalene og dermed incitamentene til å tilpasse forbruket til krafttilgangen. Det kan gjøres på flere måter, enten ved å kombinere finansielle prissikringskontrakter med fysiske kraftkontrakter med fleksibel pris, eller ved kontrakter som kombinerer både prissikring og fysiske leveranser. Hovedprinsippet er i begge tilfeller at kundens totalregning beskyttes mot svingninger, samtidig som variasjoner i forbruket avregnes til den løpende markedsprisen. På den måten oppnår kunden økonomisk forutsigbarhet, samtidig som en opprettholder incitamentene til å spare strøm når det er lite av den. Vi kommer tilbake til denne problemstillingen i kapittel 2, der vi også diskuterer de konkurransemessige implikasjoner av kundenes valg av kontrakter.

#### HUSHOLDNINGSPRISER

Foreløpige tall fra den kvartalsvise kraftprisstatistikken<sup>10</sup> viser at gjennomsnittlig strømpris for husholdninger for 2002 var 20,3 øre/kWh. Da den kvartalsvise kraftprisstatistikken ikke fanger opp prisøkningen de siste ukene av 2002, er trolig gjennomsnittsprisen for fjoråret noe høyere enn dette. Likevel er altså gjennomsnittsprisen over året knapt høyere i 2002 enn i 2001. Dette skyldes at første halvår var preget av svært lave priser som fullt ut oppveide de høye prisene siste halvår. Kraftprisoversikten fra Konkurransetilsynet viser at flere av leverandørene satte opp

---

<sup>9</sup> Timesmåling betyr at målerstanden, eller forbruket, registreres hos leverandøren kontinuerlig. Dette sikrer at man får registrert faktisk forbruk i forhold til enhver tid gjeldende priser. Profilmåling derimot, er basert på kvartalsvis avlesning. Alle forbrukere får da en profil for sitt forbruk som er lik profilen på det samlede uttaket fra leverandøren. Individuelle variasjoner i forbruket vil altså ikke slå ut på den gjennomsnittsprisen man betaler. Dette får betydning for de som har en liten andel av sitt forbruk i høypriperioder (for eksempel fordi de er bortreist).

<sup>10</sup> Måleperioden for den kvartalsvise kraftprisstatistikken er en uke pr. kvartal, der uken velges slik at den inkluderer den 8. i den midterste måneden av kvartalet. I perioder med sterkt stigende (som høsten 2002) eller sterkt fallende priser (som våren 2003) kan dermed denne statistikken gi et skjevt bilde av den gjennomsnittlige prisen for gjeldende kvartal.

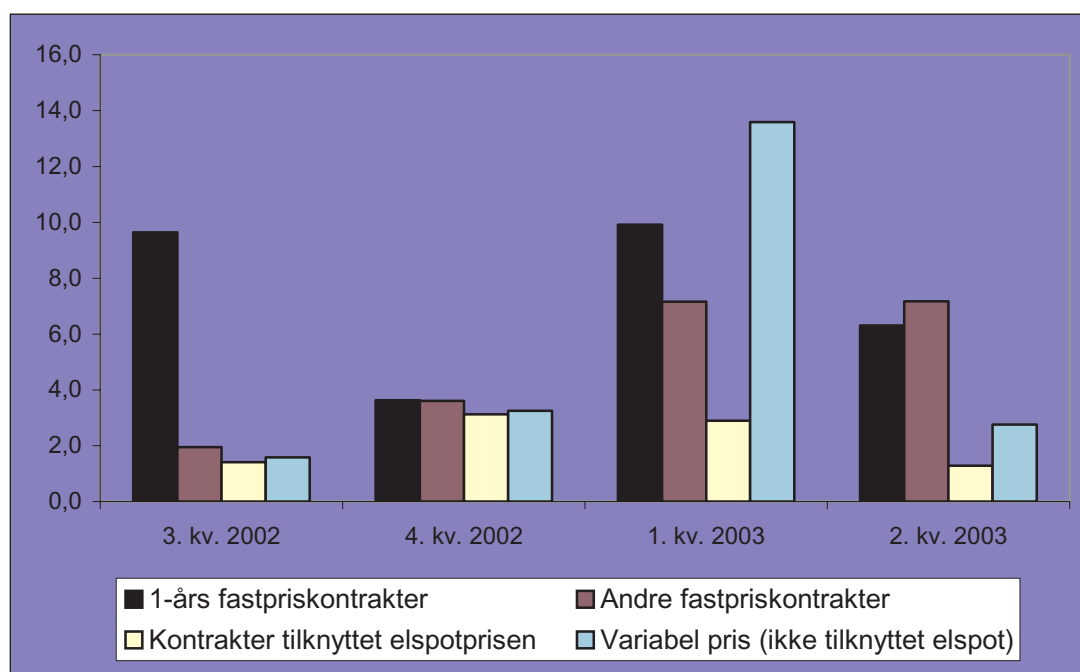
prisene først de siste 2-3 ukene av året, slik at virkningen på gjennomsnittet over året ble begrenset.

Gjennomsnittlig strømpris for husholdninger inklusive avgifter var i 2002 35,7 øre/kWh. Forbruksavgift på elektrisk kraft utgjorde 9,3 øre/kWh og merverdiavgiften 6,1 øre/kWh. Avgiftene utgjorde altså 43,1 prosent av strømprisen. Det er fritak for forbruksavgift i Nord-Troms og Finnmark og fritak for merverdiavgift i Nordland, Troms og Finnmark. I tillegg til selve strømprisen kommer overføringstariffer, som inklusive moms utgjør om lag 25 øre/kWh.

#### VARIASJON I KRAFTPRISENE

I tillegg til at det sist vinter var store prisforskjeller i gjennomsnittlig strømpris for de ulike kontraktstypene, var det også større forskjeller enn vanlig i prisene mellom de ulike strømleverandørene. Det skyldes i stor grad store svingninger i spot- og terminmarkedene i kombinasjon med ulikt tidsetterslep for sluttbrukerprisene. Ikke alle leverandørene lot økte spot- og terminpriser slå like raskt ut i sluttbrukerprisen, på samme måte som ikke alle var like raske til å redusere sluttbrukerprisene når spot- og terminprisene falt.

Figur 1.17: Standardavvik for kraftpriser til husholdninger, øre/kWh (kilde: SSB)



I figur 1.17 er vist spredningen i prisene til husholdninger mellom leverandørene, målt ved det såkalte standardavviket til strømprisen eksklusive nettleie og avgifter. For kontrakter med variabel pris var spredningen klart størst i 1. kvartal 2003. For denne typen kontrakter har standardavviket de siste årene ligget på om lag 1-1,5 øre/kWh, mens det økte til 3,2 øre/kWh i 4. kvartal 2002 og 13,6 øre/kWh i 1. kvartal 2003. Selv om situasjonen normaliserte seg noe i 2. kvartal 2003, var det fortsatt større spredning i prisene enn vanlig.

Den økte spredningen skyldes antakelig en kombinasjon av økte forskjeller i pristilbudene og en økt forsiktighet med å skifte leverandør i det svært volatile og

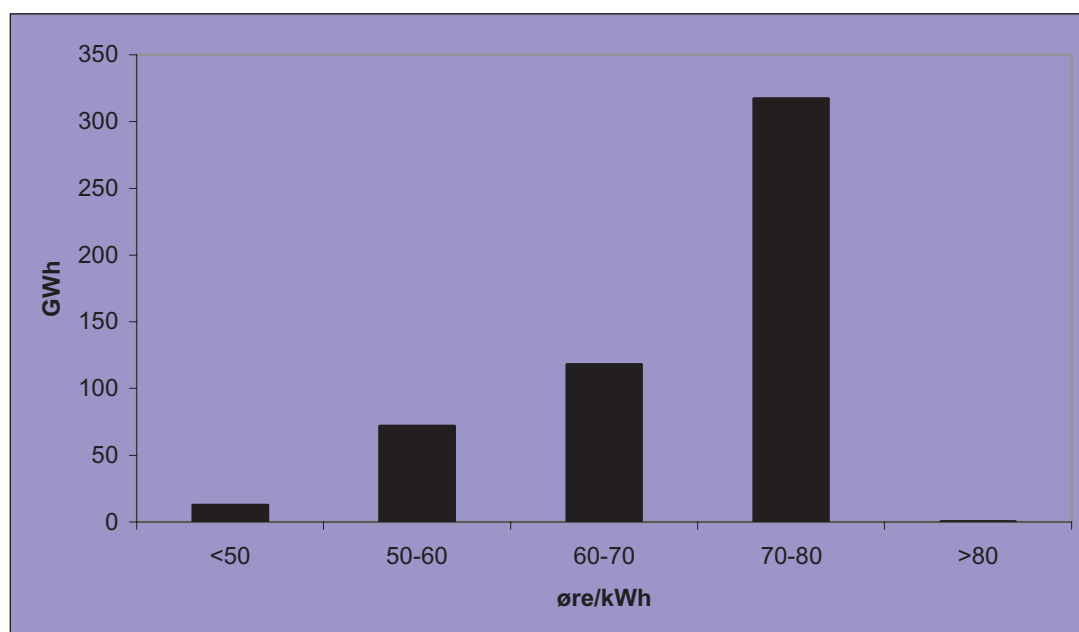
usikre markedet sist vinter. Dette antyder at det burde være et potensial for økt informasjon og økt konkurranse i dette markedet (se for øvrig kapittel 2).

Standardavviket for kontrakter tilknyttet spotprisen er vanligvis lavere enn for andre kontraktstyper. Det vil si at strømprisene her til enhver tid er mer like mellom leverandørene (selv om prisene naturligvis kan svinge over tid). Dette er naturlig, i og med at de fleste kundene betaler spotpris med et fast påslag. Det var allikevel noe større spredning i leverandørprisene da spotprisen var som høyest. Dette kan ha sammenheng med at noen kunder har kontrakter som inneholder et element av prissikring (pristak) i kontraktene. Disse kundene betalte derfor en lavere pris enn de øvrige kunder med spotpriskontrakt når spotprisen var høy.

I 1. kvartal 2003 var spredningen i de priser husholdningene betalte for levering i henhold til fastpriskontrakter, høyere enn for leveranser i henhold til variabelpriskontrakter, noe som er uvanlig. Det skyldes blant annet at fastpriskontraktene har forskjellig lengde, og at de er inngått på forskjellige tidspunkter der man har ulik informasjon og forventninger med hensyn til faktorer som påvirker tilbud og etterspørsel etter elektrisitet. Sammenligner man derimot leverandørens tilbud på et gitt tidspunkt, blir resultatet ofte det motsatte; pristilbudene varierer mindre for fastpriskontrakter enn for variabelpriskontrakter. Vi kommer tilbake til dette i kapittel 2.

Figur 1.18 viser kraftprisene til husholdninger slik de fremkommer i den kvartalsvise prisstatistikk til Statistisk sentralbyrå. Prisen er eksklusive avgifter og overføring. Vi ser her at om lag 60 prosent av husholdningene hadde priser på 70-80 øre/kWh. I underkant av 30 prosent hadde priser på 60-70 øre/kWh og resten hadde priser under 60 øre/kWh. I vurderingen må en ta hensyn til at kvartalsstatistikken gjelder en uke midt i kvartalet, slik at den ikke uten videre kan sammenlignes med gjennomsnittlig spotpris. Det fremgår imidlertid at det er store forskjeller i prisene i den perioden der prisen i engrosmarkedet falt dramatisk (fra 83 til 25 øre/kWh).

Figur 1.18: Priser på elektrisk kraft til husholdninger i variabelpriskontrakter, eksklusive avgifter, 1. kvartal 2003, GWh innenfor prisintervaller i øre/kWh (kilde: SSB)

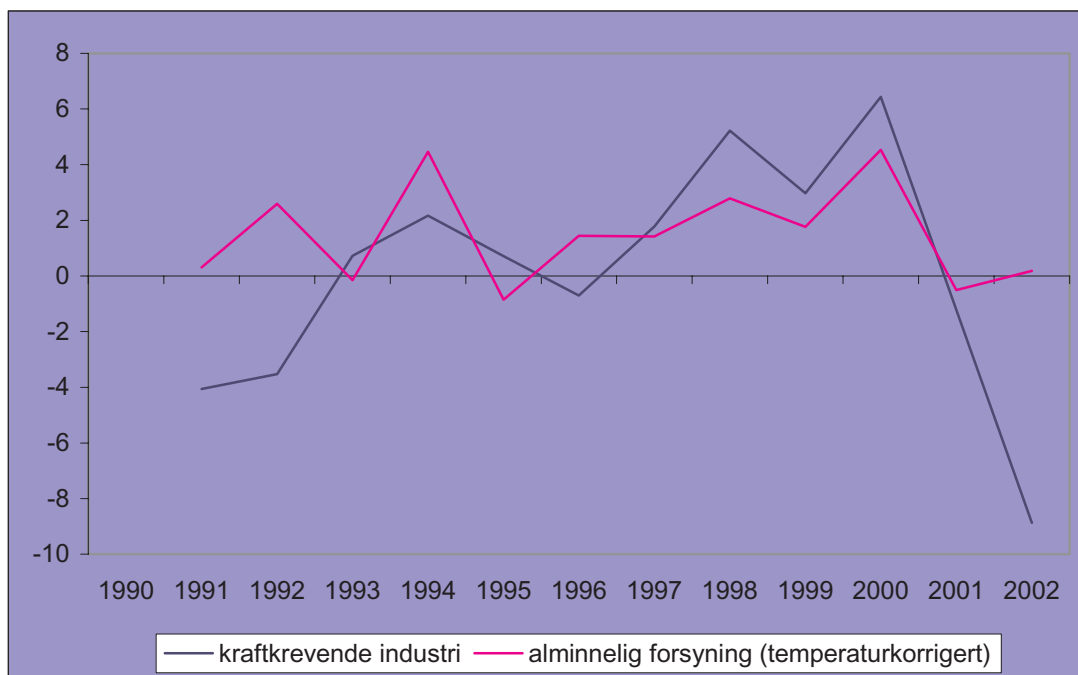


## NOEN HOVEDTREKK VED ETTERSPOERSELEN

Etterspørselen etter elektrisitet kan grovt sett deles inn i tre forskjellige markedssegmenter; det meget fleksible kjelemarkedet, det i utgangspunktet svært lite fleksible kontraktmarkedet for den kraftintensive industrien, samt resten, som er lite fleksibelt på kort sikt. I utgangspunktet er den kraftintensive industrien lite fleksibel når teknologi først er valgt. Det er ingen mulighet for å benytte andre energityper til for eksempel aluminiumsmelting, som baserer seg på elektrolyse. Flexibilitet i form av nedstenging er også liten ved normale prisendringer. Det skyldes at start- og stoppkostnadene er store i forhold til de normalt små prisendringene på elektrisitet. Ved store prisendringer, slik som vi opplevde vinteren 2002, kan situasjonen være annerledes. Det skal vi komme tilbake til.

Netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning har de siste ti årene vokst med i gjennomsnitt 1,5 prosent pr. år. Det har imidlertid vært en utvikling med store variasjoner i de årlige vekstratene for temperaturkorrigert forbruk (figur 1.19). I utgangspunktet varierer absolutt forbruk enda mer, og det kan være grunn til å anta at temperaturkorrigeringsmodellene ikke fanger opp og kan korrigere tilstrekkelig for temperaturmessige variasjoner. Ellers er det særlig konjunktursvingninger som gjør at forbruket varierer over tid.

Figur 1.19: Årlige vekstrater elektrisitetsforbruk, alminnelig forsyning (kilde: SSB)



For den kraftintensive industrien er temperaturmessige forhold mindre avgjørende, og variasjonene i kraftforbruket skyldes stort sett konjunkturmessige forhold. Det er et nært samsvar mellom bevegelsen i de årlige vekstratene for alminnelig forsyning og kraftintensiv industri, med den forskjell at utslagene for den kraftintensive industrien er vesentlig større. Spesielt ser vi dette i 2002, der det var en nedgang på 8,7 prosent i forbruket i kraftintensiv industri. Selv om en stor del av dette skyldes konjunkturmessige forhold, vet vi at flere bedrifter innenfor disse bransjene stengte ned



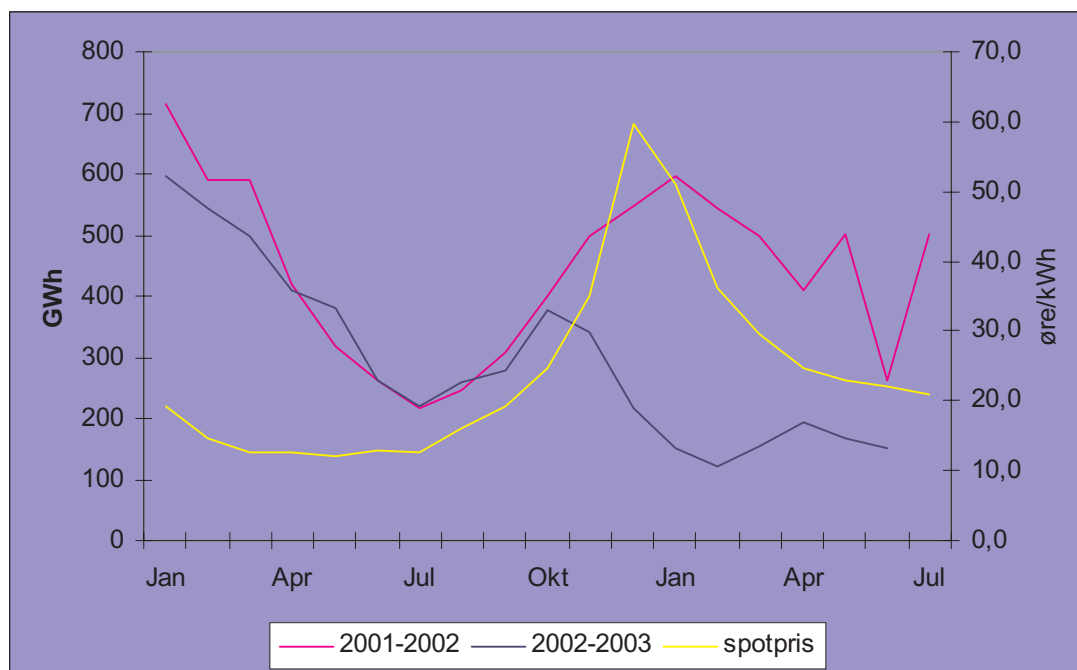
eller reduserte produksjonen på grunn av de sterkt økende kraftprisene. Det er også interessant å merke seg at vekstratene var negative både i 2002, i 1995-1996 og i 1994. Det var alle år med anstrengte forsyningsforhold i kraftbransjen.

Produksjonstall og foreløpige elektrisitetsforbrukstall er dessverre på et for aggregert nivå til at det er mulig å skjelne mellom ulike forklaringsfaktorer i detalj. Med utgangspunkt i det tallmaterialet som finnes, skal vi allikevel analysere utviklingen i elektrisitetsforbruket for enkeltsektorer.

#### MARKEDSRESPONS - KJELEMARKEDET

Kjelemarkedet har siden energimarkedet ble deregulert i 1991 variert mellom 4,5 og 8,3 TWh pr. år. Etterspørselen var høyest de første årene etter dereguleringen, for deretter å bli gradvis mindre. Elektrokjeler kan fyre med både olje og elektrisitet, og normalt velger man å benytte den energibæreren som til enhver tid er billigst. Det betyr at i stramme perioder med høye priser i elektrisitetsmarkedet, slik som sist vinter, skulle en forvente at mesteparten av kjeleforbruket var ute av elektrisitetsmarkedet.

Figur 1.20: Forbruk i kjelemarkedet 2001-2003, GWh/mnd (kilde: SSB)



Figur 1.20 viser forbruket av elektrisk kraft i elektrokjeler fra januar i 2001 til juni i år. Vi ser at kjeleforbruket er høyest om vinteren og lavest om sommeren. Dette gjenspeiler at deler av kjelemarkedet er knyttet til veksthussektoren, som trenger mer strøm om vinteren enn om sommeren. En stor del av forbruket er imidlertid knyttet til prosesser i treforedlingssektoren, som er tilnærmet uavhengig av sesong (bortsett fra sommersesongen, da aktiviteten er mindre på grunn av ferieavvikling). Figuren viser også utviklingen i spotprisen, som gjenspeiler prisutviklingen for forbruket i kjeledelen av elektrisitetsmarkedet. Vi ser at med lave priser gjennom vinteren og våren 2002 var forbruket relativt høyt. Utover sommeren og mot høsten steg spotprisene kraftig. Dette er den perioden da kjelemarkedet vanligvis begynner å ta seg opp. Det gjorde det også høsten 2002, inntil spotprisen i oktober passerte 25 øre/kWh og fortsatte å stige opp



mot 60 øre/kWh i desember 2002. Da koblet flere og flere ut kjelene. Deretter falt spotprisen igjen, og enkelte kjeler kom inn allerede ved 35 øre/kWh. Antakeligvis var dette drevet av at veksthussesongen startet opp, og at en forventet et ytterligere prisfall som ville gjøre det lønnsomt å benytte elektrisitet når kjelene først var startet opp. I utgangspunktet skulle en forvente at all kjelekraft var ute av markedet med de spotprisene en opplevde sist vinter. At så ikke skjedde, kan skyldes at noen kjeleforbrukere har hatt kontrakter med pristak, slik at de ikke ble rammet av den høye spotprisen. En annen grunn kan være at noen kjeler ikke var tilstrekkelig vedlikeholdt til at de kunne svitsje til olje eller andre energibærere.

Forskjellen i forbruk i kjelemarkedet i perioden oktober 2001 til juni 2002 sammenlignet med perioden oktober 2002 til juni 2003 var på 2,2 TWh. Dette kan regnes som det volumet kjelene reduserte sitt forbruk med på grunn av de ekstraordinært høye prisene.

#### MARKEDSRESPONS - KRAFTKREVENDE INDUSTRI

Etter noen år med økt forbruk av elektrisk kraft i kraftintensiv industri på slutten av nittitallet, er elektrisitetsforbruket redusert de siste to årene (se figur 1.21). Forbruket fra juli 2002 til juni 2003 var 28,7 TWh, mens forbruket for samme periode de to tidligere årene var på henholdsvis 31,5 TWh og 33,3 TWh. På to år er altså forbruket gått ned med 4,5 TWh. Det aller meste av dette skyldes konjunkturmessige forhold. Innenfor sektoren har forbruket av prioritert kraft i produksjonen av kjemiske råvarer vist størst nedgang det siste året. Her var nedgangen 27,1 prosent. I produksjonen av jern, stål og ferrolegeringer var nedgangen i prioritert kraftforbruk 13,6 prosent. Det årlige forbruket av prioritert kraft i produksjonen av aluminium og andre metaller har vært relativt stabilt de siste to årene.

Figur 1.21: Forbruk av prioritert kraft til kraftkrevende industri 2000-2003, GWh (kilde: SSB)



I de perioder sist vinter da strømprisen var på sitt høyeste, stoppet noe av den kraftintensive industrien produksjonen. Denne industrien har kontrakter som gir bedriftene anledning til å kjøpe et gitt volum til en gitt pris. I den grad kontraktene tillater tilbakesalg til markedet, får kraften imidlertid en reell verdi som er lik markedsprisen. Bedriftene må med andre ord vurdere lønnsomheten av å produsere fremfor å stenge ned produksjonen og selge tilbake kontraktskraft til markedet. Tilbakesalg av kraft kan forklare noe av nedgangen i elektrisitetsforbruket i kraftintensiv industri.

Det fremgår av figur 1.21 at strømforbruket i kraftkrevende industri varierer systematisk fra måned til måned. Unntaket er perioden oktober 2002 til februar 2003, der det er en systematisk nedgang i forbruket, mens forbruket for tilsvarende periode i 2000/2001 enten var stabilt eller økende. Dette kan gi en antydning om i hvor stort omfang denne industrien reduserte sitt forbruk på grunn av de økende kraftprisene høsten 2002. Hvis vi legger til grunn samme utvikling i forbruket høsten 2002 som høsten 2001, ville forbruket i perioden juli 2002 til juni 2003 ha vært om lag 0,5 TWh høyere enn faktisk forbruk i denne perioden. Legger vi istedenfor til grunn volumbevegelsen høsten 2000, ville forbruket i 2002/2003 vært om lag 1,2 TWh høyere. Det synes derfor rimelig å anslå virkningen av pristilpasningen til rundt 1 TWh.

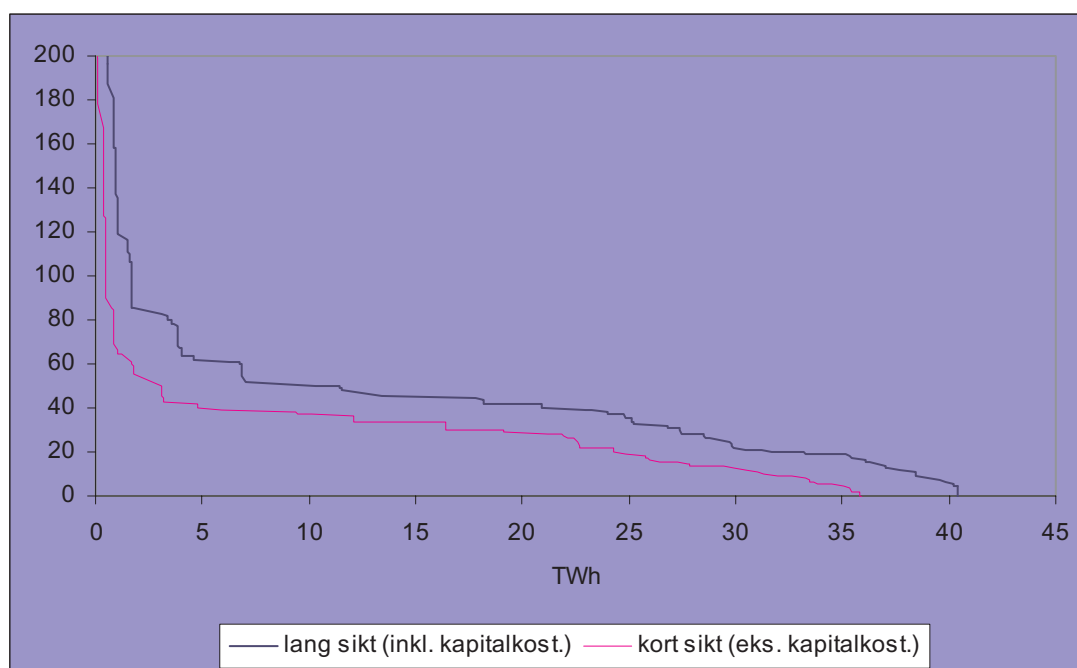
I Bye og Larsson (2003) ble det gjort et forsøk på å beregne omfanget av lønnsomt tilbakesalg av kraft fra kraftintensiv industri til markedet når prisen økte kraftig. Dette ble gjort ved å anslå bedriftenes "reservasjonspriser", det vil si den kritiske prisen der det blir mer lønnsomt å selge kontraktskraften i markedet istedenfor å bruke den selv.<sup>11</sup> Reservasjonsprisene er angitt i figur 1.22. I 2001 brukte denne industrien samlet om lag 40 TWh. Vi ser av figuren at på kort sikt vil en reservasjonspris på 20 øre/kWh medføre et forbruk på 32 TWh. Dersom bedriftene la rene lønnsomhetsbetraktninger til grunn, ville det altså bli frigjort 8 TWh på årsbasis, eller 0,65 TWh pr. måned, hvis prisen i markedet var 20 øre/kWh. Dette illustrerer at det som gjerne antas å være den minst fleksible delen av markedet, kan bidra med store kraftmengder til et anstrengt marked. Alternativkostnaden til den kraften som brukes i den kraftkrevende industrien, er med andre ord svært høy.

I løpet av vinteren 2002-2003 var prisene godt over 20 øre/kWh, mens den frigjorte kraften fra kraftkrevende industri var godt under 0,65 TWh pr. måned – kanskje bare i størrelsesorden 0,1-0,2 TWh pr. måned. Altså ligger den faktisk frigjorte kraftmengden godt under det som kan sies å være teoretisk mulig. Dette kan skyldes flere forhold. For det første kan det være andre kostnader forbundet med en midlertidig nedstenging som det ikke er tatt hensyn til i beregningene til Bye og Larsson. Ikke alle bedrifter har lager av et omfang slik at de kan levere varer fra lager, og de kunne eventuelt bli tvunget til å bryte inngåtte leveringsavtaler. Dessuten vil det være start- og stoppkostnader forbundet med å redusere produksjonen. Usikkerhet om hvor lenge kraftprisene ville holde seg høye, kan også ha hatt betydning.

---

<sup>11</sup> Beregningen tar utgangspunkt i det realiserede driftsoverskuddet i hver enkelt bedrift innenfor disse bransjene i år 2001. Hvis en legger verdien av dagens kontraktspris for kraft til det realiserede overskuddet og antar at bedriften på kort sikt er interessert i ethvert positivt dekningsbidrag til de faste kostnadene, er reservasjonsprisen lik det korrigerede overskuddet delt på forbrukt kraftmengde. Figuren viser både den kortsiktige og den langsiktige reservasjonsprisen. Forskjellen er at den langsiktige reservasjonsprisen må dekke de fulle kapitalkostnader, mens den kortsiktige bare skal gi et positivt dekningsbidrag.

Figur 1.22: Reservasjonspriser for kraft til kraftkrevende industri, øre/kWh (kilde: SSB)



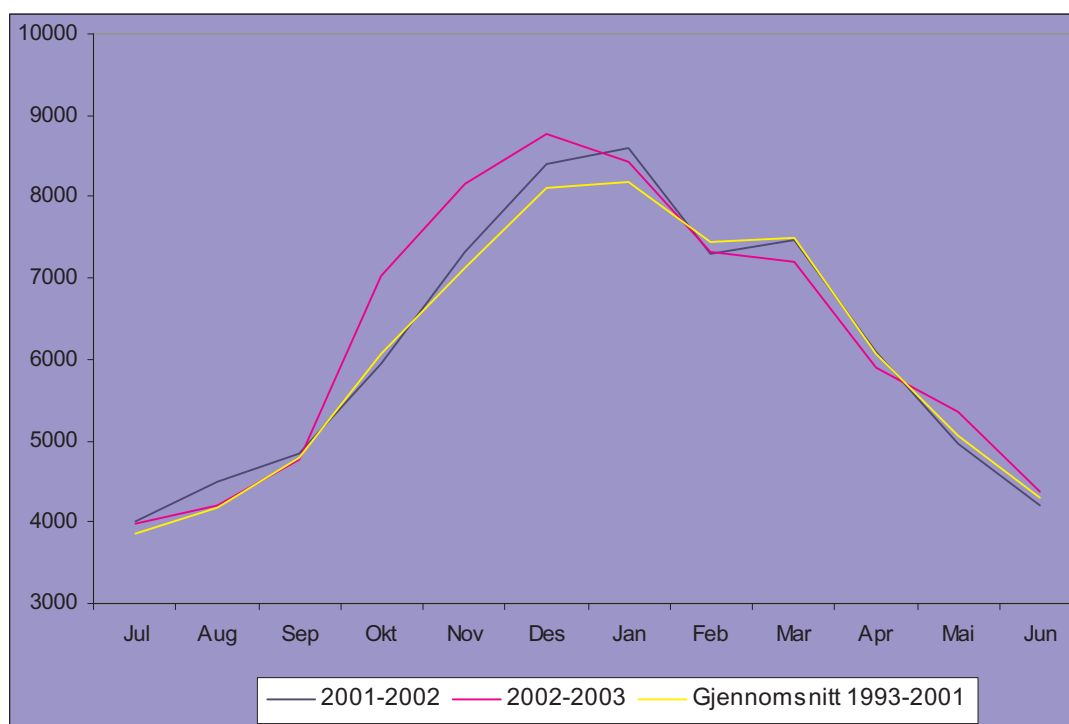
#### FORBRUK OG MARKEDSRESPONS - ALMINNELIG FORSYNING

Alminnelig forsyning er definert som alt forbruk utenom til kraftintensiv industri, det vil si til resten av industrien, privat tjenesteyting, offentlig sektor, primærnæringene og husholdningene. Ved en vurdering av markedsresponsen som følge av prissvingningene gjennom høsten og vinteren 2002-2003 må en korrigere for at mye av forbruket i denne sektoren varierer som følge av temperaturforhold. Derfor kommenterer vi først betydningen av å temperatorkorrigere forbruket.

Netto forbruk av elektrisk kraft i alminnelig forsyning var 75,5 TWh i perioden juli 2002 til juni 2003, ifølge NVEs månedlige elektrisitetsstatistikk. Det er 2,6 prosent høyere enn i foregående 12-månedersperiode. Mens forbruket av elektrisk kraft i 2. halvår 2002 var 5,5 prosent høyere enn i 2. halvår 2001, var elektrisitetsforbruket 0,1 prosent lavere i 1. halvår 2003, sammenlignet med samme periode året før. Vi ser altså at en sterk forbruksvekst i alminnelig forsyning høsten 2002 bidrog til å stramme til markedet i denne perioden. De høye prisene, som først og fremst slo gjennom i markedet i 4. kvartal 2002 og 1. og 2. kvartal 2003, bidrog imidlertid til å holde forbruket nede i første halvår 2003. Dette står i kontrast til en gjennomsnittlig vekst i denne sektoren på 1,4 prosent pr. år de siste 10 årene.

Elektrisitetsforbruket var forholdsvis høyt for årstiden i oktober og november i 2002, blant annet som følge av en tidlig og kald vinter. I oktober var forbruket hele 18,5 prosent høyere enn i 2001 og 15,9 prosent høyere enn gjennomsnittet for perioden 1993-2001. I november 2002 var elektrisitetsforbruket 11,4 prosent høyere enn året før og 14,5 prosent høyere enn gjennomsnittet for de foregående år.

Figur 1.23: Alminnelig forbruk, GWh/måned (kilde: NVE)



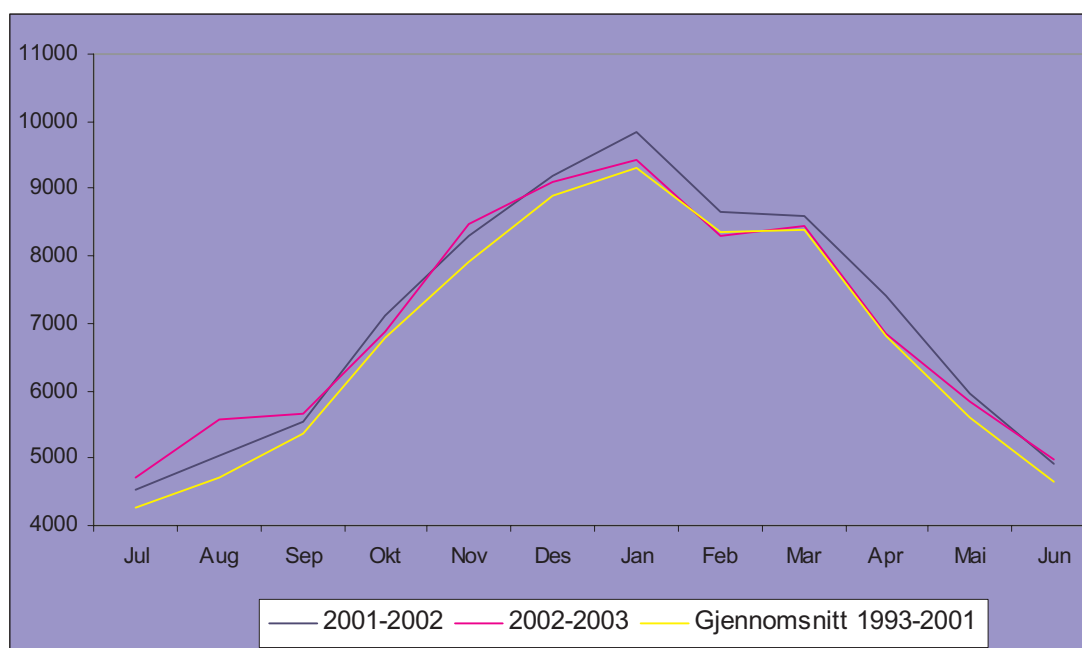
I slutten av desember 2002 steg kraftprisene til sluttbrukerne betydelig. Dette har trolig hatt en viss betydning i forhold til forbruket av elektrisitet i de påfølgende månedene, både ved at kundene reduserte sitt energiforbruk totalt sett, men også ved at man byttet til andre energibærere der slike substitusjonsmuligheter fantes. Elektrisitetsforbruket første halvår 2003 var omtrent uendret i forhold til samme periode året før. Dette må ses i sammenheng både med prisutviklingen og at det var noe mildere enn året før.

Figur 1.24 viser at det temperaturkorrigerede forbruket i 2002 var klart høyere enn året før både i juli og august.<sup>12</sup> Deretter lå det temperaturkorrigerede forbruket om lag på nivå med forbruket året før helt frem til i november. Fra og med desember 2002, da prisene var blitt svært høye, og frem til mai 2003, lå imidlertid det temperaturkorrigerede forbruket betydelig under forbruket året før. Dette tyder på at de høye prisene har hatt en selvstendig betydning for utviklingen i forbruket.

Det temperaturkorrigerede forbruk i alminnelig forsyning i perioden november 2002 til mai 2003 var 3,9 TWh lavere enn i tilsvarende periode året før (62,8 mot 66,7 TWh). Dette burde i utgangspunktet danne et minimumsnivå for effekten av de høyere prisene. Normalt vil imidlertid forbruket øke fra et år til et annet, noe som tilsier at virkningene av de høye prisene var enda større. På den annen side var det av konjunkturmessige årsaker lavere aktivitet i deler av økonomien vinteren 2002-2003 enn året før. Det er vanskelig å si noe eksakt om den relative betydningen av disse to forholdene.

<sup>12</sup> Metodene for temperaturkorrigering er beheftet med visse svakheter, og en slik korrigering vil derfor ikke nødvendigvis gi et helt presist bilde av temperaturrens betydning. Tallene må derfor fortolkes med forsiktighet.

Figur 1.24: Temperaturkorrigert alminnelig forbruk, GWh/måned (kilde: NVE)



Den gjennomsnittlige spotprisen i perioden oktober 2002 til og med april 2003 var 35 øre/kWh. Avgifter og nettleie utgjør i gjennomsnitt omtrent like mye, men disse har vært tilnærmet konstante i denne perioden. Det betyr at kjøperprisen i gjennomsnitt har økt fra 55 øre/kWh til vel 70 øre/kWh, en økning på 30 prosent. Forbruksresponsen, slik den er beregnet ovenfor, er 6,8 prosent. Dette betyr i så fall at priselastisiteten – det vil si den prosentvise forbruksresponsen i forhold til den prosentvise prisendringen – utgjorde 0,23.

En mer sofistikert fremgangsmåte for å beregne forbruksresponsen er å ta utgangspunkt i tallmaterialet fra kraftbørsen, slik som i Bye, Brevikås og Hansen (2003). På kraftbørsen Nord Pool noteres omsatt mengde og markedspriser kontinuerlig for hver time. Omtrent 40 prosent av all innenlandsk omsetning av kraft går via Nord Pool. Det er videre grunn til å anta at omsetningen i bilaterale kontrakter utenom Nord Pool skjer til priser som avspeiler prisene på kraftbørsen. Bye et al fant at priselastisiteten var 0,12 i 2002 og 0,16 i 2003.<sup>13</sup> Når denne metoden leder til en lavere prisrespons enn beregningen ovenfor, kan det ha sammenheng med at metoden bedre fanger opp virkningene av konjunkturedringer. Uansett viser resultatene at en sterk prisøkning kan gi et vesentlig utslag i etterspørselen. Beregnet på denne måte vil en prisøkning fra 55 til 70 øre/kWh, eller 27 prosent, gi en forbruksrespons i 2003 på 2,9 TWh eller 4,3 prosent.

---

#### NORGE I ET ÅPENT NORDISK OG EUROPEISK MARKED

---

Vannmagasinene i Nord-Norge hadde en rimelig god fylling i en lang periode sist vinter. Dette skulle tilsi en kraftflyt fra nord til sør, der magasinutfyllingen var dårligere.

---

<sup>13</sup> Disse tallene fremkommer når en korrigerer for forskjellene i nivået mellom engrosprisen og prisen til sluttbrukerne. Målt i forhold til (den lavere) engrosprisen var elastisitetene hhv. 0,04 og 0,055. Til sammenligning opererer Johnsen og Lindh (2001) med en elastisitet på 0,05.

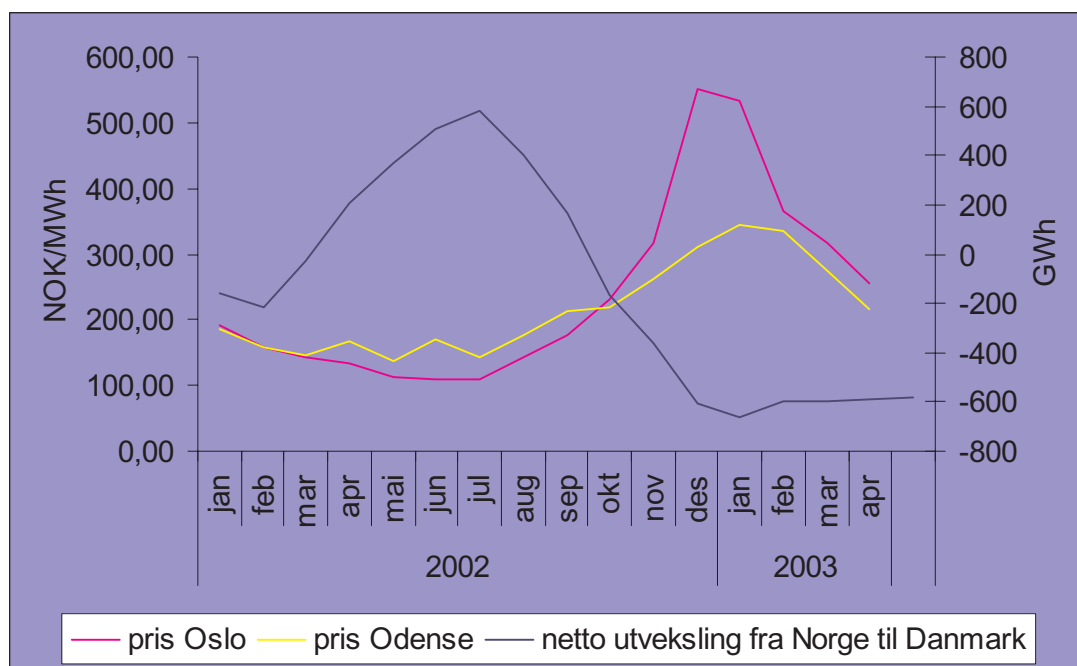
Slik overføring var imidlertid begrenset av flaskehals i nettforbindelsen mellom Nord-Norge og Sør-Norge. Det var derimot god kraftflyt fra Nord-Norge og inn i Sverige. Siden store deler av vannkraften i Sverige befinner seg i Nord-Sverige, var det også her flaskehals i nettet som begrenset overføringen fra nord til sør. Konsekvensen ble forskjellige prisområder i Nord-Norge og Sør-Norge, der prisene var lavere i nord enn i sør. Selv om kraftflyten gikk sørover, var det hele vinteren bedre fylling i magasinene i Nord-Norge enn i Sør-Norge.

Forskjeller i vannbalansen mellom de ulike regionene i Norge skapte forventninger om at det kunne oppstå flaskehals også andre steder i nettet og mangel på vann i noen områder. Norge ble derfor inndelt i fire prisområder. I perioder var prisene i disse områdene forskjellige, idet nettskranke var effektive. I store perioder gikk imidlertid kraftflyten fra de områder der det ble hevdet at mangelen ville bli størst. Dette tyder på at aktørene i markedet satt med annen informasjon, som fikk gjennomslag i markedet.

#### HANDEL MED ENERGI I NORDEN

Som det fremgår av diskusjonen ovenfor, var det gjennom høsten og vinteren 2002-2003 betydelig kraftflyt mellom de nordiske landene. Av figurene 1.25 og 1.26 ser vi at kraftflyten mellom Norge og utlandet varierer betydelig. I gjennomsnitt i de to første kvartalene i 2002 var det en netto eksport på 3,5 TWh. Dette henger sammen med at det var veldig god magasinutfylling og gode tilsig denne vinteren. Eksporten fortsatte å være høy gjennom høsten, som følge av at tilsigsvikten kom tidligere i Sverige enn i Norge. Samtidig var det vedlikeholdsarbeider på kjernekraftreaktorene Ringhals og Oscarshamn som ytterligere begrenset produksjonen i Sverige. I siste kvartal ble eksportoverskuddet redusert til kun 0,5 TWh. Sent på høsten 2002 og gjennom vinteren og våren 2003 snudde dette til netto import.

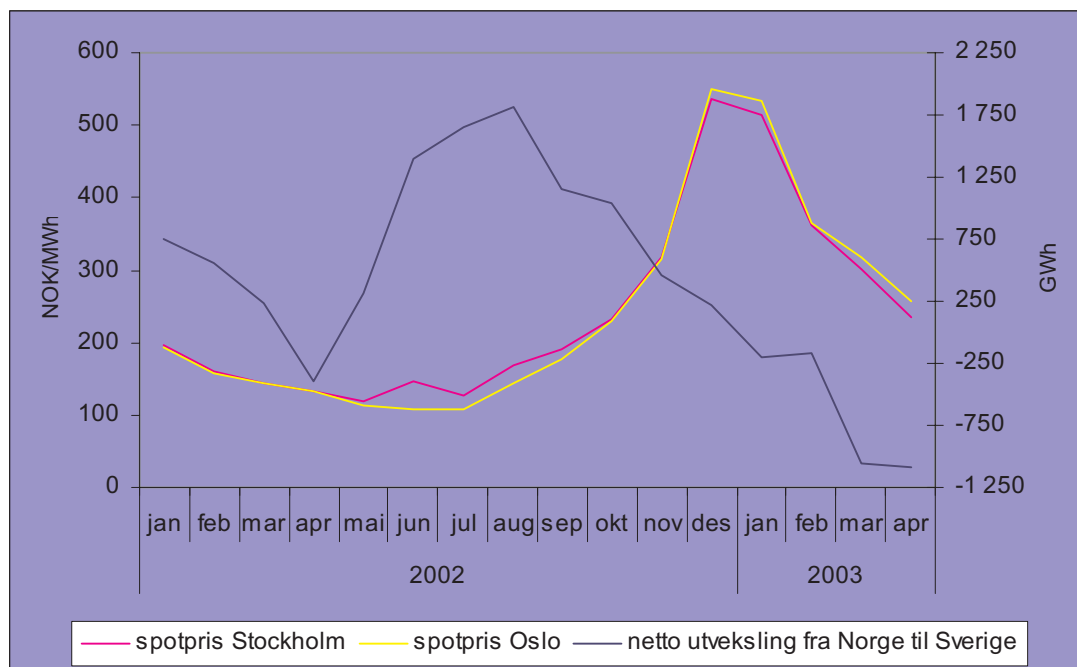
Figur 1.25: Priser og utveksling, Norge og Danmark Vest (kilde: SSB)



Termisk produksjon i Norden (eksklusive kjernekraft) har vinteren 2002-2003 stått for en produksjon på 62 TWh (Nordel, 2003). Til sammenligning ble det året før

produisert 46 TWh termisk kraft, slik at økningen var på nærmere 40 prosent. Denne økningen fordelte seg med om lag 10 TWh hver på Danmark (øst) og Sverige og 2 TWh på Finland. Økningen i termisk produksjon var først og fremst drevet frem av de økte prisene som gav økt lønnsomhet for de termiske verkene.

Figur 1.26: Priser og utveksling, Norge og Sverige (kilde: SSB)



På grunn av de høye prisene i Norden ble det sist vinter importert kraft fra europeiske land gjennom kablene som går fra Europa til Norden (Nordel, 2003). Noen av disse kablene (Swepol, Kontek, Øresund) var i perioder ute av drift og hindret dermed import. Med mindre det har oppstått flaskehalsler internt i nettene i de nordiske landene, har resten av kablene stort sett vært utnyttet opp til kapasiteten.

#### PRODUKSJONSKAPASITET OG PRODUKSJON I EUROPA

Ifølge statistikk fra IAE/OECD var det for 17 europeiske land en samlet, teoretisk produksjonskapasitet 7100 GW i år 2001. Ved å legge til grunn tall for den gjennomsnittlige brukstiden for de forskjellige teknologier, kan det anslås at produksjonskapasiteten gir grunnlag for en samlet energitilførsel på 4800 TWh pr. år. Til sammenligning var forbruket i disse landene 3800 TWh i år 2000. Dette antyder at det er betydelig overkapasitet i Europa sett under ett, noe som vil legge et press på prisene og gjøre at nye investeringer kan forbli ulønnsomme i flere år fremover. Ved en økning i overføringskapasiteten mellom land, som vil være nødvendig hvis det europeiske elektrisitetsmarkedet skal integreres fullt ut, vil den effektive forsyningskapasiteten kunne økes ytterligere.

Utviklingen i Europa er først og fremst knyttet til tre interessante momenter som kan få betydning for utviklingen i de nordiske landene:

- Integrasjon av markedet og i den forbindelse utbygging av overføringsnett for å skape et effektivt felles marked.



- Utvikling av kapasitet, ved nedleggelse av eldre teknologier og eventuell utbygging av ny kapasitet.
- Markedskonsentrasjon og utnyttelse av markedsrett.

---

## KONKLUSJON

---

Alt i alt må det kunne sies at det nordiske kraftsystemet taklet vinteren 2002-03 godt. Til tross for en helt ekstrem og uventet svikt i tilsiget høsten 2002, viste markedet seg tilstrekkelig fleksibelt til at det ikke ble behov for de rasjoneringsiltak som enkelte hadde sett for seg. Etterspørselen falt, og betydelige mengder kraft ble overført fra de nordiske naboland.

Det mest åpenbare problem – og den egentlige årsak til all den oppmerksomhet og bekymring som ble kraftforsyningen til del – var den kraftige økningen i forbrukernes strømregninger. Etter en lang periode med lave strømpriser kom prisøkningen som en overraskelse på de fleste. Flertallet av forbrukerne hadde ikke forsikret seg mot en slik prisøkning og fikk dermed til fulle føle virkningen av de høye prisene. Det er grunn til å tro at lærdommen fra sist vinter har gjort forbrukerne bedre i stand til å takle tilsvarende situasjoner i fremtiden.

Både under og etter vinterens begivenheter ble det reist kritikk mot markedets funksjonsmåte og fremmet forslag til forbedringer. En del av denne kritikken er berettiget, og noen av forslagene er gode. Andre deler av kritikken er imidlertid basert på misforståelser, og tiltakene kan i verste fall gjøre kraftbalansen verre.

Misforståelsene bunner i noen grad i manglende erkjennelse av vannkraftsystemets karakteristika. Under normale omstendigheter gir det norske vannkraftsystemet mye og billig strøm. I noen tilfeller svikter imidlertid tilsigene, og ressursen blir knapp. I slike tilfeller blir ressursen med nødvendighet høyere verdsatt. Forbrukerne bør møte priser som signaliserer knappheten og gir dem incitamentet til å husholde nøye med den knappe ressursen. Det behøver ikke å bety at strømregningene kommer ut av kontroll. Som vi kommer tilbake til i kapittel 2, er det fullt mulig å kombinere effektive prissignaler med prissikringskontrakter som beskytter forbrukerne mot ekstreme utslag på strømregningen.

En annen misforståelse er at det er mulig å få både lave priser og stor utbygging – uten at det koster noe. Når det har vært så liten utbygging i kraftsektoren i de senere år, skyldes det nettopp de lave prisene. Lønnsomheten har alt i alt vært dårlig, og til dels vesentlig dårligere enn i andre sektorer. Det har ganske enkelt ikke vært lønnsomt – hverken bedriftsøkonomisk eller samfunnsøkonomisk – å investere i nye kraftprosjekter, og med de priser som forventes i årene fremover, er det heller ikke noe som tyder på at det vil bli det med det første. Det er naturligvis mulig å subsidiere nye kraftprosjekter – gjerne basert på fornybare energikilder – men det må nødvendigvis koste. Med den betalingsvillighet for strøm som forbrukerne gir uttrykk for i dagens marked, er det ikke grunnlag for å hevde at omfattende utbygging av fornybare energikilder er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det må legges til at usikkerheten om fremtidige markedsutsikter i seg selv kan være et problem – ikke først og fremst på grunn av usikkerhet knyttet til kraftforsyningen



som sådan, men på grunn av usikkerhet om sektorens politisk bestemte rammebetingelser. I kraftmarkedet svinger prisene betydelig over året, og mellom våte og tørre år, men i gjennomsnitt utvikler de seg nokså trendmessig. Sett fra en investors synspunkt – som skal bygge et kraftverk med flere tiårs levetid – er denne markedsbestemte usikkerheten av begrenset betydning. Den usikkerhet som knytter seg til bransjens politisk bestemte rammebetingelser – så som behandlingen av utslipp fra gasskraftverk, subsidier til fornybare energikilder og reguleringsmessige tiltak som griper inn i selskapenes produksjonsbeslutninger – kan være atskillig viktigere. Denne usikkerheten jevner seg ikke nødvendigvis ut over tid, men kan ha fundamental betydning for vurderingen av lønnsomheten ved nyinvesteringer.

En tredje misforståelse er at utvekslingen av kraft mellom de nordiske landene bidro til de høye prisene i 2002-03. Det er riktig at det fløt mye kraft ut av Norge våren og sommeren 2002, men dette var i stor grad nødvendig for å unngå at de forventede tilsig skulle oversvømme magasinene. Det sentrale i denne sammenheng er den store kraftflyten inn til Norge vinteren og våren 2003. Uten denne hadde knappheten blitt atskillig mer alvorlig. Alt i alt er det ikke tvil om at vi i Norge har store fordeler av utvekslingen med nabolandene. Faktisk er en utbygging av nettkapasiteten for å kunne øke utvekslingen ytterligere, den beste måte å beskytte oss på mot lignende episoder som den vi opplevde i fjor.

En fjerde misforståelse er at offentlig regulering av magasinbeholdningene vil forbedre ressursbruken. Forslaget om å innføre minstekrav til magasinbeholdningen bygger for det første på en ubegrunnet antagelse om at produsentene ikke selv er i stand til å utnytte magasinene på en effektiv måte. For det andre medfører regulering av magasinene formidable praktiske problemer, som i realiteten ville kreve en helt annen innretning av kraftforsyningen. I verste fall vil en overprøving av produsentenes egne beslutninger medføre en dårligere utnyttelse av ressursene.

Men selv om en del av kritikken mot kraftmarkedet synes dårlig begrunnet, avslørte også fjorårets begivenheter svakheter ved markedets funksjonsmåte.

Fra et konkurranseanalytisk synspunkt blir spørsmålet hvorvidt produsentene bevisst opptrådte på en måte som forsterket kraftmangelen og drev prisene i været. De undersøkelser som har vært gjennomført, gir ikke et endelig svar på dette spørsmålet. Det er ikke tvil om at kraftselskapenes store produksjon høsten 2002 reduserte magasinbefyllingen og økte knappheten gjennom vinteren (Flatabø et al, 2003). Men slik forholdene var på daværende tidspunkt, kan produsentenes adferd langt på vei forklares som en rasjonell tilpasning til situasjonen. Generelt sett gjør særtrekkene ved kraftmarkedet det svært vanskelig å trekke en entydig konklusjon om eventuell utnyttelse av markedsrett ut fra en enkeltstående hendelse. Det som skjedde høsten 2002, var dessuten så spesielt at det ikke gir grunnlag for generelle konklusjoner. En konkurranseanalyse av kraftmarkedet må ha en mer prinsipiell tilnærming, som vi kommer tilbake til i kapittel 2.

La oss bare avslutningsvis i dette kapitlet legge til at begivenhetene i 2002-03 synliggjorde at også detaljomsetningen bør underkastes en nærmere konkurranseanalyse. Gjennom vinteren økte prisforskjellene mellom kontraktstyper og, ikke minst, mellom leverandørene. Selv om prisforskjellene etterhvert er falt tilbake, synes de fremdeles å være store i forhold til hva en skulle forvente i et marked der konkurransen fungerer godt. Vi ser nærmere på dette i neste kapittel.



## KONKURRANSEANALYSE

Tatt i betraktning den spektakulære utviklingen i strømprisen det seneste året, er det kanskje ikke overraskende at mange har stilt spørsmål ved hvorvidt konkurransen i kraftmarkedet fungerer. Det er imidlertid en altfor enkel betraktning. I et vannkraftdominert system vil prisene variere med underliggende markedsforhold – spesielt nedbør og tilsig – og høye priser alene kan ikke tas som uttrykk for at det er noe galt med markedet.

Men også det motsatte synspunkt – at konkurransen fungerer utmerket – er for enkelt. Dette synspunkt gjøres gjerne gjeldende med henvisning til at det norske markedet er del av et større, nordisk marked, der antallet selskaper er stort og intet så stort at det alene kan dominere markedet. Men dette er en overfladisk betraktning. For det første kan ikke det nordiske markedet uten videre ses under ett, fordi begrensninger i overføringsnettene gjør at markedet i store deler av tiden er oppdelt i mindre og atskillig mer konsentrerte delmarkeder. Dernest er kraftselskapene tett sammenvevd gjennom eiermessige og andre selskapsrelasjoner. Det er dessuten betydelige etableringsbarrierer i kraftproduksjon (først og fremst på grunn av offentlige reguleringer), det er vesentlige transaksjonskostnader forbundet med å skifte kraftleverandør, og, ikke minst, store deler av virksomheten består av monopoliserte aktiviteter, og det er vanlig med tett integrasjon mellom monopolaktivitetene og de konkurranseutsatte aktiviteter.

I en analyse av konkurranseforholdene må man derfor gå grundig inn på særtrekkene ved kraftbransjen. Vi baserer oss på en analysemetode utarbeidet for Konkurransetilsynet i 1998 (se von der Fehr et al, 1998b).<sup>14</sup> Denne metoden legger til grunn at markedet bare kan forstås dersom man tar utgangspunkt i selskapenes incitamenter til å konkurrere. En slik tilnæringsmåte innebærer ikke bare at man må vurdere selskapenes mål, men også hvilke valgmuligheter selskapene har, og hvilke konsekvenser ulike valg vil ha for selskapenes muligheter fremover. Det sentrale spørsmål er om rammebetingelsene disiplinerer selskapene, eller om selskapene tvert imot har incitamenter til å tilpasse seg på en samfunnsøkonomisk ineffektiv måte. Det siste vil være tilfellet dersom selskapene har muligheter til å utøve markedsrett, finner det lønnsomt å utøve slik rett, og i så fall gjør det på en måte som gir ineffektivitet.

---

### KILDER TIL LØNNSOMHET

---

Utøvelse av markedsrett forutsetter at man eier noe som ingen, eller bare få andre har. Det kan for eksempel være en naturressurs som er kritisk for fremstillingen av produktet, et produksjonsanlegg, teknologisk kunnskap, en merkevare, et distribusjonssystem eller innarbeidede kunderelasjoner. Hvis selskapet ikke har et slikt eksklusivt eierskap, har det heller ikke noe profittpotensial. Da vil det ikke være i stand til å utøve markedsrett, og det vil ikke kunne overleve uten å drive så effektivt som

---

<sup>14</sup> Fremstillingen følger nøye kapittel 5.2 i nevnte rapport. Siden den gang har det imidlertid skjedd en god del – først og fremst når det gjelder utviklingen i kraftmarkedet som sådan, men også i forståelsen av dette markedets funksjonsmåte. Vår analyse nyanserer derfor enkelte av konklusjonene i daværende rapport.

mulig. Hvis selskapet derimot har eksklusivt eierskap til en knapp faktor, kan det tenkes at det kan høste en monopolgevinst, eller overleve selv om driften er ineffektiv. Det første trinnet i en analyse av selskapenes incitament er derfor å kartlegge eksklusive fortjenestemuligheter.

Kraftforsyningen er en bransje der det i liten grad er mulig å oppnå konkurransefortrinn gjennom produksjonsteknisk forsprang eller overlegen produktkvalitet. Produksjonsutstyret er riktignok teknisk sett svært avansert, men teknologien er allment tilgjengelig. Når enkelte kraftprodusenter har lavere kostnader enn andre, skyldes det i liten grad at de har tilgang til bedre produksjonsteknologi, men snarere at de naturgitte forhold kan være vesentlig forskjellige verkene imellom.

Elektrisk strøm er dessuten en homogen vare, og når den først er matet inn i nettet, er det prinsipielt sett ikke mulig å angi hos hvilken forbruker den havner. Leverandører kan nok i noen grad differensiere produktet ved å tilby tilleggstjenester eller ved koblingssalg med andre varer. De konkurransefortrinn man kan oppnå på denne måte, er allikevel begrensede.

Det er imidlertid tre andre kilder til lønnsomhet. De er

- begrenset kapasitet, lokalisering og grunnrente i produksjonen,
- vertikal integrasjon mellom distribusjon og detaljomsetning, og
- kostnader ved leverandørskifte.

#### KAPASITET, LOKALISERING OG GRUNNRENTE

I vannkraft er de naturgitte forhold helt avgjørende for produksjonskostnadene. Stort, naturlig tilsig gir stordriftsfordeler; stor høydeforskjell mellom vanninntak og turbinanlegg gir høy effekt; og naturlige magasineringsmuligheter gir fleksibilitet til å konsentrere produksjonen til de perioder der prisene er på det høyeste.

De meteorologiske, hydrologiske og topografiske forhold varierer mellom ulike vannkraftressurser. Enkelte steder er det for eksempel gode muligheter for å magasinere vann, mens andre anlegg bare kan produsere når det er tilsig (såkalte elvekraftverk). Når kvaliteten på vannkraftressursen varierer på denne måte, blir også produksjonskostnadene forskjellige.

Den vare produsentene leverer – strømmen – er den samme, uaktet at produksjonskostnadene varierer verkene imellom. I et velfungerende marked må derfor verkene oppnå samme pris. Ens pris og forskjellige kostnader resulterer i ulik lønnsomhet. De marginale verk – de som akkurat får dekket sine kostnader – oppnår ikke mer enn alminnelig avkastning på den investerte kapital. De mer effektive verk derimot – de med lavere enhetskostnader – oppnår en større lønnsomhet, en grunnrente som reflekterer verdien av de gunstige, naturgitte forhold.

I tillegg til de fortjenestemuligheter som følger av effektivitetsforskjeller, kan det oppstå knapphetsgevinster for den installerte kapasitet. Priser og lønnsomheten svinger sterkt med kapasitetsutnyttelsen. Spesielt vil prisene presses høyt i perioder der kapasiteten er høyt eller fullstendig utnyttet, og lønnsomheten blir da tilsvarende god.

Knappheten på produksjonskapasitet kan bli forsterket av knapp kapasitet i overføringsnett. I perioder der kapasiteten i hele eller deler av overføringsnett er fullt utnyttet, vil det bare være mulig hente ytterligere forsyninger fra nærområdene. Det hender ikke sjelden at flaskehalser i overføringsnett medfører at markedet i realiteten blir splittet i to eller flere delmarkeder. I slike perioder blir det enkelte området isolert og konkurransen begrenset til de selskaper som befinner seg innenfor det enkelte delmarked. Vi kommer nærmere tilbake til denne problemstillingen i kapittel 3.

Knappheten på kapasitet er ikke bare knyttet til den momentane produksjonsevne – den såkalt effektkapasitet – men også til produksjonsevnen over tid – energikapasiteten. I vannkraftverk er energikapasiteten bestemt av det naturgitte tilsig. For kraftverk som ikke har lagringsmuligheter, er produksjonsevnen til enhver tid gitt av tilsiget. Kraftverk som har lagringsmuligheter, kan imidlertid i noen grad frikoble produksjonen fra tilsiget. Spesielt har slike verk muligheten til å oppnå gevinster ved å utnytte at markedsforholdene varierer over tid.

#### VERTIKAL INTEGRASJON

Den tradisjonelle organisering av kraftforsyningen er i form av integrerte selskaper som driver både produksjon og overføring. Før innføringen av den nye energiloven av 1990 hadde det enkelte selskap enerett til leveranser i sitt område og samtidig plikt til å sikre oppdekning av forsyningsbehovet. Oppdekningsplikten kunne tilfredsstilles enten ved egen produksjon eller ved å inngå langsiktige leveringsavtaler med andre kraftverk. I de regioner hvor det fantes utnyttbare vannkraftressurser, ble det vanlig at selskapene helt eller delvis tilfredsstilte oppdekningsbehovet ved egenproduksjon.

Den nye energiloven har fjernet selskapenes enerett til å forsyne eget område og åpner dermed for konkurranse om leveransene. Enkelte selskaper har valgt å organisere de konkurranseutsatte aktiviteter – produksjon og omsetning av kraft – i egne enheter, og i noen tilfeller i egne selskaper. Fremdeles er det allikevel vanlig at hele virksomheten er relativt tett integrert, og i mange tilfeller drives aktivitetene side om side.

I den grad overskuddet i monopolvirksomheten danner grunnlag for det, gir vertikal integrasjon mulighet for kryssubsidiering av de konkurranseutsatte aktiviteter. Monopolvirksomheten er regulert for å forhindre at prisene settes høyere enn det som er nødvendig for å dekke kostnadene. I den grad reguleringen ikke er tilstrekkelig effektiv, kan det imidlertid oppstå et overskudd i monopolvirksomheten.

I Norge krever myndighetene at det føres separate regnskaper for henholdsvis monopolaktiviteter og konkurranseaktiviteter (tilsvarende regler finnes i de andre nordiske land, selv om detaljene varierer noe). Så lenge virksomhetene er integrerte, er det imidlertid i praksis svært vanskelig å forhindre at kostnader fordeles på en slik måte at det i realiteten innebærer kryssubsidiering. Selv dersom virksomhetene er organisert i egne, juridiske enheter – for eksempel under et holdingselskap – gjør den interne prisfastsettelse det mulig å overføre overskudd mellom virksomhetene. Desto sterkere skillet mellom virksomhetene er, desto lettere er det nok allikevel å avgjøre hvorvidt kryssubsidiering forekommer.

Det synes klart at vertikal integrasjon gir mulighet for kryssubsidiering. Hvor stort dette problem kan være, er allikevel ikke åpenbart. Det faktum at mange selskaper har valgt å organisere aktivitetene i egne enheter, kan kanskje tolkes som at de ikke oppfatter mulighetene for kryssubsidiering som et vesentlig, konkurransemessig fortrinn. En mer negativ fortolkning er at omgåelse av myndighetenes regulering i praksis er så enkelt at det ikke er nødvendig å ta hensyn til dette momentet ved valget av selskapsmessig organisering.

#### PRODUKTER, DISTRIBUSJONSKANALER OG KUNDERELASJONER

Når det gjelder geografisk avgrensning av engrosmarkedet, er det vanlig å ta utgangspunkt i at selskapene i Norden opererer på et integrert nordisk marked. I store deler av tiden er imidlertid det nordiske markedet oppsplittet i mindre delmarkeder på grunn av begrensninger i overføringsforbindelsene. Avgrensningen av markedet vil derfor være situasjonsbestemt og variere over tid. Vi kommer nærmere tilbake til denne problemstillingen i kapittel 3.

Når det gjelder detaljomsetningen, er forholdene annerledes. Elektrisk strøm er en homogen vare; det som kommer ut av stikkontakten er det samme, uansett hvem som står som leverandør. En del forbrukere synes allikevel å mene at det ikke er likegyldig for produktets kvalitet hvem leverandøren er; enkelte er for eksempel av den oppfatning at risikoen for å miste strømmen er større dersom de inngår kontrakt med en ekstern leverandør. En mulighet er derfor å betrakte hvert distribusjonsområde som ett marked, der det lokale distribusjonsverket konkurrerer med andre aktører om å få leveransene. Ettersom kundenes forståelse for markedets funksjonsmåte har økt – blant annet som følge av oppmerksomheten rundt markedet det siste året – synes det som stadig flere kunder anser at de har tilgang til et nasjonalt marked. Forskjellige regler i de nordiske land gjør imidlertid at markedene ikke får større utstrekning enn de nasjonale grensene tilsier.

Når det gjelder avgrensningen mot andre produkter, konkurrerer elektrisitet for en rekke formål med andre energibærere som olje, gass og ved. En del industribedrifter har installert oljekjeler og kan uten store kostnader skifte mellom eksterne leveranser og egenproduksjon av kraft. Mange kraftkunder har dessuten mulighet for å benytte andre energibærere til oppvarming, i hvert fall dersom de får tid til å foreta de nødvendige investeringer. Hvorvidt man skal inkludere andre energibærere i markedsdefinisjonen, må derfor delvis avhenge av tidsperspektivet for analysen. På helt kort sikt er formodentlig substitusjonsmulighetene såpass små at elektrisitetmarkedet bør betraktes som isolert fra markedet for andre energibærere. På lengre sikt kan imidlertid ikke kraftprisen avvike vesentlig fra prisen for andre energibærere uten at dette får vesentlig betydning for etterspørselen etter elektrisitet.

På helt kort sikt – fra time til time – er etterspørselen etter kraft lite prisfølsom. Det er bare en mindre del av forbruket som møter spotprisen direkte, og som derfor har anledning til å tilpasse seg den løpende prisutvikling i spotmarkedet. Dette gjelder først og fremst den del av industrien som kan skifte mellom strømleveranser og egenprodusert strøm i oljefyrte kjeler.

På noe lengre sikt, etter som spotprisendringer slår igjennom i prisene til alminnelig forbruk, øker prisfølsomheten. På mellomlang sikt – i løpet av en sesong eller noen måneder – er allikevel prisfølsomheten begrenset. Ved å slå av lys, redusere

innetemperatur og gjennom andre sparetiltak kan strømforbruket reduseres noe. En større reduksjon er mulig dersom man skifter til andre energibærere for oppvarming. Erfaringer fra de senere år tyder på at en sterk økning i strømprisen, kombinert med publisitet i media om utviklingen i kraftmarkedet, gir en relativt betydelig nedgang i strømforbruket på mellomlang sikt (se for øvrig omtalen i kapittel 1).

Virkelig stor prisfølsomhet får man allikevel bare på helt lang sikt, når kraftbrukere har anledning til å tilpasse sin strømforbrukende kapasitet. Ved å endre produks sammensetning og produksjonsutstyr, kan næringslivet i stor grad påvirke sitt strømforbruk. Tilsvarende kan husholdningene endre strømbehovet gjennom valg av energibærere for oppvarming. På virkelig lang sikt må en derfor forvente at prisfølsomheten på etterspørselssiden er relativt høy.

Etterspørselens prisfølsomhet har ikke bare betydning for hvilke muligheter selgerne har for å heve prisene uten å miste for meget salg, det har også betydning for størrelsen på velferdstapet ved en slik strategi.

I henhold til konkurranseloven skal en legge til grunn en totalvelferdsstandard. Det innebærer at man ikke tar stilling til hvor de økonomiske gevinstene havner. Det betyr spesielt at det tapet kjøperne lider som følge av at de må betale en høyere pris, skal avregnes mot den tilsvarende gevinsten for selgerne; for samfunnet sett under ett er det kun snakk om en overføring fra kjøper til selger som ikke endrer den samlede velferd. Det samfunnsøkonomiske tapet forbundet med en prisøkning skyldes etter denne tankegang utelukkende at forbruket reduseres. Det kan vises at hvis for eksempel prisøkningen er lik 10 prosent og etterspørselsreduksjonen er like stor, utgjør det samfunnsøkonomiske tapet en halv prosent av omsetningsverdien.<sup>15</sup> Hvis derimot etterspørselen bare reduseres med 0,5 prosent (som ikke ville være urimelig på helt kort sikt), ville tapet være en kvart promille av omsetningsverdien.

Dette illustrerer to forhold: Dersom en primært legger til grunn de rene effektivitetsvirkninger, er konsekvensene av at det utøves markedsrett begrenset. Dessuten er det samfunnsøkonomiske tapet større på lang enn på kort sikt. Dersom prisene varig blir liggende på et høyt nivå, vil kraftbrukerne foreta tilpasninger som dels gjør at de kan redusere sitt energiforbruk, og dels at de kan bytte til andre energiformer. Det første innebærer et tap fordi forbrukerne tvinges til å avstå fra å bruke elektrisitet til tross for at de er villige til å betale det det koster å produsere den; det andre er et tap fordi forbrukerne tvinges over til mer kostbare energiformer.

Også på tilbudssiden er prisfølsomheten formodentlig vesentlig større på lang enn på kort sikt. Selv om bygging av nye kraftverk er strengt regulert, vil det antageligvis være lettere å få nye konsesjoner dersom kraftprisene stiger sterkt. Dessuten vil høye priser gjøre det lønnsomt å øke kapasiteten i eksisterende anlegg, både gjennom opprusting av produksjonsverk og gjennom forsterkning av overføringsnett. Lønnsomheten av å utvide overføringskapasiteten med nabolandene er også vesentlig avhengig av kraftprisen innenlands.

---

<sup>15</sup> Dette anslaget undervurderer det samfunnsøkonomiske tapet dersom (a) selskapene har en positiv driftsmargin i utgangspunktet, eller (b) den økte fortjenesten sløses bort i form av ineffektivitet. Vi har ikke grunnlag for å vurdere hvor viktige slike effekter måtte være i kraftsektoren.



Dersom en ser hele det nordiske markedet under ett, er konsentrasjonen i kraftforsyningen lav eller moderat. Det finnes et stort antall kraftprodusenter. Noen av disse er store, hvorav svenske Vattenfall, finske Fortum og norske Statkraft er de største. Målt ved årsproduksjon hadde disse tre selskaper i 2001 andeler av samlet nordisk produksjon på henholdsvis 19 prosent, 16 prosent og 12 prosent (se tabellen nedenfor). Til sammenligning hadde de fire største selskaper en samlet andel på 57 prosent, mens den tilsvarende andel for de åtte største selskaper var 71 prosent.

Produksjonstallene overvurderer de største selskapers markedsrett, blant annet fordi omtrent halvparten av Statkrafts produksjon er bundet til leveranser til kraftkrevende industri på betingelser fastsatt av Stortinget. Det er derfor bare en del av Statkrafts produksjon selskapet kan disponere fritt med hensyn til å sette pris og konkurrere i markedet. På den annen side tar produksjonstallene ikke hensyn til ulike former for samarbeid mellom kraftselskapene, i form av krysseierskap, felles eie av produksjonsverk og felles salgs- og omsetningsfunksjoner. Dette kommer vi nærmere tilbake til i kapittel 4.

Tabell 2.1: Største produsenter, 2001 (kilde: Nordiske konkurransemyndigheter, 2003)

Selskap	Produksjon, TWb	Markedsandel, %
1. Vattenfall	75,2	19
2. Fortum	60,6	16
3. Statkraft	44,8	12
4. Sydkraft	33,2	8
5. Teollisuuden Voima (TVO)	15,1	4
6. Elsam	14,6	4
7. Energi E2	11,8	3
8. E-CO	10,2	3
9. Norsk Hydro	9,8	3
10. Phjolan Voima (PVO)	8,0	2
11. BKK	8,0	2
12. Agder Energi	7,9	2
13. Lyse Energi	5,9	2
14. Helsingin Energi	5,4	1
15. Vannkraft Øst	4,9	1
15 største produsenter i alt	315,4	81
Det nordiske marked i alt	388,0	100

En del av vannkraftproduksjonen er i realiteten utenfor selskapenes kontroll. Det skyldes dels naturgitte forhold – så som elvekraftverk uten magasineringsmuligheter som bare kan produsere under kapasitet ved å slippe vann forbi turbinene – og dels reguleringsmessige forhold som krav til flomvern, minstevannføring, magasinifylling m.m. Slike forhold begrenser det enkelte selskaps muligheter til å opptre strategisk. På den annen side kan slike begrensninger øke incitamentene til å utøve markedsrett. Dersom konkurrentene i realiteten er låst til en bestemt produksjonsprofil, vil endringer i et selskaps tilbud slå sterkere ut i markedsprisen. Det faktum at Statkraft kontrollerer en relativt større andel av magasin kapasiteten enn produksjonskapasiteten, øker isolert sett selskapets markedsrett. Vi kommer tilbake til dette i kapittel 3.



Det finnes et meget stort antall selskaper som driver detaljomsetning av kraft. Som påpekt i forrige del, driver de fleste av disse detaljvirksomhet integrert med nettaktiviteter, og i mange tilfeller også med produksjon. Dersom man anser det området som dekket av et bestemt distribusjonsverk som et eget marked, blir konsentrasjonsgraden høy; i de fleste tilfeller har det lokale distribusjonsverk en helt dominerende markedsandel. Legger man istedenfor en nasjonal markedsdefinisjon til grunn, blir konsentrasjonsgraden tilsvarende lav.

Kostnadene ved å skifte kraftleverandør består av

- søkekostnader,
- administrative kostnader,
- duplisering av transaksjonskostnader i det tilfelle man benytter ekstern leverandør, samt
- kostnader ved kjøp og vedlikehold av eventuelt måleutstyr.

Søkekostnadene er den tid og de utgifter som går med til å skaffe informasjon om alternative leverandører og deres leveringsbetingelser. I årene etter innføringen av energiloven var slik informasjon ikke enkelt tilgjengelig, og kundene var henvist til selv å henvende seg til ulike leverandører for å få pristilbud. Da mange leverandører ikke tilbyr kraft til kunder utenfor lokalområdet, kunne slik søking bli relativt tidkrevende. Etterhvert er prisinformasjon blitt lett tilgjengelig, først og fremst ved at Konkurransetilsynet tilbyr en løpende oppdatert prisoversikt på sin internettside. Enkelte medier (særlig aviser) publiserer også slik informasjon. Søkekostnadene må derfor antas å være blitt relativt små.

Distribusjonsverk tok seg opprinnelig ekstra betalt av kunder som fikk leveranser fra en annen leverandør. Det var i tillegg vanlig å kreve gebyrer fra de eksterne leverandørene selv. Disse gebyrer er underlagt regulering av NVE, og deres størrelse er sterkt redusert. Det er ikke lenger tillatt å kreve gebyr fra kunder som har kontrakt med en annen leverandør.

Ved siden av søkekostnader og eventuelle administrative kostnader kan det være ekstra transaksjonskostnader forbundet med å forholde seg til to kraftselskaper. Dersom kunden kjøper strømmen fra det lokale verk, har vedkommende bare ett selskap å forholde seg til. Velger han eller hun en ekstern strømleverandør, må vedkommende fremdeles ha kontrakt med det lokale distribusjonsverk som står for driften av nettet. Enkelte detaljister og kraftmeglere påtar seg å samordne betalingen for strømleveranser og nettleie. De kunder som ønsker det, får dermed bare ett selskap å forholde seg til også i det tilfelle at leverandøren er en annen enn det lokale distribusjonsselskap. I den grad detaljisten eller megleren tar seg betalt for tjenesten, utgjør den allikevel en ekstra omkostning.

Det er i alminnelighet ikke nødvendig å installere nytt måleutstyr for å kjøpe strøm fra en ekstern leverandør. Dersom forbruket er over en viss grense, er installasjon av utstyr for timesmåling riktignok pålagt, men dette påbudet rammer i praksis bare store strømkunder. For de øvrige kundene er oppgjøret mellom distribusjonsselskapet og den eksterne kraftleverandør basert på såkalte forbruksprofiler, som fordeler kundenes

samlede forbruk til hver time i den aktuelle periode. Forbrukeren foretar måleravlesning og betaling på vanlig måte. Sett fra kundens side er derfor ikke ekstra måleutstyr noen begrensning på muligheten for å skifte leverandør..

Kostnadene ved å skifte leverandør avhenger i liten grad av forbrukets størrelse. Både søkekostnader, administrative gebyrer og andre transaksjonskostnader er i det alt vesentlige faste kostnader. For en gitt prisdifferanse er imidlertid gevinsten ved leverandørskifte større jo større forbruket er. For store kunder er dermed kostnadene ved leverandørbytte relativt sett mindre i forhold til gevinsten enn det de er for mindre kunder. For små kunder kan selv beskjedne kostnader fortone seg som prohibitivt store, sammenlignet med en beskjeden - og kanskje usikker - gevinst.

Følgene av at gevinsten er usikker, er verd å understreke. De fleste kunder har kontrakter med såkalt variabel pris. Det innebærer at kraftselskapet har mulighet til å endre prisen (før prisen endres, må kunden varsles). Ettersom kundene er blitt mer oppmerksomme på muligheten for å skifte leverandør, har selskapene endret prisene stadig hyppigere; et selskap som ikke reduserer prisen i takt med konkurrentene, risikerer jo å miste kunder. Sett fra kundenes synspunkt innebærer de hyppige prisendringene at gevinsten ved å skifte leverandør kan bli svært kortvarig. Fordi et leverandørskifte tar tid, kan en kunde i verste fall risikere at den nye leverandøren i mellomtiden har endret sin pris og ikke lenger er billigere enn den opprinnelige leverandøren. Det faktum at varslingstiden for prisendring og ventetiden for leverandørskifte er omtrent like lange, medfører at gevinsten ved å skifte leverandør blir svært usikker.

Kombinasjonen av reelle kostnader og en usikker gevinst gir en form for innlåsingseffekt. Denne innlåsingseffekten medfører at kraftselskapene kan tillate seg å avvike noe i pris - i hvert fall for en kortere periode - uten å miste sine kunder. Spesielt blir det attraktivt å utsette prisreduksjoner og fremskynde prisforhøyelser. I og med at selskapene har de samme incitamentene, og derfor vil ha en tendens til å følge samme strategi, kan utslagene bli betydelige. Resultatet er at selskapene i gjennomsnitt oppnår en større fortjenestemargin enn de ville om innlåsingseffekten ikke hadde vært til stede.

Legg merke til at det er selve kontraktsutformingen som i stor grad er årsaken til at gevinsten ved å bytte leverandør er så usikker. Dersom kontrakten har lenger varighet - slik som ved en fastpriskontrakt som ofte gjelder for et år eller lenger - blir gevinsten både større og mindre usikker. Også i tilfellet med spotpriskontrakter - der kraftprisen er direkte knyttet til spotprisen på kraftbørsen, og det bare er prispåslaget leverandøren kan endre - blir usikkerheten knyttet til gevinsten ved å skifte leverandør atskillig mindre (usikkerheten om spotprisen er naturligvis til stede, men den er den samme uansett hvem som er leverandør). Innlåsingseffektene ved standard variabelpriskontraktene er formodentlig en del av forklaringen på hvorfor prisene i disse kontraktene systematisk har ligget høyere enn prisene i fastpris- og spotpriskontraktene (se diskusjonen i kapittel 1).

---

## TURBULENS

---

Når de eksklusive overskuddsmulighetene er kartlagt, blir det neste spørsmålet om selskapene faktisk vil utnytte disse mulighetene. Det er ikke uten videre gitt. Både

utøvelse av monopolmakt og ineffektiv drift har elementer av irreversibilitet i seg; det koster å kvitte seg med ineffektivitet, og det koster å gjenvinne tillit hos kunder som har vært offer for monopolistiske priser. Dessuten kan utnyttelse av markedsrett utløse endringer i selskapenes myndighetsbestemte rammebetingelser. Om man velger å utnytte dagens overskuddsmuligheter, avhenger derfor av hvordan utnyttelsen påvirker selskapenes fremtidige muligheter.

Stabile og forutsigbare omgivelser kan gjøre det lite sannsynlig at man i fremtiden kan bli tvunget til å endre tilpasning. Det vil derfor, alt annet like, tale for at man faktisk vil utnytte de overskuddsmuligheter man har i dag. Er omgivelsene derimot ustabile eller uforutsigbare, løper man en større risiko om man driver ineffektivt eller utnytter en monopolposisjon. Usikkerhet – eller turbulens – kan derfor virke som en disiplinerende faktor. Det behøver imidlertid ikke være slik. Er usikkerheten stor nok, kan selskapene bli fristet til å høste gevinsten umiddelbart, av frykt for at den ikke vil være der i fremtiden.

Turbulens i markedsforholdene kan komme fra mange hold, herunder internasjonal konkurranse, nyetableringer, kundeferd, eierskap samt teknologisk utvikling. Kraftbransjen har utvilsomt gjennomgått en betydelig omvandling siden reformene startet tidlig på 1990-tallet. Det kan med rette hevdes at bransjen har opplevd vesentlige endringer – og endog usikkerhet – i de næringspolitiske rammebetingelser. Når det gjelder de mer strukturelle forhold, er imidlertid kraftforsyningen preget av en betydelig stabilitet, særlig på produksjonssiden. Begivenhetene det siste året illustrerer imidlertid at også produksjonsleddet kan bli utsatt for kraftige sjokk. På detaljistleddet har det skjedd store endringer, noe som nok har sammenheng med at etableringsbarrierene er lave.

#### ETABLERINGSFORHOLD

Offentlige reguleringer gjør det svært vanskelig å etablere ny kraftproduksjon både i Norge og i våre naboland. Av de gjenstående vannkraftressurser er store deler underlagt streng regulering, og det er svært få anlegg av noen størrelse som kan forventes å få utbyggingskonsesjon i de kommende år. Det foreligger et potensial for kapasitetsutvidelser i eksisterende anlegg, men en del av disse har også miljømessige konsekvenser. Den politiske behandlingen av foreliggende planer for norske gasskraftverk tyder også på at det kan bli vanskelig å etablere slik produksjon i noe vesentlig omfang. Såkalt “alternative energikilder” vil formodentlig møte færre offentlige hindringer enn tradisjonell vannkraftbasert og termisk produksjon. Med dagens teknologi er det imidlertid ikke økonomisk forsvarlig å bygge opp slik kapasitet i stort omfang.

Et større tilbud av kraft kan imidlertid etableres gjennom større import. Den norske kraftforsyning er nært integrert med den svenske gjennom den betydelige utvekslingskapasiteten over grensen mot Sverige. Norge har i tillegg en ikke uvesentlig utvekslingskapasitet mot Danmark. Sverige utveksler på sin side med Danmark, Finland og Tyskland. Det har versert ulike planer om å øke den internasjonale utvekslingskapasitet, blant annet med kabler mellom Norge og England, Nederland og Tyskland. Slike prosjekter er imidlertid svært kostbare, og i overskuelig fremtid vil kapasiteten være begrenset. Økt integrasjon bidrar til å begrense individuelle aktørers markedsrett. På den annen side er oppbyggingen av ny produksjonskapasitet meget

strengt regulert også hos våre handelspartnere, slik at det neppe er grunnlag for vesentlige produksjonsøkninger der heller.

I motsetning til på produksjonsleddet, er det tilnærmet fri etablering i kraftomsetningen. Etter kraftreformen er det etablert et stort antall nye aktører i kraftomsetningen, både på grossist- og detaljistleddet. Enkelte selskaper kjøper og selger kraft for egen regning (såkalte "tradere"). Det ble etablert en rekke slike selskaper i den første periode etter dereguleringen, som særlig spesialiserte seg på å kjøpe kraft i spotmarkedet og videreselge på lange kontrakter til store industrikunder og detaljister. Etter som prisene i spotmarkedet steg, og marginene i engrosvirksomheten ble mindre, møtte flere av disse selskaper økonomiske vanskeligheter. Enkelte selskaper gikk konkurs, og denne markedsnisjen er nå liten.

Antallet meglere har imidlertid vært stadig økende. I den tidlige fase bestod virksomheten hovedsakelig av formidling av kontakt og fremforhandling av kontrakter mellom kraftprodusenter og større kjøpere, inklusive detaljister. Etterhvert har enkelte meglere etablert mer formelle kontraktsmarkeder, med standardiserte, gjerne finansielle kraftkontrakter. Det alt vesentlige av meglervirksomheten er konsentrert om engrosmarkedet. Det finnes imidlertid også enkelte meglerselskaper som har spesialisert seg på detaljmarkedet, og da særlig private husholdninger.

Den sterke veksten i antallet selskaper som driver kraftomsetning, reflekterer de relativt beskjedne etableringsbarrierer i dette markedet. De offentlige reguleringer utgjør ikke noen vesentlig hindring, men en viss markedskunnskap og markedsføringsinnsats er nødvendig for å få fotfeste i bransjen. I flere tilfeller har etablering skjedd ved knoppskyting fra etablerte virksomheter, ved at ansatte i et selskap har tatt med seg deler av kundeporteføljen og startet for seg selv.

#### KUNDESTABILITET

På bakgrunn av diskusjonen i forrige del, hvor det ble understreket at transaksjonskostnadene er relativt uavhengige av kjøperens kraftforbruk, skulle man forvente relativt høy stabilitet blant kunder med lite forbruk og tilsvarende mindre stabilitet for store kunder.

Ganske snart etter innføringen av energiloven ble det bevegelse i engrosmarkedet. Nye, aggressive salgsselskaper markedsførte billig kraft fra spotmarkedet til store kunder, særlig i næringslivet. De lokale distribusjonsselskaper strittet imot og krevde høye gebyrer og lange oppsigelsesfrister for kunder som ønsket å bytte leverandør. Det var også en rekke praktiske vanskeligheter forbundet med reguleringen av forholdet mellom eksterne leverandører og de respektive distribusjonsverk. Etter som NVE innførte strengere regulering av gebyrer og fastsatte regler for oppgjør mellom detaljister og distribusjonsverk, kom det imidlertid fart i markedet.

I detaljomsetningen er kundestabiliteten høyere, selv om det også her etterhvert er blitt atskillig større bevegelse av kunder. Viktige forklaringer er medieoppmerksomhet omkring kraftmarkedet som følge av de høye kraftpriser og Konkurransetilsynets prisundersøkelser.

## EIERFORHOLD

Som en alminnelig karakteristikk må det kunne sies at kraftbransjen ikke i utpreget grad er beheftet med krevende eiere. For produksjons- og distribusjonsverkene finner man

- stort innslag av offentlige eiere,
- liten omsetning av eierandeler, og
- gjennomgående svake økonomiske incitamenter.

I Norge, i likhet med i Finland og Sverige, er staten en betydelig eier, og eier både den største kraftprodusenten, Statkraft, og transmisjonsselskapet Statnett. Begge selskaper er organisert som statsforetak, med styrer underlagt næringsministeren. I likhet med en rekke andre statlig eide selskaper, er både Statkraft og Statnett gitt betydelig grad av frihet og økonomisk selvstendighet. I tillegg har staten eierinteresser i kraftforsyningen gjennom Norsk Hydro.

Betydningen av statens eierskap i Statkraft er utførlig behandlet i kapittel 5. Her skal vi bare påpeke betydningen av at Statkrafts egenkapitalsituasjon har vært gjenstand for løpende vurderinger og til dels politisk strid. Hensynet til kapitalsituasjonen vil naturlig nok innvirke på ledelsens strategiske valg. Spesielt vil en forvente at selskapet vil være forsiktig med å utnytte eventuell markedsmakt i en periode der selskapet ønsker å bygge seg opp gjennom oppkjøp. Vurderingen av fremtidige markedsmuligheter, og ønsket om å forbedre disse gjennom en sterkere posisjon i hjemmemarkedet, kan altså medføre at selskapet fremstår som mer konkurransepreget enn det markedsstillingen isolert sett skulle tilsi.

Den overveiende del av de øvrige produksjons- og distribusjonsverk har kommunale eller fylkeskommunale eiere. Den tradisjonelle organisering av disse selskaper har vært som del av den øvrige lokalforvaltning. Etterhvert er de fleste selskapene blitt skilt ut fra forvaltningen og omdannet til aksjeselskaper. Eieren er representert ved politisk valgte eller administrativt oppnevnte styrer.

Mens styrene i de statlige selskaper har et betydelig innslag av profesjonelle representanter med bred næringslivserfaring, har styrene i de kommunale og fylkeskommunale selskaper ofte et mindre preg av næringsmessig kompetanse. På den annen side har nok de kommunale og fylkeskommunale eiere et mer direkte engasjement i virksomheten enn det staten har. I den grad kommunale og fylkeskommunale eiere mangler den innsikt som er nødvendig for å styre selskapet, kan styringen de facto bli overtatt av ledelsen.

Problemet med svake eiere, eller eiere som mangler den nødvendige kompetanse for å drive virksomheten på en økonomisk hensiktsmessig måte, forsterkes av at eierandeler er lite omsettelige. Det har vært en god del restrukturering av distribusjonsvirksomheten, særlig ved at mindre verk er solgt eller slått sammen med naboer. De strenge konsesjonskrav (herunder hjemfallsretten), og andre politiske bindinger, gjør imidlertid at produksjonsverk er vanskelige å omsette. Det er derfor lite konkurransepress i markedet for eierandeler.

I den rene handelsvirksomheten – megling og engros- og detaljomsetning – er forholdene annerledes. Her er selskapene som regel privateid, ofte som aksjeselskaper. Det er få eller ingen restriksjoner på omsetningen av eierandeler (bortsett da fra dem selskapene selv måtte ha innført), og det har skjedd betydelige omstruktureringer. Det kan derfor synes som om denne del bransjen har et atskillig større innslag av krevende eiere.

#### INNOVASJONSTAKT

Det foregår år om annet en gradvis, teknisk utvikling i kraftbransjen, men fra et rent teknologisk synspunkt kan bransjen vanskelig karakteriseres som spesielt innovativ; eller mer presist, kraftproduksjon er ikke en bransje der høy innovasjonstakt utgjør et konkurransemessig fortrinn, og der de etablerte aktører behøver å frykte konkurranse basert på teknologiske innovasjoner.

I kraftomsetningen foregår det imidlertid en betydelig innovasjonsaktivitet, særlig i utviklingen av nye kontraktsformer og produkter. Mange av de nyetablerte aktører har lyktes fordi de har introdusert nye typer av kontrakter, særlig i form av finansielle instrumenter for risikostyring. Det er også et økende innslag av koblingssalg, der selskaper tilbyr tilleggstjenester eller elektrisitet i kombinasjon med for eksempel fyringsolje. Det er grunn til å tro at denne utvikling vil fortsette, blant annet som følge av den tekniske utvikling i telekommunikasjon.

#### MULIGHETER FOR PRISSAMARBEID OG PRISFORSTÅELSER

Selv om enkeltelskaper hverken har muligheter for eller incitament til å utøve markedsmakt, kan grupper av selskaper utøve slik makt. Spesielt kan det utvikle seg en form for stilltiende prissamarbeid – eller prisforståelse – som gjør at markedet fremstår mer som et kartell enn som et konkurransemarked.

Slikt samarbeid er en labil situasjon. Hver aktør vil kunne ønske at det etableres et høyt prisnivå, men gitt at prisnivået er etablert og konkurrentene holder seg til prisforståelsen, vil den enkelte tjene på å underby de andre. Det må derfor foreligge spesielle forhold for at et underforstått prissamarbeid skal holde seg. De viktigste er at markedet er så oversiktlig at det er mulig for konkurrentene å overvåke hverandre, samt at det er tilstrekkelig langsiktighet i forholdene mellom konkurrentene til at gevinsten ved å bryte forståelsen oppveies av det fremtidige tapet utbryteren påføres ved at konkurrentene svarer. Hvis antallet deltagere er lite, produktet er homogent, kontraktene enkle og kunderelasjonene oversiktlige, vil der første vilkåret være oppfylt. Det andre vilkåret har å gjøre med den generelle stabiliteten og forutsigbarheten i bransjen.

På produksjonsleddet er markedet relativt oversiktlig. Det finnes riktignok et stort antall produsenter, men de er vel etablerte, og markedsstrukturen forandres bare langsomt.

Det er vesentlige begrensninger på allment tilgjengelig informasjon, blant annet når det gjelder priser og omsetningstall. Priser og volumer i bilaterale kontrakter er privat informasjon. På kraftbørsen er de enkelte deltageres bud eller omsatte volumer hemmelige, men markedspriser og tall for samlet omsetning offentliggjøres. Også de meglerhus som driver omsetning av standardkontrakter, offentliggjør priser. Statistisk sentralbyrå publiserer ukentlig aggregerte tall for magasinfylling etter region.



Den offentlig tilgjengelige informasjon er ikke tilstrekkelig til å identifisere priser og omsetningstall for den enkelte produsent, enn si for enkeltkontrakter. Kombinert med generell bransjekunnskap og informasjon om blant annet meteorologiske forhold, driftsavbrudd m.m. – og ved hjelp av avansert simuleringsverktøy – er det nok allikevel mulig å danne seg et ganske godt bilde av utviklingen i markedet, i hvert fall når det gjelder de største aktører. De mange og tette forbindelsene mellom selskapene bidrar også til gjennomsiktighet (se forøvrig kapittel 4).

På detaljistleddet vanskeliggjøres oversikten av nyetableringer og en viss grad av endring i markedsstrukturen. Prisinformasjon er allment tilgjengelig, spesielt når det gjelder priser for forsyning til alminnelig forbruk der selskapene opererer med standardkontrakter.

Selv om det nok kan være bortimot umulig å holde generell oversikt over markedsandeler i detaljomsetningen, har de lokale distribusjonsselskaper en betydelig informasjonsfordel ved at de gjennom sin nettvirksomhet kjenner forbruket til den enkelte kunde og dermed også til hver enkelt av konkurrentene som driver innenfor selskapets distribusjonsområde. De lokale distribusjonsselskaper har i realiteten full informasjon om alle kontrakter innenfor sine respektive områder.

I engrosomsetningen møtes (de største) aktørene daglig i spotmarkedet. De kan dermed reagere på endringer i markedet på én dags varsel. På grunn av den lave prisfølsomheten på helt kort sikt kan store aktører dessuten ha vesentlig innflytelse på spotmarkedsprisen.

I detaljomsetningen har mer fleksible muligheter for leverandørskifte, samt reglene om varsling av priser, medført at selskapene kan reagere på prisendringer i løpet av noen uker.

Hverken i engros- eller i detaljomsetningen synes forholdene å ligge spesielt godt til rette for (underforstått) prissamarbeid. Aktørene møtes hyppig, men selv om det er mulig å reagere raskt på endringer i konkurrentenes adferd, gjør informasjonsbegrensninger at det ikke uten videre er lett å oppdage brudd på samarbeidet. Det kan allikevel ikke utelukkes at slikt samarbeid har forekommet, og at det har vært vellykket. Oversiktligheten er nok bedre i engrosmarkedet enn i detaljmarkedet, og risikoen for at det skal utvikle seg en form for prisforståelse er derfor høyere her. Se for øvrig diskusjonen i kapitlene 3 og 4.

#### OPPSUMMERING TURBULENS

Kraftforsyningen er preget av strukturell stabilitet. Kraftproduksjon scorer relativt lavt på alle turbulenskriterier, bortsett fra svingningene i nedbør og tilsig, mens nyetableringer, innovasjonstakt og innslaget av krevende eiere synes å gi opphav til en viss turbulens i omsetningen av kraft.

I kraftproduksjon gir grunnrente, etableringsbarrierer og svak eierinnflytelse rom for kostnadsineffektive tilpasninger og ineffektiv fordeling av knappe kraftressurser. Som vi kommer tilbake til nedenfor, har enkelte verk benyttet sin økonomiske handlefrihet til å levere kraft til lokale kunder til priser som ligger til dels betydelig under den alminnelige markedspris. En slik prispolitikk kan være i samsvar med lokalpolitiske mål om å tilby kraft på gunstige betingelser til lokalbefolkningen.

Hensiktsmessigheten av å dele ut det økonomiske overskuddet i kraftproduksjonen på denne måte, er til syvende og sist et politisk spørsmål. Fra et konkurransepolitisk synspunkt er imidlertid slik prisfastsettelse ikke i overensstemmelse med prinsipper for en samfunnsøkonomisk sett effektiv utnyttelse av kraftressursene. Når like aktører stilles overfor ulike priser, blir resultatet sløsing; den som møter den lave pris, har ikke det samme incitament til å økonomisere med kraften som den som møter den høye pris. Dette er det samme problemet som oppstår i forbindelse med de spesielle kontraktene til kraftkrevende industri; de medfører en forvridning av den økonomiske aktiviteten bort fra annen og mer lønnsom virksomhet.

En annen sak er at en slik implisitt subsidiering resulterer i en mindre samlet gevinst lokalt enn det kraftressursen generelt sett gir grunnlag for. En lav kraftpris stimulerer strømforbruket. Dersom man istedenfor hadde valgt å levere til alminnelig markedspris, ville man begrense forbruket og oppnå et større økonomisk overskudd. (Om ønskelig kunne overskuddet tilbakeføres til kraftkundene gjennom reduksjoner i fastleddet i abonnementet.) Når en slik løsning ikke velges, kan det skyldes at selskapene ikke ønsker å synliggjøre det økonomiske overskudd, for eksempel fordi store, regnskapsmessige overskudd kunne blitt møtt med krav om større utbytte.

---

#### KONTRAKTS- OG INFORMASJONSFORHOLD

---

Det tredje og siste trinnet i konkurranseanalysen består i å undersøke om selskapene, dersom de både har markedsrett og incitament til å utnytte den, vil gjøre det på måter som er samfunnsøkonomisk uheldige. Det krever en analyse av kontrakts- og informasjonsforhold. Utgangspunktet er at resultatet bare blir ineffektivt dersom rammebetingelsene og eiendomsrettighetene ikke er klart definerte, eller det er begrensninger på de kontrakter partene kan inngå. I det motsatte tilfelle – der eiendomsrettighetene er entydige og partene har frihet til å inngå alle typer av kontrakter – ville resultatet bli samfunnsøkonomisk effektivt. Da ville nemlig partene ut fra rene egeninteresser sørge for å innrette seg slik at alle mulige gevinster ble realisert i markedet, gjennom gjensidig fordelaktige transaksjoner.<sup>16</sup>

#### KONTRAKTER

I engrosvirksomheten foregår omsetningen i det alt vesentlige enten ved

- bilaterale kontrakter, eller som
- børsomsetning.

Det meste av kraften omsettes ved bilaterale kontrakter. Historisk sett var kraftbørsen (i form av sin forgjenger “Samkjøringen”) et marked for marginale kjøp og salg; det vil si for kortsiktig utveksling mellom produsenter med overskudd eller underskudd i forhold til deres langsiktige forsyningsforpliktelser. Denne tradisjon har fortsatt å prege bransjen, og den vanligste kontraktsform er en langsiktig leveringsavtale mellom et produksjonsverk og et distribusjonsverk (i noen tilfeller går leveransene ikke innom markedet i det hele tatt, men skjer innenfor vertikalt integrerte verk).

---

<sup>16</sup> Se von der Fehr et al (1998b) for en diskusjon.



Innholdet i slike bilaterale kontrakter er normalt ikke offentlig tilgjengelig, men tar formodentlig mange forskjellige former. Ved siden av de bilaterale kontraktene er det gradvis vokst frem et marked for standardiserte kontrakter av ulike slag, inklusive forwards, futures og andre former for finansielle kontrakter. Flere meglerhus driver en betydelig formidling av slike kontrakter og tilbyr også i noen grad clearingfunksjoner.

Det mest omfattende av disse markeder er kraftbørsen, Nord Pool, som er eid i fellesskap av de nordiske transmisjonsselskapene. Nord Pool organiserer dels et kortsiktig, dag-til-dag-marked for fysiske leveranser og dels markeder for prissikringskontrakter med opp til flere års varighet.

Selv om bilaterale fastkraftkontrakter fremdeles utgjør den dominerende omsetningsform, går en stadig økende andel av den totale omsetningen over Nord Pools spotmarked, eller "kraftbørsen". Markedet for langsiktige, finansielle standardkontrakter er også økende.

Fremveksten av de organiserte kontraktsmarkeder, og da særlig Nord Pools kraftbørs, har etablert en grense for den prisdiskriminering og markedsrett som kan utøves i bilaterale kontrakter. Spotmarkedsprisen utgjør i økende grad en referansepris som de finansielle kontraktene knyttes opp mot.

Også for kontraktene i detaljomsetningen har det skjedd store endringer. Tidligere var det nesten bare leveringsavtaler med en ensidig rett for kraftverket til å justere prisen etter forgodtbefinnende. Nå tilbyr mange leverandører kontrakter enten med faste priser for en gitt periode eller med klausuler om prisjustering basert på utviklingen i spotmarkedsprisen. Kontraktsutformingen varierer noe leverandørene imellom. Enkelte leverandører opererer med todelte tariffer, slik at prisen består både av et fastledd og av en pris for faktisk forbruk. Etter at det er innført såkalte standardkontrakter, er det blitt enklere å sammenligne leverandørenes priser.

#### INFORMASJON

Som hovedregel er opplysninger om kontraktsforhold og faktiske kjøp og salg ikke offentlig tilgjengelige. Dette gjelder ikke bare bilaterale avtaler, men også i de organiserte markeder. Nord Pool offentliggjør daglig markedspriser og omsetningstall, men informasjon om budgivning og de enkelte aktørers kjøp og salg er ikke allment tilgjengelig. Statistisk sentralbyrå publiserer løpende aggregert informasjon om produksjon og magasinbefylling, mens Konkurransetilsynet jevnlig utgir prisoversikter.

Med det store antall aktører i alle markeder er det vanskelig for det enkelte selskap å holde oversikten, enn si kjenne til detaljert informasjon om konkurrenter og kunder. Et viktig unntak fra denne regelen er distribusjonsselskapenes informasjon om sine nettkunder. Det enkelte nettselskap har i kraft av sin oppgjørsfunksjon full informasjon om kraftflyten til hver av sine abonnenter og dessuten om omsetningen og kundemassen til alle konkurrerende leverandører innenfor nettområdet.

---

#### RESULTATER

---

Analysen i de foregående deler antyder at rammebetingelsene og markedsforholdene er slik at aktørene kan ha incitamenter til å motvirke konkurransen og utnytte

markedsrett. I kapittel 1 har vi gjennomgått den senere tids utvikling i markedet og referert til forskjellige analyser av dets virkemåte. Utvalget har imidlertid ikke hatt anledning til å foreta en detaljert analyse av i hvilken grad resultatene i kraftforsyningen faktisk avviker fra dem en ville forvente å finne i et velfungerende marked. Vi nøyer oss derfor med å vise hvordan enkelte indikatorer kan gi et inntrykk av hvorvidt utnyttelse av markedsrett eventuelt kan være et problem.

#### ENGROSOMSETNINGEN

I engrosomsetningen er prisdannelsen meget fleksibel. Markedet later til å reagere raskt på ny informasjon om endringer på tilbuds- eller etterspørselssiden (for eksempel endringer i tilsig og temperatur). Slik sett later prisdannelsen til å fungere godt. I vannkraftbasert produksjon er imidlertid den virkelige test på utnyttelse av markedsrett hvorvidt produsenter slipper vann forbi turbinene som ellers kunne blitt produsert, eller om produksjonen forskyves mellom perioder i den hensikt å utnytte forskjeller i betalingsvilje.

Det er kjent at produsenter i perioder har sluppet vann forbi turbinene. Dette kan imidlertid ha sammenheng med forhold som ikke er avledet av et ønske om å påvirke markedsprisene som sådan. I flomperioder kan for eksempel magasin- og effektkapasiteten bli for liten til å produsere eller lagre hele tilsiget. For å avdekke eventuelle forsøk på prismanipulasjon, måtte man derfor undersøke hvorvidt slike produksjonsøkonomiske årsaker kan forklare at vann slippes utenom turbinene.

Det har også vært hevdet at produsenter har økt produksjonen i sommerhalvåret for å skape knapphet og presse prisene ekstra høyt om vinteren. Fordi magasinkapasiteten er begrenset, er det normalt at prisene er vesentlig høyere om vinteren når etterspørselen er høy og tilsiget lavt. Spørsmålet blir derfor hvorvidt prisforskjellen mellom sommer- og vintersesongene er større enn det som kan forklares av begrenset magasinkapasitet. Som forklart i kapittel 1, kan vi ikke på bakgrunn av den informasjon vi har hatt tilgang til, hevde at selskapene bevisst har manipulert markedet på denne måte.

En kunne tenke seg at mer avanserte analyser, for eksempel basert på realistiske simuleringmodeller for kraftmarkedet, kunne bringe mer klarhet i spørsmålet. Vi tror imidlertid at det uansett ville være vanskelig å avgjøre med sikkerhet hvorvidt markedsrett var blitt utøvd. Kraftmarkedet er så komplisert – særlig på grunn av det store innslaget av vannkraft med usikkert tilsig, samt betydningen av overføringsnettet – at det av rent metodiske årsaker vil være svært vanskelig å avgjøre hvorvidt enkeltaktørers opptrer på en måte som ikke er forenlig med konkurranseadferd. Uansett ville en slik analyse kreve tilgang til detaljert informasjon om det enkelte selskaps opptreden i markedet, noe som ikke er allment tilgjengelig. Det burde det imidlertid være, i hvert fall for forskningsformål.

#### DETALJOMSETNINGEN

I detaljomsetningen er det betydelige prisforskjeller mellom ulike regioner, også når det korrigeres for forskjeller i nettatariffer. Mange distribusjonsverk driver prisdiskriminering mellom lokale og eksterne kunder, og selger kraft til vesentlig lavere priser til kunder innenfor nettområdet.

Konkurransetilsynet gir prisoversikter for leveranser til husholdningskunder på sin internettside. I uke 44 2003 varierte gjennomsnittlig pris for en husholdning med årlig forbruk på 20.000 kWh fra 24,96 øre/kWh til 56,45 øre/kWh, beregnet etter elektrisitetsverkens standard variable kraftpris, inklusive elektrisitetsavgift og merverdiavgift, men eksklusive nettleie. For kraft levert på 1-årig fastpriskontrakt varierte de tilsvarende prisene fra 34,00 øre/kWh til 52,00 øre/kWh.

Kun en del av distribusjonsverkene tilbyr kraft til kunder utenfor eget område. Av de elektrisitetsverk som tilbød kraft til kunder over hele landet, var laveste pris i henhold til variabelpriskontrakt 46,95 øre/kWh, mens den høyeste var 55,80 øre/kWh. For kraft levert på 1-årig fastpriskontrakt, varierte prisene mellom 47,99 øre/kWh og 51,58/kWh.

I kontrakter der prisen er relatert til spotprisen, varierte prispåslagene fra 1,55 øre/kWh til 3,86 øre/kWh blant de landsdekkende leverandørene. Det innebærer en forskjell i levert strømpris på 2,31 øre/kWh. Den reelle prisdifferansen i disse kontraktene er altså vesentlig mindre enn i kontraktene både med fastpris og variabelpris, der forskjellene mellom høyeste og laveste pris blant de landsdekkende leverandørene er henholdsvis 3,59 øre/kWh og 8,85 øre/kWh. Aller størst er prisdifferansene for kontrakter med variabel pris. Vi viser for øvrig til diskusjonen i kapittel 1, om hvordan prisdifferansene mellom kontraktstyper og leverandører utviklet seg gjennom 2002 og 2003.

---

## KONKLUSJON

---

Analysen leder frem til følgende konkurransepolitiske konklusjoner:

Kraftmarkedet har en rekke særtrekk som gjør det særlig utsatt for konkurransebegrensende adferd. Liten prisfølsomhet på etterspørselssiden gjør at selv beskjedne variasjoner i tilbudet gir seg store prisutslag, kapasitetsbegrensninger gjør at selv mindre selskaper kan få betydelig markedsmakt i perioder med høy kapasitetsutnyttelse, og høye etableringsbarrierer gjør at etablerte selskaper får rom for å heve prisene uten å risikere å bli utfordret av nye konkurrenter. Til tross for dette, antar vi at med et fullstendig integrert, nordisk marked, der produsentene opererte uavhengig av hverandre, ville konkurransen i engrosmarkedet fungere godt.

Bildet kompliseres imidlertid av de mange og tette bånd mellom selskapene, og begrensningene i overføringsnettet som medfører at markedet i store deler av tiden er oppsplittet i mindre, regionale markeder. Dette er temaer for de neste to kapitlene.

Selv om selskapene skulle ha muligheter for å utøve markedsmakt, er det grunn til å tro at de ville være forsiktig med å gjøre det, i hvert fall i dagens situasjon. De store, statseide kraftselskapene har ambisjoner om å styrke sine posisjoner, både hjemme og ute. De er avhengige av forståelse hos sine eiere og kan ikke tillate seg å utfordre konkurranse- og reguleringsmyndighetene unødvendig. Denne situasjonen kan imidlertid endre seg etter som markedsstrukturen får et mer permanent preg. I så fall er det større fare for at eventuelle muligheter for å utøve markedsmakt vil bli utnyttet.

Et annet særtrekk ved det nordiske kraftmarkedet er at det er usedvanlig vanskelig å påvise utøvelsen av markedsmakt. Det skyldes blant annet det store innslaget av

vannkraft – med store og til dels uforutsigbare variasjoner i tilsiget – der det er vanskelig i ettertid å påvise at produsentene har opptrådt på en måte som ikke er i samsvar med samfunnsøkonomisk effektiv bruk av ressursene (se for øvrig i kapitlene 1 og 3). I kraftmarkedet må derfor konkurranse- og reguleringspolitikken ta sikte på å opprettholde en markedsstruktur som beforder konkurranse.

Når det gjelder detaljomsetningen, fremstår markedet som både fragmentert og sterkt preget av konkurranse. Forskjellige tiltak fra myndighetene, og ikke minst den sterke oppmerksomheten om strømprisene de senere år, har bidratt til å heve kundenes aktpågivenhet og deres forståelse for hvordan de bør opptre i markedet. Etter en meget treg start på 1990-tallet, har nå store deler av kundene byttet leverandør én eller flere ganger.

Ikke desto mindre er det grunn for konkurranse- og reguleringsmyndighetene til fortsatt å interessere seg for detaljomsetningen. Utformingen av de såkalte standardkontraktene kan ha bidratt til at konkurransen mellom leverandørene ikke er blitt så sterk som den kunne. Vi anbefaler at betingelsene i standardkontraktene gjennomgås på nytt, med to siktemål:

- For det første bør standardkontrakten for fysisk levering uten prissikring endres fra dagens såkalte variabelpriskontrakt til en kontrakt der prisen knyttes direkte til spotprisen. Dette vil i liten grad påvirke kundenes prissisiko, men vil bidra til større konkurransetrykk mot leverandørenes fortjenestemarginer. Alternativt bør forbrukerne stimuleres til å gå over til spotpriskontrakter.
- For det andre bør kontraktene for prissikring videreutvikles. Det kan gjerne gjøres ved å utvikle en standard prissikringskontrakt som egner seg til å kombinere med en standard spotprisbasert fysisk kontrakt. Alternativt kan det utvikles en kombinert kontrakt som både dekker fysisk leveranse og prissikring. I så fall bør kontrakten utformes slik at forbrukerne møter prissignalene fra spotmarkedet på marginen.

## FLASKEHALSER

Kraftmarkedet har endret seg dramatisk i løpet av det siste tiåret. Tidlig på 1990-tallet ble det norske markedet liberalisert, og det ble opprettet en kraftbørs. Fra 1996 ble kraftbørsen felles for Norge og Sverige, og nå er hele Norden (unntatt Island) et integrert område med en felles kraftbørs. Dette antyder at vi må se markedet som et felles nordisk marked, og ut fra et slikt perspektiv må en vurdere mulige konkurransemessige virkninger av oppkjøp og fusjoner. En mulig tolkning av debatten i Stortinget knyttet til vedtaket om å tilføye § 3-12 i konkurranseloven er at en nettopp skal anlegge et slikt nordisk perspektiv.

Vurdert i et nordisk perspektiv er det i dagens situasjon liten grunn til alvorlig bekymring for konkurransen. Hvis en betrakter eierforholdene på tradisjonell måte (dvs. ser bort fra krysseie og andre selskapsrelasjoner), er konsentrasjonen i det nordiske markedet det som en ut fra alminnelige definisjoner ville vært karakterisert som lavt (se kapittel 2). Hvis en tar hensyn til krysseie, vil det nordiske markedet skifte fra å være lavt til moderat konsentrert (se kapittel 4). Men fortsatt er det et godt stykke igjen til en vil definere det nordiske markedet som høyt konsentrert. Empiriske studier har ikke avdekket at det faktisk har forekommet utnyttelse av markedsrett – altså at prisene bevisst er blitt manipulert av produsentene – i det integrerte nordiske kraftmarkedet.<sup>17</sup>

Men det er grunn til å spørre om vi faktisk har et nordisk marked for elektrisk kraft. Det er en realitet at det ikke sjelden er begrensninger på overføringsledningene mellom ulike geografiske områder, for eksempel mellom Norge og Sverige. Knapphet på overføringskapasitet leder til flaskehalser i nettet. Kan det tenkes at dette utnyttes av aktørene, for eksempel ved at en dominerende produsent i ly av en flaskehals tar en høy pris? Igjen har det vist seg vanskelig å finne støtte for at manipulering av prisene er et problem.<sup>18</sup>

Ut fra det som finnes av analyser, er det følgelig ikke belegg for å hevde at manipulering av priser så langt har vært et problem, hverken i det nordiske markedet eller i avgrensede geografiske markeder. Men det betyr ikke at ikke markedsrett som sådan er et viktig tema i dette markedet. Det kan tenkes at strukturelle endringer, for eksempel oppkjøp og fusjoner, skaper en ny situasjon med et potensial for endrede konkurranseforhold. For å kunne ta stilling til dette, er det nødvendig å ha en prinsipiell forståelse av hvordan konkurransen fungerer i dette markedet. Er det spesielle karakteristika ved markedet som gir særlig grunn til bekymring for fremtidige

---

<sup>17</sup> Hjalmarsson (2000) foretar en empirisk test av prisdannelsen i det svensk-norske kraftmarkedet. Han finner ikke støtte for at prisene har vært manipulerte av produsentene (dvs. det kan ikke avvises at det er frikonkurransedferd i dette markedet). En svensk utredning drøfter årsakene til prisøkningen fra 2000 til 2001, og finner heller ikke grunnlag for å hevde at det har vært utøvd markedsrett på systematisk vis (se SOU 2002). Se for øvrig diskusjonene i kapitlene 1 og 2.

<sup>18</sup> Det er to studier som har analysert adferden til produsentene i forbindelse med flaskehalser, se Johnsen et al (1999) og Steen (2003). De to studiene kommer frem til relativt likelydende konklusjoner. De finner at det er eksempler på at det har forekommet situasjoner der produsentene har lyktes i å påvirke prisene, men at dette har et relativt begrenset omfang. Det er vanskelig ut fra disse studiene å konkludere med at denne type strategisk adferd har vært et reelt problem.

konkurransforhold? I dette kapitlet vil vi fokusere på spørsmål knyttet til flaskehalser i nettet. Vi forklarer først hvordan produsentene i teorien kan utnytte slike flaskehalser til å manipulere prisene. Dernest fokuserer vi på spesielle karakteristika ved dette markedet – nærmere bestemt det faktum at store deler av produksjonen er basert på vannkraft – og spør hvilken effekt det har på strategisk adferd knyttet til flaskehalser. Til slutt gir vi noen avsluttende kommentarer.

Men før vi går til detaljene, oppsummerer vi våre resultater.

#### TEMPORÆRE FLASKEHALSER OG MARKEDSMAKT

En vil undervurdere de konkurransemessige problemene i det nordiske kraftmarkedet dersom en ser bort fra at det oppstår flaskehalser i nettet. Flaskehalser må ses i sammenheng med mulig utøvelse av markedsrett. Eksistensen av en flaskehals vil innebære at en dominerende produsent i ly av flaskehalsen kan holde tilbake produksjon og dermed oppnå en høyere pris.

Utøvelse av markedsrett vil kunne påvirke omfanget av flaskehalser. På den ene siden kan det føre til at det oppstår flere flaskehalser, ved at en dominerende produsent holder tilbake produksjon slik at all overføringskapasitet inn til vedkommende område utnyttes fullt ut. Utøvelse av markedsrett kan imidlertid også føre til at flaskehalser forsvinner, ved at en dominerende aktør holder tilbake produksjon i ett område slik at en ikke lenger har lavere pris i dette området enn i omkringliggende områder.

For å forstå potensialet for utøvelse av markedsrett, er det viktig å ha innsikt i selve prisdannelsen i markedet, nærmere bestemt den momentane prisdannelsen (hvordan prisen dannes i en gitt time på døgnet). Konsentrasjonsindekser er mye brukt for å måle graden av markedsrett, men det er fare for at slike mål overvurderer faren for utøvelse av markedsrett. Det er mer naturlig å fokusere på hvorvidt den dominerende produsenten er nødvendig for å klare markedet. I tråd med et slikt resonnement bør en fokusere på total ledig kapasitet på et gitt tidspunkt, og hvorvidt andre produsenter kan erstatte den dominerende produsenten. Slike forhold er i liten grad undersøkt i analysen av konkurranseforholdene i dette markedet. Vi har ikke hatt anledning innenfor dette prosjektet til å gjennomføre slike analyser i større omfang, men vi anbefaler at dette blir gjort.

Det er grunn til å skille mellom situasjoner der et område er henholdsvis et høyprisområde og et lavprisområde. Når et område er et høyprisområde, betyr det at det er import inn til dette området, hvilket innebærer at det er relativt begrensede muligheter for en stor produsent til å påvirke prisen. Hvis den trekker produksjon tilbake, vil det som regel være annen produksjon som kan erstatte denne produksjonen. En økning i kapasiteten i overføringsledningene vil dermed i en slik situasjon være en effektiv bremse på utnyttelsen av markedsrett, en markedsrett som kunne ført til betydelig økning i prisene. Det siste skyldes at prisfølsomheten er lav når etterspørselen er høy, hvilket kan gjøre store prisøkninger lønnsomme for en stor produsent.

Hvis området derimot er et lavprisområde, vil det være et større potensial for utnyttelse av markedsrett. Da er det eksport ut av området, og det er mindre ledig kapasitet tilgjengelig som kan erstatte den store produsentens kapasitet dersom den reduserer sin produksjon. På den annen side er det begrenset hvor stor prisøkning



utnyttelse av markedsrett kan føre til. Det vil ikke være praktisk mulig å heve prisen mer enn opp til prisen i omkringliggende områder.

#### FLASKEHALSER OG FLYTTING AV VANN

Utøvelse av markedsrett er mulig selv i et system der produsentens totale produksjon over året er gitt. Produsenten kan utnytte forskjeller i markedets reaksjon mellom perioder, ved å redusere produksjon i perioder der markedsresponsen er liten og øke den tilsvarende i perioder der responsen er stor. Dermed vil markedsrett føre til prisforskjeller mellom ulike perioder. Det vil for eksempel kunne skje ved at en holder tilbake produksjonen i en periode der en opptrer i ly av en flaskehals, og øker produksjonen tilsvarende i en periode der området er integrert med resten av markedet. En slik opptreden vil kunne føre til en betydelig prisøkning i ly av flaskehalsen, og kun en begrenset prisnedgang i perioden med integrert marked.

Under forutsetning av at samlet produksjon er gitt, vil en unngå det tradisjonelle problemet forbundet med markedsrett. Det en vanligvis frykter, er at utnyttelse av markedsrett fører til at totalproduksjonen reduseres (dvs. at vann går til spille). Dersom totalproduksjonen ikke påvirkes, er det kun fordelingen av produksjon over tid som kan endres. Den intertemporale dimensjonen kan imidlertid i seg selv bidra til økte prisforskjeller. Vann som holdes tilbake, er ikke tapt, men kan utnyttes på et senere tidspunkt. Alt annet like, vil det forsterke incitamentet til å utøve markedsrett. På den annen side har en ikke ubetydelig andel av vannkraftproduksjonen begrensede muligheter for lagring. Det gjelder særlig såkalte elvekraftverk som ikke har magasiner, men også produsenter som har magasiner, vil i perioder være begrenset av magasinkapasiteten. Dette innebærer at i vårflommen og senhøstes med mye regn er det en betydelig produksjon som ikke kan holdes tilbake. I slike perioder er stor produksjon vanskelig å unngå, og dermed oppstår det ofte et lavprisområde uten at aktørene har noen egentlig mulighet for påvirke prisene gjennom å spare vann til senere perioder. Derimot har de i slike situasjoner incitamenter til å spille vann, da vannet ikke har noen alternativ anvendelse.

Den geografiske tilstedeværelsen av de forskjellige produsentene har betydning for deres incitamenter til å utnytte markedsrett. Hvis et selskap kun er til stede i ett geografisk område, vil det naturlig ønske å øke prisen i dette området. Den tilbakeholdte produksjonen kan selges i en senere periode der markedet er integrert, en situasjon der selskapet kun er én av mange aktører. Hvis selskapet derimot har eierinteresser også i andre deler av det nordiske markedet, vil en slik adferd ikke være like attraktiv. Da vil det senere salget – og den medfølgende lavere pris – redusere inntektene fra produksjonen i andre deler av markedet. I det tilfellet at selskapet har balanserte interesser i alle deler av markedet, er incitamentet til å manipulere prisene i realiteten borte; det selskapet vinner bak flaskehalsen, taper det når markedet igjen er integrert.

Den intertemporale dimensjonen kompliserer analysen av velferdseffekten av utnyttelse av markedsrett. På den ene side vil økte priser i det regionale markedet redusere velferden, men dette motsvares delvis av lavere priser når den tilbakeholdte kraften selges ut i det integrerte markedet. Velferdseffekten vil dermed være nettoeffekten av prisøkningen i ly av flaskehalsen og prisreduksjonen i det integrerte markedet. Hvis en i tillegg fokuserer på nasjonale interesser, kompliseres bildet ytterligere. Da må en se på hvordan henholdsvis innenlandske og utenlandske aktører

berøres. I den forbindelse er det av stor betydning om det i situasjonen med et integrert marked er netto import eller netto eksport.

Den intertemporale dimensjonen kan også få betydning for muligheten for å opprettholde et stilltiende (eller eksplisitt) prissamarbeid. Når totalproduksjonen er gitt, er det ikke lenger slik at et eventuelt sammenbrudd av prissamarbeidet vil føre til hard konkurranse (priskrig). Dette er en problemstilling som i liten grad er behandlet i litteraturen, og det er uklart hvilken betydning det kan ha for konkurransen.

Et annet moment er at vannkraftprodusenter vil ha interesse av å koordinere sin adferd med termiske produsenter. En fusjon mellom en vannkraftprodusent og en termisk produsent vil etablere en enhet med større fleksibilitet og mulighet til å variere den totale produksjon. Dette taler for å være skeptisk til fusjoner mellom to slike produsenter, fordi det gir vannkraftprodusenter større spillerom til å utnytte markedsmakt.

---

#### TEMPORÆRE FLASKEHALSER OG MARKEDSMAKT

---

I dette avsnittet skal vi fokusere på konkurransemessige problemer knyttet til flaskehalser i overføringsnett. Vi vil inntil videre se helt bort fra den intertemporale dimensjonen i produsentenes beslutninger, ved utnyttelse av magasinene til å flytte vann mellom perioder. Vi drøfter først konsentrasjon i delmarkeder og dernest selve prisdannelsen.

#### KONSENTRASJON I DELMARKEDER

Som forklart, er konsentrasjon i det nordiske kraftmarkedet sett under ett ikke høy. I store perioder vil imidlertid overføringsledningene være fullt utnyttet. Da oppstår det temporære flaskehalser. Slike flaskehalser skaper grunnlag for utøvelse av markedsmakt, der produsentene i sin strategiske adferd lykkes i å oppnå en høyere pris i markedet. I dette avsnittet vil vi utdype dette nærmere.

For å illustrere muligheten for å utnytte markedsmakt, la oss anta at tilbudet av kraft i et bestemt geografisk område er svært begrenset. Underskudd av kraft utløser import av kraft fra omkringliggende områder. Det skyldes at nettet er organisert slik at nettoperatoren hele tiden legger forholdene til rette slik at kraft strømmer fra et område med overskudd av kraft til et område med underskudd av kraft.

Hvis det ikke fantes noen begrensninger på overføringskapasiteten, ville et begrenset tilbud i det aktuelle området resultere i en strøm av kraft inn til dette området, slik at prisen ble identisk med prisen i omkringliggende områder. I så fall ville en hatt et integrert marked med én felles pris. Men dersom det er begrensninger på overføringskapasiteten, vil strømmen av kraft inn til området møte en fysisk begrensning som ikke gjør det mulig å utligne prisene. Når kablene inn til et geografisk område er fullt utnyttet, må området defineres som et eget geografisk marked for den aktuelle perioden.

Det er velkjent at konkurranseforholdene skal vurderes ut fra det faktiske utbredelsen av markedet, det såkalte relevante marked. Når kablene til et område er fullt utnyttet, vil området være avskåret fra omkringliggende områder og vil dermed



måtte defineres som et eget, avgrenset marked. Dette vil gjelde enten kablene utnyttes fullt ut til å importere inn til området, eller kablene utnyttes fullt ut til å eksportere ut av området.

De nordiske landene har generelt sett relativt stor utvekslingskapasitet med nabolandene. For Danmark og Sveriges vedkommende er det mulig å importere (eksportere) et volum som tilsvarer 30 prosent av innenlandsk produksjon (Nordiske konkurransemyndigheter, 2003). For Norges vedkommende er det tilsvarende tallet 20 prosent, mens Finland har lavest import-/eksportkapasitet med mulighet til å eksportere kun 10 prosent av årlig innenlandsk produksjon. Til tross for det relativt store potensialet for utveksling mellom de nordiske landene, oppstår det ikke sjelden situasjoner der overføringsforbindelsene er fullt utnyttet. Omfanget av flaskehals varierer betydelig fra år til år, i stor grad avhengig av tilsigsforholdene. For eksempel vil det i år med svært mye tilsig i Norge, slik tilfellet var i 2000 og 2001, oppstå flaskehals på forbindelsene ut av Norge. Hvis overføringsledningene hadde hatt større kapasitet i slike situasjoner, ville det blitt eksportert mer. I tabellen nedenfor er det vist hvor ofte ulike områder i det nordiske markedet utgjorde egne, relevante markeder.

Tabell 3.1: Relevante markeder, prosent av all timer, 2001 (kilde: Nordiske konkurransemyndigheter, 2003)

<b>Integrert nordisk marked</b>	51,8
<b>Vest-Danmark</b>	19,1
<b>Midt-Norge + Nord-Norge</b>	18,5
<b>Sør-Norge</b>	8,9
<b>Midt-Norge</b>	8,2
<b>Vest-Danmark + Sør-Norge</b>	6,3
<b>Øst-Danmark</b>	5,4
<b>Nord-Norge</b>	5,3
<b>Finland + Øst-Danmark + Sverige</b>	5,3

Av tabellen fremgår det at det er en relativt begrenset andel av tiden hvert av de ulike områdene er egne avgrensede markeder; kun i to områder er det tale om mer enn 10 prosent av tiden. Men summerer vi opp, ser vi at i nesten halvparten av tiden er ett eller flere områder avskåret fra det øvrige, nordiske markedet. Tallene varierer mye fra år til år. I 2002 var det for eksempel et felles integrert marked bare i 32 prosent av tiden.

I den videre diskusjon fokuserer vi på situasjoner med flaskehals. Vi minner imidlertid om at flaskehalsproblemet ikke nødvendigvis er irrelevant i en situasjon der markedet fremstår som ett integrert marked. Som vi senere kommer tilbake til, kan det tenkes strategisk adferd der en aktør opptrer slik at en flaskehals oppheves.

En produsent har større mulighet til å påvirke prisen i et bestemt område dersom området er avgrenset fra det øvrige marked. I det ekstreme tilfellet at området er så lite at produsenten er helt alene, er selskapet i realiteten en monopolist og kan heve prisen uten frykt for konkurranse. Desto større området er, desto flere produsenter er det som har muligheten til å respondere på en økt pris og ta markedsandeler. Dette demper den enkelte produsents incitament til å heve prisen, og kan sågar gjøre det ulønnsomt å forsøke på noe slikt. I så fall fungerer konkurransen som den skal.

Flaskehalsen øker altså potensialet for å utnytte markedsrett. I ly av flaskehalsen kan et selskap redusere sin produksjon og dermed oppnå økt pris, uten at den risikerer at andre produsenter responderer med å øke sin produksjon. Det kan endog tenkes at en produsent kan finne det lønnsomt å oppføre slik at det oppstår en flaskehals. La oss betrakte en situasjon der det går en strøm av kraft inn i et geografisk område, men det er fortsatt noe ledig overføringskapasitet. Markedet er altså i utgangspunktet integrert. Anta så at en produsent reduserer sin produksjon og derved utløser mer import. Når overføringskapasiteten er fullt utnyttet, er det ikke lenger noen respons fra produsenter utenfor området, og prisen vil stige. Dette kan være en lønnsom strategi for produsenten. I så fall har han holdt tilbake produksjon, skapt en flaskehals og således lyktes i å heve prisen over den pris som gjelder i omkringliggende områder.

Dette illustrerer at en stor produsent i et bestemt geografisk område kan utnytte temporære flaskehalsen til å heve prisen, og endog oppføre slik at det oppstår flaskehalsen. Sett i et slikt perspektiv er det utilstrekkelig å fokusere på konkurransen i det felles nordiske markedet – også konkurransen i det enkelte delmarked må vurderes.

Tabellen nedenfor viser konsentrasjonsgraden i de ulike delmarkeder, målt ved den såkalte Hirschman-Herfindahl-indeksen (HHI). Denne indeksen er definert som summen av selskapenes kvadrerte markedsandeler og fanger både opp betydningen av antallet selskaper og av deres relative størrelse. Verdien 0 tilsvarer et marked med et uendelig antall selskaper av ubetydelig størrelse (fullkommen konkurranse), mens verdien 1 tilsvarer et marked med bare ett selskap (monopol). Indeksen er også omtalt i kapittel 4.

Tabell 3.2: Konsentrasjonsgrad for utvalgte delmarkeder målt ved Hirschman-Herfindahl-indeksen (kilde: Nordiske konkurransemyndigheter, 2003)

<b>Finland</b>	0,1766
<b>Norge</b>	0,1634
- Sør-Norge	0,1282
- Midt- og Nord-Norge	0,2270
<b>Sverige</b>	0,2893
<b>Norden</b>	0,0892

Et marked anses gjerne som ukonsentrert dersom HHI-verdien er under 0,1, moderat konsentrert hvis indeksverdien er mellom 0,1 og 0,18, og høyt konsentrert dersom indeksverdien er over 0,18.<sup>19</sup> Vi ser at konsentrasjonen i de nasjonale markedene er betydelig høyere enn det en får inntrykk av dersom en kun betrakter det felles nordiske marked. Hvis en hadde sett direkte på de områdene som ble definert i tabell 3.1, som i flere tilfeller er mindre enn de nasjonale markedene, hadde dette inntrykket i en del tilfeller blitt ytterligere forsterket. For eksempel vil da området Midt- og Nord-Norge bli definert som høyt konsentrert.<sup>20</sup> For Sør-Norge sin del er HHI-verdien relativt lav, men det er før en tar hensyn til Statkrafts senere oppkjøp. Hvis en betrakter

<sup>19</sup> Dette er den standard som amerikanske myndigheter legger til grunn, se US Department of Justice and Federal Trade Commission (1992).

<sup>20</sup> HHI-verdien avhenger av hvordan en betrakter Statkraft. I tallet oppgitt i tabellen er det antatt at Statkraft ikke eier av Trondheim Energiverk. Hvis de var det, ville HHI økt til 0,3159.

Statkraft, Agder, BKK og Skagerak som en enhet, vil også Sør-Norge være definert som høyt konsentrert.<sup>21</sup>

Tallene i tabell 3.2 gir i utgangspunktet grunn til bekymring for konkurransesituasjonen i deler av det nordiske markedet. Men hvor stort det potensielle problemet forbundet med markedsrett faktisk er, vil også ha en tidsdimensjon. Hvis det kun er i en begrenset andel av tiden et område er adskilt fra omkringliggende områder, vil de eventuelle skadevirkningene forbundet med utnyttelse av markedsrett være tilsvarende begrenset. Er for eksempel flaskehals i under 10 prosent av tiden et alvorlig problem? Det avhenger blant annet av hvor skadelig den strategiske adferd er i slike situasjoner, som igjen avhenger av hvordan bedriftene faktisk konkurrerer (eller ikke konkurrerer).

#### KONKURRANSEFORM OG PRISDANNELSE

For å kunne drøfte konkurransesituasjonen i forbindelse med flaskehals, er det nødvendig å være mer presis vedrørende selve prisdannelsen. Det vi her betrakter, er det vi kan kalle den momentane prisdannelsen. Det er prisdannelsen på kraftbørsen på et gitt tidspunkt, for eksempel spotprisen for levering av kraft i en bestemt time på døgnet en bestemt dag. Etterspørselen er svært lite prisfølsom på kort sikt. Det innebærer at et selskap som har en dominerende posisjon, vil kunne finne det svært lønnsomt å heve prisen. Det gir økt inntekt uten å redusere salget i nevneverdig grad. For at strategien skal lykkes, må selskapet forutse at det oppstår en flaskehals (evt. at det er mulig å skape en flaskehals) når den legger inn sitt bud i spotmarkedet.

Et særtrekk ved vannkraft er at produsentene har svært stor fleksibilitet på kort sikt. I mye større grad enn hva tilfellet er med termisk produksjon – der det både tar tid og er kostbart å justere produksjonen – kan en vannkraftprodusent justere produksjonen på svært kort varsel. Dette gir en vannkraftprodusent større muligheter til å utnytte kortsiktige variasjoner i markedsforholdene, for eksempel som følge av temporære flaskehals. Flexibiliteten innebærer imidlertid også at konkurransen blir sterkere. Når konkurrentene kan opptre fleksibelt, vil de raskere reagere på eventuelle forsøk på å heve prisene. Stor fleksibilitet (dvs. ingen bindende kapasitetsskranke) kombinert med det faktum at produsentene selger identiske produkter, vil dermed kunne tilsi at det er svært hard konkurranse selv om det kun er få aktører i markedet.<sup>22</sup> Ut fra et slikt perspektiv bør en være særlig bekymret for en situasjon der en aktør alene er avgjørende

---

<sup>21</sup> Hvis en betrakter Statkraft+Agder+BKK+HEAS som en enhet (hvor Skagerak er inkludert i Statkraft i utgangspunktet), vil HHI øke fra 0,1282 til 0,2583. Da Statkraft er pålagt å selge ut HEAS, vil HHI synke noe når det er implementert.

<sup>22</sup> Stor fleksibilitet og identiske produkter er en situasjon som i den teoretiske litteraturen er omtalt som såkalt Bertrand-konkurranse. Det kan vises at i en slik situasjon vil prisen presses helt ned til marginalkostnaden, selv om det er kun to bedrifter i markedet.

for prisdannelsen, og fokusere særlig på hvor stor faren er for at en slik situasjon skal oppstå.<sup>23</sup>

Konsentrasjonsindeksen som er gjengitt i tabell 3.2, gir ikke noe godt bilde av hvorvidt en aktør alene kan utøve markedsrett. Indeksen er mest relevant i en situasjon der aktørene har liten grad av fleksibilitet, og tallene overvurderer derfor faren for utnyttelse av markedsrett.<sup>24 25</sup> Det interessante spørsmålet er hvorvidt et selskap alene er i stand til å påvirke prisene. Det vil det være dersom det er en såkalt "marginal produsent". Dersom etterspørselen er så stor at den ikke kan dekkes av konkurrentene selv om de produserer for full kapasitet, kontrollerer selskapet i realiteten markedsprisen; selv om selskapet hever prisen, vil det være sikret en viss omsetning. For den kortsiktige prisdannelsen blir derfor den såkalte effektkapasiteten av spesiell interesse. Den bestemmer den momentane produksjonsevnen. I perioder der etterspørselen overstiger effektkapasiteten til alle produsenter bortsett fra én, er denne produsenten marginal. For at det faktisk skal være lønnsomt å utnytte markedsretten i en slik situasjon, må gevinsten ved økt pris oppveie det volumtap produsentene opplever ved å sette en høyere pris enn konkurrentene.

La oss betrakte Sør-Norge i perioden 1.4.1997-1.4.2002, og se i hvilken grad Statkraft sammen med Agder Energi var en marginal produsent.<sup>26</sup> Vi har data for kapasitet, faktisk produksjon og overføringskapasitet for hele Norge samlet sett. Vi har ikke data for Sør-Norge, men det er grunn til å tro at våre beregninger overvurderer snarere enn undervurderer den potensielle markedsretten til Statkraft-Agder i denne perioden.<sup>27</sup>

---

<sup>23</sup> von der Fehr og Harbord (1993) var den første studien som analyserte prissetting i en slik situasjon vi her omtaler, og de relaterte sin teoretiske modell til det engelske markedet for elektrisitet. De viser at en stor aktør kunne utnytte det faktum at dets rival hadde en begrenset kapasitet. Det kunne lønne seg i en slik situasjon å la rivalen produsere for fullt og å tilby et begrenset kvantum selv og dermed oppnå en høy pris i markedet. Det er tale om en situasjon med en felles pris i spotmarkedet (såkalt uniform pris). Dette innebærer at de som produserer for fullt, kan sette en lav pris og allikevel ende opp med å motta den høye pris den store produsenten har satt, fordi den høye prisen blir den markedsklarerende prisen.

<sup>24</sup> HHI kan utledes direkte fra det som i den teoretiske litteraturen er kalt Cournot-konkurranse. Det er som nevnt over en situasjon med liten grad av fleksibilitet, der bedriftene konkurrerer i kapasitet, og det er en klar sammenheng mellom antallet bedrifter og markedsrett.

<sup>25</sup> Et alternativ er å anta at aktørene på en børs anmelder ulike kombinasjoner av pris og kvantum (en kontinuerlig budfunksjon), i stedet for ett gitt kvantum eller en gitt pris. Dette leder til det som er kalt 'supply function equilibria', se for eksempel Green og Newbery (1992). Det kan vises at denne formen for konkurranse leder til lavere likevektspriser enn i det som er kalt Cournot-konkurranse.

<sup>26</sup> Dataene som her er gjengitt er basert på tall innhentet av Statkraft og gjort tilgjengelig for Konkurransetilsynet i forbindelse med Statkrafts oppkjøp av Agder Energi.

<sup>27</sup> Sammenlignet med de øvrige selskapene i Norge har Statkraft en forholdsvis større del av effektkapasiteten lokalisert i området Midt- og Nord-Norge. I timer med flaskehals har derfor Statkraft en mindre andel av tilgjengelig effektkapasitet i Sør-Norge enn det gjennomsnittstallene for hele Norge skulle tilsi.

Tabell 3.3: Statkraft-Agder som marginal produsent, 1.4.1997-1.3.2002 (kilde: Statkraft)

Høyprisområde i Sør-Norge	33%
- herav Statkraft+Agder marginal	3%
Lavprisområde i Sør-Norge	67%
- herav Statkraft-Agder marginal	98%

Av tabell 3.3 fremgår det at av den tiden Sør-Norge var et eget prisområde, var det et lavprisområde i to tredjedeler og høyprisområde i en tredjedel av tiden. Når Sør-Norge er et høyprisområde, er det svært sjelden at Statkraft-Agder er nødvendig for å klarere markedet. I tilfellet med lavprisområde, er imidlertid Statkraft-Agder nesten alltid nødvendig for å tilfredsstille etterspørselen til de gjeldende priser.

I den teoretiske litteraturen har det vært vist at en liten økning i overføringskapasiteten kan ha en betydelig effekt på konkurransen.<sup>28</sup> Det er imidlertid særlig viktig at muligheten for utøvelse av markedsrett begrenses i perioder der et område er høyprisområde. I de tilfeller der et område er lavprisområde, legger prisen i de omkringliggende områder et tak for hvor høyt det er mulig å presse prisen – presses den høyere vil kraftflyten snu og det vil strømme kraft inn i området. I høyprisområder er det imidlertid ingen egentlig grense for hvor høyt prisen kan komme; den svært lave priselastisiteten kan gjøre det lønnsomt med en svært stor prisøkning. En økning i overføringskapasiteten vil imidlertid redusere den marginale produsentens omsetning og derfor ha en disiplinerende effekt på prissettingen.

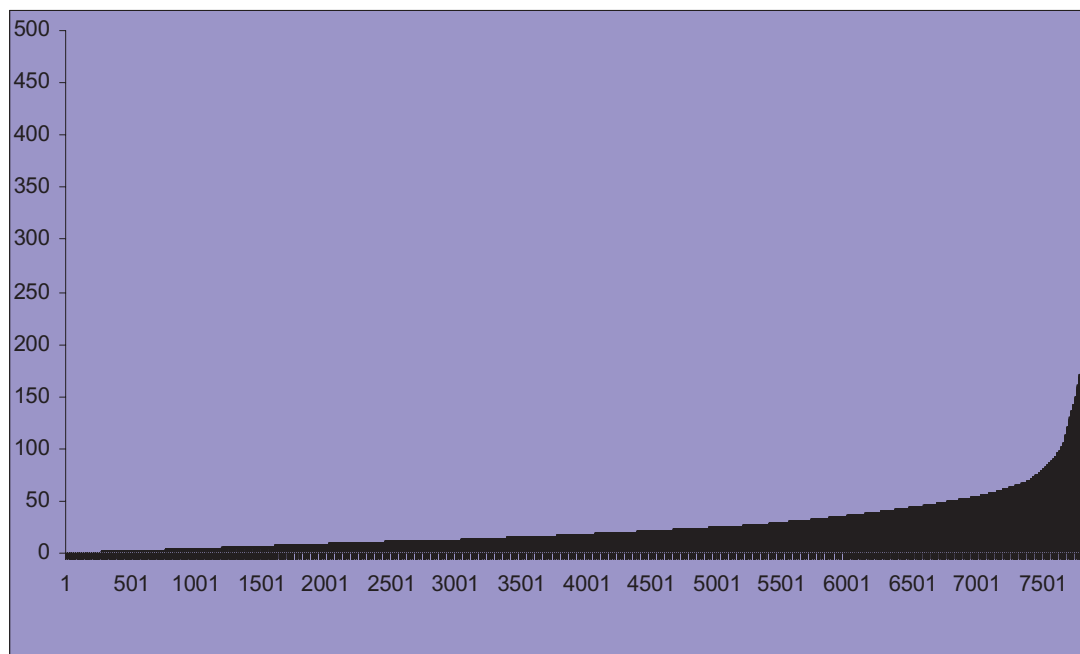
Mens overføringskapasitet demper muligheten for utøvelse av markedsrett i situasjoner med import inn til et område, vil økt overføringskapasitet ha en motsatt effekt i situasjoner med eksport ut av et område. Da vil prisen i det aktuelle området være lavere enn prisen i omkringliggende områder (lavprisområde), og en del av det som er tilgjengelig kapasitet, blir benyttet til å produsere for eksport. Dermed er produsentene nærmere sin kapasitetsskranke i utgangspunktet. Hvis den dominerende aktøren i en slik situasjon reduserer sin produksjon, vil det være mindre mulighet for andre til å øke sin produksjon tilsvarende. Følgelig vil den store produsenten oftere være en marginal produsent i slike tilfeller. Dette forklarer hvorfor Statkraft-Agder svært ofte er en marginal produsent i Sør-Norge når dette området er et lavprisområde. I en slik situasjon kan det tenkes at den dominerende produsenten reduserer sin produksjon i et slikt omfang at det som opprinnelig var en flaskehals, ikke lenger blir det. I så fall er prisen kommet så høyt at den utlignes med prisen i de omkringliggende områder. Økt overføringskapasitet leder følgelig til et større potensial for strategisk adferd av en stor produsent når det i utgangspunktet er tale om et lavprisområde.

I det tilfelle at et område er lavprisområde, setter altså prisen i markedet for øvrig en øvre grense for hvor høyt områdeprisen kan presses. I den aktuelle perioden var prisforskjellen under 2 øre/kWh i halvparten av den tiden Sør-Norge utgjorde et lavprisområde (figur 3.1). I 85 prosent av tiden var prisforskjellen under 5 øre/kWh, og i 95 prosent av tiden var prisforskjellen under 10 øre/kWh. Dette skulle tilsi at i de fleste timer med lavprisområde i Sør-Norge er det ikke potensial for en dramatisk prisøkning. Men selv en prisøkning på 2 øre/kWh er ikke ubetydelig. Hvis prisen i

<sup>28</sup> Dette er vist i Borenstein et al (2000). For andre studier av strategisk adferd knyttet til overføringsbegrensninger i nettet, se blant annet Hogan (1997), Joskow og Tirole (2000) og Leautier (2001).

utgangspunkt er 20 øre/kWh, er prisøkningen på 10 prosent – hvis prisen er 10 øre/kWh, er den 20 prosent. I noen relativt få timer var potensialet for prisøkning meget stort. I 18 av 7889 timer var prisforskjellen større enn 50 øre/kWh.

Figur 3.1: Prisforskjell mellom Oslo og Stockholm i timer der Sør-Norge er lavprisområde, 1.4.97-1.4.2001, NOK/MWh (kilde: Statkraft)




---

## FLASKEHALSER OG FLYTTING AV VANN

---

Så langt har vi betraktet kraftmarkedet som ethvert annet marked, der en geografisk avgrensning av markedet typisk innebærer færre konkurrenter og dermed et større potensial for utøvelse av markedsmakt. Men i et vannkraftbasert system kan ikke ulike tidsperioder ses uavhengige av hverandre. En vannkraftprodusent med magasineringsmuligheter har mulighet til å forskyve produksjonen mellom perioder. Det betyr spesielt at det sjelden er lønnsomt ikke å utnytte vannkraftressursen fullt ut – det som ikke produseres i én periode, kan spares og utnyttes på et senere tidspunkt. Det vil derfor som regel være lønnsomt å utnytte hele tilsiget. Sett over en lengre periode kan vi derfor i stor grad betrakte vannkraftprodusentenes produksjon som gitt – bestemt av naturgitte tilsigsforhold. I dette avsnittet vil vi drøfte hva dette innebærer for utøvelsen av markedsmakt.

## INTERTEMPORAL TILPASNING OG KONKURRANSE

Vannkraftproduksjon har en egenskap som adskiller den fra (nesten) all annen type produksjon.<sup>29</sup> Som forklart i foregående kapitler, er total produksjon for en

---

<sup>29</sup>En grundig oversikt over vannkraftprodusentenes beslutningsproblem i en slik situasjon er gitt i henholdsvis Berg (1988) og Førstund (1994). Av nyere studier kan nevnes Singh, Eldegard og Skaar (1999), og von der Fehr (1998), samt Crampes og Moreaux (1999), som fokuserer på samspillet mellom vannkraftbaserte og termiske produsenter. Det finnes også en del studier som ser på en situasjon der en produsent også eier nettet, se Hogan (1997), Borenstein, Bushnell og Stoft (2000), Bushnell (1999), Joskow og Tirole (2000) samt Leautier (2001).

vannkraftprodusent bestemt av tilsig av vann til magasinene. Dersom det er mye nedbør (våtår), er produsentens totale produksjon over året stor, og tilsvarende er produksjonen lav dersom det er lite tilsig (tørrår). En vannkraftprodusent med magasineringsmuligheter står overfor en situasjon der han må bestemme når vannet skal produsere. I prinsippet kan produsenten sende vann forbi driftsklare turbiner og dermed spille vann. I det følgende ser vi bort fra denne muligheten (det bringer oss i realiteten tilbake til situasjonen slik vi har beskrevet den ovenfor) og fokuserer på en situasjon der vannkraftprodusenten benytter det vannet han har tilgjengelig i sine magasiner. Hvordan vil dette påvirke konklusjonene vi kom frem til i foregående avsnitt vedrørende flaskehals?

Når total produksjon er gitt, vil en reduksjon i produksjonen på ett tidspunkt måtte motsvares av økt produksjon på et annet. En eventuell utnyttelse av markedsrett innebærer i så fall en annen produksjonsprofil enn den som ville resultere i et konkurransemarked. For å illustrere dette, la oss gå tilbake til situasjonen nevnt i foregående avsnitt, der en produsent i et aktuelt område holder tilbake produksjonen i en periode for dermed i ly av flaskehalsen å oppnå en høyere pris enn i omkringliggende områder. Den tilbakeholdte produksjonen, i form av vann lagret i magasinene, må dermed benyttes til produksjon på et fremtidig tidspunkt. Selskapet vil da kunne finne det lønnsomt å benytte den tilbakeholdte produksjonen på et tidspunkt der det ikke lenger er noen flaskehals. Da vil det stå overfor et integrert, nordisk marked der en økning i produksjon utgjør en liten andel av total produksjon, og prisreduksjonen vil i et slikt tilfelle være begrenset. Dermed har selskapet holdt tilbake produksjonen i en periode der reduksjonen har hatt en betydelig prisøkende effekt, og økt produksjonen i en periode der det er en betydelig mindre, prisreducerende effekt.

Dette illustrerer at strategisk adferd knyttet til flaskehalsen også er aktuelt for en vannkraftprodusent med gitt totalproduksjon.<sup>30</sup> Det kan endog argumenteres for at det tilfellet vi her har omtalt, kan bli mer aktuelt i en situasjon med en gitt total produksjon. Den produksjonen som holdes tilbake, har en alternativ verdi, i og med at den kan selges på et senere tidspunkt. Det ville ikke være tilfellet for en vannkraftprodusent uten magasiner, eller en termisk produsent for den saks skyld. Desto større verdi produksjonen har på et senere tidspunkt, desto sterkere incitamenter vil produsenten ha til å opptre slik at det blir en høy pris i ly av flaskehalsen.<sup>31</sup>

La oss betrakte det motsatte tilfellet, der det i utgangspunktet er lavere pris i det aktuelle området enn i omkringliggende områder. Strategisk adferd kan i dette tilfellet føre til at flaskehalsen forsvinner, eventuelt at prisforskjellene blir mindre uten at flaskehalsen oppheves. Igjen er det slik at den produksjonen som eventuelt holdes tilbake, selges på et senere tidspunkt, og da typisk i en situasjon der markedet er et integrert, nordisk marked. Men for at en slik strategi skal være lønnsom, må kraften som selges ut på et senere tidspunkt, selges til en lavere pris enn den pris som gjelder bak flaskehalsen. Hvis prisen på et senere tidspunkt var høyere enn dagens pris, ville

---

<sup>30</sup> Dette er nærmere analysert i von der Fehr og Johnsen (2002a,b).

<sup>31</sup> Men effekten på velferden er tvetydig. På den ene side kan prisøkningen bli større, på den annen side har nå den produksjon som tas bort, en alternativ anvendelse. Dette kommer vi tilbake til.



det uansett vært fornuftig å spare vannet selv om produsenten var helt uten innflytelse på prisen.

#### UTNYTTELSE AV MARKEDSMAKT I LAVPRISOMRÅDE?

Selv om en i prinsippet kan tenke seg at en vannkraftprodusent kan utnytte markedsmakt i perioder der det regionale markedet er et lavprisområde, er det ikke sikkert at flytting av vann vil forekomme. For det første kan det rett og slett være ulønnsomt med en slik adferd. Dette tilfellet ble drøftet ovenfor.

For det andre kan det tenkes at tilsiget er slik at produsentene ikke har mulighet for å lagre vannet. Her er det to mulige situasjoner. I forbindelse med vårflommen domineres tilbudet av elvekraftverk, som er karakterisert ved at de ikke kan flytte sin produksjon til andre tidsperioder fordi de har små eller ingen lagringsmuligheter. En tilsvarende situasjon kan oppstå en regnfull høst, når produsentene er avhengige av å produsere for fullt for å unngå at magasinene renner over. I begge situasjoner kan det uregulerte tilsiget bli så stort at prisene presses lavere enn i de termisk dominerte nabomarkedene.

For å få en pekepinn på om muligheten for flytting av vann er begrenset, la oss betrakte månedene mai-juni og oktober. Det er henholdsvis to måneder med vårflom og én måned med overfylte magasiner dersom det kommer mye nedbør. 2000 var et våtår, der magasinene var overfylte i oktober. Av samtlige timer der Sør-Norge var et lavprisområde dette året, falt 27 prosent i mai og juni og 12 prosent i oktober. Vi ser dermed at til sammen 39 prosent av samtlige timer med lavprisområde i 2000 var i løpet av de tre månedene, noe som ligger klart over de 25 prosent vi skulle forventet dersom timene med lavprisområde var jevnt fordelt over året.

Tallene antyder at begrensede lagringsmuligheter kan spille en rolle for hvorvidt et område blir et lavprisområde. Men det betyr ikke at strategisk adferd ikke er aktuelt i slike perioder. Med begrensede lagringsmuligheter har vannet ingen alternativ anvendelse, hvilket gjør at spill av vann blir mer aktuelt. For eksempel er det grunn til å spørre om kraftprodusentene har incitamentet til å produsere for fullt når de vet at vannet ellers vil gå til spille. Statkraft skrev følgende i sin årsberetning for 1992 (forøvrig et våtår):

*’Vi har hatt noe spill i løpet av året. Dette kunne vært unngått om vi i tide hadde økt produksjonen, men samtidig ville den økte produksjonen gitt betydelig prisfall i spotmarkedet. Resultatet ville blitt lavere inntekter for Statkraft’*

Dette indikerer at i våtår bør en være oppmerksom på faren for bevisst spill av vann senhøstes. Med fungerende konkurranse vil en unngå en slik strategisk adferd, da tilbakeholdt produksjon av et selskap vil bli erstattet av økt produksjon av et annet selskap. Hvis det ved våtår er slik at det aktuelle området ofte er et lavprisområde i tiden rett før og når magasinene er overfylte, er det konsistent med at selskapene konkurrerer. Hvis det derimot er slik at lavprisområde unngås i slike perioder, indikerer det at selskapene opptrer strategisk. Isåfall vil det være et eksempel på det som vi har forklart over, der et selskap opptrer på en slik måte at en flaskehals forsvinner. Det burde være mulig å undersøke nærmere hvorvidt slik strategisk adferd har forekommet ved å studere i detalj selskapenes adferd senhøstes i våtår. Vi har ikke hatt anledning til å gjøre noe slikt innenfor dette prosjektet.



### PRISFORSKJELLER OVER DØGNET

Termiske produsenter har liten mulighet til å justere produksjonen over døgnet, og etterspørselen er større om dagen enn om natten. Det skaper i utgangspunktet prisforskjeller mellom dag og natt i det nordiske markedet, med høy pris om dagen og lav pris om natten. Vannkraftprodusenter utnytter dette ved å flytte produksjon fra natt til dag. I prinsippet skulle en forvente at en slik flytting av vann ville utligne prisene mellom dag og natt. Så er ikke tilfellet. Figur 3.2 viser timeprisen i en uke i overgangen mellom januar og februar 2000, da Sør-Norge og Sverige var et integrert marked.

Figur 3.2: Spotpris pr. time, 28.01.00-03.02.00, NOK/MWh (kilde: Nord Pool)



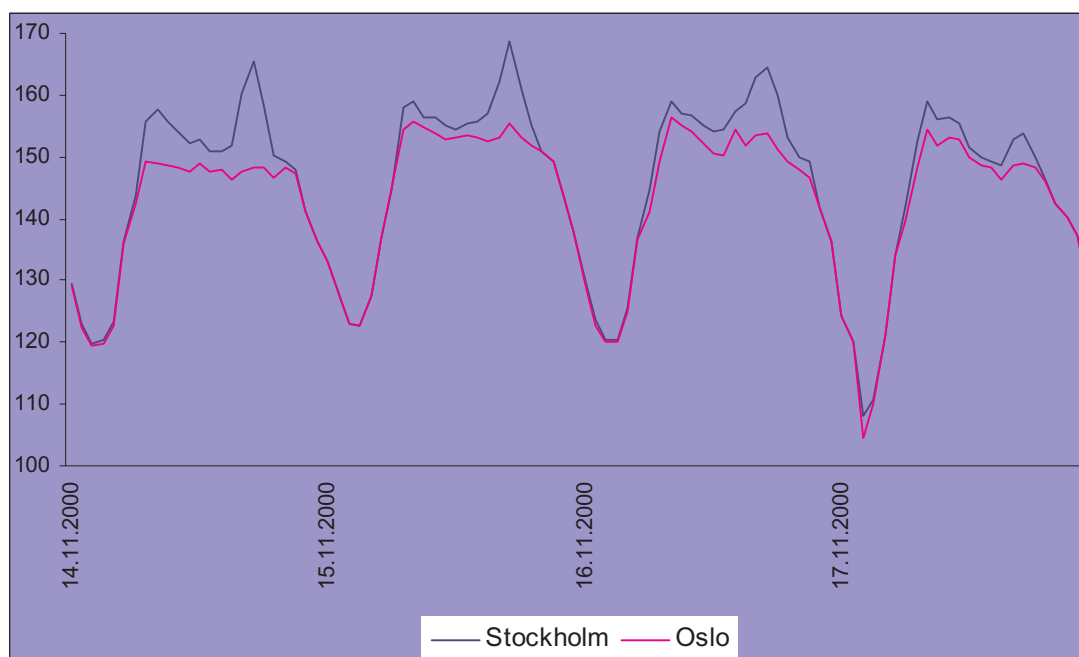
Hvordan kan vi forklare prisforskjellene? Én mulig forklaring er at vannkraftprodusentene flytter så mye produksjon som det er fysisk mulig fra natt til dag, men at dette ikke er tilstrekkelig til å sikre full prisutjevning. Vannkraftproduksjonen er av begrenset størrelse sammenlignet med den totale produksjonskapasiteten i det nordiske markedet. Vannkraftprodusentene er dessuten bundet av ulike restriksjoner, særlig når det gjelder reguleringstakt, som skaper begrensninger på deres mulighet til raskt å endre produksjon.

En alternativ forklaring er markedsmakt. Som forklart foran kan en aktør med markedsmakt utnytte forskjeller i markedets reaksjon fra én periode til en annen. La oss anta at det er lavprisområde kun om dagen, mens markedet er integrert om natten. Da kan selskapet holde tilbake produksjon om dagen og selge ut om natten. Det innebærer at selskapet har holdt tilbake produksjon i en situasjon der det kan påvirke prisen betydelig og solgt ut det tilbakeholdte kvantumet i en periode der dets økte salg kun har en begrenset effekt på prisen.

Det er begrenset med opplysninger om hvor realistisk det er med en slik adferd. Figur 3.3 viser timepris for henholdsvis markedet sett under ett ("systemprisen") og Sør-Norge for perioden 14.-17.11.2000. I deler av denne perioden er Sør-Norge et lavprisområde. Det gjelder uten unntak når prisen relativt sett er høy, mens det er en

rekke timer med lav pris der Sør-Norge er ett felles marked med Sverige. I et slikt tilfelle skulle en tro at en strategisk adferd som beskrevet ovenfor er mulig å gjennomføre i praksis, der et selskap flytter vann fra en periode med høy pris bak en flaskehals til en periode med lav pris i et integrert marked. Det kan allikevel være grunn til å spørre hvor omfattende muligheten for en slik adferd er og hvor store de eventuelle skadevirkningene vil være. Det er avgjørende at selskapet faktisk "treffer" prisvariasjonene i markedet. I akkurat denne perioden er det et relativt systematisk mønster som bør være lett å forutse.

Figur 3.3: Spotpriser pr. time, 14.-17.11.00, NOK/MWh (kilde: Nord Pool)



Det er til syvende og sist et empirisk spørsmål hvor alvorlig problemet med økt utnyttelse av markedsrett i et lavprisområde vil være. For det første er det et spørsmål om det faktisk er lønnsomt å heve prisen.<sup>32</sup> For det andre er det et spørsmål om hvor stor prisøkningen blir, hvis den er lønnsom. Prisen kan kun heves opp til prisen som gjelder i omkringliggende områder – skal prisen bli enda høyere, må produsenten holde tilbake så mye vann at utvekslingen snus, fra eksport til import. Selv om den absolutte prisvirkningen er begrenset, kan den relative virkningen allikevel være betydelig. Vi har ikke hatt mulighet for en mer systematisk vurdering av problemet innenfor dette prosjektet.

#### EIERINTERESSER I ULIKE OMRÅDER

Incitamentet til å forskyve produksjonen mellom perioder kan endres dersom selskapet har produksjon spredt over flere regioner. Dersom for eksempel en produsent har eierinteresser i både Sør-Norge og Sverige, vil det dempe incitamentet til å utnytte en flaskehals på den måten vi har skissert ovenfor. Dersom selskapet selger ut den

<sup>32</sup> I forbindelse med Statkrafts oppkjøp av Agder Energi ble det stilt spørsmål ved hvorvidt en stor aktør hadde store muligheter til faktisk å påvirke prisen i markedet. I von der Fehr og Johnsen (2002a) ble det vist til eksempler der den alternative anvendelsen hadde 10 øre lavere pris. Mathiesen (2002) kommer til andre resultater enn von der Fehr og Johnsen (2002a).

tilbakeholdte produksjonen når markedet er integrert, vil det føre til et prisfall som også berører de av selskapets kraftverk som er lokalisert i andre regioner. Desto større interesser selskapet har i det markedet der den ”dumper” produksjon (dvs. selger til en lavere pris), desto mindre incitament har det til å holde tilbake produksjonen i ly av en flaskehals.

Eierinteresser spredt over ulike geografiske områder kan altså bidra til å stabilisere prisene.<sup>33</sup> Dette innebærer at dersom en er bekymret for utnyttelse av flaskehalssituasjoner i et bestemt geografisk område, vil det ikke være noen fordel å legge restriksjoner på eierinteresser i andre geografiske områder. Følgelig kan regional makt være et problem, mens multiregional makt snarere demper enn forsterker faren for utnyttelse av markeds makt i forbindelse med flaskehals.

#### NASJONAL VELFERD

Den intertemporale dimensjonen innebærer at også velferdseffektene av utnyttelse av markeds makt blir mer kompliserte å anslå. Den produksjon som blir holdt tilbake i én periode, blir benyttet på et senere tidspunkt. Det innebærer at det er prisforskjellen mellom de to periodene som utgjør det samfunnsøkonomiske tapet forbundet med strategisk flytting av produksjon fra én periode til en annen. Det betyr at tapet er mindre enn i et tradisjonelt marked, der en typisk vil finne at en endring av tilpasningen i én periode ikke har noen effekt i andre perioder.<sup>34</sup>

Den intertemporale dimensjonen innebærer også at det blir feil å definere området i ly av en flaskehals som det relevante markedet. Bedriftens strategiske adferd har en effekt både i området som er i ly av flaskehalsen og i det integrerte området.

En kan komplisere bildet ytterligere ved å ta hensyn til at det i ett av de aktuelle markedene er utenlandske aktører. I eksempelet ovenfor antok vi at den tilbakeholdte produksjonen ble solgt i en periode med et felles, integrert marked, hvilket innebærer at det er utenlandske aktører både på kjøper- og selgersiden. Da må en korrigere for hva disse taper og vinner, for å komme frem til nettoeffekten sett fra et nasjonalt perspektiv, det vil si for norske forbrukere og produsenter.

For å illustrere hvordan en anslår effekten på nasjonale interesser, la oss anta at i et integrert marked selger utenlandske produsenter 100 enheter, mens utenlandske kjøpere kjøper 110 enheter. For 100 av disse enhetene vil en prisreduksjon føre til en omfordeling mellom utenlandske kjøpere og selgere som er irrelevant ut fra våre nasjonale interesser. For de resterende 10 enhetene vil en prisreduksjon være av betydning. Det vil innebære at det blir en overføring fra en innenlandsk produsent, som ut fra det vi har sagt over, må være den som forsyner disse 10 enhetene, til utenlandske kjøpere. I så fall er det et tap fra nasjonens synspunkt lik prisreduksjonen multiplisert med 10 enheter. Dette kommer i tillegg til det velferdstapet som er beskrevet ovenfor. Hvis det derimot er slik at det er større utenlandsk produksjon enn

---

<sup>33</sup> Dette er vist i Skaar og Sørgard (2002).

<sup>34</sup> Dette er illustrert i Mathiesen, Skaar og Sørgard (2002a), som rapporterer at prisøkningene som følge av markeds makt som er simulert i von der Fehr og Johnsen (2002a), har en svært begrenset velferdseffekt når en fokuserer kun på det såkalte dødvektstapet. Men som argumentert i von der Fehr og Johnsen (2002b), vil det kunne tenkes andre former for tap forbundet med utnyttelse av markeds makt. Det kan forekomme ulike former for sløsing med ressurser, slik at deler av det som potensielt var et overskudd på bedriftenes hender, kan gå til spille.

utenlandsk forbruk, vil effekten dra i motsatt retning. Da vil prisreduksjonen gi en netto overføring fra utenlandske produsenter til innenlandske forbrukere, noe som teller positivt fra et nasjonalt perspektiv. Følgelig ser vi at det er vanskelig å si med sikkerhet hvordan nasjonale interesser påvirkes; det kan forsterke velferdstapet, eller det kan redusere det.<sup>35</sup>

#### ANDRE KONKURRANSEMESSIGE FORHOLD

Vi har argumentert for at det er stor fleksibilitet i produsentenes tilpasning, og at dette kan lede til hard konkurranse. Det er velkjent fra litteraturen at i situasjoner der det er potensial for hard konkurranse, er det sterke incitamentene for selskapene til å oppnå en såkalt stilltiende forståelse. Det innebærer at selskapene – enten implisitt (stilltiende) eller eksplisitt – inngår en avtale om ikke å konkurrere hardt. Flere har påpekt at det er karakteristika ved denne næringen som taler for at det er et potensial for at produsentene kan lykkes med ikke å konkurrere.<sup>36</sup> I så fall er det grunn til å vurdere konkurranseforholdene også i de tilfeller der det ikke finnes en marginal produsent som kontrollerer markedsprisen. Når flere produsenter opptrer i fellesskap, har de større mulighet for å kontrollere prisen.

De spesielle egenskapene ved vannkraftproduksjon, ikke minst at det er mulig å forskyve produksjonen over tid, gir grunn til å undersøke nærmere hvor stort potensialet kan være for slikt (stilltiende) samarbeid. Når den samlede produksjonen er begrenset av tilsiget, og produsentene har mulighet for å lagre vannet, er det mindre sannsynlig at en priskrig skal bli utløst. Økt produksjon på ett tidspunkt må motsvares av redusert produksjon på et annet. Dermed er det små incitamentene til å starte en priskrig. Når produsentene innser dette, vil det ikke være noen disiplinerende mekanisme som kan understøtte en forståelse om å holde prisene på et høyt nivå. Vi kjenner ikke til studier av hvordan underforstått prissamarbeid vil arte seg i et vannkraftdominert marked.<sup>37</sup> Her synes det derfor å være behov for mer forskning.

For selskaper som kontrollerer både vannkraftverk og termiske verk, blir situasjonen vesentlig forskjellig fra selskaper som bare kontrollerer vannkraftverk. Hvis for eksempel et vannkraftprodusent kjøper opp en termisk produsent, vil det gi selskapet større fleksibilitet hva angår total produksjon.<sup>38</sup> Det gir samtidig et større potensial for å utnytte markedsrett. Ved å begrense den termiske produksjonen, kan selskapet redusere den samlede produksjonen uten å spille vann, og det kan dermed øke inntekten på hele det volum som produseres ved hjelp av vannkraft.

---

#### KONKLUSJON

---

I dette kapitlet har vi drøftet ulike aspekter knyttet til temporære flaskehalser og mulig utnyttelse av markedsrett. Vi finner at potensialet for flaskehalser kan lede til

---

<sup>35</sup> Sørgard (1997) viser hvordan økt utnyttelse av markedsrett kan påvirke velferd i en situasjon med et felles nordisk kraftmarked. Det sentrale er hvorvidt det er netto eksport eller netto import.

<sup>36</sup> Se for eksempel Konkurransetilsynet (2003), avsnitt 4.3.

<sup>37</sup> Et unntak er Garcia et al (2001).

<sup>38</sup> Se Crampes og Moreaux (2001), som analyserer et marked med både termisk produksjon og vannkraftproduksjon.

konkurransmessige problemer. Spørsmålet er hvor store problemene er, og eventuelt hvilke tiltak en kan iverksette for å avbøte dem. Vi har påpekt enkelte sentrale aspekter og understreket at disse til dels avviker fra forhold som tidligere har vært i fokus i forbindelse med drøftingen av markedsrett i kraftforsyningen.

For det første har vi påpekt at selve prisdannelsen i markedet taler for at en retter søkelyset mot store produsenters mulighet til å kontrollere markedsprisen. Det er grunn til å tro at dette gir en bedre forståelse av faren for ensidig utøvelse av markedsrett enn hva tilfellet er med det mer tradisjonelle mål.

For det andre har vi påpekt at det er viktig å skille mellom flaskehals-situasjoner med henholdsvis høypris- og lavprisområde. Det er særlig i en situasjon der et område er lavprisområde, at det er grunn til å være på vakt mot utnyttelse av ensidig markedsrett.

For det tredje har vi påpekt at en ikke må fokusere utelukkende på konkurransegraden innenfor det enkelte geografiske området, men også ta hensyn til hvorvidt produsenter har eierinteresser i flere områder. En spredning av eierskap over regioner kan bidra til å dempe incitamentene til å øke prisen bak en flaskehals, fordi det tilbakeholdte kvantumet må selges ut i et marked der selskapet har andre eierinteresser som blir skadelidende ved en eventuell reduksjon i prisen.

For det fjerde har vi påpekt at det er flere andre forhold som vi vet for lite om, og som er av betydning for hvorvidt det faktisk er mulig med utnyttelse av markedsrett. Vi har stilt spørsmål ved hvorvidt produsentene alltid har reell mulighet til å utnytte situasjoner der markedet er regionalt oppdelt. Vi har også påpekt at det finnes lite kunnskap om hvordan stilltiende (eller eksplisitt) prissamarbeid fungerer i et vannkraftbasert marked.

Alt i alt tyder dette på at det er vanskelig å ha en klar formening om hvor store de konkurransemessige problemene er i forbindelse med flaskehals. Det lille som finnes av empiriske studier, gir ikke noen indikasjon på at utnyttelse av markedsrett har vært et stort problem. Det er imidlertid ikke uten videre enkelt å tolke disse resultatene. For det første er det, som vi har vært inne på ved flere anledninger i tidligere kapitler, notorisk vanskelig å avsløre prismanipulasjon i kraftmarkedet. For det andre kan det – som vi har forklart i kapittel 2 – være grunner til at selskapene velger ikke å utnytte det potensialet som eventuelt finnes.

Vi konkluderer dermed med at det er grunn til å være på vakt. Gitt dagens overføringskapasitet bør en vurdere nøye oppkjøp og fusjoner. Det er imidlertid også grunn til å fokusere på flaskehalsene som sådan. Som vi har sett, vil større overføringskapasitet være en effektiv bremse på utnyttelse av markedsrett i situasjoner der et område er et høyprisområde. Det er nettopp i slike situasjoner at en eventuell utnyttelse av markedsrett kan ha de største prisvirkninger. Ved vurderinger av nye investeringer i overføringsledninger bør en derfor trekke inn konkurransemessige forhold. Sagt på en annen måte; dersom en ikke vil eller kan sørge for at markedsstrukturen ligger til rette for konkurranse, blir det desto viktigere å redusere flaskehalsene i nettet for derved å integrere markedet tettere og redusere mulighetene for å utnytte regional markedsrett.

Sist, men ikke minst, er det grunn til å se særlig kritisk på fusjoner mellom vannkraftprodusenter og termiske produsenter. En slik fusjon vil innebære at vannkraftprodusenten får mulighet til å bli en del av en større enhet med større fleksibilitet, blant annet til å justere total produksjon. Det åpner for utøvelse av markedsrett i mer tradisjonell forstand, der produsentene begrenser sin totale produksjon for å drive det alminnelige prisnivå i været.

## SELSKAPSRELASJONER

I kraftsektoren er det eksepsjonelt mange og tette relasjoner mellom selskapene, inklusive krysseie, felleseide produksjonsanlegg og ulike former for samarbeid. I dette kapitlet analyserer vi den konkurransemessige betydningen av slike selskapsrelasjoner.

Mange selskaper har felles eller kryssende eierinteresser. I noen tilfeller skyldes dette at selskapene har felles eier, for eksempel fordi de er organisert innenfor et konsern eller underordnet et holdingselskap. I andre tilfeller har én og samme eier mindre eierinteresser i flere selskaper, såkalt diversifisert eierskap. En tredje form for kryssende eierinteresser har vi i de tilfeller der kraftselskapene har eiermessige posisjoner i hverandre. Det omtales gjerne som krysseie.

Kryssende eller felles eierinteresser kan påvirke selskapenes incitament til å konkurrere. Eiermessige relasjoner gir dessuten muligheter for å samordne selskapenes beslutninger, for eksempel om markedsstrategi, investeringer og opptreden overfor kunder, konkurrenter og myndigheter. Graden av samordning avhenger både av formen og omfanget av de eiermessige forbindelser. I noen tilfeller er forbindelsene så sterke at selskapene i praksis må oppfattes som én beslutningsenhet. I andre tilfeller – for eksempel der et selskap bare har en minoritetspost i et annet selskap – kan de eiermessige forbindelser være så svake at selskapene i praksis opptrer uavhengig av hverandre.

En spesiell form for eiermessige forbindelser oppstår i de tilfeller der selskapene eier produksjonsanlegg i fellesskap. Av historiske årsaker er mange kraftverk etablert i fellesskap av flere selskaper. Dette hadde sammenheng med behovet for å skaffe finansiering til store investeringer, men også forskjellige reguleringsbestemmelser, for eksempel de regionale selskapers tidligere plikt til å dekke opp forbruket til kundene innenfor egen region (den såkalte oppdekningsplikten). Selv om eierskapet i noen tilfeller er konsolidert – enten ved at selskaper er slått sammen, eller ved at noen av eierne har solgt sine interesser – er omfanget av felleseide kraftverk fremdeles meget utbredt.

En annen type selskapsrelasjoner som også har utgangspunkt i en felles produksjonsressurs, er samarbeid mellom kraftprodusenter som er lokalisert i samme vassdrag. Behovet for samarbeid oppstår dels som følge av reguleringsbestemmelser for å forhindre uakseptabel vannføring i vassdraget. Det er imidlertid også nødvendig å koordinere produksjonen i de enkelte verk for å sikre maksimal utnyttelse av produksjonsevnen i vassdraget sett under ett. For eksempel vil en overdreven produksjon høyt oppe i vassdraget kunne medføre at vann må slippes forbi turbinene lengre nede. Samarbeidet er gjerne organisert i såkalte brukseierforeninger som har ansvaret for å koordinere produksjonen i vassdraget.

Samarbeid i brukseierforeninger og felleseide kraftverk er eksempler på samarbeid oppstrøms i verdikjeden. Slikt oppstrømsamarbeid forekommer også i andre former, for eksempel i felles driftsorganisasjoner, innkjøpsamarbeid og samarbeid om forskning og utvikling.



Kraftselskapene samarbeider ikke bare oppstrøms; i noen tilfeller samarbeider de også nedstrøms, i salget av kraften. Det skjer dels ved at selskapene har opprettet felles salgsorganisasjoner og dels ved at enkelte selskaper omsetter kraft for andre. Slikt salgssamarbeid tar ulike former. I noen tilfeller består salgssamarbeidet i markedsføring og kontraktshåndtering av de volumer det enkelte selskap stiller til rådighet. I andre tilfeller er det salgsledet som faktisk bestemmer omsetningen.

For den konkurransemessige analysen blir det viktig å vurdere nøye ikke bare omfanget, men også karakteren av de selskapsmessige relasjonene. For det første er det avgjørende hvordan relasjonen er organisert. For eksempel vil betydningen av en gitt eierposisjon være vesentlig forskjellig om den gir rett til en plass i selskapets styrende organer, enn om den bare er å betrakte som en passiv finansplassering. For det annet er det viktig hvordan beslutningsmyndigheten er plassert. I et felleseid kraftverk er det for eksempel en vesentlig forskjell på om selskapene hver for seg fatter beslutninger om sin del av kraftverkets produksjonskapasitet, eller om produksjonsbeslutningene fattes i fellesskap. For det tredje er det av betydning i hvilken grad selskapene har mulighet til å kikke hverandre i kortene og utveksle informasjon.

Basert på en kartlegging av omfanget og karakteren av de selskapsmessige relasjoner, må analysen ta sikte på å vurdere den konkurransemessige betydningen av disse relasjonene. På den ene side kan forbindelsene gi opphav til gunstige virkninger i form av synergieffekter, diversifisering av risiko og overføring av kompetanse. På den annen side innebærer de selskapsmessige relasjonene en fare for at incitamentene til å konkurrere undergraves, og at selskapene koordinerer sin adferd for å oppnå større markedsrett. Dette behøver ikke være et resultatet av et direkte (og ulovlig) samarbeid, men kan snarere skyldes at tette og nære forbindelser gir opphav til en markedsbalanse mer preget av felles forståelse enn egentlig konkurranse.

I den grad en finner at de kartlagte relasjoner kan virke konkurransedempende, må analysen kompletteres med en undersøkelse av hvordan myndighetene gjennom konkurranseregulerende tiltak kan forhindre skadelige virkninger, eller avbøte den skade som allerede måtte være skjedd og gjenopprette reell konkurranse. Det mest nærliggende tiltak er naturligvis å gripe inn mot selskapsrelasjonene som sådan, for eksempel ved å forby samarbeidskonstellasjoner, pålegge salg av eierinteresser (i statlig eide selskaper) eller på andre måter bryte forbindelsen mellom selskapene. I den grad dette ikke er ønskelig eller mulig, må en isteden finne frem til avbøtende tiltak, for eksempel rettet mot den måte relasjonene er organisert på.

---

## OMFANG OG KARAKTER AV SELSKAPSFORBINDELSER

---

Vi starter gjennomgangen med en oversikt over omfanget av ulike selskapsrelasjoner. Vi fokuserer på eiermessige relasjoner mellom produksjonsselskapene, da disse både er mest omfattende og har størst betydning fra et konkurransemessig perspektiv.

Vi begynner med å se på kryssende eierforbindelser mellom selskapene i det nordiske markedet. Her har det nylig vært gjennomført et større arbeid av de nordiske konkurransemyndigheter, og vi baserer i stor grad vår fremstilling på de opplysninger som er fremskaffet der.

Dernest ser vi nærmere på produksjonsmessige forbindelser i form av felleseide kraftverk og brukseierforeninger. I denne delen legger vi hovedvekten på norske forhold. Det ville vært ønskelig å studere betydningen av slike relasjoner i det nordiske markedet for øvrig, men tidsmessige og ressursmessige begrensninger har umuliggjort en slik analyse.<sup>39</sup>

Vi avslutter denne delen med en kort beskrivelse av andre samarbeidsrelasjoner i sektoren.

#### EIERMESSIGE FORBINDELSER<sup>40</sup>

I oversikten over eiermessige forbindelser i kraftmarkedet skal vi skjelne mellom diversifiserte eiere – der én eier har eierinteresser i flere selskaper – og krysseie – der ett selskap har eierinteresser i ett eller flere andre selskaper.

Det er ikke noe stort innslag av diversifiserte eiere i det nordiske kraftmarked. Det mest fremtredende eksempel er den norske stats eierskap i Statkraft (100 prosent) og Norsk Hydro (44 prosent). For øvrig er det bare det tyske E.ONs eierinteresser i de svenske kraftselskapene Sydkraft (55 prosent) og Graning (13 prosent), samt det finske UPM-Kymmene sine interesser i de finske kraftselskapene PVO (38,7 prosent) og Kemijoki (4,1 prosent) som er verdt å bemerke.

Krysseie har derimot et mer omfattende omfang. Det er særlig de største kraftselskapene som har eierinteresser i konkurrerende selskaper, og eierinteresserene er som regel i store eller mellomstore selskaper. Svenske Vattenfall – det største kraftselskapet i Norden – har eierinteresser i de svenske kraftselskapene Jämtkraft (21 prosent) og Gusele (35 prosent). Finske Fortum – det nest største kraftselskapet i Norden – har betydelige eierinteresser i de finske kraftselskapene TVO (27 prosent) og Kemijoki (18 prosent), i tillegg til interesser i de svenske selskapene Älvkraft Värmland (5 prosent) og Nybroviken kraft (10 prosent). Statkraft – tredje størst i Norden – har eierinteresser i de norske kraftselskapene E-CO (20 prosent), BKK (50 prosent), Agder Energi (46 prosent) og Vannkraft Øst (13 prosent), samt i det svenske kraftselskapet Sydkraft (45 prosent). Ellers bemerker vi finske PVOs kontrollerende eierposter i de finske selskapene TVO (57 prosent) og Vaskiluoden Voima (50 prosent), E-COs eierandeler i Vannkraft Øst (29 prosent) og Buskerud Kraftproduksjon (30 prosent), BKKs eierandel i Sunnhordaland Kraftlag (33 prosent), samt svenske Sydkrafts eierandeler i de svenske selskapene Graninge (23 prosent) og Gusele (15 prosent).

Som det fremgår av oversikten, er krysseierinteressene ofte så store at man må kunne regne med at de er kontrollerende, eller i hvert fall så betydelige at selskapene har mulighet for koordinering på et overordnet, strategisk nivå. I andre tilfeller er interessene så små at de formodentlig i liten grad medfører noen mulighet for å utøve egentlig kontroll. Vi kommer nærmere tilbake til betydningen av både de direkte og indirekte eierskapsforbindelser nedenfor.

---

<sup>39</sup> Ifølge Nordiske konkurransemyndigheter (2003) er det omfattende felleseie av kjernekraftverk i både Sverige og Finland. De gis imidlertid ingen nærmere opplysninger om hvordan dette samarbeidet er organisert.

<sup>40</sup> Datagrunnlaget for denne delen er i all hovedsak Nordiske konkurransemyndigheter (2003).

#### FELLESEIDE KRAFTVERK<sup>41</sup>

Det finnes mange felleseide kraftverk i Norge. Ifølge NVEs statistikk stammer i alt 43,4 TWh eller 37 prosent av midlere års produksjonsevne fra felleseide kraftverk. Tabell 4.1 nedenfor gir en oversikt over de største kraftverksgrupperinger, og omfatter alle grupperinger som har en midlere produksjonskapasitet på mer enn 0,5 TWh pr. år. I alt omfatter tabellen 35,9 TWh av den totale produksjonsevnen på 43,4 TWh i felleseide kraftverk. Listen er rangert etter summen av produksjonsevne for de kraftverk den enkelte gruppering eier felles.

Tabell 4.1: Felleseide kraftverk etter eierkonstellasjon (kilde: Johnsen, 2003)

Kraftverks-gruppe	Eiere og eierandel i prosent (driftsansvarlig selskap angitt med fet type)	Antall kraftverk	Midlere produksjon TWh
<b>Sira-Kvina</b>	Agder (12,2), Lyse (41,1), Skagerak (14,6), Statkraft (32,1), <b>Sira-Kvina (0)</b>	8	6,8
<b>Ulla-Førre</b>	Agder (0,2), Haugaland (2,5), Lyse (18), Otraverkene (7,3), <b>Statkraft (72)</b>	6	5,8
<b>Sima</b>	BKK (26,3), <b>Statkraft (65)</b> , Sunnhordaland (8,8)	2	3,4
<b>Aurland</b>	<b>E-CO (93)</b> , Statkraft (7)	6	3,2
<b>Røldal</b>	Røldal-Suldal (54,8), <b>Norsk Hydro (45,2)</b>	7	3,1
<b>Hallingdal</b>	Akershus (14,3), Buskerud (28,6), <b>E-CO (57,1)</b>	2	2,3
<b>Svartisen</b>	<b>Statkraft (70)</b> , Nordlandskraft (30)	1	2,0
<b>Flere</b>	Agder (50 til 69), Skagerak (31-50), <b>Flere</b>	3	1,9
<b>Flere</b>	Akershus (25), E-CO (25), HEAS (25), Oppland (25), <b>Opplandskraft (0)</b>		
<b>Orklaverkene</b>	HEAS (12), Nord-Østerdal (4,4), Trondheim (48,6), Trønder Energi (35), <b>Orklaverkene (0)</b>	5	1,4
<b>Øvre Namsen</b>	Statkraft (50), Nord-Trøndelag (50), <b>Kraftverkene i Øvre Namsen (0)</b>	4	1,2
<b>Mauranger</b>	<b>Statkraft (85,1)</b> , Skagerak (14,9)	2	1,1
<b>Solbergfoss</b>	<b>E-CO (66,7)</b> , Statkraft (33,3)	2	0,9
<b>Sogn</b>	<b>Statkraft (88)</b> , Sognekraft (12)	3	0,9
<b>Kobbelv</b>	<b>Statkraft (82,5)</b> , Nordkraft (17,5)	1	0,7
<b>Sundsfjord</b>	Norsk Hydro (60,3), <b>Salten (39,7)</b>	3	0,6
<b>Tafjord</b>	<b>Statkraft (88)</b> , Tafjord (12)	3	0,6

Flere av landets store kraftprodusenter er representert i mange grupperinger. For eksempel er Statkraft med i 11 av de 17 grupperingene som er med i tabellen.

Det er i hovedsak to driftsformer for felleseide verk:

<sup>41</sup> Fremstillingen i dette og neste avsnitt bygger direkte på Johnsen (2003), som er utarbeidet på oppdrag fra utvalget.

- *Majoritetseier* er driftsoperatør, mens hver eier disponerer en andel av magasin og tilsig lik eierandelen. Denne modellen er for eksempel valgt i Ulla-Førre-verkene, der Statkraft er driftsansvarlig.
- *Eget driftsselskap* med eierne av anleggene som eiere også i driftsselskapet. Denne løsningen er for eksempel valgt i Sira-Kvina-verkene, der det er Sira-Kvina kraftselskap som er driftsselskap. Også ved denne organiseringen disponerer de enkelte eiere en andel av magasin og tilsig som tilsvarer deres eierandel.

Eierne i felleseide kraftverk melder daglig fra til driftsansvarlig om ønsket produksjon for det kommende døgnet og vil løpende kunne følge utviklingen i magasinet og de andre eiernes tapping fra samme magasin.

En hovedforskjell mellom de to måtene å drive felleseide verk på, er at med eget driftsselskap kan alle eierne mer direkte påvirke beslutninger om vedlikehold og tilleggsinvesteringer i anlegget. En annen forskjell er at med majoritetseieren som driftsoperatør kan denne oppfylle en av de andre eiernes produksjonsønske ved produksjon fra et annet av sine verk. I så fall overtar driftsoperatøren det vann som spares i det felleseide magasinet. Som driftsoperatør får altså et kraftselskap utvidede muligheter til å forskyve produksjonen mellom de verkene selskapet har eierinteresser i.

#### BRUKSEIERFORENINGER

Alle vassdrag der det drives vannkraftproduksjon, har en regulant. Regulanten er konsesjonær og har ansvaret for at vannføring og vannstand i vassdraget og tilhørende innsjøer og magasiner holdes innenfor de grenser som er angitt i konsesjonen. Der vassdraget er sterkt dominert av én produsent, vil ofte denne kraftprodusenten inneha rollen som regulant. I store vassdrag med mange involverte produsenter er regulanten ofte en brukseierforening.

De viktigste brukseierforeningene i Norge er

- Glommens og Laagens Brukseierforening
- Begnavassdragets brukseierforening
- Øst-Telemark brukseierforening
- Numedals-Laagens brukseierforening
- Otteraaens brukseierforening
- Haldenvassdragets brukseierforening
- Arendalvassdragets brukseierforening
- Skiensvassdragets brukseierforening
- Drammensvassdragets brukseierforening

Den største og mest aktive er Glommens og Laagens Brukseierforening (GLB). Denne brukseierforeningen har 21 medlemmer, som årlig produserer ca. 10 TWh vannkraft i sine 45 kraftverk i Glomma og tilhørende vassdrag. Dette tilsvarer 9 prosent av landets totale vannkraftproduksjon. GLB har ansvar for drift og vedlikehold av 26 reguleringsmagasiner og overføringer i Glommavassdraget, med et samlet reguleringsvolum på 3.500 mill. m<sup>3</sup>. Av normalårsproduksjonen er nær 7 TWh basert på uregulert tilsig, mens 3 TWh skjer ved tapping fra magasin.

GLB driver 150 meteorologiske og hydrologiske målestasjoner i Glommavassdraget og utarbeider rutinemessig prognoser for vannføring i vassdraget for intern driftsplanlegging. GLB utarbeider daglig tilsigsprognoser til medlemsselskapene og som ledd i pålagte oppgaver i forbindelse med NVEs flomvarslingstjeneste. GLBs medlemmer utarbeider langtidsplaner for sesongmessig tapping og ukefordelt, planlagt kjøring av magasinene. GLB foretar en vurdering av hvorvidt tappeplanene er innenfor de angitte grenser i konsesjonene. Likeledes undersøkes det hvorvidt det er motsetninger mellom selskapenes planer. Dersom to eller flere eiere har motstridende interesser, løses dette slik at den samlede ressursutnyttelsen i vassdraget blir best mulig. I den grad et selskaps kjøring påvirker et annet selskap negativt, er det aktuelt med sidebetaling, slik at det selskapet som rammes, holdes økonomisk skadesløst.

Selv om GLB er regulant for et meget stort kraftvolum, er spillerrommet for strategiske beslutninger begrenset, i og med at nær 70 prosent av produksjonen er basert på uregulert tilsig. Dessuten kan brukseierforeningens definerte formål virke disiplinerende på medlemmenes adferd. I perioder med store, uregulerte tilsig vil prisen kunne heves om en del av tilsiget slippes forbi kraftstasjonene. Brukseierforeningen skal imidlertid ha fokus på ressursutnyttelsen i vassdraget, og å slippe vann forbi turbinene er ikke i samsvar med god ressursutnyttelse, selv om det kan øke prisene.

Det arrangeres jevnlig møter mellom medlemmene i GLB, det såkalte driftsforum. GLBs fagmiljø tilbyr også medlemmene økonomisk-teknisk planleggingsverktøy, slik at det enkelte medlem blir bedre i stand til å beregne hvilket tappemønster som maksimerer det økonomiske overskuddet.

#### ANDRE FORMER FOR DRIFTSSAMARBEID

Det fleste tilfeller av driftssamarbeid tar utgangspunkt i felleseide kraftverk eller lokalisering i samme vassdrag og ble etablert langt tilbake i tid. Det finnes imidlertid også nyere tilfeller av slikt samarbeid, som ikke er basert på felleseie eller samlokalisering. Et eksempel er Vannkraft Øst, som ble dannet i 1999. Det kan etterhvert bli dannet flere slike samarbeidskonstellasjoner, og det kan derfor være av interesse å se nærmere på den konstruksjonen som Vannkraft Øst representerer.

Vannkraft Øst as er eid av Opplandskraft DA, Oppland Energi Produksjon AS, Vinstra Kraftselskap DA, Lillehammer og Gausdal Energiverk AS, Mesna Kraftselskap DA, Hedmark Energi Kraft AS, Hamar-regionen Energiverk Produksjon AS og Østerdalen Kraftproduksjon AS. Samlet har disse åtte selskapene 40 kraftstasjoner i Dokka-Valdres, Gudbrandsdalen og Hedmark, med en samlet produksjon på ca. 6 TWh pr. år.

Ifølge selskapets hjemmeside er hensikten med etableringen å utnytte og videreutvikle kompetanse for optimal drift og vedlikehold av eiernes kraftverker. I tillegg forventer eierne at det ligger en betydelig rasjonaliseringsgevinst i å samordne administrasjonen av kraftverksdriften for de åtte eierselskapene.

Eierforholdet til kraftverkene og produksjonen er ikke endret ved etableringen av Vannkraft Øst. Tappebeslutningen for anleggene tas fortsatt av hvert enkelt eierselskap, mens fysisk drift, vedlikehold og administrasjon er overlatt til Vannkraft Øst. Situasjonen minner derfor meget om den som gjelder for felleseide kraftverk.

Eierselskapene er på mange måter uavhengige, men er knyttet sammen gjennom det felleseide driftsselskapet.

---

## KONKURRANSEMESSIGE IMPLIKASJONER

---

Det kan være mange motiver for å opprette forbindelser mellom kraftselskaper. I noen tilfeller dreier det seg om effektivitetsfremmende tiltak som er gunstige ikke bare i bedriftsøkonomisk, men også i samfunnsøkonomisk forstand. Enkelte relasjoner kan sågar virke befordrende på konkurransen i markedet. I andre tilfeller – særlig der selskapene gjennom direkte eller indirekte samarbeid koordinerer sin adferd og dermed styrker sin markedsrett – kan selskapsrelasjoner undergrave konkurransen og således medføre et samfunnsøkonomisk tap.

### SYNERGIER, LÆRING OG RISIKOSPREDNING

Et åpenbart motiv for samarbeid er å realisere synergieffekter og dermed redusere kostnader. Det kan for eksempel være ved å innføre felles IKT-systemer, en felles enhet for markedsovervåking eller ved å samordne vedlikeholds- og investeringsprogrammer. Opprettelsen av Vannkraft Øst synes å være et eksempel på dette.

Et annet – og for så vidt beslektet – motiv for å samarbeide, er læring. Da Statkraft i sin tid kjøpte aksjer i det svenske selskapet Sydkraft, ble aksjekjøpet delvis begrunnet med at man ønsket å lære mer om andre teknologier for produksjon av elektrisitet, særlig vindkraft. For utenforstående var det kanskje ikke åpenbart at det var nødvendig med en eiermessig posisjon for å få innsikt i disse produksjonsteknologiene – i prinsippet burde det være mulig å kjøpe slik kompetanse direkte. På den annen side er det åpenbart gevinster forbundet med overføring av kunnskap og teknologi, og selskapene må ha frihet til å vurdere på hvilken måte dette best kan skje.

En annen form for læring – som er særlig betydningsfull i en tidlig reformfase – er å lære å konkurrere. Da markedene ble liberalisert, hadde kraftselskapene liten erfaring med å operere i et marked, og det var gode grunner for å tillate selskapene å utveksle erfaringer om hvordan et markedsbasert kraftsystem fungerer. Særlig for små selskaper var det krevende å bygge opp den nødvendige organisasjon for å håndtere markedsføring, salg og andre markedsrelaterte oppgaver (i noen tilfeller valgte selskapene å overlate det markedsrettede arbeidet til andre, for eksempel i form av felles salgsorganisasjoner). Etterhvert som andre land – både i og utenfor Norden – liberaliserte sine markeder, fant mange selskaper det hensiktsmessig å etablere seg i Norge, enten direkte – gjennom nyetableringer eller oppkjøp – eller ved samarbeid med norske selskaper. De resulterende læringseffekter har utvilsomt vært gunstige, dels ved å øke effektiviteten og dels ved at selskapene har fått utvidet sin geografiske horisont og dermed blitt i stand til å konkurrere mer effektivt på et større marked. Slik sett har samarbeidet hatt en konkurransefremmende effekt. Etter som selskapene vinner erfaring og markedet modnes, bortfaller imidlertid dette motivet for samarbeid.

Et tredje motiv for samarbeid er finansielle hensyn. Tradisjonelt var samarbeidet om større kraftutbygginger i vesentlig grad begrunnet med at det enkelte selskap hadde begrensede finansielle ressurser og derfor var avhengig av å dele den finansielle byrden med andre selskaper. Kjøp av aksjer i konkurrerende selskaper kan oppfattes som del av et selskaps likviditetsstyring, eller som en måte å diversifisere risiko på (det siste gjelder



bare dersom konkurrenten har en annen risikoprofil enn selskapet selv, for eksempel fordi det produserer med en annen teknologi eller opererer i en annen del av markedet).

Større effektivitet og lavere kostnader er ikke bare gunstig for de involverte selskaper, det kan også komme kundene til gode i form av lavere priser. Det er derfor åpenbart at direkte relasjoner mellom konkurrerende selskaper – enten de tar form av eiermessige forbindelser eller ulike former for samarbeid – kan ha gunstige effekter, også i samfunnsøkonomisk forstand. Selskapsmessige relasjoner kan imidlertid også ha negative virkninger på konkurransen og dermed på markedets effektivitet.

#### INCITAMENTER TIL Å KONKURRERE

For det første vil selskaper som – direkte eller indirekte – har eiermessige interesser i andre, konkurrerende selskaper ha reduserte incitamenter til å konkurrere. Selv om en aggressiv konkurransestrategi kan være gunstig for selskapet isolert sett, påfører det konkurrentene tap. Et selskap som tar hensyn til virkningen på konkurrentenes resultater, vil derfor opptre mindre aggressivt.

Det kan være verdt å understreke at konkurransen kan undergraves selv om krysseiet er fullstendig passivt. Som vi skal se nedenfor, kan effekten dessuten være betydelig. I mange land legger man allikevel til grunn at krysseie bare kan få konkurranserettslige konsekvenser dersom eierposten er så stor at den gir kontroll over selskapet. Dette er for eksempel tilfellet i EUs konkurranselovgivning.<sup>42</sup> Dersom den pågående revisjonen av norsk konkurranselovgivning fører til harmonisering med EU-lovgivningen på dette punkt, vil det svekke konkurransemyndighetenes muligheter til å regulere konkurranseskadelig krysseie.

#### EIERSKAP OG KONTROLL

Eierskapsforbindelser har ikke bare betydning for selskapenes incitamenter til å konkurrere – eierskap gir også innflytelse og kontroll. Gjennom eierskap kan et selskap påvirke konkurrentens beslutninger til egen fordel. Krysseie kan dermed dempe konkurransen – ikke bare indirekte, ved å endre incitamentene – men også ved direkte kontroll.

Forholdet mellom krysseie og kontroll reiser det mer fundamentale spørsmål om sammenhengen mellom eierskap og innflytelse, spesielt i de tilfeller der forskjellige eiere har ulike interesser. Et selskap som eier (deler av) en konkurrent, vil gjerne ønske en annen innretning av konkurrentens virksomhet enn de øvrige eierne; selskapet foretrekker en passiv konkurrent, mens de øvrige eierne vil at virksomheten skal innrettes for maksimal fortjeneste. Spørsmålet blir derfor hvem som vinner frem når det oppstår konflikter mellom eierinteressene.

Generelt sett er det ikke noe entydig svar på dette spørsmålet. Utfallet avhenger av hvordan eierskapet er organisert, herunder stemmerettsregler. I prinsippet må man derfor undersøke forholdene i det enkelte selskap, for å kunne si noe nærmere om hvilken sammenheng det er mellom eierskap og kontroll. Det er imidlertid to tilfeller

---

<sup>42</sup> Kfr. Council Regulation (EEC) No 4064/89 Article 3(1)(b).



som er av spesiell interesse, og som i praksis antageligvis dekker mange av de saker man vil støte på i praksis.<sup>43</sup> Det er der

- innflytelse forutsetter en kontrollerende eierpost, og
- innflytelse er proporsjonal med eierandelen.

I en del selskaper er stemmerettsreglene slik utformet at en eier – eller en gruppe av eiere – må ha en kontrollerende eierpost for å oppnå innflytelse. I noen tilfeller er det nødvendig å eie minst halvparten av selskapet (eller mer), mens i andre tilfeller kan en mindre eierpost i praksis gi full kontroll. I slike tilfeller er analysen relativt enkel; det gjelder bare å avdekke hvem som har kontrollen i selskapet. Dersom et selskap har eierinteresser i et annet, men eierposten er for liten til å gi kontroll, kan man se bort fra den. Er derimot eierposten tilstrekkelig stor til at den gir kontroll, har vi i realiteten med en fusjon å gjøre, og de to selskapene må betraktes som én enhet under kontroll av det eiende selskap.

I mange tilfeller er det mer rimelig å anta at innflytelse varierer med eierandelen. En eier kan gjøre sin innflytelse gjeldende på mange måter – på generalforsamlingen, i styret eller gjennom mer uformelle kanaler. Ofte er det ikke nødvendig med en stor eierpost for å oppnå innflytelse. Spesielt kan en eier med en relativt beskjeden eierpost få betydelig innvirkning på selskapets virksomhet dersom vedkommende får plass i styret. I så fall er ingen eier – selv med en betydelig eierinteresse – sikret full kontroll.

Uansett; dersom eierskap ikke bare påvirker incitamentene til å konkurrere, men også gir mulighet for å influere på konkurrentenes disposisjoner, vil krysseie ytterligere undergrave konkurransen. For en gitt eiersammensetning vil vi derfor forvente en mer konkurransehemmende adferd i det tilfellet at eierskapet må betraktes som aktivt, og ikke bare som passivt.

#### INFORMASJONSUTVEKSLING OG KOORDINERING

Koordinering og samordning av strategier forutsetter ikke nødvendigvis eierskap og kontroll. Også andre typer selskapsrelasjoner kan gi anledning til å samordne selskapenes strategi og opptreden i markedet. Det kan for eksempel skje ved at selskapene får bedre mulighet til å utveksle informasjon og dermed koordinere sin adferd.

Mulighetene for å få innsyn i konkurrentenes disposisjoner, eller å utveksle informasjon, er i større eller mindre grad til stede uansett selskapsrelasjon. Bortsett fra krysseie, er det imidlertid særlig der selskapene driver felleseide kraftverk, eller der de er knyttet sammen i en brukseierforening, at informasjonsflyten må antas å være særlig stor.

Det går et viktig skille mellom bedriftsspesifikk og generell bransjeinformasjon. Som vi påpeker nedenfor, kan spredning av bedriftsspesifikk informasjon virke konkurransehemmende. Tilgang til generell bransjeinformasjon – for eksempel om samlet vanntilgang, omsetning og markedsutsikter – er derimot som regel et gode, fordi

---

<sup>43</sup> Se von der Fehr et al (1998). Nordiske konkurransemyndigheter (2003) legger til grunn en tredje type forutsetning, der en eiers innflytelse antas å variere i forhold til en såkalt "maktindeks".

den reduserer den usikkerhet som det enkelte selskap står overfor. Bransjeorganisasjoner, statistikkprodusenter og markedsanalytikere bidrar til å samle inn, behandle og spre slik informasjon.

Et annet viktig skille går mellom informasjon om selskapenes situasjon og deres aktivitet. Spredning av situasjonsinformasjon – om etterspørselsforhold, teknologi og andre markedsforhold – er ofte nyttig, særlig i den grad selskapene kan lære av hverandre. Spredning av aktivitetsinformasjon – informasjon om hva selskapet faktisk gjør – er mer betenkelig, fordi det kan danne grunnlag for samarbeidslignende adferd som er uheldig for konkurransen.<sup>44</sup>

#### FELLES FORSTÅELSE

I noen tilfeller kan det oppstå en form for stilltiende samarbeid – eller felles forståelse – som gir seg utslag i kartellignende markedstilstander. Et stilltiende samarbeid må bygge på en felles forståelse av at koordinert opptreden lønner seg, samt en frykt for at avvik undergraver samarbeidet. En slik felles forståelse vil derfor ha lettere for å oppstå når selskapene har god innsikt i hverandres disposisjoner. Slik gjennomsiktighet gjør det lettere å samordne opptredenene. Gjennomsiktighet gjør det dessuten mindre fristende å avvike, fordi det lett blir oppdaget og dermed raskt vil undergrave samarbeidet. Både felleseie av kraftverk, eiermessige forbindelser og mer løse samarbeidsformer kan på ulike måter bidra til en markedsmessig gjennomsiktighet som gjør det både lettere og mer rasjonelt å opptre koordinert.

Mens ulike selskapsrelasjoner bidrar til å gjøre det lettere å oppnå en felles forståelse av hva som tjener selskapene samlet sett, er det ikke like åpenbart hvordan selskapsrelasjonene påvirker selskapenes incitamentener til å opptre i forståelse med sine konkurrenter.

Prisforståelser vil oppstå som et likevektsfenomen dersom trusselen om en prisrig avholder aktørene fra å konkurrere aggressivt. På kort sikt kan et selskap vinne på å redusere sine priser og kapre større markedsandeler. En slik aggressiv adferd kan imidlertid utløse en prisrig som på lengre sikt medfører tap. Underforstått prissamarbeid vil være en stabil markedstilstand hvis og bare hvis det langsiktige tapet ved en prisrig overskygger den kortsiktige gevinsten ved å bryte med prisforståelsen.

Selskapsrelasjoner – og spesielt krysseie – kan ha betydning for slike prisforståelser ved at de påvirker både gevinsten ved å bryte ut og tapet ved en påfølgende prisrig. For det første må gevinsten deles med eierne av andre selskaper som har (direkte eller indirekte) interesser i selskapet. For det andre vil selskapets eventuelle økte markedsandeler delvis vinnes på bekostning av konkurrenter selskapet har eierinteresser i. Tapet ved et sammenbrudd i prisforståelsen reduseres fordi konkurransen – selv i en prisrig – vil være mindre aggressiv når det er krysseie i bransjen.

Krysseie gir altså opphav til motstridende effekter når det gjelder incitamentene til underforstått prissamarbeid. Vi må derfor konkludere med at tettere selskapsrelasjoner ikke nødvendigvis styrker selskapenes vilje til å akseptere prisforståelser. Når det er sagt, må det samtidig tilføyas at selv om incitamentene til samarbeid ikke nødvendigvis

---

<sup>44</sup> En nærmere diskusjon av informasjonsutveksling mellom selskaper i kraftsektoren er gitt i von der Fehr et al (1998).

styrkes, vil andre virkninger av tettere selskapsrelasjoner gjøre slikt samarbeid mer sannsynlig. Virkningen av større gjennomsiktighet vil i mange tilfeller være større enn de eventuelle negative effekter på incitamentene, slik at prisforståelser alt i alt har lettere for å oppstå desto nærmere selskapene er integrert.

Vi vil spesielt påpeke muligheten for at det oppstår markedskonstellasjoner der et fåtall selskaper fungerer som prisledere, med andre selskaper som passive følgere. I hvert av de nasjonale markedene finnes et stort selskap som ikke bare er helt dominerende, men også er tett innvevd i mange av de øvrige selskaper gjennom krysseie, felleseie av kraftverk og andre samarbeidskonstellasjoner. De dominerende selskapene har ikke bare overlegne ressurser til å utvikle gode markedsstrategier, de har også mer eller mindre fullstendig oversikt over sine nasjonale konkurrenter. Det ville ikke være urimelig om de mindre selskapene fant det formålstjenlig å følge der det dominerende selskapet leder an. I så fall vil markedet få et oligopolistisk preg, med et fåtall store selskaper som hver for seg dominerer de respektive delmarkeder.

---

#### PRAKTISK BETYDNING

---

Vi har ovenfor diskutert hvordan selskapsmessige relasjoner prinsipielt sett kan innvirke på markedets funksjonsmåte. I denne delen skal vi se på den faktiske betydningen av slike forbindelser.

Dette spørsmålet er blitt analysert både direkte - i form av modellbaserte markedsanalyser - og indirekte i form av konsentrasjonsanalyser. Den sistnevnte metode tar utgangspunkt i at det er en sammenheng mellom markedsstruktur og konkurransegrad, og forsøker å korrigere tradisjonelle konsentrasjonsmål for omfanget og karakteren av selskapsrelasjoner. Vi ser først på resultater fra konsentrasjonsanalyser og deretter på resultater fra modellbaserte markedsanalyser.

#### MARKEDSKONSENTRASJON

I konkurranseanalyser har det vært vanlig å måle konkurransen i markedet ved den såkalte "konsentrasjonsgraden". Et marked regnes som mer konsentrert desto færre uavhengige aktører som opererer i markedet, og desto større de mest dominerende aktørene er.

Tradisjonelle konsentrasjonsmål tar utgangspunkt i selskapenes markedsandeler. Slike mål bygger imidlertid på at selskapene opererer uavhengig av hverandre. Dersom det er eiermessige eller andre relasjoner mellom selskapene, må markedsandelene korrigeres for å ta hensyn til at det reelt sett er færre uavhengige aktører i markedet.

Det er utviklet ulike metoder for å korrigere konsentrasjonsmål for selskapsrelasjoner, og disse har ved flere anledninger vært anvendt på kraftmarkedet.<sup>45</sup> Dette ble sist gjort i regi av de nordiske konkurransemyndigheter, og vi baserer vår fremstilling på deres analyse.<sup>46</sup>

---

<sup>45</sup> Se bl.a. von der Fehr et al (1998b) og Amundsen og Bergman (2002).

<sup>46</sup> Se Nordiske konkurransemyndigheter (2003).

Før vi ser nærmere på sammenhengen mellom eierskap og konsentrasjon, bør det imidlertid nok en gang understrekes at konsentrasjonsindekser må tolkes med en viss forsiktighet, særlig i analyser av kraftmarkedet. Under visse forutsetninger kan det vises at konsentrasjonsindeksen er direkte knyttet til selskapenes markedsrett, målt ved den fortjenestemargin selskapene er i stand til å oppnå. Disse forutsetningene vil imidlertid aldri være fullt ut oppfylt i noe marked. I et vannkraftdominert elektrisitetmarked oppstår det tilleggsproblem at markedsrett er knyttet vel så mye til utnyttelsen av magasinskapasitet (ved å flytte produksjon mellom perioder) som evnen til å produsere elektrisitet som sådan. Det innebærer at det ikke nødvendigvis er noen direkte sammenheng mellom et selskaps markedsandel og dets faktiske markedsrett. Sammenhengen kompliseres ytterligere av eventuelle flaskehals i kraftoverføringen, som medfører at en må ta hensyn til den geografiske fordelingen av selskapenes tilstedeværelse.

Dette betyr ikke at konsentrasjonsindekser er uten verdi for konkurranseanalyser av kraftmarkedet. Indeksverdiene må imidlertid tolkes med betydelig forsiktighet. Vi viser for øvrig til diskusjonen i kapittel 3.

I tabellen nedenfor er det oppgitt verdier for den såkalte Hirschman-Herfindahl-konsentrasjonsindeksen for ulike forutsetninger om betydningen av eiermessige relasjoner mellom selskapene. Konsentrasjonsindeksen er beregnet separat for de nordiske landene, samt for landene sett under ett (her omtalt som "det nordiske markedet").<sup>47</sup>

Tabell 4.2: Konsentrasjonsindekser (kilde: Nordiske konkurransemyndigheter, 2003)

	<i>HHI</i>	<i>HHI<sup>I</sup></i>	<i>HHI<sup>CI</sup></i>
<b>Norge</b>	0,1634	0,1980	0,3325
<b>Danmark</b>	-	-	-
<b>Finland</b>	0,1766	0,2037	0,3005
<b>Sverige</b>	0,2893	0,2923	0,2988
<b>Norden</b>	0,0892	0,0989	0,1138

I den første kolonnen (merket HHI) er angitt verdier for den ordinære Hirschman-Herfindahl-indeksen. Denne indeksen er definert som summen av selskapenes kvadrerte markedsandeler. Indeksen tar verdier mellom 0 og 1. Verdien 0 tilsvarer et marked med et uendelig antall selskaper av ubetydelig størrelse (fullkommen konkurranse), mens verdien 1 tilsvarer et marked med bare ett selskap (monopol). Den inverse verdien av

<sup>47</sup> Island er ikke regnet med. Danmark består av to markeder uten overføringsforbindelser, henholdsvis Øst-Danmark (Sjælland m.m.) og Vest-Danmark (Jylland m.m.). Det har derfor liten interesse å beregne konsentrasjonsindekser for Danmark sett under ett. For øvrig er hvert av de danske delmarkedene meget sterkt konsentrert – i realiteten er de monopoler (Nordiske konkurransemyndigheter, 2003).

indeksen kan fortolkes som det antall likeverdige selskaper som ville gitt samme konsentrasjonsgrad; for eksempel vil en indeksverdi på 0,25 eller  $\frac{1}{4}$  tilsvare konsentrasjonsgraden i et marked med fire like store selskaper.<sup>48</sup>

For det nordiske markedet sett under ett er verdien av HHI-indeksen på et nivå som gjerne omtales som ukonsentrert.<sup>49</sup> Dersom landene ses hver for seg, er imidlertid konsentrasjonsgraden vesentlig høyere. Det reflekterer at hvert av de nasjonale markedene er dominert av selskaper som er store i nasjonal, men ikke i nordisk målestokk.

Den andre kolonnen angir verdier for en ”incitamentskorrigert” konsentrasjonsindeks. Ved beregningen av denne indeksen er det lagt til grunn at alle selskapsrelasjoner er passive, men at de påvirker selskapenes incitamenter til å konkurrere. Sammenligner vi den incitamentskorrigerede konsentrasjonsindeksen med den ordinære indeksen, finner vi at økningen i konsentrasjonen er merkbar, men ikke veldig stor. Det nordiske markedet sett under ett må fremdeles karakteriseres som lavt konsentrert.

Den tredje kolonnen angir verdier for en ”incitaments- og kontrollkorrigert” konsentrasjonsindeks. Her er det forutsatt at eierskap innebærer kontroll, og at graden av kontroll i selskapet står i forhold til eierandelen og sammensetningen av eierskapet for øvrig. Sammenlignet med de andre indeksene øker verdien nå betraktelig. I det nordiske markedet sett under ett går konsentrasjonsgraden fra lav til moderat. Indeksverdien øker særlig sterkt i Norge,<sup>50</sup> men økningen er også sterk i Finland. Bedømt etter den incitaments- og kontrollkorrigerede indeksen fremstår alle de nasjonale markedene som meget sterkt konsentrerte; konsentrasjonsgraden tilsvarer en situasjon med tre like store selskaper.

Tabellen viser at relasjonene mellom selskapene er særlig sterke innad i de nasjonale markedene. Selv om det forekommer relasjoner mellom selskaper på tvers av landegrensene – noe som for øvrig er blitt mer vanlig over tid – opptrer de først og fremst mellom selskaper i samme land.

Dernest viser konsentrasjonsindeksene at det særlig er aktivt eierskap som har betydning for den reelle markedskonsentrasjonen. Dersom eierskapet hovedsakelig er passivt, er konsentrasjonsgraden i mindre grad påvirket av eksisterende

---

<sup>48</sup> Ved beregningene er det kun tatt hensyn til de 15 største selskapene i det respektive marked. Dette påvirker neppe resultatene i særlig grad. Enkelte andre av de beregningstekniske forutsetninger trekker imidlertid i retning av at indeksen overvurderer konsentrasjonen. For eksempel er selskapene som inngår i Vannkraft Øst behandlet som om de opptrer som en enhet. Dette har særlig betydning for indeksen for det norske markedet. Virkningen er allikevel ikke så stor at den får betydning for konklusjonene.

<sup>49</sup> I henhold til amerikanske konkurransemyndigheter anses et marked med en HHI-konsentrasjonsindeksverdi på under 0,1 som ukonsentrert. Dersom indeksverdien er mellom 0,1 og 0,18 er markedet moderat konsentrert, mens en indeksverdi over 0,18 tilsier at markedet har en høy konsentrasjonsgrad. Se US Department of Justice and Federal Trade Commission (1992).

<sup>50</sup> Resultatene for Norge påvirkes av hvordan man behandler det statlige eierskapet i henholdsvis Statkraft og Norsk Hydro. I beregningene av den kontroll- og incitamentskorrigerede konsentrasjonsindeksen er det forutsatt at de to selskapene opptrer slik at statens samlede inntekter fra kraftmarkedet blir maksimalisert. Dersom en istedenfor forutsatte at staten ikke utøver kontroll over selskapenes strategiske disposisjoner, ville indeksverdien blitt lavere. Den dominerende effekten er allikevel Statkrafts eierskap i andre selskaper.

selskapsrelasjoner. Som vi skal se nedenfor, behøver ikke dette å bety at passivt eierskap ikke kan ha vesentlig betydning for konkurranseforholdene.

#### MODELLBASERTE BEREGNINGER

I et nylig publisert arbeid analyserer professorene Eirik S. Amundsen ved Universitetet i Bergen og Lars Bergman ved Handelshögskolan i Stockholm virkninger av krysseie på markedspriser og omsetning (Amundsen og Bergman, 2002).

Analysen er basert på en simuleringsmodell for den norsk-svenske delen av det nordiske kraftmarkedet.<sup>51</sup> Modellen er designet for å simulere priser og omsetning i perioder med høy etterspørsel, som i vinterhalvåret. Modellen er kalibrert slik at den gjensker den eksisterende markedssituasjonen i en slik periode. Med dette utgangspunkt beregnes virkningene på markedspriser og omsetning av hypotetiske endringer i omfanget av krysseie. Analysen fokuserer særlig på de to største produsentene i det norsk-svenske markedet, Vattenfall og Statkraft.

Resultatene er oppsummert i tabellen nedenfor:

Tabell 4.3: Krysseie, markedspriser og produksjon (kilde: Amundsen og Bergman, 2002)

	Norge		Sverige	
	Markedspris SEK/MWh	Produksjon Statkraft MW	Markedspris SEK/MWh	Produksjon Vattenfall MW
<b>Eksisterende situasjon</b>	147	5 200	147	6 770
<b>Intet krysseie</b>	139	5 870	145	6 870
<b>Ytterligere oppkjøp</b>	155	4 560	155	6 250

Den første linjen i tabellen viser markedssituasjonen slik den var i 1997, som danner det beregningsmessige utgangspunkt. Den gjennomsnittlige markedsprisen var 147 svenske kroner pr. MWh i begge delmarkeder, mens produksjonen (målt som utnyttelsen av momentan kapasitet) var henholdvis 5 200 MW i Statkraft og 6 770 MW i Vattenfall.

Den andre linjen i tabellen viser hvordan markedssituasjonen er beregnet å være dersom det ikke var krysseie i sektoren. Prisene ville være lavere i begge delmarkeder, og lavere i Norge enn i Sverige. Både Statkraft og Vattenfall ville øke sin produksjon – Statkraft mer enn Vattenfall. Forklaringen på disse resultatene er som følger: På det daværende tidspunkt var det bare Statkraft som hadde vesentlige eierinteresser i andre selskaper. Dersom Statkraft ikke hadde hatt disse eierinteressene, ville selskapet opptre mer aggressivt for å øke sine markedsandeler. Dette medfører en økning av produksjonen og et tilsvarende fall i prisene. I Norge blir produksjonsøkningen så stor at overføringskapasiteten ut av landet blir fullt utnyttet. Dermed blir de to

<sup>51</sup> Beregningene tar utgangspunkt i data for 1997. Den gang var hverken Danmark eller Finland integrert i det nordiske kraftmarkedet.

delmarkedene separert, og det oppstår en prisforskjell. Overføring fra Norge til Sverige blir belastet med en transmisjonskostnad lik prisdifferansen mellom markedene, mens overføring i den motsatte retningen blir belønnet med en tilsvarende transmisjonspremie. Vattenfalls eksport til Norge stimuleres så meget at det mer enn oppveier selskapets reduserte leveranser til hjemmemarkedet.

Den siste linjen i tabellen viser resultatene fra et oppkjøpsscenario. I dette scenariet kjøper henholdsvis Statkraft og Vattenfall eierandeler i konkurrerende selskaper i deres respektive hjemmemarkeder, tilsvarende en produksjonskapasitet på 1 200 MW (dette tilsvarer Statkrafts daværende 17 prosents eierandel i Sydkraft, kapasiteten til to kjernekraftreaktorer eller omtrent 5 prosent av produksjonskapasiteten i hvert av de to landene).<sup>52</sup> Resultatet er at prisene øker med ca. 5 prosent i forhold til den eksisterende markedssituasjonen. Forklaringen er som følger: Med større eierinteresser i konkurrerende selskaper velger Statkraft og Vattenfall å opptre mer forsiktig. Selskapene holder tilbake produksjon for å heve prisene. Dette medfører riktignok at de selv taper markedsandeler, men det blir mer enn oppveiet av økningen i overskuddene fra de selskaper der henholdsvis Statkraft og Vattenfall har eierinteresser.

Beregningene synes altså å indikere at krysseie kan ha vesentlig betydning for konkurranseforholdene og dermed prisene i kraftmarkedet. Det er imidlertid flere grunner til å være forsiktig med tolkningen av resultatene.

For det første er modellen statisk, i den forstand at den fokuserer på situasjonen på ett bestemt tidspunkt. Modellen tar ikke hensyn til at markedsforholdene varierer over året, og at vannkraftprodusenter har mulighet til å flytte vann mellom perioder. Den mest nærliggende fortolkningen er at analysen dreier seg om gjennomsnittlig produksjonsevne (eller produksjonskapasitet) og incitamentene til å utvikle denne. Når analysen viser at økt omfang av krysseie vil medføre redusert produksjon, kan det tolkes som at selskapene vil ha mindre incitament til å opprettholde eller utvikle produksjonskapasiteten, noe som på lengre sikt medfører at produksjonsevnen blir mindre enn den ellers ville ha vært.

For det andre er modellen kalibrert ut fra forholdene i vinterhalvåret, når etterspørselen og kapasitetsutnyttelsen er høy. Det innebærer at de absolutte utslagene i både priser og kvanta blir større enn dersom analysen hadde vært foretatt med utgangspunkt i forholdene i sommerhalvåret. Det må imidlertid tillegges at både etterspørselen og kapasitetsutnyttelsen har økt siden beregningsåret 1997. Slik sett kan analysen ha blitt mer relevant som en gjennomsnittsbetraktning for året sett under ett.

Ikke desto mindre virker de produksjonsmessige utslagene i analysen svært store. For eksempel reduserer Statkraft sin produksjon med 12 prosent eller 640 MW i oppkjøpsscenarioet, som er mer enn halvparten av den kapasiteten selskapet kjøper. Det er vanskelig å tenke seg at en vannkraftprodusent vil foreta så kraftige reduksjoner i produksjonen som følge av et oppkjøp. Legger en imidlertid til grunn at analysen må

---

<sup>52</sup> Amundsen og Bergman analyserer også et scenario der oppkjøpene skjer i større selskaper, samt et scenario der oppkjøpene er grenseoverskridende. Resultatene er svært like de som er presentert ovenfor. Forfatterne rapporterer også at oppkjøpsscenarioer der de kjøpende selskaper i utgangspunktet har mindre markedsandeler, har en mer beskjeden virkning på markedsprisene.



fortolkes i et langsiktig perspektiv, virker det mindre urealistisk at oppkjøp av eksisterende kapasitet fortrenger investeringer i ny kapasitet.<sup>53</sup>

For det fjerde fokuserer modellen på markedene i Norge og Sverige. Analysen tar hensyn til at disse markedene er integrert med markedene i Danmark og Finland (og delvis Russland og Tyskland) gjennom modelleringen av den etterspørsel som retter seg mot de norske og svenske produsentene. Dersom norske og svenske produsenter hever sine priser, vil en del kunder forlate dem og istedenfor henvende seg til produsenter i andre land. Dette kan en fange opp gjennom prisfølsomheten i etterspørselen mot norske og svenske produsenter. Det er vanskelig å bedømme hvorvidt dette er en fullgod måte å representere samspillet mellom de ulike delmarkedene på.

Dette spørsmålet blir særlig viktig i et langsiktig perspektiv, der en også må ta hensyn til kapasitetsutvidelser og tilgang av nye konkurrenter. Det er vanskelig å tenke seg at man på varig basis skal kunne heve markedsprisene over kostnadene ved å investere i ny kapasitet. Slik sett kan det virke som analysen overdriver selskapenes muligheter til å holde på kundene og utøve markedsrett. På den annen side kontrollerer de etablerte selskapene mange av de mest lønnsomme investeringsmulighetene, blant annet i form av oppgraderinger av eksisterende anlegg. Selskapene kan vente med slike kapasitetsutvidelser til prisene kommer opp mot det nivå der også nye aktører ville finne det lønnsomt å etablere seg. Derved oppnår de høyere fortjenestemarginer uten å risikere nyetableringer.

Det er altså flere forhold som tilsier at analysen overdriver virkningen av krysseie. Det er imidlertid også forhold som trekker i motsatt retning. Analysen tar bare hensyn til krysseie mellom de største aktørene, slik dette var rundt 1997. Siden den gang har omfanget av krysseie økt betraktelig. Videre forutsettes det at eierinteressene er passive, og det ses bort fra muligheten av at selskapene koordinerer sine markedsstrategier. For det tredje tas det ikke hensyn til andre selskapsrelasjoner, så som felleseide kraftverk. Det tas heller ikke hensyn til andre begrensninger i det norsk-svenske overføringsnettene enn de som oppstår på grensen mellom Norge og Sverige.

Selv om resultatene av analysen altså må tolkes med forsiktighet, antyder de at krysseie kan ha vesentlig innflytelse på konkurransen. Det omfang av krysseie som fantes i 1997, innbar i seg selv et potensial for å utøve markedsrett. Siden den gang er omfanget av både krysseie og andre selskapsrelasjoner økt betraktelig – til dels betydelig mer enn det som er analysert av Amundsen og Bergman. Det er derfor grunn til å tro at selskapsrelasjonene i seg selv kan utgjøre et konkurransepolitisk problem.

Denne konklusjonen bekreftes av analyser av andre markeder. Alley (1997) finner at krysseie er en signifikant faktor for å forklare profittmarginer i amerikansk og japansk bilindustri. Parker og Röller (1997) presenterer tall som tyder på at krysseie er en vesentlig forklaring på mangelfull konkurranse i de amerikanske markedene for mobiltelefoner. Sammenholdt med analysen til Amundsen og Bergman gir disse arbeidene vekt til det synspunkt at effektene av krysseie og andre, tilsvarende samarbeidsformer ikke bør overses.

---

<sup>53</sup> En alternativ fortolkning – som diskuteres av Amundsen og Bergman – er at det vannet som spares ved redusert vannkraftproduksjon innenfor den modellerte vinterperioden, blir overført til og produsert om sommeren.

---

## KONKLUSJON

---

Omfanget av relasjoner mellom selskapene i kraftsektoren er uvanlig omfattende. Noen av disse relasjonene kan ha gunstige samfunnsøkonomiske effekter. Ikke desto mindre fremstår sektoren som atskillig mer konsentrert og mindre konkurransepreget enn det som fanges opp i tradisjonelle mål. Det er særlig i de tilfeller der relasjonene mellom selskapene medfører at konkurransen dempes som følge av at selskapene koordinerer sin adferd, at tapet mer enn oppveier eventuelle gevinster. Spesielt er det grunn til å være på vakt mot langsiktige virkninger av tette og nære relasjoner. Det som i utgangspunktet kan være initiert av et ønske om å fremme effektivitet og kutte kostnader, kan over tid få et preg av samordning og redusert konkurranse. Desto mer erfarne selskapene blir, desto større grunn er det til å frykte at de ikke bare har lært hvordan man konkurrerer, men også hvordan man unngår å konkurrere.<sup>54</sup>

Det er derfor all mulig grunn for konkurransemyndighetene til å vurdere disse relasjonene nøye. Det gjelder særlig de tilfeller der det skapes kryssende eierinteresser mellom selskapene som gir grunnlag for selskapsmessig kontroll. Men også i tilfeller med mer passivt eierskap, eller der selskapene driver andre former for samarbeid – så som produksjonssamarbeid – er det grunn til å være på vakt.

Det må understrekes at det konkurransemessige problem er helt avhengig av hvordan selskapsrelasjonen er organisert og fungerer i praksis. Vi har ikke hatt anledning innenfor dette prosjektet til å gå inn i detaljene i de forskjellige selskapsrelasjoner og deres konkurransemessige betydning. Våre anbefalinger må derfor bli relativt generelle:

- Konkurransemyndighetene bør være restriktive med å godkjenne eiermessige relasjoner mellom selskaper (krysseie). Så lenge eierinteressene er små eller passive, er det tvilsomt at de kan gi særlige synergieffekter eller andre kostnadsbesparelser – det er imidlertid ikke tvil om at de kan virke konkurransedempende. Blir eierinteressene så store at de gir grunnlag for kontroll, bør de behandles som *de facto* fusjoner.
- Myndighetene bør legge til rette for en restrukturering av eierskapet til felleseide kraftverk. Vi har ikke grunnlag for å hevde at slikt felleseie alltid er konkurransehennende. Ikke desto mindre synes det klart at slike selskapsrelasjoner innehar et potensial for samarbeid. Staten har mulighet til å benytte sitt eierskap i Statkraft til å gjennomføre en restruktureringsprosess.

Under enhver omstendighet bør konkurransemyndighetene regulere produksjonsfellesskap og andre tilsvarende selskapsrelasjoner i henhold til normal konkurranserettslig praksis. Det innebærer en opplysningsplikt, eventuelt at samarbeidsrelasjoner må godkjennes i form av dispensasjoner fra konkurranselovens regler om horisontalt samarbeid.

---

<sup>54</sup> Se Fehr et al (1998b) for en diskusjon av hvorfor modne markeder er mer utsatt for (åpent eller underforstått) samarbeid enn markeder som er preget av større omskiftelighet (turbulens).



*“Statskraftverkene må organiseres på en måte som fremmer deregulering og konkurranse.”*  
Ot.prp. nr. 43 1989-90

## KAPITTEL 5

# EIERSKAP OG KONKURRANSE

Kraftsektoren er mer enn de fleste næringer gjenstand for politikernes oppmerksomhet. Det burde kanskje ikke være slik. Ett av poengene med å etablere markeder for salg og kjøp av kraft, var nettopp at beslutningene i større grad kunne desentraliseres – markedet kunne styre, med mindre behov for sentral dirigering. Det er flere grunner til at kraftsektoren likevel er et politisk stridstema. Politikerne er opptatt av eierskapet til norske naturressurser, og her er vannkraftressursene store og evigvarende. De har også ambisjoner om at norske energiselskaper skal bli ledende aktører i internasjonale energimarkeder. Samtidig har det i årenes løp utviklet seg en erkjennelse av at det kan være konkurranseproblemer som tilsier at markedet ikke fungerer i samsvar med intensjonen. Politikerne står også overfor en befolkning som er uvant med store prissvingninger og høye priser. Og ikke minst frykter de at de inntekter som skapes i en naturressursbasert næring – den såkalte grunnrenten – ikke skal tilfalle fellesskapet. Slike betraktninger gjenspeiles i form av en rekke målsettinger som direkte eller indirekte er formulert i politiske dokumenter.

I første del av dette kapitlet gir vi en kort beskrivelse av eierstrukturen i kraftbransjen og det sett av virkemidler som myndighetene råder over. Deretter går vi igjennom de målsettinger som er formulert og drøfter hvorvidt disse målsettingene lar seg forene. Videre ser vi nærmere på forholdet mellom eierskap og forvaltning av grunnrente og drøfter spørsmålet om staten bør eie kraftverk. Endelig ser vi på alternative institusjonelle løsninger for det statlige eierskap, med sikte på å styrke konkurransen i markedet.

---

### EIERSTRUKTUR OG VIRKEMIDLER

---

Eierstrukturen i kraftbransjen er kompleks. Som vist i tidligere kapitler er kraftsektoren preget av betydelig krysseierskap. Ser vi på eierskapets institusjonelle sammensetning, finner vi at av den samlede produksjonskapasitet er anslagsvis 55 prosent kommunalt eller fylkeskommunalt eid, 30 prosent statlig eid, og de øvrige 15 prosent privateid.<sup>55</sup> Det offentlige eierskapet har imidlertid endret karakter over tid. De fleste av de kommunale og fylkeskommunale selskapene er i dag aksjeselskaper, og omdannelse til ordinært aksjeselskap er også aktualisert for Statkrafts del. Så vel for det statlige som det kommunale/fylkeskommunale eierskapet legges det i dag forretningsmessige prinsipper til grunn for eierskapet.

---

<sup>55</sup> ”Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge 2002”, OED

Innenfor den private delen, som i seg selv er liten, er flere av anleggene kraftverk som leverer til egen industriell virksomhet. Den lave andelen privat eierskap har blant annet sammenheng med hjemfallsretten (se nedenfor). Det er grunn til å tro at innføring av et eierskapsnøytralt lovverk vil utløse en omstrukturering i bransjen, der det private eierskapet ekspanderer.

Kraftbransjen er underlagt en rekke særbestemmelser. Gjennom industrikonsesjonsloven har staten sikret seg eierskapet til vannfall og produksjonsutstyr ved konsesjonstidens utløp, det såkalte hjemfall. Hjemfall gjelder bare for private eiere, det vil si for kraftverk der den offentlige eierandelen ikke overstiger en tredjedel. Hjemfallet reduserer følgelig verdien av kraftanlegg for private selskaper, en verdireduksjon som ikke rammer det offentlige som eier. Konsekvensen er en viss innlåsing i offentlig eierskap. Gjennom industrikonsesjonsloven har også staten kontroll over bruken av vannfall til kraftproduksjon, ved at dette krever konsesjon.

En rekke reguleringer er knyttet til miljø- og ressursforhold. Vannkraftproduksjon legger ikke bare beslag på vannressursen gjennom lokalisering av kraftanlegg, men påvirker i tillegg vannføringen i vassdragene for øvrig. Kraftproduksjon kan medføre en rekke potensielt negative konsekvenser for samfunnet, som verditap gjennom forringet naturopplevelse av vassdragene, negative effekter på fiskebestander og økt risiko for flomskader, i tillegg til de direkte virkningene på vanntilførsel til andre kraftverk i samme vassdrag. Vassdragsreguleringsloven omfatter en rekke reguleringstiltak som ivaretar denne type hensyn. Likeledes gir vannressursloven staten et instrument til å sikre en samfunnsmessig forsvarlig forvaltning av vannressursen.

Kraftproduksjon er gjenstand for flere ulike skatter utover ordinær inntektsbeskatning.<sup>56</sup> Det gjelder grunnrenteskatt (som behandles nærmere nedenfor), naturressursskatt, eiendomsskatt og konsesjonsavgifter. I tillegg har kommuner som berøres av kraftutbygging, rett til å kjøpe inntil 10 prosent av den produserte kraften som konsesjonskraft, en energitilgang der prisen fastsettes særskilt.

Gjennom energiloven av 1990 ble grunnlaget lagt for konkurranse innenfor produksjon og omsetning av kraft. En rekke konsesjonsordninger er regulert gjennom energiloven. Det gjelder anleggskonsesjon (herunder de konsesjoner som er gitt for gasskraftverk) og omsetningskonsesjon (som er en konsesjon alle som omsetter energi, må ha).

Gjennom konsesjonsordningene har myndighetene kontroll over utnyttelsen av kraftressursene i Norge både på kort og lang sikt. I tillegg har myndighetene altså skatteinstrumenter som kan benyttes til å sikre at fellesskapet mottar en andel av den inntekt som skapes.

---

#### MYNDIGHETENES MÅLSETTINGER

---

Myndighetenes målsettinger – slik de kommer til uttrykk i politiske dokumenter – er sammensatte. Gjennom stortingsmeldinger, drøftinger i næringskomiteen,

---

<sup>56</sup> For en nærmere drøfting av de ulike skatteformene, se Bye og Fjærli (2003).

høringsnotater fra departementene og så videre kan en danne seg et bilde av hvilke momenter som tillegges vekt.

Utgangspunktet for vår drøfting på dette punkt er hvorvidt de målsettinger som myndighetene uttrykker for sektoren, legger noen restriksjoner på virkemiddelbruken, og da spesielt de virkemidler som er egnet til å stimulere konkurransen i bransjen. Et eksempel på en slik restriksjon kan være at en oppsplitting av Statkraft medfører en mer fragmentert selskapsstruktur enn det som er ønskelig, sett ut ifra en ambisjon om å skape et slagkraftig internasjonalt energiselskap.

Når det gjelder settet av målsettinger, synes følgende punkter å bli tillagt særlig vekt i politikernes vurderinger:

- Miljø- og naturressursforvaltning
- Nasjonal kontroll
- Inndragning av grunnrente
- Kompetanseutvikling og internasjonalisering
- Markedets virkemåte
- Sikkerhet og beredskap

Det siste punktet faller noe utenfor de problemstillingene vi skal analysere. De fem øvrige blir kommentert kronologisk nedenfor.

Målsettingene vedrører både de kortsiktige og de langsiktige utviklingstrekkene for bransjen. På kort sikt er kraftproduksjon i Norge ensidig vannkraftbasert. Dette bildet kan, og vil trolig endre seg over tid. Konesjon til utbygging av gasskraftverk er gitt, og avhengig av utviklingen i kraftpriser (som bl.a. avhenger av utviklingen i overføringskapasiteten mellom Norge og utlandet) vil en slik utbygging kunne finne sted.

Utbygging av termisk produksjonskapasitet vil gi nye utfordringer på miljøsidene (bl.a. knyttet til utslippsproblematikken) og endre markedets virkemåte. Dermed blir de konkurransemessige utfordringene også noe annerledes. Vi kan imidlertid ikke se at hvor raskt eller i hvilket omfang en slik utbygging finner sted, har direkte konsekvenser for vår vurdering av mulige strukturelle tiltak i dagens konkurransemessige situasjon.

#### MILJØ- OG NATURRESSURSFORVALTNING

Kraftproduksjon har en rekke direkte og indirekte miljøkonsekvenser. De direkte konsekvensene består i at lokaliseringen av produksjonsanlegg beslaglegger verdifull naturkapital. Dette har en åpenbar alternativkostnad, ved at det går på bekostning av rekreasjonsverdier og medfører betydelige inngrep i form av fysisk infrastruktur og damanlegg. Men også den løpende produksjonen har miljøvirkninger, av mer indirekte karakter. Valget av produksjonsprofil påvirker vannføringen i vassdragene og får på den måten konsekvenser for så vel fiskebestander som for planteliv. Ved en eventuell utbygging av termisk produksjonskapasitet, for eksempel i form av gasskraftverk, vil

nye former for miljøeffekter oppstå gjennom utslipp av blant annet CO<sub>2</sub>. Slike direkte og indirekte virkninger er eksempler på negative eksterne effekter.

Selskaper som treffer sine beslutninger på et rent kommersielt grunnlag, vil ikke ivareta hensynet til slike negative eksterne effekter. Dette hensynet er derfor en viktig begrunnelse for offentlige inngrep. Det gjelder både kontrollen over fremtidig bruk av vannressursene og ønsket om å dempe eller eliminere de skadevirkninger som knytter seg til løpende kraftproduksjon.

Historisk sett har offentlig eierskap vært et virkemiddel for å sikre at selskapene legger et samfunnsøkonomisk perspektiv til grunn. Gjennom eierkontroll kunne myndighetene sikre at selskapene ivaretok målsettinger utover de rent kommersielle. Eierskapet gav også direkte kontroll over den fremtidige utnyttelsen av vassdragene.

Offentlig eierskap som et instrument til å korrigere for samfunnsmessige hensyn utover de kommersielle, er imidlertid historie. I dag er det gjennom det generelle virkemiddelapparatet at myndighetene påvirker selskapsadferden, riktignok med et viktig unntak: Hjemfallsretten innebærer at produksjonsrettighetene så vel som anleggskapitalen tilfaller staten etter et visst antall år. Utover dette er det gjennom konsesjoner, lover og regler at myndighetene påvirker produksjonsvirksomheten, uavhengig av om selskapene er privat eller offentlig eid.

Når det gjelder kontroll med fremtidig bruk av vassdragene, er det i prinsippet ingen grunn til at staten skal eie anleggskapitalen. Gjennom konsesjonspolitikken og hjemfallsretten bestemmer myndighetene både dagens og den fremtidige anvendelse av vannressursene. Sett fra et rent forvaltningsperspektiv er direkte eierskapskontroll derfor unødvendig. Et mer begrenset ressurs hjemfall er åpenbart tilstrekkelig til å sikre myndighetenes kontroll over den fremtidige utnyttelsen av naturressursen.

Ivaretagelse av de miljøhensyn som knytter seg til løpende produksjonsaktiviteter, kan sikres gjennom indirekte virkemidler. I henhold til vassdragsreguleringsloven kan myndighetene pålegge tiltak som utjevner vannføringen over året, tiltak for å redusere skader og vilkår om minstevannføring, for å nevne noen eksempler.

Det betyr at det er åpenbare frihetsgrader når det gjelder utøvelsen av kontroll med naturressursen. Konsesjonspolitikken og lovverket for øvrig er tilstrekkelig som instrumenter. Det innebærer at vurderingen av eierstruktur ikke behøver å ta hensyn til miljø- og ressursvirkninger. Det er derfor vanskelig å se at ressurs- og miljøhensynet i særlig grad legger restriksjoner på valg av tiltak som sikter mot å bøte på konkurranseproblemer i bransjen.

#### NASJONAL KONTROLL

Nasjonal kontroll over naturressursene har i alle år vært et sentralt politisk mål. I St.meld. nr. 19 (1997-1998) heter det om begrunnelsen for statlig eierskap:

*”Staten som eier i næringslivet har i første rekke en rolle i sektorer og virksomheter som forvalter viktige naturressurser. Det er viktig å sikre at slike ressurser forvaltes og brukes til nasjonens beste og sikre at de danner grunnlag for verdiskaping over hele landet. Dette taler også for at det bør sikres et nasjonalt eierskap i næringer og virksomheter som forvalter viktige*



*naturressurser. Nasjonalt eierskap i store konsern innenfor f.eks. petroleumsvirksomhet eller kraftsektoren kan bidra til at hovedkontor og kjerneaktiviteter blir værende i Norge.”*

Myndighetene har rådighet over en rekke instrumenter for å sikre nasjonal kontroll. Konesjonsordningene innebærer at myndighetene kontrollerer forvaltningen av vannressursene uavhengig av eierskap. I tillegg sikrer hjemfallsretten at eierskapet til produksjonsanlegg og vannfall tilfaller staten etter konsesjonstidens utløp. Som nevnt er også det direkte, offentlige eierskapet utbredt. Her kan det understrekes at negativ kontroll (dvs. eierskap til en tredjedel av aksjene) som regel er tilstrekkelig til å hindre fusjoner og endringer i vedtektene, samt for å sikre at hovedkontoret lokaliseres til Norge.

#### INNDRAGNING AV GRUNNRENTE

Hensynet til grunnrenten har kanskje mer enn noe annet påvirket politikernes holdninger i eierspørsmålet. Både historisk og i dag er det bred politisk enighet om at en må sikre at fellesskapet mottar inntektene som naturressursene skaper. Spesielt fokuseres det på den meravkastning som en knapp naturressurs gir, den såkalte grunnrenten. Det gis gjerne to begrunnelser for at naturressursenes avkastning bør tilfalle fellesskapet. Det ene argumentet vedrører effektiviteten i økonomien. Skatt på grunnrenten gir, i motsetning til skatt på arbeid og kapital, i prinsippet ingen skattevridninger og bør derfor utnyttes så langt som mulig. Det andre argumentet har moralske undertoner – naturressursene er vårt felles eie, og det er rett og rimelig at avkastningen av denne også tilfaller fellesskapet.

Det er en rekke ulike instrumenter som kan benyttes til å sikre at grunnrenten tilfaller staten. Men inndragning av grunnrente har også vært en viktig begrunnelse for statlig eierskap. I eierskapsmeldingen (St.meld. nr. 22, 2001-2002) skriver regjeringen:

*”Det kan være samfunnsmessige formål som begrunner et statlig eierskap også der hvor eierskapet i seg selv ikke er et sektorpolitisk virkemiddel. Eksempler på slike formål kan være å sikre at grunnrenten som oppstår ved høsting av naturressurser tilfaller samfunnet.”*

Den begrunnelsen inngikk selvsagt som en hovedmotivasjon ved innføringen av den særnorske grunnrentebeskatningen av kraftverk, som ble initiert av Rødseth-utvalget, kfr. NOU 1992: 34. Inndragningsargumentet er også blitt benyttet til å rasjonalisere hjemfallsinstituttet, selv om mekanismen her er langt mer subtil (vi kommer tilbake til dette nedenfor).

#### KOMPETANSEUTVIKLING OG INTERNASJONALISERING

Perspektiver om næringspolitikkenes betydning for kompetanseutvikling og internasjonalisering kom inn med full tyngde i de politiske miljøer mot slutten av 1990-tallet. Ideen var at store, norske aktører skulle legge grunnlaget for utviklingen av et sterkt kompetansemiljø lokalisert i Norge. Gjennom internasjonal ekspansjon skulle så samfunnet høste gevinster av den nasjonale kompetansen.

Det er to kritiske spørsmål som her reiser seg, og som vil bli diskutert senere i dette kapitlet. Det ene er hvorvidt det er synergigevinster knyttet til kompetanseutvikling som ikke realiseres i markedet. Hvis så er tilfellet, kan det forsvare en bestemt virkemiddelbruk. Det andre er om disse synergieffektene tilsier at en bør akseptere en

større konsentrasjon i markedet, til tross for de uheldige konkurransemessige effekter det kan ha.

I de senere år har statlig eierskap vært betraktet som et virkemiddel til å sikre nasjonal kompetansebygging, ved at det kan fungere som en garanti for hjemlig lokalisering. En interdepartemental arbeidsgruppe, nedsatt i 2000 med formål å drøfte statlig eierskap, skrev (AAD, 2001):

*”Sikring av nasjonalt eierskap i ressursbaserte virksomheter ble tidligere ofte brukt som begrunnelse for statlig eierskap. I de senere år er argumentet om statlig eierskap for å sikre nasjonalt eierskap på nytt blitt fremført. Det har skjedd parallelt med internasjonalisering av selskapene og økning i fusjoner og direkte oppkjøp over landegrensene. Begrunnelsen for nasjonalt eierskap knyttes nå til antakelsen om at valg av lokalisering av hovedkontorfunksjoner og andre strategiske funksjoner som FoU-enheter, delvis følger eierskapets nasjonalitet.”*

Dette perspektivet ble også trukket opp av Olje- og energipartementet i 1999 (St. prp. nr. 1 (1999-2000)):

*”Statkraft bør kunne bidra sterkt til forvaltningen av offentlig kapital, sikre norsk offentlig eierskap og opprettholde vannkraftkompetansen.”*

Også Stortingets energi- og miljøkomité formulerte seg i samme retning i 2001:

*”Med økende internasjonal konkurranse er det viktig med et handlekraftig offentlig norsk kraftselskap av en viss størrelse.”*

En rekke andre virkemidler har vært fremme i diskusjonen. Siden lokaliseringen av vannkraftproduksjon av naturgitte grunner er gitt, er det vanskelig å se at rammebetingelsene i seg selv har avgjørende betydning for lokaliseringen av selve kraftproduksjonen.

Det kan da fremstå som mer naturlig å se på virkemidler som påvirker innretningen av virksomheten hjemme. For eksempel kan ordninger som subsidierer FoU-aktiviteter, stimulere kompetanseutviklingen. Det kan også tenkes at strukturen i eierskapet har betydning for selskapenes evne til å hente ut et forbedringspotensial. Her er hjemfallsinstituttet blitt oppfattet som et problem, i og med at det medfører en innlåsning av eierskapet. Som nevnt ovenfor er bransjen spesiell ved at det offentlige eierskapet er dominerende. Organiseringen av det offentlige eierskapet blir følgelig en sentral problemstilling i en slik diskusjon.

#### MARKEDETS VIRKEMÅTE

Hensikten med dereguleringen, slik den ble initiert gjennom energiloven av 1990, var å øke effektiviteten i ressursbruken i kraftsektoren. Kraftsektoren ble delt i en konkurransedel, som omfattet produksjon og omsetning, og en monopoldel, som består av kraftoverføring. Aktørene i konkurransedelen skulle konkurrere på kommersielle vilkår og realisere de gevinster som ligger i et velfungerende marked. Offentlig eide selskaper ble etter hvert ikke oppfattet som instrumenter for myndighetene som sådan, men som selskaper som skulle skape verdier på et forretningsmessig grunnlag. Dette er for eksempel nedfelt i Statkrafts formål og gjenspeiles i myndighetenes erklærte avståelse fra å bruke eierskapet til å instruere

ledelsen. Det er bare gjennom generelle virkemidler at myndighetene søker å påvirke bransjens utvikling.<sup>57</sup>

I så måte følger det naturlig at det er konkurransemyndighetene som har aktualisert spørsmålet om aktiv bruk av eierskapet. Konkurransetilsynet finner at konsentrasjonen er blitt for høy og har benyttet retten til inngrep overfor Statkrafts oppkjøp av kraftverk innenlands, kfr. oppkjøp av Agder Energi og Trondheim Energiverk. Men Konkurransetilsynet har også anbefalt at staten benytter sitt eierskap til å foreta strukturelle endringer i næringen, gjennom en oppsplitting av Statkraft i to eller flere uavhengige selskaper.

Det er det forhold at Statkraft er heleid av staten, som gjør at staten kan benytte sitt eierskap til å påvirke selskapsstrukturen. I kraftsektoren er dette instrumentet særlig interessant. La oss derfor kort se på denne muligheten i forhold til de øvrige instrumenter myndighetene råder over i konkurransepolitikken.

Konkurransemyndighetene kan gjennom konkurranseloven foreta inngrep i fusjons- og oppkjøpsprosesser. De kan også gripe inn overfor ulovlig samarbeid mellom kraftprodusenter, og har også visse inngrepsmuligheter mot konkurranseskadelig adferd. Kraftmarkedet er imidlertid vanskelig å overvåke. Produksjonsoptimeringen innebærer at kraftprodusenten avstemmer marginalinntekten av kraftsalg mot ”vannverdien”, det vil si forventet avkastning av vann i magasin. Mens marginalkostnaden i termisk produksjon er en produksjonskostnad i mer tradisjonell forstand, og som derfor er lettere å beregne, er den relevante marginalkostnaden i vannkraft en alternativkostnad som er kompleks å beregne, og avhenger av en rekke ikke-observerbare størrelser. Det betyr at det er svært vanskelig å sannsynliggjøre konkurransebegrensende adferd, siden den typiske indikator er at prisene avviker fra marginalkostnaden. En konsekvens av dette er at konkurransemyndighetene i større grad er henvist til strukturelle virkemidler. Men disse virkemidlene er begrensede – reelt sett snakker vi bare om inngrepsmulighetene i forbindelse med oppkjøp og fusjoner. Hvis først en uheldig selskapsstruktur har festet seg, er det svært begrenset hva konkurransemyndighetene kan gjøre med det.

Imidlertid er det statlige eierskap et instrument som kan benyttes som et strukturelt virkemiddel, under forutsetning av at selskapet er heleid av staten. Staten kan splitte opp egne selskaper og derigjennom etablere en mer hensiktsmessig selskapsstruktur. Så lenge det helstatlige eierskapet bevares, har myndighetene denne opsjonen – en opsjon som trolig har svært stor verdi nettopp i kraftmarkedet.

En potensielt høy kostnad ved en delprivatisering av Statkraft er at denne opsjonen går tapt. Det er følgelig av avgjørende betydning at en i en eventuell prosess med endringer i eiersstrukturen gjør tingene i riktig rekkefølge: Før en går til delprivatisering, må en ha en klar overbevisning om at selskapsstrukturen er konsistent med et konkurranseregime.

---

<sup>57</sup> I prinsippet kunne staten instruert selskapet til å opptre på en måte som korrigerer for imperfeksjoner i markedet (for eksempel for manglende konkurranse og dermed for høye priser), og på den måten bidratt til ytterligere effektivitetsgevinster. Vi forfølger ikke dette perspektivet videre her.

## MÅLKONFLIKTER

Det har som nevnt vært en oppfatning i politiske miljøer at internasjonal ekspansjon for Statkraft fordrer at selskapet er stor på hjemmemarkedet. Argumentasjonen er at en for sterk oppsplitting på selskapssiden hjemme kan svekke kompetanseutviklingen, simpelthen fordi miljøene blir for små og fragmenterte. Selskapene får i så fall hverken det kompetansemiljø eller den finansielle styrke som er nødvendig for å kunne vokse i internasjonale markeder.

Det er flere spørsmål som reiser seg i forhold til denne argumentasjonen. For det første er det ikke opplagt om de synergieffekter som måtte finnes på kompetansesiden, best hentes ut gjennom høy markedskonsentrasjon, eller om det tvert imot er sterkere grad av konkurranse på hjemmemarkedet som stimulerer kunnskapsutviklingen. For det andre er det ikke klart hvilke spesielle fortrinn og unike ressurser som norske selskaper besitter eller kan utvikle, og som gir grunnlag for ekspansjon i internasjonale energimarkeder. I bunn og grunn er dette et lønnsomhetsspørsmål. Hvilke implikasjoner dette har for vurderingen av eierstruktur i hjemmemarkedet, blir drøftet mer inngående i neste kapittel.

---

## STATKRAFT - HORISONTAL OG VERTIKAL STRUKTUR

---

I en vurdering av om det er en reell målkonflikt mellom konkurranse på den ene siden og en tilstrekkelig høy integrasjon til å sikre at synergigevinster hentes ut på den andre siden, er det særlig to forhold som må utredes. For det første må en identifisere hvilke synergigevinster som kan realiseres gjennom integrasjon. For det andre må en avdekke hvor i den horisontale eller vertikale strukturen i bransjen disse synergigevinstene gjør seg gjeldende. Det siste er avgjørende for å ta stilling til om en gjennom endringer i selskapsstrukturen, vertikalt eller horisontalt, kan risikere å svekke synergieffektene.

Ser vi på Statkraft som selskap, fremstår følgende inndeling i fire aktivitetsområder som en mulig beskrivelse:

- Utbygging
- Drift og vedlikehold
- Produksjonsoptimering
- Markedsaktiviteter

Kategoriseringen er grov, og det er åpenbar overlapp mellom produksjonsoptimering og markedsaktiviteter. Inndelingen er allikevel nyttig for vår diskusjon.

## UTBYGGING

De senere tiår har omfanget av utbygging vært svært begrenset. Bransjen var før reformen i 1991 preget av betydelig overkapasitet og lav lønnsomhet. Det er heller ikke grunn til å tro at utbygginger av særlig omfang vil bli igangsatt på mellomlang sikt i

vannkraft. I den utstrekning det vil bli investert i ny kapasitet i den norske bransjen, er det trolig heller innenfor gasskraft.

Det er vanskelig å se noen synergier av betydning mellom utbygging av ny kapasitet og øvrige aktivitetsområder. Av den grunn er det heller ikke grunn til å tro at hensynet til eventuelle nye byggeprosjekter skulle ha implikasjoner for vår vurdering av eierstrukturen i bransjen.

#### DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Det er trolig visse stordriftsfordeler knyttet til å utnytte den samme arbeidskraften til drifts- og vedlikeholdsoppgaver ved flere anlegg som er lokalisert innenfor samme region. En for fragmentert eierstruktur kan derfor i utgangspunktet være sløsende. Imidlertid er det relativt enkle styrings- og kontrollproblemer forbundet med disse oppgavene. Det skulle derfor være enkelt å hente ut stordriftsfordeler som knytter seg til drift og vedlikehold gjennom markedet, uten at det fordrer eiermessig integrasjon. Det er neppe heller noen kompetanseutvikling av særskilt betydning knyttet til disse oppgavene.

Drifts- og vedlikeholdsoppgaver kan organiseres på en velfungerende måte gjennom flere institusjonelle løsninger. Det er neppe synergier av betydning vertikalt, noe som betyr at drift og vedlikehold kan skilles ut som egne aktiviteter, og organiseres uavhengig av eierskapet til anleggene. Et eksempel på dette er opprettelsen av Vannkraft Øst (se kapittel 4). Riktignok er det behov for koordinering av drifts- og vedlikeholdsoppgaver med produksjonsoptimering i de tilfeller hvor vedlikehold medfører produksjonsstans, men en slik koordinering synes enkel å implementere.

Det er derfor også her vanskelig å se at problemstillinger knyttet til organiseringen av drift og vedlikehold får konsekvenser for vår vurdering av selskapsstruktur.

#### PRODUKSJONSOPTIMERING

Produksjonsoptimering består i å forvalte de eksisterende vannressursene på en optimal måte. Optimalisering av vannressursene omfatter både fordelingen av vannuttaket over tid og fordelingen mellom produksjon i ulike kraftanlegg på et gitt tidspunkt. En slik optimering avhenger på en kompleks måte av samvirket mellom en rekke ulike faktorer. Utviklingen i nedbør og tilsig har selvsagt stor betydning, størrelser som er vanskelig å predikere. Videre har kapasitetsskrankene i systemet betydelig relevans, det være seg anleggenes effekt- og magasinkapasitet og de kapasitetsbegrensninger som finnes i overføringsnettet. Dernest er det ulike indirekte virkninger knyttet til at produksjon i et kraftverk påvirker magasintilførselen til andre kraftverk i samme vassdrag. Endelig vil optimal produksjonsprofil avhenge av utviklingen i prisene over tid, størrelser som er ukjente, men som avhenger av prisutviklingen internasjonalt og av markedsaktørens prisforventninger på en kompleks måte. I så måte er produksjonsoptimering en kompetanseintensiv virksomhet, som inneholder sterke koblinger mellom ulike fagdisipliner.

En av de viktige gevinstene ved markedsbasert omsetning av kraft er at allokeringsbeslutningene kan desentraliseres. I prinsippet vil prismekanismen, under forutsetning av at konkurransen er effektiv, sikre at gevinstene ved produksjonsoptimering blir hentet ut gjennom desentraliserte beslutninger, ved at prisene gir de rette signalene om hvor lønnsomheten ved produksjon er størst. Men det

fordrer at markedet er effisient. I så måte er det nordiske markedet et av de best utviklede. Som vi var inne på i kapittel 1 i vår gjennomgang av markedsutviklingen i fjor vinter, var markedet preget av en høy grad av effisiens også under de spesielle forholdene som da oppstod.

Med unntak av i de sammenhenger der det er relevante eksternaliteter, som for eksempel ved produksjonsbeslutninger i kraftverk i samme vassdrag, er det ikke behov for koordinering – produksjonsbeslutningene kan desentraliseres.

Riktignok hevder aktørene at det her er signifikante synergigevinster som kan gå tapt hvis selskapene blir for små. I Statkrafts klage på Konkurransetilsynets vedtak vedrørende Statkrafts erverv av TEV (BAHR, 2003) heter det at selskapene gjennom sammenslåingen har mulighet

*”til en mer optimal vanddisponering. Dette er synergigevinster som er vanskelig å tallfeste, og som vil avhenge av forhold som nedbør, tilsig og vassdragenes reguleringsgrad.”*

Det er ikke helt klart hva det her siktes til, men ut ifra sammenhengen for øvrig kan det synes som om Statkraft anser at det er visse stordriftsfordeler i vannoptimering som kan beskrives på følgende måte: De relevante aktiviteter fordrer en tilstrekkelig stor og profesjonell stab til å gjennomføre de nødvendige analysene og modellkjøringene. Kostnadene er her i vesentlig grad faste, slik at marginalkostnaden ved å foreta produksjonsoptimering i tilgrensende kraftverk er liten.

I en slik sammenheng er det to potensielle kilder til synergigevinster. Den ene er nevnt ovenfor, nemlig stordriftsfordelene knyttet til at ulike kraftverk dupliserer personell og utfører funksjoner som med gevinst kunne vært samordnet. Spesielt vil dette kunne gjelde modellering og analyse, som er en sentral aktivitet i et produksjonsoptimeringsystem. Disse effektene kan være spesielt sterke på et regionalt nivå. Den andre synergigevinsten knytter seg til den kompetanseutvikling som kan finne sted innenfor et større fagmiljø. Hvis selskapene er små, kan kompetansemiljøene bli for fragmenterte, og viktige læringsgevinster kan gå tapt.

Det er ikke nødvendigvis slik at realisering av disse typene synergigevinster fordrer felles eierskap til anleggskapitalen. Begge former for synergigevinster kan hentes ut gjennom kontrakter, samarbeid eller gjennom kjøp av tjenester i et marked. Vertikal separasjon er derfor i prinsippet mulig. Det er da også flere selskaper som er spesialisert i deler av slike analyser som opererer i markedet i dag. Men det er ikke opplagt at disse funksjonene er egnet for ”outsourcing”, eller at selskapene bør tillates å outsource eller tilby konkurrerende selskaper tjenester på dette området. For det første kan produksjonsoptimering være for nært knyttet opp mot utformingen av selskapets forretningsmessige strategi – det vil si til en av selskapets kjerneaktiviteter. For det andre er det en risiko for at selskapene kan benytte koordinering av disse aktivitetene som et instrument til også å koordinere prisbeslutninger.

Den andre typen synergigevinst er de læringseffekter som kan hentes ut i et sterkt kompetansemiljø. I politiske kretser har det vært fokusert på at Norge kan utvikle et kompetansemessig fortrinn, og at politikken derfor må innrettes mot å stimulere til at kompetanseoppbyggingen finner sted i Norge. Det er av flere grunner vanskelig å se at det er behov for spesifikke tiltak. Læringseffekter og kompetanseutvikling er prosesser som kan skje på tvers av selskaper, kanalisert gjennom arbeidskraftsmobilitet og



forsknings- og utredningsvirksomhet på bransjenivå. Dessuten er det vanskelig å designe virkemidler som er tilstrekkelig målrettede. Videre er det liten risiko for kompetanseflukt. Kompetansen er i vesentlig grad spesifikk for Norge, i og med at den er knyttet til vannkraft og derfor har en naturlig lokalisering her hjemme. Det er trolig begrenset mulighet for å styre disse prosessene fra utlandet, noe som betyr at utenlandsk eierskap ikke utgjør noen trussel mot nasjonal lokalisering. Endelig er det grunn til å tro at avkastningen av denne kompetansen synker over tid, etter som kraftmarkedet blir mer integrert og prisvariasjonene over sesonger og år blir mer dempet.

#### MARKEDSAKTIVITETER

Deltakelse på kraftbørsen og i markedene for bilaterale kontrakter er til dels en kompetanseintensiv aktivitet. Men kompetansen er her generell, og det er liten grunn til å tro at Norge skulle ha noen spesielle fortrinn – rent bortsett fra at det nordiske markedet er relativt godt utviklet, sett i et internasjonalt perspektiv, og at aktører med erfaring fra dette markedet kan være noe i forkant. Videre er deltakelse i finansielle markeder ikke avhengig av lokalisering i Norge, og det vanskelig å se noen synergier mellom deltakelse i disse markedene og øvrige aktiviteter i verdikjeden.

#### OPPSUMMERING: VERTIKALE VERSUS HORISONTALE SYNERGIEFFEKTER

Det er altså vanskelig å se at det er synergieffekter av betydning i den vertikale kjeden. Prinsipielt betyr det at en i vurderingen av optimal struktur kan se på vertikal oppsplitting som ett av alternativene. Graden av vertikal integrasjon varierer mellom selskaper og også mellom selskaper i ulike land. I prinsippet er det ingenting i veien for å separere både eierskap, drift og vedlikehold, og produksjonsoptimering. Staten kan for eksempel eie kraftverkene, sette drifts- og vedlikeholdskontrakter ut på anbud, og inngå kontrakter om produksjonsoptimering med private selskaper, slik at konkurransen i markedet opprettholdes.

I den grad det eksisterer synergier, er de trolig horisontale. De kan dels være forbundet med kompetanse og tilgang på analyseapparat i forbindelse med produksjonsoptimering, og dels ved utnyttelse av felles mannskap og materiell i drift og vedlikehold. Endelig kan det være enkelte synergigvinster på administrasjonssiden. Spørsmålet er imidlertid om disse synergiene er tilstrekkelige til at de bør få innvirkning på vurderingene av optimal selskapsstruktur.

---

#### GRUNNRENTE OG GRUNNRENTEINNDRAGNING

---

Eierskapsmeldingen (St.meld. nr. 22, 2001-2002) viser til at det kan være

*”samfunnsmessige formål som begrunner et statlig eierskap også der hvor eierskapet i seg selv ikke er et sektorpolitisk virkemiddel. Eksempler på slike formål kan være å sikre at grunnrenten som oppstår ved høsting av naturressurser tilfaller samfunnet.”*

I rapporten fra en interdepartemental arbeidsgruppe som i 2001 offentliggjorde rapporten ”Staten som eier” (AAD, 2001), fremgår det at de er atskillig vagere når det gjelder hensiktmessigheten av det statlige eierskapet i ressursbaserte bransjer. Det påpekes at:



*”Offentlig eierskap i vannkraft og petroleumsvirksomheten har vært et viktig redskap for å sikre god ressursforvaltning og at inntektene i rimelig grad tilfalt fellesskapet.”*

Men de føyer også til:<sup>58</sup>

*”Slike hensyn kan også i stor grad ivaretas gjennom skattesystemet og andre former for regulering.”*

Som påpekt ovenfor, er grunnrenteskatten vel fundert i økonomisk skatteteori. I prinsippet er grunnrenteskatt en nøytral skatt som ikke påvirker investeringsbeslutningene. Skattegrunnlaget tilsvarer brutto inntekter fratrukket alle relevante (drifts- og kapital)kostnader, slik at en normalavkastning skjermes. Dette skjer gjennom et kalkulert fradrag som tilsvarer bokført verdi multiplisert med en normrente.

En alternativ utforming av grunnrenteskatten ville vært en kontantstrømskatt, det vil si en skatt på differansen mellom selskapets inn- og utbetalinger. Skatten virker nøytralt, siden maksimering av nåverdien før og etter skatt gir samme tilpasning. En slik kontantstrømskatt vil virke på samme måte som om staten satt med en eierandel i selskapet tilsvarende skattesatsen.

Hensynet til inndragning av grunnrenten har vært en viktig motivasjon for opprettholdelse av det statlige eierskapet. Men som påpekt ovenfor, finnes det alternativer. Grunnrentebeskatning er et åpenbart alternativ til direkte eierskap. Det er også mulig å hente inn grunnrenten gjennom å etablere markeder for produksjonsrettigheter. Vi ser nedenfor på alternative institusjonelle ordninger, som alle har det til felles at grunnrenten helt eller delvis hentes inn av det offentlige.

#### STATLIG EIERSKAP

Gjennom eierskapet kontrollerer staten den inntekt som er igjen etter ordinær beskatning og grunnrentebeskatning. Denne kan holdes tilbake i selskapet eller tas inn på statsbudsjettets inntektsside gjennom utbytte.

Et argument som har hatt en viss tyngde i debatten, er knyttet til at statlig eierskap er en svært effektiv form for grunnrentebeskatning. Petroleumskatteutvalget formulerer det på følgende måte i sin diskusjon av statens direkte økonomiske engasjement (SDØE):

*”Staten får 100 prosent av overskuddet i SDØE, men må nøye seg med en skatteandel av overskuddet i de tilfellene statens rolle er begrenset til skattekreditor. For å maksimere statens samlede inntekter fra petroleumssektoren bør SDØE-andelene derfor isolert sett være så høye som mulig.”*

Poenget er at grunnrenteskatten, som i prinsippet ikke er effektivitetsvridende, burde vært 100 prosent. Det forhold at relevante kostnadskomponenter ikke er observerbare, og enten ikke kommer til fradrag eller blir mer sjablonmessig anslått ved

---

<sup>58</sup> Det vises for øvrig også til den ”nyere begrunnelsen” knyttet til ”antakelsen om at valg av lokalisering av hovedkontorfunksjoner og andre strategiske funksjoner som FoU-enheter, delvis følger eierskapets nasjonalitet”. Men som påpekt av utvalget, er det tilstrekkelig med negativt flertall for å blokkere utflytting. Dessuten er det vanskelig å se for seg at kraftbransjen er sårbar overfor utflytting av viktige funksjoner.

skatteberegningen, innebærer at skatten allikevel skaper effektivitetsvridninger. For å dempe disse er satsen lavere enn 100 prosent.

Argumentet hviler derfor på den forutsetning at staten gjennom sitt eierskap kan hente ut en minst like stor del av grunnrenten som ved grunnrentebeskatning. Det forutsetter for det første at statlig eide selskaper driver like effektivt som private, og dernest at en tilstrekkelig stor del av overskuddet deles ut som utbytte og ikke kommer til anvendelse i selskapet selv. Den første forutsetningen er formodentlig oppfylt i kraftsektoren, der selve driftsbeslutningene er basert på allment tilgjengelig kunnskap og teknologi. Den andre forutsetningen er kanskje mer tvilsom. Statkrafts historie tilsier at det ikke er åpenbart at staten evner å føre en utbyttepolitikk som behandler selskapet nøytralt i forhold til den avkastning selskapet oppnår; i perioder har staten tatt ut svært lite utbytte, mens den i andre perioder har krevd svært stor dividende. Staten har dessuten ført en svært skiftende politikk når det gjelder tilførsel av egenkapital til Statkraft (se for øvrig nedenfor).

En argumentasjon for statlig eierskap langs disse linjer betrakter altså dette som et instrument for grunnrenteinnndragning. Hvorvidt staten mer generelt bør stå som eier og motta residualinntekten, er en helt annen diskusjon som vedrører hensiktsmessigheten av statlig eierskap i næringslivet mer generelt.

#### HJEMFALL

Olje- og energidepartementet gir i et høringsnotat uttrykk for at hjemfall kan betraktes som et instrument for inndragning av grunnrente (OED, 2003):

*”Hjemfall er også et virkemiddel for grunnrenteinnndragning. Hjemfall av et vannfall med kraftverk vil føre til at netto driftsinntekter etter hjemfallet tilfaller staten.”*

Mekanismen er altså her noe mer subtil. Gjennom hjemfall overdras anleggskapitalen og alle rettighetene til det offentlige. Restverdien av kapitalen ved overdragelsestidspunktet er økonomisk sett en inndragning av verdi utover den som finner sted gjennom ordinær beskatning og grunnrentebeskatning. Men inndragningen kan generere betydelige ineffektiviteter i ressursbruken som følge av de åpenbare negative virkninger eiendomsoverdragelsen får på investeringsincentivene i årene forut for hjemfallet.

#### SALG AV KRAFTVERK – PRIVATISERING

I prinsippet er privatisering en effektiv måte å trekke inn grunnrente til fellesskapet på. Hvis konkurransen om kraftverket er effektiv, skulle salgssummen gjenspeile selskapsverdien, det vil si den forventede nåverdien av kontantstrømmen etter skatt. Dermed skulle privatisering trekke inn hele grunnrenten ”up front”. Det er imidlertid flere problemer som her kan reise seg, inkludert

- tidskonsistensproblemer ved fremtidig beskatning,
- risikoaversjon,
- lav likviditet og imperfekte kapitalmarkeder,
- budsamarbeid eller markedsdeling.

Verdien av et selskap avhenger av hvilket skatteregime myndighetene velger i fremtiden. Her er det to problemer som melder seg. For det første vil usikkerhet om fremtidig beskatningsnivå bidra til å øke usikkerheten innenfor et prosjekt med relativt høy risiko. For det andre, om så myndighetene fastsatte fremtidig skatteprofil *ex ante*, vil de *ex post* ha incitament til å justere denne profilen; grunnrenteskatt blir simpelthen ikke mindre effektiv av at et tilsvarende beløp allerede er trukket inn "up front". Dette er kjent som tidskonsistensproblemet ved beskatning og gjør det initiale salget mindre attraktivt. Problemet slår inn med full tyngde, siden det åpenbart er vanskelig for staten å binde fremtidige regjeringer i utformingen av skatteregimet.

Kraftproduksjon er en kapitalintensiv virksomhet med relativt store svingninger i kraftprisene. Nå er det ikke opplagt at den systematiske risikoen i kraftbransjen er spesielt stor. Flere studier indikerer at energiprisene har en tendens til å vende tilbake til en trend over tid, noe som svekker den systematiske risikoen. Nå kan det imidlertid av flere grunner være begrensninger i diversifiseringsmulighetene (for eksempel corporate governance mekanismer, imperfeksjoner i kapitalmarkedene osv.) som innebærer at den usystematiske risikoen allikevel blir relevant. Hvis selskapene har risikoaversjon, kan det i så fall medføre en betydelig demping av budviljen.

En betaling i forkant gir en ekstrem kontantstrømsprofil ved at et betydelig beløp forfaller før selskapet tjener penger i markedet. Med mindre selskapet er meget likvid - eller har en meget god kredittverdighet - kan kostnaden ved å reise et slikt beløp være høy. Det vil i seg selv dempe budviljen.

Den forventede salgsprisen vil også være avhengig av deltakelsen. Hvis deltagelsen blir liten, kan budgivningen bli dempet og prisnivået bli lavt.

Endelig kan de potensielle budgiverne bestå av selskaper som med jevne mellomrom møtes på en felles konkurransearena. Det kan utvikles en form for felles forståelse, der selskapene utarbeider en form for markedsdeling og avstår fra aggressiv budgivning.

Dette er momenter som tilsier at salg av produksjonsrettigheter ikke vil realisere den fulle verdi av disse rettighetene. Det er i utgangspunktet et åpent spørsmål hvor viktige disse momentene er i praksis. Erfaringene fra omsetning av kraftselskaper i andre land tyder på at det blir både god deltagelse og sterk konkurranse. Dersom man er villig til å slippe til også utenlandske aktører, er det liten grunn til å tro at ikke det samme vil være tilfellet for norske kraftressurser.

Dersom momentene skulle anses å være av betydning, taler de for at den forventede neddiskonterte inntekten for staten er høyere med gjentatte auksjoner av tidsbegrensede produksjonsrettigheter enn ved full privatisering.

#### TIDSBEGRENSEDE RETTIGHETER - EN VARIANT AV HJEMFALLSINSTITUTTET

I dette tilfellet legger en ut på tilbud de fulle produksjonsrettighetene til et kraftverk for en begrenset tidsperiode. Begrensningen i tidshorisont kan dempe flere av problemene som er referert i det foregående punkt.

Modellen har klare fellestrekk med hjemfallsinstituttet. Olje- og energidepartementet har i høringsnotatet "Om forslag til endringer i

industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven” (OED, 2003) beskrevet hvordan en ser for seg prosessene i etterkant av hjemfall. Anleggskapitalen og rettighetene som tilfaller staten, kan legges ut i markedet gjennom en ny anbudsrunde. Det forhold at rettighetene initialt ikke ble gitt noen pris, og at utgangskapitalen overdras vederlagsfritt, er i og for seg det eneste som skiller hjemfallsinstituttet fra en ordinær gjentatt auksjon over produksjonsrettigheter.

Gjentatte auksjoner skaper imidlertid et problem nettopp knyttet til verdifastsettelsen av utgangskapitalen. Hvis denne verdifastsettelsen ikke er konsistent med markedsverdien, vil det få uheldige virkninger på investeringsincitamentene. I og med at vi her snakker om til dels svært langsiktige investeringer, er dette åpenbart et problem, spesielt i forhold til årene forut for en ny auksjon. I hjemfallsinstituttet er dette ikke direkte ivaretatt, men det har ”sneket seg inn” gjennom såkalt foregrepet hjemfall (åpenbart fordi incitamentstrukturen blir usedvanlig skjev i de siste årene av konsesjonsperioden).

Det kan også oppstå problemer i forhold til investeringsbeslutningene som følge av at kontantstrømmen får en uheldig profil. Sammenligner vi et regime med ”perfekt grunnrentebeskatning” og et regime med ”perfekt konkurranse om rettigheter”, blir verdien på den neddiskonterte kontantstrømmen den samme. Men kontantstrømmen får svært ulik profil; ved salg av rettigheter påføres selskapet en betydelig engangsutgift initialt, mens det ved grunnrentebeskatning betales løpende over levetiden. Siden selskapets finansielle situasjon blir svært forskjellig, med en betydelig initial gjeldsoppbygging ved konkurranse om rettigheter, kan investeringene på kort sikt rammes hvis det er imperfeksjoner i kapitalmarkedet. Dette problemet kan avhjelpes ved at selskapet som vinner anbudskonkurransen gis anledning til å innbetale salgssummen i rater, over tid.

#### ALTERNATIVT AUKSJONSDESIGN - PROFITTEDELING

Et alternativ til en auksjon med ”up front” betaling er auksjoner der selskapene for eksempel byr på en overskuddsandel (en andel av kontantstrømmen).<sup>59</sup> Det vil ha den fordel at det endrer kontantsstrømsprofilen og dermed demper eventuelle negative effekter som store, initiale utbetalinger kan ha på investeringene. Men det vil også ha en annen effekt, nemlig at betalingsforpliktelsen avhenger av markedets utvikling – staten får en andel av overskuddet istedenfor et gitt initialt beløp. Overskuddsdeling innebærer dermed også en annen risikoprofil.

En slik auksjon kan begrunnes på en mer sofistisert måte. Et kjent resultat fra auksjonslitteraturen er det såkalte ”linkage principle”, som sier at forventet salgpris øker hvis vinnerens betalingsforpliktelse gjøres avhengig av informasjon som er korrelert med vinnerens egen informasjon. En type informasjon som åpenbart er aktuell å benytte, er den informasjon som avsløres *ex post*, for eksempel i form av realisererte markedspriser. Men det er nettopp det som skjer i en profittdelingsauksjon; vinnerens betalingsforpliktelse blir ikke et gitt beløp, men varierer med kraftprisene.

---

<sup>59</sup> La oss presisere at vi med kontantstrømmen sikter til verifiserbare inntekts- og utgiftsposter. Hvis all ressursanvendelse er verifiserbar, vil ethvert selskap være villig til å produsere til en overskuddsandel på null, en åpenbart meningsløs beskrivelse. Et eksempel på en kostnad som ofte ikke er verifiserbar, er alternativverdien av kapital som selskapet bringer inn i prosjektet, for eksempel unik kompetanse, eller ledelsens egeninnsats.

”Linkage principle” viser at en slik auksjon mer effektivt trekker inn grunnrenten enn en auksjon med betaling i forkant.

Vi kan snu på dette perspektivet. En auksjon der selskapene byr på en andel av overskuddet medfører at staten mottar en andel av kontantstrømmen istedenfor en forskuddsvis betaling. Som påpekt er det flere ulike institusjonelle løsninger som leder til at statens inntekt blir en andel av kontantstrømmen. En grunnrenteskatt utformet som en kontantstrømskatt er ett eksempel, SDØE-modellen fra oljesektoren er et annet. En auksjon der overskuddsandelen er konkurranseparameter, er med andre ord det samme som om selskapene konkurrerte i en auksjon der de byr på den andel av kontantstrømmen som skal tilfalle staten. Det vil si at det selskap som er villig til å ta operatøransvaret til den høyeste statlige inntektsandelen i prosjektet, tildeles dette ansvaret. Det følger av auksjonsteorien at denne modellen trekker inn mer av grunnrenten til fellesskapet enn en perfekt fungerende privatiseringsprosess.

Vi kan videre legge merke til at desto mer av kostnadene som er verifiserbare, desto høyere blir den statlige eierandelen til kontantstrømmen. Det skulle isolert sett tilsi at staten bør motta en relativt høy andel av kontantstrømmen i kraftverkene.

---

#### BØR STATEN EIE KRAFTVERK?

---

Den sittende regjeringen skriver følgende i Sem-erklæringen:

*”Statens fremtidige eierskap må begrenses til selskaper av forvaltningsmessig karakter og selskaper der eierskapet har en klar politisk begrunnelse.”*

Riktignok er både naturressursforvaltning og nasjonalt eierskap nevnt som adekvate politiske begrunnelser, noe som gjør tolkningen så vid at de fleste partier trolig kan gi sin tilslutning. Likevel gjenspeiler utsagnet en grunnfilosofi i retning av at det er gevinster ved privat eierskap som fordrer en eksplisitt begrunnelse for at et statlig eierskap beholdes.

Det er en rekke argumenter som er fremført i favør av privat eierskap. Enkelte vektlegger de effektivitetsgevinster som knytter seg til kapitalmarkedet. I markedet blir selskapers verdi vurdert, og det kan knyttes belønningsmekanismer til selskapets verdiutvikling. Trusselen om oppkjøp har også åpenbare incitamentsvirkninger for en sittende ledelse. Nå er det ikke opplagt at slike mekanismer ikke kan etterlignes i et statlig selskap. Eksterne konsulenter kan evaluere virksomheten, noe som er etablert som prosedyre for flere statlige selskaper (herunder Statkraft). Prinsipielt sett er det heller ikke noe i veien for å knytte incitamenter for ledelsen til en slik evaluering.<sup>60</sup>

Et annet argument i favør av privat eie knytter seg til den ineffektivitet som rollekonflikter medfører for offentlige eierskap. Staten opptrer ikke bare som eier, men også som regulerende myndighet, forvaltningsmyndighet og konsesjonsmyndighet. Tidligere, da eierrollen ble benyttet som instrument til å realisere målsettinger utover det forretningsmessige, var i og for seg ikke rollesammenblandingen en avgjørende

---

<sup>60</sup> På bakgrunn av senere tids erfaringer med regnskapsmanipulasjon, er det vel ikke helt utenkelig at en ekstern evaluering faktisk kan være et bedre instrument enn å tildele ledelsen aksjeopsjoner.

problemstilling. I dagens situasjon derimot, der selskapene er forutsatt å opptre på rent forretningsmessige vilkår, ofte i konkurranse med private bedrifter, er troverdighet i rollefordelingen av særdeles stor betydning. Staten har lyktes i dette, i den grad de senere omlegginger av eierskapet oppfattes som troverdige med hensyn til å avskjære staten fra å benytte eierskapet som instrument.<sup>61</sup> Men i så fall oppstår det en form for maktvakuum. Det blir vanskelig å opptre i rollen som "kritisk eier", med de signaliseringseffekter det lett kan gi i kapitalmarkedet. Derfor er det en risiko for at staten fremstår som en svak eier, og at selskapene tenderer til å bli administrasjonsstyrte i altfor stor grad.

Et tredje type argument vedrører selskapets finansielle situasjon. Private selskaper kan benytte eierskapet som et instrument til å knytte spesielle relasjoner til andre selskaper. I kraftmarkedet kan dette være et moment i et internasjonalt marked hvor strukturendringer trolig vil finne sted i betydelig omfang i årene fremover. Ved å inngå kryseierskap med europeiske kraftselskaper kan Statkraft oppnå en mer sentral posisjon i internasjonale energimarkeder.

#### PASSIVT ELLER AKTIVT STATLIG EIERSKAP?

Målene med statlig eierskap har endret seg over tid. Forvaltningsmessige oppgaver ivaretas gjennom konsesjonspolitikken og lover og regler. Eierskapet benyttes ikke lenger som sysselsettings- eller bosettingsinstrument eller som instrument for å realisere mål om produksjonssammensetning. Det er allment akseptert at statseide bedrifter skal drive sin virksomhet på et forretningsmessig grunnlag, og at de hensyn som myndighetene ønsker å ivareta utover det forretningsmessige, skal ivaretas gjennom det generelle virkemiddelapparatet og ikke gjennom eierskapet. Ser vi spesielt på myndighetenes målsettinger for kraftsektoren, er det vanskelig å se at disse ikke kan ivaretas gjennom generelle virkemidler som skatte- og avgiftspolitikken, lover og forskrifter og konsesjonspolitikken.

Som vi var inne på ovenfor, er det i kraftsektoren spesielt to hensyn som tillegges vekt som en motivasjon for statlig eierskap. Det ene knytter seg til at eierskap er en effektiv måte å hente ut grunnrenten på, noe vi diskuterte mer inngående i forrige avsnitt. Det andre er at eierskapet sikrer nasjonalt eie og lokalisering av hovedfunksjoner i Norge.

Ingen av disse hensynene fordrer en aktiv eier. Ser vi spesielt på hensynet til nasjonal lokalisering, er det tilstrekkelig med negativ kontroll. Målet om grunnrenteinnndragning ivaretas også gjennom eierskapet som sådan. Å sikre at selskapet for øvrig drives etter mest mulig forretningsmessige kriterier, er åpenbart konsistent med å maksimere statens inntekter ved eierskapet. Eierskapet som garantist for nasjonalt eierskap og lokalisering og inntektsinnndragning er heller ikke oppgaver som fordrer aktivt eierskap.

Selv om staten som eneeier troverdig kan avstå fra å gripe inn i løpende driftsbeslutninger, kan den imidlertid vanskelig avstå fra å treffe viktige beslutninger vedrørende kapitalforvaltningen. Styrets autonomi er begrenset i disse spørsmålene.

---

<sup>61</sup> Et element i dette har vært en klargjøring av rollefordelingen ved at statens eierskap er lagt under Næringsdepartementet i stedet for sektordepartementene. St.prp. nr. 1 fra NHD inneholder ikke den type målformuleringer som tidligere ofte ble formulert fra sektordepartementenes side.



Beslutninger og vurderinger vedrørende fastsettelse av avkastningskrav og utbyttepolitikk samt kapitalutvidelser må staten som eier ta stilling til på selvstendig grunnlag. Kapitalforvaltningen blir dermed et politikkområde. I Statkrafts tilfelle kommer denne effekten spesielt til uttrykk. Statkrafts egen strategi om å bli en stor aktør i det nord-europeiske energimarkedet, har hatt bred tilslutning i Stortinget, noe som gjenspeiles ved flere runder med kapitaltilførsel i form av omgjøring av ansvarlig lån til innskuddskapital, utvidelser av låne- og garantirammer og tilførsel av ny innskuddskapital.<sup>62</sup>

Eierskapsrollen knyttet til kapitalforvaltning kan fremstå som et problem når vi tar i betraktning at den norske stat er svært formuende. Vi kommer tilbake til dette i neste avnitt, der vi ser på mer spesifikke forhold i kraftsektoren.

#### ER STATEN EN EFFEKTIV EIER AV KRAFTVERK?

Som nevnt er beslutninger vedrørende avkastningskrav, utbyttepolitikk og kapitaltilførsel viktige utfordringer for en eier. Ser vi på kraftsektoren, er det her betydelig forskjell mellom de ulike aktivitetsområder. For kraftanlegg sett isolert representerer disse virksomheter der et statlig eierskap neppe stilles overfor særlige problemer når det gjelder kapitalforvaltningen. Riktignok er kapitalverdiene enorme, men utbyggingspolitikken er politisk styrt, uavhengig av eierform. Også drift og vedlikehold er oppgaver som det er relativt lett å styre. Det er vanskelig å se noe effektiviseringspotensial av betydning ved å sette dette ut til private. Men det er i og for seg neppe heller særlig problematisk å inngå kontrakter med underleverandører om å utføre disse oppgavene.

Produksjonsoptimering er et område hvor staten neppe har spesielle fortrinn. Virksomheten er kompetanseintensiv, og incitamentstrukturen betyr mye. Men heller ikke her er eierrollen særskilt kompleks. Utfordringen er å få etablert et mer effektivt konkurranseregime nasjonalt. Hvorvidt eierskapet er statlig eller privat er i og for seg ikke avgjørende.

Noe ganske annet blir spørsmålet om statlig eierskap til et selskap som i vesentlig grad ekspanderer internasjonalt. I en internasjonaliseringsprosess er oppkjøp utenlands et viktig instrument, men forventninger om dette kan skape uheldige, politiske mekanismer. Erkjennelsen av at finansiell robusthet er avgjørende i slike prosesser, vil trolig lede til stadige runder med politisk kamp om økt kapitaltilførsel. Det forhold at den norske stat er formuende, kan nettopp være et problem. Riktignok antyder regjeringen at det i fremtiden ikke skal tilføres ytterligere kapital når den i St.meld. nr. 22 (2001-2002) skriver:

*”Regjeringen legger til grunn at Statkraft fortsatt skal kunne videreutvikles som en sterk aktør i kraftnæringen i Norden, men at staten i utgangspunktet ikke skal bidra med mer kapital.”*

Det er imidlertid vanskelig å se hvordan staten troverdig kan binde seg til å avstå fra en slik kapitaltilførsel i fremtiden, hvis politikerne anser at en ytterligere ekspansjon internasjonalt er en fornuftig forvaltning av den statlige formuen. En kan dermed

---

<sup>62</sup> Kfr. St.prp. nr. 58 (1995-1996), St.prp. nr. 26 (1996-97), St.prp. nr. 18 (1999-2000) og St.prp. nr. 51 (2000-2001).



risikere at Statkraft får en rolle som forvalter av deler av den statlige formuen – et slags mini-oljefond. Det er neppe hensikten.

Problemet aktualiseres av de store inntekter som vil tilfalle Statkraft i årene fremover. Etter som kontraktene til kraftkrevende industri forfaller, vil kraften kunne selges til høyere priser i markedet. Spørsmålet er om disse økte inntektene skal forvaltes av Statkraft.

Internasjonale oppkjøp av kraftverk er meget risikofylte. Empiriske studier tyder på at mange av de europeiske kraftverkene som har skiftet eier de senere år, har vært til dels kraftig overpriset.<sup>63</sup> En mulig forklaring på at kraftverkene allikevel har funnet kjøpere, er at det for tiden finnes en rekke europeiske selskaper med betydelige vekstambisjoner. Disse selskapene – som i mange tilfeller er statseide – legger ikke nødvendigvis normale lønnsomhetsbetraktninger til grunn. I en budkonkurranse med slike aktører er det stor risiko for at prisen drives så høyt at oppkjøpet alt i alt blir ulønnsomt.

Sett fra et formuesforvaltningssynspunkt er det også et spørsmål om det er fornuftig å satse ensidig innenfor en bestemt sektor. Det kan hevdes at hensynet til konkurransemessige fortrinn tilsier at innsatsen konsentreres, men som vi har påpekt ovenfor, er det vanskelig å se at norske vannkraftbaserte selskaper har vesentlige konkurransefortrinn i utenlandske energimarkeder, bortsett fra i mindre nisjer. I forvaltningen av statens formue for øvrig ("oljeformuen") legger en til grunn et forsiktighetshensyn, som tilsier at formuen spres på et stort antall ulike investeringer. Slik sett er det betenkelig med en stor internasjonal satsning av offentlige midler innenfor én sektor.

---

## KONKLUSJON

---

I brev til Næringsdepartementet (av 27. mars 2003) foreslår Konkurransetilsynet en oppsplitting av Statkraft i to eller flere produksjonsselskaper. Dette er også en tanke som har fått tilslutning i sentrale miljøer på Stortinget. Så vel Arbeiderpartiets, Fremskrittspartets, SVs og Senterpartiets representanter i næringskomiteen antyder en oppsplitting av det statlige eierskapet i flere norske eiermiljøer som en løsning på konkurranseproblemet (Innst. S. nr. 289, 2002-2003).

For å gi konkurransemessig uttelling, må en slik oppsplitting skje på regionalt nivå. Det betyr for eksempel at en eventuell oppsplitting av Statkraft ikke bør skje gjennom å etablere regionale enheter, men gå på tvers av regionene (se for øvrig kapittel 3). Som påpekt kan det imidlertid være synergier regionalt innenfor produksjonsoptimering, og hensynet til slike eventuelle stordriftsfordeler tilsier i så fall at produksjonskapasiteten ikke bør splittes på for mange selskaper.

Når det gjelder vertikale synergieffekter, er de etter alt å dømme svake. I prinsippet betyr det at en kan foreta en vertikal separasjon, for eksempel ved å opprettholde det statlige eierskapet til hjemlige kraftverk, samtidig som det etableres konkurranse om

---

<sup>63</sup> Se f. eks. Allas (2001). Funnene i denne rapporten stemmer godt overens med resultatene fra andre studier, se f. eks. Diamong og Edwards (1997, Andresson (1999). Skjeret og Sørgard (2002) inneholder en diskusjon.

driften ved at dette settes ut i markedet. Som påpekt er de produksjonstekniske forholdene av en slik karakter at det bør være relativt lett å etablere gode kontrakter mellom staten og uavhengige driftsselskaper. Det betyr videre at spørsmålet om hvor stor statens eierandel bør være i sektoren, er noe mer underordnet.

Det bør tillegges betydelig vekt at konkurranseovervåking i kraftmarkedet er forbundet med større problemer enn i andre bransjer. Det tilsier at kontroll med strukturen i markedet blir desto viktigere. Det er derfor av avgjørende betydning at en har etablert en velfungerende konkurransestruktur før en går til en eventuell privatisering.

## REFERANSER

AAD (2001), Staten som eier, Rapport fra en interdepartemental arbeidsgruppe, Arbeids- og administrasjonsdepartementet.

Allas, T (2001), The M&A trap for utilities, *The Mcinsey Quarterly*, 2001 (3), 21-24.

Alley, Wilson A. (1997), Partial ownership arrangements and collusion in the automobile industry, *The Journal of Industrial Economics*, XLV (2), 191-205.

Amundsen, Eirik S. og Lars Bergman (2002), Will cross-ownership re-establish market power in the Nordic market?, *The Energy Journal*, 23 (2), 73-95.

Amundsen, Eirik S. og Jørn Birk Mortensen (2001), The Danish Green Certificate System. Some simple analytical results, *Energy Economics*, Vol. 23, 99, 489-509.

Andersson, J. E. (1999), Making operational sense of mergers and acquisitions', *The Electricity Journal*, 7, 49-59.

Aune, Finn Roar (2003), Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020 – virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging, Rapport 2003/11, Statistisk sentralbyrå.

BAHR (2002) brev i anledning Agder Energi,saken av 7.2.2003.

Berg, Morten (1988), Priser og kostnader i omsetningen av vannkraft, SAF-rapport nr. 1/1998, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.

Biggar, Darryl (2002), Market power in electricity generation markets, Working Party No. 2 on Competition and Regulation, OECD-rapport.

Bjørndalen, Jørgen (2003), Forventninger, skatt og optimal disponering av vannmagasiner, Notat Price Waterhouse Coopers, SKM Energy Consulting.

Borenstein, Severin, James B. Bushnell og S.E. Stoff (2000), The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry, *Rand Journal of Economics*, 31 (2), 294-325.

Bushnell, James B. (1999), Transmission rights and market power, *The Electricity Journal*, 12 (8), 77-85.

Bye, Torstein (2003), On the Price and Volume Effects from Green Certificates in the Energy Market, Discussion Paper no. 351, Statistisk sentralbyrå.

Bye, Torstein, Petter Vegard Hansen og Finn Roar Aune (2003), Utviklingen i energimarkedet i Norden i 2002-2003, (kommer som Rapport), Statistisk sentralbyrå.

Bye, Torstein, Petter Vegard Hansen and Stein Erik Breivikås (2003): Price responses in electricity markets, (kommer i Discussion Papers), Statistisk sentralbyrå.

Bye, Torstein og Pål Marius Bergh (2003), Utviklingen i energiforbruket i Norge i 2002-2003, (kommer som Rapport), Statistisk sentralbyrå.

Bye, Torstein og Larsson (2003), Lønnsomhet ved tilbakesalg av kraft fra kraftintensiv industri i et anstrengt kraftmarked?, Økonomisk Forum nr. 1. 2003. Samfunnsøkonomenes Forening.

Bye, Torstein og Erik Fjærli (2003), Dagens skattesystem i kraftsektoren – finnes det bedre alternativer?, Rapporter 2003/3, Statistisk sentralbyrå.

Bøeng, Ann Christin og Torstein Bye (1999), Avkastningen i kraftsektoren i Norge, Økonomiske Analyser nr. 3/99, Statistisk sentralbyrå, 2003.

Copenhagen Economics (2002a), Relevant Markets in the Nordic Area, main report for Nordel's project on Market Power on the Nordic Power Market (subproject 1).

Copenhagen Economics (2002b), Use and misuse of market power in the Nordic power market, main report for Nordel's project on Market power on the Nordic power market (subproject 3).

Crampes, Claude og M. Moreaux (2001), Water Resource and Power Generation, Toulouse, International Journal of Industrial Organization, 19, 975-997.

Diamond, J. og Jon D. Edwards (1997), Mergers, acquisitions and market power in the electricity power industry, Report, California Energy Commission.

Econ (2003), Tørrår i Norden, Diverse rapporter om situasjonen i kraftmarkedet sist vinter.

von der Fehr, Nils-Henrik M. (1998), Investering og kapasitet i markedsbasert kraftforsyning, Kapittel i Asbjørn Rødseth og Christian Riis (red.) Markeder, Ressurser og Fordeling, Ad Notam Gyldendal.

von der Fehr, Nils-Henrik M. og David Harbord (1993), Spot Market Competition in the UK Electricity Industry, Economic Journal, 103, 531-546.

von der Fehr, Nils-Henrik M., Kåre P. Hagen og Einar Hope (2002), Nettregulering, Rapport 01/02, Samfunns- og næringslivsforskning AS.

von der Fehr, Nils-Henrik M. og Tor Arnt Johnsen (2002a), Markedsmakt i kraftforsyninga, Økonomisk Forum, 4, 2002.

von der Fehr, Nils-Henrik M. og Tor Arnt Johnsen (2002b), Markedsmakt og flaskehals i kraftforsyningen, Økonomisk Forum, 6, 2002.

von der Fehr, Nils-Henrik M., Tore Nilssen, Erik Ø. Sørensen og Lars Sørgard (1998a), Krysseie i kraftforsyningen, SNF-rapport ?/98, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.

von der Fehr, Nils-Henrik M., Victor D. Norman, Torger Reve og Anders Chr. Stray Ryssdal (1998b), Ikke for å vinne – analyse av konkurranseforhold og konkurransepolitikk, SNF-rapport 8/98, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.

Førsund, Finn R. (1994), Driftoptimalisering i vannkraftsystemet, SNF-Rapport 29/94.

Førsund, Finn R., Rolf Golombek, Michael Hoel og Sverre Kittelsen (2003), Utnyttelse av vannkraftmagasiner, Rapport, Frisch-senteret.

Flatabø, Nils, Arne Haugstad og Einar Ståle Huse (2003), Utredning vedrørende vannmagasindisponeringen 2002-2003, Teknisk Rapport F5851, Sintef Energiforskning AS.

Garcia, A., J. D. Reitzes og E. Stacchetti (2001), Strategic Pricing when Electricity is Storable, *Journal of Regulatory Economics*, 20, 223-247.

Gjølberg, Ole og Thore Johnsen (2002), The Pricing of Electricity Futures: Empirical Tests for Market Efficiency at Nord Pool, Notat, Norges landbrukshøgskole, Mars 2003.

Green, Richard J. og David M. Newbery (1992), Competition in the British Electricity Spot Market, *Journal of Political Economy*, 100, 929-953.

Hjalmarsson, E. (2000), Nordpool: A Power Market without Market Power, Department of Economics, Göteborg University.

Hogan, William (1997), A market power model with strategic interaction in electricity networks, *The Energy Journal*, 18 (4), 107-142.

Inst. S. nr. 200, 2000-2001, Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om tilføring av innskuddskapital og økt lån- og garantiramme for Statkraft SF.

Inst. S. nr 289, 2002-2003, Innstilling fra næringskomiteen om forslag fra stortingsrepresentantene Sylvia Brustad, Bjørgulv Froyn og Grethe Fossli om nasjonalt eierskap I energimarkedet og forlengelse av fristen for Statkrafts pålagte salg.

Johnsen, Tor Arnt (2003), Felles eide kraftverk, driftsselskaper og brukseierforeninger i Norge, notatet utarbeidet på oppdrag for utvalget.

Johnsen, Tor Arnt og Cecilie Lindh (2001): Økende knapphet i kraftmarkedet. Vil prisoppgang påvirke forbruket?, *Økonomiske Analyser* 6/2001, Statistisk sentralbyrå.

Johnsen, Tor Arnt, S. K. Verma og Cathrine Wolfram (1999), Zonal pricing and demand-side bidding in the Norwegian Electricity Market, California, Berkeley.

Joskow, Paul L. og Jean Tirole (2000), Transmission rights and market power on electric power networks, *Rand Journal of Economics*, 31 (3), 450-87.

Kabler mellom Norge, Norden og Europa (SSB (2003), Elkem (2003), Hydro (2003), Statkraft (2003), Statnett (2003)).

Konkurransetilsynet (2003), brev til Næringsdepartementet om oppsplitting av Statkraft av 27. mars.

Leautier, T.O. (2001), Transmission constraints and imperfect markets for power, *Journal of Regulatory Economics*, 19 (1), 27-54.

Mathiesen, Lars (2002), En analyseramme for vurdering av oppkjøp innen vannkraftproduksjon i Norge, SNF-arbeidsnotat, Samfunns- og næringslivsforskning AS.

Mathiesen, Lars, Jostein Skaar og Lars Sørgard (2002), Temporære flaskehalsar i kraftforsyninga – et argument mot oppkjøp?, *Økonomisk Forum*, nr. 5, 4-6.

Nordel (2003): <http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=129>

Nordiske konkurransemyndigheter (2003), A powerful competition policy – towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electricity power, Report from the Nordic competition authorities, Konkurransetilsynet.

NOU 1992: 34, Skatt på kraftselskap.

NOU 1998: 21, Energi og kraftbalansen i Norge fram mot 2020.

NOU 2000: 18, Skattlegging av petroleumsvirksomhet, Petroleumsskatteutvalget.

Olje- og energidepartementet (2002), Faktahefte 2002 om Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge, <http://www.odin.dep.no/oed/norsk/publ/veiledninger/026021-120006/index-dok000-b-n-a.html>.

Olje- og energidepartementet (2003), Om forslag til endringer i industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven, Olje- og energidepartementet, høringssak, udatert. <http://odin.dep.no/oed/norsk/aktuelt/p10002038/p10002039/026001-080004/index-dok000-b-n-a.html>

Parker, Philip M. og Lars-Hendrik Röller (1997), Collusive conduct in duopolies: multimarket contact and cross-ownership in the mobile telephone industry, *Rand Journal of Economics*, 28 (2), 304-322.

Sem-erklæringa.

Singh, Balbir, T. Eldegard og Jostein Skaar (1999), Storskala kraftutveksling, Utsikter for norsk utenrikshandel med kraft i lys av sjøkabler til kontinentet, ny teknologi og et stadig friere handelsregime, SNF-rapport 66/99, Samfunns- og næringslivsforskning AS.

Skaar, Jostein og Lars Sørgard (2003), Temporary Bottlenecks, Hydropower, and Acquisitions in Networks, SNF working paper 02/03, Samfunns- og næringslivsforskning AS.

Skjeret, F. og Lars Sørgard (2002), Fusjoner og oppkjøp - er det lønnsomt?, SNF rapport 29/02, Samfunns- og næringslivsforskning AS.

SKM/PWC (2003), Forventning, skatt og optimal disponering av vannmagasiner, rapport, SKM Energy Consulting og PriceWaterhouseCooper.

SOU 2002:7, Konkurrenten på elmarknaden, Det svenske næringsdepartementet.

SSB (2003), Økonomisk Utsyn over året 2002, Økonomiske Analyser 1/2003, Statistisk sentralbyrå.

Steen, Frode (2003), Do Bottlenecks generate market power? An Empirical Study of the Norwegian Electricity Market, SNF-rapport, under utgivelse.

Stortinget, Innst. S. nr.289 (2002-2003), Innstilling fra nærings- og handelskomiteen om forslag fra stortingsrepresentantene Sylvia Brustad, Bjørgulv Froyn og Grethe Fosli om nasjonalt eierskap I energimarkedet og forlengelse av fristen for Statkrafts pålagte salg.

St. meld. nr 19 (1997-1998), Tilleggsmelding om eierskap I næringslivet, Nærings- og handelsdepartementet.

St.meld. nr. 22 (2001-2002), Et mindre og bedre statlig eierskap, Nærings- og handelsdepartementet.

St.prp. nr. 58 (1995-1996), Revidert nasjonalbudsjett for 1995-1996.

St.prp. nr. 26 (1996-97), Konvertering av Statkraft SFs lån til egenkapital.

St.prp. nr. 1 (1999-2000), Bevilgninger til statsbudsjettet for 2000.

St.prp. nr. 18 (1999-2000), Disponering av Statpipe 2/4 - S og endringer på bevilgninger på statsbudsjettet for 1999 m.m. under Olje- og energidepartementet.

St.prp. nr. 51 (2000-2001), Tilføring av innskotskapital og auka låne- og garantiramme for Statkraft SF.

St. prp. nr. 1 (2003-2004), Nærings- og handelsdepartementet.

Sørgard, Lars (1997), Domestic merger policy in an international oligopoly: The Nordic market for electricity, Energy Economics, 1997, 19, 239-253.

Sørgard, Lars (2003), Dumping av kraft om sommeren?, avsnitt 4.6.2 i Lars Sørgard (2003): Konkurransestrategi, Fagbokforlaget, 2. utgave.

US Department of Justice and Federal Trade Commission (1992), Horizontal Merger Guidelines.