

A2000-26 14.12.2000

Statkrafts erverv av aksjer i Vestfold Kraft og Skiensfjordens Kommunale Kraftselskap AS - konkurranseloven § 3-11

Sammendrag:

Statkraft inngikk 10. mai 2000 avtaler med SKK og VK om at Statkraft skal erverve 34 prosent av aksjene i hver av de to selskapene. Konkurransetilsynet har vurdert ervervene i henhold til konkurranseloven § 3-11. Engroshandel med kraft foregår i dag i et nordisk marked gjennom et felles spotmarked og finansielle markeder. Ervervene får ingen merkbar virkning på konsentrasjonen blant produsentene i det nordiske engrosmarkedet. På grunn av flaskehals i overføringsnettet blir det relevante markedets geografiske utstrekning i perioder begrenset til Sør-Norge. I dette markedet øker Statkraft sin innflytelse, og Konkurransetilsynet er bekymret for at Statkraft er i ferd med å få kontroll over en så betydelig andel av den regulerbare produksjonen at markedsrett kan utøves i Sør-Norge. Konkurransetilsynet har etter en vurdering av ervervene ikke funnet at Statkraft vil kunne utøve markedsrett i et slikt omfang at ervervene må sies å innebære eller forsterke en vesentlig begrensning av konkurransen.

Statkraft SF inngikk 10. mai 2000 parallelle avtaler med Vestfold Kraft AS (VK) og Skiensfjordens Kommunale Kraftselskap (SKK) om at Statkraft skal erverve 34% av aksjene i hver av de to selskapene. Ervervene gjennomføres ved rettede emisjoner, og disse ble godkjent i selskapenes generalforsamlinger henholdsvis 14. juni (SKK) og 20. juni (VK). Ervervene ble meldt til Konkurransetilsynet henholdsvis 15. juni og 28. juni 2000 i henhold til konkurranseloven § 3-11 sjuende ledd. Konkurransetilsynet har vurdert ervervene i henhold til konkurranseloven § 3-11. Tilsynet har kommet til at ervervene ikke kan sies å føre til eller forsterke en vesentlig begrensning av konkurransen i de relevante markedene. I vedlagte notat av i dag følger en redegjørelse for de vurderingene som ligger til grunn for avgjørelsen.

1 INNLEDNING

Statkraft SF inngikk 10. mai 2000 parallelle avtaler med Vestfold Kraft AS (VK) og Skiensfjordens Kommunale Kraftselskap AS (SKK) om at Statkraft skal erverve 34% av aksjene i hver av de to selskapene. Ervervene gjennomføres ved rettede emisjoner, og disse ble godkjent i selskapenes generalforsamlinger henholdsvis 14. juni (SKK) og 20. juni (VK). Fristen for inngrep utløper dermed henholdsvis 14. desember og 20. desember i år.

Det foreligger en intensjon om fusjon mellom SKK og VK innen 1. januar 2001. [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2]

1.1 Statkraft SF

Statkraft er et statsforetak underlagt Olje- og energidepartementet og er Norges største kraftprodusent med en årlig produksjon på nær 34 TWh (ikke medregnet Statkrafts eierandeler i Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap AS (BKK), Oslo Energi Produksjon AS (OEP) og Hedmark Energi AS (HEAS)). Dette tilsvarer ca. 30% av den samlede norske kraftproduksjonen. Statkraft eier helt eller delvis 91 kraftstasjoner, og selskapet har driftsansvar for 55 av disse. I 1998 omsatte Statkraft for 5,314 milliarder kroner. Statkraft har ca. 1500 ansatte.

Statkraft har betydelige faste leveranser til kraftkrevende industri i henhold til langsiktige avtaler vedtatt av Stortinget. Ca. 21 TWh av Statkrafts årlige produksjon går til kraftkrevende industri og treforedling, og ca. 2,7 TWh er konsesjonskraft til kommuner og fylkeskommuner. Produksjonen for øvrig fordeler seg på engrosmarkedet og kommersielle kontrakter med industribrukere.

Statkraft har en eierandel på 20% i OEP, 26% i BKK og 34% i HEAS. I tillegg eier Statkraft 38% i Sydkraft, som er en av Sveriges største kraftprodusenter.

Gjennom sitt erverv av 50% eierandel i BKK Kraftsalg i 1999, engasjerte Statkraft seg for første gang i sluttbrukermarkedet.

Statkraft har signalisert at selskapet har planer om ytterligere oppkjøp i kraftmarkedet. Selskapet la tidligere i år inn tilbud på kjøp av 49% av aksjene i Trondheim Energiverk AS (TEV), men salg av TEV fikk ikke tilslutning i bystyret.

1.2 Skiensfjordens Kommunale Kraftselskap AS (SKK)

SKK er organisert som et konsern bestående av datterselskapene SKK Energi AS (produksjon og omsetning) og SKK Nett AS (nettvirksomhet). Øvrige eiere i selskapet er kommunene Skien, Porsgrunn, Bamble og Siljan.

SKK har en årlig kraftproduksjon på ca. 2,7 TWh. Samlet omsetning var i 1998 på 718 mill. kroner og antall sluttbrukere 67000.

1.3 Vestfold Kraft AS (VK)

VK er organisert som et konsern bestående av datterselskapene VK Energi AS (produksjon og omsetning), VK Nett AS (nettvirksomhet) og Tønsberg Energi AS som driver distribusjonsvirksomhet i Tønsberg kommune. Øvrige eiere av VK er kommunene i Vestfold.

VK har en årlig kraftproduksjon på 2,1 TWh og omsatte i 1998 for 710 mill. kroner. Antall sluttbrukere som er tilknyttet selskapet er 96000.

1.4 Innholdet i de inngåtte avtalene

I tilknytning til ervervene har Statkraft inngått parallelle avtaler (hovedavtale, intensjonsavtale, aksjesalgavtale, aksjonæravtale og samarbeidsavtale) med hvert av selskapene SKK og VK.

I aksjonæravtalen er hovedlinjer for samarbeidet trukket opp: "Selskapet skal være en drivkraft for omstruktureringer i kraftsektoren i Regionen. Det er partenes intensjon at samarbeidet skal gi Selskapet fortrinn som på avgjørende måte bidrar til realiseringen av disse målsetningene." Videre heter det at "Statkraft ønsker imidlertid at de virksomheter som Statkraft er medeier i, skal samordne seg på en slik måte at positive samordningseffekter kan uttas/oppnås."

1.4.1 Samarbeid

I aksjonæravtalen fremgår det at SKK og VKs roller som sentral aktør i regionen skal styrkes gjennom samarbeidet og at selskapenes vekst fortrinnsvis skal skje gjennom samordning med eksisterende virksomheter i regionen. Statkraft betrakter SKK og VK som utgangspunkt for sin videre ekspansjon i regionen, og vil i den forbindelse støtte selskapene finansielt og på andre måter gjennom nødvendig kapitaltilførsel, kompetanse og andre tiltak som ytterligere styrker deres muligheter for å ta en aktiv, ekspansiv rolle.

Partene skal utnytte hverandres kompetanse i engrosmarkedet for å kunne møte utfordringer knyttet til økt internasjonalisering i fremtiden. I aksjonæravtalen heter det at "Partene ønsker, innenfor de rammer konkurranselovgivning mv. til enhver tid medfører, å tilby hverandre løsninger hvorved hver av partene kan nyte godt av den annen parts kompetanse innen det gitte området, og derved oppnå forbedret sikkerhet for tilfredsstillende resultater knyttet til sine behov vedrørende energidisponering, sikringshandel og andre oppgaver knyttet til sine engrosvirksomheter."

I sluttbrukermarkedet ser partene for seg et marked med et mindre antall større aktører. Den enkelte nettoperators hjemmemarked vil ikke gi et tilstrekkelig kundegrunnlag, og SKK og VKs sluttbrukeromsetning skal derfor videreutvikles. Partene er dessuten enige om at selskapenes sluttbruker-virksomhet bør søkes integrert med andre sluttbrukeraktiviteter i et landsdekkende selskap der SKK og VK er medeiere. Statkrafts samarbeid med BKK i BKK Kraftsalg vil være et mulig element i oppbyggingen av et slikt selskap.

Ettersom partene eier kraftverk i samme region, tar de også sikte på driftsmessig samordning av kraftverkene med henblikk på økt kostnadseffektivitet.

1.4.2 Statkrafts innflytelse

Ifølge aksjonæravtalen har hver aksjonær rett til å utpeke ett styremedlem for hver 15% av aksjene, hvilket innebærer at Statkraft vil få 2 av 6 representanter i hvert av SKK og VKs styrer.

[Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2]

2 FORHOLDET TIL KONKURRANSELOVEN § 3-11

Med hjemmel i konkurranseloven § 3-11 kan Konkurransetilsynet gripe inn mot bedriftserved, dersom tilsynet finner at vedkommende erverv vil føre til eller forsterke en vesentlig begrensning av konkurransen i strid med lovens formål.

Et fullstendig aksjeerverv vil alltid være bedriftserved i lovens forstand. Det følger av ordlyden i krrl § 3-11 at også delvis erverv i form av aksjeerverv eller erverv av andre eierandeler i et foretak kan være bedriftserved i lovens forstand. Ved vurderingen må det tas i betraktning hvilken grad av innflytelse eller kontroll erververen oppnår over det ervervede foretaket. Hvis innflytelsen eller kontrollen er tilstrekkelig, vil ervervet være av en slik kvalifisert art at det foreligger et bedriftserved i konkurranselovens forstand. Hva som skal til for at erververen oppnår slik innflytelse eller kontroll, kan variere og vil bero på en konkret helhetsvurdering der ulike faktorer spiller inn. Nye styringsrettigheter som følge av et erverv er viktige i denne sammenheng fordi de kan endre partenes incentiver og derved ha betydning for markedstilpasningen.

I denne vurderingen må en i tillegg til eierandelens størrelse blant annet se hen til aksjonæravtaler eller underliggende avtaler, reell innflytelse på ledelsen (herunder styrerepresentasjon), finansielle bindinger, faglig kompetanse og markedskunnskap, den øvrige eierstruktur i selskapet og om det ellers vil skapes incentiver til endringer i bedriftens tilpasninger i markedet.

Aksjonærene i VK og SKK har inngått avtaler med Statkraft om at sistnevnte skal bli en "betydelig medeier" i selskapene gjennom en rettet emisjon (se Emisjonsavtalen pkt. 1.4, jf. intensjonsavtale om integrasjon pkt. 1.1). At Statkraft skal bli en "betydelig medeier" innebærer at Statkraft erverver 34% av aksjene i hvert av selskapene. [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2]

At Statkraft erverver eierandeler i andre kraftprodusenter, kan gi selskapet incentiver til å opptre mindre aggressivt. Når et selskap eier en andel i et konkurrerende selskap, vil det ha økonomisk interesse av å opptre på en slik måte at det maksimerer summen av selskapets egen profitt og den profitt det får fra eierandelen i det konkurrerende selskapet. Dermed vet selskapet at dersom det opptre aggressivt og på den måten stjeler markedsandeler fra konkurrenten, vil det føre til lavere inntekt fra eierandelen i det konkurrerende selskapet. Erverv av eierandeler i konkurrerende selskaper kan derfor føre til dempet konkurranse, noe som tilsier at erverv av eierandeler kan anses som bedriftserved i konkurranselovens forstand selv om eierandelen ikke medfører kontroll.

Statkraft oppnår styrerepresentasjon i begge selskaper og [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2]. Styrerepresentasjon kan gi detaljert og troverdig informasjon om strategisk tenkning i det konkurrerende selskapet. Dette er svært viktig informasjon dersom selskapene ønsker å opprette prissamarbeid fordi mer informasjon om hverandres aktiviteter vil øke potensialet for å lykkes med prissamarbeid.

At Statkraft har sikret seg innflytelse over ulike styrebeslutninger som nevnt i forrige avsnitt, kan ha sin årsak i at selskapet er eneste "profesjonelle" eier i selskapene. Øvrige aksjonærer er kommuner som vil kunne ha større interesser blant annet i å hente midler ut av selskapet. At Statkrafts styrerepresentanter trolig vil ha større innsikt i markedet enn de øvrige representantene kan være med på å gi selskapet større innflytelse enn eierandelen på 34% tilsier.

På bakgrunn av ovennevnte er det grunn til å tro at konkurransen mellom partene vil bli dempet eller eliminert. Statkrafts erverv av minst 34% av aksjene i hvert av selskapene SKK og VK vil dermed være å regne som bedriftserved etter krrl. § 3-11.

[Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2]

Partene vil i tilfelle fusjonen mellom SKK og VK ikke realiseres gjennomføre drøftelser med henblikk på å finne frem til omforente løsninger. Ervervene i SKK og VK er derfor ikke innbyrdes avhengige av hverandre, og Statkrafts erverv av 34% av aksjene i hvert av selskapene SK og VKK kan derfor regnes som selvstendige erverv.

Det foreligger derfor to selvstendige bedriftserved etter krrl. § 3-11. For enkelhets skyld vil vi i det følgende behandle de to ervervene under ett.

3 RELEVANTE MARKEDER

3.1 Det relevante produktmarkedet

Produktet er elektrisk kraft. Vertikalt skiller vi mellom to nivåer i salg av elektrisk kraft. Første omsetningsledd er engrosmarkedet, hvor handelen foregår mellom kraftprodusenter og store kraftkjøpere som energiverk, tradere og større sluttbrukere (med årlig forbruk større enn 30 GWh). Neste ledd er sluttbrukermarkedet der kraft selges til eget forbruk. Sluttbrukermarkedet omfatter husholdninger, bedrifter og industri med årlig forbruk mindre enn 30 GWh.

Tradisjonelt har aktørene i engrosmarkedet handlet kraft gjennom bilaterale, fysiske kontrakter av kortere eller lengre varighet. Utviklingen etter dereguleringen har gått i retning av at de bilaterale fysiske kontraktene gjennomsnittlige løpetid er redusert. I bilaterale fysiske kontrakter kan det avtales faste priser, eller prisen kan knyttes til den løpende prisen i spotmarkedet. Alternativt kan aktørene basere sin handel på kjøp og salg i de organiserte markedene. Kraft kan kjøpes og selges i spotmarkedet med tilhørende prissikring i det finansielle markedet. En stadig større del av omsetningen kanaliseres gjennom spotmarkedet.

I spotmarkedet (Nordpools Elspot) handles kontrakter hver dag for levering neste døgn. Kontraktene er timekontrakter og handles i form av en auksjon. Elspot systempris er referansepris for de finansielle kontraktene. Omsetningen i Elspot var i 1999 på 75 TWh. Momentan balanse mellom produksjon og forbruk sikres ved hjelp av regulerkraftmarkedet, som er et redskap for Statnett som systemoperatør.

Omsetningen i terminmarkedet (Nordpools Eltermin og annen organisert finansiell handel) er av rent finansiell karakter, og omsetningstallene i dette markedet er derfor ikke relevante ved vurdering av størrelsen på engrosmarkedet. Terminmarkedet er imidlertid av vital betydning for at spotmarkedet skal fungere etter hensikten.

I sluttbrukermarkedet står sluttbrukernes valgmuligheter mellom en rekke energiverk og krafthandlere (tradere) som tilbyr kraft i sluttbrukermarkedet (jf. Konkurransetilsynets prisopplysningstjeneste). I Konkurransetilsynets tidligere behandling av saker, er sluttbrukermarkedet blitt vurdert til å ha en snevrere geografisk avgrensning enn engrosmarkedet særlig ut fra sluttbrukernes begrensede valgmuligheter på leverandørsiden. Det er imidlertid grunn til å ta i betraktning arbitrasjeeffekten mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. En rekke kraftleverandører tilbyr i dag husholdninger å kjøpe kraft til spotpris pluss et prispåslag. Det er grunn til å stille spørsmål ved om det fortsatt er grunnlag for et skarpt skille mellom de to markedenes geografiske utstrekning.

I sak nr. 98/1247 - Statkrafts erverv av eierandeler i BKK-selskapene - ble virkningene av ervervet analysert med utgangspunkt i engrosmarkedet. Årsaken var at Statkraft inntil ervervet ikke hadde engasjert seg i sluttbrukermarkedet. Gjennom kjøp av eierandeler i HEAS, VK og SKK øker Statkrafts innflytelse i sluttbrukermarkedet, men det er først og fremst innenfor produksjon Statkraft har sin hovedvirksomhet. Vi vil derfor i den videre analysen se på virkningene i engrosmarkedet.

3.2 Det relevante geografiske markedet

Med engrosmarkedet som utgangspunkt kan det argumenteres for at flere relevante, geografiske markeder bør vurderes. Hvilken avgrensning man velger avhenger av hvordan man vurderer betydningen av at flaskehals i overføringsnett klarer i spotmarkedet ved hjelp av en kapasitetsavgift, som igjen medfører at spotmarkedet deles inn i ulike områder med forskjellige priser.

Kapasitetsbegrensninger mellom ulike geografiske områder kan skape til dels store forskjeller mellom prisene som klarer de ulike markedene. Kapasitetsbegrensninger åpner for at markedsrett kan utøves innenfor et prisområde gjennom at et fåtall produsenter i området ser seg tjent med å heve prisen eller begrense tilbudet. Flere aktører i markedet hevder at dette har forekommet i betydelig grad og særlig på Vestlandet, men i den senere tid også i Sverige. Store prisforskjeller har til nå bare eksistert i korte perioder slik at det reelle effektivitetstapet som oppstår som følge av slik adferd kan være begrenset.

Statkrafts eierandeler i SKK og VK samt HEAS, BKK og Oslo Energi har først og fremst betydning i prisområde Sør-Norge. Sør-Norge har vært eget prisområde i en lengre periode, men Statkraft hevder at avvikene mellom områdeprisen i Sør-Norge og den felles prisen i det nordiske markedet har vært små.

Nedenfor følger først en redegjørelse for gammel og ny praksis for flaskehalsbehandling. Så beregnes konsentrasjonen med utgangspunkt i Sør-Norge som det relevante geografiske marked. Deretter ser vi på konsentrasjonen når markedet omfatter Norge og Sverige og til slutt beregnes konsentrasjonen dersom også Finland inkluderes.

3.2.1 Flaskehalsbehandling

Det finnes to alternative modeller for behandling av flaskehals i det norske sentralnettet - prisområder og spesialregulering. Hittil har flaskehals i Norge hovedsakelig blitt klarert gjennom prisområdemodellen.

Ved prisområdemodellen settes ulike priser i elspotmarkedet på hver side av en flaskehals. Dette gir en relativt høy områdepris på den siden av flaskehalsen der det er produksjonsunderskudd og en lavere pris i overskuddsområdet. Områdeprisene settes slik at kraftmengden som forventes å flyte gjennom flaskehalsen, ikke overskrider kapasitetsgrensen.

Ved spesialregulering er det anmeldingene i regulerkraftmarkedet som blir lagt til grunn for opp- og nedregulering. Alle aktørene på begge sidene av flaskehalsen blir stilt overfor den samme prisen i spotmarkedet (systemprisen), selv om den ikke representerer noen likevekt med flaskehals i overføringsnett. Systemoperatør sikrer at kapasitetsgrensene gjennom kritiske snitt ikke overskrides, ved å betale de beste av de aktuelle objektene på regulerkraftlisten for opp- eller nedregulering på hver side av flaskehalsen.

3.2.1.1 Nærmere om hvordan prisområder avgrenses

Når Nordpool skal beregne elspotpriser, beregnes det først en systempris (P_s) basert på en forutsetning om at det ikke er overføringsbegrensninger i sentralnettet. Dersom beregningene viser at kraftflyten mellom to eller flere anmeldingsområder (Tidligere var det slik at Nord Pool hver uke sendte ut en anmeldingsinformasjon som fortalte hvilken områdeinndeling som gjelder for neste ukes anmelding og for hvilket prisintervall det skal anmeldes. Muligens er praksis noe endret som følge av overgang til faste elspotområder. Etter at informasjonen er sendt ut kan markedsplassen motta og registrere anmeldelser for den aktuelle uken. Kl. 1200 stenges markedet for anmeldelser og priser og utveksling for neste døgn.) ville overskride kapasitetsgrensene, beregnes to eller flere områdepriser (P_o). Kapasitetsavgiften i hvert prisområde er definert som differansen mellom systemprisen og områdeprisen ($\text{Kapasitetsavgift} = P_s - P_o$).

Dersom prisberegningen viser at kapasiteten mellom anmeldingsområdene ikke overskrides, blir det kun ett prisområde med områdepris lik systempris og kapasitetsavgift lik null. Dersom kraftflyten mellom to områder overskrider kapasiteten, reduseres prisen i overskuddsområdet (lavprisområdet) og økes i underskuddsområdet (høyprisområdet). Dette stimulerer til

høyere kjøp og lavere salg i overskuddsområdet og til høyere salg og lavere kjøp i underskuddsområdet. På denne måten benyttes prisme mekanismen til å regulere kraftflyten ned til kapasitetsgrensen.

Mer konkret beregnes det først en pris i hvert område basert på de respektive områders anmeldelser og gitt at det ikke finnes overføringskapasitet mellom områdene. Deretter blir kjøpskurven i overskuddsområdet tillagt et prisuavhengig ("prisuavhengig" betyr i denne sammenheng bare at pristilbudene ikke er gitt med utkoblingspris) kjøp som tilsvarer et kvantum lik overføringskapasiteten mellom områdene, Kap. Tilsvarende blir salgskurven i underskuddsområdet tillagt et prisuavhengig salg av et kvantum lik Kap. Dette er ensbetydende med en parallellforskyvning av henholdsvis kjøpskurven i overskuddsområdet og salgskurven i underskuddsområdet. På denne måten utnyttes overføringen helt opp til kapasitetsgrensen.

I det øyeblikket det skilles ut prisområder foregår alt kjøp og salg i spotmarkedet til områdepriser. Det foregår derfor ingen handel til systempris i de timene hvor områdepriser er etablert. Systemprisen har i de tilfellene bare betydning som referansepris i prissikringskontraktene.

Den fysiske kraftflyten vil alltid gå fra lavprisområdet til høyprisområdet. Dette innebærer at elbørsens kjøp og salg av kapasiteten mellom to prisområder alltid vil gi en inntekt som tilsvarer $Kap * (Ph-PI)$. Denne inntekten tilfaller Sentralnettet. Mesteparten av inntektene går i dag til å tilbakebetale gjeld fra tidligere i utenlandshandelsregnskapet, mens noen få prosent betales tilbake til markedsaktørene gjennom de bruksavhengige tariffleddene (kapasitetsleddet) i sentralnettstariffen. Som en følge av det gjeldende reguleringsregimet, får dermed ikke Statnett beholde inntektene av flaskehalshåndteringen som tilfaller selskapet som systemoperatør.

Statnett SF kan i henhold til sine retningslinjer definere et anmeldingsområde som monopolområde dersom en produsent eller en forbruker er så dominerende at normale markeds mekanismer ikke kan virke. I slike tilfeller vil anmeldelser innen området i spotmarkedet regnes sammen med anmeldingene i det naturlig tilhørende naboområdet slik at områdene får felles pris.

3.2.1.2 Endret praksis i retning av økt omfang av spesialregulering

Den tidligere praksisen med inndeling i anmeldingsområder i spotmarkedet ble høsten 1999 evaluert av NVE. Initiativet kom fra Enfo (Energiforsyningsens Fellesorganisasjon), som foreslo at Statnett i større grad skal benytte spesialregulering/motkjøp for å håndtere flaskehalser, selv om basisen fortsatt skal være prisområdemodellen. Enfo foreslo et begrenset antall faste elspotområder som klareres ved kapasitetsavgift som tidligere. Interne flaskehalser innenfor elspotområdene skal derimot håndteres ved spesialregulering. Samtidig ble det foreslått en økning i Statnetts inntektsramme til dekning av økte kostnader. Det ble også foreslått å legge inn en incentivmekanisme ved å la Statnett beholde 25% av differansen dersom kostnadene ved spesialregulering er lavere enn inntektsrammen og motsatt dersom kostnadene overstiger inntektsrammen.

NVE uttrykker i sin evaluering (Notat av 22.11.99 fra NVE, Snr. 349/99) at prisområdemodellen har de beste effektivitets-egenskapene under ideelle forutsetninger fordi den gir tilpasning til de respektive likevektsprisene blant alle aktørene. Spesialregulering derimot innebærer en ekstra godtgjørelse til de aktørene som må opp- eller nedreguleres.

Den modellen som faktisk brukes til å regulere Statnetts inntekter gir imidlertid ikke Statnett incentiver til å utbedre feil/svakheter i nettet. Bruk av prisområder genererer en inntekt til Statnett som Statnett ikke får beholde og virker således nøytralt i forhold til Statnetts økonomiske incentiver. Spesialregulering påfører derimot Statnett kostnader ved håndtering av flaskehalsene. Dersom flaskehalsene skyldes feil, utfall eller revisjon av Statnetts nettanlegg, kan Statnett som netteier påvirke hvor lenge flaskehalsen består avhengig av hvor mye ressurser som settes inn på å utbedre det forholdet som forårsaker nettbegrensningen. Statnetts bedriftsøkonomiske vurderinger av tiltak i egenskap av systemoperatør og netteier blir da i overensstemmelse med den samfunnsøkonomiske avveiningen mellom de to typene tiltak. Dette er blitt brukt som et argument for bruk av spesialregulering i stedet for prisområder slik det for eksempel er i Sverige.

Det blir på den annen side hevdet at Statnett vil få incentiver til å flytte flaskehalser til grensen mellom elspotområder ved å redusere kapasiteten mellom disse. Dersom Statnett utnytter denne muligheten i Norge for å spare kostnader til

spesialregulering, vil forskjellen mellom prisene i de områdene som berøres forsterkes. En slik praksis vil kunne hindres dersom Statnett blir påført bedriftsøkonomiske kostnader ved å kjøre med redusert tilgjengelighet i sentralnettet.

NVE gir uttrykk for at Statnett har fått mye kritikk for bruk av prisområdemodellen i spotmarkedet. Spesielt utenlandske aktører i spotmarkedet har uttrykt frustrasjon over tilfeldige og kortvarige områdepriser i Norge som etter deres syn representerer uforutsigbare variasjoner i systemprisen. Dette introduserer en ekstra usikkerhet i forhold til systemprisen som det er vanskelig å sikre seg mot.

NVE uttrykker at prisområdemodellen er den mest effektive metoden for å håndtere planlagte og vedvarende flaskehals som skyldes nettets struktur og varierende magasinbefylling. Slike flaskehals skal fortsatt håndteres ved hjelp av prisområder. Det samme gjelder situasjoner med lokal energiknapphet. Ved små, kortvarige og tilfeldige flaskehals som skyldes feil, utfall og revisjoner av nettanlegg, er de negative effektivitetsegenskapene ved spesialregulering mindre fremtredende enn ved flaskehals av strukturell karakter.

NVE besluttet på denne bakgrunn å innføre en prøveordning fom. januar 2000 med faste prisområder i tråd med Enfos forslag. Områdenes inndeling skal revurderes foran hver sesong og deretter være faste gjennom sesongen (sommer/vinter). Innenfor områdene håndteres flaskehals ved spesialregulering med mindre kostnadene ved håndtering av en enkelt flaskehals overstiger 6-10 mill. kroner. Statnetts inntektsramme ble økt med 30 mill. kroner. NVE så ikke noe behov for en særlig incentivordning knyttet til inntektsrammeøkningen, ettersom det hevdes at Statnetts incentiver ivaretas innenfor dagens regulering av Statnetts virksomhet.

Statnett annonserte at antall prisområder ville bli økt fra to til tre i sesongen som begynte 1. oktober 2000 og varer til 29. april 2001 (NordPool Participant Information No. 39 2000 av 15.09.00). Statnett vil ved årsskiftet redusere antall prisområder til to dersom det har vist seg ikke å være nødvendig med tre områder. Opprinnelig foreslo Statnett to prisområder allerede for inneværende sesong, men enkelte aktører protesterte (Opprinnelig forslag gikk ut på å gjøre hele Norge nord for Dovre til ett prisområde, men på grunn av stor overkapasitet kraftproduksjonen i Helgeland/Rana-regionen, ble det foretatt en ytterligere deling for å unngå sammenslåing med Trøndelag).

3.3 Avgrensning av det relevante marked med flaskehals

Flaskehals på grensen mellom de nordiske landene håndteres i dag gjennom prisområdemodellen. I de andre nordiske landene håndteres interne flaskehals gjennom motkjøp/spesialregulering. Norge har hittil vært alene om å håndtere interne flaskehals i overføringsnettet i spotmarkedet. Det norske sentralnettet er imidlertid også i større grad enn for eksempel i Sverige preget av mangel på overføringskapasitet internt, slik at spesialregulerings-kostnadene er langt større i Norge.

Tidligere har Statnett operert med fem ulike prisområder i Norge med følgende referansepunkter: Oslo, Kristiansand, Bergen, Trondheim og Tromsø. Kristiansand og Bergen er utelukkende knyttet sammen med det øvrige nettet gjennom overføringslinjer til Oslo. Den nye ordningen som trådte i kraft i år 2000 innebar at prisområdene Kristiansand og Bergen ble slått sammen med Oslo til et større prisområde Sør-Norge. Flaskehals mellom Oslo-Bergen og Oslo-Kristiansand håndteres nå gjennom spesialregulering. Resultatet av denne praksisen er at prisområdene i mindre grad enn tidligere gir uttrykk for hvor det er flaskehals i nettet. Det kan med andre ord være flaskehals inne i et område uten at dette får konsekvenser for områdeinndelingen.

Det er flere faktorer som kompliserer avgrensningen av de relevante geografiske markeder når det oppstår kapasitetsbegrensninger. For det første har prisområdene neppe vært korrekt avgrenset i forhold til hvor flaskehals oppstår, jf. diskusjonen under punkt 3.2.1.2. Etter innføringen av faste prisområder er det enda mindre sammenheng mellom kapasitetsbegrensninger og prisområder. Produsentene vil fremdeles kunne utnytte markedsmakt i avgrensede geografiske områder, men denne utøves eventuelt i regulerkraftmarkedet med Statnett som kjøper. Hvilke kontrakter som inngås her om opp-/nedregulering til hvilke priser er ikke offentlig.

Gjennom sitt erverv av aksjer i SKK og VK får Statkraft eierandeler i disse selskapenes kraftverk. Vestfold Krafts egne

kraftverk og eierandeler i andre tilsvarende en årlig produksjon på 2,1 TWh som er konsentrert i fylkene Aust-Agder og Telemark samt noe produksjon i Oppland og Buskerud. SKK har en årlig produksjon på 2,7 TWh. SKKs produksjon har sin tyngde i Telemark, Vest-Agder og Oppland, mens SKK har eierandeler tilsvarende 175 GWh i kraftverk i Hordaland. Statkraft vil med ervervet av andelene i SKK og VK få innflytelse over en større del av kraftproduksjonen i prisområde Sør-Norge.

Hvorvidt Sør-Norge bør behandles som et eget relevant marked, avhenger av hvor ofte Sør-Norge har vært skilt ut som eget prisområde.

3.4 Avgrensning av det relevante marked uten flaskehals

I perioder uten flaskehals i systemet gjelder systemprisen overalt. Nordpools årsberetning for 1999 viser at av årets 8760 timer var det 3013 timer (ca. 34%) med felles pris i elspotmarkedet. I det resterende antall timer var Sør-Norge i enkelte perioder felles prisområde med Sverige og i enkelte perioder felles prisområde med Nord-Norge. Sør-Norge var alene et eget prisområde i ca. 35% av timene.

I år ligger det an til at antall timer med felles pris blir lavere. Tom. uke 47 i år har Sør-Norge alene vært et eget prisområde i ca 56% av timene.

Når det ikke er flaskehals i nettet, er det grunnlag for å anse det relevante markedet for dette ervervet som større enn Norge.

Ved Statkrafts erverv av BKK i 1999, ble det relevante markedet avgrenset til å omfatte Norge og Sverige, men det har etter den tid vært en viss utvikling.

Finland

En energimarkedslov og punktтарiffer ble innført i Finland i 1995, og høsten 1998 ble markedet åpnet for alle sluttbrukere. Også husholdninger har fått tilgang til markedet etter samme mønster som i Norge og Sverige. Finland er i dag tilknyttet Nordpools fysiske marked, og har vært eget prisområde på Nordpool siden juni 1998. Finske grensetariffer på nordiske overføringsforbindelser ble fjernet våren 1999 (opplysningene i dette avsnittet er basert på Fingrids årsrapport for 1999 og Nordpools nettsider). Nordpools oversikt over månedlige områdepriser i Norden gir for øvrig inntrykk av at områdeprisene i Sverige og Finland normalt er mer like enn områdeprisene i Sverige og Sør-Norge. Et unntak har vært årets sommermåned, hvor områdeprisen i Sverige har vært betydelig høyere enn i Finland.

Det har samtidig vært spekulasjoner om hvorvidt de høye prisene i Sverige skyldes utnyttelse av markedsmakt i forbindelse med midlertidig stenging av kjernekraftverk.

Danmark

Bruken av kablene mellom Norge og Vest-Danmark (1000 MW) er i dag regulert gjennom Statkrafts fysiske kraftutvekslingsavtaler med danske Elsam og tidligere Preussen Elektra, nå E.ON Energie (opplysningene om handelen med Vest-Danmark er basert på Stortingsmelding nr. 9 (2000-2001) fra OED om "Kraftutvekslinga mellom Danmark og Noreg"). Kablene eies av Statnett og Eltra (systemansvarlig i Vest-Danmark). Kablene har tidligere bare vært brukt av produsentene Statkraft i Norge, Elsam i Vest-Danmark og E.ON Energie i Tyskland. Statkraft har inngått avtaler med Elsam og E.ON Energie om å omgjøre dagens fysiske kraftutvekslingsavtaler til finansielle avtaler fra januar 2001, og disse selskapene vil dermed ikke lenger ha eksklusive rettigheter til å utveksle kraft over kablene.

Kraftutvekslingen vil etter omleggingen bli basert på NordPools områdepriser i henhold til tilsvarende prinsipper som i dag gjelder for utveksling mellom Norge, Sverige og Finland. Grensetariffen vil bli satt lik null fra januar 2001 forutsatt at tilsvarende ordning gjennomføres på dansk side. Ansvar for den fysiske kraftutvekslingen vil bli overtatt av sentralnettselskapene i Norge og i Vest-Danmark så snart et avtaleverk er på plass mellom partene.

Kablene mellom Norge og Danmark eies i dag 100% av Statnett, mens landanleggene eies av henholdsvis Statnett og Eltra. OED ser det som naturlig at sentralnettselskapene i Norge og Vest-Danmark overtar ansvaret for den fysiske kraftutvekslingen. Nødvendige avtaler mellom partene må på plass før OED kan gi konsesjon. NVE får ansvar for å føre tilsyn med at konsesjonsvilkårene overholdes.

Grensetariffen vil bli satt lik null for all kraftutveksling mellom Norge og Danmark, forutsatt at tilsvarende endring gjennomføres på dansk side. Kostnadene til sjøkabelen skal deles mellom Norge og Danmark, og den norske andelen vil bli dekket innenfor sentralnettsordningen.

Også i Øst-Danmark, som er knyttet til det nordiske markedet gjennom overføringsforbindelser til Sverige (Øresund), har det vært en utvikling. Fra 1. oktober 2000 har Øst-Danmark vært eget elspotområde på Nordpool. For å sikre mest mulig kapasitet på Øresund-forbindelsen, har Statnett besluttet å regelmessig offentligjøre prognoser for ledig kapasitet på forbindelsen. Grensetariffen på 2 øre/KWh for import/eksport til Sverige forventes å bli fjernet fom. januar 2001.

Ovennevnte viser at utviklingen går raskt i retning av at også Danmark vil bli integrert i det felles-nordiske markedet. Gjennom kabler fra Tyskland og til Sverige og Danmark vil også tilbud og etterspørsel i Europa til en viss grad påvirke det nordiske markedet. I det videre vil vi imidlertid ta utgangspunkt i at det relevante markedet omfatter Norge, Sverige og Finland når det ikke er flaskehals i overføringsnett.

Særlig om konkurranseforholdene i Sverige

Sommerens høye områdepriser i Sverige har utløst en bred diskusjon om kapasitetsavgifter og utøvelse av markedsrett i Sverige. En svensk aktør i markedet, Elbolaget i Norden, skriver i et brev til Näringsutskottet at den svenske områdeprisen i sommer i gjennomsnitt har vært 19% høyere enn systemprisen, mens den året før var bare 7% høyere. Elbolaget fremmer påstander om at svenske produsenter samarbeider om å holde tilbake kvantum (kjernekraft) fra markedet. Elbolaget beklager at det ikke finnes mulighet for å forsikre seg mot store avvik mellom systempris og områdepris. Et slikt produkt er ikke etablert. Derimot har en av de svenske produsentene tilbudt bilaterale sikringsinstrumenter, noe Elbolaget sammenligner med at de samme interessenter først borer hull i båten for deretter å selge redningsvest.

I brev av 6. juli i år til Vattenfall og Sydkraft, begrunner Nordpool hvorfor de to selskaperes adferd på børsen var å anse som utnyttelse av markedsrett i Sverige. Henvendelsene til Vattenfall og Sydkraft hadde bakgrunn i at NordPool ba de to selskaperne om informasjon omkring budgivingen for et bestemt tidsrom på vårparten. Vattenfall og Sydkraft hadde nedregulert kjernekraften uten å oppregulere sin vannkraftproduksjon. I brevet skriver Nord Pool:

"Nedregleringen av kärnkraft og frånvaron av bud om uppregleringar tolkar Nord Pool som att Vattenfall utövade marknadsmakt, dvs. företaget bedömde at prisökningen till följd av minskad produktion mer än väl motiverade bortfallet av de inkomster som skulle kunnat erhållits vid en ökad produktion. Vecka 18 är första gången Nord Pool observerat ett utövande av marknadsmakt i Sverige sedan den gemensamma elbörsen för Sverige och Norge startade 1996.

För Nord Pool är det angeläget att finna lösningar som förhindrar utövande av marknadsmakt i situationer när ett företag är dominerande aktör. Många åtgärder bör övervägas som nätutbyggnader, ökad användning av motköp och regelverksändringar."

I en høring i Näringsutskottet 16. oktober 2000, ble utøvelse av markedsrett i sammenheng med svenske områdepriser drøftet. Også Svenska Kraftnät tok her til orde for økt omfang av motkjøp på grensen mellom Norge og Sverige (selv om Svenska Kraftnät visstnok prinsipielt støtter områdeprisordningen) samt økt overføringskapasitet. Nordpool fremhevet i tillegg en børskonsesjonsordning med regler mot utøving av markedsrett.

4 KONSENTRASJON I DE RELEVANTE MARKEDENE

4.1 Sør-Norge

Normalt benyttes årlig omsetning blant tilbyderne i det relevante markedet som grunnlag for beregning av konsentrasjonen. I kraftmarkedet kan produsentenes normalproduksjon legges til grunn for denne beregningen.

Nedenfor følger en oversikt over kraftproduksjon i Sør-Norge fordelt på de enkelte tilbyderne. Tallene for produksjon i tabellen er basert på forventet produksjon i et normalår. Installert effekt er relatert til maskinkapasiteten i kraftverkene. Magasinkapasiteten er den kraftmengden som kan produseres ved å tømme et fullt vannmagasin.

Aktørene i prisområde Sør-Norge:

Selskap	Produksjon		Installert effekt		Magasinkapasitet	
	GWh	%	MW	%	GWh	%
Statkraft inkl. BKK og HEAS	26439	32,0	7689	37,3	[Unntatt offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2]	
Oslo Energi	7829	9,5	2306	11,2		
Norsk Hydro	8180	9,9	1812	8,8		
Agder Energi	6838	8,3	1640	8,0		
Lyse Kraft	5332	6,5	1558	7,6		
SKK	2675	3,2	649	3,1		
...						
VK	1915	2,4	495	2,4		
...						
Sum	82666	100	20607	100		

I beregningen av Herfindahls Indeks er det tatt hensyn til at Statkraft eier aksjer i BKK og HEAS. Statkraft eier 26% av aksjene i BKK og 33% av aksjene i HEAS. Dette er av Konkurransetilsynet blitt vurdert som bedriftserved i henhold til krl § 3-11. Det er ikke tatt hensyn til at Statkraft eier 20% av aksjene i Oslo Energi Produksjon.

I disse beregningene er det ikke justert for den del av produksjonen som går til kraftkrevende industri.

Ser vi på ervervene av SKK og VK og forutsetter for øvrig at Statkraft opptre uavhengig av Oslo Energi, får vi følgende:

	Før ervervet	Etter ervervet
HHI - årlig middelproduksjon	0,14	0,18

De amerikanske fusjonsretningslinjene legger til grunn følgende kriterier for markedskonsentrasjon:

HHI < 0,10: ukonsentrert, HHI 0,10 - 0,18: moderat konsentrert

HHI > 0,18: konsentrert

Ut fra norske forhold kan disse kriteriene være noe for strenge. I et lite land som Norge vil man måtte akseptere en høyere konsentrasjon fordi det i mange markeder ikke vil være grunnlag for et stort nok antall effektive tilbydere.

Statkrafts andel av magasinkapasiteten i Sør-Norge er større enn andelen av årlig middelproduksjon. Statkraft har i utgangspunktet over [Unntatt offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2] av samlet magasinkapasitet, og andelen øker til nær 50% etter ervervet. Dette kan tilsa at Statkraft både før og etter ervervene er mer dominerende enn ovennevnte

HHI-beregning viser. Dette blir kommentert nærmere i avsnitt 5.

4.2 Norden

Selv om det i perioder av begrenset varighet er mulig å utnytte markedsmakt innenfor geografiske områder med knapp overføringskapasitet mot resten av markedet, vil markedene på Nordpool være knyttet sammen når det ikke er flaskehalser i nettet.

Nedenfor er Norge og Sverige sammenstilt i en tabell. Finsk produksjon er vist i en egen tabell for bedre å få frem de spesielle eierforholdene.

Norge og Sverige

	Installert effekt	Midl. årsproduksjon	
	MW	TWh	Andel i %
Vattenfall	14324	79,6	30
Statkraft Sf	8491	35,2	13
Sydkraft	5878	27,5	10
Birka (Birka Norden eies med 50% av finske Fortum)	4399	21,0	8
Rest Sverige (fordelt på 20)		10,8	4
Hydro Energi	1388	9,7	4
Oslo Energi	2306	7,8	3
Agder Energi	1640	6,8	3
Stora Enso	1311	6,0	2
Lyse Kraft	1558	5,3	2
Hafslund	542	2,5	1
...			
Sum		269,0	100
	Før ervervet	Etter ervervet	
HHI Norge + Sverige	0,14	0,14	

Finland

(Opplysningene er innhentet av Statkraft, men de er ikke fullstendige)

	Installert effekt	Midl. årsproduksjon	
	MW	TWh	Andel i %
Fortum	6030	26,7	40,0
PVO	3360	15,7	23,5
TVO (Fortum eier 26,6%)	840	14,2	21,3
Kemijoki Oy (Fortum eier 61,6% av produksjonen)	865	4,5	6,7

Stora Enso (kjøpt av Fortum)	159	0,7	1,1
...			
Sum	16458	66,8	100
	Før ervervet	Etter ervervet	
HHI Norge + Sverige + Finland	0,10	0,10	

Statkrafts erverv av SKK og VK er for små til å gi utslag på konsentrasjonsindeksen. Den lave konsentrasjonen i det felles nordiske markedet sett i sammenheng med at det nordiske markedet blir ytterligere utvidet til også å omfatte Danmark tilsier at ervervet ikke vurderes ytterligere i det nordiske engrosmarkedet.

Konkurransetilsynet vil likevel gi uttrykk for at konkurranseforholdene i det nordiske markedet opptar oss selv om de ikke aktualiseres ved Statkrafts erverv av SKK og VK. De store produsentene har i de senere år kjøpt eierandeler i andre kraftselskaper og i hverandre. Eierinteresser i konkurrerende selskaper kan dempe konkurransen og øke mulighetene for at de store selskapene lykkes i å koordinere sin adferd i markedet. En slik utvikling sett i sammenheng med Statkrafts eierandeler i selskaper som Sydkraft og i Oslo Energi Produksjon, gjør det nødvendig for konkurransemyndighetene å følge nøye med i tiden som kommer.

5 KONKURRANSEMESSIGE VIRKNINGER

5.1 Kostnadsstruktur i et vannkraftsystem

Den norske kraftproduksjonen er nesten utelukkende basert på vannkraft i motsetning til produksjonen i de øvrige nordiske landene.

Vannkraft produseres ved å utnytte energien fra vannfall. Kostnadsstrukturen i norsk vannkraftproduksjon kjennetegnes derfor ved lave variable kostnader, noe som skiller den fra kjernekraft og gasskraft. For å regulere tilførselen av vann mellom våte og tørre perioder, kreves investeringer i lagerkapasitet (vannmagasin). Vannmagasinenes størrelse er begrenset, og det er derfor en begrensning i tilbudet på energi. Når produsenten skal kalkulere sine produksjonskostnader, må han ta hensyn til skyggeprisen på lagret vann.

Skyggeprisen på vann betegnes som vannverdi. Kompliserende faktorer for produsenten når han skal beregne vannverdien er usikkerheten om så vel etterspørsel som tilsig av vann. Han må også ta hensyn til forventninger om markedspriser og tilsig i fremtidige perioder. I et perfekt konkurransemarked vil hver produsent tilby en pris som reflekterer vannverdien. Dersom produsenten forlanger en pris som er høyere enn markedsprisen, vil han ikke få produsere og vil ende opp med mer vann på lager ved periodens slutt. At magasinnivået øker tenderer til å senke produsentens vannverdi, noe som etter hvert bringer den på linje med resten av markedet. I likevekt skal hver produsent ha en vannverdi lik markedsprisen.

De lave direkte produksjonskostnadene i vannkraft tilsier at relativt lave markedspriser kan observeres i et vannkraftmarked. Alle priser som er høyere enn de direkte produksjonskostnadene vil utløse produksjon dersom vann ikke kan lagres og utnyttes på et senere tidspunkt. Produsenter med større eller mindre magasinkapasitet vil imidlertid kunne lagre vann til senere perioder med mindre magasinene er i ferd med å bli fulle. De lave direkte produksjonskostnadene tilsier at spill med liten sannsynlighet vil observeres med mindre det er uunngåelig på grunn av fulle vannmagasiner eller for stort uregulert tilsig.

5.2 Betydningen av vannmagasiner og effekt

Vanligvis er stor lagerkapasitet/produksjonskapasitet hos etablerte tilbydere å betegne som en trussel for nykommere i markedet. En dominerende bedrift med betydelig overkapasitet i produksjonen eller et betydelig varelager vil i løpet av kort tid kunne tilby et betydelig kvantum i markedet i den hensikt å senke prisene. En slik adferd vil avskrekke etablering fordi

lønnsomhet i produksjonen ikke vil være mulig for nyetablerte aktører.

Ser vi på situasjonen i kraftmarkedet, består varelageret til en vannkraftprodusent av et råvarelager, nemlig vann i magasiner. For å kunne produsere mye energi (MWh) over en kort periode, vil produsenten også måtte ha betydelig installert effekt (MW).

Elkem har hevdet (brev til Konkurransetilsynet av 18.03.99 i sak nr. 98/1247 - Statkraft/BKK) at "antall produserte kilowattimer er for alle formål en helt irrelevant størrelse når en skal vurdere markedsdominans i kraftmarkedet. Det viktige er den andelen tilgjengelig regulerbar effekt en aktør kontrollerer, og hvor denne effekten ligger i forhold til overføringsbegrensninger i overføringsnettet. Når det oppstår overføringsbegrensninger i nettet, blir prisen i det aktuelle området fastsatt ut fra tilbud og etterspørsel i og overføringsmulighetene til/fra området. Ved å disponere en betydelig andel av den tilgjengelige effekten i dette området, vil det være mulig å styre prisen ved å øke eller holde tilbake produksjon... Elvekraftverkene på Østlandet er like lite brukbare til å styre prisen i et område som kjernekraftverk eller gasskraftverk."

Produksjonens regulerbarhet har sammenheng med størrelsen på magasinene. Elkem har foreslått å innføre begrepet magasinjustert effekt som måltall for å sammenligne den faktiske regulerbarheten av effektinstallasjonene. Dette måltallet gjør at det i mindre grad tas hensyn til installert effekt i kraftverk med lav magasinkapasitet og omvendt. For eksempel vil et verk med dobbelt så stort magasin som årsproduksjon få dobbelt så stor magasinjustert effekt som installert effekt. På denne måten vil effekten til elvekraftverk (uten magasiner) få liten betydning.

Produsentenes potensial for å regulere sin kraftproduksjon gjennom magasinkapasitet og installert effekt, har betydning for Konkurransetilsynets vurdering av dominans på tilbudssiden i engrosmarkedet.

Selv om Statkraft inkludert BKK og HEAS har en andel av produksjonen i Sør-Norge som tilsvarer 32%, er andel med hensyn til magasinkapasitet og effekt høyere. Statkraft har en andel av magasinkapasiteten på [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2]. Ervervene av SKK og VK tilfører Statkraft ytterligere [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2] andel av magasinkapasiteten, slik at den etter ervervene vil utgjøre nær 50%. Statkraft vil dessuten oppnå en andel av installert effekt på 43% etter ervervene. Med utgangspunkt i Elkems definisjon av begrepet magasinjustert effekt, har Statkraft alene en andel på [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2], mens SKK og VK tilfører Statkraft en andel på [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2], det vil si en andel på 52,4% av magasinjustert effekt.

Selv om vi ikke har holdepunkter for at Statkraft og Oslo Energi koordinerer sin adferd, er det grunn til å være oppmerksom på Statkrafts eierandel i Oslo Energi. Oslo Energis produksjon er også regulerbar. Oslo Energi har en andel av magasinkapasiteten i Sør-Norge på [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2] og andel av magasinjustert effekt er på [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvl. § 13 første ledd nr. 2].

5.3 Betydningen av informasjon

Statkraft er Norges største kraftprodusent med produksjon lokalisert mange steder i landet. Dette gir Statkraft en overlegen mulighet til å holde seg oppdatert om utviklingen i magasinnivåene i hele Norge. Kunnskap om magasinnivåene er viktig for å vurdere konkurrerende produsenters vannverdier og hvordan de vil regulere sin produksjon. Å vite mer om andre produsenters magasinnivåer enn konkurrentene kan derfor gi Statkraft et fortrinn som er med på å forsterke Statkrafts posisjon i markedet.

Statkraft er også i kraft av sin størrelse i stand til å holde seg med avanserte modeller som gjør at Statkraft kan regulere sin produksjon mest mulig optimalt. Slike modeller predikerer fremtidige priser på bakgrunn av utviklingen i de faktorer som påvirker tilbud og etterspørsel. Statkraft får dermed et bedre beslutningsgrunnlag for regulering av sin produksjon enn det som ellers er mulig. Resultatet kan bli at Statkrafts priser har signaleffekt til andre produsenter og at Statkraft kan bli tildelt en rolle som prisleder i markedet.

5.4 Utøvelse av markedsrett

I en vurdering av aktørenes muligheter til å utøve markedsrett bak en flaskehals, er det naturlig å skille mellom aktører med og uten produksjonskapasitet. Aktører uten produksjon kan for eksempel handle på kraftbørsen ved å kjøpe rettigheter i det finansielle markedet, for så på et senere tidspunkt å omsette rettighetene på det fysiske markedet. Det er liten grunn til å tro at aktører av denne typen vil ha evne til å utøve markedsrett i et prisområde. I vurderingen her kan vi derfor se bort fra aktører i kraftmarkedet uten egen produksjon.

Fleten og Lie (2000) har gjennomført en empirisk undersøkelse av potensialet for markedsrett i det nordiske kraftmarkedet, og konkluderer med at de store vannkraftprodusentene har liten eller ingen markedsrett på sesongnivå. Imidlertid finner de holdepunkter for at Vattenfall har incentiv til å holde tilbake noe produksjon. Videre konkluderes det med at kraftmarkedet i Norden har en rimelig høy konkurranseintensitet. I analysen benyttes det data for kostnader og kapasitet i produksjonen, samt historiske data for overføring. I artikkelen korrigeres det ikke for at det er ulike prisområder i Norden, og derfor heller ikke for netto eksport eller import til hvert område.

Det er imidlertid flere forhold ved kraftmarkedet som gjør det sannsynlig at en produsent kan utøve markedsrett. For det første er etterspørselen etter elektrisk kraft prisuelastisk på kort sikt. I noen tilfeller kjenner ikke kundene prisen på varen på det tidspunktet den kjøpes. For det andre er også tilbudet prisuelastisk i høylastperioder siden det er kapasitetsbegrensninger i produksjonen. Produksjonskapasiteten bestemmes blant annet av kraftverkets installerte effekt. For det tredje er det svært kostbart å lagre den ferdige varen elektrisk kraft, og dette gjøres i svært liten grad av produsentene. Den eneste måten kraftprodusentene kan holde lager på er ved å magasinere vann. Dette er i realiteten å lagre råvaren i kraftproduksjonen, og på kort sikt er den av mindre betydning på grunn av kapasitetsbegrensninger i produksjonen. Disse forholdene gjør det vanskelig for kraftprodusentene å øke sitt tilbud utover en viss grense i perioder hvor prisene er høye, noe som innebærer at en produsent kan utøve markedsrett uten at andre tilbydere har ubegrenset mulighet til å øke sitt tilbud. På denne måten er det egenskaper ved kraftmarkedet som sannsynliggjør utøvelse av markedsrett, jf. Borenstein, Bushnell og Wolak (2000).

5.4.1 Ledig magasinkapasitet

Borenstein, Bushnell og Wolak (2000) definerer utøvelse av markedsrett i kraftmarkedet som det at en selger reduserer sitt anmeldte kvantum eller øker sin anmeldte pris med den hensikt å påvirke markedsprisen. For å kunne utøve markedsrett må en produsent sannsynligvis ha plass i magasinene slik at han kan lagre mer vann. En produsent uten mulighet til å magasinere vann har liten mulighet til å utøve markedsrett ved å begrense egen produksjon. Da må han i såfall la det gå vann forbi kraftstasjonen uten at det produseres elektrisk kraft. Som nevnt i punkt 5.1 er dette lite sannsynlig. Ledig magasinkapasitet er derfor av betydning for en kraftprodusents mulighet til å utøve markedsrett.

Prisområdemodellen benyttes for å håndtere kapasitetsbegrensninger i overføringen av elektrisk kraft mellom faste prisområder. Modellen er konstruert for å begrense mulighetene for å handle mellom ulike prisområder. Som det fremgår av navnet vil det være ulike priser i de ulike prisområdene når overføringskapasiteten er bindende (bindende kapasitet refererer seg her til at overføringsbehovet på et gitt tidspunkt er større enn overføringskapasiteten tillater). Overføringskapasiteten mellom de faste prisområdene i Norge er ikke bindende hele tiden. Hvorvidt kapasiteten binder eller ikke kan variere fra time til time i løpet av døgnet.

I perioder hvor overføringskapasiteten vanligvis ikke binder, kan en produsent produsere mye elektrisk kraft. Dette vil øke sannsynligheten for en reduksjon i systemprisen i den aktuelle perioden. Imidlertid frigjør produsenten plass i vannmagasinene. I andre perioder når kapasiteten vanligvis binder, kan produsentene begrense sin produksjon uten å risikere at magasinene går fulle. Produsenten kan utøve markedsrett ved å begrense sin produksjon i perioder. Johnsen et al. (1999) argumenterer på en lignende måte for at det periodevis utøves markedsrett i noen områder i Norge, men knytter sin analyse til reduksjoner og økninger i vannverdier.

En beslektet måte å sikre seg ledig magasinkapasitet på er påpekt av Elkem i brev til Konkurransetilsynet av 18. mars 1999. Her argumenteres det for at en produsent kan redusere eget tap som følge av periodevis høy produksjon ved å sikre seg i

terminmarkedet. Produsenten inngår en finansiell avtale i terminmarkedet for levering i en bestemt periode, sikret mot en annen pris enn systemprisen. Når denne perioden inntreffer, kan produsenten øke sin produksjon og derigjennom frigjøre plass i magasinene. Som følge av dette øker sannsynligheten for en lavere systempris i denne perioden. Likevel vil ikke produsenten påføres like store tap siden han har sikret seg gjennom avtaler i terminmarkedet. Ifølge Elkem kan dette svekke energibalansen i et område, noe som øker sannsynligheten for bindende kapasitet i overføringsnett.

5.4.2 Overskuddsområder og underskuddsområder

I omsetningen av elektrisk kraft i Norden vil engrosprisen på døgnet for hvert enkelt prisområde avhenge av om det er overskudd eller underskudd i tilbudet av kraft i området. Fra et overskuddsområde er det netto eksport av elektrisk kraft til andre områder, mens det importeres elektrisk kraft til underskuddsområdene. Områdeprisen vil være høyere i underskuddsområdet enn i overskuddsområdet. Den felles systemprisen er en funksjon av alle områdeprisene i Norden.

En produsent i et underskuddsområde oppnår en høyere pris enn systemprisen for kraften han produserer. Isolert sett gir dette et svakere incentiv til å holde tilbake produksjon. Imidlertid kan en produsent ha incentiver til å holde tilbake produksjon for å skape et underskuddsområde. En produsent tilpasser egen produksjon gitt muligheten for import til området, gitt tilpasningen fra andre produsenter og gitt etterspørselsforholdene i området. Mulighetene for import er begrenset av overføringskapasiteten i nettet. Dersom det er få produsenter i området, kan produsentene ha markedsrett i den forstand at de tar hensyn til at egen tilpasning vil påvirke totalt omsatt kvantum og prisen i området, men også at tilpasningen påvirker sannsynligheten for at kapasiteten i overføringsnett blir bindende. For at det skal være mulig å skape et underskuddsområde er det altså en fordel at det er få produsenter og begrenset mulighet for overføring av kraft fra andre områder.

En produsent med ledig magasin kapasitet kan ha incentiver til utsette produksjon av elektrisk kraft hvis han befinner seg i et overskuddsområde, selv om han ikke har markedsrett. For det første vil produsenten ønske å produsere mindre for salg når prisen er lav. For det andre vil sannsynligheten for en økning i områdeprisen være større jo lavere prisen er på et gitt tidspunkt. Det å holde tilbake produksjon i et slikt tilfelle kan være en optimal tilpasning for produsenten, uavhengig av om han har markedsrett eller ikke. Når produsentene i et område har liten mulighet til å lagre vannet, enten ved at magasinene er fulle eller ved at det er relativt sett mange elvekraftverk uten mulighet til å magasinere vann, kan det oppstå et overskuddsområde. På en annen side kan hard konkurranse også skape overskuddsområder siden konkurransen medfører høyere produksjonsnivå. I begge disse tilfellene har produsentene liten eller ingen mulighet til å utøve markedsrett. Vi finner likevel ikke grunnlag for å konkludere med at det er umulig å utøve markedsrett i et overskuddsområde.

Overskudds- og underskuddsområder er relative begreper. At Sør-Norge blir overskuddsområde en gitt time på dagen kan være resultatet av at utnyttelse av markedsrett har ført til høye områdepriser i Sverige. Likedan har Nord-Norge svært fulle magasiner, men har likevel på grunn av overføringsforbindelser til Sverige hatt høyere områdepriser enn magasinivået skulle tilsi. Områdeprisen i et overskuddsområde kan også bli svært høy i en periode med knapphet på effekt. I første kvartal år 2000, var områdeprisen i Sør-Norge i enkelte timer oppe i 50 øre/kWh. Sør-Norge var fremdeles et overskuddsområde, dvs. at systemprisen var enda høyere. I samme tidsrom var en andel av produksjonskapasiteten i Sør-Norge tatt ut av markedet på grunn av revisjon. I en slik situasjon kan det ikke utelukkes at de høye prisene skyldes utnyttelse av markedsrett.

5.4.3 Markedsrett i regulerkraftmarkedet

Bjørndal og Jørnsten (1999) argumenterer for at den nye modellen med faste prisområder som benyttes i Norge ikke håndterer alle kapasitetsbegrensninger i nettet. Dette innebærer i såfall at det er kapasitetsbegrensninger i nettet *innenfor prisområdene*, noe som ikke vil komme til syne i døgnet. Produsenter som vet at de med stor sannsynlighet befinner seg i et underskuddsområde kan derfor med hensikt anmelde lite over døgnet og mer over regulerkraftmarkedet. I regulerkraftmarkedet innen et gitt geografisk område er det få produsenter som kan reguleres opp og ned, og potensialet for å utøve markedsrett kan derfor være større her. Prisen som gis til produsenter som reguleres opp er høyere enn områdeprisen, noe som vil komme til syne i form av økte kostnader for Statnett i forbindelse med spesialreguleringer.

Utnyttelse av markedsrett i regulerkraftmarkedet kan være et større problem enn utøvelse av markedsrett i spotmarkedet. I

regulerkraftmarkedet kan det i forbindelse med spesialregulering oppstå situasjoner hvor Statnett står overfor en eller to tilbydere i det området som er avgrenset av kapasitetsbegrensninger. For å oppnå balanse er Statnett da tvunget til å kjøpe opp- eller nedregulering uansett pris. I forbindelse med spesialregulering kjøper Statnett nedregulering i overskuddsområder og oppregulering i underskudds-områder for å oppnå momentan balanse.

Dersom det finnes muligheter til å utøve markedsrett gjennom regulerkraftmarkedet som beskrevet over, har disse mulighetene delvis sitt opphav i organisatoriske egenskaper ved kraftmarkedet. Det er ikke klart om inngrepsvilkårene i konkurranse-loven § 3-11 vil være oppfylt i et slikt tilfelle, da konkurransebegrensningen ser ut til å oppstå som følge av optimal tilpasning til et regulatorisk system. Samtidig vil Statnett ha incentiv til å utbedre eventuelle kapasitetsbegrensninger innenfor prisområdene dersom kostnadene ved spesialregulering blir tilstrekkelig høye. Dersom de uheldige konkurransevirkningene forsterkes som følge av at man har valgt i større grad å håndtere flaskehalsene i regulerkraftmarkedet framfor i spotmarkedet, kan dette snarere være en indikasjon på at omleggingen til faste prisområder bør tas opp til ny vurdering.

5.5 Bilaterale kontrakter

Som nevnt under beskrivelsen av produktmarkedet, foregår en betydelig del av kraftomsetningen gjennom bilaterale, fysiske kontrakter. Bilaterale, fysiske kontrakter kan bare inngås mellom selgere og kjøpere innenfor landegrensene, det vil si at handel mellom aktører i Norge og de andre nordiske landene bare kan foregå på finansielle kontrakter og med fysiske kjøp og salg i spotmarkedet. Denne begrensningen i adgangen til å inngå bilaterale fysiske kontrakter over landegrensene ble fastsatt ved integrasjonen med Sverige i 1996, og ble begrunnet dels med spotmarkedets håndtering av flaskehals i nettene og dels med ønske om økt likviditet i spotmarkedet.

Prisene i langsiktige, fysiske kontrakter er i stor grad knyttet opp til utviklingen i den løpende spotprisen. Dette er bakgrunnen for at spotmarkedet av mange betraktes som den sentrale markedsplassen for kraftomsetning. Integrasjonen med de andre nordiske landene har ført til at omsetningen i spotmarkedet å ha nådd et slikt nivå at det ikke synes å være følsomt for manipulasjon. De finansielle markedene har etterhvert også blitt så likvide at kjøp i spotmarkedet med prissikring i det finansielle markedet bør kunne betraktes som et godt substitutt til en bilateral fysisk kontrakt. Både ved handel i spotmarkedet og ved handel med bilaterale fysiske kontrakter er selger og kjøper eksponert for kapasitets-avgift dersom de befinner seg i ulike prisområder.

På bakgrunn av ovennevnte har vi valgt å ikke betrakte markedet for bilaterale, fysiske kontrakter særskilt, men legger til grunn at konkurransen i spotmarkedet gjelder tilsvarende for det kvantum som omsettes gjennom bilaterale, fysiske kontrakter.

5.6 Flaskehals og etterspørselastisitet

Flaskehals som følge av for stort ønske om import til Sør-Norge fra Sverige oppstår hovedsakelig i helgen og om natten (notat (dok. 23) i sak nr. 98/1247 - Statkraft/BKK). Dette skyldes at norske produsenter reduserer sin produksjon når etterspørselen og dermed prisen er lav. De styrer mye av sin produksjon til dagen da etterspørselen og dermed prisen er høyere. Fleksibiliteten i vannkraftproduksjon gjør at norske produsenter kan tilpasse seg slik.

I Johnsen m.fl. (1999) påvises at tilbydere i Kristiansand øker prisene om natten når kapasiteten binder og etterspørselen er uelastisk, det vil si at etterspurt mengde i liten grad påvirkes av prisendringer. Forfatterne antyder imidlertid at det kan ha vært utøvd markedsrett som ikke fanges opp av deres undersøkelser. Andre forfattere har foreslått at det kan være mer markedsrett i perioder med høy etterspørsel når halen på tilbudskurven blir gjenstand for kapasitetsbegrensninger, se f.eks Borenstein m.fl. 2000.

5.7 Statnetts rolle og innflytelse på kapasiteten i overføringsnett

Statnett eier 75% av det norske sentralnettet. Statnett administrerer sentralnetts-ordningen og er systemansvarlig. Som

systemansvarlig er Statnett underlagt retningslinjer for systemansvar utarbeidet av NVE. Statnett er også underlagt monopolkontroll i form av inntektsregulering.

Statnett har følgende virkemidler å ta i bruk når kapasiteten binder:

1. Prisområder
2. Spesialregulering
3. Erklære et område som monopolo område (punkt 7.3 i retningslinjene)
4. Koble ut kjeler
5. Inngå avtaler med industrien om å koble ut aluminiumsovner mv.

At Statnett eier 75% av sentralnettet og er systemansvarlig kan gi interessekonflikter. Som systemansvarlig har Statnett ansvaret for samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av nettet. Som netteier er imidlertid Statnett opptatt av bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Ideelt sett bør myndighetenes regulering av Statnetts virksomhet sikre at det er samsvar mellom de bedriftsøkonomiske incentivene og samfunnsøkonomisk optimal adferd for selskapet. Det er imidlertid flere indikasjoner på at reguleringen av Statnett ikke er optimalt utformet. Resultatet kan bli at enkelte investeringer som vil være samfunnsøkonomisk optimale ikke blir foretatt fordi de ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme nok for Statnett.

Borenstein m.fl (2000) viser hvordan kapasitetsutvidelser kan påvirke konkurransen i deregulerte kraftmarkeder, og spesielt at beskjedne kapasitetsutvidelser kan gi stor samfunnsøkonomisk avkastning i form av økt konkurranse. Forfatterne beskriver hvordan systemoperatørens investeringer i kapasitetsutvidelser tradisjonelt har fokusert nesten utelukkende på økt leveringssikkerhet. Når "økonomiske" gevinster vurderes, er de vanligvis begrenset til reduserte utgifter til service, økt import og eksport over den nye fasiliteten og til inntekter som genereres ved bruk av den nye kapasiteten. Dette leder til dårlige policy-beslutninger. Forfatterne viser at den samfunnsøkonomiske verdien av overføringskapasitet ikke er nært knyttet til den faktiske kraftflyten på linjen. Deres resultater indikerer at utvidelse av overføringskapasiteten mellom markeder hvor det er problemer med utnyttelse av markedsrett, kan gi store gevinster i form av reduserte priser, økt konsum og redusert dødvektstap.

NVE er i ferd med å starte utredning av hvorvidt Statnett skal påføres kostnader ved flaskehals i inntektsreguleringen. I dag får Statnett inntekter av levert energi, og dersom eksporten ut av landet øker vil Statnett oppnå økte inntekter. Utbedring av flaskehals som fører til økt import eller økt handel mellom prisområder gir ingen inntekt til Statnett. NVE vil vurdere om reguleringsregimet bør utformes slik at Statnett påføres bedriftsøkonomiske kostnader ved å kjøre med redusert tilgjengelighet i sentralnettet.

5.8 Potensialet for utnyttelse av markedsrett i Sør-Norge

5.8.1 Differansen mellom områdepris og systempris som utgangspunkt

Som tidligere nevnt, kan avvik mellom systempris og områdepris si noe om i hvilken grad Sør-Norge er å betrakte som et eget relevant marked. I tillegg kan avvikene også si noe om potensialet for utnyttelse av markedsrett.

I et underskuddsområde vil utnyttelse av markedsrett gi seg utslag i høyere områdepriser og dermed større avvik mellom områdepris og systempris. Størrelsen på prisøkningene som kan oppnås ved utnyttelse av markedsrett vil avhenge av hvor prisfølsom etterspørselen er. Som nevnt under punkt 5.6 oppstår overføringsbegrensninger for det meste om natten og i helgene. Dersom etterspørselen i disse tidsrommene er relativt uelastisk, er det grunn til å forvente at utnyttelse av markedsrett vil gi betydelige utslag på prisen.

Det er flere faktorer som gjør det komplisert å sammenligne avvik mellom priser i område Sør-Norge og systemprisen. Overgangen til færre og større, faste prisområder og økt bruk av spesialregulering i år 2000, gjør at prisforskjeller ikke lenger alene gir så gode indikasjoner på om kapasiteten binder innenfor området. Det kan ha forekommet utstrakt bruk av spesialregulering innenfor område Sør-Norge i perioden, noe som igjen vil ha påvirket prisene i regulerkraft-markedet. Videre

kan forskjellen mellom områdepriser ha forsterket seg dersom systemoperatøren som nevnt under punkt 3.2.1.2 har praktisert avkorting av kapasiteten mellom prisområder for å redusere kostnadene ved spesialregulering innenfor de faste prisområdene.

5.8.2 Historisk sammenligning av områdepris vs. systempris

Statkraft har utarbeidet sammenligninger mellom områdepris i Sør-Norge og systempris for årene 1998, 1999 og til og med uke 47 i år 2000. Oversikten viser andel timer det har vært avvik mellom systempris og områdepris og angir størrelsen på avvikene.

Nedenfor er Statkrafts beregninger sammenstilt i en tabell.

Avvik (i øre/KWh) mellom områdepris Sør-Norge og systempris i % av tiden

År	Små avvik +/- 0,1	Overskuddsområde			Underskuddsområde		
		0,1-1	1-5	>5	0,1-1	1-5	>5
2000 (uke 47)	37 %	31 %	21 %	1 %	8 %	2 %	
1999	54 %	28 %	11-12 %		7-8 %		
1998	42 %	28 %	5 %		22-23 %	4 %	

Oversikten viser at Sør-Norge for det meste har vært et overskuddsområde så langt i år 2000. Dette har sammenheng med at kraftproduksjonen har vært unormalt stor i Sør-Norge. I 1996 og 1997 var det imidlertid annerledes. I disse årene var Sør-Norge tidvis et underskuddsområde, mens Sverige var et overskuddsområde. Det er i situasjoner med høyt forbruk og lav produksjon at Sør-Norge kan bli et underskuddsområde. Denne situasjonen ble satt på spissen i siste halvår 1996 og første halvår 1997.

Områdeprisen i Sør-Norge var mellom 1 - 5 øre/KWh høyere enn systemprisen bare 4% av tiden i 1998. I 1999 var områdeprisene aldri mer enn 1 øre høyere enn systemprisen, mens i år 2000 frem til uke 47 har dette forekommet i bare 2% av timene. Dette tyder på at det ikke i nevneverdig grad har vært utøvd markedsmakt i spotmarkedet som følge av at Sør-Norge har vært et underskuddsområde.

5.8.3 Fremtidig kapasitetssituasjon i overføringsnettet

Statkraft har gjort beregninger for å vise hvordan våtår og tørrår påvirker kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet inn og ut av Sør-Norge. Statkraft har brukt Samkjørings-modellen for å utføre disse beregningene og har forutsatt uendret overføringskapasitet. Resultatene viser at prisforskjellene mellom Sør-Norge og Sverige er størst når vi har våtår. Våtår resulterer i at prisene i Sør-Norge blir lavere enn i Sverige i en betydelig andel av årets timer. I år som er definert som nokså våte, nokså tørre og tørre vil prisene ha differanser på mindre enn 1 øre/KWh i over 85% av tiden. År 2000 er ifølge Statkraft et våtår.

Statkraft har videre påpekt at kapasiteten i overføringsforbindelsene ut av Sør-Norge vil øke i fremtiden. Det er planlagt kabler både til Tyskland og Nederland som etter planen vil være i drift fra 2004 og som vil øke overføringskapasiteten mot disse landene med 1200 MW. I den grad disse forbindelsene ikke kontrolleres av norske produsenter, vil større overføringskapasitet redusere sannsynligheten for utøvelse av markedsmakt i Sør-Norge. Videre anfører Statkraft flere andre tiltak av en langt mer usikker karakter for å øke innenlandsk kraftproduksjon, så som utbygging av norsk gasskraftproduksjon.

På bakgrunn av forskjellen i områdepriser mellom de nordiske landene, har de tre nordiske systemoperatørene gått sammen for å finne løsninger. Statnett opplyser i en pressemelding 21. november 2000, at en arbeidsgruppe (arbeidsgruppen har representanter fra Statnett, Svenska Kraftnät og Fingrid) har anbefalt tiltak som vil bedre overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige med 500 - 1000 MW i løpet av en periode på ett til tre år. Den anbefalte kapasitetsøkningen vil dels komme

i Sør-Norge og dels i Nord-Norge. Tiltakene vil samlet koste 400 - 450 mill. kroner.

Arbeidsgruppen anbefaler også at Statnett og Svenska Kraftnät utreder nærmere hvilken kapasitet det vil være behov for mellom Norge og Sverige på lengre sikt.

6 KONKLUSJON

Statkraft SF har både før og etter ervervene av SKK og VK en betydelig markedsandel i engrosmarkedet dersom Sør-Norge betraktes isolert. Gjennom sine erverv av eierandeler i BKK og HEAS oppnådde Statkraft en andel på 32% av årlig middelproduksjon i området, mens Statkrafts andel av magasinkapasiteten var på [Unntatt fra offentlighet, offl. § 5a, jf. fvsl § 13 første ledd nr. 2]. Gjennom ervervene av SKK og VK øker Statkraft sin andel av produksjonen til 37,6%, mens andel av magasinkapasiteten vil utgjøre nær 50%. Konkurransetilsynet frykter at Statkraft er i ferd med å få kontroll over en så betydelig andel av den regulerbare produksjonen at markedsrett kan utøves i Sør-Norge.

Konkurransetilsynet har likevel etter en samlet vurdering av Statkrafts erverv av SKK og VK ikke funnet at Statkraft vil kunne utøve markedsrett i et slikt omfang at ervervene kan sies å innebære eller forsterke en vesentlig begrensning av konkurransen i strid med konkurranse-lovens formål, jf krrl § 1-1. Ervervene får i seg selv ingen merkbar virkning på konsentrasjonen i det nordiske engrosmarkedet. Vi har ikke kunnet trekke sikre konklusjoner med hensyn til om ervervene legger forholdene bedre til rette for utnyttelse av markedsrett i Sør-Norge som følge av begrenset overføringskapasitet mot resten av markedet. Historiske sammenligninger viser at Sør-Norge ikke er blitt skilt ut som et område med vesentlig høyere pris enn systemprisen i lengre perioder. Vi har heller ikke funnet holdepunkter for at potensialet for utøvelse av markedsrett vil øke i fremtiden med dagens overføringskapasitet.

Konkurransetilsynet finner derfor ikke grunnlag for å gripe inn mot ervervene i medhold av konkurranse-loven § 3-11.

7 REFERANSER

Amundsen, E.S. og L. Bergman (2000): "Will Cross-Ownership Reestablish Market Power in the Nordic Power Market?" , *mimeo.*, presented at IAEE-conference 2000, Bergen.

Bjørndal, M. og K. Jørnsten (1999): "Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market", *Discussion Paper 1999/11*, Department of Finance and Management Science, Norwegian School of Business and Administration.

Borenstein, S., J. Bushnell og S. Stoft (2000): "The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry", *RAND Journal of Economics*, Vol. 31, No.2, Summer 2000.

Borenstein, S., J. Bushnell og F. Wolak (2000): "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market", *POWER Working Paper - 064*, Berkeley, California, 2000.

Fleten, S.-E. og T.T. Lie (2000): "Market Power in the Nordic Electricity Market - The Effect of Hydro and Contracts", *mimeo.* , presented at IAEE-conference 2000, Bergen.

Johnsen, T.A., S.K. Verma og C. Wolfram (1999): "Zonal Pricing and Demand-Side Bidding in the Norwegian Electricity Market", *mimeo.*

Kreps, D. og J. Scheinkman (1983): "Quantity Precommitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes", *Bell Journal of Economics*, Vol. 14, pp. 326-337.

[til toppen](#)