

SNF-RAPPORT NR. 06/02

Organisering av sentral- og regionalnett

av

**Balbir Singh
Frode Skjeret**

SNF- prosjekt nr.: 3060 "Organisering av sentral- og regionalnett"
Prosjektet er finansiert av Statnett SF

**SAMFUNNS- OG NÆRINGS- OG NÆRINGS- OG NÆRINGS- OG NÆRINGS-
BERGEN, MAI 2002**

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale
med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo.
Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale
og i strid med åndsverkloven er straffbart
og kan medføre erstatningsansvar.

ISBN 82-491-0193-6

ISSN 0803-4036

FORORD

Rapporten er skrevet på oppdrag av Statnett SF, som en del av et samarbeidsprosjekt mellom SNF og Statnett. Utgangspunktet for rapporten er den stadig sterkere integrasjonen en ser blant aktørene i den norske elektrisitetsbransjen. Vi viser hvordan konsolideringen kan legge føringer på investeringsnivået i kraftnettet, og hvordan dette igjen kan påvirke evnen systemoperatøren har til å oppfylle målsetningene som ansvarlig for kraftsystemet. Til sist legger vi frem en skisse til løsning av problemstillingene som rapporten behandler.

Forfatterne ønsker å takke Jan Gaute Sannarnes (SNF) og Lars Vormedal (Statnett) for verdifulle innspill underveis i arbeidet med rapporten, men eventuelle feil og mangler er fortsatt forfatternes ansvar.

Bergen, April 2002

Balbir Singh
Prosjektleder

INNHold

1	INNLEDNING	1
2	DET NORSKE KRAFTMARKEDET	4
2.1	HORISONTAL OG VERTIKAL INTEGRASJON	4
2.2	MARKEDSKONKURRANSE OG NETTKAPASITET	8
2.3	VERTIKAL INTEGRASJON, UTVEKSLINGSKAPASITET OG KONKURRANSE.....	11
3	OPTIMALE INVESTERINGER I REGIONALNETT	16
3.1	ROLLEN TIL SYSTEMOPERATØREN.....	17
3.2	REGULERINGSREGIMET	20
4	REFERANSER	21

SAMMENDRAG

Effektiv organisering av systemoperatoren er en forutsetning for et velfungerende elektrisitetsmarked, og er derfor viktig i deregulerte energimarkeder.

Bakgrunnen for rapporten er den generelle konsolideringen en ser i det norske kraftmarkedet. Det er spesielt to trekk som er merkbare i denne sammenheng. Først blir selskapene stadig større, og går fra å være lokale til regionale kraftselskaper. For det andre integrerer selskapene vertikalt, slik at de blir store på distribusjon og kraftproduksjon. Trenden mot større og færre enheter, og spesielt fremveksten av store vertikalt integrerte enheter medfører store utfordringer for systemoperatørens virksomhet. Rapporten ser på hvordan forholdet mellom Statnett og de regionale nettselskapene bør utvikles for å realisere gevinster knyttet til den pågående konsolideringen, samt sikre et effektivt kraftmarked.

Først ser vi på relevante karakteristika ved det norske kraftmarkedet, herunder vertikal og horisontal integrasjon. Dernest illustreres så hvordan framveksten av store regionale - vertikalt integrerte - enheter har svekkede insentiver til å gjennomføre investeringer i nettkapasitet, og problemene dette skaper for systemoperator når det gjelder å sikre et effektivt kraftmarked. Til sist foreslår vi en løsning på problemet med underinvesteringer i nettkapasitet. Vi peker på at kooperative investeringer i kraftnettet kan gi det paradoksale resultat at selskapet som gjennomførte investeringen ikke får tilgang til gevinstene ved investeringen, mens tredjeparter tar hele gevinsten. For at slike uønskede effekter ikke skal oppstå ved samfunnsøkonomisk viktige investeringer, er det viktig at reguleringsregimet sikrer investorer eierskap til gevinster ved investeringene eller alternativt fremmer hensiktsmessige kostnadsdeling mekanismer. Rapporten kan sees i sammenheng med Sannarnes og Singh (2001) "Effektiv organisering av transmisjonsfunksjonen" som fokuserer på kooperative investeringer hos systemoperatøren og netteierdel av transmisjonsfunksjon i kraftmarkedet.

1 INNLEDNING

Elektrisitetsforsyningen var tidligere karakterisert ved lokale vertikalt integrerte monopol, underlagt offentlige reguleringer. Det siste tiåret har mange land, herunder Norge, restrukturert elektrisitetssektoren. Et av de primære målene ved denne restruktureringen har vært å skape konkurranse mellom kraftprodusentene. Et velfungerende transmisjonsnett er en nødvendig forutsetning for effektiv konkurranse. Derav er også hovedmålsetningen for Statnett¹, som er systemoperator for det norske kraftsystemet, nettopp å fremme konkurranse og å skape et effektivt kraftmarked. Imidlertid er effektivitet i kraftmarkedet også avhengig av en formålstjenlig organisering av lavere nettnivå. Et viktig spørsmål er derfor om insentivene for investeringer i sentral- og regionalnettet er samfunnsøkonomisk optimale. Vi tar utgangspunkt i at det er knyttet en rekke eksterne virkninger til nettinvesteringer, for eksempel i form av reduserte flaskehals, endring i konkurransevilkår og vanskeligheter for utøvelse av markedsrett for produsentene. Ut fra et samfunnsøkonomisk ståsted er det viktig at alle eksterne virkninger hensyntas i investeringsbeslutningen og at investeringen foretas der det er samfunnsøkonomisk optimalt.

Spørsmålene vi stiller oss er om disse eksterne virkningene blir tatt hensyn til på en samfunnsøkonomisk optimal måte i investeringsbeslutningen når regionalnettet er eiet av kraftkonsern med betydelig produksjonskapasitet (vertikalt integrerte enheter). Vi forsøker også å gå et steg videre og diskutere om man ved hjelp av kontrakter eller andre typer reguleringer kan bidra til at de eksterne virkningene internaliseres på en bedre måte. En viktig observasjon er at kraftnæringen er i ferd med å bli konsentrert. Med bakgrunn i den observerte konsolideringen, fokuserer vi i denne rapporten på vanskelighetene dette byr på for systemoperator. Det er et klart behov for løsninger på grunn av effektene dette har på effektiviteten i kraftmarkedet, og vi diskuterer både organisatoriske og regulatoriske aspekt ved en mulig løsning.

Statnetts målsetning som systemoperatør er å sikre en mest mulig effektiv drift av kraftnettet. Hovedmålsettingen til Statnett er å fremme konkurranse og å skape et effektivt kraftmarked. Det første målet som Statnett ønsker å oppnå med driften av

¹ Se for øvrig Statnetts hjemmeside for målsetningen til Statnett. www.statnett.no.

elektrisitetsnettet, er å sikre den *statiske effektiviteten*. En kan definere statisk effektivitet som at en optimerer utnyttelsen av den eksisterende nettkapitalen. Dette kan videre tolkes som den daglige (og mer kortsiktige) bruken av kraftnettet, og som systemoperatør søker Statnett å sikre at energimarkedet fungerer optimalt. Det er også en viktig oppgave for Statnett å sikre den *dynamiske effektiviteten* i kraftnettet. Om Statnett hadde mulighet til å bygge et helt nytt kraftnett, gitt dagens produksjons- og forbruksmønsteret, ville en sannsynligvis fått et annet kraftnett enn det en har i dag. Differansen mellom dagens kraftnett og et optimalt (nybygd) kraftnett kan tolkes som dynamisk ineffektivitet ved dagens kraftnett². Statnett ønsker som systemoperatør å minimere differansen mellom dagens kraftnett og det teoretisk optimale kraftnettet. For å sikre at kraftnettets struktur beveger seg mot det optimale kraftnettet, må en sikre at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer gjennomføres på en kostnadseffektiv måte. Dette gjelder både investeringer i sentral- og regionalnett. Om aktørene ikke gjennomfører ønskelige investeringer i nettkapital, svekkes effektiviteten i kraftmarkedet. Mangelfulle investeringer i nettkapital svekker også systemsikkerheten akkurat i de periodene det er mest behov for transmisjon, nemlig i perioder med stort energibehov.

For at Statnett som systemoperatør skal kunne nå målene omtalt over, må en rekke krav være tilfredstilt. I utgangspunktet må Statnett selv være effektivt organisert. I tillegg til at organisasjonen Statnett må være optimalt organisert, er det også en rekke eksterne faktorer som må ligge til grunn for at Statnett skal kunne gjennomføre en tilfredstillende jobb som systemoperatør. Først må en minimere markedsmakt på produksjonssiden. Om det ikke er effektiv konkurranse på produksjonssiden, vil prisingen av kraft ikke være effektiv og dette kan føre til at investeringer i nettkapital utføres i lokaliteter hvor de ikke ville blitt gjennomført om konkurransen i produksjonen hadde vært effektiv. Det er også nødvendig at de regionale nettselskapene er optimalt organisert. De regionale selskapene må for det første være tilstrekkelig utbygget for å håndtere dagens trafikkbehov, men de må også være i stand til å dekke behovet for den fremtidige trafikken over kraftnettet. Grunnen til at effektiv organisering av de regionale nettselskapene er viktig for systemoperator, er at det eksisterer eksternaliteter mellom nettnivåene (her :

² Dette impliserer at vi har en *ex post* tilnærming til dynamisk effektivitet.

sentralnett og regionalnett). Disse eksternalitetene gjelder både ved den operasjonelle driften av kraftnettet og ved investeringer i nettkapital.

Ved den daglige driften av kraftnettet vil det være eksternaliteter mellom nettnivåene ved for eksempel flaskehals. Om det skulle oppstå en *flaskehals* på regionalnettnivå, legger dette føringer på flyten i overliggende nett (sentralnett), og motsatt. Også når det gjelder investeringer kan en peke på eksternaliteter mellom de to nettnivåene. For eksempel vil en ved *kooperative investeringer*³ finne at investeringer i sentralnettet også har føringer på regionalnettet og omvendt. Om en investering i sentralnettet også gir gevinster på effektiviteten (og da også inntektsrammen) til regionalnettet, vil disse gevinstene ikke internaliseres hos sentralnettet, og insentivene til å gjennomføre investeringen er svakere enn det samfunnsøkonomisk optimale⁴. Også dette gjelder den andre veien.

³ En kooperativ investering kan innebære at investeringen har effekter både hos netteieren som gjennomfører investeringen og andre netteiere, samt systemoperatør. Dette innebærer at investoren ikke tar hensyn til alle effektene (for eksempel inntekter) ved investeringen ved evalueringen av prosjektet.

⁴ Se for øvrig Fehr m.fl. (2002) for en diskusjon av dette.

2 DET NORSKE KRAFTMARKEDET

En kan etter denne diskusjonen stille spørsmålet om de forskjellige kravene for at systemoperator skal kunne nå målsetningene vedrørende å fremme konkurranse og å skape et effektivt kraftmarked er tilstede i Norge. Vi ser i denne delen først på hvorvidt det er tilstrekkelig konkurranse i produksjonen av kraft. Dernest vurderes hvordan den vertikale integrasjonen mellom produksjon og regionalnett er i det norske kraftmarkedet. Til sist legger vi frem resultater fra relevante teoretiske bidrag, og illustrerer også hvordan spesielt insentiver til å gjennomføre kooperative investeringer er svekket for vertikalt integrerte selskaper.

2.1 Horisontal og vertikal integrasjon

For det første observeres endringer på eiersiden hos kraftselskapene, og det er tre trekk som er sterkt merkbare. Vi ser først en klar *horisontal integrasjon* når det gjelder produksjonsanlegg. Små lokale kraftverk (ofte med lokale kraftnett) blir i stor grad kjøpt opp av større regionale kraftleverandører. Samtidig ser vi en *vertikal integrasjon på eiersiden* når det gjelder produksjon og distribusjons- og regionalnett. Dette kan trolig forklares med det spredte eierskapet som tidligere preget den norske kraftbransjen. Det norske kraftmarkedet var preget av kommunale selskaper som eide både produksjonsanlegg og nett. Etter hvert som kommuner har solgt seg ned i kraftbransjen, og de regionale selskapene har tatt over disse aktivaene, har de større aktørene naturlig nok fått eierskap i både produksjon og nett. Til sist ser vi en *utvidelse av produksjonsomfanget* til selskapene. Som en har sett i utlandet går også de norske energiselskapene over til å bli "multi-utilities"⁵. Et selskap som innen et geografisk område har monopol på distribusjon av elektrisitet, er aktive i markedet med å sikre seg eierskap også for distribusjonen av andre typer energi (fjernvarme). Se for eksempel Bibow m.fl. (2001) for en gjennomgang av trender i det nordiske energimarkedet.

⁵ Dette gjelder i størst utstrekning for selskaper i sentrale strøk.

Tabell 1 gir en oversikt over eierskapet i produksjon og regionalnett, inndelt etter delområder, som defineres nærmere senere.

Tabell 1 : Eierskap i produksjon og kraftnett.

Selskap	Vest		Sør		Øst		Midt		Nord	
	Prod.	Nett	Prod.	Nett	Prod.	Nett	Prod.	Nett	Prod.	Nett
Statkraft	37%		32%						61%	
BKK	16%	52%								
E-Co	14%				9%					
Østfold	5%									
Tafjord	3%	8%								
Sunnhordaland	3%	9%								
SUM VEST	78%	69%								
Sira Kvina			25%							
Otra Kraft			12%							
Lyse Kraft			7%	43%						
Norsk Hydro			5%							
Elkem			3%							
Agder Energi			2%	38%						
SUM SØR			86%	81%						
Skagerak					8%	13%				
Hafslund					7%	9%				
Opplandskraft					7%					
Oppland E. Nett					5%	3%				
SUM ØST					36%	25%				
Trondheim							37%	29%		
Nord-Trøndelag							37%	41%		
Trønder Energi							7%	29%		
SUM MIDT							81%	99%		
Helgeland									7%	8%
Troms Kraftpr.									6%	22%
Elkem									5%	
Salten									7%	14%
Nordkraft									3%	1%
SUM NORD									89%	45%

Kilde : NVE (1999)

Som en ser av tabellen er eierskapet på produksjonssiden i mange områder sterkt konsentrert på en aktør⁶. I region Nord har Statkraft for eksempel en eierandel på produksjonssiden på over 60%, mens de har en eierandel på over 30% i regionene Vest (37%) og Sør (32%).⁷ I tillegg illustrerer tabellen at store selskaper også har store eierinteresser på nettsiden. Konkurransetilsynet Konkurransetilsynet (2002) kommer frem til lignende konklusjoner, og skriver at spesielt konsentrasjon av regulerbar kraft på få hender kan påvirke konkurransen negativt.

Like fullt kan det være problematisk når en aktør (allianse) blir stor i et marked. Tabell 2 viser hvordan dagens situasjonen endres, om en ser på det som kalles for "Statkraftfamilien" som en aktør i markedet for kraftproduksjon.

Tabell 2 : Andeler i regional produksjon og regionalnett i Norge, "Statkraftfamilien".

Selskap	Vest		Sør		Øst		Midt		Nord	
	Prod	Nett	Prod	Nett	Prod	Nett	Prod	Nett	Prod	Nett
Statkraft	37%		32%						61%	
BKK	16%	52%								
Agder Energi			2%	38%						
Skagerak Energi					8%	13%				
Trondheim E.verk							37%	29%		
Statkraftfamilien	53%	52%	34%	38%	8%	13%	37%	29%	61%	-

Kilde: NVE (1999)

Som en ser er "Statkraftfamilien" samlet en stor aktør i produksjon innen alle prisområdene utenom i Øst. I tillegg er denne alliansen en betydelig aktør i eierskapet av elektrisitetsnettet. Vi har her forutsatt fullt samvirke, til tross for at eierskapsandelene ikke gir grunnlag for dette.

⁶ Tallene er fremkommet ved at foretak som eier 50% eller mer av et produksjonsanlegg i henhold til NVE (2001). Tallene summeres så etter eiere, og selskaper som eier over 50% tillegges 100% eierskap i vannkraftverket.

⁷ Som mål på konsentrasjon i nettkapital har vi benyttet post 152-"Regionalnettanlegg" i publikasjonen "Økonomiske og tekniske data for nettvirksomheten, NVE (1999). Som mål på eierskap i produksjonen har vi benyttet data tilsendt fra NVE på forespørsel.

Bruken av konsentrasjonsmål (for eksempel andeler) som benyttet i tabellene over er ikke tilstrekkelig til å evaluere markedsmakten til aktørene i alle situasjoner. For det første forventes endringer i eierskapsstrukturen i det norske kraftmarkedet, fra offentlig til i større grad privat eide anlegg. Dette indikerer at selskapene kan forventes å opptre annerledes (ikke målsetninger ved siden av profittmaksimering) i markedet. Se Bibow m. fl. (2001) for en omtale av ulike målsetninger for kraftselskaper, og hvordan dette kan påvirke adferden til selskapene. Med Statkraft sin dominerende stilling i det norske kraftmarkedet, samt debatten omkring privatisering av Statkraft kan dette momentet aktualiseres ytterligere i fremtiden⁸. Historisk har det norske kraftmarkedet vært av de minst konsentrerte markedene i Europa. Men det er indikasjoner på at flere av de kommunale eierne ønsker å redusere sin eierskapsandel i energiselskapene. Samtidig er flere av de store aktørene ivrige kjøpere. En kan derfor vente at det norske markedet konsolideres ytterligere i tiden fremover. For det andre vil utvekslingskapasiteten i kraftmarkedet bestemme den reelle markedsmakten til aktørene i alle situasjoner. Dette vil vi se på i neste avsnitt.

⁸ En faktor som trekker i retning av at konkurransen styrkes i fremtiden er utbygging av alternative energikilder. For eksempel kan fjernvarme og utbygning av distribusjonsnett for gass gi konsumentene et brukbart substitutt for deler av energibehovet til både husholdninger og bedrifter. I økonomisk terminologi innebærer dette en økning i etterspørselastisiteten.

2.2 Markedskonkurranse og nettkapasitet

Det er en rekke karakteristika ved kraftmarkedet som gjør at en ikke utelukkende kan se på eierandeler i produksjon når en evaluerer graden av markedsrett. Utvekslingskapasiteten mellom ulike prisområder avgjør i stor grad om det er relevant å bruke konsentrasjonsmål ved analyser av markedsrett. Transmisjonskapasiteten avgjør oftest størrelsen på det relevante markedet i kraftbransjen ved utredninger omkring monopolrett i kraftnæringen. For at en aktør med stor andel av produksjonskapasitet skal kunne tilrive seg markedsrett, må en kreve at det er mangelfull utvekslingskapasitet i kraftmarkedet⁹. Evnen til å utøve markedsrett på lang sikt avhenger av muligheten til å påvirke investeringer i utvekslingskapasitet i kraftmarkedet. Utvekslingskapasitet er avhengig av kapasitet på alle nettnivåer; både sentralnett og ikke minst regionalnett da både definisjonen av – og utveksling mellom prisområder – er bestemt av samlet kapasitet i kraftnettet. Effektiviteten i kraftmarkedet er avhengig av begge disse dimensjonene, og dermed avhenger systemoperatorens mulighet til å sikre effektiviteten i kraftnæringen også av begge nettnivåene. Den norske delen av elektrisitetsmarkedet kan deles inn i 5 delområder. Tabell 3 gir en oversikt over de fem delområdene:

Tabell 3 : Delområder ¹⁰.

DELOMRÅDER				
Øst	Sør	Vest	Midt	Nord
Oppland	Rogaland	Møre og Romsdal	Nord Trøndelag	Finnmark
Buskerud	Vest-Agder	Sogn og Fjordane	Sør Trøndelag	Troms
Hedmark	Øst-Agder	Hordaland		Nordland
Telemark				
Akershus				
Oslo				
Vestfold				
Østfold				

⁹ Ser vekk fra muligheten for strategisk prising mellom store aktører i ulike prisområder.

¹⁰ Vi deler inn etter fylke, for lettere å utarbeide tallmaterialet. Delområder benyttet her er ikke identisk med de prisområdene av NordPool.

I disse delområdene kan det på elektrisitetsbørsen (NordPool) potensielt dannes ulike priser for elektrisk kraft. Oftest er delområdene Øst, Sør og Vest slått sammen i en prissone, prisområde Sør, og delområdene Midt og Nord slått sammen i en prissone, prisområde Nord.

Tabell 4 : Produksjonskapasitet (MW) og konsum av elektrisk kraft (GWh)

Område	Produksjon	Andel	Konsum	Andel
Øst	7.172	25,9%	43.915	40%
Sør	6.400	23,2%	18.829	17%
Vest	8.288	30%	23.862	22%
Midt	1.620	5,8%	9.573	9%
Nord	4.160	15,1%	14.263	12%
Sum	27.640	100%	110.442	100%

Kilde : SSB (1998)

Som en ser av tabell 4, er brorparten av energiproduksjonen (79%) lokalisert i den sørlige prissonen. Dette gjelder også for konsumet av kraft (79%). Men det er store forskjeller innen de tre delområdene (dvs. Sør, Øst og Vest) som utgjør den sørlige prissone i Norge. Delområde Øst har et stort produksjonsunderskudd, som importeres fra delområdene Sør, Vest eller Midt Norge. *Det er nettopp i disse delområdene vi finner sterkest vertikal integrasjon mellom produksjon og nett.* Dersom slik integrasjon brukes til å utøve markedsrett kan oppnåelse av virksom konkurranse – og da også effektiv kraftdistribusjon – bli vanskelig i den delen av markedet som står for nærmere 79% av forbruket. En faktor som legger begrensninger på utøvelse av markedsrett i denne sammenhengen er utvekslingskapasitet med utlandet.

Tabell 5 : Transmisjonskapasitet til utlandet (MW).

Transmisjon	Maks import (MW)	Maks eksport (MW)
Nord – Sverige	1.650	1.650
Nord – Finland	100	100
Nord – Russland	50	50
Midt – Sverige	500	500
Øst – Sverige	2.000	2.100
Øst – Danmark	1.000	1.000

Kilde : SOU (2002)

Ved spesielt tørre eller våte år (eller avhengig av lastsituasjonen) avviker konsumet i Norge til dels mye fra produksjonen i et såkalt normalår. I slike perioder er utvekslingskapasitet med utlandet viktig for å opprettholde balanse mellom produksjon og konsum i Norge. Til tross for at det finnes tilstrekkelig utvekslingskapasitet med utlandet i normalår, kan det likevel være muligheter for større norske selskaper å utøve markedsrett i situasjoner med lite tilsig (tørrår) eller høylast¹¹.

¹¹ Se von der Fehr og Johnsen, 2002. Det er en pågående debatt omkring mulighetene for å utøve markedsrett i et vannbasert kraftsystem, og siste ord i denne debatten er ennå ikke sagt.

2.3 Vertikal integrasjon, utvekslingskapasitet og konkurranse

Som nevnt tidligere, er effektiv utveksling i kraftmarkedet avhengig av kapasitet i både sentral- og regionalnett. For at en stor aktør skal kunne tilrive seg markedsmakt, må den ha evne til å påvirke utvekslingskapasiteten i kraftmarkedet. På kort sikt betyr dette at aktøren har muligheter til å påvirke utnyttelse av installert nettkapasitet. På lang sikt avhenger evnen til å påvirke utvekslingskapasitet av å kunne påvirke investeringer i nettkapasitet. Etter 1.1.2002 planlegges det at Statnett overtar som systemansvarlig for regionalnettet i tillegg til sentralnettet. Dette er et steg i riktig retning, og bidrar til at det ikke skjer suboptimering i utnyttelsen av eksisterende nettkapital på grunn av vertikal integrasjon mellom produksjon og regionalnett. Samtidig er det like viktig å vurdere insentivene til investeringer i regionalnettnivå for å sikre optimal utbygging i regionalnettet.

I de senere årene har det vært utført en rekke analyser angående insentiver knyttet til investeringer i nett. De fleste analyser tar for seg investeringer for vertikalt integrerte produksjonsselskaper. I dette tilfellet er vertikal integrasjon sett på som integrasjon mellom produksjon og transmisjon, og hovedproblemstillingen som tas opp er i hvilken grad regionale selskaper kan påvirke utveksling mellom sitt prisområde og andre prisområder. Som illustrert over, er effektiv utveksling i kraftmarkedet en funksjon av både hvordan prisområder dannes¹², og nettkapasitet mellom områder. Kapasiteten i regionalnettet påvirker begge disse størrelsene. Analysene er derfor like relevant for å vurdere integrasjonen mellom produksjon og nett på regionalnettnivå, som mellom produksjon og sentralnett.

Borenstein m.fl. (2000) diskuterer hvilken betydning nettkapasitet har for effektiv konkurranse i de ulike lokalmarkedene. For at konsumentene skal ha nytte av konkurranse mellom produsentene må utvekslingskapasiteten mellom de regionale markedene være stor nok til at produsentene konkurrer med hverandre istedenfor å opptre som regionale monopolister. Resultatene fra deres analyse indikerer at en økning i utvekslingskapasiteten mellom markeder med markedsmaktproblemer, kan være svært samfunnsøkonomisk lønnsomt i form av reduserte priser, økt konsum og

¹² Kapasiteten i regionalnettet (innen prisområdene) er viktig i denne sammenhengen.

lavere dødvektstap. Men i tillegg viser analysen at utvekslet kvanta faktisk kan gå ned når transmisjonskapasiteten utvides for å fremme konkurranse mellom delmarkedene.

Leatuier (2001) viser at produsenter ikke trenger ha insitamenter til å arbeide for utvidelse av nettet. De økonomiske virkningene av tapt markedsrett kan overstige betydningen av tilgang til nye markeder. Bushnell (1999) og Joskow og Tirole (2000) kommer frem til tilsvarende resultater hvor de viser at produsenter med fysiske nettkapasitetsrettigheter kan holde tilbake kapasitet. Leatuier (2001) viser hvordan dette kan være med på å forklare forsinkelser i utvidelser av nettet, for eksempel i Argentina.

Bushnell og Stoft (1997) analyserer om det ved bruk av kontrakter, er mulig å internalisere de eksterne virkningene knyttet til investeringer i nettkapasitet. De peker spesielt på et voksende problem knyttet til underinvestering i nettet. Kontrakter mellom produsenter og leverandører hvor de betaler en del av investeringskostnadene knyttet til den fordel de har av kapasitetsutvidelse, tar ikke høyde for den samfunnsøkonomiske fordelen knyttet til bedriftenes tap av markedsrett.

Hovedproblemet som systemoperatøren står overfor når produksjon og kraftnett er integrert, er avviket mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet ved investeringer i kraftnettet. Ved investeringer i nettkapital står en stor vertikalt integrert aktør overfor svekkede insentiver for å øke nettkapasiteten. Om en tenker seg et selskap som driver både med kraftnett og produksjon i et prisområde, vil dette selskapet ha ønske om at i) produksjonskapasiteten i området avgrenses, samt at ii) utvekslingskapasiteten inn til området ikke øker. Avgrensning av produksjonskapasitet (punkt i)) øker mulighetene for at prisen i perioder kan holdes høyt. En stor aktørs mulighet til å utnytte monopolmakt innen et geografisk avgrenset område øker med avgrenset utvekslingskapasitet (punkt ii)). Problemet er også vanskelig å løse for systemoperatøren fordi det ikke er lett å oppnå kontraktsløsninger med vertikalt integrerte selskaper.

Mer formelt kan problemstillingen vurderes i lys av følgende profittfunksjon:

$$\pi(P, T) = \beta \cdot \pi(P) + [1 - \beta] \pi(T)$$

Her indikerer π profitten til selskapet, mens P og T står for henholdsvis produksjon og transmisjon. Et integrert selskap $\pi(P, T)$ får profitt både fra nettdelen $[1 - \beta] \pi(T)$ og fra produksjonsdelen $\beta \cdot \pi(P)$. β -verdien står dermed for hvor stor andel av profitten som kommer fra henholdsvis produksjon og eierskap i nett¹³. Som indikert over er det to måter et integrert selskap kan tilrive seg markedsmakt på. For det første gjennom strategiske disposisjoner i produksjonen og for det andre ved strategiske investeringer i nettkapital. Et selskap med markedsmakt ønsker å avgrense utvekslingskapasiteten inn til dette området. Om det blir gjort ved å begrense kapasitet innen sentralnett eller regionalnett, er av sekundær betydning. Dette kan skrives som:

$$\frac{\partial \pi(P, T)}{\partial T} < 0$$

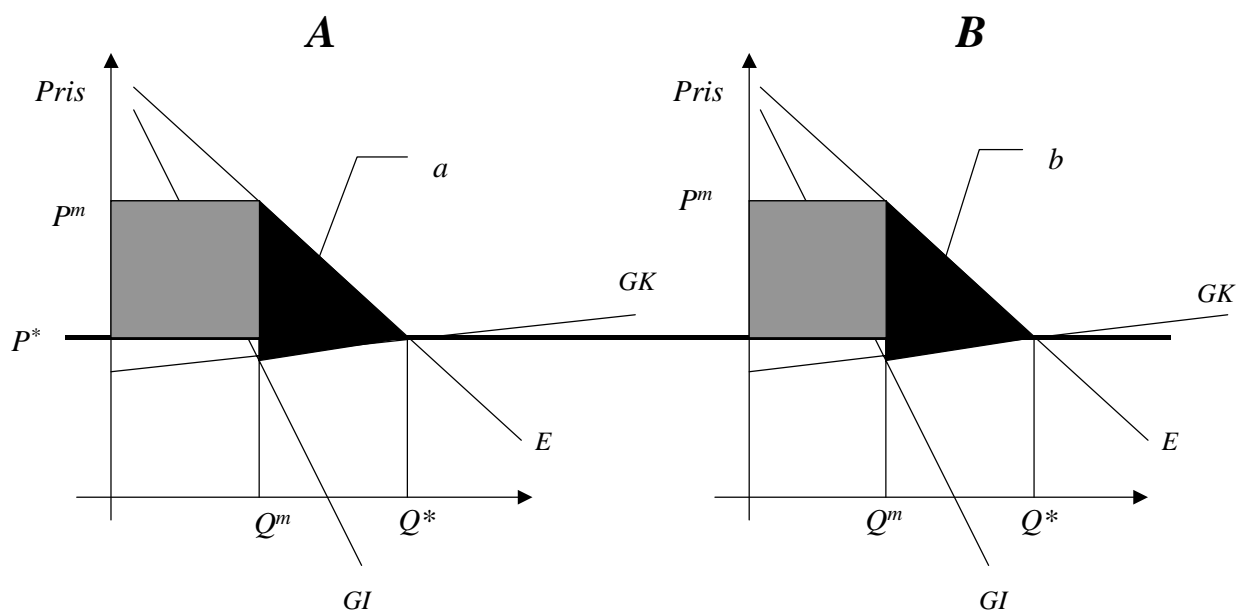
Ligningen tilsier at en økning i nettkapasiteten reduserer det integrerte selskapets profitt. Om det er slik at to prisområder (A og B) med hver sine prissettende aktører som er sammenkoblet med en beskranket transmisjonslinje, har ingen av selskapene eller systemoperatør incentiver til å investere i økt nettkapasitet mellom områdene. Figur 1 illustrerer denne problemstillingen med to geografisk atskilte områder (A, B), som begge domineres av to identiske monopolister. I utgangspunktet kan en tenke seg at det ikke er utveksling av elektrisitet mellom prisområdene¹⁴, og begge produksjonsselskapene realiserer den regionale prisen p^m . Dette tilsvarer monopolprising hvor selskapene velger å sette prisen slik at marginalinntekten (GI) tilsvarer grensekostnad (GK). Om nettkapasitet installeres, og således åpner for utveksling mellom de to regionene, presses prisen ned til p^* . Forutsetter som tidligere fravær av strategisk pricing. Denne løsningen tilsvarer frikonkurranseløsningen hvor prisen tilsvarer grensekostnad (GK). Dette oppstår på

¹³ Et rent produksjonsselskap har dermed en β lik 1, mens et rent nettselskap har en β lik 0. Et integrert selskap – som vi vil undersøke her – har en betaverdi mellom disse to ytterpunktene.

¹⁴ Definerer transport av energi som (F), og dette gir at $F = 0$

grunn av at selskapene i de to markedene nå konkurrerer med hverandre. Frikonkurranseløsningen kan inntreffe selv om det ikke skjer noen transport av energi over den nye nettkapasiteten ($F = 0$). Forutsetter at den nye nettkapasiteten mellom regionene er en investering i sentralnett. Siden linjen ikke blir brukt i denne situasjonen, må en stille spørsmålet om hvem som skal ta initiativ og eventuelt løse dette problemet¹⁵. Om systemoperatør investerer i en linje får en først en samfunnsøkonomisk effekt tilsvarende $\Delta S = (a + b)$, som tilsier et fall i dødvektstapet ved monopol, representert ved de mørkt skraverte områdene a og b i figur 3.1¹⁶. Merk at det ikke er nødvendig at det transporteres energi over linjen, men trusselen om overføring er tilstrekkelig til at monopolistene priser energi som under frikonkurranseløsningen. Med andre ord faller prisen på grunn av potensiell konkurranse. Dette resulterer i en asymmetri mellom hvem som gjennomfører investeringen (systemoperatøren), og hvem som får gevinstene ved investeringen (konsumentene og de regionale selskapene).

Figur 3.1 : Markedsmakt med to prisområder.



Hvis man tar utgangspunkt i det norske reguleringsregimet (inntektsramme-regulering), har systemoperatøren ikke insentiver til å gjennomføre investeringen. Vi

¹⁵ Som illustrert tidligere har private vertikalt integrerte selskaper ikke insentiver til å gjennomføre investeringene.

¹⁶ a og b indikerer dødvektstapet i henholdsvis region A og B .

definerer endring i inntektsrammen til et nettselskap med: $(\Delta I)^{17}$. Siden det ikke (nødvendigvis) transporteres energi over linjen, reduseres effektiviteten til systemoperatøren (gjennom DEA-analysen), og dette har negativ innvirkning på inntektsrammen, $\Delta I^S < 0$. Incentivene for å investere mangler (eller svekkes), til tross for at målet for systemoperatør er å foreta investeringer som fremmer et mest mulig effektivt kraftmarked. Prisreduksjonen som linjen medfører kommer faktisk de regionale netteierne til gode, som følge av at det produseres mer energi i hver region som også må transporteres ut til konsumentene, $\Delta I^R > 0$. Dette medfører at de regionale nettselskapene får en økning i sin inntektsramme på grunn av en investering utført av systemoperatør (for eksempel Statnett). En mulig løsning kunne være en kontraktbasert løsning mellom sentral- og regionalnett. Men dersom en har vertikal integrasjon mellom produksjon og regionalnett, risikerer man å komme i en situasjon hvor virkningene av tapt markedsrett overstiger betydningen av tilgang til nye markeder. Dermed svekkes incentivene for utvidelser av utvekslingskapasitet, til tross for at utvidelsen fremmer samfunnsøkonomisk effektivitet i kraftmarkedet.

Effektiv drift, prising og investeringer i nettkapasitet (både sentral- og regionalnett) er derfor av grunnleggende betydning for å sikre et effektivt kraftmarked. Vi har illustrert at det er i ferd med å danne seg noen få store energiselskaper som driver med både kraftnett og produksjon. Etter gjennomført konsolidering vil det sannsynligvis være et fåtall regionale kraftkonsern med betydelig produksjonskapasitet og eierandeler innen nett og sluttbrukervirksomhet. I tillegg kan en forvente at det dannes allianser, som vi har illustrert med Statkraftfamilien. Samlet vil denne alliansen fremstå som en stor aktør i alle prisområdene i Norge. Både økningen i størrelsen på aktørene og overgangen fra offentlig til privat eierskap endrer de eksterne rammebetingelsene for Statnett, og da også evnen til å utføre rollen som systemoperatør på en effektiv måte. Et viktig spørsmål er derfor hvordan Statnetts forhold til de regionale nettselskapene bør utvikle seg for sikre at samlede innenlandske nettaktiviteter, både når det gjelder drift og investeringer er samfunnsøkonomisk optimale.

¹⁷ Toppskrift *S* indikerer systemoperatør, og senere indikerer toppskrift *R* regionalnettselskap.

3 OPTIMALE INVESTERINGER I REGIONALNETT

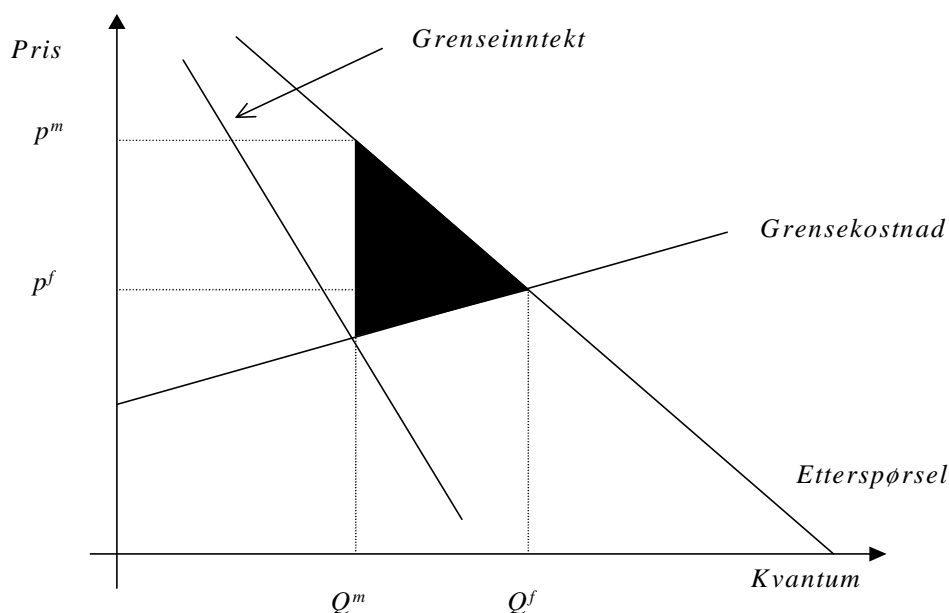
Bakgrunnen for det skisserte problemet bygger på for svake insentiver til å gjennomføre samfunnsøkonomisk ønskelige investeringer. Dette igjen vanskeliggjør arbeidet for systemoperatør, som er tillagt rollen å arbeide for et effektivt kraftmarked. Det er flere alternativer for å løse de omtalte insentivproblemene, men for lettere å kunne løse problemstillingen avgrensner vi det mulige utfallsrommet av løsninger. Det enkleste er å foreta en vertikal separasjon mellom produksjon og regionalnett og dernest utvide sentralnett til å omfatte både sentral- og regionalnett. Utifra et kontraktsteoretisk rammeverk kan en vanskelig med produksjonsøkonomiske argument begrunne forskjellige eiere i regionalnett og sentralnett Fehr m. fl. (2002). Dette gjelder både beslutninger om å utvide transmisjonsnett (som også gir føringer på andre nettnivå) og ved driftsbeslutninger (flaskehals påvirker kraftflyten i underliggende nett). Ved integrasjon av virksomheten kan en lettere koordinere drift av kraftnett og investeringer i kapasitet. Fehr m. fl. (2002) bruker kontraktsteori til å vurdere effektiviteten til strukturen til nettselskapene i Norge. Konklusjonene Fehr m. fl. (2002) er også i samsvar med resultatene i Hope m.fl. (2000).

Vi ser bort fra denne løsningen som innebærer at sentralnettet integreres vertikalt med regionalnettet. Denne avgrensningen gjør vi som følge av at eierskapet i de to nettnivåene er slik at denne løsningen på kort sikt er usannsynlig, selv om løsningen i seg selv er interessant.

3.1 Rollen til systemoperatøren

Det er i utgangspunktet tre måter en kan redusere problemet med lokale monopoler i elektrisitetsnæringen på. Først kan en gjennom monopolregulering av produksjonsdelen sikre at prisene ikke øker over kostnadene. Med dereguleringen av europeisk kraftbransje var målsetningen nettopp å innføre konkurranse i mellom annet produksjonen av elektrisitet, og vi ser derfor vekk fra dette alternativet her. For det andre kan myndighetene også gjennom konkurranselovgivningen sikre at det ikke oppstår regionale monopoler i kraftnæringen. Dette innebærer restriksjoner på fusjoner og oppkjøp, eller eventuelt oppsplitting av eksisterende selskaper. Til sist kan en internalisere inntektene fra nettinvesteringene gjennom reguleringsregimet til nettselskapene, noe vi vil se nærmere på i fortsettelsen. På grunn av svekkede insentiver til å gjennomføre investeringer i kraftnett, må selskapene tilordnes et rammeverk hvor selskapene får tilgang til gevinster knyttet til investeringene. Om vi ser på *en* region hvor et selskap har monopolmakt, kan problemstillingen illustreres med følgende figur:

Figur 2 : Samfunnsøkonomisk tap.



Det fargelagte arealet indikerer dødvektstapet ved at produsenten har monopolmakt innen sitt område. Arealet fanger opp at markedsliveekten er karakterisert av i) for lav produksjon (konsumentene kjøper mindre enn optimalt) og ii) for høy pris (enhetsprisen på de omsatte enhetene er for høy). Det er to årsaker til at et samfunnsøkonomisk tap kan oppstå. For det første kan det være monopolmakt i produksjonen innen dette området, og for det andre kan det være for liten produksjonskapasitet. Vi forutsetter at myndighetene (for eksempel Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)) er i stand til å estimere størrelsen på det samfunnsøkonomiske tapet¹⁸. Etter fastlagte kriterier kan NVE offentliggjøre størrelsen på tapet som oppstår som følge av monopolmakt. Om nettselskaper får tilgang til gevinstene ved å redusere det samfunnsøkonomiske tapet, vil disse ha insentiver til å bygge transmisjonskapasitet inn til monopolområdet¹⁹. Dette kan gjennomføres i en anbuds konkurranse. Forutsetter for enkelthets skyld at kostnaden ved å bygge ut økt transmisjonskapasitet inn til monopolistens område tilsvarer C_L . En anbuds konkurranse sikrer at den mest effektive aktøren bygger ut transmisjonslinjen (kostnadsminimering), og nettverksoperatøren tilordnes samtidig den lavest mulige finansielle overføringen (minimerer samfunnsøkonomisk tap). Investeringer i nettkapasitet kan dermed følge en spesifikk handlingsregel:

$$C_L > \text{samfunnsøkonomisk tap} : \text{ikke invester}$$

$$C_L < \text{samfunnsøkonomisk tap} : \text{invester}$$

Om det fargelagte arealet (*samfunnsøkonomisk tap*) i figuren er mindre enn kostnaden ved å bygge ut linjen (C_L), vil det ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre investeringen. Samfunnet vil ved å investere i transmisjonskapasitet legge ut mer (C_L), enn en får igjen i redusert samfunnsøkonomisk tap. I tilfeller hvor en har kjennskap til at det er monopolmakt som er årsaken til det samfunnsøkonomiske tapet, er andre virkemidler mer hensiktsmessige (konkurransopolitikk eller monopolregulering). Når det er for lav produksjonskapasitet, er det hensiktsmessig å øke denne, om det finnes kostnadseffektive alternativ.

¹⁸ Men ikke nødvendigvis årsaken til at tapet oppstår. Dette kommer vi tilbake til senere.

¹⁹ Så lenge dette er lønnsomt. Kommet tilbake til dette under.

Men dersom arealet i figuren (*samfunnsøkonomisk tap*) er større enn investeringskostnaden (C_L), vil det være lønnsomt å bygge linjen²⁰. Prisreduksjonen gir større reduksjon i samfunnsøkonomisk tap enn investeringsbeløpet. Investeringer i transmisjonskapasitet krever da at investorene får tilgang til gevinstene (reduert samfunnsøkonomisk tap) gjennom selskapets inntektsramme. Problemet som regulator står overfor, er at vedkommende ikke "ser" om dødvektstapet skyldes monopolmakt eller manglende produksjonskapasitet. Om det er for liten produksjonskapasitet innen området, vil en transmisjonslinje fungere som en avlastning for de eksisterende produsentene, og prisene presses ned. I situasjoner hvor det samfunnsøkonomiske tapet skyldes monopolmakt, virker derimot transmisjonskapasitet som en trussel om styrket konkurranse, og prisene presses ned²¹.

Selskapene ser denne handlingsregelen til myndighetene, og dermed også trusselen om styrket konkurranse. Et selskap som kommer i en situasjon med markedsrett, og som samtidig er underlagt en trussel om investering i nettkapasitet inn til sitt område (entry), vil ha insentiv til å sette prisen akkurat så lavt at investeringen ikke gjennomføres. Selskapet vil derfor sitte igjen med en del av den opprinnelige markedsretten, men prisene faller ned til et nivå hvor det ikke er lønnsomt å investere i transmisjonskapasitet inn til området. I tilfeller hvor selskap med monopolmakt "spiller mot" handlingsregelen²², og reduserer det samfunnsøkonomiske tapet til et nivå hvor det ikke lønner seg å investere i utvidet overføringskapasitet, kan en ikke forvente at reguleringsregimet kan trekke ut ineffektiviteten i markedet. Dette illustrerer at systemoperatøren gjennom investeringer i kraftnettet, ikke fullt ut kan forvente å sikre effektiviteten i kraftmarkedet. I tillegg til tilstrekkelige investeringer må også andre faktorer (konkurranselovgivningen) sikre effektivitet.

Det er også en diskusjon om hvilket "verktøy" som er det mest hensiktsmessige å bruke i slike situasjoner. Siden konkurranse på produksjonssiden er vurdert som et av

²⁰ Det kan også være andre mer kostnadseffektive måter å redusere det samfunnsøkonomiske tapet på, men vi ser vekk fra disse her.

²¹ Ser igjen vekk fra strategisk prising.

²² Tilfeller hvor prisen reduseres tilstrekkelig til at investeringer ikke gjennomføres, og dermed at selskapet beholder en del av markedsretten.

de viktige aspektene ved dereguleringen av elektrisitetsbransjen, ser vi ikke på prisregulering som et relevant alternativ. Om konkurranselovgivningen benyttes mister en potensielle gevinster ved stordrift²³. Samtidig må en kreve at gevinstene ved stordrift er større enn effektene av konkurranse på priser og kvantum. Vi forsøker ikke å svare på disse spørsmålene her, men fastslår at økt transmisjonskapasitet er et av flere politikkalternativer for å øke effektiviteten ved problemstillinger som drøftet her.

3.2 Reguleringsregimet

For at investeringer i transmisjonskapasitet skal iverksettes, må selskapene få tilgang til gevinstene som økt konkurranse gir på de lokale prisene. Tidligere illustrerte vi hvordan investeringer i kraftnett kan gi det paradoksale resultatet et selskapet som gjennomført investeringen ikke får tilgang til gevinstene ved investeringen, mens tredjeparter tar hele gevinsten. I denne sammenhengen er det konsumentene som tar hele gevinsten ved å få redusert pris på elektrisitet. Samtidig får de regionale nettselskapene økt flyt i sine kraftnett, og gjennom DEA-analysen kan selskapene øke inntektsrammen. Investorene som bygger transmisjonskapasitet kan – gjennom effektivitetsanalysen – komme dårligere ut, i situasjoner hvor lasten på linjen blir lav (monopolsituasjonen). For at slike uønskede effekter ikke skal oppstå ved samfunnsøkonomiske viktige investeringer, er det viktig at reguleringsregimet sikrer eierskap til gevinstene ved investeringene.

²³ Stordriftsfordelene må være knyttet til grensekostnadene for at de skal ha noen innvirkning på prisingen av tjenesten. I figur 2 vil en med stordriftsfordeler finne at ved oppsplitting av selskaper finne at grensekostnaden øker.

4 REFERANSER

- Bibow, Jens, Gunnar Martinsen, Atle Midttun, Terje Omland, og Frode Støle. 2001. "Selskapsstruktur, rammebetingelser og markedsutvikling i Nordisk elektrisitetsindustri." Handelshøyskolen BI, Senter for energi og miljø. Oslo
- Borenstein, S., J. Bushnell, og S. Stoft. 2000. "The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry." *RAND JOURNAL OF ECONOMICS* 31 :294-325.
- Bushnell, James. 1999. "Transmission Rights and Market Power." *The Electricity Journal* 12 :77-85.
- Bushnell, J.B., og S.E. Stoft. 1997. "Improving private incentives for electric grid investment." *RESOURCE AND ENERGY ECONOMICS* 19 :85-108.
- Fehr, Nils-Henrik von der, Kåre P. Hagen, og Einar Hope. 2002. "Nettregulering." 01/02. Samfunns- og næringslivsforskning. Bergen
- Hope, Einar, Mette Bjørndal, og Hans Olav Husum. 2000. "Sentralnettets utstrekning. En prinsipiell analyse." Pp. 185-240 in *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*, edited by Hope, Einar. Bergen: Fagbokforlaget. (Også SNF-rapport 62/1994)
- Joskow, P.L., og J. Tirole. 2000. "Transmission rights and market power on electric power networks." *RAND JOURNAL OF ECONOMICS* 31 :450-487.
- Konkurransetilsynet. 2002. "Vedtak om inngrep mot Statkraft Holding AS' erverv av 45,525 prosent av aksjene i Agder Energi AS." Konkurransetilsynet. Oslo
- Leatquier, Thomas Olivier. 2001. "Transmission Constraints and Imperfect Markets for Power." *Journal of Regulatory Economics* 19 :27-54.
- NVE, Norges vassdrags- og energidirektorat. 1999. "Økonomiske og tekniske data for nettvirksomheten." .
- NVE, Norges vassdrags- og energidirektorat. 2001. "Eiere av vannkraftverk > 1MW, i drift pr. 01.01.2001." NVE. Oslo
- Sannarnes, Jan Gaute, og Balbir Singh. 2001. "Organisering av transmisjonsfunksjonen." 23. Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning. Bergen
- SOU, Sveriges offentlige utredninger. 2002. "Konkurrencen på elmarknaden." Naringsdepartementet.
- SSB, Statistisk sentralbyrå. 1998. "Elektrisitetsstatistikk 1998." Statistisk Sentralbyrå. Oslo - Kongsvinger

.