

FFI RAPPORT

KRAFTMARKEDETS FØRINGER FOR SÅRBARHETEN I NORSK KRAFTFORSYNING

RUTLEDAL Frode, HAGEN Janne, NYSTUEN Kjell Olav, ØSTBY Eirik

FFI/RAPPORT-2000/03451

FFISYS/769/204.0

Godkjent
Kjeller 28 juni 2000

Jan Erik Torp
Forskningsjef

**KRAFTMARKEDETS FØRINGER FOR
SÅRBARHETEN I NORSK KRAFTFORSYNING**

RUTLEDAL Frode, HAGEN Janne, NYSTUEN Kjell
Olav, ØSTBY Eirik

FFI/RAPPORT-2000/03451

FORSVARETS FORSKNINGSINSTITUTT
Norwegian Defence Research Establishment
Postboks 25, 2027 Kjeller, Norge

FORSVARETS FORSKNINGSPENNING (FFI)
Norwegian Defence Research Establishment

UNCLASSIFIED

P O BOX 25
 2027 KJELLER, NORWAY

SECURITY CLASSIFICATION OF THIS PAGE
 (when data entered)

REPORT DOCUMENTATION PAGE

1) PUBL/REPORT NUMBER FFI/RAPPORT-2000/03451	2) SECURITY CLASSIFICATION UNCLASSIFIED	3) NUMBER OF PAGES 52
1a) PROJECT REFERENCE FFISYS/769/204.0	2a) DECLASSIFICATION/DOWNGRADING SCHEDULE -	
4) TITLE KRAFTMARKEDETS FØRINGER FOR SÅRBARHETEN I NORSK KRAFTFORSYNING The power supply market's impact on vulnerability in the Norwegian power supply infrastructure		
5) NAMES OF AUTHOR(S) IN FULL (surname first) RUTLEDAL Frode, HAGEN Janne, NYSTUEN Kjell Olav, ØSTBY Eirik		
6) DISTRIBUTION STATEMENT Approved for public release. Distribution unlimited (Offentlig tilgjengelig).		
7) INDEXING TERMS IN ENGLISH: IN NORWEGIAN: a) <u>Power supply</u> a) <u>Kraftforsyning</u> b) <u>Market</u> b) <u>Marked</u> c) <u>Economy</u> c) <u>Økonomi</u> d) <u>Vulnerability</u> d) <u>Sårbarhet</u> e) _____ e) _____		
THESAURUS REFERENCE:		
8) ABSTRACT The report examines the Norwegian electric power supply market with a special focus on vulnerability. Since the 1990 Energy Act deregulated the Norwegian electric power market, the setting for the participants in the Norwegian power system has changed radically. Business economics lead the way in what has now become an open market with a joint Nordic power exchange. In this context the vulnerability-question arises. Will the companies, with their "new-found" economic focus, create earnings at the sacrifice of vulnerability? Key issues in the report are: <ul style="list-style-type: none"> ▪ the effects of the Monopoly Law, which provides the framework for the power-distribution companies ▪ the Norwegian electric power-balance ▪ the development towards an integrated European power market 		
9) DATE 28 June 2000	AUTHORIZED BY This page only Jan Erik Torp	POSITION Director of Research

UNCLASSIFIED

ISBN-82-464-0432-6

SECURITY CLASSIFICATION OF THIS PAGE
 (when data entered)

INNHOOLD

	Side	
1	INNLEDNING	7
1.1	Bakgrunn	7
1.2	Formål	7
2	HISTORISK UTVIKLING	7
2.1	Fra kraftutbygging til energisparing	8
2.2	Fra frittstående lokal forsyning til integrert system	8
2.3	Kraftforsyningens rolle i samfunnet	9
2.4	Profesjonenes påvirkning	9
3	HANDELSSYSTEMET OG KRAFTMARKEDET	9
3.1	Handelssystemet	10
3.2	Kraftmarkedets organisering	11
3.3	Kraftmarkedets funksjon og kompleksitet	13
3.3.1	Nord Pool ASA – kraftbørsen	13
3.3.2	Regulerkraftmarkedet - effektbalansen	14
3.3.3	Internasjonalisering	16
3.3.4	Endringer i eierstrukturen	18
3.3.5	Bransjekonvergens	19
4	ENERGILOVEN OG MARKEDSREGULERING	20
4.1	Energiloven og andre relevante lover	20
4.2	Hvorfor monopolkontroll?	21
4.3	Utviklingen innen monopolkontroll	22
4.4	Konsekvenser av monopolkontrollregimet for forbrukeren	22
4.5	Mulige virkninger for sårbarheten i kraftforsyningen	24
5	KRAFTMARKEDETS INNVIRKNING PÅ SÅRBARHETEN I INFRASTRUKTUREN	26
5.1	Strukturell sårbarhet i dag	26
5.2	Utbygginger i tiden fremover	28
5.3	Bransjens holdning til sårbarhet	29
5.4	Konsekvenser av dagens organisering og struktur for fremtidens sårbarhet	30
5.5	Sammenhengen mellom avkastning, robusthet og leveringssikkerhet i et monopolkontrollregime.	33
6	KRAFTMARKEDETS REAKSJONER I KRISE	36
7	MARKEDSRELATERTE TILTAK OG VIRKEMIDLER	40

8	OPPSUMMERING	6	44
	Forkortelser		46
	LITTERATUR		47
	Fordelingsliste		50

KRAFTMARKEDETS FØRINGER FOR SÅRBARHETEN I NORSK KRAFTFORSYNING

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn

FFI har siden 1994 forsket på beskyttelse av samfunnet gjennom BAS-prosjektene. Mens det første prosjektet hadde fokus mot samfunnets sårbarhet som helhet, hadde det andre prosjektet, BAS2, fokus mot sårbarheten i det offentlige telenettet. BAS3 tar for seg sårbarheten i kraftforsyningen. Målsettingen med prosjektet er å komme opp med en anbefaling til beskyttelsesstrategi for kraftforsyningen. Denne rapporten inngår i BAS3 og setter fokus mot kraftmarkedet og dets innvirkning på sårbarhetsutviklingen i kraftforsyningen.

1.2 Formål

Med Energiloven av 1990 (1) var Norge tidlig ute med en liberalisering av kraftmarkedet. Etter hvert som man ser at et fritt marked for kraft fungerer etter hensikten er det nå stadig flere land som går i samme retningen. Dereguleringen går for fullt i EU, og et felles europeisk kraftmarked kommer stadig nærmere. Det vil være en del nasjonale ulikheter i hvordan dette organiseres og hvor hurtig omstillingsprosessen går fordi det ennå ikke er noen etablert "beste" løsning. Generelt er det likevel slik at kraftindustrien møter svært skiftende rammevilkår i et stadig mer internasjonalt marked der økonomiske hensyn styrer utviklingen.

Kraftforsyningen er et just-in-time system i sin ytterste konsekvens. Kraften må forbrukes med en gang den er produsert. Just-in-time systemet stiller store krav til teknisk regulering og kontroll for at det alltid skal være samvar mellom forbruk av effekt og produksjon av effekt. Dette betyr også at systemet må reagere momentant på etterspørselsendringer i markedet. Sett opp mot en del utviklingstrekk i kraftmarkedet, som for eksempel en pågående effektivisering av produksjon og distribusjon og økning i forbruk, er det interessant å studere hvilken innvirkning dette får for sårbarheten i kraftforsyningen i fremtiden.

Rapportens formål er å gi en beskrivelse av kraftmarkedet og handelssystemet for kraftomsetning, og drøfte virkninger av dagens organisering og utviklingstrekk for sårbarheten i kraftforsyningen.

2 HISTORISK UTVIKLING

Dette kapittelet streker opp hovedlinjene i utviklingen av det norske kraftmarkedet slik det skisseres i (2).

2.1 Fra kraftutbygging til energisparing

Den økonomiske utviklingen går i sykluser hvor oppgangstid følges av nedkonjunktur som igjen etterfølges av en oppgangstid. Perioden 1906 - 1965 var preget av oppgangstid hvor det skjedde en storstilt utbygging av kraftforsyningen samtidig som det ble fokusert på at elektrisiteten måtte komme alle til gode.

Forsyningsproblemene sto i sentrum og de økonomiske sidene ved mange utbygginger var dårlig ivaretatt. Den første perioden bidro derfor til en omfattende gjeldskrise i norske kommuner, samtidig som også statens kraftverk gikk med underskudd.

I 1965 - 1990 var det en nedgangstid hvor offentlige finanser gjorde det nødvendig å spare og rasjonalisere.

Fra 1990 til i dag har kraftbransjen vært innrettet på effektivisering gjennom markedskoordinering. Nå er nesten alle vannkraftressurser som kan utnyttes utbygd, og effektivisering og energisparing fremtvinges som en nødvendighet i tillegg til økt import og utnyttelse av alternativ energi.

2.2 Fra frittstående lokal forsyning til integrert system

Det tekniske systemet for kraftforsyning har utviklet seg fra å være enkelte lokale forsyningsområder til å bli et integrert nasjonalt nettverk.

De aller første anleggene var såkalte bedriftsinterne. Det vil si at elektrisiteten ble produsert og brukt på et og samme industristed. Etter hvert fulgte små fordelingsnett i de nærliggende byene. Disse fordelingsnettene måtte forsynes fra vannkraftverk utenfor byene, noe som forutsatte forholdsvis lange kraftoverføringer med høyspent vekselstrøm.

Etter århundreskiftet (1900) begynte sammenkoblingen av forsyningsområder og kraftverk, og i løpet av de siste tiårene har landet blitt integrert i ett sammenbundet system av regionale og lokale forsyninger.

Til Sverige kom de første overføringslinjene i 1960 og det fulgte flere i årene som kom. Senere har det blitt forbindelser til Danmark, Finland og Russland. Det er også planlagt og bestemt overføringslinjer direkte til kontinentet – disse sjøkablene går henholdsvis til Tyskland og Nederland. Med endrede rammevilkår er det nå en del usikkerhetsmomenter knyttet til fremtidige kabelforbindelser, noe som drøftes nærmere i kapittel 3.

Utviklingen går mot en mer integrert kraftforsyning i Europa. Her i Norden har vi allerede en integrert kraftforsyning, og vi har sågar fått en felles nordisk kraftbørs som fungerer som markedskoordinator.

Utviklingen i det tekniske systemet har krevd en tilsvarende utvikling i organiseringen av samkjøringsenhetene. De regionale samkjøringene ble i 1971 slått sammen til Samkjøringen av

kraftverkene i Norge¹ som så ble oppløst og gikk inn i Statnett i 1993. Det nordiske samkjøringsorganet, Nordel, ble opprettet allerede i 1963. Dette samarbeidsorganet for de systemansvarlige har som primærmålsetning å skape forutsetninger for, og videreutvikle, et effektivt nordisk el-marked.

Investeringene i kraftverk og reguleringsanlegg er svært kapitalintensive. Kravene til investeringskapital har ofte blitt ivaretatt ved at kommuner og fylkeskommuner har gått sammen i egne kraftselskaper for å gjennomføre utbyggingene. I noen av disse selskapene har staten deltatt. Staten har i tillegg gjennomført en del store utbygginger på egenhånd.

2.3 Kraftforsyningens rolle i samfunnet

Kraftforsyningens rolle i samfunnet har utviklet seg fra å være en alternativ kilde til belysning og varme i næringsliv og hushold, til å bli den mest fundamentale infrastrukturen i samfunnet. Elektrisk kraft er ikke bare en innsatsfaktor som alle andre, men en underliggende forutsetning også for bruken av de øvrige innsatsfaktorene, enten det er arbeidskraft eller maskiner. Det vil si at alle andre infrastrukturer som, helse, utdanning, transport og telekommunikasjon har et fundamentalt behov for elektrisk kraft for i det hele tatt å fungere. Dette er drøftet i den innledende BAS-studien som ble gjort av FFI (20).

For individet eller enkeltmennesket har elektrisk kraft utviklet seg fra å være et ”luksusgode”, senere et ”velferdsgode”, til å bli et ”nødvendighetsgode”. Dette kan forklare mye av det offentlige engasjement i kraftforsyningen, og vil etter noens mening sette klare grenser for det offentlige eventuelle tilbaketrekking fra sektoren. Det påvirker også intuitivt etterspørselstettheten i konsumentmarkedet, noe som blir drøftet i kapittel 6.

2.4 Profesjonenes påvirkning

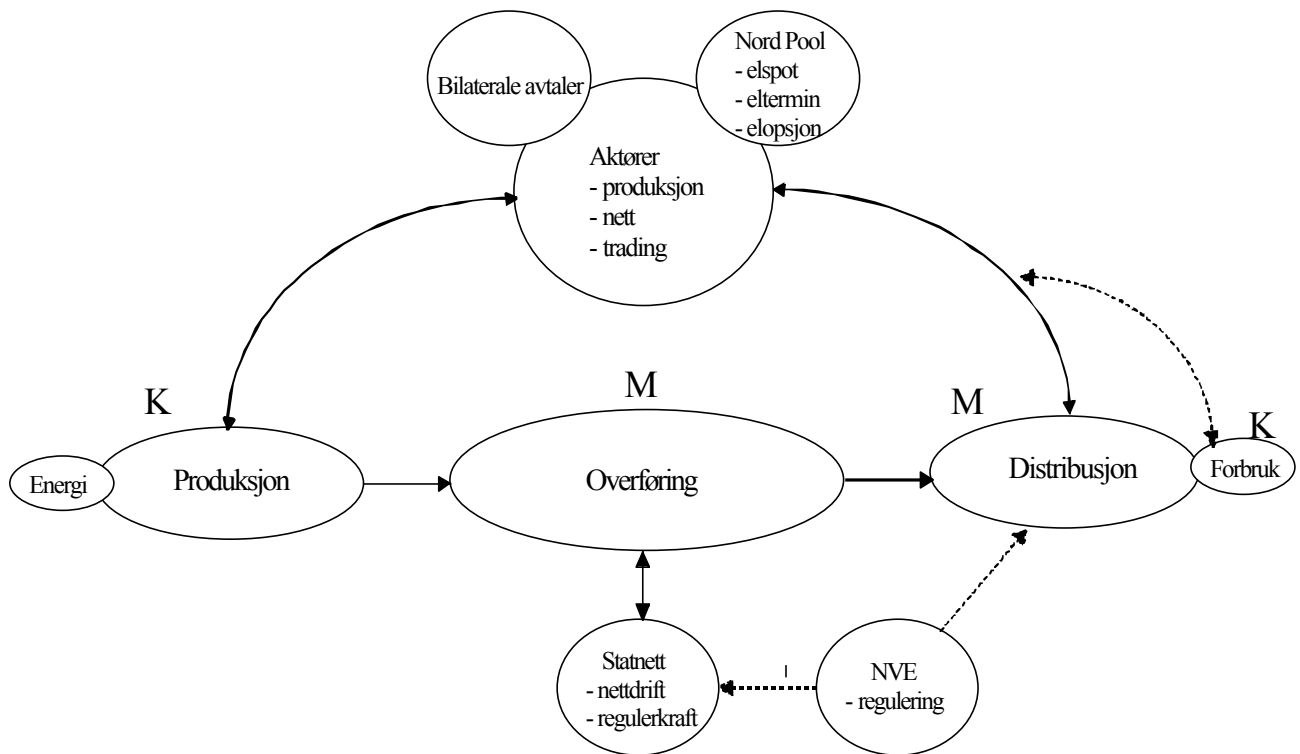
Profesjoner har naturlig nok påvirket utviklingen innen kraftsektoren, og ingeniøren har alltid vært bransjens kjerne. Gjennomslagskraften til ingeniøren har gjerne vært størst i økonomiske oppgangstider med økende etterspørsel – lettest eksemplifisert med den første halvdel av forrige århundre. Ingeniørene har først og fremst hatt svar på forsyningsproblemet, planlegging og utbygging av anlegg. Fra 1965 og utover og spesielt i forbindelse med markedsreformen i 1990 har økonomenes effektivitetsorientering spilt en sentral rolle i utformingen av premissene. Effektiviseringsarbeidet må sees som en direkte følge av at man ikke lenger har en overkapasitet på produksjonssiden.

3 HANDELSSYSTEMET OG KRAFTMARKEDET

For å gi et best mulig inntrykk av kraftmarkedet og handelssystemet er det enkelte sentrale elementer og begrep som må forklares nærmere. Dette gjelder både med tanke på ulike aktører knyttet til kraftmarkedet, sentrale tjenester aktørene leverer og ikke minst hvordan de ulike aktørene samhandler i et handelssystem for kraftforsyningen.

¹ Dette var en organisasjon kun for kraftprodusentene.

3.1 Handelssystemet



Figur 3.1 Beskrivelse av handelssystemet

Figur 3.1 viser hvordan den fysiske infrastrukturen, d v s den rette linjen bestående av produksjon, overføring og distribusjon, er koplet til handelssystemet og regulerende elementer. Her illustreres at overføring og distribusjon er monopolvirksomhet (M), mens det er konkurranse (K) innen produksjon og forbruk. Det kan argumenteres for at transportsystemet (d v s overføringslinjene) ikke kommer inn som et element i *handelssystemet* all den tid man ikke opplever konkurranse på dette nivået. Slike betraktninger er ikke fulgt opp i denne rapporten.

Norges vassdrags- og energidirektorat utøver monopolkontroll på overføring og distribusjon i kraftforsyningsnettene. Statnetts rolle som systemoperatør er å drifte overføringsnettene og forvalte regulerkraften, noe som gjerne benevnes som systemansvar². Begrepet regulerkraft er nærmere drøftet i avsnitt 3.3. Figur 3.1 illustrerer også hvordan aktører kan være koplet til systemets ulike tekniske delsystemer og hvordan bilaterale avtaler er inngått mellom aktører innen produksjon og forbruk. En enkelt aktør kan være involvert på produksjons-, nett- eller tradingnivå (omsetning, kjøp og salg) eller på kombinasjoner av disse. Nord Pool ASA er kraftbørs og håndterer spotmarkedet på kraft, d v s den ikke avtalefestede krafthandelen. Nord Pools funksjon er ellers forklart i underavsnitt 3.3.1.

² Systemansvar innebærer en samordning av nett- og produksjonsanlegg. Dette er gitt i retningslinjer fra NVE (3).

3.2 Kraftmarkedets organisering

Med organiseringen i kraftmarkedet menes her konkurranseforholdene, eierstrukturen og reguleringen av aktørene. I tillegg er inntjening et annet forhold som kommer i berøring med reguleringen. Det er viktig å forstå hvor de forskjellige aktørene tjener pengene og hva de gjør for å sikre inntjening i fremtiden.

En aktør kan enten være konkurranseutsatt eller ha monopol. I dag er som nevnt overføringsnett og distribusjonsnettene organisert som monopoler. Produksjon og salg av elektrisk kraft er derimot konkurranseutsatte sektorer, jfr figur 3.1. Det regnskapsmessige skillet mellom monopol- og konkurranseutsatt virksomhet er skarpt (9), men det er viktig å huske at de fleste netteiere i Norge i utgangspunktet driver en eller annen form for konkurranseutsatt virksomhet i tillegg til den monopolregulerte virksomheten. De fleste har kraftomsetning, og mange har en viss produksjonskapasitet (35).

Den overordnede eierstrukturen i kraftforsyningsbransjen er i dag som følger:

- *Overføringsnett (sentralnett)* er i hovedsak eiet av Statnett (ca 80 %)³. Dette er hoveddelen av kraftforsyningsnett og består av linjer og transformatorstasjoner med de høyeste spenningene⁴ som har betydning for en hel region, flere regioner eller hele landet. Statnett er et 100% statlig aksjeselskap med systemansvar. Statnett er med dette ansvarlig både for den operasjonelle driften og for at kapasiteten i nettet er tilstrekkelig og effektivt utnyttet.
- *Distribusjonsverkene (regional- og distribusjonsnett)* har som regel utspring fra de gamle lysverkene og er i dag stort sett kommunalt- eller fylkeseid. Det pågår en omfattende omstrukturering av eiersiden i distribusjonsverkene. Flere sammenslåinger i interkommunale og regionale virksomheter er igangsatt for å oppnå en kostnadsgevinst ved effektivisering av driften. Her er det sannsynlig med et større innslag av ikke-offentlig eierskap.
- *Produksjonsverkene* er i stor grad offentlig eid, med en offentlig andel av *produksjonskapasiteten* på 87 % (30% Statkraft og 57 % kommunalt/fylkeskommunalt/interkommunalt). De resterende 13 % tilhører private industriforetak, eksempelvis Norsk Hydro og Hafslund⁵ (4). Et kraftverk regnes som privat når offentlig eierandel går under 2/3. Konesjonslovgivningen setter i dag klare begrensninger på privat eierskap i produksjonsverkene i Norge. Når 2/3-grensen passerer, oppstår statens forkjøpsrett⁶ uansett om den private andel innehas av en eller flere eiere. Private konsesjoner rammes av

³ Det er ellers 40 ulike eiere som leier ut anlegg til sentralnett(4).

⁴ 420kV, 300kV eller 132 kV.

⁵ Norsk Hydro eier 2/3 av de private kraftverkene. Resten er hovedsakelig fordelt på Hafslund, Orkla, Norske Skog, Elkem og Arendals Fossekompagni (37).

⁶ Dersom Staten ikke benytter forkjøpsretten oppstår etter visse vilkår fylkeskommunal forkjøpsrett.

hjemfallsretten⁷.

- *Salgsorganisasjonene* opplever, som resten av kraftbransjen, sammenslåinger, oppkjøp og posisjonering med tanke på å hente ut en gevinst ved effektivisering og større kundemasser. Eierskap krysser også landegrensene. Både produksjonsverk og distribusjonsverk har salgsorganisasjoner som driver konkurranseutsatt drift.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er regulerende myndighet innen kraftforsyningen. Deres oppgave er å tilrettelegge for sunn konkurranse innenfor de konkurranseutsatte virksomhetene samtidig som de skal passe på monopolistenes adferd slik at de har en fornuftig samfunnsøkonomisk utvikling (monopolkontroll). NVE må gi konsesjon⁸ både for utnyttelse av vannressurser, fysiske konstruksjoner og handel, og får utarbeidet de direktivene man trenger. NVE er som utøvende myndighetsorgan underlagt Olje- og energidepartementet (OED).

Vertikalt integrerte verk eier både lokale distribusjonsnett og kraftproduksjon. Slike verk er nødt til å ha regnskapsmessig skille mellom monopolvirksomheten (distribusjonsverket) og salgs- og produksjonsvirksomheten. Denne regelen er til for å hindre forfordeling av egen konkurranseutsatt virksomhet. De sist tilgjengelige tallene viser at totalt 163 verk driver både med konkurranseutsatt virksomhet og nettvirksomhet (4).

Monopolistene Statnett og distribusjonsverkene/nettselskapene, er underlagt inntektsregulering fra NVE's side. Det vil si at NVE bestemmer hvert år hvor mye de får lov å tjene basert på tidligere års kostnader. Denne kostnadsbasen vil inkludere de utgifter det er "rimelig å forvente" at en konkret netteier vil møte. *Statlige pålegg* som faller utenfor en slik "rimelig forventning" vil bli kompensert for ved en økning i inntektsrammene. NVE legger samtidig et prosentvis fastsatt effektiviseringskrav på nettselskapene. Dette for å hindre sløsing med ressurser og ekstremt høy pris på nettleie. Inntektsrammene gir en avkastning⁹ på minimum 2% uavhengig av effektivitet og kan økes opp til en maksimal avkastning på 15% når effektiviseringen har nådd "optimalt" nivå.

Hvordan skjer så inntjeningen i markedet og hva påvirker denne? For produsentene er spotprisen stadig mer avgjørende i det også langsiktige kontrakter gjerne reguleres¹⁰ mot denne, selv om de i utgangspunktet er bilaterale¹¹. For nettselskapene er inntektsrammene avgjørende, og disse er det altså NVE som bestemmer. Dermed blir det avgjørende for nettselskapenes inntjening at de klarer å effektivisere driften. For produsentene er både det løpende prisnivået og effektiv drift viktig for å oppnå en god inntjening.

⁷ Hjemfall trer i utgangspunktet i kraft etter 60 år for anlegg som ikke var i privat eie før konsesjonslovgivningen kom.

⁸ Konstruksjon og drift av nettanlegg over 1kV krever konsesjon i henhold til Energiloven. Det samme gjelder alternative energiformer som gass og vindmøller. For gass kreves i tillegg utslippstillatelse fra Forurensingstilsynet. Utbygging av vannkraft krever konsesjon i henhold til vassdragsloven.

⁹ Nettselskapets avkastning beregnes som driftsresultatet sett i forhold til avkastningsgrunnlaget (9).

¹⁰ Dette benevnes gjerne som clearing og innebærer at en kontrakt blir oppgjort daglig i henhold til forskjellen mellom den rådende spotprisen og avtalt pris i den enkelte kontrakten. Praktisk gjøres dette ved at Nord Pool går inn som motpart ovenfor begge partene i et kontraktsforhold.

¹¹ En bilateral kontrakt er en (langsiktig) kontrakt mellom to aktører som avtales uavhengig av kraftbørsen.

3.3 Kraftmarkedets funksjon og kompleksitet

For å kunne danne seg et noenlunde helhetlig bilde av hvordan kraftmarkedet fungerer, og utvikler seg, er det viktig å være observant på en del momenter. Enkelte av disse blir spesielt viktige med utgangspunkt i det faktum at Norge har blitt en nettoimportør av kraft¹² og at forbruksøkningen er vedvarende. Momentene vil i varierende grad ha, eller kunne få, dimensjonerende innflytelse på handelen og handelsutviklingen.

3.3.1 Nord Pool ASA – kraftbørsen

Nord Pool ASA er en *felles nordisk* kraftbørs med hovedkvarter i Oslo og avdelingskontorer i Stockholm, Odense og Helsinki¹³. Denne har fått en stadig mer sentral posisjon i det norske og etter hvert nordiske kraftmarkedet etter dereguleringen i 1991. Børsen er eid med 50 % hver til Statnett og Svenska Kraftnät som har systemansvar i henholdsvis Norge og Sverige. Nord Pools markeder i Norge er *elspot*, *eltermin* og *elopsjon*¹⁴.

Den fysiske handelen med kraft mellom Norge, Sverige, Finland, Jylland og etter hvert Sjælland skjer over det timesoppløste elspotmarkedet som gjelder for levering av elektrisitet neste døgn. Dette betegnes også som døgnmarkedet. De ulike aktørene melder daglig inn til Nord Pool det kvantum en ønsker å kjøpe/selge gitt hva prisen blir. Ut i fra dette konstrueres tilbuds- og etterspørselskurver for hver enkelt time i døgnet. Den konkrete markedsprisen for kraft – d v s spotprisen – kan da identifiseres der disse to kurvene krysser hverandre. Flaskehals i overføringssystemet håndteres ved hjelp av prismekanismer som ikke vil bli spesifikt drøftet her. Generelt kan det likevel nevnes at fortjeneste og kostnader knyttet til flaskehals tilfaller eller dekkes av de enkelte lands systemansvarlige og er basert på variasjoner i områdepris på de to sidene av flaskehalsen¹⁵. Flaskehalsbehandling gir en nettoppfitt. Norge er delt i to prisområder knyttet til flaskehalsen ved Dovre¹⁶.

Eltermin og elopsjon er finansielle markeder som er knyttet til fremtidige kontrakter - d v s et kontraktsmarked. Dette skal gjøre det mulig henholdsvis å prissikre handel med kraftkontrakter og gi mulighet for risikostyring og budsjettering av fremtidige inntekter og kostnader.

Nord Pool hadde i 1999 en omsetning på 126 milliarder. Samme år gikk drøyt 25 % av omsetningen i det fysiske markedet, d v s på spot, og knapt 75 % av omsetningen bilateralt. Veksten i det fysiske markedet har da vært på ca 5 % årlig de siste årene. Det er lite trolig at det

¹² Ser man derimot på det norske *energi*"regnskapet" dannes et annet bilde. Norge produserer årlig 2400 TWh energi, hvorav ca 240 TWh går til forbruk i Norge. Elektrisitet bidrar med ca 120 TWh (32).

¹³ I Helsinki er Nord Pool representert av den finske elbørsen EL-EX.

¹⁴ Elbas er et "fjerde marked" knyttet til kraftbørsen. Dette er et kontinuerlig fysisk marked for balansejustering som kun er tilgjengelig for svenske og finske aktører.

¹⁵ Dersom kapasiteten over en definert flaskehals (eks over en landegrense) blir for liten, vil det oppstå to forskjellige områdepriser. Den fysiske kraftflyten går alltid fra lavprisområde til høyprisområde noe som gjør at det oppstår en "gevinst" i flaskehalsen som tilfaller systemoperatør. Hvilken av de to lands systemoperatører dette eventuelt er, blir bestemt av en fordelingsnøkkel som nå er til revidering. Inntektene overskrider kostnadene ved å håndtere flaskehalsen.

¹⁶ Delingen av Norge i prisområder fastsettes for fastsatte perioder, noe som innebærer at den nåværende delingen gjelder fra 1 mai 2000 til 1 oktober 2000. Mer spesifikt er den konkrete delingen ved 300 kV linjen Øvre Vinstra Vågåmo, samleskinnen ved Litjofossen og samleskinnen ved Åskara. Dette gir en deling i prisområdene nord for Dovre og sør for Dovre.

fysiske markedet vil kunne dekke mer enn 30 - 35 % av totalmarkedet i Norden fordi industrikraft sannsynligvis aldri vil gå over børsen. Industrien krever en langsiktighet som Nord Pool ikke kan tilby¹⁷.

Stadig mer av kontakten mellom Nord Pool og de ulike aktørene går elektronisk. Nå kommer 90% av produksjonsanmeldingene i elektronisk format, mens de resterende 10% kommer via faks.

3.3.2 Regulerkraftmarkedet - effektbalansen

Som nevnt innledningsvis i denne rapporten er kraftforsyning et just-in-time system. Dette innebærer at det til enhver tid må være balanse mellom innmating på, og uttak fra, kraftnettet. Det vil si at det må være *effektbalanse*, noe markedet i utgangspunktet skal håndtere via kjøp og salg i det fysiske markedet, som da utgjør *planfasen*.

Problemet er at elspotmarkedet fastsettes et døgn i forveien og slik ikke tar hensyn til de forskyvinger som automatisk vil komme i *driftsfasen* fordi det er umulig å forutsi fremtidig forbruk eksakt når eksterne forhold som vær og vind varierer. Dersom forbruket er større enn produksjonen må eksempelvis forbruket ned eller produksjonen opp slik at det blir likevekt i systemet. Ved ubalanse kan systemet i ytterste konsekvens bryte sammen – med ”svart nett” som resultat. Denne reguleringen er Statnett sitt ansvar som systemoperatør, men det innebærer samtidig at Statnett må ha de nødvendige virkemidlene for å gjennomføre de nødvendige reguleringene. Man må altså ha tilgang på produksjon eller forbruk som kan kobles til/fra nettet – d v s et regulerkraftmarked¹⁸. Statnett har mulighet til å koble brytere via fjernstyring (elektronisk kommunikasjon).

Regulerkraftmarkedet benyttes altså for å opprettholde riktig frekvens og balanse mellom produksjon og forbruk i Norge - det sikrer den momentane effektbalansen i systemet. Akkurat som elspotmarkedet er dette et fysisk marked, og dette er dermed de organiserte markedene systemansvarlig kan bruke som ledd i driftskoordineringen.

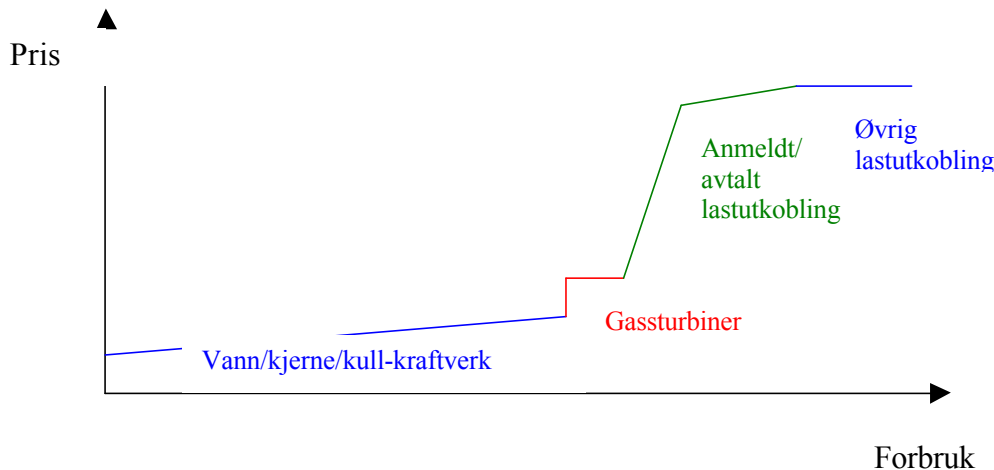
I regulerkraftmarkedet melder ulike produsenter inn til Statnett hvor mye kapasitet de har tilgjengelig til slike formål og til hvilken pris. Dette kalles gjerne RK1. I RK 2 markedet¹⁹ kobler Statnett ut forbruk etter bilaterale avtaler med store aktører, mens et eventuelt framtidig RK3 marked vil være knyttet til utkobling av vanlig sluttbruker (deg og meg). Et videre tiltak vil være generelle ikke-avtalte utkoblinger (tvangstiltak), men med økonomisk kompensasjon. I en rasjonerings situasjon faller sannsynligvis kompensasjonen bort.

¹⁷ Møte med Olav Aarøy, Nord Pool 4/5 - 00. Han anslår at rundt 20 - 30 % av den bilaterale handelen går via Nord Pool. Dette er meget vanskelig å tallfeste fordi det i mange tilfeller er den samme kraften som skifter eier et stort antall ganger. All fysisk handel går via Nord Pool. Industrien trenger kontrakter som har 12-15 års perspektiv for å kunne planlegge den økonomiske fremtiden.

¹⁸ Regulerkraftmarkedet skal håndtere svingninger over lengre perioder og kalles sekundærregulering. Primærreguleringen er en automatisk regulering som foretas av den enkelte generator i nettet for å kompensere for naturlige svingninger. Frekvensen i nettet skal ligge mellom 49,9 og 50,1 Hz.

¹⁹ Det har vært vanskelig å få oppslutning i betydelig grad om et RK 2 marked fordi Statnett ikke synes å ha tilstrekkelige virkemidler for å få industrien til å slutte opp om dette. Dette har bedret seg noe i og med at man har kunnet inngå avtaler med Norsk Hydro og Norske Skog.

Figur 3.2 viser hvordan forbruk kan reguleres i det *nordiske* markedet og i hvilken rekkefølge ulike virkemidler vil settes inn i *driftsfasen*. Det er viktig å huske at det er balansen i Norden som et felles integrert system, som blir stadig viktigere slik at elementer som ikke finnes i det norske systemet også kan benyttes i den grad det er tilstrekkelig overføringskapasitet.



Figur 3.2 Rekkefølge av tiltak ved effektknapphet i driftsfasen (7).

Den mest nærliggende måten å forbedre en eventuell effektknapphet i Norge på vil være å investere i mer effekt. Det innebærer økte investeringer på vannkraftsiden²⁰ eller en satsing på ny teknologi som vindkraft, gasskraft eller andre alternative kraftkilder. Dette er en omfattende diskusjon å komme inn på, men det kan i alle fall nevnes at det i liten grad synes å være utbyggingsprosjekter som er attraktive for potensielle utbyggere. Prisene på kraft i Norge er så lave at eksempelvis gasskraftverk (og vannkraft) i dag ikke lønner seg²¹. Dette henger også sammen med at det ikke finnes et marked der man får betalt eksplisitt for effekt, noe som ville favorisert vannkraftproduksjon.

Fra produsenthold hevdes det at så lenge prisen er så lav som den faktisk er i Norge er det ikke relevant å snakke om at man har problemer på grunn av effektmangel. Problemet blir i stedet at markedet gir for dårlig prissignal til forbrukeren i den forstand at eventuelle pristopper har kommet og til dels forsvunnet lenge før en sluttbruker fikk høre om det. Dette indikerer at

²⁰ Pr 1. januar 1999 er det norske vannkraftpotensialet beregnet til 179,7 TWh/år. Av dette er 35,3 TWh/år i vernede vassdrag, 113 TWh/år er midlere utbygd produksjonskapasitet, 0,5 TWh/år er under bygging og det er gitt konsesjon for ytterligere 1,4 TWh/år. Dette gir et resterende potensiale på ca 29 TWh/år som ikke er bygd ut eller vernet. De ulike gjenværende prosjektene er klassifisert i Stortingsmelding nr 60 (1991-92) Om Samlet Plan for vassdrag, der ulike kategorier angir ønsket utbyggingsrekkefølge når det er lagt vekt på en utbygging av de minst konfliktfylte og billigste vassdragene først. Dette gir en total på 15,1 TWh/år i kategori 1. Sammen med 2,2 TWh/år som er unntatt samlet plan utgjør dette de prosjektene som nå kan konsesjonsbehandles. Mange av disse prosjektene har høy økonomisk risiko og kapitalintensive investeringer (4).

²¹ Det er uttalt at man må ha pris på ca 20 øre/kWh for at gasskraftutbygging skal lønne seg. I dag ligger prisene på spotmarkedet nærmere halvparten av dette med en gjennomsnittlig pris i nærheten av 12 øre/kWh.

prissignalene fra markedet til bruker må styrkes slik at man får en styrket prisfølsomhet. Statnett har ikke lovhjemmel til tvangsmessig utkobling av forbruk (21). Når prognosene for vinteren 99/00 viste at det kunne oppstå situasjoner med effektknapphet fikk likevel Statnett midlertidig tillatelse fra myndighetene til dette. Norge kan få et effektunderskudd ved ekstrem kulde, men vil kunne levere effekt ved høylast i moderat kulde (7).

3.3.3 Internasjonalisering

Kraftbransjen opplever en stadig økende grad av internasjonalisering både av marked og eierinteresser. Dette er en naturlig konsekvens av dereguleringen som kom med Energiloven og er i dag et gjennomgående trekk som man finner igjen overalt i andre deler av norsk næringsliv. Foreløpig er det en begrensende faktor på dette området at store deler av kraftmarkedet i kontinental-Europa fortsatt ikke er deregulert, men dette er noe som vil komme i EU²².

Konsekvensen av internasjonaliseringen og dereguleringen av det norske markedet er at man i dag ser en del svenske eierinteresser i Norge. Norske eierinteresser i utlandet ligger hovedsakelig hos Statkraft. Konesjonslovgivningen sikrer offentlig forkjøpsrett for vannkraftressurser ved salg på over 33%, noe som selvsagt begrenser mulighetene utenlandske interesser har til å tilegne seg norsk produksjon.

Det faktum at Nord Pool eksisterer som en felles nordisk kraftbørs illustrerer godt de mulighetene som finnes for å kjøpe og selge kraft i utlandet og omvendt. Handelen med utlandet vil selvfølgelig avhenge av prisnivå landene i mellom og transportkostnader, men den dimensjonerende faktoren vil uansett være overføringskapasiteten i de utenlandsforbindelsene man har. I dag finnes i første rekke²³ forbindelser til Sverige og Danmark²⁴. Skagerrakkablene til Danmark er likestrøms HVDC²⁵ sjøkabler. Se ellers figur 3.3.

Overføringskapasiteten til Sverige er på 2500 MW og til Danmark 1000 MW. Med en innenlands installert effekt på snaut 28000 MW er det ingen tvil om at overføringsforbindelsene kan være viktige i en effektsituasjon. Fordi Sverige vil være verre stilt enn Norge i kritiske situasjoner er det mindre å hente der, men på kontinentet er situasjonen i så måte lysere. Der har man effektoverskudd, og det har vært planlagt 2 kabler til Tyskland (Viking Cable og EuroKabel) og 1 til Nederland (NorNed kabel). I tillegg arbeides det med å undersøke tekniske og økonomiske muligheter for en sjøkabelforbindelse mellom Norge og Storbritannia. Per i dag er det kun Viking-kabelen til Tyskland som følger den opprinnelige

²² Norden, Storbritannia, Nederland og Spania (Iberiske halvøy på sikt) har i dag kraftbørser, og en tysk kraftbørs er "like om hjørnet". Dette viser at dereguleringen går for fullt i tråd med de bestemmelser man har gjort i EU. Enkelte hevder at man vil ha gjennomført mye av dette innad i EU innen utgangen av året (8).

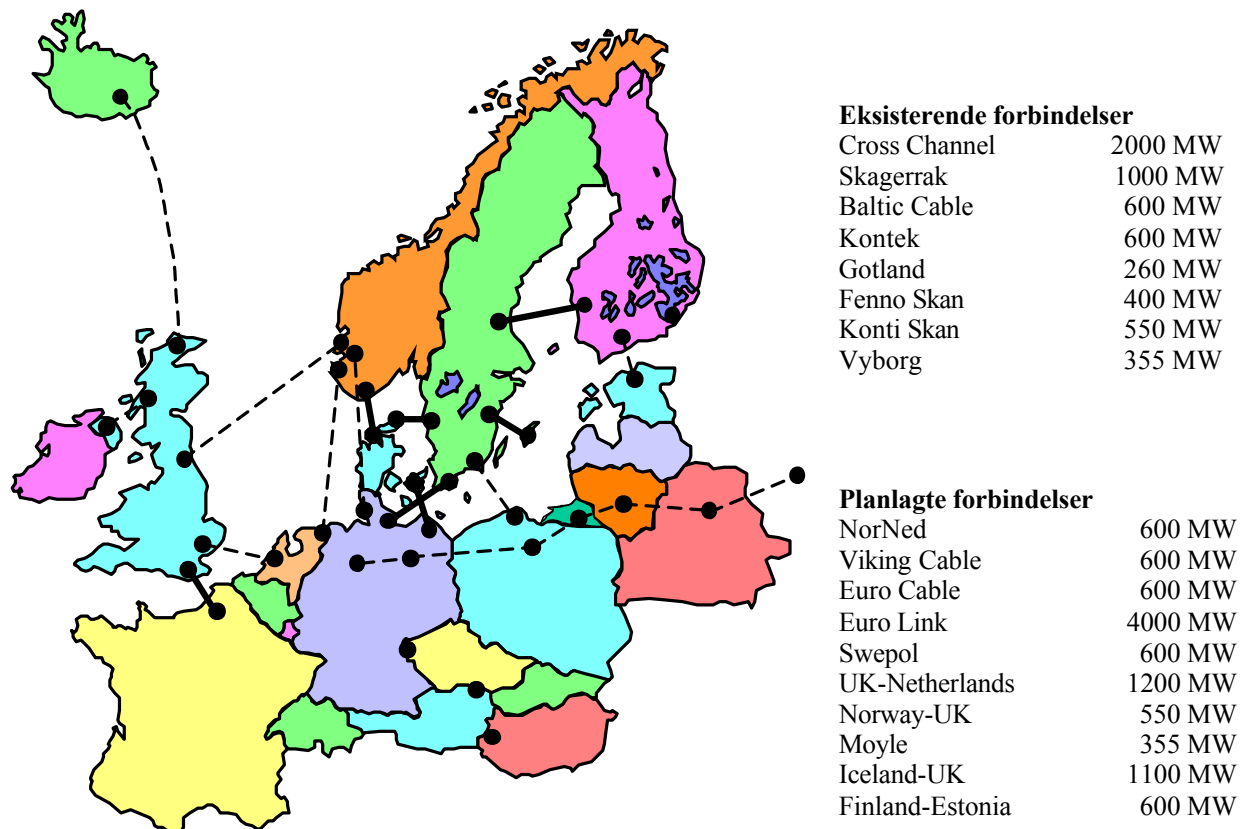
²³ Det er også en mindre overføringskapasitet til Finland og Russland (18). Her er det likevel viktig å huske at Finland vil ha godt utbygde forbindelser mot Russland og tilsvarende vil være tilfelle mellom Sverige og Finland. Dette gjør at også større mengder "russisk kraft" kan transporteres til Norge.

²⁴ Til Danmark går de tre Skagerrakkablene. Kapasiteten på Skagerrakkablene er bundet opp i langsiktige avtaler (25 års) mellom Statkraft og Elsam i Danmark og PreussenElektra i Tyskland. 600 MW er da bundet opp i den danske avtalen og 400 MW i den tyske. Den kapasiteten Elsam ikke har sagt de vil bruke innen klokka 11.30 døgnet før kan benyttes til børshandel dersom en del rammebetingelser er oppfylt. De 400 MW til Tyskland er ikke tilgjengelige for børshandel. Selv om det ligger en viss fastkraftleveranse sørover inne i disse avtalene har man da ledig kapasitet.

²⁵ High Voltage Direct Current. HVDC brukes gjerne til undersjøiske kabler fordi det gir mulighet for lange kraftoverføringer og økonomiske og tekniske fordeler ved slike overføringer (33).

planen. Alle disse kablene har en planlagt kapasitet på 600 MW hver.

Kablene til kontinentet skal i første rekke gjøre det mulig å utnytte de ulike egenskapene ved varmekraftsystemet i Europa og det norske vannkraftsystemet. Reguleringsevnen i vannkraftsystemet kan utnyttes for å møte forbrukstoppene²⁶ i det mindre fleksible varmekraftsystemet og man oppnår samspillsgevinster (18).



Figur 3.3 Eksisterende og planlagte kabelforbindelser i Europa (33).

Figur 3.3 viser eksisterende og planlagte kabelforbindelser i Europa. Her fremkommer det (potensielt) store antallet kabler mellom de skandinaviske landene og det øvrige europeiske transportsystemet. Som diskutert tidligere er det ikke gitt at alle kablene faktisk vil bli bygd i denne omgang, og figuren viser eksempelvis alle de mer eller mindre aktuelle kablene fra Norge til kontinentet²⁷. På sikt vil et tilsvarende bilde likevel være sannsynlig dersom dagens

²⁶ Ved å sende norsk vannkraft til kontinentet om dagen og varmekraft nord igjen om natten kan varmekraftverkene kjøres mest mulig jevnt. Dermed kan Statkraft som sannsynlig operatør selge dyr kraft om dagen og kjøpe billig om natten. Det blir antydnet kostnader på anslagsvis kr 1000,- og en igangsettelsestid på 5 minutter for et vannkraftverk opp mot kr 200 000,- og en igangsettelsestid på 4-6 timer for et termisk verk. Det koster anslagsvis kr 50 000,- å dra i gang et middels stort varmekraftverk (300 - 400 MW). Dette illustrerer godt både gevinstene som ligger i kontinuerlig drift av varmekraftverk og mulighetene for å regulere med vannkraft. Også kjernekraftverk vil ha lang igangsettelsestid.

²⁷ På den andre siden finnes eksempelvis Swepol-kabelen fra Sverige til Polen som er planlagt idriftsatt mai 2000.

utvikling vedvarer.

Eventuelle gasskraftverk i Norge er tungt regulerbare og vil bli liggende som en basis i bunnen av det norske produksjonssystemet, noe som indikerer at man vil produsere jevnt uten at det blir aktuelt med reguleringer. Dette reduserer, i alle fall i utgangspunktet, den mengden vannkraft som trengs på det norske markedet og kan gi incentiv til økt *eksport* for regulering i Europa. Skal dette mulige potensialet utnyttes trengs flere utenlandskabler. Det er da ikke vanskelig å se for seg at eksempelvis Statkraft, med eierinteresser både i vannkraft og eventuelt gasskraftverk, kan sette seg ned for å regne på dette. Så lenge det ikke finnes noe felles europeisk marked betinger dette foreløpig bilaterale avtaler.

Det er verdt å være klar over at import og eksport over landegrenser ikke nødvendigvis gir et perfekt marked. Uansett vil aktørene søke å maksimere egen fortjeneste, og det har eksempelvis vist seg at kablene til Danmark ikke alltid har vært utnyttet opp mot kapasiteten i situasjoner når prisforskjellene burde indikere dette. Dette har bakgrunn i avtalemessige forhold, som da har gjort det vanskelig å utnytte produksjonsressursene optimalt i driftsfasen (7). Her ligger også noe av grunnen til den usikkerheten man ser knyttet til de fremtidige kabelforbindelsene mot kontinentet. Bilaterale avtaler over landegrenser må konsesjonsbehandles. Innad i det nordiske systemet er Skagerrakforbindelsen egentlig den eneste grensekryssende bilaterale avtalen i dag, med unntak av de tre nevnte avtalene til kontinentet som også er tildelt konsesjon²⁸. For å oppnå målsettingen om lavest mulig pris til forbruker har de systemansvarlige presset hardt på for at nettopp de bilaterale avtalene over landegrenser skal bort²⁹. Når man samtidig ser problemene med Skagerrakforbindelsen, ønsker man gjerne at systemansvarlig får større innflytelse over fremtidige forbindelser.

3.3.4 Endringer i eierstrukturen

I kapittel 3.2 om kraftmarkedets organisering ble det kort nevnt at det foregår en omstrukturering på eiersiden i kraftbransjen. Dette gjelder både sammenslåinger og oppkjøp, og har i stor grad dominert den store mengden mediaoppslag som har vært om kraftbransjen den siste tiden. Det er generell enighet om at det i dag er for mange små enheter i Norge. 340 energiverk har omsetningskonsesjon, og disse fordeler seg mer eller mindre jevnt på kombinasjoner rundt de tre områdene produksjon, nett og omsetning. Eksempelvis driver 84 verk med alle disse områdene (4). For å gjøre driften mer effektiv og eventuelt møte konkurransen (posisjonere seg) i et fremtidig deregulert Europa, fokuseres det nå på større regionale enheter innenlands. 5 – 6 enheter³⁰ synes å være et populært tall i så måte, da med forbehold om at det sitter igjen enkelte lokale e-verk som verken er interessert i eller trenger å selge (15)(16). Hvem som skal bidra med kapital i forbindelse med de regionale

²⁸ Viking Cable, EuroKabel og NorNed Kabel. Et noe mindre kjent unntak er en avtale knyttet til forbindelsen mot Sverige over Eidskog som i dag ikke disponeres i sentralnettet.

²⁹ Etter hvert som dereguleringen har gjort seg gjeldene har gjerne en av partene i en grensekryssende bilateral avtale blitt sittende igjen med "svarteper" i den forstand at det nå ville vært langt billigere å hente den samme kraften i markedet.

³⁰ Regionene som identifiseres her er Nord-Norge, Midt-Norge, Vestlandet, Sørlandet (inkludert Rogaland), Oslo og øvrig Østland.

sammenslåingene får stå som et ubesvart spørsmål i denne omgang³¹.

I EU foregår det nå en hurtigere og mer brutal omstilling enn det som har vært tilfelle i Norge. Store aktører posisjonerer seg, og det snakkes om at man ender opp med kun 5 dominerende aktører i hele Europa. Spørsmålet der er heller hvem de 5 blir³² (8). Statkraft sine ambisjoner om å være en *europaisk* aktør (12) må da sies å være meget usikre. Hvordan dette eventuelt får innflytelse på norske forhold er vanskelig å forutsi. Konesjonslovgivningen "garanterer" som tidligere nevnt norske, offentlige, eierinteresser i norsk vannkraftproduksjon, men det er ikke tilstrekkelig til å dekke et fremtidig kraftbehov selv om man tar utgangspunkt i moderat forbruksvekst (18).

3.3.5 Bransjekonvergens

Bransjekonvergens er et uttrykk som i første rekke har kommet fram på nettsiden. Monopolreguleringen har satt inntektsrammer og knyttet krav til disse. Det er man i bransjen kun i varierende grad fornøyd med. Resultatet av monopolreguleringen er at spesielt de større aktørene har satt fokus på å utvide tjenestespekteret fra utelukkende krafttransport for på en slik måte å kunne posisjonere seg for økte inntekter. Viken og Vattenfall er eksempler på dette.

Det kan være hensiktsmessig å skille mellom to "ulike" typer bransjekonvergens:

1. "Samarbeid" med andre offentlige tjenester, som f.eks vann og avløp³³.
Her er i første rekke inntjeningspotensialet på synergieffekter knyttet til en effektivisering av administrative prosesser – eksempelvis felles regninger og eventuelt nedbemanninger som kan utnyttes. Dersom et kraftselskap (netteier) vil utnytte dette potensialet fullt ut er det et viktig å ha tilgang på personell med den riktige kompetansen. Ved å satse som entreprenører både på kraft og eksempelvis avløp kan man tilby en mer helhetlig tjeneste.
2. Utvidet utnyttelse av egen infrastruktur.
Her er det gjerne spesielt aktuelt å tilby tradisjonelle teletjenester³⁴ – da eventuelt i en utvidelse i samarbeid med teleoperatører³⁵. Dette gjøres i dag lettest ved å "spinne" fiberoptisk kabel rundt toppledningen, men dette er et område det forskes mye på og som

³¹ Statkraft har skissert et bilde der man selv har en betydelig eierandel (under 50%) i et fusjonert kraft-Norge oppdelt i 5 regioner. Statkraft ønsker da i første rekke eierskap i produksjonsselskapene (22). Samtidig finnes det svenske interessenter. Dette er uansett et område det er knyttet mye usikkerhet til i dag.

³² I et perspektiv med 5 europeiske aktører blir et aspekt som *markedsrett* meget interessant. Enkelte hevder at man har markedsrett dersom kontrollerer 30 % av et marked (8) - noe altså Statkraft eksempelvis har i Norge. Undersøkelser gjort i Sverige har også vist at Vattenfall har markedsrett der. Både Nord Pool og NVE viser klar interesse for aspekter knyttet til markedsrett og et sentralt spørsmål er *når* man har markedsrett. I Norge kan eksempelvis en aktør, som ikke trenger være spesielt stor, velge å spare magasinene sine om sommeren (d v s kjøpe den kraften som trengs) for så å posisjonere seg for en antatt kald vinter med høyere priser. Dette vil kunne gi markedsrett. Aspekter knyttet til markedsrett er også et av de viktigste elementene som må avklares for at man skal kunne utnytte fremtidige utenlandforbindelser til kontinentet optimalt.

³³ På kontinentet der spesielt gasskraft er blitt en viktig faktor er også koblinger mellom mer "tradisjonelle" strømprodusenter og olje- og gasselskaper aktuelt.

³⁴ Eksempelvis telefoni, dataoverføring og internett. Elnettet gir spesielt mulighet for økte overføringshastigheter. Dette kan gjennomføres fordi også telekommunikasjon er deregulert.

³⁵ Vattenfall tilbyr fasttelefoni i samarbeid med Telia i Sverige. Telefon og elektrisitet belastes da over samme regning.

kan endres i fremtiden. Målet for bransjen blir dermed å inkludere løsninger som faller utenfor monopolkontrollen og slik få en prisøkning på den tilbydde tjenesten som øker fortjenesten.

4 ENERGILOVEN OG MARKEDSREGULERING

Dette kapitlet gir en oversikt over lover og forskrifter som gjelder for myndighetenes mulighet til regulere prisen og å iverksette rasjonering av elektrisitet, inkludert hvordan disse virkemidlene blir brukt.

4.1 Energiloven og andre relevante lover

I 1948 ble det vedtatt en lov som ga hjemmel til å iverksette rasjonering når det var knapphet på elektrisk energi (23). Loven kunne i utgangspunktet iverksettes ved knapphet på elektrisitet, men den ble senere endret til å kunne iverksettes ved knapphet som skyldtes ekstraordinære forhold. Med ekstraordinære forhold menes alt fra tørrår til tekniske uhell som ledningsbrudd og svikt ved transformatoranlegg eller kraftstasjoner. Tilgangen på elektrisk kraft har den senere tid vært såvidt god at man har liten erfaring med hvordan loven virker i praksis.

1 januar 1991 trådte Energiloven av 1990 (1) i kraft. Denne omfatter både produksjon, overføring, distribusjon og handel av energi. Loven har som mål å få kraftprisene til å bli et resultat av forholdet mellom pris og etterspørsel, og ikke slik det frem til da var basert på politiske vurderinger. Det vil si en overgang fra et sentralstyrt til et konkurranseutsatt marked. En annen viktig hensikt med liberaliseringen av kraftmarkedet var at kraftselskapene i større grad skulle legge til grunn økonomiske kriterier ved vurderinger av fremtidige utbygginger. Siden forbrukerne etter 1990 fikk økt mulighet til å kjøpe kraften der den er billigst, gir dette en sterk motivasjon til produsentene om å legge større vekt på rasjonaliserings- og effektivitetstiltak, samt vurdering av lønnsomheten i de ulike prosjektene.

Liberaliseringen gjaldt imidlertid kun produksjon og omsetning av kraft. Nettjenester i forbindelse med overføring og fordeling av kraft skulle fortsatt være monopoltenester. Det ble likevel forutsatt at slike tjenester skulle være gjenstand for en monopolkontroll fra myndighetene for å sikre effektiv ressursutnyttelse og lavere priser for forbrukerne. Mange e-verk ble sittende både med konkurranseutsatt virksomhet og monopolvirksomhet. For å sikre mest mulig ryddige forhold er derfor konsesjonærene pålagt å skille de ulike forretningsområdene i selvstendige virksomhetsområder med separate budsjetter og regnskaper. Inntekter og kostnader må da henføres til det riktige virksomhetsområdet. Dette er gitt i Forskrift om kontroll av nettvirksomhet (9) som kom i 1999 og har hjemmel i Energiloven. I forbindelse med vedtaket av Energiloven i 1990 ble den gamle loven opphevet. Hjemmelen for å iverksette rasjonalisering er ivaretatt i den nye lovens § 3-3, 4. ledd;

”Departementet kan sette i verk rasjonering når ekstraordinære forhold tilsier det”

I forskriften til loven går det frem at Statnett SF kan, dersom det er nødvendig, innføre rasjonering på kort varsel for deretter å levere søknad til departementet. NVE skal overvåke

gjennomføringen og til enhver tid være informert om forholdene.

Pristiltaksloven (10) § 1 gir fullmakt til prisregulering når det er nødvendig for å fremme en samfunnsmessig forsvarlig prisutvikling. Konkurransetilsynet er gitt myndighet til å treffe vedtak etter pristiltaksloven § 1.

4.2 Hvorfor monopolkontroll?

Infrastruktur knyttet til nettjenester innen kraftforsyningen er etter Energiloven å anse som monopolvirksomhet. Dette har sammenheng med at det ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å åpne for konkurranse innen denne sektoren, hverken på overførings- eller på fordelingssiden. Det vil eksempelvis oftest være lite hensiktsmessig å bygge parallelle kraftveier både av økonomiske og miljømessige hensyn. Hensynet til miljøet er generelt en faktor som stadig tillegges større vekt. Ved å bruke monopolkontroll har det lokale fordelingsselskapet monopol på overføring til kundene i konsesjonsområdet samtidig som de, på grunn av inntektsrammene, blir hindret i å sette priser ovenfor kundene som ikke er samfunnsøkonomisk optimale. Hovedpoenget med dette er at det ikke skal være mulig å dytte unødvendige investeringsutgifter og andre kostnader over på kundene ved å endre overføringstariffene.

Nettinfrastruktur kjennetegnes ved å være et naturlig monopol. Det vil si at gjennomsnittskostnadene ved produksjonen av godet er fallende innenfor et naturlig produksjonsintervall. Kostnadene ved eldistribusjon vil i stor grad være faste kapitalkostnader som ikke varierer med overført kraftmengde, og en økning i overført kraftmengde reduserer dermed gjennomsnittskostnaden (kostnad/kWh).

Det finnes i det norske kraftmarkedet et stort antall aktører som eier og disponerer infrastruktur innen overførings- og fordelingsnett, der antallet særlig er stort innen fordelingsnett. Totalt dreier det seg i dag om over 217 større og mindre selskaper, derav 54 rene nettselskaper (4). De fleste av disse selskapene er offentlig eide kommersielle selskaper som alle er styrt ut fra målet om økonomisk avkastning for eierne. Målsettingen til eierne, som spenner fra stat via fylker og kommuner til i en viss grad private industriselskaper og utenlandske eierinteresser, vil dermed ofte kunne føre til beslutninger som ikke er forenlig med samfunnsøkonomiske hensyn. En eier av et naturlig monopol vil også ofte foreta disposisjoner som fører til høy egen avkastning, men likevel med lav effektivitet som fører til høy kostnad for brukerne.

Utviklingen i denne delen av markedet antas å gå mot et større privat mangfold på eiersiden. I en slik sammenheng er det behov for offentlig kontroll og regulering av denne typen naturlige monopoler, noe som også er en relativt komplisert oppgave som innebærer avveining mellom ulike mål og hensyn.

Utfordringen ved utøvelsen av monopolkontroll vil være å finne frem til en reguleringsmodell som ivaretar de overordnede samfunnsviktige mål og som samtidig ivaretar alle ulikhetene ved de enkelte monopolistene. Resultatet vil ofte være et kompromiss mellom de ulike interessene til monopolistene og de samfunnsøkonomiske målsettingene.

Et problem med regulering av naturlige monopoler er imidlertid hensynet til beredskap i forhold til usannsynlige hendelser og til effektivitet. I de følgende avsnittene føres det, etter en innledning som beskriver utviklingen innen monopolkontroll, en drøfting av dette forholdet.

4.3 Utviklingen innen monopolkontroll

I perioden frem til 1997 har NVEs regulering av nettvirksomhet vært basert på kostnadsdekning og en viss grad av avkastning. Siden 1993 har denne avkastningen vært omfattet med maksimumsgrenser. Likevel har det vist seg at monopolselskapene innen nettvirksomheten i perioden 1993 – 1997 har hatt en betydelig meravkastning som ikke uten videre kan tilskrives uforutsette inntektsøkninger.

Fra 1997 er det derfor innført en ny reguleringsform. Hovedprinsippene i denne er:

- Legge til rette for kostnadseffektiv drift og vedlikehold av nettet
- Legge til rette for effektive nettutbygginger
- Legge til rettet for at overføringstariffene fremmer en optimal utnyttelse av nettet

Dette innebærer en mer kompleks reguleringsmodell enn tidligere med individuell vurdering av det enkelte nettselskap, der faktorer som geografi og bosettingsmønster inngår i vurderingen. Effektivitet og derigjennom lavere kostnader for brukerne søkes oppnådd gjennom en kombinasjon av bruk av *incentiver* og *inntektsrammer* overfor den enkelte netteier. En viktig faktor her er at kostnadsreduksjon og effektivisering vil være nødvendig for at det enkelte selskap skal kunne øke sin egen avkastning. Det vil dermed bli vanskeligere for nettselskapene å la brukerne betale for økninger i egen avkastning.

4.4 Konsekvenser av monopolkontrollregimet for forbrukeren

Den direkte følgen av dagens monopolkontrollregime vil være *lavere kostnader for den enkelte forbruker*. Spørsmålet er imidlertid hvordan dette vil påvirke sårbarheten i kraftforsyningen, særlig med tanke på større utfordringer.

Med den valgte modellen med incentivregulering vil det være en viss mulighet for at den enkelte netteieren vil la en målsetting om kostnadsreduksjoner gå ut over nødvendig vedlikehold og reinvesteringer, fordi det i reguleringsmodellen ligger mulighet for økning i avkastning. Dette vil kunne gi som resultat *dårligere leveringskvalitet* til forbruker enn hva som er samfunnsøkonomisk fornuftig (36).

Siktemålet for en monopolist vil i økonomiske termer være å tilby et nivå på leveringssikkerheten som tilsvarer den marginale betalingsviljen for økt sikkerhet. Dette innebærer i utgangspunktet forbedret kvalitet så lenge inntektene av en kvalitetsøkning overskrider kostnadene knyttet til denne. Problemet er at økt avkastning for nettselskapene følger direkte av effektivisering, noe som oftest har vist seg synonymt med kostnadsreduksjon i

stedet for kvalitetsøkning. Monopolistene og regulerende myndighet vil uansett ha noe ulik preferanse for hva som er optimal kvalitet. Dette har utgangspunkt i at ulike brukere vil ha ulik betalingsvillighet. Den samfunnsøkonomisk optimale løsningen tar utgangspunkt i gjennomsnittlig betalingsvillighet for en kvalitetsendring, mens monopolisten ser på "sist solgte enhet" fordi det er denne som vil være utslagsgivende. Dette vil begrenses av inntektsrammene som vil sette en grense for hvor "mye" kvalitet man kan tilby, og derfor reduserer relevansen til slike betraktninger.

I dag regnes dårlig leveringskvalitet³⁶ å være et lite problem i norsk kraftforsyning, noe som blant annet vises i avbruddsrapporteringen fra energiverkene til NVE (36). Likevel vil en videre utvikling med dagens monopolkontrollregime, og allment større avhengighet av kraftforsyning i samfunnet, gjøre at dette kan bli et problem i fremtiden. En ser i dag generelt en lavere leveringssikkerhet i utkantstrøk enn i større byer der også ofte de tunge brukerne befinner seg³⁷. Finnmark kan kort kommenteres som ekstremt i denne retning. Fylket er værutsatt, har store avstander og liten befolkning. Å drifte nettet under slike rammevilkår er kostbart, noe leveringssikkerheten bærer preg av. Det andre ekstremtilfellet er "jernringen rundt Oslo"³⁸ der forbrukerne har svært sikre strømleveranser. En slik forskjell vil kunne forsterkes gjennom et monopolkontrollregime, noe som kan være uheldig i forhold til den økte avhengigheten av kraft man ser i samfunnet som helhet.

En annen virkning av det nye monopolkontrollregimet vil være *en reduksjon i antallet nettselskaper*. Dette er også drøftet kort i avsnitt 3.3. Med et samlet kundetall på 1,3 millioner forbrukerenheter fordelt på over 200 nettselskaper antas det å være et betydelig effektiviseringspotensiale ved å redusere antall nettselskaper³⁹. Tidligere struktur i kraftbransjen, der lokal kommunal og fylkeskommunal kontroll med kraftforsyningen og kostnadsdekning var sentrale faktorer, er årsaker til det høye antallet nettselskaper i dag. Det nye monopolkontrollregimet vil bidra til at uttak av stordriftsfordeler vil bli viktig for å øke avkastningen⁴⁰ til selskapene. En vil derfor som en følge av dette forvente at antallet nettselskaper reduseres i fremtiden, noe en allerede ser klare eksempler på i det sentrale Østlandsområdet gjennom sammenslåinger der bla Viken Energinett, Hafslund og Statnett er involvert (14) og på Vestlandet hos m a BKK (Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap). Fra Trøndelag og nordover har man i liten grad sett den samme mengden oppkjøp og sammenslåinger, men dette har begynt å endre seg ved at TEV (Trondheim EnergiVerk) nå vil

³⁶ Leveringskvalitet er et samlebegrep på produktet elektrisk energi og omfatter leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Leveringskvalitet omfatter igjen også en del ikke tekniske parametre som pris, personsikkerhet, miljø, genereringsform, substitusjonsmuligheter, informasjon.

³⁷ Kraftkrevende industri, som også er tunge kraftbrukere, befinner seg riktig nok ofte i utkantstrøk, men de er ofte knyttet direkte til et nærliggende kraftanlegg.

³⁸ I henhold til et spill avholdt ved FFI og pågående arbeid.

³⁹ For å illustrere muligheten for effektivisering kan det nevnes at de norske nettselskapene gjennomsnittlig har 5,6 ansatte per 1000 kunder mot et tilsvarende snitt i Sverige og Finland på 2,5. Vattenfall som satser på nettvirksomhet i Norge har 1,5, men skal ned i 1. Selv om enkelte forskjeller kan forklares ut i fra demografi og l er det ikke til å komme forbi at dette i så fall vil gi Vattenfall lønnskostnader på 20 % av det norske gjennomsnittet med det konkurransefortrinnet det innebærer (13).

⁴⁰ Ved oppkjøp og sammenslåinger legges summen av inntektsrammene for de nettselskapene som er involvert til grunn for beregning av ny inntektsramme. Oppkjøp eller sammenslåing skal ikke medføre at den samlede inntektsrammen øker. Nytt beregningsgrunnlag for inntektsrammene til nettselskapene fastsettes tidligst hvert 5. år (9).

selge 33% av virksomheten. Som tidligere nevnt antydes det at man kan komme så lavt som 5-6 regionale nettenheter i Norge. I hvilken grad dette blir tilfelle gjenstår å se. Hvor store summer kraftoppkjøp på nettsiden utgjorde i 1999 er vanskelig å beregne fordi mange selskaper, som TEV, fortrinnsvis selger deler av *totalvirksomheten*, dvs ikke bare nettet. Kraftoppkjøp generelt utgjorde imidlertid 23,5 milliarder kroner i 1999 og det er gjort anslag som viser at verdier for ytterligere 50-100 milliarder er i bevegelse (15).

4.5 Mulige virkninger for sårbarheten i kraftforsyningen

I de siste 10 årene har investeringene i energianlegg blitt redusert vesentlig samtidig som forbruket har fortsatt å vokse. Det har gitt en høyere utnyttelse enn tidligere, særlig av overføringsnettet, og en utvikling mot mer import av elektrisitet. Disse forholdene gjør at større oppmerksomhet må rettes mot sikkerheten i energiforsyningen (37).

Myndighetene søker med bruk av monopolkontroll å oppnå mest mulig samfunnsøkonomisk forvaltning av nettressursene. Spørsmålet er i denne sammenheng imidlertid hvorvidt disse hensyn også innbefatter ønske om beredskap mot sjeldne og omfattende ytre påkjenninger mot samfunnet og kraftnettet. Det er derfor først nødvendig å se på to begreper som benyttes i denne sammenhengen; *leveringssikkerhet* og *samfunnsøkonomisk lønnsomhet*.

Leveringssikkerhet er en parameter som ofte benyttes som mål for hvor stor andel av en gitt tid en bruker har tilgang på en tjeneste. Denne vil normalt være avhengig av faktorer som komponent- og systempålitelighet, menneskelige feilhandlinger og ytre påkjenninger som uhell, ulykker og naturhendelser. Felles for alle disse faktorene er at de er repeterbare og vil dermed opptre med en gitt sannsynlighet til et vilkårlig tidspunkt. Denne sannsynligheten vil kunne være relativt høy over et lengere tidsintervall. Over et kort tidsintervall vil slike hendelser derimot oppstå med en svært lav sannsynlighet. Under en større naturkatastrofe som rammer store deler av samfunnet eller en kortvarig krig, som begge kan sies å være kortvarige hendelser blir denne situasjonen nyansert. I slike sammenhenger vil det være svært sannsynlig at hendelser som oppstår, med eller uten menneskers vilje, også rammer kraftforsyningen. Svikt i større eller mindre områder vil være konsekvensen. Denne typen hendelser, som kan være materialisert gjennom omfattende våpenbruk, kan få store konsekvenser for kraftsystemet og for anvendelsen av dette. Denne typen trussel mot kraftsystemet favnes ikke av begrepet *leveringssikkerhet*. *Et mål om høy leveringssikkerhet impliserer dermed ikke at systemet også er motstandsdyktig mot ytre påkjenninger som nevnt ovenfor. I denne sammenhengen er det derfor nødvendig å benytte begrepet robusthet som er en funksjon av leveringssikkerhet og et systems evne til å motstå ytre ekstreme påkjenninger.* *Leveringssikkerhet* som definert her vil imidlertid være faktoren med minst betydning når samfunnet er stilt overfor større utfordringer som drøftet ovenfor.

Sammenhengen mellom leveringskvalitet, som diskutert i forrige delkapittel, og robusthet synes derfor vanskelig å forutsi fordi dette ikke er forhold som kan sies å direkte høre sammen. Leveringskvaliteten vil være avhengig av et forhold som nettopp leveringssikkerhet, men da også eksempelvis spennings- og frekvensvariasjon. Dette er selvsagt forhold som kan sies å ha betydning for robustheten, men som ikke nødvendigvis har det. Eksempler på dette kan være

"fiffige" elektroniske løsninger som bedrer leveringskvaliteten, men kan antas å bidra med lite robusthet.

I begrepet *samfunnsøkonomisk lønnsomhet* ligger den nytte, i form av en kostnad i monetære verdier, som hele samfunnet har av en felles ressurs. I den vanlige bruken av begrepet synes det å ligge en forutsetning om at det ikke tas med svært sjeldne og "usannsynlige" situasjoner med større alvorlige påkjenninger mot samfunnet og kraftsystemet. Ut fra "tro" kan det antagelig argumenteres med at *kostnaden* med å medregne slike påkjenninger vil kunne være så høye at det ikke rettfærdiggjør den *utgiften* samfunnet vil ha ved beskyttelsen som må anskaffes. I den videre drøftingen forutsettes det imidlertid at det i fremtiden også bør regnes med denne type påkjenninger.

Et hovedproblem med enhver form for incentivbasert regulering av naturlige monopoler er knyttet til *nyinvesteringer* (36). Økte kapitalkostnader er en direkte følge av investeringen, men også eksempelvis på drift- og vedlikeholdssiden vil kostnadene kunne øke. Det overordnede kravet fra regulator er at en investering skal være samfunnsøkonomisk lønnsom. Før beslutning blir tatt vil en netteier vurdere kost-nytte ved en eventuell investering. I en slik vurdering vil det også ligge usikkerhet om fremtidig utvikling som for eksempel forbruksutvikling innen et gitt område. Dersom netteier var garantert full kostnadsdekning ville man lettere sette igang en utbygging enn om man også må ta med risiko i forhold til egen avkastning i vurderingen. Gjennom at det ikke lenger eksisterer en direkte kostnadsdekning vil en sikre at usikre prosjekter, som derfor ikke vurderes å være samfunnsøkonomiske, ikke blir bygget ut. NVEs oppgave som regulator er å sørge for at kun samfunnsøkonomiske investeringer realiseres og at det oppnås en bedre utnyttelse av eksisterende nett. Beredskap vil falle utenfor denne debatten og følgelig vil ikke robusthet bli integrert i den videre utviklingen uten videre. Det må derfor settes et ekstra fokus på sårbarhet i dette perspektivet.

For å sikre at investeringer blir gjort selv om de ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme møter den enkelte nettvirksomhet *krav om leveringsplikt* fra NVE. Dette skal, eller rettere skulle i utgangspunktet, sikre at netteier gjør investeringer som ikke gir økning i inntektsrammen rett og slett fordi han har leveringsplikt (19). Dette synes ikke å ha vært tilstrekkelig for å få gjennomført de investeringer som kunne vært forventet eksempelvis ut i fra levetidsbetraktninger for komponenter i kraftnettet. For å bøte på dette er det viktigste incentivet innføringen av en KILE-ordning. Forkortelsen KILE står for Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke Levert Energi⁴¹ og baserer seg på at netteier vil kunne få redusert inntekten sin for den tiden en kunde ikke får tilgang på elektrisitet. Dette er noe som har vært "på trappene" en god stund⁴² nå, og dersom det forslaget som nå ligger inne blir godkjent, er regelverket foreslått iverksatt fra 2001 (11)⁴³. KILE tar utgangspunkt i beregninger av *leveringspålidelighet*. Utviklingen i leveringspålidelighet vil bli målt i forhold til et forventet nivå fastsatt av NVE. Ved fastsettelsen av dette nivået tar man hensyn til alle nettselskapers historiske avbruddsdata, det enkelte selskaps rammevilkår i form av klima m m og

⁴¹ Tidligere var KILE ensbetydende med kompensasjon for ikke levert energi. Dette navnet er endret for å understreke at det ikke er erstatninger det dreier seg om.

⁴² Første høringsutkast kom høsten 97 - kort tid etter inntektsrammereguleringen.

⁴³ Regelverket vil da inngå som en del av forskrift om kontroll av nettvirksomhet (9).

avbruddssatser⁴⁴ som skal gjenspeile sluttbrukernes gjennomsnittlige avbruddskostnader. Nettselskapet vil i henhold til dette få økt sin tillatte inntekt med et beløp som er lik reduksjonen i sluttbrukernes avbruddskostnader dersom leveringspåliteligheten øker og omvendt. Dermed vil kunden tilsvarende få høyere eller lavere overføringstariff avhengig om leveringspåliteligheten går opp eller ned.

At KILE kan bidra positivt for leveringspåliteligheten er nok sannsynlig. Et eksempel på dette er at Hafslund, som trodde ordningen ville komme tidligere, oppjusterte sitt nett for slik å posisjonere seg for økte inntekter. Som tidligere nevnt blir heller spørsmålet hvorvidt de tiltakene som gjennomføres har noen konkret relasjon til robusthet. Mer ekstreme situasjoner knyttet til force majeure er et forhold som faller utenfor KILE⁴⁵.

5 KRAFTMARKEDETS INNVIRKNING PÅ SÅRBARHETEN I INFRASTRUKTUREN

For å gi en mest mulig helhetlig gjennomgang av den sårbarheten som kan relateres til kraftmarkedet vil dette kapittelet først beskrive kort den strukturelle sårbarheten som kan sees i de ulike delene av kraftforsyningsbransjen i dag. Videre fokus vil bli forhold direkte relatert til kraftmarkedet og med betydning for sårbarheten. Sårbarheten blir ikke relatert til ulike typer trusler, som eksempelvis typer anslag og naturhendelser.

5.1 Strukturell sårbarhet i dag

Figur 5.1 viser en enkel fremstilling av kraftforsyningen. Ut fra denne forenklede fremstillingen skal sårbarheten i kraftforsyningen beskrives kort. Dette tar utgangspunkt i hvordan sårbarheten kan vurderes i dag for de ulike delene av systemet og hvilken utvikling over tid som eventuelt kan sies å ligge til grunn for dette.



Figur 5.1. Kraftforsyningssystemet

Produksjonssiden er kritisk, både med tanke på dammer og kraftstasjoner, men det kreves enormt mye slagkraft og samtidighet i et større antall anslag for at virkningen skal bli dramatisk for en region eller landet som helhet. Dette er selvsagt avhengig av hvilken størrelse man tillegger en region og om fokus utelukkende settes på kraftforsyningsmessige konsekvenser. En dambrist oppe i et dalføre vil selvsagt kunne medføre store problemer for mange, men vil i liten grad kunne sies å være kritisk for systemet som helhet.

⁴⁴ Det foreslås en avbruddssats på kr 4,- per kWh ikke levert energi for husholdninger, fritidsboliger og jordbruk både ved varslede og ikke-varslede avbrudd. For øvrige sluttbrukere foreslås kr 50,- per kWh ikke levert energi ved ikke varslede avbrudd og kr 35,- per kWh ved varslede(11).

⁴⁵ Møte med T Langset, H O Ween og H E Grammeltvedt, NVE 10 mars 2000.

Overføringsdelen, som knytter de mange produksjonsstedene til de enda flere distribusjonsnettene i landet, er den mest sårbare infrastrukturen. Dette fordi den lett kan rammes og det da potensielt vil influere store områder. Mer spesifikt vil overføringsdelen i denne sammenheng være sentral- og regionalnett som forsyner store områder. Sikkerhetsnivået har tradisjonelt vært basert på en n-1 kriteriet, det vil si at man skal kunne overføre strøm selv om én overføringslinje faller ut. I dag eksisterer det eksempelvis 3 store overføringslinjer mellom de mange produksjonsstedene på Vestlandet og de enda flere distribusjonsnettene og forbrukerne på Østlandet. Med minimal slagkraft i anslagene og en viss samtidighet vil man kunne sprengre grensene for hva n-1 nivået tåler, og et stort kraftunderskudd på Østlandet vil kunne fører til at nettet blir svart. Et like stort kraftoverskudd på Vestlandet kan ha de samme konsekvensene for den regionen. Gjenoppbygging av et svartlagt overskuddsområde er likevel forholdsvis enkelt og vil derfor ikke på samme måte være kritisk⁴⁶.

Fra NVE sin side har man nå valgt å lette noe på n-1 kravet til fordel for mer sannsynlighetsbaserte (probabilistiske) kriterier. Dette innebærer at sikkerheten settes ut ifra sannsynligheten for at den enkelte komponent svikter, gitt ulike rammevilkår, og samtidig hvilke kostnader som er forbundet med dette. En slik vurdering vil naturligvis stadig kunne føre til at man krever n-1, men dette vil ikke være noen allmenngyldig regel. N-1 etter omkobling er i en slik sammenheng et mye brukt begrep. Dette innebærer da en viss lemping på det generelle kravet fordi det vil være lite hensiktsmessig å pålegge et selskap en slik kostnad all den tid man har et alternativ som innebærer svært lite nedetid. Det er i slike tilfeller lett å se for seg at dette vil gå på bekostning av robustheten i nettet.

De aller fleste distribusjonsnettene er utbygd med god maskestruktur, og en kan enkelt innenfor et område rute om forsyningene. Et problem innenfor distribusjon er radialer som går til utkantene. Disse er alltid sårbare i den grad det oppstår feil på dem. Her gjelder ikke n-1 kriteriet.

Kraftforsyningen er et system som krever enorme informasjonsmengder for å drifte. En slik mengde informasjon kan ikke behandles og overføres uten effektive informasjonssystemer med god kapasitet. Informasjons- og kommunikasjonssystemer er derfor en viktig bit av kraftforsyningen og får også implikasjoner for en sårbarhetsvurdering i markedssammenheng fordi bruk av informasjons- og kommunikasjonssystemer etter hvert gjør det mulig å rasjonalisere bort arbeidskraft. Det er i dag tendenser til at kommersialiserte, standardiserte og åpne løsninger tas i bruk i økende grad. Behovet for kontakt mellom markedet og driften krever denne åpenheten, men et åpent system vil også være utsatt for integritetsbrudd (hacking, cracking o l) (25)(26).

Tidligere var kraftproduksjonen nært knyttet til det området den var ment å forsyne, noe som sammen med generell demografi også er en medvirkende årsak til det stort antallet nettselskaper i Norge. I dagens nett, der produksjonskapasiteten i store deler av landet er knyttet sammen i et felles nett med en viss grad av maskestruktur, er en også blitt mer avhengig av at de enkelte nettoperatører samarbeider i sammenheng med planlegging og drift. Dette er

⁴⁶ Samtale med Kjell Sand, Statnett.

spesielt viktig i forhold til Statnetts virksomhet og deres overordnede systemansvar. Det store antallet nettselskaper i dette felles nettet, der også en del har eierskap og koblingsledelse på anleggene i sentralnettet, er viktig årsak til viktigheten av dette. Ved større driftsforstyrrelser vil informasjonsbehovet mellom aktørene kunne være formidabelt og vil derfor i seg selv også utgjøre en kritisk faktor dersom systemene for informasjonsformidling er sårbare. Mindre aktører vil også kunne ha lavere tilgjengelighet (kvalitet) enn de store.

Marked og drift har i mange sammenhenger behov for samme data. Dette kan gjerne spesielt relateres til Nord Pool og de enorme informasjonsmengdene som skal inn til børssystemet knyttet til den enkelte fastsettingen av elspotprisen. En gang i døgnet fastsettes da markedsprisen for hver enkelt av de påfølgende 24 timer. Da blir det viktig hvordan man bygger sikkerhet inn i informasjonssystemene og samtidig lager systemer som er effektive og bruker minst mulig ressurser. For den enkelte bedrift vil informasjonen som sendes til Nord Pool samtidig kunne regnes som meget sensitiv, noe som stiller ekstra krav til børsen sine informasjonssystemer.

5.2 Utbygginger i tiden fremover

Det er en del planforutsetninger og utviklingstrekk i tiden fremover som vil måtte sies å kunne ha innflytelse på sårbarheten. De viktigste planforutsetninger fremover er gjerne følgende:

- Nye likestrømskabler til kontinentet
- Forsterkninger av eksisterende nett
- Nye produksjonsprosjekter i Midt-Norge

Nye kabler til kontinentet vil kunne bidra til at man i større grad får mulighet til å håndtere fremtidige effekt- og energitopper. Dersom det ikke bygges ny produksjon vil det sannsynligvis uansett være en forutsetning for å møte den forbruksutvikling som skisseres i dag (18). Som nevnt i kapittel 3 er utviklingen på dette området i dag uklar. I den grad man gjør seg avhengig av slik infrastruktur vil den være sårbar uavhengig om den går under vann. Her vil man av rene kostnadshensyn ikke kunne tilfredsstillte kriterier som n-1, og ved brudd vil man ganske enkelt ta bort effekt, tilsvarende overføringskapasiteten i kabelen, fra det norske nettet. Med overføringskapasitet rundt 600 MW som antydes i dag for en enkelt kabel er dette sannsynligvis for lite til å skape noe omfattende problem⁴⁷.

Forsterkninger av eksisterende nett er noe som kontinuerlig vurderes for å bedre kapasiteten i flaskehalsen og stå bedre rustet til å møte forbruksøkninger. Forbruksøkning kan gjøre at de enkelte snittene ikke har høy nok kapasitet. Dersom et snitt stadig utnyttes maksimalt vil det få redusert levetid, og slik være mer utsatt for svikt. For robustheten til nettet som helhet er nye linjer viktigere. Statnett utreder nå muligheten for en ny kraftledning mellom Trøndelag og Østlandet. Ellers fremkommer mulige utbedringer i Kraftsystemplan for sentralnettet (28).

⁴⁷ Å gi noe entydig svar på dette er vanskelig fordi det i stor grad vil være avhengig av kraftnettet i det aktuelle området.

Forsterkninger skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme i henhold til monopolkontrollen.

I utgangspunktet vil det være mulig å trekke sammenligninger mellom utenlandskabler og nye produksjonsprosjekter all den tid begge deler representerer ny effekt på det norske nettet.

Ny produksjonskapasitet antas gjerne å bety gasskraftverk og det er derfor dette som vil settes fokus på her⁴⁸. Gasskraftverkutbygginger ligger ennå "i det blå" med dagens prisnivå og stor politisk motstand mot utbygging p g a Kyoto-avtalen som setter rammer for CO₂-utslipp. Eventuelle gasskraftverk i Norge vil bidra med grunnlast i systemet fordi de har dårligere reguleringsmuligheter enn vannkraft og forutsetter høye faste kostnader. Hvor vidt en utbygging i så fall resulterer i bedre reguleringsmulighet fordi mer vannkraft kan være tilgjengelig er vel mer tvilsomt. Det finnes mange usikkerhetsmomenter i dette. Med dagens innmatingstariffer av effekt vil en produsent ikke være interessert i å beholde effektreserve, og en eventuell frakobling i påvente av høyere forbruk vil da faktisk kunne forverre situasjonen i et kortsiktig perspektiv. Med økt kapasitet mot kontinentet ønsker dessuten norske produsenter å bruke vannkraft for å ta unna reguleringsbehov på kontinentet for slik å oppnå høyere priser⁴⁹. Dette vil kunne redusere muligheten Statnett har til å regulere det norske systemet. Dersom en bilateral avtale er inngått over en flaskehals har de systemansvarlige i Norden bestemt at denne skal overholdes, selv om den reduserer muligheten man selv har for å regulere (7). I hvilken grad dette faktisk *er* konsekvensen er noe mer uklart. Ved å sette elspotgrenser vil man ha mulighet til å importere selv om det ligger en fast eksportforpliktelse på en overføringsforbindelse. Slik vil en eventuell bilateral avtale gå utover mulighetene for overføring i elspot og ikke nødvendigvis reguleringsmulighetene. Uansett vil de systemansvarlige kunne kjøpe kraft tilbake dersom det er behov for det⁵⁰.

Bransjekonvergens er som nevnt i kapittel 3 et hett tema blant nettselskapene i dag. Dette kommer som en naturlig konsekvens av det inntjeningspotensialet som følger av å tilby nye tjenester. Dette kan slå ut både positivt og negativt. Dersom en bedrift kan utnytte infrastrukturen sin på nye måter, og dermed tjener mer penger, vil dette gi både mulighet og incentiv til spesielt reinvesteringer i infrastrukturen. Å holde tjenesten operativ blir imidlertid ennå mer prekært. På den annen side fjerner man seg fra kraftforsyning som kjerneområde og dette vil mellom annet kunne ha innvirkning på kompetansen til personellet. Økt belastning på infrastrukturen som følge av komplementære tjenester synes lite relevant. Totalt sett bør de positive effektene være størst.

5.3 Bransjens holdning til sårbarhet

Aktører i kraftbransjen er bevisst sin samfunnsoppgave og at de må kunne ha høy leveringssikkerhet. Mange, spesielt i områder utsatt for vær og vind, er bevisst

⁴⁸ I tillegg kommer alternative energiformer som vind- bølge- og solkraft, men potensialet på dette området synes noe uklart.

⁴⁹ Dette vil da i første rekke gjelde de aktørene som faktisk har denne muligheten. I dag er dette kun Statkraft som operatør av Skagerrakkablene. Ellers tilfaller jo eventuelle inntekter knyttet til ulike prisområder (d v s flaskehalser) systemansvarlig. I et felles nordisk system vil det uansett være begrenset hva man disponerer selv av egen reguleringskapasitet.

⁵⁰ Samtale med Kjell Sand, Statnett.

kraftforsyningens sårbarhet, og får erfare det smertelig årlig.

Det kan likevel sees en utvikling i retning av at økonomisk tenkning i stadig større grad erstatter den tradisjonelle tenkningen i bransjen, der beredskap var et viktig stikkord. Med andre ord ser vi en trend i retning av to kulturer – en beredskaps- og teknologisk kultur som er i tilbakegang og en økonomisk kultur som er i vekst. Dette er ellers beskrevet i kapittel 2 der det nevnes at økonomien kommer inn i det som tidligere var ingeniørens bransje. Denne utviklingen har vært en naturlig følge av dereguleringen av markedet. På sikt kan dette likevel påvirke de disposisjoner selskapene gjør som har påvirkning på sårbarheten, og det er derfor et viktig trekk å være klar over.

5.4 Konsekvenser av dagens organisering og struktur for fremtidens sårbarhet

For å øke avkastningen (inntektsrammene) må nettselskapene effektivisere. Dette vil i stor grad finne sted på driftssiden fordi man ser et effektiviseringspotensiale på dette området.

Potensialet realiseres enten ved økt bruk av informasjonssystemer eller med nedskjæringer.

Erfaringen så langt er at begge deler er tilfelle og den andre vil uansett ofte være en konsekvens av den første. Ny teknologi gjør det mulig å effektivisere ved å øke overføringskapasiteten i de deler av nettet der overføringskapasiteten er begrenset⁵¹ (33).

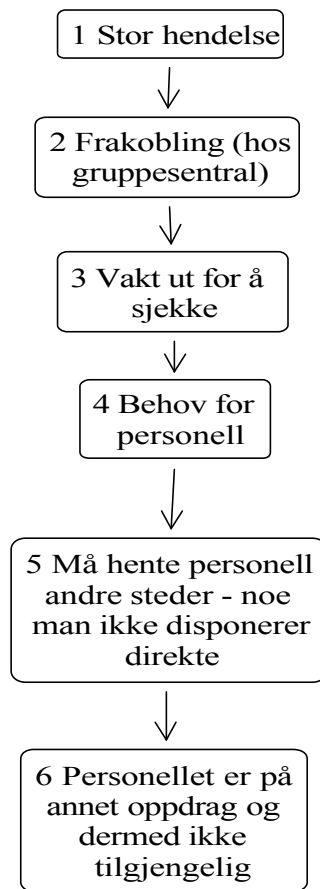
Fra økonomisk hold blir det viktig å minimere operativt personell, spesielt i nettavdelingen som vil være skilt fra øvrige deler av driften, fordi dette er kostnader som kommer inn under inntektsrammene. For selskapene betyr reduserte kostnader det samme som effektivisering, noe som igjen virker positivt inn på inntektsrammene, og dermed gir mulighet for økt avkastning. Her er det naturlig nok bedriftsøkonomisk tankegang som teller. Videre kan dette manifestere seg ved at kraftselskapene satser på egen entreprenørvirksomhet som en uavhengig avdeling⁵². For å maksimere muligheten til effektivisering på nettsiden utvider man derfor i entreprenøravdelingen og kutter maksimalt på driftssiden i nettavdelingen. Dette innebærer i første omgang en forflytning av personell mellom 2 adskilte selskaper for at så nettselskapet må kjøpe en tjeneste tilbake fra entreprenørselskapet. I utgangspunktet synes dette å være vel og bra, men det medfører samtidig at vedlikeholdspersonell er mindre tilgjengelig og ikke har noen eksplisitt tilknytning til den konkrete nettdriften⁵³. Personellet distanseres både faglig og geografisk fra de aktuelle, ofte stedsspesifikke, problemstillingene. Lokal tilhørighet påpekes som en spisskompetanse som ikke må undervurderes. Kuttene på nettsiden vil være større enn den relaterte økningen i entreprenørvirksomheten.

⁵¹ Flexible AC Transmission System (FACTS) er halvlederbasert teknologi som gjør det mulig kontrollere effektflyt bedre og styre parametre som spenningstap, nettimpedans og faseforskjeller.

⁵² Dette kan man se hos de store kraftselskapene og hos kommunale/fylkeskommunale eiere.

⁵³ Et eksempel på dette finner man hos Hafslund. Her har man etablert entreprenørvirksomheten som Hafslund Alfa med deler av det personellet man tidligere fant i nettavdelingen. Organisatorisk plasseres da entreprenørvirksomheten i konsernet mellom morselskapet og de ulike AS-ene (deriblant nett). Denne avdelingen betjener da hele Hafslund noe som i utgangspunktet gjør personellet mindre tilgjengelig i en akutt situasjon enn tilfelle var tidligere. Samtidig risikerer man at personellet er sendt på oppdrag via samarbeidsavtale med Siemens og slik sett ikke nødvendigvis engang er i verken regionen eller landet.

Man kan se for seg at følgende hendelsesforløp oppstår ved en situasjon i nettet:



Figur 5.2 Mulig hendelsesforløp ved svikt i regional- eller distribusjonsnett.

Figur 5.2 viser at usikkerheten i tidsaspektet kan være stor samtidig som man har gjort seg avhengig av egen gruppesentral (driftssentral) og en eksterntjeneste. Ett konkret eksempel på konsekvenser på personellsiden er at en reduserer på kostnader ved å gå over fra beredskapsvakt til påkallingsvakt⁵⁴, noe som kan medføre at det vil kunne være vanskeligere å få tak i tilgjengelig driftspersonell i en kritisk situasjon og at det vil kunne ta lengere tid for disse å nå et eventuelt skadested. Tilsvarende resultater vil kunne oppstå når flere aktører går sammen og etablerer en felles utrykningsstyrke og har felles reservemateriell. Her står man gjerne godt rustet for enkeltstående hendelser, men vil ha redusert kapasitet ved simultane situasjoner. Dette kan vise seg å bli svært kritisk ved håndtering av større sviktsituasjoner som reetablering etter ”svart nett”.

Investeringer i informasjonssystemer er i stor grad knyttet til *sentraliserte driftssentraler* eller gruppesentraler som de gjerne kalles. Med samtidige nedskjæringer på personellsiden har dette

⁵⁴ En liste med tilgjengelige personer med nødvendig kompetanse, som gjerne kan dekke et stort geografisk område. Disse personene er derimot ikke som beredskapsvakten forpliktet til å stille.

utviklet seg til meget kritiske punkt for nettselskapene. Når det gjennomføres sammenslåinger reduseres det totale antallet sentraler i jakten på stordriftsfordeler. De gjenværende får økt betydning og stadig større krav stilles til operatøren. Den menneskelige faktoren skaper en grense for hvor mye den enkelte enheten bør overvåke⁵⁵. I disse sentralene finnes store kontrollmuligheter og man har i stadig økende grad gjort seg avhengig av slike sentraliserte løsninger og den *overvåkningsmuligheten* dette gir. Det er viktig å huske at sentralene er godt egnet nettopp til overvåkning, men at det ennå må personell ut på objektene for å foreta vedlikehold. Utkoblinger i forbindelse med arbeid på nettet styres i økende grad fra sentralene. NVE stiller generelle krav til sikringen av driftssentraler (27). De krav som stilles på fylkesnivå og lavere kan da synes utilstrekkelige tatt i betraktning den sentrale posisjon driftssentralene har og i stadig økende grad vil få.

Manglende incentiv til reinvesteringer i komponenter og systemer, og eventuelt redusert vedlikehold er en fare ved den valgte reguleringsmodellen. Dette faller sammen med en stadig økende belastning på disse enhetene ved at en stadig større etterspørsel skal dekkes. Dermed blir belastningene på kraftsystemet som helhet større⁵⁶. Dette gjør at de isolerte konsekvensene av en enkeltstående svikt potensielt vil kunne øke kraftig. Dette går i første rekke ut over leveringssikkerheten, d v s overføringsnettets evne til, med fastlagt spenningskvalitet, å levere ønsket mengde energi til den enkelte forbruker.

Nedgangen i reinvesteringer i nettet og nybygginger kan lettest illustreres med det faktum at leverandørindustrien til kraftbransjen blir nedlagt i Norge. Nylig forsvant eksempelvis den siste innenlands produsenten av større transformatorer. Det må understrekes at det også skyldes det faktum at man i stor grad er ferdig med utbyggingsprosjekter i Norge. Tilgang på materiell og komponenter er uansett noe som er en kritisk faktor og er et problem som har manifestert seg etter dereguleringen av markedet.

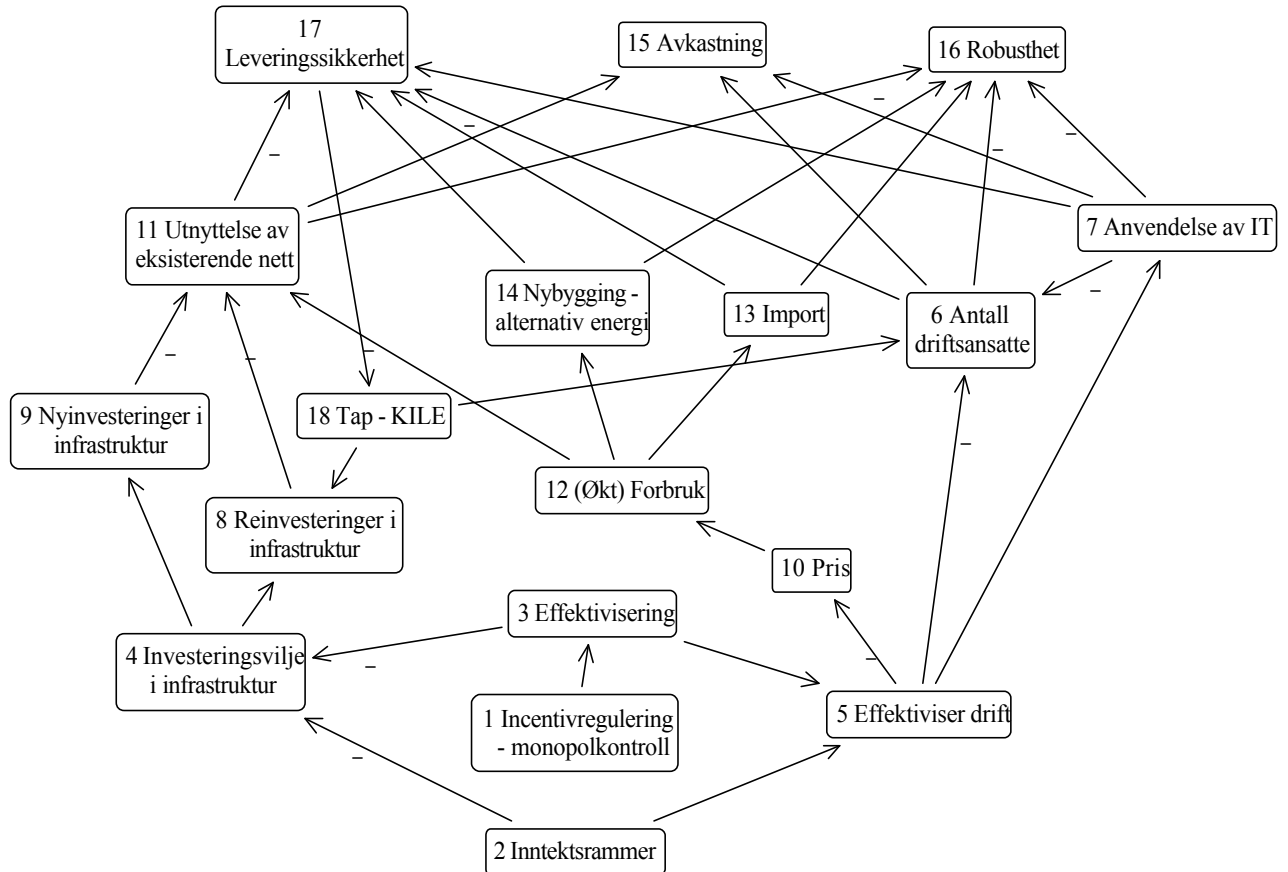
En utvikling basert på et ønske om effektivisering vil også kunne ha positive konsekvenser. Gjennom en omstrukturering av nettsektoren mot færre og større enheter vil dette kunne bidra til at større alvorlige driftsforstyrrelser vil kunne håndteres mer effektivt fordi det er færre aktører som skal informeres. Det er likevel viktig å være klar over at man sannsynligvis vil nå et metningspunkt for hvor mye en enkelt person i en driftssentral kan håndtere. Dette vil sette en klar grense for hvor mye man *bør* legge til en sentralisert enhet. Da vil det kunne være mer fordelaktig at man får en distribuering av disse driftssentralene ut mot et lokalt ansvarsområde.

⁵⁵ Bemanningen av sentralen holdes på et minimumsnivå, og det vil finnes et maksimumstall for antallet elementer den enkelte person kan holde tilfredsstillende oversikt over.

⁵⁶ For å kunne utnytte nettet helt opp mot kapasitetsgrensene under ulike forhold blir ulike måleinstrumenter stadig viktigere. Elementer som vind og temperatur har innflytelse på hvordan nettet kan belastes og blir dermed essensiell kunnskap sammen med optiske målinger av pilhøyden. Pilhøyden, d v s høyden fra en tenkt, rett linje mellom to stolper og 90 grader ned til det enkelte linjestrekkets laveste punkt (midtpunktet), viser da om kabelen er utnyttet opp mot maksimum. Når det går strøm over en linje vil den strekke seg og det er da viktig at den ikke strekkes for langt dersom den skal kunne nå "tilbake" til utgangspunktet når belastningen reduseres. Alt dette er elementer som viser hvordan man søker å utnytte den enkelte overføringslinjen maksimalt framfor å foreta investeringer/oppraderinger av linjenettet. Hvor mange aktører som utnytter slike muligheter fullt ut i dag er uklart (kanskje spesielt m h t måling av pilhøyde), men dette er elementer som i stadig større grad vil kunne komme.

5.5 Sammenhengen mellom avkastning, robusthet og leveringssikkerhet i et monopolkontrollregime.

For å illustrere de sammenhengene som kan sees mellom avkastning, leveringssikkerhet og robusthet benyttes kausaldiagram⁵⁷. Her blir altså markedsrelaterte elementer satt i sammenheng med sårbarhet direkte eller indirekte.



Figur 5.3 Sammenheng mellom avkastning, robusthet og leveringssikkerhet i et monopolkontrollregime. Minustegn betyr negativ virkning.

Figur 5.3 drøftes i det etterfølgende. Diagrammet tar utgangspunkt i monopolkontroll og inntektsrammer.

Ønsket om effektivisering, som følger av monopolkontrollen, manifesterer seg enten gjennom omstillinger i driftsfunksjonen eller redusert investeringsvilje i infrastruktur. Konsekvensen av manglende ny- og reinvesteringer, sammen med et økt forbruk, blir naturlig nok økt utnyttelse

⁵⁷ I et kausaldiagram skisseres altså de sammenhenger som man ser mellom ulike elementer. Eksempelvis fører inntektsrammene på den ene siden til et ønske om effektivisering av driften samtidig som det gir redusert investeringsvilje i infrastruktur (negativ sammenheng). På tilsvarende måte bygges så hele diagrammet opp til topphendelsene som i dette tilfellet er leveringssikkerhet, avkastning og robusthet.

av det eksisterende nettet. I kausaldiagrammet er det skissert en negativ sammenheng mellom investeringer og utnyttelse for slik å illustrere at en investering altså reduserer utnyttelsen av det opprinnelige nettet. Årsakene til økt forbruk⁵⁸ ligger i stor grad utenfor modellen, men dette kan også forklares som en følge av driftseffektiviseringen og resulterende reduserte priser til forbruker. Økt forbruk gir samtidig øket behov for import og/eller nybygginger av kraftproduksjon (se kap 3). Dette vil spesielt gjelde på *lang sikt*. Som drøftet tidligere i rapporten er en reduksjon av antall driftsansatte og økt bruk av IT måtene man effektiviserer driften på i en sentraliseringsprosess.

På øverste nivå i modellen illustreres følger for henholdsvis leveringssikkerhet, avkastning og robusthet. Avkastning er målet for bedriftene og spørsmålet blir derfor i hvilken grad tiltakene bedriften gjør for å oppnå vekst eventuelt går på bekostning av leveringssikkerhet og spesielt robusthet. I et sårbarhetsperspektiv er det robustheten som er det viktige elementet fordi denne sier noe om hvor store påkjenninger kraftforsyningsnettet som helhet tåler over en viss tidshorisont. Leverandører og kunder har fokus på leveringssikkerhet og en kortere tidshorisont.

Høy utnyttelse av det eksisterende nettet, reduksjon av antall driftsansatte og bruk av IT øker avkastningen, men reduserer robustheten både på *lang* og *kort sikt*. Dette er en gjennomgående trend og konsekvensen er derfor at man kan forklare en redusert robusthet i kraftforsyningsnettet ut i fra de endringene som har kommet med det deregulerte markedet og monopolkontrollen. Grensene tøyes kontinuerlig. Oppstår det ekstremisituasjoner har mange aktører nå redusert kapasitet i forhold til tidligere år samtidig som informasjonstrusselen blir stadig mer reell. Alle de gjennomførte tiltakene har ellers som mål å øke avkastningen samtidig som de kan synes å gå på bekostning av leveringssikkerheten i alle fall på *lang sikt*. Knyttet til leveringssikkerhet kommer KILE inn som en mulig tilbakevirkende effekt. KILE vil kunne øke både viljen til å reinvestere i infrastruktur og eventuelt antall driftsansatte for å gjennomføre dette. Avhengig av hvordan dette løses vil det være mulig å se en positiv effekt på leveringssikkerhet og eventuelt også robusthet.

Nybygginger og import antas å kunne ha positiv innvirkning på robustheten. Argumentasjonen for dette er i første rekke at begge deler vil gi forsterkninger av, eller nyinvesteringer i, (sentral)nettet for å møte den ekstra effekten. Spesielt ved alternative energiformer blir det samtidig mulig å oppnå en større spredning av produksjonsanleggene i Norge, noe som gjør at flere lokalsamfunn blir selvforsynte. Det faktum at systemet tilføres ny effekt, som i første rekke vil være hensikten med slike tiltak, bidrar til økt leveringssikkerhet for sluttbruker når forbruket øker. Dette forutsetter selvsagt at nettet har tilstrekkelig kapasitet. Selv om nybygging og import slik bidrar positivt, er dette noe som først blir relevant på *lang sikt* ettersom slike utbygginger ennå ligger en del år frem i tid. Nybygginger og import gir ikke netteier økt avkastning fordi inntjeningen er direkte knyttet til inntektsrammene og effektiviseringen.

Sett i et sårbarhetsperspektiv vil det være lite gunstig å være avhengig av stor import av kraft

⁵⁸ Gjennomsnittlig forbruksøkning de siste 10 årene har vært på 1,6 TWh/år (29). En tilsvarende utvikling kan antas i fremtiden (18). SSB sin elektrisitetsstatistikk viser en oppadgående trend over tid. Avvik er i første rekke knyttet til tørrårsperioden i 96/97.

fra andre deler av Europa. Forbruksøkningen i Norge krever likevel stadig mer kraft og det kan nå argumenteres for at det er nettopp import som er det samfunnsøkonomisk optimale (17) - og altså i tråd med regulerende myndighets målsetning. Dette kommer som en konsekvens av produksjonsoverskudd i resten av Europa, som nå dereguleres, og generelt lave priser.

Hvordan liberaliseringen i kraftmarkedet rammer produsentene får prinsipielt mindre betydning for sluttbruker fordi den installerte effekten er spredd over mange aggregater på det enkelte anlegg. Bortfall av aggregater bør da ikke få alvorlige konsekvenser dersom dette ikke skjer med stor samtidighet. Uansett er det noen konsekvenser av dereguleringen som bør understrekes. Antallet utbyggingsprosjekter for produksjon i Norge ville gått ned uavhengig av markedsliberaliseringen. Det er likevel ingen tvil om at de lave prisene man har fått har vært en ytterligere bidragsfaktor, til dels sammen med miljøhensyn og generelle rammevilkår. Kraftutbygging i Norge er kapitalintensivt, utbyggingsmulighetene reduseres, og med lave priser er ikke produsentene villige til å ta den økonomiske risikoen som følger både med vannkraft-, gass- eller andre utbygginger. Samtidig gjør det økte forbruket at de stadig eldre anleggene kjøres hardere - med den slitasj økningen det gir. I et felles nordisk system har norsk vannkraft en meget viktig reguleringsfunksjon p g a lave kostnader, men slitasje vil være en negativ effekt for Norge. Med tanke på effektsituasjonen er det slik at dagens tariffingssystem i sentralnettet gir produsentene incentiv til å koble fra effekt⁵⁹.

Etter dereguleringen ser man altså at ny kraftutbygging har blitt kansellert eller utsatt i Norge. På nettsiden har planlagt vedlikehold blitt redusert og det blir vanligvis ikke gjennomført dersom det fører til beskrankninger på transporten av kraft. Fokuset for pålitelighet skifter gradvis fra "akseptabelt" til "tilstrekkelig", når det samtidig tas hensyn til kundenes villighet til å betale for kvaliteten av overføringstjenesten (5). Dette går på bekostning av robustheten i det norske systemet.

⁵⁹ Tariffingen er knyttet til hvilken effekt man kobler til nettet og tar ikke hensyn til et element som brukstid. Produsenter som har anlegg med lav brukstid har da incentiv til å koble fra aggregater og er slik ikke interessert i å holde dem som reserve fordi kostnaden blir for stor. Reguleringskapasiteten i både det norske og det nordiske systemet blir da naturligvis redusert.

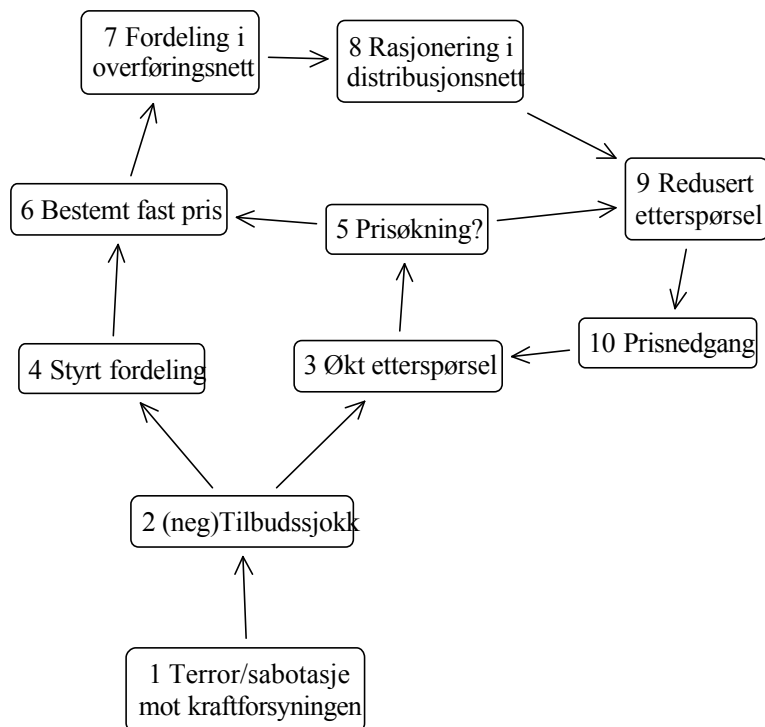
6 KRAFTMARKEDETS REAKSJONER I KRISE

I dette kapitlet drøftes et mulig hendelsesforløp i kraftmarkedets handelssystem etter et kraftig bortfall av produksjonskapasitet i kraftforsyningen. Sentrale problemstillinger er myndighetenes mulighet til å styre kraftoverføringer, rasjonere, og hva som skjer med kraftprisen i spotmarkedet. Har regulerende myndighet lovhjemmel til å diktere en fast pris i et slikt tilfelle og hvilken funksjon får kraftbørsen?

Utgangspunktet er en terror eller sabotasjeaksjon mot den norske kraftforsyningen. Hendelsen fører til signifikant bortfall av produksjonskapasitet. Bortfallet er så stort at det verken kan kompenseres for ved import, regulerkraft eller reserveaggregater. Hendelsen karakteriseres som ”force majeure”, det vil si at det er en uforutsett hending som ikke kan avverges av noen parter.

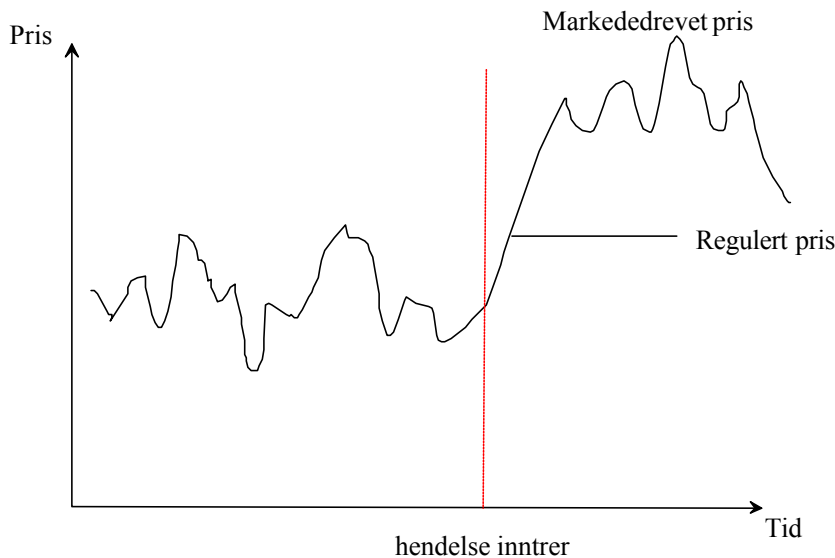
For lettere å strukturere hva som skjer er det i figur 6.1 bygd opp et enkelt kausaldiagram som tar utgangspunkt i en terrorhandling. Kausaldiagrammet viser mulige sekvensielle virkninger av et instantant produksjonsbortfall, og skisserer virkninger hovedsakelig under to forhold;

- NVE griper med en gang inn og kraftbørsen mister sin funksjon som prissetter i omsetningen av kraft. En fast øvre grense for kraftprisen kan bli bestemt.
- Kraftbørsen beholder sin funksjon og prisen bestemmes av tilbudet og etterspørselen i markedet.



Figur 6.1. Kausaldiagram over krisereaksjoner (prisutvikling) i kraftmarkedet.

Figur 6.2 viser en mulig prisutvikling ved det angitte scenarioet. Frem til hendelsen inntreer ser vi en ”normal” prisutvikling, men i det hendelsen inntreer og blir kjent er det skissert to mulige hendelsesforløp.

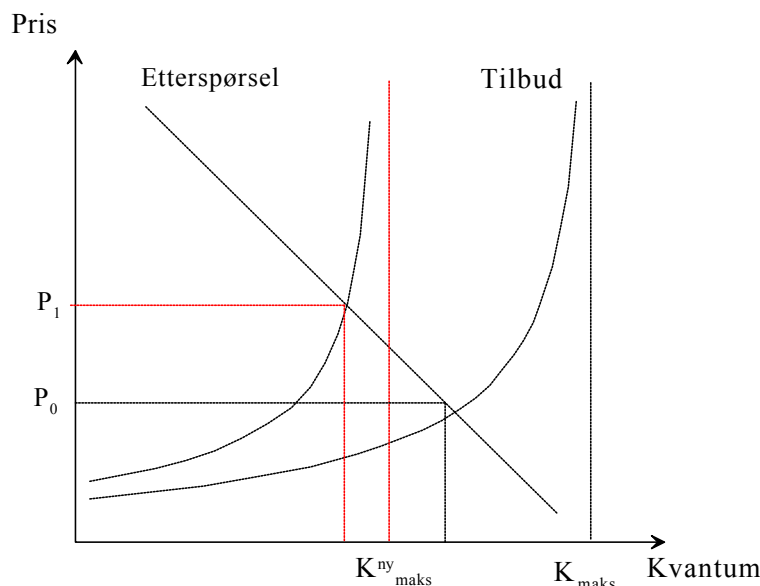


Figur 6.2 Prisutvikling – to forløp.

Det første forløpet, regulert pris, impliserer en hurtig iverksettelse av styrt fordeling og rasjonering av kraftleveransene. En slik handling krever bruk av lovhjemler og rask beslutning av regulerende myndighet. I slike tilfeller vil systemoperatøren sørge for å holde nettet mest mulig sammen, samtidig som prismetanismen blir satt ut av spill. Nordpool blir da bare en støttespiller for systemoperatøren med sin informasjon om anmeldelser av tilgjengelig kraftproduksjon. Den kunnskap og informasjon som Nord Pool sitter inne med vil da være viktig for tidlig å kunne fatte de rette avgjørelser

Om regulerende myndighet ikke griper inn vil man fortsatt ha markedsdrevet pris. Dette kan være situasjonen dersom bortfallet av produksjonskapasitet ikke er stort nok til å utløse en rasjonering. Den umiddelbare reaksjonen vil da være en drastisk prisøkning i spotmarkedet på grunn av det spontane etterspørselsoverskuddet som oppstår.

Figur 6.3 viser hvordan denne prisøkningen fra P_0 til P_1 oppstår når tilbudskurven får et skift mot venstre, som følge av at tilgjengelig kvantum på markedet er redusert.



Figur 6.3 Hvordan et fall i tilbudet vil påvirke prisen.

En slik hendelse vil skape en del usikkerhet og man kan tillate ”market makers”⁶⁰ en større differanse mellom kjøps- og salgskursene. I tillegg finnes det såkalte ”fast market rules” som gjelder når bevegelsene på markedet er for store innenfor et gitt tidsintervall. I slike tilfeller er det en mulighet for midlertidig stenging av børsen. Alle aktøraftalene og kontraktsinngåelsene inneholder forholdet med ”force majeure”. Hvordan dette vil fungere i praksis er vanskelig å forutsi.

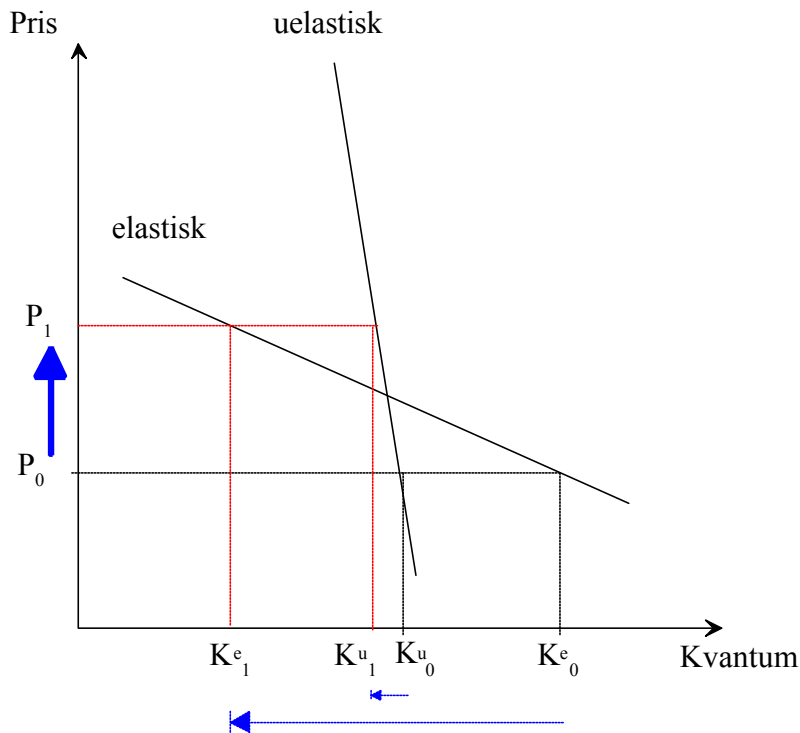
Prisøkningen kan også i seg selv være utløsende faktor for at regulerende myndigheter kommer på banen hvis de allerede ikke er det. Men hvis regulerende myndighet velger ikke å gripe inn, vil man på grunn av prisøkningen kunne forvente redusert etterspørsel etter kraft. Denne forventningen baserer seg på teoretiske undersøkelser som viser at kraft som andre forbruksvarer er priselastisk. Empiriske studier konkluderer imidlertid med at kraftetterspørselen er tilnærmet uelastisk⁶¹. Det vil si at etterspørselen ikke endres vesentlig som følge av en prisendring og forklares gjerne med at prissignalet ikke kommer hurtig nok ut til forbruker⁶².

I figur 6.4 er de to forskjellige etterspørselskurvene vist. Uelastisk etterspørsel har tilnærmet ingen endring i kvantum som følge av en prisendring, mens for den elastiske etterspørselskurven vil kvantum etterspurt bli redusert som følge av en prisendring.

⁶⁰ Aktører på børsen som til enhver tid er forpliktet til å stille kjøps- og salgskurs.

⁶¹ Tormod Nyberg, TrønderEnergiKraft.

⁶² Analyser gjort ved SSB antyder en prissfølsomhet på 0,3. Det betyr at etterspørselen i så fall faller med 0,3 % per prosents økning i elprisen. Dette vil variere for ulike sluttbrukergrupper (30).



Figur 6.4 Redusert etterspørsel for elastisk og uelastisk etterspørsel

Et viktig unntak er registrert på sensommeren og høsten 1996. Det var en enorm mediefokusering på lave magasinfylninger og en kunne forvente en dertil stigende pris. Da reduserte faktisk husholdningene og tjenesteytende næringer sitt kraftforbruk på opptil 10% i enkelte områder. Dette kan tyde på at de teoretiske resultatene har gyldighet såfremt prisstigningen på kraft er stor nok. En slik tolkning innebærer at etterspørselen er uelastisk opp til et visst nivå, for så å bli mer elastisk jo høyere prisen blir. Noen mener derimot at det som skjedde i 1996 ikke kan forklares utelukkende ut i fra etterspørselselastisitet. Det var en enorm mediefokusering og denne bidro i stor grad til å endre folks atferd.

Et annet poeng når man diskuterer konsekvenser eller virkninger i kraftmarkedet på grunn av en prisøkning, er å skille grupper av sluttbrukere fra hverandre. Det er naturlig å skille mellom følgende grupper:

- Husholdninger
- Tjenesteytende næringer
- Industri (produksjon)

Husholdninger og tjenesteytende næringer sies å være de som er mest elastiske. Industri er klart uelastiske i sin kraftetterspørsel såfremt tilgangen på alternative energikilder er begrenset. Dette skyldes nok at landbruket og industrien ikke kan spare eller redusere kraftforbruket så lett uten at det får direkte følger på produksjonsnivået og dermed inntjeningen. For husholdninger og tjenesteytende næringer er det lettere å redusere kraftforbruket uten at det med en gang får

drastiske konsekvenser. Spesielt ved kortsiktige prisvariasjoner er det likevel et problem at dette er grupper som ikke registrerer en eventuell pristopp fordi prissignalene ikke når dem. Det er i tillegg viktig å se på hvilken type kontrakt kraftleveransene baserer seg på, langsiktige kontrakter med en fast pris, eller kortere forpliktelser som til dels følger utviklingen i spotprisen. Ved en lengre kontraktsavtale vil ikke en tilsynelatende midlertidig prisøkning få noen virkning for forbrukskvantumet. Norsk kraftkrevende industri baserer seg på langsiktige kraftavtaler.

7 MARKEDSRELATERTE TILTAK OG VIRKEMIDLER

Det har gått 10 år siden dereguleringen i Norge og markedsløsningen fungerer etter hensikten. Børsen fungerer, prisene er lave og det nordiske systemet gir økt fleksibilitet.

I et marked er det et mål at markedet skal ha en selvregulerende effekt, men i kraftbransjen er det en del tilleggselementer som legger føringer og gjør at det må kompenseres for negative effekter. Spesielt har dette bakgrunn i kraftforsyningsens posisjon som nødvendighetsgode og grunnleggende bidragsfaktor i all virksomhet (24).

Det må derfor i langt større grad gis incentiver eller stilles krav ovenfor aktørene i markedet slik at de tenker mer beredskap. Så lenge markedet bestemmer vil man utelukkende foreta valg ut i fra bedriftsøkonomiske kriterier. Konsekvensen er at man vil effektivisere mest mulig og forsøke å tøye nedbemanninger og økonomiske levetider lengst mulig. Dersom effektivisering antas å gå på bekostning av beredskap, eller egentlig bidrar til å øke sårbarheten, må man derfor stille eksplisitte krav. Dette er noe man må sikre seg muligheter til og implementere i lovgivningen. I denne sammenheng må det også tas høyde for den økte avhengigheten av informasjonssystemer som markedet har vært med å frembringe. Fysisk beskyttelse er lite verdt dersom man kan gjøre "samme" skade fra en hjemme-PC. Datasikkerhet er uansett også i den enkelte aktørs interesse dersom man skal beskytte seg mot økonomisk kriminalitet.

Man har muligheten til å sikre beredskap ved å gi pålegg fra NVE, samtidig som myndighetene kan bidra med begrenset delfinansiering. Hvert år bevilges det støtte til kraftforsyningsberedskap over statsbudsjettet. Bevilgningene er fordelt på støtte til sikringstiltak av installasjoner og bygninger, samt støtte til innkjøp av reservemateriell. Generelt kan dette brukes til å dekke inntil 50% av merkostnadene aktørene får som følge av pålegg (31). Offentlige forskrifter og konsesjonsvilkårene er det som i hovedsak regulerer aktørenes virksomhet, og sørger for en viss ressursbruk på økt leveringskvalitet i produkt- og tjenesteleveransene.

For å bøte på manglende investeringer er det i første rekke to elementer som *antas* å kunne bidra positivt (32) og gi "selvregulerende" effekt: Krav fra forsikringsselskaper skal sammen med en innføring av KILE-ordningen snu trenden og gi økt investeringsnivå.

Aktørene innen leveranse av infrastruktur tjenester som kraft og telekommunikasjon har i dag ofte tegnet forsikringer for objektverdi og avbruddstap i det private forsikringsmarkedet. Forsikringsselskapenes risikoanalyse vil fungere som et godt incentiv til å heve

sikkerhetsnivået. Med enkle levetidsbetraktninger for de enkelte komponentene i kraftindustrien vil det kunne være naturlig å forvente en økning i antall svikt, og dermed avbrudd, de nærmeste årene (32). En slik utvikling vil innebære at forsikringsselskapene møter økte kostnader knyttet til avbruddserstatninger. Dersom man ser en slik trend er dette noe man i så fall må bøte på med høyere premier. Høyere premier vil i seg selv kunne være et incentiv for høyere investeringer i kraftsektoren, med den resulterende nedgang i avbruddstid som da kan forventes.

Naturkatastrofer av større omfang⁶³, terrorisme og til dels kriser av mindre omfang, er sjeldne situasjoner som det er mer usikkert om den enkelte aktør vil gardere seg mot ut fra rent kommersielle kriterier⁶⁴. Under de mest ekstreme situasjonene vil force majeure klausulen i leveringskontrakter tre inn og fritta den enkelte aktøren for ansvar (31). Via brannforsikringen forsikres *alle objekter som har brannforsikring* mot klart definerte naturhendelser⁶⁵, og skader som oppstår som en direkte følge av disse. Denne forsikringen dekkes gjennom Naturskadepoolen. Objekter som ikke kan brannforsikres kan erstattes av Naturskadefondet etter naturkatastrofer. Problemet for kraftforsyningsbransjen vil være at Naturskadefondet ikke erstatter objekter som er mer enn 50% offentlig eiet. Mesteparten av norske kraftaktører trenger derfor tilleggsforsikringer for å eventuelt forsikre seg mot dambrudd, isingskader o l i forbindelse med naturkatastrofer.

Det kan argumenteres for at forsikringsselskapenes risikovurdringer vil kunne yte et bidrag til økt robusthet innen infrastrukturene også overfor mer ekstreme utfordringer som drøftet over. Selv om en slik type utfordring vil være lite sannsynlig vil den økonomiske konsekvensen for forsikringsselskapet kunne bli svært høy. Spørsmålet er imidlertid om ikke forsikringsselskapene her vil være mer opptatt av risiko knyttet til verdi av enkeltobjekter enn til tap av tjenesteleveranser til den enkelte brukeren. Dette er tjenesteleveranser som i kritiske situasjoner vil være betydelig mer viktig for brukeren og samfunnet enn til vanlig, og der konsekvens av bortfall ikke lenger kan vurderes i rene økonomiske termer. Det er denne typen kritiske tjenester som inngår i konseptet for Det sivile beredskap. Det synes derfor sannsynlig at ressurser til denne type sikkerhet også må tilkomme gjennom andre mekanismer som sørger for robusthet utover hva daglig drift krever, for eksempel gjennom pålegg om ulike former for sikring. Denne kategorien utfordringer ligger imidlertid i en klar gråsonen på utfordringsspekteret der det frem til i dag finnes lite med erfaringer (31). Å få klare retningslinjer for nettopp gråsoneproblemer vil derfor være et viktig tiltak.

I forhold til de krav som stilles til leveringskvalitet til sluttbruker, må nettet sees som ett hele, inkludert alle spenningsnivå. Det bør være et mål at krav til produktet netjtjenester på ulike spenningsnivå bygger på hverandre, med start hos sluttbruker. Det er innenfor rammer som

⁶³ Det man i denne sammenheng har erfaringer med i den norske kraftbransjen er i første rekke naturkatastrofer. Hvert år påfører naturelementene kraftforsyningen store skader, og av større hendelser er orkanen på Nord-Vestlandet i 1992 et godt eksempel.

⁶⁴ Desto større en aktør er desto større er sannsynligheten for at aktøren er forsikret mot de fleste eventualiteter. Generelt gjelder en forsikringsavtale (eksempelvis for Zürich forsikring) til "krigslignende" hendelser oppstår. Dersom forsikringstaker ikke får spesifisert dette ytterligere vil det være opptil forsikringsselskapet å vurdere når dette er.

⁶⁵ Skred, storm, flom, stormflo, jordskjelv og vulkanutbrudd.

definerer kvalitetskrav til sluttproduktet og nettdrift at de samfunnsøkonomiske riktige løsninger skal finnes. Reguleringen av inntektsrammer til nettselskapene synes i dag å ha uklare eller mangelfull kobling til kvalitetskrav til netjtjenesten på alle nivå. Minstekrav til pålitelighet ut fra at leveringspålitelighet kan beskrives ved parametrene avbruddshyppighet og avbruddsvarighet. Krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet er medvirkende i dimensjoneringen og den videre utviklingen av hovednettet, da i vesentlig grad med utgangspunkt i krav til sluttbruker.

KILE-ordningen (se kapittel 4.5) skal gi netteiere incentiv til investeringer i nettet og sikre leveringspålitelighet. Det faktum at man ser et behov for denne ordningen illustrerer godt at dagens monopolkontrollordning har enkelte mangler selv om leveringskvaliteten i dag generelt regnes som god. Ettersom det ligger en gevinst knyttet til å oppgradere nettet er det sannsynlig at oppgraderinger vil finne sted. En økning i tilgjengelig personell kan også bli konsekvensen dersom dette kan redusere avbruddstiden. Hvilke tiltak den enkelte bedriften vil gjennomføre er vanskelig å forutsi når eventuelle KILE-relaterte endringer i inntektsrammen beregnes ut fra avbruddsstatistikk. Å unngå å se en positiv nettogevinst for robustheten på landsnivå er likevel vanskelig selv om ekstreme hendelser faller utenfor ordningen. I et sårbarhetsperspektiv er den økte avhengigheten av driftssentraler viktig. Et sammenfallende behov for sikring av disse vil vanskelig influeres av en ordning som KILE, og eventuelle behov må derfor dekkes eksplisitt.

Håndtering av effektknapphet får stadig økt fokus. Skal effektsituasjonen påvirkes, er det de konkurranseutsatte delene i handelssystemet som må fokuseres på, dvs produsenter og forbrukere. Tilgjengelig produksjonskapasitet må opp eller forbruket ned.

Med utgangspunkt i dagens tilgjengelige produksjonskapasitet oppfattes det norske punkttariffsystemet for innmating av produksjon på nettet som ugunstig. Så lenge dette legges til grunn for frakobling⁶⁶ av produksjonseffekt har man mindre muligheter til å håndtere svingninger. Resultatet blir at sluttbrukerne blir uten strøm. For å sikre bedre utnyttelse av tilgjengelig produksjonskapasitet vil det være naturlig å se på endringer av sentralnettariffen som produsentene betaler. At dette er en faktor som faktisk kan endres, understøttes av det faktum at norske produsenter har en uforholdsmessig høy andel av kostnadene i sentralnettet sammenlignet med de andre nordiske landene⁶⁷. For produsentene som skal konkurrere på det nordiske og europeiske markedet oppfattes det norske avgiftssystemet generelt som begrensende. Skal man operere i et marked bør det være en forutsetning at man har mest mulig like rammevilkår⁶⁸. I dag varierer både tariffen og skatter mellom de nordiske landene (6)(34).

I hvilken grad det vil komme nybygginger avgjøres reelt sett av markedet, eller retttere sagt av prisnivået på kraft i markedet. Ulike typer kraftverk har sterkt varierende kostnader og krever derfor en viss kraftpris for å være økonomisk realiserbare. Som diskutert i kapittel 3 er prisene i dag for lave til at det vil lønne seg å bygge gasskraftverk, og det samme vil være tilfelle for de fleste andre utbygginger. En av de viktigste grunnene til dette er at det finnes et kraftoverskudd

⁶⁶ Statkraft har koblet fra 1000 MW effekt, men ser for seg en økning opp til 3000 MW (12).

⁶⁷ Norge knapt 55%, Sverige drøyt 35%, Danmark 31%+ og Finland 10% (6).

⁶⁸ Det hevdes at Statnett tar sikte på å endre på tariffene slik at det blir en omfordeling fra sentralnett til produksjon/innmating på ca 200 mill NOK/år (34).

på kontinentet som vil presse prisene i Norden. Samfunnsøkonomisk sett vil det da lønne seg å importere kraft (17). Skal det bygges ny produksjon i Norge kan det dermed bli nødvendig å gi potensielle utbyggere et incentiv eksempelvis i form av anleggsbidrag. I revidert nasjonalbudsjett foreslår regjeringen å fjerne investeringsavgiften for vannkraftverk for å få opp investeringsnivået i sektoren. Dette likestiller vannkraft med andre fornybare energikilder og kan kalles en form for anleggsbidrag. Samtidig er det slik at enhver utbygger av kraft har ansvaret for å dekke sin andel av systemtjenester og reserver gjennom investeringer eller kjøp i et marked. I det norske vannkraftsystemet, som er belastningsstyrt, blir dette et poeng eksempelvis ved bygging av vindkraft. Vindkraftverk og termiske kraftverk er eksempler på produksjon som ikke blir regulert av belastning og dette er en faktor som ikke er tatt høyde for i dag. For å regulere brukes den roterende reserven til vannkraftprodusentene, men hvor lenge disse vil være villige til å "subsidiere" produsenter med mer kostbar reserve får stå som et åpent spørsmål.

For å få ytterligere incentiv til å holde effekt i reserve ønsker norske produsenter et marked der man får eksplisitt betalt for effekt. Regulerkraftmarkedet er i og for seg et eksempel på dette, men gir ikke produsentene særlig økonomisk uttelling.

Mot sluttbruker antas det at effektproblemene oppstår fordi prissignaler fra kraftbørsen ikke kommer ut til sluttbruker⁶⁹. Dette gir ikke incentiv til reduksjon av forbruk⁷⁰. For å bedre dette, og redusere muligheten for at effektgrenser overskrides, kan media være et viktig hjelpemiddel. Ettersom spotprisen settes et døgn i forveien og det etter hvert er mulig å få gode temperaturprognoser o.l., vil man oftest ha kjennskap til potensielle situasjoner noe tid i forveien. Dette gir muligheten til å gå ut i media å anbefale om redusert forbruk (6).

Dagens flaskehalshåndtering gir inntekter til de systemansvarlige i de ulike landene. Disse inntektene går da ut igjen via eksempelvis reduserte tariffen, samtidig som Statnett finansierer et underskudd på utenlandsregnskapet i resultatregnskapet. I et felles nordisk system er selvsagt alle flaskehalsen ugunstige både sårbarhetsmessig og markedsmessig sett. I et sårbarhetsperspektiv vil en flaskehals være begrensende i en prekær situasjon, og i et slikt snitt vil belastningen være stor. I et felles marked er ulike områdepriser i seg selv lite gunstig. En alternativ utnyttelse av de inntektene som kommer i en flaskehals kan da være å øremerke disse for forbedring/forsterking av den konkrete flaskehalsen der inntektene oppstår. Dette kan redusere en fremtidig sårbarhet samtidig som markedet vil fungere bedre. Flaskehalsen øker behovet for belastningsfrakobling (BFK) som er det viktigste systemverntiltaket. For å håndtere potensielle situasjoner knyttet til flaskehalsen benyttes også automatisk nettsplitting og automatisk frakobling av produksjon⁷¹. Dagens utvikling gir økt press på systemet på grunn av forbruksøkning og liten kapasitetsvekst, og i en slik sammenheng blir også antall systemoperatører et tema. Det er eksempelvis prinsipielt ingen automatikk i at Statnett skal være den norske systemoperatøren i all fremtid. Ulike rammevilkår er tidligere nevnt og det er vel ingen usannsynlighet at eksempelvis hele det nordiske systemet kunne vært driftet mer

⁶⁹ Dette gjelder også mot mindre produsenter eksempelvis i helgene. Ved effektsituasjonen 21. januar i år sendte NordPool ut oppfordring om økt produksjon elektronisk bare for senere å måtte konstatere at dette var informasjon produsenter uten døgnbemanning av sentralen ikke fikk i tide (Olav Aarøy - NordPool).

⁷⁰ Hvorvidt dette er tilstrekkelig vil også være avhengig av priselastisiteten, jfr kapittel 6.

⁷¹ Produksjonsstyrt frakobling (PFK).

optimalt av en felles systemoperatør på et overnasjonalt nivå. Spesielt når avhengigheten over landegrensene øker, sikrer man seg da mulighetene til å utnytte egenskapene til de ulike ressursene i det systemet. Et slikt scenario krever i første rekke at det settes et langt større fokus på det nordiske samarbeidet. Det er likevel viktig å huske at en slik utvikling vil gi mindre nasjonal selvråderett også i krisesituasjoner dersom det ikke praktisk og organisatorisk er lagt til rette for et nasjonalt beredskapssystem.

8 OPPSUMMERING

Det norske kraftmarkedet ble deregulert i 1991 noe som i stor grad endret rammevilkårene for aktørene. Fri konkurranse ble innført på produksjons- og forbruksnivå, mens nettenhetene måtte operere under monopolkontroll for å sikre samfunnsøkonomisk optimal drift. Statnett, som eier av størstedelen av sentralnettet, har systemansvar. NVE har som regulerende myndighet ansvar for at virksomheten i næringen er i tråd med myndighetenes ønsker.

For å styre prissettingen, med utgangspunkt i innmeldinger av produksjon, er NordPool etablert som kraftbørs. Med påfølgende dereguleringer i resten av Norden står NordPool nå frem som en felles nordisk kraftbørs. EU er nå inne i en tilsvarende dereguleringsprosess. Forbruket har økt tilsynelatende uavhengig av de lave prisene dereguleringen har gitt, og Norge er nå en nettoimportør av kraft.

Det er et mangfold av aktører av varierende størrelse i den norske kraftbransjen, men det foregår nå en kontinuerlig endringsprosess der stordriftsfordeler er et nøkkelord. Eierskap beveger seg også over landegrensene i et stadig mer internasjonalt marked. I Norge begrenser konsesjonslovgivningen andelen utenlandsk (privat) eierskap i vannkraftressurser, og det er derfor et stort innslag av offentlig eierskap i bransjen.

Monopolkontrollen slik som den er i dag, ble fastsatt i 1997, og baserer seg på at netteiere har inntektsrammer som begrenser maksimumsnivået på inntektene. I denne sammenhengen er kostnadseffektiv drift et nøkkelord, og effektivisering er satt i høysetet. Innad i det enkelte selskap kan dette i stor grad sees på driftssiden der personelldelen slankes og IT-seksjonen utvides. Både ny- og reinvesteringer er i stor grad satt til side både på nettsiden og produksjonssiden etter hvert som bedriftsøkonomisk tankegang har satt dagsordenen. For netteierne har dette bakgrunn i at investeringer vil trekke fra inntektsrammene, mens produsenter rammes av lave priser. Samtidig er størstedelen av de aktuelle norske vannkraftressursene utbygd.

Manglende investeringer synes å være et grunnleggende problem med den valgte monopolkontrollmodellen og har mellom annet gått ut over leverandørindustrien. NVE ønsker å rette på dette ved å innføre KILE-ordningen som skal gi netteiere incentiv til økte investeringer og sikre leveringspåliteligheten. Krav fra forsikringsselskaper kan også bidra til dette. Dersom sistnevnte skal skje må man sannsynligvis se at kraftforsyningsbransjen rammes av en eller flere hendelser som totalt påfører forsikringsselskapene relativt store utgifter, eksempelvis med tanke på dekning av avbruddskostnader. Med den skisserte utviklingen, der marginene stadig reduseres, øker sannsynligheten for dette.

For å håndtere effektproblemer synes avhengigheten av det nordiske og europeiske markedet å øke. På dette området er likestrømskabler til kontinentet viktige prosjekter. Nasjonalt er bygging av alternative energikilder, da spesielt gasskraftverk, de mest aktuelle tiltakene i så måte. Alle investeringer vil være usikre fordi de er kapitalintensive og gir økonomisk risiko. Dette gjør at markedsprisen blir en avgjørende faktor.

Tradisjonelt har en i kraftforsyningen vært opptatt av beredskap. Innenfor dagens regime ønsker imidlertid eierne å legge mye sterkere avkastningskrav på virksomhetene. Dette gjelder i første rekke den konkurransutsatte delen, men også monopoldelen opplever sterkere press fra eierne som ønsker å ta ut en større del av overskuddet. Skal et visst beredskapsnivå sikres, er det viktig at NVE i tilstrekkelig grad har mulighet og vilje til å gå inn og rette på manglende initiativ hos aktørene. Tilsvarende må det gis pålegg som kan øke robustheten i nettet der svake snitt identifiseres.

Det valgte regimet for monopolkontroll kan føre til betydelig redusert robusthet fordi en ønsker sterkere utnyttelse av eksisterende infrastruktur, noe som igjen vil presse marginene en har i tilfeller med større utfall av infrastruktur. Investeringsnivået i bransjen er lavt og på sikt vil sårbarheten øke. Dette vil gjelde selv om den forventede forbruksøkningen i Norge ikke skulle komme. Erstatning av fagarbeidere til fordel for økt bruk av IT-baserte støttesystemer er en annen trend som bidrar til å øke sårbarheten. Særlig er dette gyldig når man tar i betraktning at det tas i bruk åpne kommersielle systemer som det er relativt lett å gjøre innbrudd i (hacking). At kritisk personell både på elkraft- og IT-siden outsources bidrar til det samme. Det ser derfor ut til at man i fremtiden vil måtte leve med en mer sårbar kraftforsyning enn det som har vært tilfelle hittil. Kompetanse blir kritisk faktor i et svært komplisert system, der systemet forventes å håndtere sannsynlige feil, men ikke nødvendigvis garanterer at en feil ikke får konsekvenser for nettet (n-1 kriteriet).

Forkortelser

BAS	- Beskyttelse av samfunnet
BFK	- Belastningsfrakobling
BKK	- Bergenshalvøens kommunale kraftselskap
CO ₂	- Karbondioksid
FACTS	- Flexible AC Transmission System
FFI	- Forsvarets forskningsinstitutt
HVDC	- High Voltage Direct Current
Hz	- Hertz
KILE	- Kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke levert energi
kV	- Kilovolt
kWh	- Kilowatt-time
MW	- Megawatt
NOK	- Norske kroner
NVE	- Norges vassdrags- og enerdidirektorat
OED	- Olje- og energidepartementet
PFK	- Produksjonsstyrt frakobling
RK	- Regulerkraft
SSB	- Statistisk sentralbyrå
TEV	- Trondheim Energiverk
TW	- Terawatt
TWh	- Terawatt-time

Litteratur

- (1) Olje- og energidepartementet (OED): Ot prp nr 43 (1989-90). Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m m (Energiloven).
- (2) Thue L (1996): Strøm og styring - Norsk kraftliberalisme i historisk perspektiv, Ad Notam Gyldendal.
- (3) Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (1999): Retningslinjer for systemansvaret i kraftsystemet.
- (4) Olje- og energidepartementet (OED) (2000): Faktaheftet 2000. Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge.
- (5) Glende I et al (Statnett) og Ween H O (NVE) (1999): The impact of authority regulation on system development and operation in Norway. CIGRE-artikkel (utkast) til studiekomite 37.
- (6) Kvennås O og Gjengedal T (Statkraft SF) (1999): Premises for a well-functioning deregulated power market. CIGRE-artikkel(utkast) til studikomite 37.
- (7) Nilssen G et al (1999): Fellesrapport fra nordiske systemansvarlige og elbørsen: Håndtering av effektknapphet. Rutiner og tiltak i operativ drift.
- (8) Westre E MVV Energie (Tyskland): Foredrag Polyteknisk Forening (Energi) 10 april 2000.
- (9) Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (1999): Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og overføringstariffer: Korttittel: Forskrift om kontroll av nettvirksomhet.
- (10) Lov av 11.juni 1993 nr 66 om pristiltak (1993): Pristiltaksloven.
- (11) Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (2000): Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE): Forslag til endring av forskrift om kontroll av nettvirksomhet.
- (12) Rynning-Tønnesen C (Statkraft SF): Foredrag Polyteknisk Forening (Energi) 10 april 2000
- (13) Aakvaag T :Foredrag ved Europa-programmets rådsmøte 16 oktober 1999: Norge i det europeiske energidiplomati
- (14) Aftenposten 25 juni 1999: Hafslund og Viken Energinett: Ny nettgigant rundt Oslofjorden.
- (15) Aftenposten 10 januar 2000: Kraftoppkjøp for 23,5 mrd kr.
- (16) Stålen O (TEV): Foredrag Polyteknisk Forening (Energi) 14 februar 2000.
- (17) Bye T (SSB) : Foredrag Polyteknisk Forening (Energi) 10 april 2000.
- (18) Norges offentlige utredninger, NOU 1998:11 : Energi- og kraftbalansen mot 2020.

- (19) Grimstad E (OED): Foredrag Enfos generalforsamling 26 mai 1999: Konesjonslovene og energiloven.
- (20) Hæsken O M, Olsen T G og Fridheim, H (1997): Beskyttelse av samfunnet (BAS) - sluttrapport, FFI/Rapport-97/01459. Ugradert.
- (21) NVE og Statnett (1999): Effektbalanse. Rapport fra arbeidsgruppe nedsatt av Statnett og NVE.
- (22) Energi - kraftbransjens eget fagblad 9 mars 2000: Statkraft vil samle Midt-Norge.
- (23) Lov om rasjonering av elektrisk energi av 9 juli 1948.
- (24) Fridheim H et al (1997): Viktige Samfunnsfunksjoner, FFI/RAPPORT-97/01458, Begrenset.
- (25) Hagen J M og Nystuen K O (2000): Beskyttelse av kritisk infrastruktur - besøk ved offentlige og private virksomheter i Canada og USA, 31 januar - 4 februar 2000, FFI/REISERAPPORT-2000/01096. Ikke offentlig.
- (26) Rodal S K (2000): Deltagelse på konferansen "Cyberterrorism: The Risks and Realities" i Washington DC og besøk ved Institute for Defense Analysis (IDA) i Alexandria, Virginia, 16-17 november 1999, FFI/REISERAPPORT-2000/00074.
- (27) Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (1997): Retningslinjer for sikring av kraftforsyningsanlegg. Ikke offentlig.
- (28) Statnett (1998): Kraftsystemplan for sentralnettet. Scenarier for hovednettet i perioden 1998 - 2008. (Med vedlegg: Begrenset).
- (29) Statnett (1999): Den fremtidige effekt- og energibalansen - Sikringsplan (Notat 99-72).
- (30) Holmøy E, Olsen Ø og Strøm B (1998): Hva bestemmer følsomheten i den norske elletterspørselen?, *Økonomiske analyser*, 5, 21-28 (SSB).
- (31) Østby E, Hagen J M og Nystuen, K O (2000): Finansiering og organisering av beredskap innen telekommunikasjon og kraftforsyning, FFI/RAPPORT-2000/00131, Offentlig tilgjengelig.
- (32) Nysterud K (TBL): Foredrag i Polyteknisk Forening (Energi) 27 mars 2000: Norsk leverandørindustri.
- (33) Povh D (2000): Use of HVDC and FACTS, *Proceedings of the IEEE: The Technology of Power System Competition* **88**, 2, 235-245.
- (34) Granli T et al (Tariffgruppen for sentralnettoperatorene i Norden) (2000): Tariffgruppens sluttrapport om nordisk tariffharmonisering.
- (35) Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (1996): Skille mellom monopol- og konkurranseutsatt virksomhet. Erfaringer fra møter med 19 energiverk. Publikasjon nr 15.

- (36) Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) (1997): Regulering av energiverkenes monopolvirksomhet basert på inntektsrammer. En beskrivelse av bakgrunn, prinsipper, regelverk og spesielle problemområder. Publikasjon nr 14.
- (37) Olje- og energidepartementet (OED) (1999): St meld nr 29 (1998-99). Om energipolitikken.

FORDELINGSLISTE

FFISYS
Dato: 28 juni 2000

RAPPORTTYPE (KRYSS AV)			RAPPORT NR.	REFERANSE	RAPPORTENS DATO	
<input checked="" type="checkbox"/>	RAPP	<input type="checkbox"/> NOTAT	<input type="checkbox"/> RR	2000/03451	FFISYS/769/204.0	28 juni 2000
RAPPORTENS BESKYTTELSESGRAD				ANTALL EKS UTSTEDT	ANTALL SIDER	
UGRADERT				86	52	
RAPPORTENS TITTEL				FORFATTER(E)		
KRAFTMARKEDETS FØRINGER FOR SÅRBARHETEN I NORSK KRAFTFORSYNING				RUTLEDAL Frode, HAGEN Janne, NYSTUEN Kjell Olav, ØSTBY Eirik		
FORDELING GODKJENT AV FORSKNINGSSJEF:				FORDELING GODKJENT AV AVDELINGSSJEF:		

EKSTERN FORDELING
INTERN FORDELING

ANTALL	EKS NR	TIL	ANTALL	EKS NR	TIL
1		Justisdepartementet	14		FFI-Bibl
1		v/ Karen Melander	1		Adm direktør/stabssjef
1		v/ May Kristin Ensrud	1		FFIE
		Postboks 8005 Dep, 0030 Oslo	18		FFISYS
			1		FFIBM
1		Samferdselsdepartementet	1		Ragnvald Solstrand, FFISYS
1		v/ Kjell Skar	1		Bent Erik Bakken, FFISYS
1		v/ Kariann Skar Sør Dahl	1		Jan Erik Torp, FFISYS
		Postboks 8010 Dep, 0030 Oslo	1		Janne Hagen, FFISYS
			1		Siv Kjersti Rodal, FFISYS
1		Olje- og energidepartementet	1		Håvard Fridheim, FFISYS
1		v/ Geir Uglum	1		Kjell Olav Nystuen, FFISYS
		Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo	1		Frode Rutledal, FFISYS
			1		Johan H Aas, FFIE
1		Forsvarsdepartementet			FFI-vev
1		v/ FD IV			
1		FO/Sikkerhetsstaben			
1		v/ Truls Gussgard			
1		Direktoratet for sivilt beredskap			
1		v/ Kim With			
1		v/ Stein Henriksen			
		Postboks 8136, 0033 Oslo			
1		NVE			
1		v/Avdelingsdirektør Trond Ljøgodt			
1		v/Seksjonsleder Tor Langrud			
		Postboks 5091, Majorstua 0301 Oslo			

FFI-K1 Retningslinjer for fordeling og forsendelse er gitt i Oraklet, Bind I, Bestemmelser om publikasjoner for Forsvarets forskningsinstitutt, pkt 2 og 5. Benytt ny side om nødvendig.

EKSTERN FORDELING

INTERN FORDELING

ANTALL	EKS NR	TIL	ANTALL	EKS NR	TIL
1		Statnett SF			
1		v/ Kjell Sand			
1		v/ Leif Vikane			
		Postboks 5192, Majorstua			
		0302 Oslo			
		Statkraft SF			
1		v/ Jon Invaldsen			
1		v/ Tor Lund			
		Postboks 494, 1322 Høvik			
1		Post- og teletilsynet			
1		v/ Torgeir Alvestad			
		Postboks 447, Sentrum			
		0104 Oslo			
		Telenor AS			
1		v/ Fritz Ødegaard			
		Postboks 6701, St Olavs pl.			
		0030 Oslo			
		Finansnæringens Hovedorganisasjon			
1		v/ Knut Nordskog			
		Postboks 2529 Solli			
		0202 Oslo			
		VÅR Gruppen ASA			
1		v/ Knut Kristiansen			
		Postboks 778 Sentrum			
		0106 Oslo			
		HolteProsjekt as			
1		v/ Egil Skavang			
		Postboks 2610 Solli			
		0203 Oslo			
		Zurich Forsikring			
1		v/ Thorvald M Haraldsen			
		Postboks 633 Skøyen			
		0214 Oslo			
		NHH			
1		Biblioteket			
		Helleveien 30			
		5045 Bergen			
1		Universitetsbiblioteket i Trondheim			
		7491 Trondheim			
1		Høgskolebiblioteket i Stavanger			
		Postboks 2557 Ullandhaug			
		4091 Stavanger			
		Høgskolen i Bodø			
1		Biblioteket			
		Mørkvedtråkket 30			
		8049 Bodø			

EKSTERN FORDELING

INTERN FORDELING

ANTALL	EKS NR	TIL	ANTALL	EKS NR	TIL
1		Handelshøyskolen BI Biblioteket Postboks 580 1302 Sandvika			
1		Nord Pool ASA v/ Johan Olav Aarøy Postboks 373 1324 Lysaker			
1		Statnett SF Region Midt-Norge v/ Odd Myrvang Postboks 84 6601 Sunndalsøra			
1		Tafjord Kraft v/ Finn Terje Nilssen Postboks 243 Sentrum 6003 Ålesund			
1		Hammerfest EI-verk v/ Svein Fredriksen Rossmolgt 50 960 Hammerfest			
1		Statkraft Region Vest-Norge v/ Arne G Pleym Postboks 249 4201 Sauda			
1		Viken Energinett v/ Vidar Solheim Postboks 2468 Solli 0202 Oslo			
1		BKK v/ Johan Fredrik Meyer Postboks 7050 5020 Bergen			
1		Hafslund ASA v/ Harry Oterholm Postboks 55 1701 Sarpsborg			
		www.ffi.no			