

FFI RAPPORT

NORSK KRAFTFORSYNING - Dagens system og fremtidig utvikling

HAGEN Janne Merete, NYSTUEN Kjell Olav, FRIDHEIM Håvard,
RUTLEDAL Frode

FFI/RAPPORT-2000/04450

FFISYS/769/204.0

Godkjent
Kjeller 26 september 2000

Jan Erik Torp
Forskningsjef

**NORSK KRAFTFORSYNING - Dagens system og
fremtidig utvikling**

HAGEN Janne Merete, NYSTUEN Kjell Olav,
FRIDHEIM Håvard, RUTLEDAL Frode

FFI/RAPPORT-2000/04450

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

FORSVARETS FORSKNINGSINSTITUTT (FFI)
Norwegian Defence Research Establishment

UNCLASSIFIED

P O BOX 25
 NO-2027 KJELLER, NORWAY
REPORT DOCUMENTATION PAGE

SECURITY CLASSIFICATION OF THIS PAGE
 (when data entered)

1) PUBL/REPORT NUMBER FFI/RAPPORT-2000/04450	2) SECURITY CLASSIFICATION UNCLASSIFIED	3) NUMBER OF PAGES 53
1a) PROJECT REFERENCE FFISYS/769/204.0	2a) DECLASSIFICATION/DOWNGRADING SCHEDULE -	
4) TITLE NORSK KRAFTFORSYNING - Dagens system og fremtidig utvikling THE NORWEGIAN ELECTRIC POWER SYSTEM- System Description and Future Developments		
5) NAMES OF AUTHOR(S) IN FULL (surname first) HAGEN Janne Merete, NYSTUEN Kjell Olav, FRIDHEIM Håvard, RUTLEDAL Frode		
6) DISTRIBUTION STATEMENT Approved for public release. Distribution unlimited. (Offentlig tilgjengelig)		
7) INDEXING TERMS IN ENGLISH: IN NORWEGIAN:		
a) <u>Electric Power System</u>	a) <u>Kraftforsyning</u>	
b) <u>Power Grid</u>	b) <u>Kraftnett</u>	
c) <u>Vulnerability</u>	c) <u>Sårbarhet</u>	
d) <u>Scenario</u>	d) <u>Scenario</u>	
e) _____	e) _____	
THESAURUS REFERENCE:		
8) ABSTRACT This report presents a description of the present Norwegian electric power system, as well as a discussion of emerging trends and future developments in this system. The report provides the basis for FFI's current vulnerability analysis of the electric power system. Norway's electric power system is getting increasingly complex, due to a large-scale implementation of electronic components and information systems. Workforce reductions and efficiency improvements dominate the development of the electric power sector. Norway is also becoming increasingly dependent on foreign power sources. These trends provide for an entirely different electric power system than just a few years ago. Also, these trends make it virtually impossible to present a "static" description of the system. Thus, the report also contains a scenario, describing possible future developments of the system until 2010.		
9) DATE 26 September 2000	AUTHORIZED BY This page only Jan Erik Torp	POSITION Director of Research

ISBN-82-464-0447-4

UNCLASSIFIED

SECURITY CLASSIFICATION OF THIS PAGE
 (when data entered)

INNHold

	Side	
1	INNLEDNING	7
1.1	Formål	7
1.2	Rapportens disposisjon	7
2	SAMMENDRAG	8
3	SÅRBARHETSANALYSEN	9
3.1	Overordnet fremgangsmåte for sårbarhetsanalysen	9
3.2	Informasjonsgrunnlaget for sårbarhetsanalysen og denne rapporten	10
4	KRAFTFORSYNINGENS OPPBYGGING OG STRUKTUR	11
4.1	Modell av kraftforsyningen	11
4.2	Basisinfrastrukturen i kraftforsyningen	12
4.2.1	Produksjonssystemet	12
4.2.2	Nye energiformer	14
4.2.3	Kraftnettet	15
4.2.4	Komponentvern	16
4.3	Begrensninger i effekt- og energiforsyningen til ulike regioner	17
4.4	Drifts- og styringssystemer	19
4.4.1	Styring av kraftanlegg	19
4.4.2	Driftshierarkiet	20
4.4.3	Informasjonsflyt og kommunikasjonsbehov i et bredere perspektiv	20
4.4.4	Informasjonsinfrastruktur og –systemer	22
4.5	Regulering og stabilitet	23
4.5.1	Frekvensregulering	23
4.5.2	Stabilitet	24
4.5.3	Ny teknologi og effektivisering i nettet	25
4.6	Handelssystemet	25
4.6.1	Organiseringen av markedet	25
4.6.2	Energiloven og monopolkontroll	27
5	KRAFTFORSYNINGEN OG OMVERDENEN	29
5.1	Avhengigheten av kritisk kompetanse	29
5.2	Den nasjonale leverandørindustriens betydning	31
5.3	Avhengighet av andre samfunnsfunksjoner	31
5.4	Avhengigheten av det nære utlandet	33
6	KRAFTFORSYNINGENS UTVIKLING MOT ÅR 2010	34
6.1	Scenario for fremtidig utvikling	34
6.2	Demografi	34
6.3	Forbruk	35

6.4	Eierstruktur	36
6.5	Leveringssikkerhet	40
6.6	Informasjonsteknologi	40
APPENDIKS		42
A.1	Befolkningsutvikling	42
A.2	Effekt	45
A.3	Noen sentrale ord, uttrykk og forkortelser	47
LITTERATUR		49
FORDELINGSLISTE		51

NORSK KRAFTFORSYNING - Dagens system og fremtidig utvikling

1 INNLEDNING

1.1 Formål

Denne rapporten inngår i BAS3-prosjektet¹, som for tiden gjennomføres ved FFI. Prosjektets hovedmål er å identifisere sårbarhetsreducerende tiltak som kan gi norsk kraftforsyning en akseptabel sikkerhet overfor ulike trusler i fred, krise og i krig.

Kraftforsyningen fremheves ofte som en kritisk funksjon for det moderne samfunnet, og systemet fremheves som sårbart selv overfor enkle påkjenninger. De fleste vurderingene som ligger til grunn for disse påstandene er imidlertid kvalitative. Sjelden spesifiseres det *hva* som skal til for at norsk kraftforsyning bryter sammen, og hvordan en kan forhindre at dette skjer. BAS3-arbeidet søker å gi et svar på dette gjennom en omfattende sårbarhetsanalyse.

Denne rapporten gir vår systembeskrivelse av kraftforsyningen. Formålet med rapporten er å beskrive kraftforsyningens oppbygging og funksjon på en enkel og overordnet måte, og skissere et scenario for fremtidig utvikling som kan danne utgangspunkt for sårbarhetsanalysen. Målgruppen for rapporten er beslutningstakere i Totalforsvaret som ønsker en innføring i norsk kraftforsyning. Systembeskrivelsen er også et viktig grunnlag for sårbarhetsanalysen, da den senere vil bli brukt som utgangspunkt for vurdering av sårbarhet og beskrivelse av sårbarhetsreducerende tiltak.

1.2 Rapportens disposisjon

Kapittel 1 presenterer formålet med rapporten.

I kapittel 2 gis det et kort sammendrag av rapportens innhold.

Kapittel 3 angir rapportens plass i sårbarhetsanalysen i BAS3.

I kapittel 4 gis det en overordnet systembeskrivelse av kraftforsyningen.

I kapittel 5 diskuteres kraftsystemets avhengighet av omverdenen.

Kapittel 6 presenterer et scenario for utviklingen innen kraftforsyningen de nærmeste 10 årene.

¹ BAS3 (Beskyttelse av samfunnet 3) er det tredje i rekken av prosjekter som har satt fokus på sårbarheten i det norske samfunnet.

2 SAMMENDRAG

Rapporten gir en innføring i kraftforsyningens oppbygging og struktur, og danner utgangspunktet for sårbarhetsanalysen i BAS3-prosjektet ved FFI. Det er anlagt en bred tilnærming til systembeskrivelsen, der både teknisk infrastruktur og markedet inngår. Særegenheter i de ulike delsystemene er kort beskrevet for å gi leseren en innføring i systemets virkemåte, uten at dette er beskrevet i detalj.

Norsk kraftforsyning er i stor grad basert på vannkraft fra produksjonsanlegg distribuert over hele landet. Et omfattende kraftnett er bygget opp for å overføre og fordele kraften fra produksjonsstedene til forbrukssentrene. Drifts- og styringssystemer for den grunnleggende infrastrukturen er viktige, slik at kraftoverføringen blir mest mulig effektiv. Videre er handelssystemet for elektrisk kraft avhengig av en tett kobling mot både driftssystemet og mot kraftinfrastrukturen.

Som det fremgår av rapporten har kraftforsyningen blitt et komplisert system, som er svært IT-avhengig. Avhengigheten av IT og elektronisk kommunikasjon ser bare ut til å øke etterhvert som ny teknologi tas i bruk innen drift og styring, og ettersom trenden mot effektivisering og kostnadsreduksjoner tiltar. Det er også en trend mot at kompetanse blir stadig mer kritisk, gjennom de nedbemanningene og bortsettinger av tjenester (outsourcing) man er vitne til i dag. Den pågående teknologiske utviklingen setter også nye krav til kompetanse i bransjen.

Norge er de siste årene blitt en nettoimportør av kraft, og forbruket av elektrisitet forventes å øke i tiden fremover. Vi blir dermed avhengige av utveksling av kraft med utlandet, og denne avhengigheten vil med stor sannsynlighet øke i tiden fremover. Det blir også planlagt med en tettere sammenkopling med resten av Europa i form av bygging av nye likestrømskabler, mens utbygging av nasjonal kraftproduksjon preges av usikkerhet, spesielt når det gjelder gasskraftverk. Vi har imidlertid tatt høyde for at noe ny produksjon bygges ut, fortrinnsvis vindkraft og gasskraft.

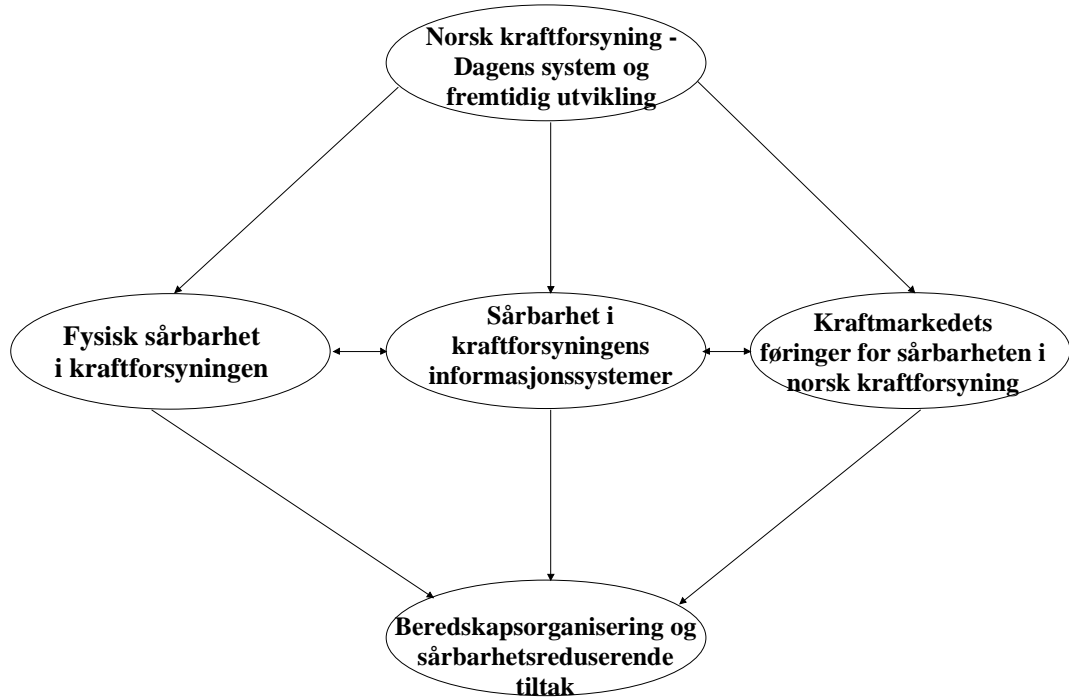
Flere trekk tyder på at man i fremtiden får et europeisk deregulert kraftmarked, der Norges kopling til Europa er sterkere enn i dag. I dette markedet bidrar oppkjøp og konkurranse til en sentralisering som ender opp i et færre antall store aktører, både på nasjonalt og på europeisk nivå. En slik utvikling kan man ikke forhindre, selv om det i dag er knyttet restriksjoner til eierforholdene i norske kraftselskaper.

Med det som er sagt her, synes det som en tilnærmet umulig oppgave å gi et ”statisk” bilde av kraftforsyningen. Dagens bilde av kraftforsyningen vil kunne danne et utgangspunkt for sårbarhetsanalysen, men de trender og utviklingstrekk man ser for seg kan ikke undervurderes, da de vil få store føringer for systemet som helhet. Man må derfor ta høyde for de utviklingstrekk bransjen vil erfare i tiden fremover.

3 SÅRBARHETSANALYSEN

3.1 Overordnet fremgangsmåte for sårbarhetsanalysen

Sårbarhetsanalysen er skjematisk fremstilt i Figur 3.1.



Figur 3.1 Overordnet fremgangsmåte for analysen

Systembeskrivelsen utgjør det øverste nivået i Figur 3.1, og danner grunnlaget for sårbarhetsanalysen. Selve analysen gjøres i tre deler, alle dokumentert i egne rapporter:

- En vurdering av kraftinfrastrukturens sårbarhet overfor fysiske anslag
- En vurdering av informasjons- og kommunikasjonssystemenes sårbarhet
- En vurdering av markedets betydning for sårbarheten i kraftforsyningen

Analysen sammenfattes i en beskrivelse av dagens beredskap i kraftforsyningen, som inkluderer en vurdering av eksisterende og nye sårbarhetsreducerende tiltak.

Sårbarhetsanalysen er en iterativ prosess, og sårbarhets- og tiltaksarbeidet har blitt gjort parallelt med at systembeskrivelsen har blitt utarbeidet. Dette sikrer god sammenheng mellom de ulike delene av analysen. For ordens skyld skiller vi mellom sårbarhetsbegrepet og risikobegrepet, der sårbarhet har et rent systemteknisk fokus rettet mot systemets reaksjoner mot trusler. Risiko er på sin side et produkt av sannsynligheten for systemsvikt og konsekvensene av denne svikten. Med dette utgangspunktet inngår konsekvensvurderinger ikke i sårbarhetsanalysen som sådan, men de inngår i prosjektet som helhet.

Analysen i BAS3 har en tidshorisont på 10 år, m a o fram til og med år 2010. Imidlertid har mye av infrastrukturen i kraftforsyningen en levetid som er vesentlig lengre enn dette, kanskje 50-60 år. Tiltaksvurderingene må da også ta hensyn til dette i den grad det er relevant.

3.2 Informasjonsgrunnlaget for sårbarhetsanalysen og denne rapporten

En betydelig del av prosjektarbeidet har gått med til innhenting av primærinformasjon gjennom møtevirksomhet og personlige intervjuer. I begynnelsen gjaldt dette hovedsaklig informasjon om kraftforsyningens oppbygging og sårbarhet. De viktigste informantene i denne prosessen har vært Statnett SF, Statkraft SF og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Prosjektet har imidlertid også hatt møter med andre aktører i bransjen, herunder kan nevnes Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, Nord Pool, Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap (BKK), Viken Energinett, Hammerfest Elektrisitetsverk og Holte Prosjekt.

Det ble gjennomført en studietur til Sverige i oktober 1999, hvor prosjektet besøkte Överstyrelsen för Civilt Beredskap (ÖCB). I den sammenheng ble det avholdt et todagersmøte hvor Svenska Kraftnät, Energimyndigheten, ÖCB og Forsvarets Forskningsanstalt var tilstede og bidro med presentasjoner om sårbarhet i kraftforsyningen. Forskjeller mellom norske og svenske forhold ble drøftet (7).

Den innledende informasjonsinnhentingene dannet grunnlag for systembeskrivelsen og et sårbarhetsspill som ble gjennomført i november 1999. Her deltok ulike aktører fra bransjen, myndighetene og andre totalforsvarsaktører. Spillet bidro med informasjon om samspillet og kommunikasjonsbehovet mellom ulike aktører i krisesituasjoner, samt diskusjoner rundt reetablering etter utfall.

Prosjektet gjennomførte en studietur til Canada og USA i februar 2000, med tema "trusler og sårbarhet i kraftforsyningen". I Canada ble det gjennomført møter med kraftselskapet Hydro Quebec og Quebec National Security Agency. Federal Bureau of Investigation/National Infrastructure Protection Center, Institute for Defense Analysis og Critical Infrastructure Assurance Office ble besøkt i USA (6).

I februar 2000 ble det gjennomført en workshop med fokus på kraftforsyningens sårbarhet i distriktene. Her deltok Hammerfest Elektrisitetsverk, Statkraft Sunndalsøra, Tafjord Kraft, Statnett SF, Statkraft SF, NVE og Olje- og energidepartementet (OED).

I mai 2000 ble det gjennomført en større skriftlig spørreundersøkelse, der spørreskjema ble sendt ut til 251 adressater. Spørreundersøkelsen tok sikte på å kartlegge forhold knyttet til informasjonssikkerhet og fysisk beskyttelse av anlegg.

I juni/juli 2000 gjennomførte personer fra det våpentekniske miljøet på FFI en grov og overordnet vurdering av ulike kraftforsyningsanleggs sårbarhet overfor lufttrusselen.

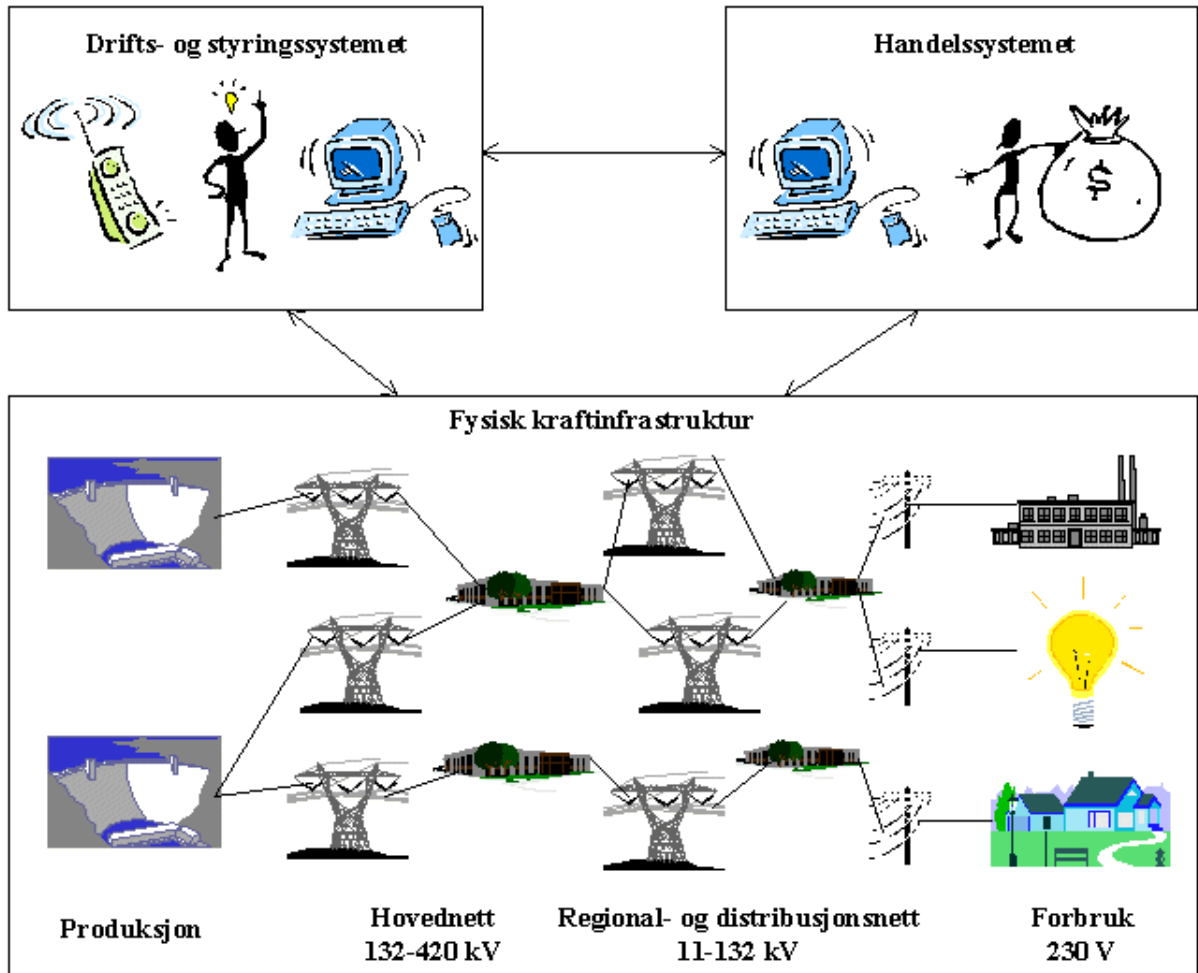
Det er innhentet og gjennomgått betydelige mengder sekundærlitteratur i form av etatsintern underlagsdokumentasjon, artikler og faglitteratur.

Totalt bygger prosjektarbeidet på gjennomgang av store mengder faglitteratur og personlige intervjuer med eksperter innen en rekke områder i kraftforsyningen.

4 KRAFTFORSYNINGENS OPPBYGGING OG STRUKTUR

4.1 Modell av kraftforsyningen

Kraftforsyningen kan modelleres som vist i Figur 4.1.



Figur 4.1 Modell av kraftforsyningen.

Det nederste nivået i modellen viser den fysiske kraftinfrastrukturen som sørger for produksjon, overføring og distribusjon av elektrisk kraft. Dette inkluderer alle fysiske installasjoner, anlegg og komponenter som bringer kraften fra produksjonsstedet til forbrukeren. Eksempler på komponenter på dette nivået er demninger, kraftstasjoner, transformatorer og kraftlinjer.

Over dette finner vi drifts- og støttesystemet, som sørger for sikker og effektiv drift av kraftinfrastrukturen. I tillegg er handelssystemet plassert inn i figuren. Handel av kraft er avhengig av en intakt infrastruktur og en tett kopling til drifts- og styringssystemet. Handels- og drifts-/styringssystemet har et felles behov for informasjon og koordinering, siden elektrisitetssomsetning er et just-in-time system. Forbrukere utfordrer systemet ved å bruke lys, ovner, motorer og annet elektrisk utstyr. Den øyeblikkelige tilkoplingen av elektrisk utstyr krever en umiddelbar reaksjon fra aggregater og brytere i nettet for å opprettholde frekvensen, spenningsnivået og stabiliteten i leveransene.

Utveksling av informasjon på og mellom de ulike nivåene i figuren skjer via en grunnleggende

informasjonsinfrastruktur. Denne er dels eid av kraftforsyningen selv, og dels leid som tjenester i det offentlige telemarkedet.

De ulike delene i modellen beskrives nærmere i de følgende avsnittene.

4.2 Basisinfrastrukturen i kraftforsyningen

4.2.1 Produksjonssystemet

Produksjon av elektrisk kraft i Norge er tilnærmet synonymt med vannkraft. Vannkraftverkene stod i 1996 for ca 99,5 % av innenlands energiproduksjon, med ca 105 TWh (7)². Andre energiformer, som f eks varmekraft og vindkraft, står m a o for svært lite av den samlede energiproduksjonen. På lang sikt kan imidlertid disse energiformene ha et potensiale for å dekke en del av vårt behov for elektrisitet og varme.

Vannkraftverk omdanner bevegelsesenergien i rennende vann til elektrisk energi ved bruk av aggregater³. Typisk ledes vannet fra vannkilden via tunneler og sjakter inn til en eller flere turbiner. Vannet driver turbinene, som igjen driver generatorer som produserer elektrisk strøm. En skiller gjerne mellom to typer vannkraftverk, høytrykkverk og lavtrykkverk⁴. Av årsproduksjonen innen vannkraft har høytrykksverkene den største andelen. Produksjonen for andre energikilder er beskrevet i underavsnitt 4.2.2

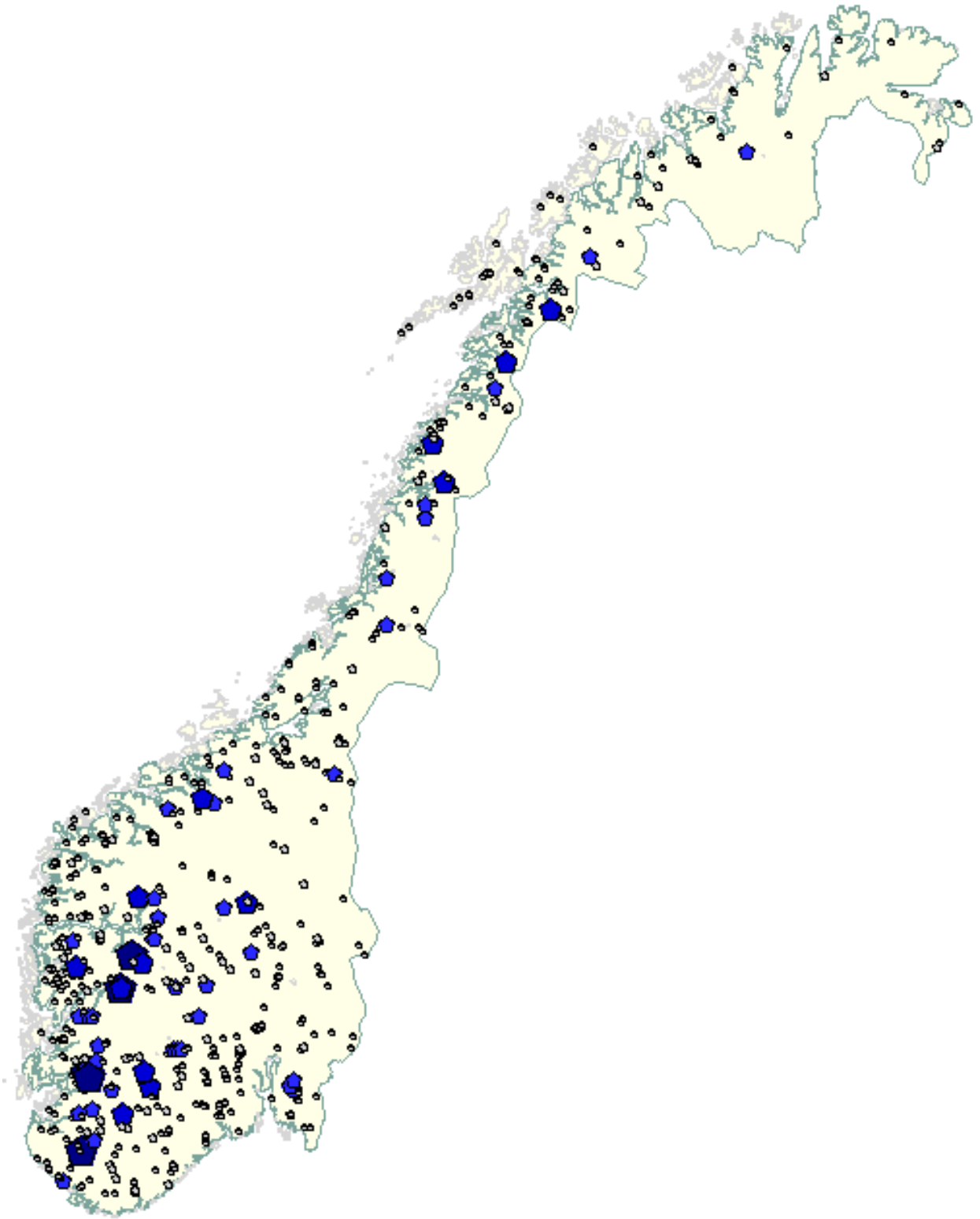
Uansett produksjonsform må spenningen på den elektriske energien økes i en transformator før den kommer ut på overføringsnett, slik at tapet under transporten fram til forbruker blir minst mulig. Denne transformatoren er lokalisert i selve produksjonsanlegget. Utenfor produksjonsanlegget må spenningen gjennom et koblingsanlegg med tilknytning til overføringsnett. Koblingsanlegget kan kople produksjonsenheten til og fra overføringsnett. Koplingen skjer normalt elektronisk via drifts- og styringssystemet (fjernstyring), men kan også gjøres manuelt (lokalstyring).

Figur 4.2 viser produksjonsanleggene i Norge. Store symboler med mørk farge representerer produksjonsverk med høy installert aggregateffekt, mens små og lyse symboler illustrerer de mindre produksjonsverkene. Som figuren illustrerer er produksjonsanleggene spredt over hele landet. Mange av de store produksjonsanleggene finnes vest for vannskillet i Sør-Norge. På Østlandet, der en finner den største andelen energi- og effektuttak, er det derimot relativt lite produksjon.

² Forbruket øker imidlertid, og i 1999 var produksjonen på ca 121 TWh (8).

³ En turbin og en generator utgjør tilsammen et aggregat.

⁴ Typisk for et lavtrykkskraftverk er liten fallhøyde og stor vannmengde. Vanligvis finner en lavtrykkskraftverk som elvekraftverk. I Norge regulerer en normalt ikke vannføringen i elvene ved bygging av demninger. Kraften må dermed produseres når vannet kommer, noe som gir høy produksjon i perioder med flom, og lav produksjon om vinteren. Elvekraftverk finner en ved tettbebygde områder i lavlandet på Østlandet og i Trøndelag. Høytrykkskraftverkene er som regel anlegg som utnytter store fallhøyder og og mindre vannmengder. Et høytrykkskraftverk er ofte bygget inn i fjellet nær reguleringsmagasinene, og er forbundet med disse gjennom underjordiske tunneler eller rørledninger som ligger i dagen. Høytrykksverkene har ofte større effektinstallasjon og kortere brukstid enn elvekraftverkene. Fordelen med et høytrykkskraftverk er at en gjennom regulering av ett eller flere vannmagasin tilknyttet verket kan regulere når det er optimalt å produsere kraften.



Figur 4.2 Produksjonsanlegg i det norske kraftsystemet. De tre ulike mørkeblå symbolene angir anlegg med hhv 500-1240, 250-500 og 120-250 MW installert ytelse, etter avtagende størrelse. De små lyse symbolene angir anlegg med installert ytelse under 120 MW.

I Tabell 4.1 er vist en oversikt over de 23 største kraftstasjonene i Sør-Norge sør for Vågåmo (stasjoner med mer enn 200 MW installert effekt). Installert effekt totalt i regionen er ca 20,3 GW. Dette utgjør 74 % av all installert effekt i Norge (9). Området inneholder totalt 357 kraftverk over 1 MW (9).

Kraftstasjon	Installert ytelse (Vannkraft)(MW)
Kvilldal	1.240
Sima	1.120
Tonstad	960
Aurland I	675
Saurdal	640
Tokke	430
Evanger	330
Brokke	330
Nedre Vinstra	308
Vinje	300
Jostedal	288
Aurland III	270
Mauranger	250
Nes	250
Holen I-II	230
Fortun	215
Vamma	212
Lysebotn	210
Solbergfoss	205
Nore I	204
Duge	200
Oksla	200
Solhom	200

Tabell 4.1 De største kraftstasjonene sør for Vågåmo

I Tabell 4.2 er en tilsvarende oversikt for de 6 største kraftstasjonene i området nord for Vågåmo (stasjoner med mer enn 200 MW installert effekt). I denne regionen, som har i alt 192 kraftverk over 1 MW, er det totalt installert ca 7,1 GW (9).

Kraftstasjon	Installert ytelse (Vannkraft) (MW)
Rana	500
Svartisen	350
Kobbelv H	300
Skjomen	300
Aura	290
Nedre Røssåga	250

Tabell 4.2 De største kraftstasjonene nord for Vågåmo

En stor del av kraftproduksjonen i begge regioner er m a o basert på små enheter. 94 % av kraftverkene i sør og 92 % av kraftverkene i nord står for 50 % av installert ytelse i de respektive regioner.

4.2.2 Nye energiformer

Varmekraft og vindkraft blir vurdert som aktuelle og alternative muligheter i fremtidens kraftforsyning. Slik teknologi har imidlertid eksistert en stund. I tillegg til vannkraftverkene fantes det i 1996 16 varmekraftstasjoner (4) og 12 vindturbiner i norsk kraftforsyning (15). Varmekraftverkene produserte totalt 550 GWh og vindkraften 9 GWh.

I et *varmekraftverk* benyttes den kjemiske energien i brenselet til å produsere kraft. Varmen som brenselet avgir ved forbrenning omdannes til mekanisk energi i en motor eller en turbin, som via en aksel driver en generator. *Gasskraftverk* er et eksempel på en type varmekraftverk.

De gasskraftverkene som Naturkraft AS ønsker å bygge på Kårstø og Kollsnes på Vestlandet, er *kombikraftverk* basert på naturgass. I et kombikraftverk blir kraft produsert både fra en gassturbin og fra en eller flere dampturbiner. Dette gjøres ved at varmen på røykgassen fra gassturbinen utnyttes til å generere damp til dampturbinen. For nye kombikraftverk er gjerne gassturbin, dampturbin og en felles generator festet på samme aksling. De største kombikraftverkene, med naturgass som brensel og med én aksling, har en ytelse på totalt 420 MW. De planlagte gasskraftverkene på Vestlandet er begge 350 MW-verk med en samlet årlig produksjonskapasitet på 5,6 TWh (9).

Langs norskekysten og i de norske fjellene er det gode vindforhold, og flere steder er attraktive for utbygging av *vindkraft*⁵. Det er utviklet ulike typer turbiner, styresystemer og utrustning for kraftproduksjon. I dag er alle typer kommersielt tilgjengelige vindkraftverk av typen HAWT (Horisontal Axis Wind Turbine). Andre typer, med f.eks vertikal aksel eller mekanismer for å konsentrere vinden gjennom turbinen, har blitt bygget og testet, men ikke kommet i kommersiell produksjon ennå (9).

4.2.3 Kraftnettet

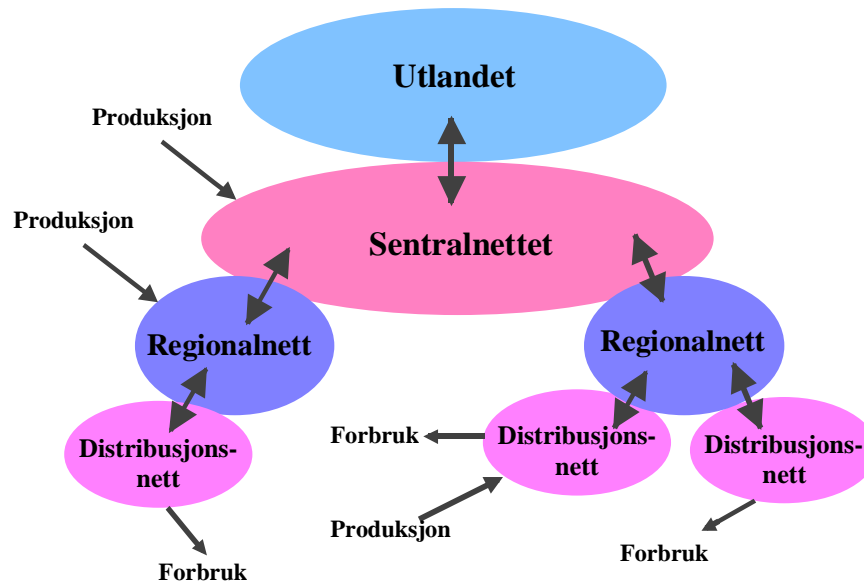
Den elektriske energien må transporteres fra produksjonsstedet til forbrukerne, gjerne over store avstander. Til dette formålet har en etablert et nett av kraftlinjer (luftledninger) og i noen grad kabler (gravd ned i bakken)⁶. Ved overføring av elektrisitet over lange avstander må spenningen være høy for å redusere tapet under overføringen. Brukerne må imidlertid ha strøm med lav spenning for å kunne koble sitt elektriske utstyr til nettet. For å endre spenningsnivåene under overføring/distribusjon av kraft benyttes transformatorer. I nettet finnes også koblingsanlegg, som kobler sammen linjer/kabler.

217 selskaper med nettvirksomhet stod per 25 august 1999 for overføring og distribusjon av elektrisk kraft i Norge (13). Denne overføringen foregår på tre ulike nettnivåer: Sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Mellom 50 og 60 nettselskaper står for overføring av elektrisk kraft på landsnivå og på det regionale nivået.

Figur 4.3 viser nivåene for overføring og distribusjon av elektrisk kraft.

⁵ Dette betinger dog i stor grad at kraftprisene må opp på et høyere nivå enn i dag.

⁶ I byområdene brukes ofte nedgravde kabler, mens det i distriktene er luftlinjer som bringer strømmen ut til folk.



Figur 4.3 Nivåer for overføring og distribusjon av elektrisk kraft

Hovednettet består av det landsomfattende elektriske ledningsnettet på de høyeste spenningsnivåene (132, 300 og 420 kV), og inkluderer Sentralnett med tilhørende koblings- og transformatorstasjoner, samt regionalnett som har betydning for driften av sentralnett.

Med *Sentralnett* menes de anlegg som til enhver tid er omfattet av kontrakten mellom Statnett og Statnetts kunder om tilknytning til og bruk av Sentralnett. Sentralnettets funksjon er å binde sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler, gi aktører i alle landsdeler lik adgang til markedsplass og sørge for sentrale utvekslingspunkter i alle regioner. I 1997 omfattet Sentralnett elektriske anlegg fra 47 eiere⁷. Statnett eier ca 80 % av sentralnett, og har dermed også teknisk driftsansvar for dette. I tillegg har Statnett ansvaret for systemdriften. De resterende 20 % eies av drøyt 40 andre nettselskaper (regionalnettselskaper).

Regionalnett omfatter nett på spenningsnivåene 66, 132 og 300 kV, mens *distribusjonsnett* vanligvis opererer på spenningsnivåene 230V-22 kV. Overgangen mellom distribusjons- og regionalnett er imidlertid definisjonsmessig uklar. Utkantstrøk og mindre byer har ofte nett med radialstrukturer. I større byer vil en også finne ringstrukturer eller grader av maskenettstrukturer, slik som er tilfellet i Oslo.

Produksjonsanlegg kan være knyttet direkte til Sentralnett eller til et regionalnett, i noen grad også direkte til distribusjonsnett. Forbruk er i vesentlig grad knyttet til distribusjonsnett, men i noe omfang også direkte til regionalnett. Forbindelser til utlandet er knyttet til sentralnett. Distribusjonsverkene eier det lokale fordelings-/distribusjonsnett, mens vertikalt integrerte verk eier både lokalt fordelingsnett og kraftproduksjon.

4.2.4 Komponentvern

De enkelte primærkomponentene som inngår i kraftsystemet må dimensjoneres slik at de tåler termiske og mekaniske påkjenninger både ved normal drift og ved kortslutninger. For å oppnå en sikker overføringssituasjon i kraftsystemet kreves det tiltak i form av *komponentvern* for å

⁷ Kabelanlegg, d v s føringer som er lagt ned i bakken eller lagt under vann, og som er bygget inn under områdekonsesjon inngår ikke i Sentralnett.

sikre aggregater, transformatorer og kraftlinjer mot svikt, eksempelvis kortslutninger mot jord, fasesammenslag eller overlast. Komponentvernene løser ut automatisk f eks når belastningen på en komponent blir for stor. Det finnes ulike typer vern tilpasset de typer enheter som skal beskyttes.

Komponentvern er innstilt på en slik måte at de hurtig vil løse ut og isolere feilkilden fra resten av nettet (selektivitet). Således vil ikke én enkeltstående feil forplante seg i nettet (følgefeil), såfremt kraftsystemet drives på en slik måte at enkeltfeil ikke medfører overlast og utfall andre steder i nettet (n-1-kriteriet). I situasjoner med samtidige feilsituasjoner, eller på steder der nettet ikke har n-1-status, kan komponentvern forårsake kaskaderende utfall ved at feilene ”forplanter seg” og sørger for overlast på komponenter etter tur. I slike situasjoner kan komponentvern løse ut over et stort område og forårsake at systemet bryter sammen. Det understrekes at dette er en usannsynlig, men likevel ikke umulig hendelse.

Noen typer komponentvern vil ha automatisk funksjon for innkobling av linjer etter bestemte kriterier. Andre typer vern må deaktiveres manuelt fra driftssiden.

4.3 Begrensninger i effekt- og energiforsyningen til ulike regioner

Det finnes en rekke flaskehalsar og svake punkt i nettstrukturen i overføringsnettet. Disse har ofte årsak i geografiske og demografiske (befolkningstetthet) forhold.

Østlandet er et eksempel på et kraftig underskuddsområde med hensyn til både energi og effekt. Bakgrunnen for dette er stor befolkning og lite produksjon i området. For å sikre krafttilførsel til dette området er det gjennom mange år bygget opp sterke forsyningslinjer for å hente kraft fra overskuddsområder, hovedsaklig på Vestlandet. Østlandet er helt avhengig av disse forbindelsene, som i hovedsak går gjennom to korridorer bestående av flere 420kV- og 300kV-forbindelser: Flesakersnittet fra Nord-Rogaland og Hallingdalsnittet fra Hordaland/Sogn. Østlandet er også knyttet tett til Sverige via Haslesnittet gjennom Østfold. Korridorene mot Vestlandet har gjennomgående høy belastning over hele året, fordi disse også benyttes til eksport av kraft til Sverige i perioder med mindre belastning på Østlandet.

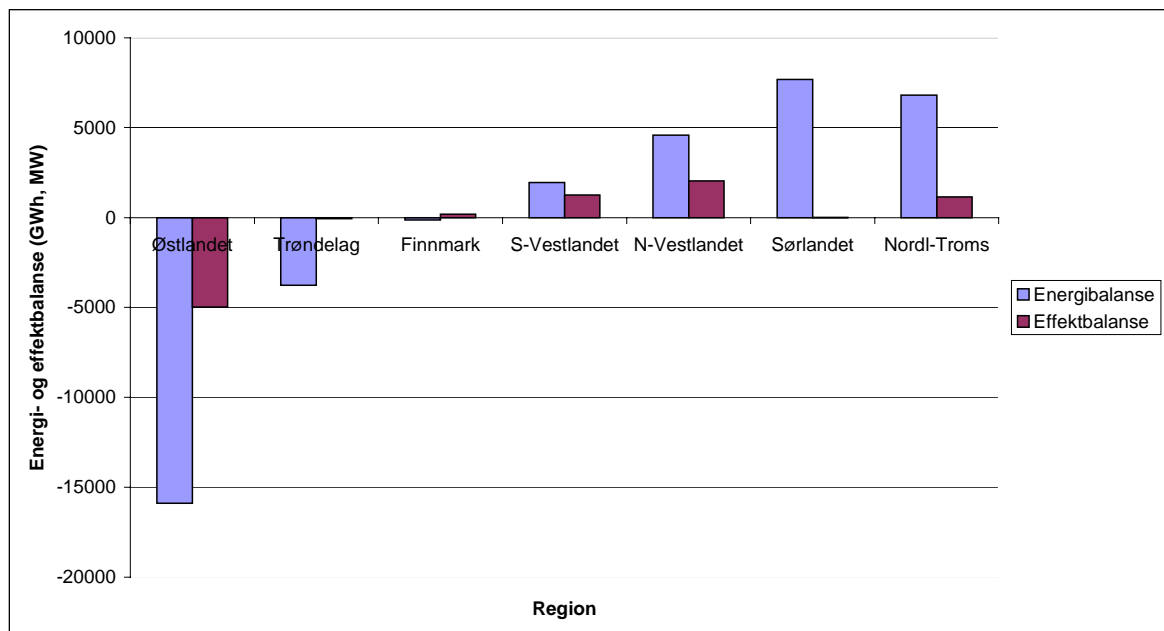
Forbrukerområdene på Sørlandet, Vestlandet og i Trøndelag forsynes i større grad av lokale produksjonsanlegg. Men også her foregår det en til dels betydelig transport av effekt over lengre avstander, i hovedsak gjennom 300kV- og til dels 132 kV-forbindelser. Et annet karakteristisk trekk er at nettforbindelsene innen og mellom områdene på langt nær er like kraftige som inn mot Østlandet. På Sørlandet finner en relativt sterke likestrømskabler (HVDC-forbindelser) mot Danmark og Tyskland, mens man i Trøndelag finner en svak tilknytning til Sverige. I vintersituasjonen er det effektunderskudd i Trøndelag (8).

Kraftforsyningen i Nord-Norge preges av lange overføringsavstander og omfattende grisgrendte områder. Nettet her er mye svakere enn inn til det sentrale Østlandsområdet. Utfordringer med hensyn til klimaet i nord øker i realiteten denne forskjellen. Normalt er det effektoverskudd i Nordland p g a stor produksjon i flere større produksjonsanlegg. Finnmark har derimot underskudd om vinteren, og er avhengig av import. Om sommeren eksporterer Finnmark kraft (8).

For å illustrere effekt- og energibalansen i ulike regioner har vi valgt å dele landet inn i syv regioner. Disse syv regionene er:

1. Østlandet: Vestfold, Østfold, Akershus, Oslo, Buskerud, Oppland, Hedmark
2. Sørlandet: Telemark, Aust-Agder, Vest-Agder og Rogaland sør for Boknafjorden
3. Sør-Vestlandet: Nord-Rogaland og Hordaland
4. Nord-Vestlandet: Sogn- og Fjordane og Møre- og Romsdal.
5. Trøndelag: Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag
6. Nordland og Troms
7. Finnmark

I Figur 4.4 er det vist en oversikt over energi- og effektbalansen for hver av disse regionene (se for øvrig appendiks A.2).



Figur 4.4 Energi- og effektbalansen 1999, fordelt på regioner.

De befolkningsrike områdene i Oslo og Akershus kjennetegnes med stort effekt- og energiunderskudd. Disse områdene er derfor i utgangspunktet sårbare overfor brudd i krafttilførselen inn til området. Dette forsterkes av at lokal produksjon i hovedsak kommer fra elvekraftverk uten magasin, og som dermed har betydelig lavere mulig uttak enn installert ytelse i store deler av året.

Forbruket på Vestlandet utgjør ca 25-30% av totalforbruket (knappt 20% av alminnelig forsyning og nesten 50% av kraftintensiv industri). Vestlandet har flere geografisk adskilte forbrukssentre langs kysten. De fleste store industriuttak er lokalisert nært kraftverk, og ligger inne i fjordarmer. Kraftproduksjonen på Vestlandet utgjør ca 35% av landets totale produksjon. Vestlandet har i dag et betydelig kraftoverskudd (8).

Kraftverkene i Midt-Norge består av elvekraftverk og magasinkraftverk, og står for ca 20% totalproduksjonen. Midt-Norge har samlet sett et effektoverskudd. Området karakteriseres

imidlertid av underskudd i sør og overskudd i nord (8). Trøndelag opplever totalt et underskudd i energibalansen, og er derfor over året avhengig av tilførsel fra andre områder.

Forbruket i Nord-Norge (nord for Kobbelv) utgjør ca 6% av totalt fastkraftforbruk. Kun én bedrift er definert som kraftkrevende. Forbrukstygdepunkt er Harstad og Tromsø-området. Produksjonen i Nord-Norge utgjør 5% av landets samlede produksjon, og er fordelt over hele regionen. Nord-Norge har tilnærmet balanse mellom forbruk og produksjon, men med store lokale forskjeller. Om vinteren er det underskudd i nordøst, med påfølgende overføringsbehov mot Finnmark. Om sommeren, med stor produksjon i Alta, går kraftflyten typisk mot sørvest (8).

4.4 Drifts- og styringssystemer

4.4.1 Styring av kraftanlegg

Den virksomheten som har eierskap i en del av kraftforsyningen, har også normalt driftsansvaret for denne delen. Dette gjør at det er et stort antall virksomheter som samlet står for å drifte norsk kraftforsyning. Gjennom drifts- og styringssystemene koordineres forbruk og produksjon, nettet driftes og vedlikehold i kraftsystemet planlegges og gjennomføres.

Styring av anleggene i kraftforsyningen kan skje på følgende måte:

- Direkte kontroll eller *nærstyring* direkte på apparatene i det enkelte anlegget. Nærstyring anvendes i forbindelse med revisjon eller justering av anleggsdeler, men også ved svikt i manøvreringsenheter, kontrollanlegg og i hjelpekraft. Nærstyring er tungvint og tidkrevende, og krever kompetanse hos personellet og god talekommunikasjon mellom den som foretar nærstyringen og den sentrale driftsledelsen.
- For å forenkle styring av apparatene har en bygget kontrollrom i anleggene, hvor *lokalstyring* av apparatene enkelt kan gjøres fra datamaskiner og kontrollpaneler⁸. Kontrollrommene er en nødvendig del av anleggene for å gi et enklere og mer effektivt alternativ til nærstyring. Lokalstyring foretas vanligvis i forbindelse med svikt i kommunikasjonssystemet til driftssentralen, svikt i synkroniseringsutstyr eller ved svikt i driftssentralen.
- *Fjernstyring* oppnås når styringsfunksjonene fra kontrollrommene kan utføres fra driftssentraler langt fra anleggene. Ved fjernstyring kan én sentralisert driftssentral i prinsippet foreta all styring av funksjonene i den delen av kraftsystemet som er underlagt sentralen. Sentralen vil også ha oversikt over status i alle anlegg den har kontroll over.

Driftssentralene mottar kontinuerlig informasjon i form av overførte meldinger/målinger. Disse benyttes til å ta beslutninger for ledelse av driftsenheter og driftsgrupper rundt omkring i landet. De viktigste oppgavene til kontrollsenteret på driftssentralen er å foreta overvåking av hva som

⁸ Etter at driftssentralene kom inn i norsk kraftforsyning på 80-tallet, med økende mulighet for fjernkontroll (flere funksjoner kan kontrolleres), er heldøgnskontinuerlig bemanning av kontrollrom sjeldent. De lokale kontrollrommene fungerer i dag mest som en reservefunksjon for driftssentralene.

foregår i det underliggende systemet, ta vare på historiske data og stå for automatisk eller manuell kontroll av apparater på det enkelte fjernstyrte anlegg. På dataskjermer i kontrollsenteret vises kraftsystemet grafisk som situasjonsbilder. Med utgangspunkt i disse situasjonsbildene kan så operatører sette i verk styringsordrer til apparater i systemet, for eksempel bryteroperasjoner i nettet eller regulering av aggregat.

4.4.2 Driftshierarkiet

Statnett har det overordnede ansvaret for systemdriftkoordinering i norsk kraftforsyning. *Landssentralen* til Statnett har dette overordnede planleggings- og koordineringsansvaret, som innebærer å opprettholde momentanbalansen mellom produksjon og forbruk av kraft. For å få til dette må Landssentralen ha informasjon om status og feil fra de andre stasjonene og driftssentralene i landet, for å kunne sammenstille produksjonsplaner, overvåke kraftflyt og kraftbalanse, godkjenne inn- og utkobling av anlegg o s v⁹.

Regionsentralene til Statnett har oversikt over sitt geografiske område, og står for de direkte fysiske driftsoppgaver som inn- og utkoblinger av stasjonene via fjernstyring, vedlikehold o l. Statnett har tre regionsentraler, Sør, Midt og Nord. De enkelte regionsentralene i Statnett kan kun operere i sitt eget område, og ikke gjøre koblinger i andre regionsentralers områder. En regionsentral i Statnett kan dermed ikke drifte nettet i andre regionsentralers område uten videre.

Statkraft har fire regionsentraler og en overordnet "landssentral" for sin virksomhet. Det legges på sikt opp til en informasjonsring mellom disse driftssentralene, og i motsetning til Statnetts sentraler kan disse med dette få tilgang til all informasjon og gjøre koblinger i de andre regionene. Statkrafts "landssentral" sitter med det overordnede ansvaret for utførelsen av Statkrafts produksjonsapparat. Andre selskapers driftssentraler har tilsvarende drifts- og koblingsoppgaver for sin infrastruktur.

For at Statnetts landssentral skal kunne opprettholde produksjons- og forbruksbalansen, må alle virksomhetene i norsk kraftforsyning rapportere status til Statnett. Avhengig av geografisk lokalisering går rapporteringen til Landssentralen direkte (Sør) eller via regionsentralen i det aktuelle området (Midt og Nord). Slik sett finnes det et hierarki innenfor drift av nettet.

4.4.3 Informasjonsflyt og kommunikasjonsbehov i et bredere perspektiv

For å sikre en stabil strømforsyning, er det store mengder informasjon som skal utveksles. Eksempler på dette er:

- Nettfrekvensen (for produksjonsregulering)
- Signaler for automatisk utløsning av ulike typer komponent- og systemvern
- Måledata fra det fysiske systemet
- Manuell styringsinformasjon fra driftssentraler til det fysiske systemets komponenter

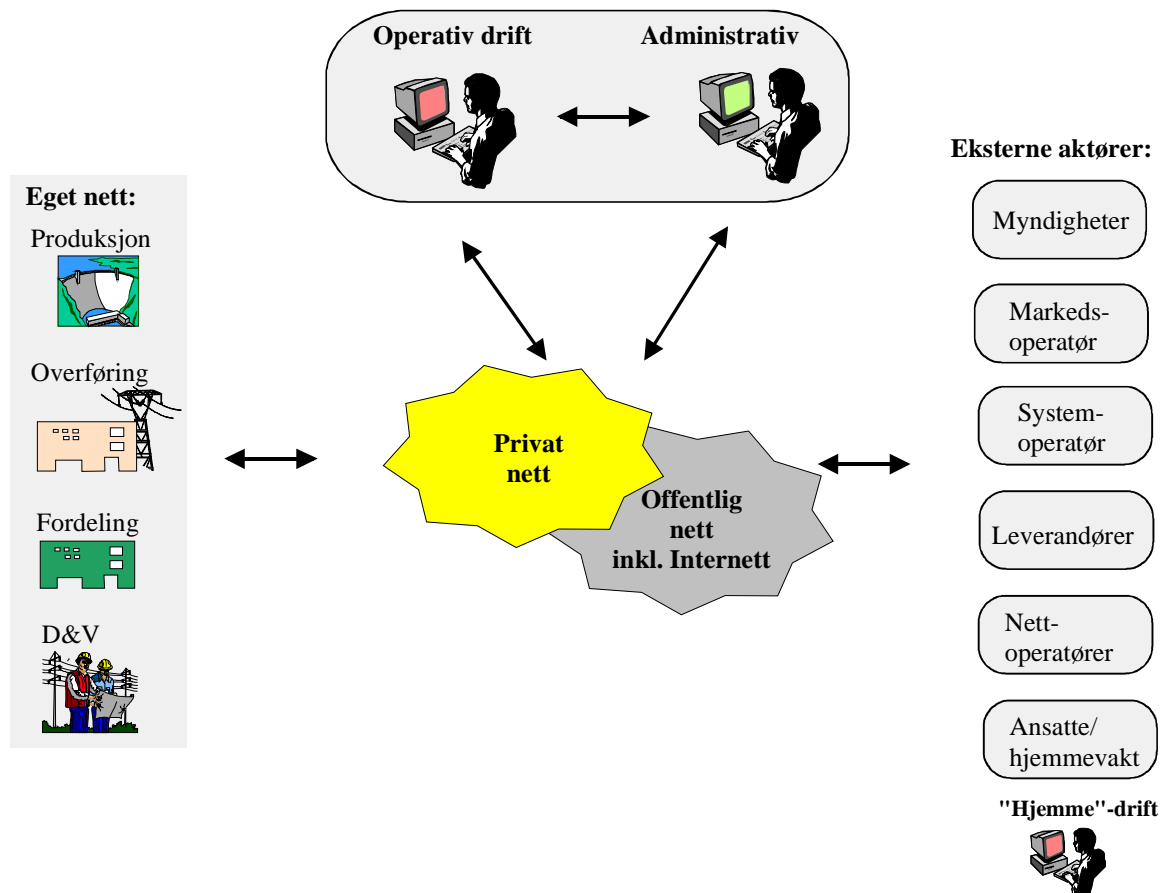
Også markedet har et informasjonsbehov som må dekkes med informasjon fra driftssiden. For å

⁹ Det er verdt å understreke at flere av systemoppgavene gjøres i fellesskap mellom Landssentralen og regionsentralene. Dette gjelder bl a overvåkingen av kraftflyt og spenningsforhold, avbruddskoordinering, inn- og utkoblinger av anlegg, gjenoppbygging etter driftsforstyrrelse o l (28).

kunne prissette kraften riktig er opplysninger om tilbud (produksjon) og etterspørsel essensielt. En pålitelig drift er tilsvarende avhengig av markedet, slik at tilbud og etterspørsel alltid er i balanse. Denne tette koplingen mellom markedet og driftsfunksjonen impliserer et betydelig behov for å utveksle informasjon mellom Landssentralen og Nord Pool (kraftbørsen).

Tidligere var det utplassert mye personell på anlegg som transformatorstasjoner, kraftverk og lignende. Med nyere driftssentralløsninger, samt dagens IT-systemer, er det mulig å styre de fleste anleggene direkte fra driftssentralen. IT benyttes til å styre ulike funksjoner i kraftforsyningen og til å innhente ulike typer måledata fra systemene. I enkelte bedrifter kan driftspersonell også styre anlegg fra sine hjemmekontor ved hjelp av hjemme-PC med modemtilknytning til driftssentralene (25). Denne ordningen blir mer og mer utbredt. Omtrent en tredjedel av bedriftene bruker hjemmebasert driftsvakt¹⁰. Dette foregår via enkle og allment aksepterte sikkerhetsløsninger.

Bedrifter i kraftbransjen har behov for å utveksle informasjon med en rekke aktører utenfor bransjen, se Figur 4.5. Behovet for ekstern kommunikasjon øker etterhvert som oppgaver innen IT og vedlikehold mer permanent settes bort til underleverandører. Det er heller ingenting i veien for at disse underleverandørene kan befinne seg i utlandet. I visse tilfeller vil leverandører ha behov for å kople seg opp mot kraftforsyningens systemer for å drifte systemene og utføre vedlikeholds- og oppgraderingsoppgaver. Eksempler på dette finnes allerede i dag.



Figur 4.5 Informasjonsutveksling i kraftforsyningen

¹⁰ Fra BAS3-prosjektets spørreundersøkelse gjennomført mai 2000.

Det er også behov for kommunikasjon med myndighetene. Selv om dette ikke preger det daglige arbeidet, vil behovet for myndighetskontakt økes og intensiveres i kriser. Da må man prioritere kraftforsyning til kundegrupper og samfunnsfunksjoner på tvers av det enkelte selskaps ansvarsområde, og man må gå utover de rene markedsmessige hensyn.

Interaksjonen mellom alle disse aktørene krever informasjonssystemer, som beskrevet i neste avsnitt.

4.4.4 Informasjonsinfrastruktur og –systemer

Informasjonsinfrastrukturen for drift av kraftforsyningen er satt sammen av ulike typer datamaskiner i nettverk. Datanettverkene er basert på bransjespesifikke standarder og til dels på åpne standarder, og beskyttet med brannmurer ut mot verden. Kommunikasjon mellom datanettet ved den enkelte driftssentralen og det enkelte anlegget går over kraftforsyningens egne teletjenester eller via teletjenester kjøpt i det offentlige telemarkedet, med f.eks. optisk fiber, radiolinje eller bærefrekvens på høyspentlinjene som bærer.

Komponentvern som beskytter anlegg i overføringsnettet mot kortslutninger, spenningsfall o.l., inneholder i økende grad mikroprosessorer og kobles til datanettene. Dermed kan disse fjernparametres fra driftssentralene. Signalene følger samme infrastruktur som er nevnt ovenfor.

Ved de enkelte anleggene i kraftforsyningen finnes ulike typer instrumenter som står for måling, datainnsamling og kontrollfunksjoner på de enkelte elektriske apparatene. Disse instrumentene knyttes ofte til datanettverket på driftssentralen gjennom en såkalt RTU (Remote Terminal Unit), som er knyttet til en teletjeneste. RTUen fungerer som en dataportal for informasjonen mellom driftssentralen og alle instrumentene på det enkelte anlegg. Til RTUen er det videre i hierarkiet knyttet instrumentkontroller før en kommer frem til selve instrumentet som skal styres. Eksempel på instrumenter som kan fjernstyres er brytere og ulike typer vern. Det har blitt innført mye elektronikk for å håndtere feil i kraftforsyningen, noe som har gjort systemet stadig mer komplekst.

Funksjoner i driftssentralene er tradisjonelle Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)-funksjoner og moderne Energy Management System (EMS)-funksjoner. SCADA-funksjonene omfatter f.eks. styring av effektbrytere, trinnoperasjoner på transformatorer og inn- og utkoplinger av kompensatorer. Det samles også inn data fra nettet som strøm, spenning, frekvens og energimålinger. Eksempler på EMS-funksjoner er lastflytberegninger, simulering av dynamiske tilstander og teknisk-økonomisk optimalisering. I hovedsak benyttes UNIX for EMS/SCADA-funksjonalitet, men også Microsoft-produkter er knyttet til for EDB-bruk.

Driftssentralene er etter krav fra NVE knyttet med dublert samband på underliggende stasjoner av sikkerhetsklasse 1 (2). Selv om man har dublert samband på viktige installasjoner, er det imidlertid et problem at sekundærforbindelsen ofte har lavere hastighet enn hovedforbindelsen, noe som kan hemme effektiviteten i driften dersom hovedsambandet faller ut.

Kommunikasjon til alle andre aktører enn de rent driftsrelaterte innen bransjen går via

teletjenester kjøpt i markedet.

4.5 Regulering og stabilitet

Vekselspanning har to sentrale parametre, *spenning* og *frekvens*. Kraftsystemet er dimensjonert og designet for spesielle spenningsnivåer (systemspenninger) og en frekvens på 50 Hz. Parameterne kan i noen grad avvike fra normal verdi gjennom overføringssituasjonen i nettet til enhver tid, og kan også i tillegg til en viss grad påvirkes eksternt.

4.5.1 Frekvensregulering

Frekvensen er et mål på for den likevekten som må være i systemet, d v s hvor hurtig generatorene i systemet roterer. Ved full likevekt i systemet skal frekvensen være 50 Hz, men i daglig drift tillates det at frekvensen varierer mellom 49,9 og 50,1 Hz¹¹.

Det er i hovedsak to former for frekvensregulering:

- *Primærregulering*, som er en automatisk regulering som foretas av den enkelte generator i nettet. Hver enkelt generator forsøker kontinuerlig å endre sin frekvens til den ideelle verdien for systemet. Dette kompenserer for naturlige svingninger i forbruk.
- *Sekundærregulering*, som håndterer svingninger over lengre perioder. Denne forgår ved at generatorer startes, stoppes eller får nytt settpunkt (endret ytelse) etter ordre fra systemoperatøren (Statnetts landssentral)¹².

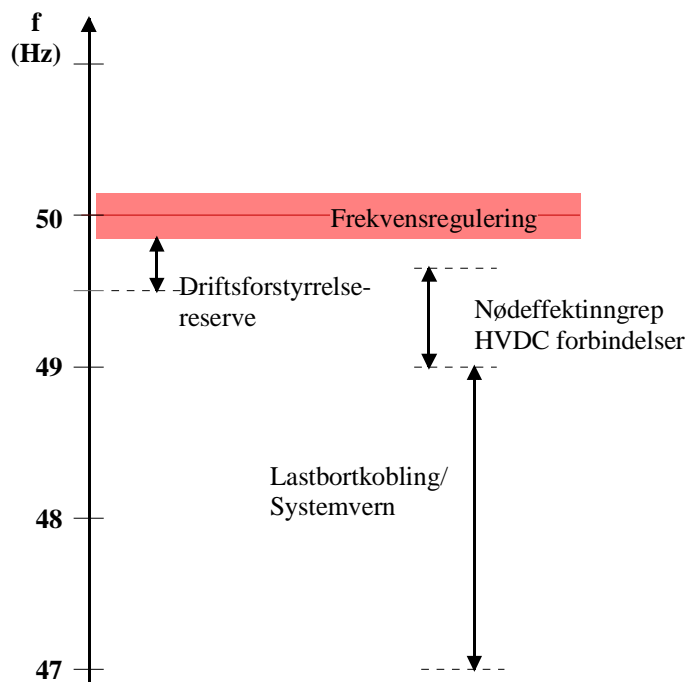
Ved feilsituasjoner med store momentane utfall av last eller produksjon kan nettfrekvensen endre seg kraftig. Dersom mye produksjonskapasitet faller fra slik at frekvensen synker under 49,9 Hz, finnes det tiltak og reserver som hindrer at nettet bryter sammen (Figur 4.6). Dette omfatter driftsforstyrrelsesreserver¹³, nødeffekt over HVDC likestrømsforbindelser mot tilgrensende områder og ulike systemverntiltak. Systemvernet er et såkalt sistelinjeforsvar. Det viktigste systemverntiltaket er belastningsfrakobling (BFK), som automatisk kobler vekk last når frekvensen synker under gitte terskelverdier i området 49,0 – 47,0 Hz. Hvilken belastning som frakobles ved de ulike terskelverdiene er bestemt på forhånd. Totalt er det installert ca 6.000 MW BFK ved vinterlast.

Det norske kraftsystemet inneholder en rekke flaskehalsar med snitt (to eller flere parallelle linjer) som utgjør begrensninger i overføringen. For å øke overføringskapasiteten i enkelte snitt er det lagt opp til automatisk frakobling av produksjon ved utfall av enkeltlinjer i snittet. Dette kalles produksjonsstyrt frakobling (PFK). For å unngå at et problem forplanter seg over større områder, er det noen steder etablert vern for automatisk nettsplitting.

¹¹ Dette gjelder NORDEL-systemet, som er et felles kraftforsyningsområde som dekker Norge, Sverige, Finland og Sjælland i Danmark. For dette området, som kraftforsyningsmessig er nært sammenknyttet, er det laget et felles regelverk (5).

¹² Produksjon og forbruk knyttet til flaskehalsar i kraftsystemet gir normalt føringer for hvilke generatorer som blir benyttet ved sekundærregulering. Hvis ikke dette gjelder, vil regulerkraftmarkedet bestemme hvilke generatorer som skal brukes.

¹³ De hurtige reservene ligger inne som en margin i roterende generatorer, og er dermed tilgjengelige momentant. Disse reservene skal til en hver tid være tilstrekkelig til at kraftsystemet tåler en feil som tilsvarer bortfall av den største blokken på et kjernekraftverk i drift (1.200 MW). Frekvensen skal med dette ikke synke under 49,5 Hz. Den langsomme reserven kan tilføres tidligst i løpet av 15 minutter.



Figur 4.6 Frekvensstyrte tiltak i NORDEL-systemet (5).

4.5.2 Stabilitet

Ved hardere utnyttelse av nettet melder det seg raskt begrensninger i mulighetene å overføre energi over enkelte linjer. Spesielt gjelder dette dersom en skal ta hensyn til at det kan oppstå utfall av last eller produksjon, og at en dermed må ha en viss "reservekapasitet" tilgjengelig i nettet for å forebygge systemkollaps. *Termiske begrensninger* innebærer at temperaturen i elektriske komponenter ikke kan gå over et visst nivå, mens *stabilitetsbegrensninger* kan resultere i pendling mellom generatorene.

Stabilitet handler i første rekke om innbyrdes bevegelse (pendlinger) mellom de ulike generatorenes rotorer (bevegelig svingmasse). Kraftnettet som binder sammen de ulike generatorene fungerer som et fjærende system mellom disse. Ved større last- eller produksjonsendringer eller kortslutninger i nettet, kan det oppstå bevegelse (svingninger) mellom generatorenes rotorer, avhengig av effektoverføringen i systemet og nettes evne til å dempe ut elektriske svingninger. Dermed kan en få effektpendlinger i kraftsystemet, med variasjoner i spenning, strømstyrke og effekt. En stor fare ved kraftige effektpendlinger er at kombinasjonen av høy strøm og lav spenning kan oppstå. Dette kan medføre at komponentvern som beskytter forbindelser i nettet oppfatter dette som en feil, og dermed løser ut. Utløsningene kan kaskadere gjennom nettet, og til slutt medføre sammenbrudd i kraftsystemet.

Alle former for stabilitetsforstyrrelse kan føre til sammenbrudd i kraftforsyningen. I utgangspunktet er det termiske grenser som bestemmer hvor mye effekt som kan overføres over en forbindelse eller en samling med parallelle forbindelser i kraftnettet. Men med økende utnyttelse av nettet blir stabilitetsgrensene i økende grad dimensjonerende for hva som kan overføres. Den økte utnyttelsen av nettet, kombinert med nye produksjons- og overføringsforhold som følge av dereguleringen, medfører at sikkerhetsmarginene reduseres og at stabilitetsproblemet vil øke i betydning. En regner med at det i dagens nett i Norge er en andel på ca 20% av forbindelser som er stabilitetsbegrenset, mens den øvrige andelen er termisk

begrenset.

4.5.3 Ny teknologi og effektivisering i nettet

Ved dimensjonering av snitt i kraftsystemet vil en i utgangspunktet legge opp til at utnyttelsen begrenses av termisk grenselast, det vil si hvilken fysisk last (strømstyrke) som forbindelsene tåler. Økt belastning vil gi økt varme i lederen, som igjen gjør at lederene strekkes. På et punkt vil lederen bli deformert. Varierende utnyttelse av den enkelte lederen vil også gi spenningsvariasjoner, både som følge av rent resistivt tap og som følge av reaktive effekter.

De ulike snittene i det samlede nettet kan ha ledere med ulike spenningsnivå og ulike kapasiteter med hensyn til overføring av strøm. Her vil i utgangspunktet Kirchoffs og Ohms lover¹⁴ bestemme hvor mye strøm som skal gå i de enkelte lederne gjennom snittet. Dette fører til at det normalt er mulig å overføre mindre strøm gjennom snittet enn summen av kapasitet i hver tilgjengelig leder.

For å kunne øke kapasiteten i hvert snitt med minst mulig investeringer, er det flere mulige angrepsmåter. I første rekke kommer enkle tiltak som går på å øke termisk ytelse¹⁵. En annen kategori tiltak er å innføre elektroniske løsninger for å kontrollere effektflyt gjennom snitt på strategiske punkter i nettet. Denne typen teknologi kalles FACTS-teknologi (Flexible AC Transmission System). Det man egentlig får til gjennom anvendelse av denne typen teknologi er å "omgå" de fysiske lovene ved elektronisk å kontrollere effektflyt. Dette gjør at en kan utnytte eksisterende nettinfrastruktur betydelig hardere enn i dag på en kostnadseffektiv måte. Det er imidlertid viktig å være klar over at anvendelsen av denne typen teknologi krever at det tas beslutninger sentralt, og at en er helt avhengig av informasjons- og kommunikasjonsteknologi for at effektiviseringsgevinsten skal være reell.

For ytterligere å øke utnyttelsen av nettinfrastrukturen kan en også utnytte denne hardere, det vil si å gå nærmere marginene for sammenbrudd. Dette er mulig gjennom en utnyttelse av det sentrale driftskonseptet. Her kan man gjennom anvendelse av ulike former for applikasjoner i driftssentralsystemet holde følge med systemets utvikling gjennom fjernmåling og fjernstyring av nettet. Når en driftsleder ser at deler av nettet når en uakseptabel grense, er det mulig raskt å gå inn og korrigere for dette fordi en har god systemoversikt. Med økende utnyttelse får en også en økende kompleksitet. Dette krever igjen at den sentrale systemoperatøren har beslutningsstøtteverktøyer som kan anvendes fortløpende under ulike typer situasjoner. Særlig ved større påkjenninger i nettet blir en mer og mer avhengig av slik beslutningsstøtte. Utviklingen gjør kraftforsyningen mer avhengig av sentralisert informasjons- og kommunikasjonsteknologi.

4.6 Handelssystemet

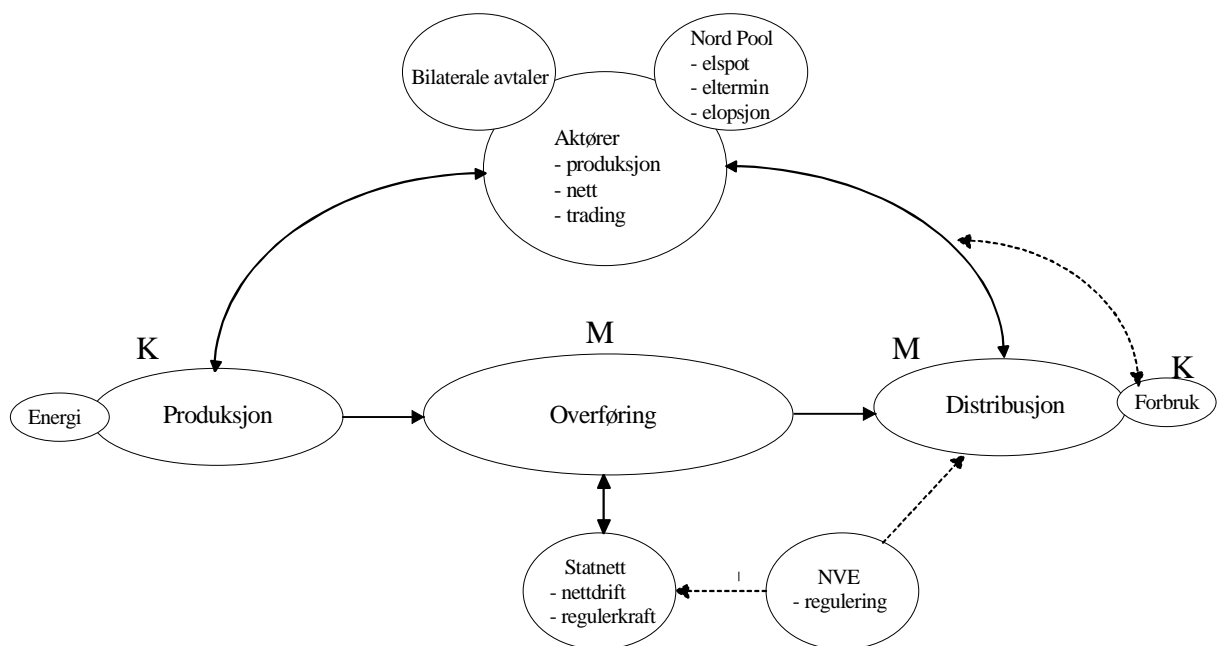
4.6.1 Organiseringen av markedet

Figur 4.7 viser hvordan den fysiske infrastrukturen, d v s den rette linjen bestående av

¹⁴ Kirchoffs lover angir hvordan elektrisk energi flyter gjennom et nett. Ohms lov sier at strømmen gjennom en leder er proporsjonal med spenningen over lederen.

¹⁵ Heving av spenningsnivå, endre ledningstversnitt o l.

produksjon, overføring og distribusjon, er koplet til handelssystemet og regulerende elementer. Overføring og distribusjon er monopolvirksomhet (M), mens det er konkurranse (K) innen produksjon og forbruk.



Figur 4.7 Modell av handelssystemet

Figuren illustrerer 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.

En aktør kan enten være konkurranseutsatt eller ha monopol. Det regnskapsmessige skillet mellom monopol- og konkurranseutsatt virksomhet er skarpt (10). I en slik sammenheng er det 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 (11). Vertikalt integrerte verk eier både lokale distribusjonsnett og kraftproduksjon. Slike verk er et typisk eksempel på virksomhet som er nødt til å ha regnskapsmessig skille mellom monopolvirksomheten (distribusjonsverket) og salgs- og produksjonsvirksomheten. Denne regelen er til for å hindre tilgodeseing av egen konkurranseutsatt virksomhet. De sist tilgjengelige tallene viser at totalt 163 verk driver både med konkurranseutsatt virksomhet og nettvirksomhet (13).

Den overordnede eierstrukturen i kraftforsyningsbransjen er som følger:

- *Sentralnettet* er i hovedsak eiet av Statnett SF (ca 80 %) ¹⁶. Statnett SF har systemansvaret, og er ansvarlige både for den operasjonelle driften og 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

¹⁶ Det er ellers 40 ulike eiere som leier ut anlegg til sentralnettet (13).

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 SF og 57 % kommunalt/fylkeskommunalt/interkommunalt). De resterende 13 % tilhører private industriforetak, eksempelvis Norsk Hydro og Hafslund¹⁷ (12). 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 forkjøpsrett¹⁸ uansett om den private andel innehas av en eller flere eiere. Private konsesjoner rammes av hjemfallsretten¹⁹.
- *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.

Av viktige aktører i bransjen kan spesielt kraftbørsen Nord Pool ASA nevnes. Den viktigste oppgaven til Nord Pool er å håndtere spotmarkedet på kraft, d v s den ikke avtalefestede krafthandelen. 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 at monopolistenes adferd slik at de har en fornuftig samfunnsøkonomisk utvikling (monopolkontroll). NVE må gi konsesjon²⁰ både for utnyttelse av vannressurser, fysiske konstruksjoner og handel, og får utarbeidet de direktivene man trenger.

Monopolistene (Statnett og distribusjonsverkene/nettselskapene) er underlagt inntektsregulering fra NVEs side. Det vil si at NVE hvert år bestemmer 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, for å hindre sløsing med ressurser og ekstremt høy pris på nettleie. Inntektsrammene gir en avkastning²¹ på minimum 2% uavhengig av effektivitet, og kan økes opp til en maksimal avkastning på 15% når effektiviseringen har nådd "optimalt" nivå.

4.6.2 Energiloven og monopolkontroll

1 januar 1991 trådte Energiloven i kraft og åpnet markedet (1). 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 tilbud og etterspørsel, og ikke basert på politiske

¹⁷ Norsk Hydro eier 2/3 av de private kraftverkene. Resten er hovedsakelig fordelt på Hafslund, Orkla, Norske Skog, Elkem og Arendals Fossekompani (12).

¹⁸ Dersom Staten ikke benytter forkjøpsretten oppstår etter visse vilkår fylkeskommunal forkjøpsrett.

¹⁹ Hjemfall trer i utgangspunktet i kraft etter 60 år for anlegg som ikke var i privat eie før konsesjonslovgivningen kom.

²⁰ 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 Statens forurensningstilsyn. Utbygging av vannkraft krever konsesjon i henhold til Vassdragsloven.

²¹ Nettselskapets avkastning beregnes som driftsresultatet sett i forhold til avkastningsgrunnlaget (10).

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 kun produksjon og omsetning av kraft. Nettjenester i forbindelse med overføring og fordeling av kraft skulle fortsatt være monopol tjenester. 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.

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, verken på overførings- eller på fordelingssiden. Det vil eksempelvis ofte være lite hensiktsmessig å bygge parallelle kraftveier både av økonomiske og miljømessige hensyn. Hensynet til miljøet er 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).

I det norske kraftmarkedet finnes det 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 anslagsvis 217 større og mindre selskaper, derav 54 rene nettselskaper (13). 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 det offentlige (staten, fylker og kommuner) til private industriselskaper og utenlandske eierinteresser, kan dermed ofte føre til beslutninger som ikke er forenlig samfunnsøkonomiske hensyn. En eier av et naturlig monopol vil også ofte foreta disposisjoner som fører til høy egenavkastning, 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. Dette er relativt komplisert, da det innebærer avveining mellom ulike mål og hensyn.

Utfordringen ved utøvelsen av monopolkontroll er å finne frem til en reguleringsmodell som ivaretar de overordnede samfunnsviktige mål, og som samtidig ivaretar alle ulikhetene ved de

enkelte monopolistene. Resultatet blir et kompromiss mellom de ulike interessene til monopolistene og de samfunnsøkonomiske målsettingene.

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 å:

- Legge til rette for kostnadseffektiv drift og vedlikehold av nettet
- Legge til rette for effektive nettutbygginger
- Legge til rette 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 er nødvendig for at det enkelte selskap skal kunne øke sin egen avkastning. Det blir dermed vanskeligere for nettselskapene å la brukerne betale for økninger i egen avkastning.

5 KRAFTFORSYNINGEN OG OMVERDENEN

5.1 Avhengigheten av kritisk kompetanse

Gjennom de senere års effektivisering har det blitt gjennomført en betydelig omstrukturering innenfor elektriker- og montørfagene i kraftforsyningsbransjen. Tidligere hadde hvert enkelt e-verk en solid stab med egne medarbeidere som både stod for nybygging og reparasjoner, men dette er nå radikalt forandret. I dag finnes det selskaper der hele montøravdelingen er satt bort til underleverandører, og det finnes ikke kvalifisert personell igjen som kan gjøre arbeid på systemene. For å få gjort arbeidet må man da bestille tilbake den kompetansen man tidligere hadde direkte tilgang til. Den samme tendensen sees også for IT-personell. I mange konsern ser man tilsvarende at entreprenørvirksomheten samles i en uavhengig avdeling²². For å maksimere muligheten til effektivisering på nettsiden (i henhold til inntektsrammene og monopolkontrollen) utvider man derfor i entreprenøravdelingen og kutter maksimalt på driftssiden i nettavdelingen. Dette innebærer i første omgang en forflytning av personell mellom to adskilte selskaper, for at nettselskapet så må kjøpe en tjeneste tilbake fra entreprenørselskapet. I utgangspunktet synes dette greit nok, men det medfører samtidig at vedlikeholdspersonell er mindre tilgjengelig og ikke har noen eksplisitt tilknytning til den konkrete nettdriften²³. Personellet distanseres både faglig og geografisk fra de aktuelle, ofte

²² Dette kan man se hos de store kraftselskapene og hos kommunale/fylkeskommunale eiere.

²³ 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

stedsspesifikke, problemstillingene. Lokal tilhørighet påpekes som en spisskompetanse som ikke må undervurderes. Personellkuttene på nettsiden vil også være større enn den relaterte økningen i entreprenørvirksomheten.

Det synes også å være en nedgang innen fagområder som ivaretas av høyspentmontører innen bransjen. En årsak til dette er selvfølgelig at det foretas lite nyinvesteringer i det norske kraftnettet. Men etterhvert vil det komme nye elektroniske komponenter i nettet som krever ny kompetanse, som igjen øker behovet for breddekompetanse i større problemsituasjoner. Det kan stilles spørsmål om det etterhvert vil finnes nok kompetanse til å håndtere en større krisesituasjon med betydelige påkjenninger mot nettet. Her synes imidlertid erfaringer fra bl a Canada (6) å tyde på at dette *er* mulig. I slike situasjoner kan en bruke ufaglært personell som f eks soldater til å utføre mange oppgaver, under ledelse av et lite antall fagpersoner.

Der man tidligere hadde beredskapsvaktordninger, hvor beredskapsvakten hadde *plikt* til å rykke ut ved problemer, har man i dag begynt å gå over til påkallingsvaktordninger. Her blir personer som står på vaktliste kontaktet etter tur og spurt om å stille, men uten å ha plikt til dette dersom det ellers ikke passer med omstendighetene. Det stilles ikke krav til at vaktene er forberedt på utrykning til enhver tid. Konsekvensen er at det blir vanskeligere å få tak i tilgjengelig driftspersonell i en kritisk situasjon, samtidig som det kan ta lengre tid for disse å nå et eventuelt skadested.

Selv om det fra regionsiden har blitt uttalt at man har godt med personell igjen etter fremtidige nedskjæringer, er det mulig at det i deler av kraftforsyningen kan bli så lite personell igjen at det blir vanskelig å bemanne alle stasjoner i en krisesituasjon. Holte Prosjekt har gjennomført en undersøkelse for å kartlegge bl a personellbehovet hos norske kraftprodusenter i tiden framover (26). Resultatet av undersøkelsen sier at det må forventes behov for tilskudd av personell til produksjon av norsk elkraft med minimum 85 nye personer på juniornivå²⁴ (nyutdannede), og 255 nye personer på seniornivå²⁵ frem til 2002. Det er da tatt hensyn til den generelle reduksjonen i bemanning som forventes å følge av planlagt automatisering og omorganisering hos den enkelte produsent. Med et estimert antall av 1980 personer tilknyttet norsk kraftproduksjon utgjør behovet for nytilsetninger drøyt 17%. Dette gir et stort gap mellom behovet for ressurser og det antallet man naturlig klarer å rekruttere på tre år, noe som gir et økt press på utdanningsinstitusjonene. Elkraftlinjen på tidligere NTH har vært en svært viktig rekrutteringsbase for kraftprodusenter. Der ble det i 90/91 uteksaminert 96 sivilingeniører - et tall som 10 år senere ser ut til å bli ca 30. Selv om dette i utgangspunktet kan være tilstrekkelig til å dekke det behovet for sivilingeniører som skisseres her, er det viktig å huske at andre enn kraftprodusenter konkurrerer om denne arbeidskraften. Slike tall illustrerer også en avtakende interesse for å satse på en karriere i kraftbransjen, noe som kan være vel så bekymringsfullt²⁶.

Grunnen til det høye behovet for nytilsetninger er alderssammensetningen i kraftbransjen, der den overveiende delen av de ansatte er eldre enn 40 år. Bransjen må derfor regne med en

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.

²⁴ 34 fagarbeidere, 40 ingeniører og 11 sivilingeniører.

²⁵ 187 fagarbeidere, 42 ingeniører og 25 sivilingeniører.

²⁶ Nystrud K, Teknologibedriftenes landsforening. Foredrag i Polyteknisk forening 27 mars 2000.

betydelig naturlig avgang i tiden fremover. På grunn av den høye gjennomsnittsalderen, samt det faktum at bransjen preges av fusjoner og effektivisering, forventer Holte Prosjekt at det vil være en total nedgang i antall ansatte i tiden fremover. Dette til tross for det dokumenterte behovet for nytilsatte.

5.2 Den nasjonale leverandørindustriens betydning

Elektrisitetsforbruket i Norge er i kontinuerlig vekst, noe som gir et løpende behov for investeringer i nyanlegg, utbedringer og vedlikehold. Det er likevel et faktum at den delen av den norske leverandørindustrien som har kraftforsyningsbransjen som kundegruppe, nå er i ferd med å avvikles. Komponenter til kraftanlegg er i liten grad i kontinuerlig produksjon, og dette kan representere et problem i forhold til fremtidig nasjonal reparasjonsberedskap. ABB i Drammen var den siste norske produsenten av store transformatorer, men også der har man nå avsluttet produksjonen²⁷. Bakgrunnen for dette er den klare nedgangen i investeringsnivået i bransjen²⁸. Det er i dag et klart gap mellom det som kunne vært forventet ut i fra enkle levetidsbetraktninger, og det som er faktisk etterspørsel av transformatorer og generatorer. Mange anlegg har "modnet" etter lang kontinuerlig drift.

Etter at energiloven ble innført, har utskifting og installasjon av nye transformatorer nær opphørt. Kun ødelagte eller skadede transformatorer repareres eller erstattes. Når den norske leverandørindustrien for slike enheter nå er borte, blir konsekvensen at leveringstiden ved reparasjon eller nyanskaffelse av transformatorer vil øke i akutte situasjoner. Resultatet kan da bli dårligere norsk beredskap. Mangel på utskifting av gamle transformatorer kan også på sikt gi problemer med pålitelighet i nettet. Målet er å erstatte kritiske transformatorer innen fire uker fra skade, enten gjennom omplassering av transformatorer eller ved å ta i bruk reservetransformatorer²⁹. Slike omplasseringer bidrar høyst sannsynlig til at systemet blir mer sårbart overfor nye feil, og kan derfor kun betraktes som et midlertidig tiltak. Enkelte typer transformatorer er kritiske p g a lang anskaffelsestid.

Det finnes mye beredskapsmateriell fordelt rundt om i landet, og det synes til nå ikke å være tegn til at lagrene bygges ned i særlig grad. Dette gjelder nok i hovedsak eldre, tradisjonelle komponenter med lang levetid. Når det gjelder nyere typer elektroniske komponenter og IT generelt, vil bildet være annerledes. Her vil ikke lagring være særlig aktuelt, fordi utviklingen går så raskt at reservekomponenter på lager fort blir utdatert. Beredskapsmessig satses det fra sentralt hold i stadig større grad på innkjøp av nødaggregater for å redusere også de kortsiktige konsekvensene ved svikt.

5.3 Avhengighet av andre samfunnsfunksjoner

Det første BAS-prosjektet gjennomførte en undersøkelse av den gjensidige avhengigheten i samfunnet, der blant annet kraftforsynings avhengighet av andre samfunnsfunksjoner inngår (3). Her fremgår det at kraftforsyningen i varierende grad er avhengig av en rekke andre samfunnsfunksjoner.

²⁷ Nysterud K, Teknologibedriftenes landsforening. Foredrag i Polyteknisk forening 27 mars 2000.

²⁸ Målt i 1992-kroner hadde man i 1980 investeringer 14 mrd, et tall som i 1998 var redusert til 4 mrd.

²⁹ Fra FFI-workshop om sårbarhet i kraftforsyningen til distriktene 10 februar 2000.

Generelt har *telekommunikasjon* blitt en svært sentral funksjon for kraftforsyningen. Hovedsaklig følger dette av sentraliseringen av driftssentraler, slik at en er avhengig av IT og åpne sambandsveier for fjernstyring av kraftanlegg. Den tette koplingen mellom drift og marked setter også store krav til tilgjengelig kommunikasjon med stor kapasitet mot aktører både i og utenfor bransjen. En gradvis effektivisering over tid, der personell blir erstattet med informasjons- og kommunikasjonssystemer, forsterker avhengigheten av telekommunikasjon. Avhengigheten av telekommunikasjon er myndighetene og bransjen selv klar over. Derfor har kraftforsyningen krav om dublerede sambandsveier mot viktige anlegg. I praksis gjelder dette imidlertid ikke alle steder, f.eks. ute i distriktene, der man er avhengig av offentlig telekommunikasjon. Dessuten har man behov for å få tak i teknisk personell utenfor arbeidstiden, og disse nås via offentlige teletjenester. Dagens teknologi gjør det dessuten i større grad attraktivt å bruke offentlige teletjenester for intern kommunikasjon i kraftforsyningen. Driftspersonellet bruker mobiltelefon som har høy funksjonalitet, men som er sårbar overfor overbelastning av trafikk og strømprudd. Etterhvert som systemene endres og avhengigheten av å overføre stadig større datamengder tiltar, øker også kraftforsyningens avhengighet av offentlige moderne teletjenester.

Ledelse og informasjon er en annen funksjon som er meget viktig for å opprettholde en pålitelig kraftforsyning og for å raskt kunne gjenopprette forsyningen til områder når nettet eller installasjoner i nettet har vært utsatt for skader. Spesielt viktig blir dette i større krisesituasjoner, som f.eks. isstormen i Canada i 1998 og orkanen på Vestlandet i 1992. Samarbeid med myndighetene og de ressurser bransjen trenger er viktig for å koordinere redningsarbeid og få utført gjenopprettingsarbeidet så raskt som mulig. Betydningen av informasjon til befolkningen i slike situasjoner skal heller ikke undervurderes, av hensyn til å redde liv og helse og økonomiske verdier. Kontinuerlig informasjon til befolkningen om fremdrift og status er med på å skape trygghet og hindre at uønskede panikkartede situasjoner oppstår.

Tilgang til *brann- og redningstjenester* er viktig dersom ulykker og branner oppstår i kraftanlegg. Bransjen har selv fremhevet risikoen for at transformatorer i fjell kan eksplodere som følge av slitasje og elde. Dette representerer en klar trussel mot de ansatte som jobber der og mot anleggene selv ved at komponenter blir ødelagt.

Politiet ser svært alvorlig på hendelser mot kraftforsyningen der mennesker har sabotert eller utført skadeverk. I utgangspunktet skal det lokale politikammeret håndtere dette, men etter behov får man også materiell- og personellbistand fra Forsvaret via de rette kanaler. For politiet er det viktig å sikre at en situasjon ikke utvikler seg negativt sikkerhetsmessig, samtidig som man må sikre at det blir gjenopprettet kraftforsyning til viktige samfunnsfunksjoner og kundegrupper. Politiet vil også kunne ha en viktig rolle for å sikre kommunikasjon til aktører utenfor kraftbransjen³⁰.

I forbindelse med reetablering og reparasjon synes det å være stor avhengighet av *transporttjenester*. Transportberedskap ligger da også som et eget kapittel i Beredskapshåndbok for kraftforsyningen (24). Her fremkommer det m.a. at kraftforsyningens kjøretøyer er fritatt for

³⁰ Diskutert under sårbarhetsspill om kraftforsyningen i regi av FFI.

forberedt rekvirering ved mobilisering, og at kraftforsyningen kan foreta egentildeling av drivstoff til egne kjøretøyer selv om oljerasjonering er innført. Det anbefales også at kraftselskapene etablerer egne drivstofflager for å styrke beredskapen. I transportsammenheng er Statnetts landsdekkende transportorganisasjon spesielt viktig. For å kunne utføre hurtige reetableringer av blant annet kraftledninger er helikopterstøtte svært viktig. I fredstid har man avtaler som sikrer dette, og det arbeides med å få prosedyrer for helikopterstøtte også ved en eventuell mobilisering når alle helikoptre er rekvirert av Forsvaret (27). *Olje og drivstoff* er viktig for drift av nødstrømsaggregat og til kjøretøyer og maskiner som bransjen bruker i drift og vedlikehold.

Selv om nybyggingsaktiviteten er lav, trenger bransjen en fungerende *industri og varehandel* til innkjøp og produksjon av utstyr og reservedeler. Vi har de siste 10 årene sett at bransjen blir stadig mer avhengig av utenlandske produsenter og leverandører av kritiske komponenter. Dette er en naturlig konsekvens av den utvikling som har skjedd innenfor internasjonal handel og konkurranse.

5.4 Avhengigheten av det nære utlandet

Med et felles nordisk marked har den gjensidige avhengigheten mellom de nordiske landene økt. Et integrert europeisk marked synes også sannsynlig i fremtiden.

Ved normale tilsigsforhold har Norge de siste årene vært en nettoimportør av elektrisk kraft, og vi har i dag overføringskapasitet på ca 2.800 MW mot Sverige, 1.000 MW mot Danmark (og Tyskland), 100 MW mot Finland og 50 MW mot Russland³¹. Totalt utgjør dette en betydelig andel av en total installert innenlands effekt på ca 27.500 MW, og vil derfor være en viktig bidragsfaktor for å håndtere nasjonale driftsforstyrrelser. Flere tverrsnittforbindelser mellom f eks Sverige og Norge vil gjøre begge landene mer robuste i forhold til store produksjonstap (7).

Med de tette koblingene som markedet gir mellom de nordiske landene, blir behovet for et tettere beredsskapsamarbeid svært tydelig³². De siste årene har da også informasjon i beredskaps- og sikkerhetsspørsmål blitt delt mellom Danmark, Finland, Sverige og Norge (7). "Systemdriftavtalen" mellom de nordiske sentralnettselskapene skal sikre at det nordiske kraftsystemet har tilfredsstillende sikkerhet og kvalitet (27). I Norden er NORDEL³³ det viktigste samarbeidsorganet. Et viktig moment i deres arbeid er å arbeide for å harmonisere de regelverk som styrer elberedskap i det nordiske børsområdet. De ulike landenes regelverk og planlegging av beredskap vil blant annet avhenge av hvor langt man har kommet med dereguleringen av markedet. Variasjoner i regelverket kan virke hemmende på konkurransen, og samtidig medføre at beredskapsnivået blir altfor lavt, slik at beredskap blir et svakt punkt i det nordiske elsystemet. Danmark, som må sies å ligge en del bak de andre landene på elberedskap, er som de øvrige landene innstilt på å arbeide mot samarbeid/harmonisering, men vil ikke

³¹ Forbindelsen mot Russland kan kun brukes til import.

³² I et fremtidig europeisk marked der Norge kan tenkes å fungere som "pumpekraftverk" vil et slikt samarbeid måtte utvides ytterligere.

³³ NORDEL skal være et samarbeidsorgan for de systemansvarlige og et forum mellom markedsaktørene og de systemansvarlige i Norden. Videre diskuteres det nå å ta del i en noe tilsvarende organisasjon (European Transmission System Operators) innen EU

inkludere lovgivning i arbeidet (27). Noe av grunnen til dette kan være at man i Danmark har gode muligheter til å hente effekt fra Tyskland.

Behovet for samarbeid for å sikre beredskap understøttes i stor grad av de personellreduksjonene man ser i bransjen. Skal man nå høyt nok nivå både nasjonalt og nordisk, blir det stadig viktigere å koordinere de ressursene man faktisk har når kommersielle interesser styrer utviklingen. Med eierskap som krysser landegrenser blir dette spesielt viktig.

Ved et utvidet nordisk samarbeid vil selve driftsdelen bli et politisk spørsmål. Prioriteringer i forhold til andre land må i den sammenheng diskuteres. I en slik situasjon kan spørsmål som å redusere eget forbruk for å dekke andre lands behov oppstå. Da er det behov for bilaterale avtaler, det vil si systemdriftsavtaler som tar hensyn til både gråsonesituasjoner og krig. ÖCB (Överstyrelsen för Civilt Beredskap) i Stockholm påpeker i den anledning at internasjonale avtaler reduserer sårbarheten, og at både Sverige og Norge vil vinne på samarbeid (7).

6 KRAFTFORSYNINGENS UTVIKLING MOT ÅR 2010

6.1 Scenario for fremtidig utvikling

For å kunne si noe konstruktivt om dagens beredskapsorganisering og tiltak i et mer langsiktig perspektiv, må man nødvendigvis gjøre seg noen tanker om hvordan "morgendagens" kraftforsyning i Norge ser ut. Et slikt "scenario"³⁴ kan også bidra til å gi et inntrykk av hvor gode eventuelle alternative tiltak kan være. Scenariet tar utgangspunkt i dagens situasjon, og utvikles ut fra en ekstrapolering av de trender som kan observeres og skjønnsmessige vurderinger. Resultatet skisserer det som per i dag kan vurderes som et *mulig* fremtidsbilde.

Den store utfordringen ved å skissere et slikt scenario er tidshorisonten, når utviklingen går så fort som den gjør i kraftbransjen i dag. Den generelle tidshorisonten i BAS3-prosjektet går helt frem til år 2010, og usikkerheten knyttet til den skisserte utviklingen er stor.

Den grunnleggende forutsetningen i scenariet er at det ikke oppstår noen dramatiske skift i den politikken som føres i dag. Rammevilkår vil derfor i liten grad være endret. Myndighetenes tiltak, i form av virkemidler og ordninger, videreføres.

6.2 Demografi

Ved fremtidsvurderinger av kraftmarkedet er demografi og forbruk to meget viktige elementer. Jo bedre man kan forutsi antallet forbrukere, hvor de befinner seg og hvor stort forbruk de har, desto lettere blir det å gjøre de rette disposisjonene. Appendix A.1 beskriver befolkningsutviklingen de nærmeste årene. Her gis en kort oppsummering av dette.

Når prosentvis vekst vurderes i sammenheng med total befolkning i de enkelte fylkene, kommer en klar sentraliseringstendens frem. Rundt 45% av den totale befolkningsveksten kommer i Oslo

³⁴ Begrepet scenario er i denne sammenheng noe misvisende fordi det kun er snakk om *en* mulig fremtid. I tradisjonell bruk av scenarioer skisseres flere mulige fremtider (15).

og Akershus. En ytterligere oppdeling i bykommuner underbygger dette ytterligere for resten av landet, og viser at det i stor grad er byer og kommuner med bytilknytning som opplever vekst (14).

Frem til 2010 har alle fylker unntatt Nordland og Finnmark en oppgang i folketallet. På landsbasis er veksten på over 5%. Fylkene i det sentrale østlandsområdet står for mye av den totale veksten, sammen med spesielt Rogaland. Akershus er det fylket med klart størst vekst. Byene opplever generelt vekst uavhengig av om det tas forbehold om en høy eller lav sentraliseringstrend.

En generell befolkningsøkning vil øke det allmenne kraftforbruket. Dette må entes dekkes gjennom import eller ved utbygging av nye anlegg. Den geografiske dimensjonen gir føringer for hvor man bør forsterke nettet, eventuelt hvor man bør lokalisere ny produksjon (hvis det er mulig).

6.3 Forbruk

Elektrisitetsforbruket i Norge har de siste 10 årene (til og med 1998) økt med gjennomsnittlig 1,4 % per år (17)³⁵. Dette gjelder også for de siste 5 år. Eksklusiv elektrokjeler og forbruk i pumpekraftverk, som er sterkt knyttet til klimatiske variasjoner, var årlig forbruksvekst på 2,1% de siste 5 år. Tilsvarende utbygging av produksjonskapasitet har ikke funnet sted. De siste to årene (1998-99) har årlig bruttoforbruk³⁶ vært så godt som identisk på 120,5 TWh³⁷. Dersom forbruket temperaturkorrigeres observeres reelt sett samme vekst som tidligere år.

Installert effekt i vannkraftverkene er i dag ca 27.470 MW. Sammen med årlig forventet tilsig gir dette en midlere produksjonsevne på 113 TWh (13). Produksjonskapasiteten økte med 0,1% i løpet av 1998 og 0,4% i 1997. Gjennomsnittlig økning siste 10 år har vært 0,8% (18).

Den videre utviklingen av forbruket avhenger mellom annet av konjunktorene i samfunnet generelt, forbrukssystemets sammensetning og temperaturforhold (17). Forbruksveksten i Norge fortsetter kontinuerlig fremover mot 2010 (18)(15). Dette understøttes av befolkningsveksten, som illustrert i avsnitt 6.2. Befolkningsvekst gir ny husbygging, samtidig som det er en trend mot at størrelsen på den enkelte husholdning minker. Konsekvensen er at antallet husholdninger øker. I tillegg øker boligarealet som følge av økt levestandard. Dette gir økt energiforbruk. Å tallfeste forbruksveksten er vanskelig, men det antas en årlig vekst på 1-1,5% frem til 2010³⁸ (17). Dette er grovt sett i tråd med veksten i foregående år, og i underkant av anslag som er gjort for en videreføring av dagens situasjon (15). Statnett har skissert en prognose på ca 1% årlig vekst under forutsetning m a av en internasjonal CO₂-avgift³⁹, og vurderer dette som et forsiktig anslag på fremtidig vekst (17). I Norsk utbyggingsplan for overføringsanlegg i elkraftsystemet 1995 - 2005 antas en årlig vekst på 1,8% i dimensjonerende effektuttak (19).

³⁵ Andre tall viser en økning på 1,7% siste 10 år (18)

³⁶ Bruttoforbruk = produksjon + import - eksport.

³⁷ Norske produsenter leverte i 1999 rekordmye effekt p g a gunstige temperaturforhold og godt tilsig. Resultatet var at Norge dette året igjen var nettoeksportør av elektrisitet.

³⁸ Rynning-Tønnesen C, Statkraft SF. Foredrag i Polyteknisk forening 10 april 2000.

³⁹ 200 NOK per tonn CO₂.

	<i>Forbruk 1999</i>	<i>Forbruk 2010</i>	<i>Total økning</i>
Prognose 1% vekst	120,5 TWh	134,4 TWh	11,5%
Prognose 1,4% vekst	120,5 TWh	140,4 TWh	16,5%
Prognose 2% vekst	120,5 TWh	149,8 TWh	24,3%

Tabell 6.1 Vekstrater i kraftforbruk mot 2010

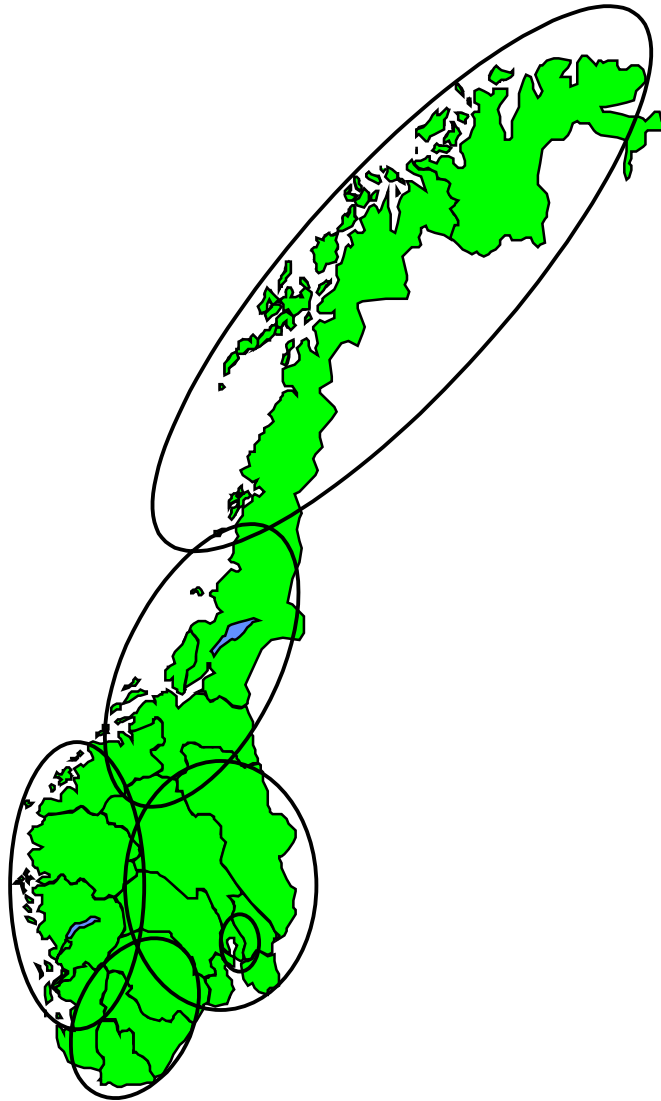
Tabell 6.1 viser tre ulike vekstrater i kraftforbruket mot 2010. Selv med et moderat anslag på 1% vekst per år vil det være et betydelig importbehov i Norge i fremtiden, dersom dagens produksjonskapasitet ikke økes. 1,4% er en videreføring av forbruksøkningen siste 10 år. Tilgjengelig effekt i det norske kraftsystemet er nærmere beskrevet i appendiks A.2.

6.4 Eierstruktur

Innen 2010 vil det trolig ha skjedd store endringer i eierstrukturen i kraftforsyningsbransjen. Eierskapet i Norge blir sentralisert i regionale enheter, og antallet aktører blir dermed sterkt redusert. På veien mot stordrift ser man samtidig et stadig mer eksplisitt skille mellom nettdrift og produksjon (20). Nettvirksomheter vil ikke i særlig grad være interessert i å ta den risikoen som følger med kraftomsetning, fordi inntektsmulighetene er større knyttet til bransjekonvergens.

På nettsiden kan en utvikling mot 5-6 regionale aktører manifestere seg allerede i løpet av 3-5 år⁴⁰. Her vil det være en stadig økende andel privat eierskap, og av dette vil mye ha opphav utenfor Norges grenser. De regionale enhetene tilbyr et svært utvidet tjenestespekter, som inkluderer tele- og datakommunikasjon og andre kommunale tjenester.

⁴⁰ Stålen O, Trondheim Energiverk. Foredrag i polyteknisk forening 14 februar 2000.



Figur 6.1 Kart over mulige fremtidige regioner

Figur 6.1 viser en inndeling i 6 regioner som indikert i teksten ovenfor. Regionene er Nord-Norge, Midt-Norge, Vestlandet, Sørlandet, Oslo/Akershus og Østlandet for øvrig⁴¹ (21).

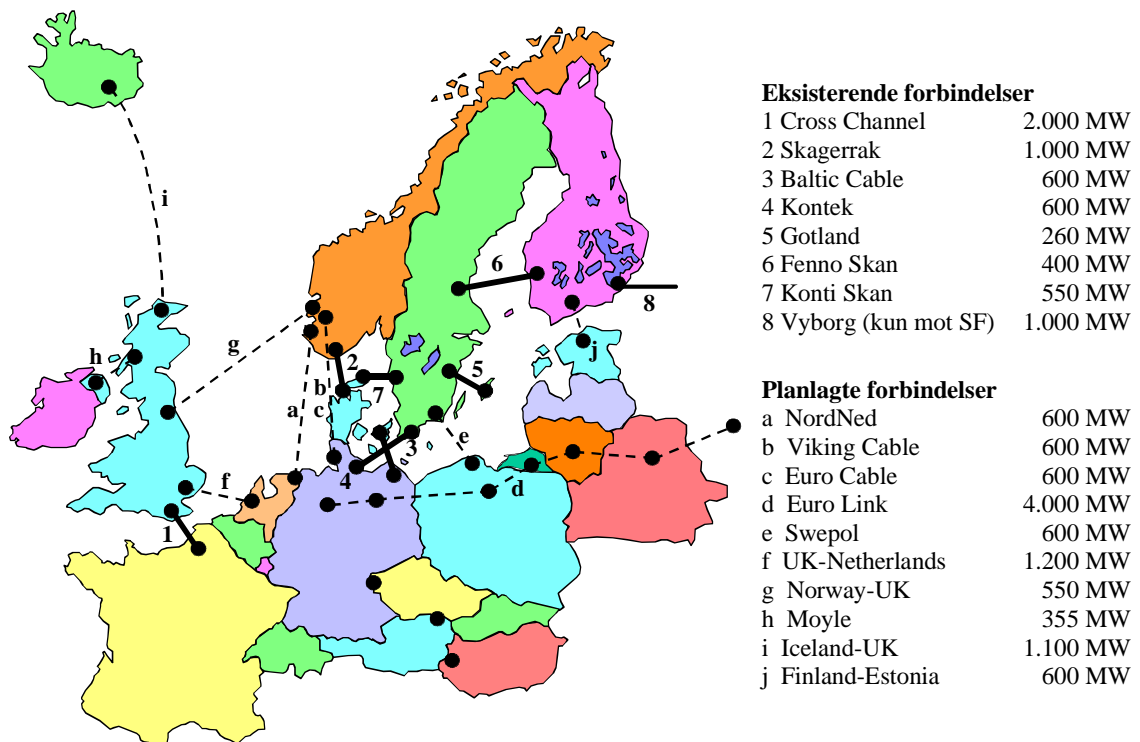
De kommunale/interkommunale/fylkeskommunale produsentene forventes å samle seg mer eller mindre tilsvarende til det som er skissert på nettsiden. Innen 2010 vil det være 5-10 regionale enheter (21). Dersom det antas at konsesjonslovgivningen for vannkraftressursene består⁴², vil dette begrense økningen i privat eierskap. Statkraft består som en uavhengig aktør med betydelige eierinteresser i de regionale enhetene. Privateide produksjonsselskaper og enkelte kommunale selskaper vil stå utenfor de regionale samarbeidsgruppene. Sentraliseringen gjør at den fysiske avstanden fra driftsenheten til sluttbruker i mange tilfeller vil øke betraktelig.

⁴¹ Stålen O, Trondheim Energiverk. Foredrag i polyteknisk forening 14 februar 2000.

⁴² Statlig forkjøpsrett ved salg av mer enn 1/3 av en konsesjon.

Dereguleringen av EUs kraftmarked går for fullt, og forutsettes gjennomført i løpet av få år⁴³. Konsekvensen av dette kan bli at Norge kommer inn i en nordisk del av et felles europeisk kraftmarked, der handelen i stor grad går etter de samme prinsipper som Nord Pool bruker i dag⁴⁴.

Prisene forutsettes å holde seg stabilt lave frem mot 2005 – 2007, p g a den store reservekapasiteten som frigjøres i Europa knyttet til dereguleringen⁴⁵. Overføringskapasiteten fra Norge mot kontinentet blir betydelig utvidet i årene fra 2005⁴⁶ gjennom bygging av undersjøiske kabler. Dette er tilsvarende⁴⁷ Viking Cable, EuroKabel og NorNed Kabel som er gitt konsesjon i dag, og mulig forbindelse mellom Norge og Storbritannia som er planlagt i dag.



Figur 6.2 Kabelforbindelser i Europa (22)

Det bildet som danner seg for HVDC-kabelforbindelser i Europa er i stor grad samsvarende med Figur 6.2. De lave kraftprisene gjør at nybygging av særlig omfang ikke skjer i Norge før i slutten av perioden. Frem mot 2005-2006 kommer det derfor bare til enkelte mindre vannkraftverk, noe vindkraft i tillegg til fjernvarmeanlegg i de større byene. Produsenter ser ikke noe lønnsomhetspotensiale knyttet til storskala utbygginger av verken vannkraft, gass eller alternative energiformer, og import er samfunnsøkonomisk optimalt. I løpet av perioden kan det første norske gasskraftverket stå ferdig. Den fortsatte forbruksøkningen etter årtusenskiftet kan sette den norske energi- og effektbalansen under stadig større press, og prisnivået kan litt etter

⁴³ Westre E, MVV Energie. Foredrag i polyteknisk forening 10 april 2000.

⁴⁴ Nord Pool sin modell synes å få gjennomslag i de deler av Europa som allerede er deregulert (Nederland, Storbritannia, Spania), ref møte med Johan Olav Aarøy, Nord Pool, 4 mai 2000..

⁴⁵ Bye T, Statistisk sentralbyrå. Foredrag i polyteknisk forening 10 april 2000.

⁴⁶ Det antas at Viking Cable, som ser ut til å være i "rute", kan være driftsklar i 2005.

⁴⁷ Sier her tilsvarende fordi kun Viking Cable i dag ser ut til å bli bygget etter planen.

litt nærme seg langtidsgrensekost for ny gasskraft, som er ca 20 øre/kWh⁴⁸. Først i 2005 forventes kraftprisen å komme over 15 øre/kWh, og de nevnte 20 ørene nåes ca 2008 (15). Gasskraftverk(ene) vil trolig lokaliseres langs kysten i Vest- og Midt-Norge.

Kraftbalansen kan føre til at mange av de eksisterende vannkraftverkene blir oppgradert⁴⁹ i perioden. Dersom dette ikke gjøres vil en se en stadig økende sviktrate i anleggene ettersom maskinslitassen øker på stadig eldre anlegg. I 2010 vil uansett investeringene i kraftsektoren ha vært lave over lengre tid. I mange tilfeller vil investeringsnivået nå være prekært⁵⁰.



Figur 6.3 Konvergens mot prisområder i et europeisk marked (23)

Figur 6.3 viser at det vil oppstå ulike regionale prisområder, selv om man har mulighet til å kjøpe og selge kraft hvor man vil i Europa. Dette henger sammen med overføringskapasiteten i nettet og flaskehalsene. Flaskehalsene er illustrert som kraner i figuren. I Europa er det 5 store produsenter/omsetningsselskaper som forutsettes å dominere markedet⁵¹. Kun et fåtall av de norske aktørene er store nok til å møte disse aktørene. Statkraft er, som den største norske aktøren, en regional nordisk aktør i det europeiske markedet. Ulike delmarkeder har regionale priser, men sameksistensen i det europeiske systemet er stor.

⁴⁸ Bye T, Statistisk sentralbyrå. Foredrag i polyteknisk forening 10 april 2000.

⁴⁹ Turbiner kan lett trimmes opp til 20%, noe som ikke er en etterspurt tjeneste i dag fordi prissettingen i sentralnettet er for installert effekt, ref Holth B, GE Hydro, foredrag i polyteknisk forening 27 mars 2000

⁵⁰ Odd Øygarden (Oslo Energi produksjon) har ved å se på behov i "egne" anlegg og ekstrapolert dette kommet frem til at det innen 2010 vil være et investeringsbehov på ca 8 mrd for eksisterende produksjonsanlegg i Norge. Dette er fordelt slik: dammer 3 mrd, turbiner 1,5 mrd, generatorer 0,8 mrd, høyspentanlegg 0,8 mrd og kontrollanlegg 2 mrd, ref foredrag i Polyteknisk forening 27 mars 2000.

⁵¹ Westre E, MVV Energie. Foredrag i polyteknisk forening 10 april 2000.

Etterhvert som overkapasiteten i Europa brukes opp, blir norsk vannkraft en attraktiv reguleringsmulighet i det kontinentale markedet. Kongsjansavtalene for avtalene innebærer at en del kapasitet er bundet opp til eksport av vannkraft, men en stor del vil være tilgjengelig for generell import eller eksport.

En kan her oppleve at driftsfunksjoner for norsk infrastruktur havner i utlandet. Dette kan gi redusert driftsstøtte til infrastrukturen som befinner seg på norsk jord. Videre reduserer dette muligheten til å ha nasjonal kontroll med kraftforsyningen, samtidig som vi er utsatt for sårbarheten i andre lands kraftforsyning i tillegg til vår egen.

6.5 Leveringssikkerhet

Det økte forbruket og befolkningsveksten vil som tidligere nevnt bidra til å øke effektunderskuddet ytterligere i det sentrale østlandsområdet. Nettet mot Oslo og Akershus forutsettes å ikke bli vesentlig styrket, fordi man ennå stoler på kapasiteten i de eksisterende linjene. Netteier i dette området kan få et betydelig inntektsgrunnlag fra alternativ utnyttelse av nettet, og vil som følge av dette vise vilje til å gjøre de oppgraderinger som synes nødvendige. Midt-Norge kan ha fått en bedre effektsituasjon dersom det er bygget gasskraftverk og gjennomført en medfølgende styrking av nettet her. På Sør-Vestlandet er det nødvendig med nettutbygginger for å håndtere transport av kraft til og fra kontinentet. Dette gir nye linjer for å koble likestrømsforbindelsene fra kontinentet til det norske vekselstrømnettet, i tillegg til forsterkninger mot vannkraftanleggene i Ulla-Førre-området.

I Nord-Norge er kundebasen til netteier mindre, og man har tildels store avstander mellom produksjon og forbruk. Områder i Finnmark som i dag har store problemer med leveringssikkerheten, forutsettes å stå på "stedet hvil" i forhold til dagens situasjon. Man har ikke tilstrekkelig finansiell styrke til å foreta oppgraderinger i særlig grad, og konsentrerer seg om å opprettholde den leveringssikkerheten man har i dag. Byene har blitt prioritert, siden de store kundegruppene finnes der. De største aggregatene i fylket støtter opp om systemet og bidrar til driftssikkerheten.

KILE-ordningen⁵² kan bidra til å dra opp investeringsnivået på nettsiden, men mesteparten av investeringene vil bli brukt på vedlikehold av gammelt materiell og teknologiske løsninger. Leveringskvaliteten er tilfredsstillende, selv om det synes å være en tendens til at alvorlig svikt som faktisk oppstår får en lengre varighet. Den viktigste grunnen til dette er at materiellet blir eldre, og at man i stor grad baserer seg på at de teknologiske løsningene skal hindre svikt. Når "uhellet" først er ute, er tilgang på kompetent personell og reservedeler en flaskehals.

6.6 Informasjonsteknologi

Informasjonsteknologi er både et strategisk virkemiddel og en betydelig suksessfaktor for bransjen. Bransjen må stille vesentlige beløp til investering i informasjonsteknologi for å imøtekomme de krav markedet kommer til å stille. Dette har også sammenheng med de energipolitiske rammebetingelsene. Disse store og tildels tunge løftene krever betydelig

⁵² Kompensasjon for ikke-levert energi

lønnsomhet fra de mindre selskapene, og vil være med på å luke bort de mindre lønnsomme eller tvinge frem samarbeidsmodeller mellom mindre selskaper (15).

Parallelt med denne utviklingen følger en effektivisering av nettet, der tradisjonelle dimensjoneringskriterier som n-1 settes under press og nettet utnyttes hardere enn før. Ny halvlederbasert teknologi - Flexible AC Transmission System (FACTS) - gjør det mulig å øke overføringskapasiteten av effekt i de deler av nettet der overføringskapasiteten er begrenset. Dette øker igjen behovet for effektive informasjonssystemer. Alt i alt forutsettes bransjen å være særdeles avhengig av IT i den tidsperiode som inngår i studien.

APPENDIKS

A.1 Befolkningsutvikling

Tabell 6.2 viser befolkningsutviklingen fra 1989 til 1999 fordelt på fylker og noen utvalgte byer (14). Når prosentvis vekst vurderes i sammenheng med total befolkning i de enkelte fylkene, kommer en klar sentraliseringstendens frem. Rundt 45% av den totale befolkningsveksten kommer i Oslo og Akershus. En ytterligere oppdeling i bykommuner underbygger dette for resten av landet, og viser at det i stor grad er byer og kommuner med bytilknytning som opplever vekst (14). Et eksempel på dette er Tromsø. Troms fylke har en vekst på knappe 4.000 personer, mens veksten i Tromsø er på det dobbelte.

For å få et inntrykk av denne utviklingen frem til 2010, er det nødvendig å ha fremskrivninger av disse resultatene basert på faktorer som fødsels- og dødsrate, inn- og utvandring, sentralisering, generelt flyttemønster og nasjonalt vekstnivå (16). En prognose for 2010 basert på middelverdier⁵³ for disse elementene er gitt i Tabell 6.3 (prognose A). Når fokus settes på kraftforsyning og robusthet, er sentralisering interessant. For å kunne se nærmere på sentraliseringstendenser viser tabellen også prognoser for henholdsvis lav og høy sentralisering (prognose B og C).

Frem til 2010 har alle fylker unntatt Nordland og Finnmark en oppgang i folketallet. På landsbasis er veksten på over 5%. Fylkene i det sentrale Østlandsområdet står for mye av den totale veksten, sammen med Rogaland. Akershus er det fylket med klart størst vekst. Byene opplever generelt vekst uavhengig av om det er høy eller lav sentralisering.

⁵³ SSBs befolkningsstatistikk gir 3 hovedprognoser frem mot 2050. Prognosene ta utgangspunkt i lav, middels og høy nasjonal vekst. Videre har man sett på variasjoner ved å endre på ulike variabler, som eksempelvis sentralisering.

<i>Geografisk område</i>	<i>Folkemengde 1 januar 1989</i>	<i>Folkemengde 1 januar 1999</i>	<i>Tilvekst 1989-1999</i>
Byer			
Lillehammer	22.564	24.533	8.7%
Kristiansand	64.395	71.498	11.0%
Stavanger	96.948	108.019	11.4%
Bergen	211.095	227.276	7.7%
Ålesund	35.633	38.251	7.3%
Bodø	35.851	40.767	13.7%
Tromsø	50.228	58.121	15.7%
Hammerfest	9.249	9.151	-1.1%
Oslo	456.124	502.867	10.2%
Fylker			
Akershus	410.951	460.564	12.1%
Østfold	237.997	246.018	3.4%
Hedmark	186.806	186.321	-0.3%
Oppland	182.510	182.239	-0.1%
Buskerud	224.508	235.018	4.7%
Vestfold	196.099	210.707	7.4%
Telemark	163.205	164.523	0.8%
Aust-Agder	96.567	101.481	5.1%
Vest-Agder	143.350	153.998	7.4%
Rogaland	333.351	369.059	10.7%
Hordaland	407.926	431.882	5.9%
Sogn og Fjordane	106.338	107.648	1.2%
Møre og Romsdal	238.287	242.538	1.8%
Sør-Trøndelag	249.624	260.855	4.5%
Nord-Trøndelag	126.750	126.797	0.0%
Nordland	239.611	238.547	-0.4%
Troms	146.648	150.200	2.4%
Finnmark	74.034	74.061	0.0%
Hele landet	4.220.686	4.445.329	5.3%

Tabell 6.2 Folketallsutvikling for fylkene og utvalgte byer siste 10 år.

<i>Geografisk område</i>	<i>Prognose A for 2010</i>	<i>Prognose B for 2010. Justert for lav sentralisering</i>	<i>Prognose C for 2010. Justert for høy sentralisering</i>	<i>Endring 1999 - 2010(A)</i>	<i>Endring 1999 - 2010(B)</i>	<i>Endring 1999 - 2010(C)</i>
<i>Byer</i>						
Lillehammer	26.116	26.701	25.242	6.5%	8.8%	2.9%
Kristiansand	76.400	75.401	77.370	6.9%	5.5%	8.2%
Stavanger	114.401	112.122	116.575	5.9%	3.8%	7.9%
Bergen	232.494	227.299	237.457	2.3%	0.0%	4.5%
Ålesund	41.665	40.902	42.281	8.9%	6.9%	10.5%
Bodø	45.404	46.162	44.534	11.4%	13.2%	9.2%
Tromsø	63.334	63.531	63.277	9.0%	9.3%	8.9%
Hammerfest	9.188	9.685	8.752	0.4%	5.8%	-4.4%
Oslo	527.215	514.097	540.730	4.8%	2.2%	7.5%
<i>Fylker</i>						
Akershus	511.861	502.892	520.676	11.1%	9.2%	13.1%
Østfold	259.272	258.436	260.164	5.4%	5.0%	5.7%
Hedmark	192.145	195.552	188.682	3.1%	5.0%	1.3%
Oppland	187.805	191.567	183.938	3.1%	5.1%	0.9%
Buskerud	251.376	250.732	251.956	7.0%	6.7%	7.2%
Vestfold	227.362	226.128	220.762	7.9%	7.3%	4.8%
Telemark	169.392	169.177	169.570	3.0%	2.8%	3.1%
Aust-Agder	109.016	109.891	108.017	7.4%	8.3%	6.4%
Vest-Agder	163.505	163.351	163.762	6.2%	6.1%	6.3%
Rogaland	401.018	401.846	400.199	8.7%	8.9%	8.4%
Hordaland	454.377	453.678	455.094	5.2%	5.0%	5.4%
Sogn og Fjordane	111.308	112.888	109.849	3.4%	4.9%	2.0%
Møre og Romsdal	250.777	251.236	249.986	3.4%	3.6%	3.1%
Sør-Trøndelag	274.104	275.747	272.230	5.1%	5.7%	4.4%
Nord-Trøndelag	130.045	132.772	127.426	2.6%	4.7%	0.5%
Nordland	241.938	247.130	236.464	1.4%	3.6%	-0.9%
Troms	155.343	157.810	152.954	3.4%	5.1%	1.8%
Finnmark	74.714	77.725	71.790	0.9%	4.9%	-3.1%
Hele landet	4.692.393	4.692.655	4.692.159	5.6%	5.6%	5.6%

Tabell 6.3 Befolkningsveksten frem mot 2010. Alternativer med ulik sentraliseringsgrad.

A.2 Effekt

Tabell 6.4 viser installert ytelse, effektproduksjon, maksimalt effektuttak og effektbalanse for norske fylker. Tallene for installert ytelse er hentet fra NVEs effekttabeller for 1999 (29). Maksimalt effektuttak er i utgangspunktet satt som 87% av installert effekt i det enkelte fylke (29), og korrigert til 80% for fylker med en stor andel elvekraftverk⁵⁴. Dimensjonerende effektuttak er hentet fra nasjonal utbyggingsplan for overføringsanlegg i elkraftsystemet for perioden 1995 – 2005. Tallene representerer en prognose fra 1995 for året 1999⁵⁵. Effektbalansen i fylkene er gitt som differansen mellom dimensjonerende effektuttak og maksimal effektproduksjon.

<i>Geografisk område</i>	<i>Installert ytelse (Vannkraft) (MW)</i>	<i>Maksimal effektprod. (vinter - MW)</i>	<i>Dimensj. effektuttak (vinter - MW)</i>	<i>Effektbalanse (MW)</i>
Østfold	873	699	1355	-656
Akershus	176	141	1602	-1461
Oslo	5	4	2178	-2174
Hedmark	521	417	962	-545
Oppland	1318	1147	869	278
Buskerud	1869	1626	1373	253
Vestfold	3	3	821	-818
Telemark	2468	2148	1118	1030
Aust-Agder	1141	993	426	567
Vest-Agder	2110	1836	905	931
Rogaland	3195	2780	1456*	1324
<i>Lyse-området</i>			1096	
<i>Nord-Rogaland / Sunnhordland</i>			539	
<i>Hordaland (øvrige)</i>			1660	
Hordaland	3635	3163	1839*	1324
Sogn og Fjordane	3165	2754	468	2286
Møre og Romsdal	1179	1026	1258	-232
Sør-Trøndelag	957	833	1159	-326
Nord-Trøndelag	642	559	807	-248
Nordland	3271	2846	770*	2076
<i>Helgeland</i>			263	
<i>Salten-området</i>			273	
<i>Nord. Nordland og Sør-Troms</i>			430	
<i>Troms (øvrige)</i>			567	
Troms	565	492	763*	-271
Finnmark	309	270	346	-76
Hele landet	27409	23846	20475	3371

Tabell 6.4 Effektbalanse i fylkene. * =Eget anslag

NVEs utbyggingsplan for 1995-2005 tar utgangspunkt i planområder. Disse planområdene følger med to unntak fylkesgrenser. Unntakene er Rogaland/Hordaland og Nordland/Troms, som har en noe annen inndeling motivert ut fra nettmessige skiller. I tabellen ovenfor er det lagt en fylkesinndeling til grunn, fordi dette synes mest hensiktsmessig. Tallene for nettområder er også vist der disse avviker fra fylkesinndelingen. Ved overføring av NVEs tall til en fylkesvis fordeling, er det benyttet en fordeling relatert til befolkning og industri.

Det har vært vanskelig å oppdrive fullgode tall for henholdsvis maksimal effektproduksjon og

⁵⁴ Fylker med mye elvekraftverk vil komme høyt ut med en slik tilnærming.

⁵⁵ Tallene er anslag fra planansvarlig i den enkelte region og vil være beheftet med en del usikkerhet.

dimensjonerende effektuttak. Avviket mellom de summerte fylkesvise verdiene fra tabellen og det som i dag regnes som maksimumsgrenser for Norge synes å være akseptabelt. Tall fra produsentene anslår en samlet maksimal vinterproduksjon på 24.044 MW, mens Statnett har satt et absolutt maksimum på 23.670 MW. Tilsvarende er tidenes maksimalbelastning i Norge registrert 3 januar 1996. og var på 21.247 MW. Avviket er her større, men kan til dels forklares fra det faktum at prognosene i Tabell 6.4 er eldre enn dette.

Tallene for *installert ytelse* representerer den akkumulerte aggregatytelse som er installert ved hvert kraftverk innen hvert fylke. Det regnes med at i gjennomsnitt 87% av installert ytelse er tilgjengelig under høylastperioder (29). Dette kommer dels av at systemer er under revisjon eller har feil, og dels av hydrologiske begrensninger. Maksimal effektproduksjon representerer et estimat av hva som gjennomsnittlig er tilgjengelig på vinterstid. Her er også forhold som lav vannføring i elvekraftverkene på Østlandet tatt med i beregningen, og justert noe for.

Maksimalt effektuttak tilsvarer det dimensjonerende effektuttak som kan forventes som en middelværdi over en periode på tre dager som statistisk inntreffer med flere års returtid. Tallene for effektuttak er dermed relativt høye. Imidlertid forventes det i tiårsperioden en betydelig økning i maksimalt effektuttak. Tallene vil dermed likevel være konservative, og vurderes å være hensiktsmessige som utgangspunkt for analysen.

Dimensjonerende effektuttak for Rogaland anslås til summen av 2/3 av effektuttaket for Sunnhordaland og Nord-Rogaland, og Lyse-området. Det vil si 1.456 MW. Tilsvarende for Hordaland anslås dimensjonerende effektuttak til 1/3 av effektuttaket for Sunnhordaland og Nord-Rogaland, og det resterende Hordaland. Det vil si 1.839 MW. Forbruket i Hordaland er oppjustert for å inkludere indre Hardanger, som ikke har vært inkludert i prognosene i NVEs utbyggingsplan (29). Fordelingsnøkkelen for fellesområdet mellom fylkene er skjønnsmessig og basert på befolkningsfordeling i området med korrigerings for kraftkrevende industri i Nord-Rogaland.

Dimensjonerende effektuttak for Nordland anslås til summen av halve effektuttaket for området Nord-Nordland og Sør-Troms, Helgeland og Salten. Det vil si 770 MW. Tilsvarende for Troms anslås dimensjonerende effektuttak til halve effektuttaket for området Nord-Nordland og Sør-Troms, og det resterende Troms. Det vil si 763 MW. Fordelingsnøkkelen for fellesområdet mellom fylkene er skjønnsmessig, og i hovedsak basert på befolkningsfordeling.

A.3 Noen sentrale ord, uttrykk og forkortelser

Flere av definisjonene er hentet fra (31).

Aggregat	- Produksjonsenhet for elektrisk energi. Består av turbin og generator
BAS	- <i>Beskyttelse av samfunnet</i> , prosjektsamarbeid mellom FFI og Det sivile beredskap
BFK	- <i>Belastningsfrakobling</i> , automatisk bortkobling av last når frekvensen synker under gitte terskelverdier
Distribusjonsnett	- Nett for distribusjon av elektrisk energi på lave spenningsnivå
Driftssentral	- Sentral for overvåking og styring av kraftinfrastruktur
Effekt	- Energi/utført arbeid per tidsenhet. Måles i Watt (W)
EMS	- <i>Energy Management System</i> , støttesystemer for drift av kraftforsyningen
FACTS	- <i>Flexible Alternating Current Transmission System</i> , elektroniske løsninger som kontrollerer effektflyt gjennom nettet
Fjernstyring	- Styring av anlegg/komponenter fra en driftssentral beliggende langt fra anlegget
FFI	- <i>Forsvarets forskningsinstitutt</i>
Frekvens	- Antall svingninger vekselstrømmen gjennomfører per sekund. Måles i Hertz (Hz). Frekvensen i det norske kraftsystemet er 50 Hz
Frekvensregulering	- Automatikk eller manuelle inngrep i kraftsystemet for å holde frekvensen nær 50 Hz
Generator	- Maskin som omdanner mekanisk energi til elektrisk energi
HAWT	- <i>Horizontal Axis Wind Turbine</i> , en type vindkraftverk
Hovednettet	- Det landsomfattende elektriske ledningsnettet på de høyeste spenningsnivåene (132, 300 og 420 kV). Inkluderer Sentralnettet med tilhørende koblings- og transformatorstasjoner, samt regionalnett som har betydning for driften av sentralnettet
HVDC	- <i>High Voltage Direct Current</i> , likestrømsforbindelser
Høyspenning	- Elektrisk energi med spenning høyere enn 1 kV (vekselspenning)
Høytrykkverk	- Vannkraftverk som utnytter stor fallhøyde
Kraftlinje/ledning	- Luftledning for overføring av elektrisk energi
Kraftstasjon	- Aggregat med bygninger og installasjoner for produksjon av elektrisk kraft
Koblingsanlegg	- Anlegg for elektrisk sammenkobling av generatorer, transformatorer og/eller kraftlinjer
Komponentvern	- Komponenter som beskytter aggregater, transformatorer eller kraftlinjer mot overbelastning, skade og svikt.
Landssentralen	- Statnetts senter for overordnet systemdriftskoordinering
Lavtrykkverk	- Vannkraftverk som utnytter store vannmengder og liten fallhøyde. Også kalt elvekraftverk
Lokalstyring	- Styring av anlegg fra kontrollrom i anlegget
n-1	- Dimensjoneringskriterium som sier at systemer skal kunne takle enkeltstående feil uten at dette får konsekvenser for brukerne
Nord Pool	- Kraftbørsen

NORDEL	- Felles nordisk kraftforsyningsområde med felles regelverk: Norge, Sverige, Finland og Sjælland
NVE	- <i>Norges vassdrags- og energidirektorat</i>
Nærstyring	- Direkte, manuell styring av apparater i kraftforsyningen
OED	- <i>Olje- og energidepartementet</i>
Pendling	- Variasjoner i spenning, strømstyrke og effekt p g a innbyrdes bevegelse mellom rotorene til generatorene i kraftsystemet,
PFK	- <i>Produksjonsstyrt frakobling</i> , automatisk frakobling av produksjon når forbindelser i svake snitt faller bort
Regionsentral	- Statnett-driftssentral med regionalt ansvar for underlagte stasjoner. Statnett har tre slike sentraler: Sør, Midt og Nord
Regionalnett	- Nett for overføring av elektrisk energi innen en region, typisk på spenningsnivå 66-132 kV
RTU	- <i>Remote Terminal Unit</i> , dataportaler for informasjonsutveksling mellom driftssentral og instrumentene på et kraftanlegg
SCADA	- <i>Supervisory Control And Data Aquisition</i> , systemer for fjernstyring og datainnsamling
Sentralnettet	- Kraftnett/anlegg som til enhver tid er omfattet av kontrakten mellom Statnett og Statnetts kunder om tilknytning til og bruk av Sentralnettet. Typisk høye spenningsnivå, 132-420 kV
Snitt	- To eller flere parallellgående kraftlinjer
Spenning	- Mål på den "kraft" som presser elektrisiteten gjennom en ledning. Målt i Volt (V)
System(drifts)ansvar	- Overordnet planleggings- og koordineringsansvar som innebærer å opprettholde momentanbalansen mellom produksjon og forbruk av kraft i det norske kraftsystemet
Systemvern	- Komponenter som løser ut automatisk for å sikre systemets overlevelse ved feilsituasjoner. PFK er et eksempel på systemvern.
Transformator	- Apparat som endrer spenningen på elektrisk vekselstrøm
Turbin	- Maskin som omdanner energien i damp/rennende vann til mekanisk energi
Vannkraft	- Omdanning av vannets bevegelsesenergi til elektrisk energi
Varmekraft	- Elektrisk energi produsert ved forbrenning av organiske stoffer (kull, gass e l)
Vertikalintegreerte verk-	Kraftverk som eier både kraftproduksjon og lokale distribusjonsnett
Vindkraft	- Omdanning av vindens bevegelsesenergi til elektrisk energi

Litteratur

- (1) Olje- og energidepartementet (1989-90): Ot prp nr 43 - Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m m.
- (2) Norges Vassdrags- og Energidirektorat (1997): Retningslinjer for sikring av kraftforsyningsanlegg, Ikke offentlig i h t § 6.1.
- (3) Friheim H et al (1997): Samfunnsviktige funksjoner, FFI/RAPPORT-97/01458, Begrenset.
- (4) Statistisk Sentralbyrå (1996): Energistatistikk (C487).
- (5) Nordel (1997): Frekvens, tidsavvik, regulérstyrke og reserve - Utdrag fra rekommendasjon - 16 mai 1997.
- (6) Hagen J M, 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 i h t § 6.1.
- (7) Rodal S K (2000): Kraftforsyningsberedskapen i Sverige. Møte med ÖCB i Stockholm 6-7 oktober 1999, FFI/REISERAPPORT-2000/00196, Offentlig.
- (8) Statnett SF (1998): Kraftsystemplan for sentralnettet – Scenarier i perioden 1998-2005.
- (9) Norges vassdrags- og energidirektorat (1999): Vannkraftverk over 1 MW i drift pr. 01.01.99.
- (10) Norges vassdrags- og energidirektorat (1999): Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og overføringstariffer.
- (11) Norges vassdrags- og energidirektorat (1996): Skille mellom monopol- og konkurranseutsatt virksomhet. Erfaringer fra møter med 19 energiverk, publikasjon nr 15/96.
- (12) Olje- og energidepartementet (1999): St meld 29 1998/99 – Om energipolitikken.
- (13) Olje- og energidepartementet (2000): Faktaheftet 2000 – Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge.
- (14) Statistisk sentralbyrå (1999): Statistisk årbok 1999.
- (15) Olje- og energidepartementet (1998): NOU 11/98 – Energi- og kraftbalansen mot 2020.
- (16) Statistisk sentralbyrå (1999): Befolkningsstatistikken – befolkningsfremskrivninger.
- (17) Statnett/Norges vassdrags- og energidirektorat (1999): Effektbalanse, rapport fra arbeidsgruppe, 22 november 1999.
- (18) Norges vassdrags- og energidirektorat (1999): Energifolderen – Energi i Norge.

- (19) Norges vassdrags- og energidirektorat (1997): Regulering av energiverkenes monopolvirksomhet basert på inntektsrammer, Publikasjon 14/97.
- (20) Kjølle G H et al : Rammebetingelser for nettvirksomheten og netteiers oppgaver, rapport utarbeidet for Enfo, Sintef Energiforskning.
- (21) Kraftrevolusjonen siste vår, Artikkel i Teknisk ukeblad nr 17/99.
- (22) Povh D (2000): Use of HCDV and FACTS, Proceedings of the IEEE, The Technology of Power System Competition 88, 2, 235-245.
- (23) CERA (1999): The Future of European Power 1999.
- (24) Norges vassdrags- og energidirektorat (1997): Beredskapshåndbok for kraftforsyningen.
- (25) Torp J E (2000): IT-sårbarhet i kraftforsyningen, brev fra FFI til Olje- og energidepartementet, referanse 2000/00449-5/FFISYS/JET/LLG/204.0, offentlig.
- (26) Holte Prosjekt Consulting AS (1999): Markedsundersøkelse nr 1: Etter- og videreutdanning av kraftpersonell – Resultater og analyse. Utarbeidet på vegne av LABRO Teknologisenter Etableringsprosjekt.
- (27) Nordel (1999): Nordisk elberedskapsverksamhet – en rapport fra arbeidsgruppe NEV 1999.
- (28) Statnett (1998): Systemoppgaver i Lands- og regionsentralene. Notat datert 23 mai 1998.
- (29) Norges vassdrags- og energidirektorat (1996): Nasjonal utbyggingsplan for overføringsanlegg i elkraftsystemet, publikasjon 14/96.
- (30) Statnett (1999): Den fremtidige effekt- og energibalansen – Sikringsplan. Notat 99 – 72.
- (31) Statkraft (1988): Kraftuttrykk. Samlet og redigert av Øystein Skarheim.

FORDELINGSLISTE

FFISYS **Dato:** 26 september 2000

RAPPORTTYPE (KRYSS AV) <input checked="" type="checkbox"/> RAPP <input type="checkbox"/> NOTAT <input type="checkbox"/> RR	RAPPORT NR. 2000/04450	REFERANSE FFISYS/769/204.0	RAPPORTENS DATO 26 september 2000
RAPPORTENS BESKYTTELSESGRAD UGRADERT	ANTALL EKS UTSTEDT 165	ANTALL SIDER 53	
RAPPORTENS TITTEL NORSK KRAFTFORSYNING - Dagens system og fremtidig utvikling		FORFATTER(E) HAGEN Janne Merete, NYSTUEN Kjell Olav, FRIDHEIM Håvard, RUTLEDAL Frode	
FORDELING GODKJENT AV FORSKNINGSSJEF:		FORDELING GODKJENT AV AVDELINGSSJEF:	

EKSTERN FORDELING

INTERN FORDELING

ANTALL	EKS NR	TIL	ANTALL	EKS NR	TIL
3		Justisdepartementet	14		FFI-Bibl
1		V/Karen Melander	1		Adm direktør/stabssjef
1		V/May Kristin Ensrud	1		FFIE
5		Olje- og energidepartementet	1		FFISYS
1		V/Per A Høisveen	1		FFIBM
1		V/Geir Uglum	1		Ragnvald Solstrand, FFISYS
1		Samferdselsdepartementet	1		Bent Erik Bakken, FFISYS
1		V/Kjell Skar	1		Jan Erik Torp, FFISYS
1		V/Kariann Skar Sør Dahl	1		Janne Hagen, FFISYS
3		Direktoratet for sivilt beredskap	1		Kjell Olav Nystuen, FFISYS
1		V/Kim With	1		Håvard Fridheim, FFISYS
1		V/Stein Henriksen	1		Siv Kjersti Rodal, FFISYS
10		Norges vassdrags- og energidirektorat	1		Frode Rutledal, FFISYS
10		Sikkerhetsavdelingen	1		Jonny Otterlei, FFISYS
1		V/Trond Ljøgdott	1		Johan Aas, FFIE
1		V/Tor Langrud	1		Torleiv Maseng, FFIE
1		V/Sjur Bjerkli	1		Avd ktr, FFISYS
1		V/Truls Sønsteby			
1		V/Bjarne Larsen			
1		Telenor			FFI-veven
1		V/Fritz Ødegaard			
1		Post- og teletilsynet			
1		V/Torgeir Alvestad			
1		FO/S			
1		V/Truls Gussgard			

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		DKSV			
1		V/Oblt Trond Berntsen			
1		DKØ			
1		DKT			
1		DKN			
1		FKN			
1		FKS			
3		Forsvarets høyskole			
3		Forsvarets stabsskole			
1		Fylkesmannen i Aust-Agder			
1		V/Beredskapsavdelingen Ragnar Blakstadsv 1, 4800 Aust-Agder			
1		Fylkesmannen i Buskerud			
1		V/Beredskapsavdelingen Postboks 1604, 3007 Drammen			
1		Fylkesmannen i Finnmark			
1		V/Beredskapsavdelingen Damsveien 1, 9800 Vadsø			
1		Fylkesmannen i Hedmark			
1		V/Beredskapsavdelingen Parkkgata 64, 2300 Hamar			
1		Fylkesmannen i Hordaland			
1		V/Beredskapsavdelingen Postboks 106, 5001 Bergen			
1		Fylkesmannen i Møre og Romsdal			
1		V/Beredskapsavdelingen Julsurdveien 9, 6400 Molde			
1		Fylkesmannen i Nord-Trøndelag			
1		V/Beredskapsavdelingen Strandveien 38, 7700 Steinkjer			
1		Fylkesmannen i Nordland			
1		V/Beredskapsavdelingen Moloveien 10, 8002 Bodø			
1		Fylkesmannen i Oppland			
1		V/Beredskapsavdelingen Storgt 170, 2600 Lillehammer			
1		Fylkesmannen i Oslo og Akershus			
1		V/Beredskapsavdelingen Postboks 8111 Dep, 0032 Oslo			
1		Fylkesmannen i Rogaland			
1		V/Beredskapsavdelingen Postboks 59, 4001 Stavanger			

EKSTERN FORDELING

INTERN FORDELING

ANTALL	EKS NR	TIL	ANTALL	EKS NR	TIL
1		Fylkesmannen i Sogn og Fjordane			
1		V/Beredskapsavdelingen 5842 Leikanger			
1		Fylkesmannen i Sør-Trøndelag			
1		V/Beredskapsavdelingen Klæbuveien 194, 7005 Trondheim			
1		Fylkesmannen i Telemark			
1		V/Beredskapsavdelingen Gjerpensgt 14-20, 3708 Skien			
1		Fylkesmannen i Troms			
1		V/Beredskapsavdelingen Strandveien 13, 9005 Tromsø			
1		Fylkesmannen i Vest-Agder			
1		V/Beredskapsavdelingen Tordenskjoldsgt 65, 4605 Kristiansand			
1		Fylkesmannen i Vestfold			
1		V/Beredskapsavdelingen Anton Jenssens gt 6, 3125 Tønsberg			
1		Fylkesmannen i Østfold			
1		V/Beredskapsavdelingen Vogtsgt 17, 1532 Moss			
1		Hammerfest EI-verk v/ Svein Fredriksen Rossmolgt 50 960 Hammerfest			
1		Kommunenes sentralforbund Postboks 1378 Vika, 0114 Oslo			
1		Statkraft SF			
1		V/Jon Ingvaldsen			
1		V/Tor Lund			
1		V/Petter Sørensen Postboks 494, 1322 Høvik			
1		Statnett SF			
1		V/Kjell Sand			
1		V/Leif Vikane			
1		V/Tove Nilsen Nygård			
1		V/Tor Aalborg			
1		V/Jan Christer Carlsson Postboks 5192, Majorstua 0302 Oslo			