FELLESRAPPORT

SAMKJØRINGEN, STATKRAFT OG NVE

EFFEKTANALYSER

ANALYSE AV LASTSITUASJONEN 15.12.89
UTARBEIDELSE AV KRITERIER FOR FRAMTIDIGE BALANSER

September 1990

SAMMENDRAG

Deltakere fra Samkjøringen, Statkraft og NVE har arbeidet med problemstillinger knyttet til effektbalansen. Det er sett på forhold som vedrører tilgangssida, praktiske driftsforhold og forbrukssida.

Driftsbalansen 15.12.89 er analysert. Det er utarbeidet en framtidig effektbalanse med utgangspunkt i driftsbalansen 15.12.89.

Oslo 26.9.90

Trond Ellingsen | Kai Rune Heggland | Inge Harald Vognild

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 BAKGRUNN 1

2 MÅLSETTINGER 2
2.1 OVERORDNET MÅLSETTING 2
2.2 KORTSIKTIGE MÅL 2
2.3 LANGSIKTIGE MÅL 2

3 EFFEKTTILGANG 3
3.1 MOMENTER SOM MÅ/BØR INNGÅ I DEFINISJON AV TILGJENGELIG EFFEKT 3

4 EFFEKTFORBRUK 4
4.1 INNDELING AV ELFORBRUKET ETTER SEKTORER OG FORMÅL 4
4.2 SPESIELLE MOMENTER 4
4.2.1 TILFELDIG KRAFT 4
4.2.2 OVERFØRINGSTAP 5
4.2.3 OMRÅDEVIS SAMTIDIGHET I MAKSIMALFORBRUKET 5
4.3 KLIMATISKE FORHOLD OG MAKSIMALFORBRUK 5
4.3.1 TEMPERATUR 5
4.3.2 KULDEPERIODENS VARIGHET 5
4.3.3 SOLSTRÅLING/SKYDEKKE 6
4.3.4 VIND 6

5 DRIFTSFORHOLD OG TILGJENGELIG EFFEKT UNDER TUNGLAST 7
5.1 HYDROLOGISKE BEGRENSNINGER 8
5.2 REVISJONER/FEIL 8
5.3 INNESTENGT EFFEKT (NETTBEGRENSNINGER) 8
5.4 ISINGSPROBLEMER 9
5.5 ANDRE MOMENTER 9
5.6 NORDELS KRAV TIL DRIFTSRESERVE 9
5.6.1 PRAKSIS I ANDRE NORDEL-LAND 10

6 ANVENDBAR INFORMASJON 11
6.1 METEOROLOGISKE DATA 11
6.2 STANDARD FOR ISOLERING AV HUS 11
6.3 ARBEIDER UTFØRT PÅ EFI 11
6.4 MODELLER SOM BEREGNER BELASTNINGENS TEMPERATURAVHENGIGHET 11
6.4.1 ED-EFFEKT 11
6.4.2 ED-TEKO 12
6.4.3 KLIMA 12
6.4.4 SAFO 12
6.4.5 ESTER 12

7 DISKUSJON 13
7.1 ANALYSE AV BELASTNINGSSITUASJONEN 15.12.89 . . 13
7.2 TEMPERATURREFERANSE EFFEKTPROGNOSER 13
7.2.1 DETERMINISTISK ELLER PROBABILISTISK DIMENSJONERINGSKRITERIUM 13
7.2.2 VALG AV TEMPERATURREFERANSE 14

7.3 DRIFTSFORHOLD OG TILGJENGELIGHET PÅ EFFEKT . . 15
7.4 EFFEKTTILGANG 16

8 DEFINISJONER 18
8.1 DEFINISJON TILGJENGELIG EFFEKT 18
8.2 DIMENSJONERENDE TEMPERATUR EFFEKTPROGNOSER (DTE) 19
8.3 ANTATT UTILGJENGELIGHET PÅ EFFEKT I FORBINDELSE MED EFFEKTBALANSER 19

9 KONKLUSJONER 20
9.1 OPPSUMMERING 20
9.2 KONKLUSJON OM DRIFTSBALANSEN 15.12.89 - TIME 10 20
9.3 FRAMTIDIG EFFEKTBALANSE 21

10 FORSLAG VIDERE FRAMDRIFT 23

LITTERATURREFERANSER 23

VEDLEGG 1 DKA 2/90, Trond Ellingsen
DRIFTSBALANSEN 15.12.89 - TIME 10

VEDLEGG 2 ESN 29/90, datert 31.05.90, Kai Rune Heggland (DPS) og Inge Harald Vognild (ESN)
FRAMTIDIG EFFEKTBALANSE

1 BAKGRUNN

Det norske elkraftsystemet er energidimensjonert. Forutsatt nok vatn i magasinene har det til nå ikke medført vesentlige problemer med å dekke maksimalbelastningen.

Pga. disse forhold har effektbalanseproblematikken blitt viet relativt lav oppmerksomhet i norsk kraftforsyning. Følgende forhold kan imidlertid gjøre effektanalyser mer aktuelle:
- Pålitelighetsberegninger
- Introduksjon av gasskraft
- Sterkere tilknytning til det øvrige europeiske kraftsystem

NVE utga i 1989 et notat om effektbalanser [1]. Til de framkomne balanser kan følgende innvendinger reises:

1) Underlagsmaterialet på tilgangssiden er usikkert. Det finnes ingen enhetlig definisjon på begrepet "tilgjengelig effekt" i norsk kraftforsyning.
2) Underlagsmaterialet på forbrukssiden mangler referanser til temperatur. Enhetlige kriterier for "dimensjonerende temperatur" eksisterer ikke i norsk kraftforsyning.
3) Balansene er for teoretiske og tar ikke tilstrekkelig hensyn til driftserfaringer, jfr. [2]

På denne bakgrunn ble det 02.02.90 avholdt et møte med deltakere fra de 3 sentrale miljøer i norsk kraftforsyning: Samkjøringen, Statkraft og NVE. Det ble nedsatt en arbeidsgruppe og en tilhørende styringsgruppe for å jobbe med problemstillingen **EFFEKT-ANALYSER** .

Arbeidsgruppa har bestått av:
- Trond Ellingsen, Samkjøringen
- Kai Rune Heggland, Statkraft
- Inge Harald Vognild, NVE

Styringsgruppa har bestått av:
- Knut Fossdal, Samkjøringen
- Svein Kroken, Statkraft
- Arvid Pedersen, Statkraft
- Martin Nordby, NVE
- Thore Jarlset, NVE

2 MÅLSETTINGER

2.1 OVERORDNET MÅLSETTING

Arbeidets overordnede mål er at Samkjøringen, Statkraft og NVE kan komme fram til et felles grunnlag som framtidige effektbalanser kan bygge på.

Samkjøringens oppgaver er knyttet til drift av kraftsystemet. NVEs oppgaver er knyttet til planlegging, mens Statkraft driver med både drift og planlegging. For å ivareta alles interesser, er det nødvendig å presisere kortsiktige og langsiktige målsettinger. Mye av det utførte arbeid vil selvfølgelig være relevant for både kort og lang sikt.

2.2 KORTSIKTIGE MÅL

Arbeidets kortsiktige mål er å analysere effektbalansen 15.12-.89 og sammenligne denne mot balansen 12.01.87. Belastningsrekord i Norge er foreløpig 12.01.87, men ble nesten tangert 15.12.89. Imidlertid var temperaturforholdene i 1989 på langt nær så ekstreme.

2.3 LANGSIKTIGE MÅL

Utarbeide metodikk for framtidige effektbalanser, der det tas hensyn til definisjon av tilgjengelig effekt, dimensjonerende temperatur og og praktiske begrensninger (driftsforhold).

3 EFFEKTTILGANG

Det har til nå ikke eksistert noen entydig definisjon på begrepet tilgjengelig effekt. For å få en mest mulig enhetlig vurdering av tilgjengelig effekt, har gruppa sett det ønskelig å utarbeide en definisjon.

3.1 MOMENTER SOM MÅ/BØR INNGÅ I DEFINISJON AV TILGJENGELIG EFFEKT

Ulike kategorier kraftverk
For et elvekraftverk er tilgjengelig effekt primært knyttet til vassføring og evt. isingsproblemer.
For et magasinverk er tilgjengelig effekt knyttet til fallhøyde.

Det kan være aktuelt å dele verkene opp i 3 kategorier i fbm. tilgjengelig effekt:

1 Elvekraftverk
2 Magasinverk direktekoplet til hovedmagasin
3 Magasinverk med separat inntaksmagasin

Temperatur
I følge Samkjøringen er det god korrelasjon mellom tilsig og temperatur om vinteren [3]. Tilgjengelig effekt bør derfor referes til en kuldeperiode av en viss varighet.

Varighet
I høylastperioden varierer forbruket over døgnet. Dette betyr at det ikke er nødvendig å kreve at elvekraftverkene skal ha en tilgjengelig effekt vurdert over hele døgnet. Det bør være tilstrekkelig å refere tilgjenglig effekt til den produksjon kraftverket kan holde et visst antall timer om dagen.

Pga. av tilsigets temperaturkorrelasjon er det ønskelig å referere tilgjengelig effekt til kuldeperiodens varighet.

Tidspunkt
For magasinverk avhenger tilgjengelig effekt av magasinnivå. Etterhvert som magasinene utover vinteren tappes ned, reduseres fallhøyden, og dermed den tilgjengelige effekt.

Samtidighet
I et vassdrag er det den tilgjengelige effekt for hele vassdraget som er av interesse. Det kan tenkes at en stasjon isolert sett har større disponibel effekt i forhold til den effekt stasjonen kan yte i samkjøring med det øvrige vassdrag.

4 EFFEKTFORBRUK

4.1 INNDELING AV ELFORBRUKET ETTER SEKTORER OG FORMÅL

Effektprognoser etableres med utgangspunkt i energiprognoser. Bruken av elektrisitet kan dekomponeres på ulike samfunnssektorer. Forbruket innen den enkelte sektor kan igjen inndeles i ulike formål [4].

Eksempel på sektorer er:
- Husholdning
- Tjenesteyting
- Transport
- Vanlig industri
- Kraftintensiv industri
- Tilfeldig kraft/eksport

Eksempel på formål er:
- Oppvarming
- Belysning
- Div servicefunksjoner som krever elektrisk apparatur
- Elektrolyse

Forbruket innen de enkelte sektorer kan prinsipielt deles opp i ulike typer delbelastninger:
- Årstidsavhengig del (f.eks. belysning)
- Temperaturavhengig del (elektrisk oppvarming)
- Årstidsuavhengig del

Med utgangspunkt i de ovennevnte forhold kan totalbelastningen også dekomponeres i [5]:
- Konjunkturavhengig del (industri)
- Aktivitetsavhengig del (jfr. hverdag i forhold til helg)
- Væravhengig del

Dette tilsier at maksimalbelastningen vil inntreffe når ekstreme meteorologiske forhold opptrer samtidig med høy samfunnsmessig aktivitet.

4.2 SPESIELLE MOMENTER

4.2.1 TILFELDIG KRAFT

Forbruket av tilfeldig kraft avhenger av kraftverdien og prisen på oljeprodukter. I en høylastsituasjon vil overføringssystemet kunne være hardt presset samtidig som kraftverdien, pga. mye vatn i magasinene, kan være relativt lav. Tilfeldig kraft går for å være utkoplbar. Dette er imidlertid avhengig av den enkelte kontrakt.

Overgang til mer markedsbasert kraftomsetning kan medføre at maksimalbelastningen i framtida blir mer prisavhengig.

4.2.2 OVERFØRINGSTAP

Gjennomsnittlig tap i nettet, referert forbruker, er ca 13%, se [6]. Dette er imidlertid gjennomsnittstall for hele året. I en høylastsituasjon vil tapene være større. Marginaltapene vil kunne bli betydelige i en høylastsituasjon, både fordi overføringen øker og fordi spenningsforholdene kan bli dårlige.

4.2.3 OMRÅDEVIS SAMTIDIGHET I MAKSIMALFORBRUKET

Maksimalforbruket for hele landet behøver ikke være lik sum maksimalforbruk i den enkelte region/fylke. Dette bør tas hensyn til i effektbalansen for å unngå overinvesteringer i kraftsystemet.

4.3 KLIMATISKE FORHOLD OG MAKSIMALFORBRUK

4.3.1 TEMPERATUR

I følge [7] er belastningens temperaturfølsomhet lineær i temperaturområdet -15°C - +10°C for helelektrisk oppvarmede bygninger. Følsomheten synes imidlertid å være forskjellig for ulike typer bygg. Praktiske observasjoner hos Samkjøringen viser at temperaturfølsomheten avtar under ca -15°C (og over ca + 10°C). For lave temperaturer kan dette ha sammenheng med følgende forhold:

- Dimensjoneringen av bygningenes elektriske anlegg (alle elektriske oppvarmingskilder er allerede i bruk).
- Tilleggsfyring med ved, parafin.

Samkjøringen opererer i den daglige forbruksprognoseringen vha. programmet SAFO med en temperaturfølsomhet på ca 1% av totalforbrukets ukemiddel (se pkt. 6.4.4). Med et ukemiddelforbruk i tunglast på 15000-16000 MW tilsvarer dette en temperaturfølsomhet på 150-160 MW/°C. Undersøkelser fra 1982 [5] anslår belastningens temperaturfølsomhet til ca 75 MW/°C for region 1 og 135 MW/°C på landsbasis, ref. 1981/82. Med hensyntagen til den økning i energiforbruket som har skjedd de siste år, synes disse tallene å stemme bra med det som registreres nå.

Siden vi i praksis kan se bort fra temperaturfølsomheten i kraftintensiv industri, vil temperaturfølsomheten i alminnelig forsyning ligge noe høyere enn 1%, anslagsvis 1.2-1.3%. Avhengig av sektorer/formål vil store geografiske variasjoner måtte påregnes.

4.3.2 KULDEPERIODENS VARIGHET

Observasjoner fra Samkjøringens driftssentral viser at kuldeperioden må ha en viss varighet for at dette skal slå ut på forbruket.

I [5] er det undersøkt hvilke temperaturforhold som gir maksimalbelastning på landsbasis. Det ble sett på følgende situasjoner:

1) Inneværende døgn
2) Foregående døgn

3) Inneværende + foregående døgn
4) Inneværende + 2 foregående døgn

En oppstilling etter 4) er oppgitt å ha gitt minst spredning i sammenhengen mellom temperatur og belastning. Det konkluderes med at maksimallast oppstår ved lavt siste 3-døgns gjennomsnittstemperatur, og når dette kommer midt i uka. Dette synspunktet understøttes i et arbeidsnotat fra EFI [8]. I følge notatet er den mest korrekte måte å korrigere maksimaleffekt på å benytte laveste 3-døgns middeltemperatur i 30-års perioden, dvs. dimensjonerende utetemperatur - samt benytte følsomhetskoeffisienter fra belastningsundersøkelser som parameter.

4.3.3 SOLSTRÅLING/SKYDEKKE

I følge [7] er belastningens følsomhet mhp. skydekkke (solinnstråling) liten, særlig energimessig. Generelt er belastningen ved en gitt temperatur høyest i overskyet vær. Solstråling påvirker maksimalbelastingens nivå og har således en effektmessig betydning. Men se også pkt 4.3.4, andre avsnitt.

I følge Terje Nilsen, Samkjøringen, er det verdt å merke seg at effektforbruket nå er mer solstråleavhengig enn før pga. effektreguleringsutstyr. Pga. dette gir en temperatur i mars på f.eks. -15°C et annet effektforbruk enn i januar. (Selv om det er kalt ute, vil sol gi oppvarming innendørs).

I følge Samkjøringens årsberetninger har maksimaleffekten på landsnivå i perioden 1971-88 forekommet i tidsrommet 18.11 - 20.2. Se også [8].

4.3.4 VIND

I følge [7] øker belastningen med økende vindhastighet. Vindhastigheter under 6 m/s innvirker ubetydelig på belastningen. Selv om vind energimessig betyr svært lite, har vind en betydning effektmessig.

EFIs belastningsundersøkelser viser at det er god korrelasjon mellom vind og temperatur, og mellom temperatur og stråling. Det synes derfor som at en kan konkludere med at en ved temperaturmålinger får tatt tilstrekkelig hensyn til sol og vind. I tillegg kommer at selv om sol og vind <u>lokalt</u> vil kunne ha en effektmessig betydning, vil belastningen på lands- og regionnivå vanligvis påvirkes lite.

5 DRIFTSFORHOLD OG TILGJENGELIG EFFEKT UNDER TUNGLAST

Et vannkraftdominert system som det norske er tradisjonelt energidimensjonert. Dette innebærer at systemet er dimensjonert utifra energibalansen og ikke effektbalansen. I et energidimensjonert vannkraftsystem vil imidlertid effektinstallasjonen tradisjonelt bli tilstrekkelig.

Den praktisk tilgjengelige effekten fra systemet i en tunglastsituasjon reduseres imidlertid pga. en rekke forskjellige forhold. Disse forhold er grundig behandlet i [2] og gjengis her kortfattet.

5.1 HYDROLOGISKE BEGRENSNINGER

Hydrologiske begrensninger gjør seg gjeldende både for elvekraftverk og for enkelte magasinverk. Elvekraftverk er verk med dårlige reguleringsmuligheter pga. små eller manglende inntaksmagasiner og som derfor er prisgitt den vannføring som til enhver tid er i elva. Elvekraftverkene er som regel dimensjonert for å produsere fullt ved "sommervannføring". Vintervannføringen bestemmes nesten utelukkende av kjøringen i overliggende magasinverk samt evt. tapping fra mellomliggende buffermagasiner (uregulerte tilsig er forsvinnende små). Selv om magasinverkene ofte går fullastet om vinteren, gir dette ikke på langt nær nok vann til full produksjon i elvekraftverkene. Dette er i Norge svært typisk for vassdrag som Glomma, Drammensvassdraget og Numedalslågen. I disse vassdragene ligger det en rekke elvekraftverk som får sterkt redusert produksjon om vinteren.

For enkelte magasinverk der hovedmagasinet også er inntaksmagasin, reduseres produksjonsevnen på vinteren ettersom magasinet tappes ned og fallhøyden avtar. Jo senere på vinteren maksimalbelastningen opptrer, jo større vil effekten av dette være. Summert for alle verk utgjør "redusert fallhøyde" en ikke ubetydelig reduksjon av tilgjengelig effekt.

I tillegg kommer hydrologiske begrensninger pga. konsesjonskrav og selvpålagte restriksjoner (hensyn til almenheten o.l.).

Totalt utgjør "hydrologiske begrensninger" normalt 7-10% av den installerte effekten under maksimalbelastningen, avhengig av bl.a. når på vinteren denne inntrer. Som en middelverdi kan 8% benyttes (tilsvarer p.t. ca 2200 MW).

Alle hydrologiske begrensninger er ikke nødvendigvis absolutte. Det finnes elvekraftverk med visse reguleringsmuligheter, og det finnes i mange vassdrag muligheter for å endre tappestrategien fra magasinene. Felles for disse er imidlertid at reguleringene ofte medfører ulemper som overstiger "gevinsten". Det skal derfor et sterkt prissignal (gevinstpotensiale) til for å provosere fram slik ekstra effekt. Slike prissignal kommer

sjelden innenfor nåværende system.

5.2 REVISJONER/FEIL

I et kraftsystem bestående av nesten 600 kraftstasjoner og med en samlet installert effekt på ca 26600 MW må det alltid regnes med at en del av effekten ikke er tilgjengelig pga. revisjoner eller feil (havarier).

Primært søkes revisjonsarbeider på produksjonsapparat lagt til lettlastsesongen. I enkelte tilfeller kan det imidlertid være nødvendig å foreta vedlikeholdsarbeider eller nyinstallasjoner i perioder der det passer dårlig utifra et driftssynspunkt. Således vil det også under tunglastperioder om vinteren være kraftstasjoner ute av drift på grunn av planlagte vedlikeholdsarbeider. Både verkene selv og Samkjøringen søker imidlertid å unngå utkoplinger av større produksjonsenheter i perioder der ekstra tung last forventes. Hvis en kuldeperiode opptrer brått og overraskende, kan det likevel tenkes at et relativt stort antall aggregater og stasjoner er tatt ut av drift. I den grad det er mulig avsluttes eller avlyses vedlikeholdsarbeider i slike situasjoner.

Feil og havarier er det umulig å gardere seg mot, og statistikken viser en meget større feilfrekvens for store aggregater (150 MW) enn for mellomstore og mindre [9].

Erfaringer viser at mellom 2 og 5% av produksjonskapasiteten gjerne er utilgjengelig pga. revisjoner og feil selv i en tunglastsituasjon. En kan regne med ca 1000 MW eller nesten 4% av installert effekt som "typisk".

5.3 INNESTENGT EFFEKT (NETTBEGRENSNINGER)

Normalt bygges det norske overføringssystem ut i takt med produksjonssystemet. Fra tid til annen kan imidlertid overføringssystemet "ligge litt etter". Dette har medført perioder med flaskehalser i overføringssystemet mhp. overføringer av effekt. En del av den ledige effekten har vært stengt inne bak flaskehalsen, og således kun vært reserve for annen effekt (eller lastpåslag innenfor samme område.

For øyeblikket oppleves ikke flaskehalser i overføringssystemet som noe problem under tunglast, forutsatt full tilgjengelighet på systemet. Problemet kan imidlertid dukke opp igjen senere. Under rekordbelastningen i januar 1987 var ca 700 MW reserveeffekt innestengt bak fulle overføringssnitt.

Ved feil eller vedlikeholdsarbeid (søkes unngått) på viktige overføringslinjer i en tunglastsituasjon, kan nettbegrensninger utgjøre en vesentlig reduksjon av tilgjengelig effekt.

Ved å forutsette en lavere omgivelsestemperatur for beregning av termisk grenselast på kraftledninger i maksimallastsituasjoner,

vil nettets overføringskapasitet øke. Dette forutsetter imidlertid at endepunktskomponenter ikke er begrensende.

Ved beregning av effektbalanser, må en regne med intakt nett i en tunglastsituasjon.

5.4 ISINGSPROBLEMER

Dette er et velkjent fenomen i vassdragene om vinteren. Problemet er kanskje størst tidlig på vinteren når elva er i ferd med å fryse til. Isdannelse (sarr) ved inntak og på varegrinder hindrer vannet, og reduserer produksjonsevnen. Store isflak kan medføre full stans av kraftverket, og det kan ta lang å renske opp. Av denne grunn ønskes det primært jevnest mulig vannføring (lite effektregulering) i vassdraget for å få stabil is.

5.5 ANDRE MOMENTER

Selv om den ledige effekten finnes der, er det i praksis likevel umulig å framskaffe all ledig effekt i kraftsystemet samtidig. Med det store antall kraftstasjoner og aggregater som finnes i det norske kraftsystemet er det ikke mulig for koordineringsinstansen (Samkjøringen) til enhver tid å ha full oversikt over hvor all ledig effekt befinner seg. Dertil kommer at det ikke er praktisk mulig å få gitt beskjed om "oppkjøring" til alle samtidig.

Videre kan det være vanskelig å få enkelte driftsenheter til å kjøre utover "beste virkningsgrad" på aggregatene selv i en ekstrem belastningssituasjon. Noen har også tekniske restriksjoner som gjør at aggregater må gå mot slagbegrenser. De enkelte driftsenheter har full råderett over egne anlegg, og Samkjøringen kan bare "anmode" om oppkjøring når det kniper.

Et annet moment som kan redusere tilgjengeligheten på effekt, er problemer med lav spenning under tunglast. Spenningen kan i visse nettområder være så dårlig at det ikke er forsvarlig å øke den aktive effektproduksjonen, til tross for at det kan være margin å gå på til nettets overføringsgrense i MW. Dette problem har i de senere år blitt stadig mindre pga. installasjon av kompenseringsmidler (kondensatorbatterier) og utbygging av nye linjer.

5.6 NORDELS KRAV TIL DRIFTSRESERVE

En av de store fordelene ved samkjøring over landegrensene er at det kan holdes en <u>felles driftsreserve</u>, dvs. at de enkelte land gjensidig holder reserve for hverandre. På denne måten blir hvert enkelt lands krav til reserve langt mindre enn i separatdrift.

En del av den ledige effekten i det norske systemet må betraktes som "bundet opp" pga. de generelle krav til reservehold som

retningslinjene for Nordelsamarbeidet pålegger oss. Således kan Nordels krav til reserver oppfattes som et absolutt minimum for størrelsen på tilgjengelig reserveeffekt.

Kravene til reserve deles i frekvensstyrt (momentan) reserve og hurtig/langsom reserve. Momentanreservekravet er vel definert, mens det kun er gitt generelle anbefalinger mht. størrelsen på hurtig og langsom reserve [10].

Normalt ligger kravet til norsk andel av momentanreserve (automatisk oppregulert ved 0.5% frekvensfall) mellom 400 og 500 MW. Som en snittverdi kan 450 MW benyttes. Det er altså ikke definert entydige krav til størrelsen på hurtig/langsom reserve. Dersom en tolker formuleringene i retningslinjene [10] strengt, kan de bety at hvert enkelt land har ansvaret for å holde hurtig reserve tilsvarende størrelsen på sitt eget dimensjonerende feiltilfelle. Dette varierer over året, men ligger normalt i størrelsesorden 500-1100 MW.

"Worst case" gir da et samlet krav til norsk reserve på 500 + 1100 MW, totalt 1600 MW.

Det er ønskelig med en avklaring om hvordan retningslinjene skal tolkes.

5.6.1 PRAKSIS I ANDRE NORDEL-LAND

Danmark:
Den nødvendige frekvens- og regulerreserve er ikke trukket fra den dimensjonerende reserveeffekt. Ved fastsettelse av reserveeffektkriteriet er det tatt hensyn til mulighet for import fra nabosystemene.

Finland:
Nordels krav til frekvensregulerings- og forstyrrelsesreserve kommmer i tillegg til reserveeffekten på 14% av belastningstoppen. Det tas ikke hensyn til mulig tilfeldig import fra nabosystemene.

Sverige:
Nordels krav til frekvensregulerings- og forstyrrelsesreserve kommmer i tillegg til reserveeffekten på 14% av belastningstoppen. Det tas ikke hensyn til mulig tilfeldig import fra nabosystemene.

6 ANVENDBAR INFORMASJON

6.1 METEOROLOGISKE DATA

Det er utarbeidet isotermkart for normaltemperaturer for normal-perioden 1931-60. Ny normalperiode 1961-90 fra 01.01.91. Met. vil lage nye isotermkart for den nye normalperioden.

Meteorologisk Institutt, Klimaavdelingen, har måledata for temperatur, skydekke (som er korrelert med stråling) og vind for et stort utvalg målestasjoner. Disse dataene kan brukes til bl.a.:

- Beregne sammenhengen mellom meterologiske data og belastningsdata.
- Utarbeide dimensjonerende temperatur på fylkes-, region-, og landsnivå.

Vi har innhentet klimadata for 3 dagers-periodene 10-12.01.87 og 13-15.12.89. Anvendelse av disse dataene presenteres nærmere i "DISKUSJON" og "ANBEFALTE DEFINISJONER".

6.2 STANDARD FOR ISOLERING AV HUS

NBI (Norsk Byggteknisk Institutt) bruker dimensjonerende utetemperatur (DUT) som standard for dimensjonering av hus, se [11]. DUT er laveste 3-døgnsmiddel i en meteorologisk normalperiode, for tida perioden 1931-60. NBI har utgitt boka "VVS-TEKNISKE KLIMADATA FOR NORGE", se [12]. Denne inneholder data om normaltemperatur, laveste 3-døgnsmiddel, fyringssesongens lengde for ca 200 målestasjoner.

6.3 ARBEIDER UTFØRT PÅ EFI

EFI har foretatt en rekke belastningsundersøkelser. En del av disse undersøkelsene er knyttet til belastningens værfølsomhet, se [7]. EFI arbeider for tida med vurderinger omkring maksimalbelastningens temperaturfølsomhet, se [8].

I et annet EFI-notat [13] foreslås at ved utbyggingsplanlegging bør den økonomiske dimensjonering av nettet (ut fra taps- og pålitelighetsforhold) skje ut fra normale klimatiske forhold.

Dessuten bør det kontrolleres at den økonomiske nettløsning tåler påregnelige maksimallaster ut fra en ekstremsituasjon.

6.4 MODELLER SOM BEREGNER BELASTNINGENS TEMPERATURAVHENGIGHET

6.4.1 ED-EFFEKT

NVE har så vidt begynt å ta i bruk effektprognosemodellen ED-EFFEKT. Modellen er utviklet av ENERGIDATA og er detaljert beskrevet i brukermanual. ED-EFFEKT kan beregne maksimaleffek-

tens temperaturfølsomhet. Resultatenes godhet avhenger av modellens kalibrering og selvfølgelig inngangsdataene.

6.4.2 ED-TEKO

Programmet benytter seg av ikke-lineær regresjon. Det etableres en kurve som beskriver sammenhengen mellom ukeforbruk og ukemiddeltemperatur. Programmet benyttes ved flere engros- og distribusjonsverk.

6.4.3 KLIMA

Samkjøringen og NVE bruker programmet KLIMA til å temperaturkorrigere observert energiforbruk. Korrigeringene utføres med et gammelt EFI-program. KLIMA ble utviklet av EFI i 1976/77, se forøvrig [14], [15] og [16]. Det er lineær sammenheng i hele temperaturområdet i hver sesong. Programmet opererer med en temperaturkorreksjon på 320 MW/°C i de mest følsomme temperaturområdene. Dette er større enn praktisk observert temperaturfølsomhet.

6.4.4 SAFO

Samkjøringen bruker programmet SAFO i den daglige prognoseringen av forbruket for neste døgn. Programmet er utviklet av EFI og ble tatt i bruk så tidlig som 1979. Modellen i SAFO oppdateres med registrert forbruk og temperatur for siste døgn og beregner deretter en timevis forbruksprognose for neste døgn på grunnlag av en temperaturprognose fra Meteorologisk Institutt. Temperaturfølsomheten settes vanligvis manuelt, og som en håndregel brukes ca. 1% av totalforbrukets ukemiddel. Ved en belastning på 15000-18000 MW vil dette si 150-180 MW/°C. Følsomheten kontrolleres og justeres rutinemessig ca. hver 14. dag. For nærmere beskrivelse av SAFO, se [17].

Som det fremgår ovenfor, brukes i dag kun temperaturen som værvariabel i SAFO. Analyser har vist at forbruksprognoseringen kan forbedres ved også å ta i bruk solstråling og til dels vind som pådrag i modellen. Foreløpig er ikke dette gjennomført.

6.4.5 ESTER

ESTER OG SAFO er i utgangspunktet samme program. SAFO er Samkjøringens versjon, mens ESTER, som brukes av enkelte verker, er en noe nyere versjon.

Mens temperaturen er eneste værvariabel i SAFO, kan ESTER i tillegg ta hensyn til vind og skydekke (stråling). ESTER har også en noe mer videreutviklet mann-maskin kommunikasjon.

EFI arbeider med en videreutvikling av ESTER. Nye algoritmer for tidsforsinkelser planlegges implementert. Dette ventes gjennomført i løpet av 1990.

7 DISKUSJON

7.1 ANALYSE AV BELASTNINGSSITUASJONEN 15.12.89

Dette er en typisk kortsiktig målsetting. Siden det ennå ikke er utarbeidet definisjon på dimensjonerende temperatur, utarbeidet dimensjonerende temperatur på fylkes- eller regionnvivå, finner vi det naturlig å bruke følgende forenklede forutsetninger:

1) Vi bruker 3-døgnsmiddel for 10-12.01.87 som dimensjonerende temperatur

2) Vi bruker temperaturen i den største byen i hver region som representativ for hele regionen:

   Oslo = Region 1
   Bergen = Region 2
   Trondheim = Region 3
   Tromsø = Region 4

3) Se bort fra virkningen av vind og strålingsforhold.

4) Inntil bedre tall foreligger, antar vi samme prosentvise <u>temperaturfølsomhet</u> i MW/°C for hver region.

Denne framgangsmåten vil gi resultater beheftet med stor usikkerhet. Men vi vil med dette oppnå følgende:

1 Få et kvantitativt overslag over hva forbruket 15.12.89 ville blitt, forutsatt samme temperaturforhold som i 1987.

2 Aktualisere diskusjonen omkring forbrukets temperaturfølsomhet og følsomhet overfor kuldeperiodens varighet.

3 Dette vil gi et overslag over driftsbalansen vinteren 1989/90.

Belastningssituasjonen 15.12.89 er analysert i vedlegg 1.

7.2 TEMPERATURREFERANSE EFFEKTPROGNOSER

7.2.1 DETERMINISTISK ELLER PROBABILISTISK DIMENSJONERINGSKRITERIUM

I et optimalt dimensjonert kraftsystem skal marginale investeringskostnader og marginal nytte av investeringen være like store. Nyttebidraget fra en investering kan være:

- reduserte overføringstap
- økt systempålitelighet
- økt samkjøringsgevinst

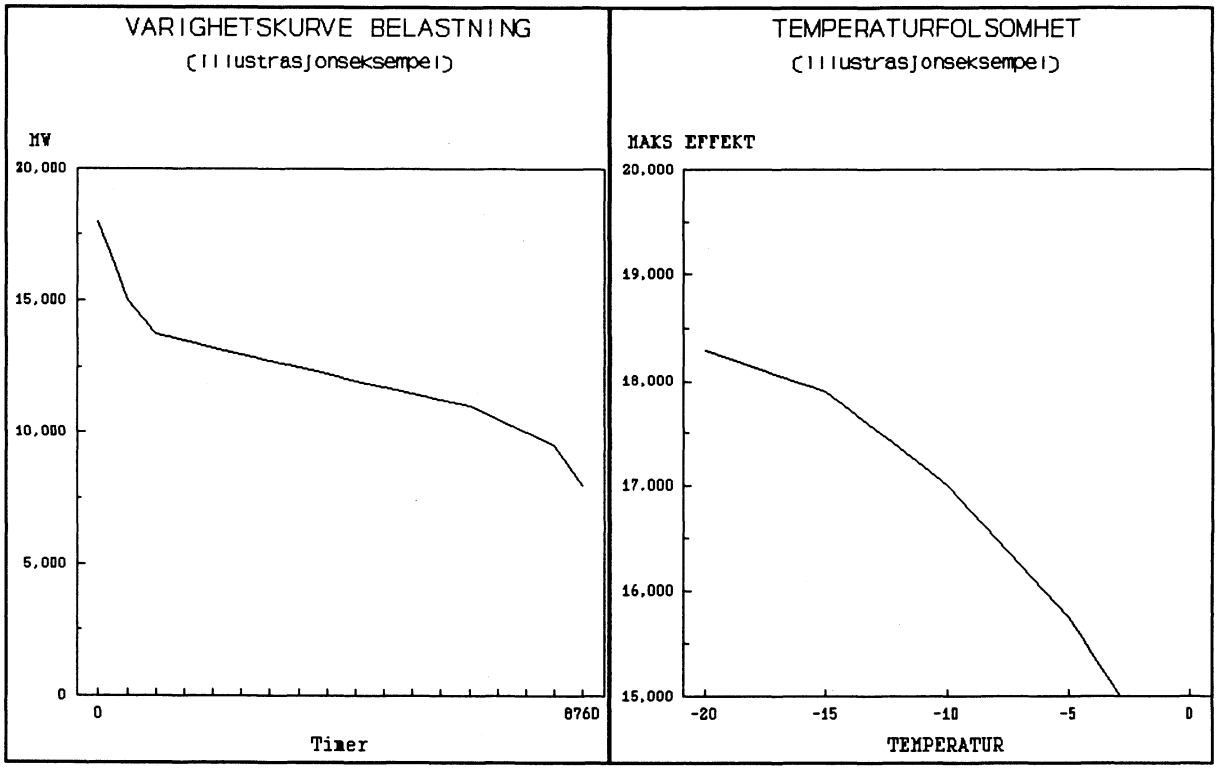
Optimal dimensjonering av kraftsystemet tilsier at probabilistiske kriterier benyttes. Dimensjonerende temperatur blir

dermed et resultat av den optimale dimensjonering. Et probabilistisk dimensjoneringskriterium forutsetter at de ovennevnte nyttebidrag fra en investering kan kvantifiseres (og identifiseres) og at datagrunnlaget generelt er meget godt. I praksis vil derfor bruk av et probabilistiske kriterium kunne bli vanskelig.

Ved et deterministisk dimensjoneringskriterium bestemmes den dimensjonerende temperatur på forhånd. Prinsipielt sett vil dette medføre at kraftsystemet ikke dimensjoneres optimalt.

Problemet med deterministiske metoder er å kvantifisere nytte. Med probabilistiske metoder kan en derimot få fram et nyttesignal, samt bedre finne ut hvor i kraftsystemet innsatsen bør konsentreres. Pga. bl.a. mangelfullt datagrunnlag har vi valgt å benytte et deterministisk kriterium inntil videre.

7.2.2 VALG AV TEMPERATURREFERANSE



Varighetskurven for belastning, se figurer, søker å illustrere at spissbelastningen energimessig utgjør en liten del av det totale årsforbruk. Maksimalbelastningens amplitude avhenger sterkt av aktuell temperatur. I [13], argumenteres det for at den økonomiske dimensjonering av nettet bør skje ut fra en normaltemperatur og at den framkomne nettløsning kontrolleres mot en ekstremsituasjon. I hoved- og hovedfordelingsnettet er det i praksis krav til driftssikkerhet som bestemmer utbyggingen, noe som i praksis medfører at en på dette nettnivået i større grad enn for underliggende nett må ta hensyn til ekstremforhold.

Det valg av temperaturreferanse som forutsettes for maksimalbelastningen, vil kunne ha konsekvenser for dimensjonering av både produksjons-, overførings-, og distribusjonssystemet. Siden belastningens temperaturfølsomhet skyldes elektrisk oppvarming, er det naturlig å knytte temperaturreferansen til forutsatt utetemperatur for dimensjonering av hus. Som tidligere nevnt anbefaler NBI "laveste 3-døgnsmiddel" som dimensjonerende temperatur (DUT). NBI bruker imidlertid det absolutt laveste observerte 3-døgnsmiddel i perioden 1931-60. Med tanke på faren for overinvesteringer, kan dette være et for strengt kriterium. Vi velger derfor å introdusere begrepet Dimensjonerende Temperatur Effektprognoser (DTE).

I det følgende foreslås 4 alternative utkast for temperaturreferanse for effektprognoser (DTE):

1) Laveste observerte årlig laveste 3-døgnsmiddel i normalperioden 1961-90.

2) Midlere årlig laveste 3-døgnsmiddel i normalperioden.

3) Laveste 3-døgnsmiddel i normalperioden når de 3 kaldeste 3-døgnsmiddel er tatt bort.

4) Laveste 3-døgnsmiddel som kan statistisk kan påregnes med returtid på 10 år. Begrepet returtid er forøvrig vanlig ved dimensjonering av kraftledninger for ulike typer laster, f.eks. skjev islast [18].

Vi anbefaler at kriterium 4 velges.

For å illustrere hvordan ulike returtider slår ut, viser vi et eksempel fra Røros.

	Returtid (år)			
Temperatur (°C)	2	5	10	50
Høyeste døgnmiddel	18.2	19.7	20.7	22.9
Laveste døgnmiddel	-31.3	-36.9	-40.8	-49.0
Laveste 3-døgnsmiddel	-27.3	-33.7	-37.7	-46.8
Høyeste maksimumstemp. ved laveste 3-døgnsmid.	-16.3	-22.9	-27.5	-37.2

Dataene fra Røros er fra perioden 1957-89.
Det finnes ca 200 målestasjoner med tilsvarende data.

7.3 DRIFTSFORHOLD OG TILGJENGELIGHET PÅ EFFEKT

I kap. 5 er de forskjellige årsakene til at all effekt ikke er praktisk tilgjengelig i en tunglastsituasjon drøftet.

Der ble det konkludert med at utilgjengelighet pga. hydrologiske begrensinger typisk utgjør ca 8% av installert effekt, mens revisjoner/feil kan utgjøre ca 4%. Andre momenter er vanskeligere å tallfeste, og varierer veldig fra år til år.

Analyser foretatt av Samkøringen viser at total utilgjengelighet i en tunglastsituasjon typisk kan utgjøre 13-17% av installert effekt i det norske system. Under inneværende vinters maksimalbelastning er utilgjengeligheten beregnet til 14%. I denne situasjonen var imidlertid utilgjengeligheten pga. revisjoner/-feil uvanlig stor.

Dersom en ikke regner med problemer med innestengt effekt i de kommende år (se 5.3), og dessuten ikke regner med spenningsproblemer (5.5), kan en benytte en utilgjengelighet på 13% av installert effekt i forbindelse med utarbeidelse av effektbalanser:

ANTATT UTILGJENGELIGHET FOR EFFEKT I FORBINDELSE MED EFFEKTBALANSER:

Hydrologiske begrensninger	8 %
Revisjoner/feil	4 %
Andre momenter	1 %
Total utilgjengelighet	13 %

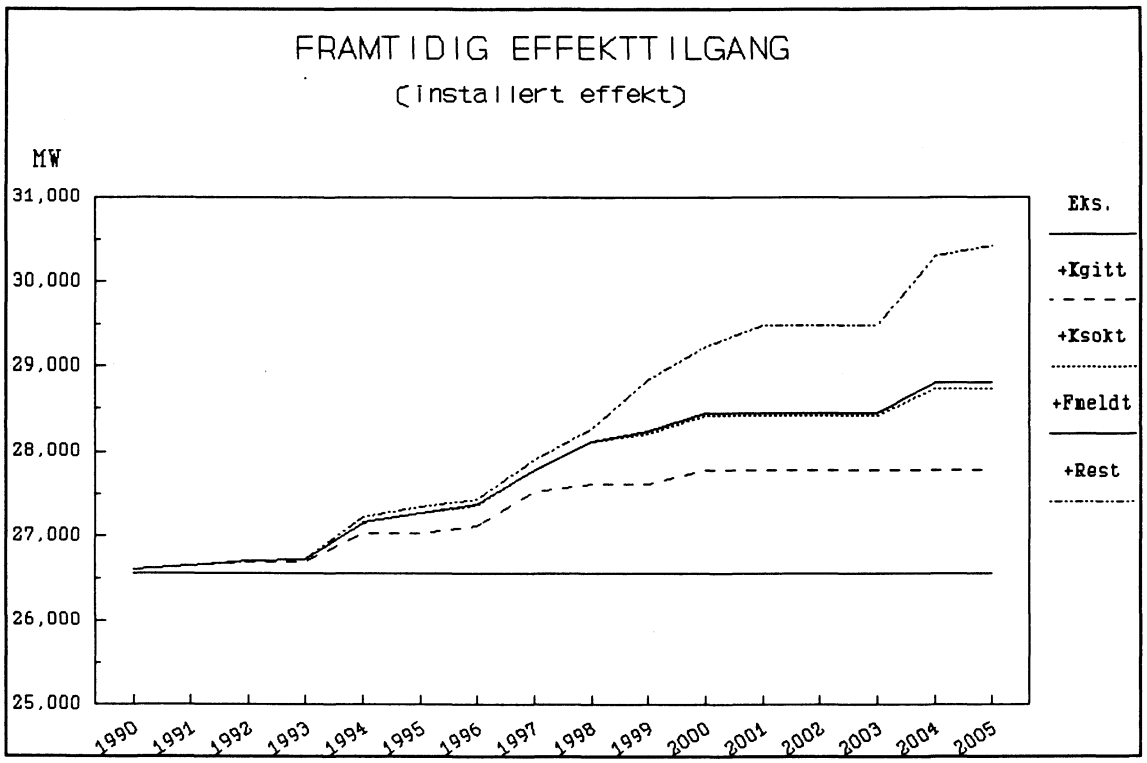
Dette tilsvarer p.t. ca. 3500 MW. Det må presiseres at det i dette tallet er tatt lite hensyn til det praktiske problem som ligger i koordinering av effektreserven, dvs. i det å skaffe all reserve tilveie samtidig.

7.4 EFFEKTTILGANG

Ny krafttilgang for vasskraft pr. 1990 er hentet fra [19]. Det er foretatt enkelte opprettinger. Krafttilgangen er oppdelt i følgende kategorier, se etterfølgende figur:

- Eksisterende
- Konsesjon gitt
- Konsesjon søkt
- Forhåndsmeldt
- Restpotensiale.

I tillegg til vasskraften kommer ca 300 MW varmekraft (som ikke er med på figuren. Sum installert effekt ut fra ELINFO for eksisterende vasskraftverk + varmekraft utgjør ca 26900 MW, dette avviker med ca 300 MW fra Samkjøringens tall, se vedlegg 1.



Merk at flere framtidige større prosjekter som f.eks. Bjøllånes, Beiarn og Melfjord antas å ha en lav tilgjengelig effekt ut fra hydrologiske forhold, se [20]. Flere av prosjektene i kategori "Konsesjon Gitt" må anses for usikre, f.eks. byggetrinn II i Svartisen. Selv om prosjektene skulle bli realisert, vil idriftsettelse kunne komme senere enn forutsatt i [19].

8 DEFINISJONER

8.1 DEFINISJON TILGJENGELIG EFFEKT

Forslag til definisjon av "praktisk tilgjengelig vintereffekt":

I denne forbindelse deles kraftverkene opp i 3 kategorier:

1. Elvekraftverk. Dette er kraftverk som av forskjellige årsaker ikke fritt kan regulere vannføringen og dermed effektproduksjonen. Disse årsakene kan f.eks. være:
   - Små eller manglende inntaksmagasin
   - Lang transporttid mellom regulerbart inntak og kraftstasjon
   - Hensynet til nedenforliggende kraftverk og almenheten
   - Tilnærmet full brukstid (trang installasjon)
   - Strenge konsesjonsvilkår

   Praktisk tilgjengelig vintereffekt vil i en kald periode maksimalt utgjøre maks. tapping fra ovenforliggende magasinverk pluss nedtapping av eventuelt inntaksmagasin.

2. Magasinverk direktekoplet hovedmagasin. Disse kraftverkene mangler et mellomliggende buffermagasin, og hovedmagasinet blir også inntaksmagasin. For kraftverk tilkoplet magasiner med betydelig reguleringshøyde er tilgjengelig effekt avhengig av magasinfyllingen.

3. Magasinverk med separat inntaksmagasin. Disse inntaksmagasin antas å kunne fylles også om vinteren ved etterfylling fra hovedmagasin.

For kategori 3 kan tilgjengelig vintereffekt normalt regnes lik stasjonens maksimale ytelse. For de andre 2 kategorier kommer altså hydrologiske begrensninger inn i bildet.

Kategori 1.

Med praktisk tilgjengelig vintereffekt menes den høyeste midlere effekt som kan produseres i sammenhengende perioder på minst 6 timer pr. dag (høylasttid) i en kuldeperiode av minst 3 dagers varighet.

I en slik kuldeperiode antas de naturlige tilsig til vassdraget å være minimale, og vannføringen er hovedsaklig bestemt av tappingen fra ovenforliggende magasiner. Tilsig og tappestrategier refereres et normalt vannår. Typiske (observerte) vintervannføringer i kuldeperioder referert ca 1. februar legges til grunn for angivelsen av praktisk tilgjengelig vintereffekt. Det må tas hensyn til alle praktiske begrensninger som normalt opptrer (som f.eks. behovet for stabile isforhold i vassdraget).

Det må også tas hensyn til samtidighetsfaktoren for kraftverk i samme vassdrag. Den midlere effekten må kunne produseres innen-

for samme 6-timersperiode i alle kraftverk i vassdraget; det er altså den tilgjengelige effekten hvert enkelt verk kan yte i samkjøring med de øvrige, som er av interesse.

Tilgjengelig effekt fra elvekraftverk kan også være prisavhengig. Ved gode priser på effekt (f.eks. stor prisforskjell mellom høylast- og lavlasttimer) kan det være økonomisk lønnsomt med forbitapping på enkelte stasjoner for å utnytte effekten maksimalt i nedenforliggende stasjoner med større slukeevne. For vassdrag der dette kan være aktuelt, bør den tilgjengelige vintereffekten oppgis både ved normale priser/prisforskjeller og ved priser som kan motivere forbitapping.

Kategori 2

Den praktisk tilgjengelige vintereffekten refereres den fallhøyden som tilsvarer median magasinfyllingsgrad (50%-fraktilen) pr. 1. februar (uke 5).

Kategori 3

Tilgjengelig vintereffekt kan her normal regnes lik stasjonens "maks. ytelse" dersom ikke spesielle forhold forbundet med kulde og vinter hindrer det.

For alle 3 kategorier gjelder at det må tas hensyn til begrensninger pga. konsesjonsvilkår eller manøvreringsreglementer.

8.2 DIMENSJONERENDE TEMPERATUR EFFEKTPROGNOSER (DTE)

Ut fra drøftingene i 7.2 har vi valgt å definere dimensjonerende temperatur som:

Med dimensjonerende temperatur menes det laveste 3-døgnsmiddel som statistisk kan påregnes med en returtid på 10 år.

Det er foreløpig ikke utarbeidet oversikter over dette. Statkraft og NVE planlegger å jobbe videre med denne problemstillingen.

8.3 ANTATT UTILGJENGELIGHET PÅ EFFEKT I FORBINDELSE MED EFFEKTBALANSER

Vi har her valgt å benytte 13% av installert effekt som antatt utilgjengelighet i forbindelse med utarbeidelse av effektbalanser, se 7.3.

9 KONKLUSJONER

9.1 OPPSUMMERING

Formålet med denne rapporten har vært 2-delt, nemlig:
1 Analyse av lastsituasjonen 15.12.89 og
2 Utarbeide kriterier for framtidige balanser.

Vi betrakter pkt. 1 som gjennomført i samsvar med målsettingen. Med pkt. 2 gjenstår en del arbeid. Som tidligere nevnt, må en ved utarbeidelse av effektbalanser ta hensyn til følgende momenter:
- Tilgangsside
- Praktiske begrensninger
- Forbruksside

Arbeidet med å bearbeide grunnlagsmateriale for Tilgangsside og Praktiske begrensninger må sies å være brakt til avslutning. Med planlagt forespørsel til verkene om praktisk tilgjengelig vintereffekt anses disse momenter å være tilfredsstilt.

På forbrukssida gjenstår mest. Vi mangler fortsatt tall for DTE for ulike målestasjoner. Dette forventes å kunne framskaffes snart. Utarbeidelse av effektprognoser er imidlertid ennå ikke kommet i gang i NVE.

Så lenge effektprognoser ikke er utarbeidet, er det vanskelig å utarbeide tilfredsstillende effektbalanser.

9.2 KONKLUSJON OM DRIFTSBALANSEN 15.12.89 - TIME 10

Driftsbalansen 15.12.89, time 10, er analysert i vedlegg 1. Det konkluderes med følgende:

1a Effektbalansen var <u>meget</u> god. Det er beregnet en driftsreserve inkl. avstilling av tilfeldigkraftleveranser på vel 4500 MW. Dette gir god margin til Nordels reservekrav på max. 1350 MW.

1b Hvis vi:
1 Temperaturkorrigerer balansen, (medfører en svekkelse av balansen på ca 1120 MW i forhold til 15.12.89).
2 Forutsetter et forbruk i KKI ut fra et årsforbruk på 30.5 TWh og en brukstid på 8300 h, (medfører en svekkelse av balansen på ca 240 MW i forhold til 15.12.89)
3 Forutsetter en fastkrafteksport på kun 270 MW, (medfører en styrkelse av balansen på 250 MW i forhold til 15.12.89)

blir balansen på ca 3400 MW.

Dette tallet, <u>3400 MW</u>, er å betrakte som den virkelige effektbalansen vinteren 1989/90.

2 Hoveddelen av reserven befant seg dog i igangværende maskiner som kjørte på "bestpunkt". Det er ikke alltid enkelt å få driftsenhetene til å presse maskinene til dårlig marginal virkningsgrad.

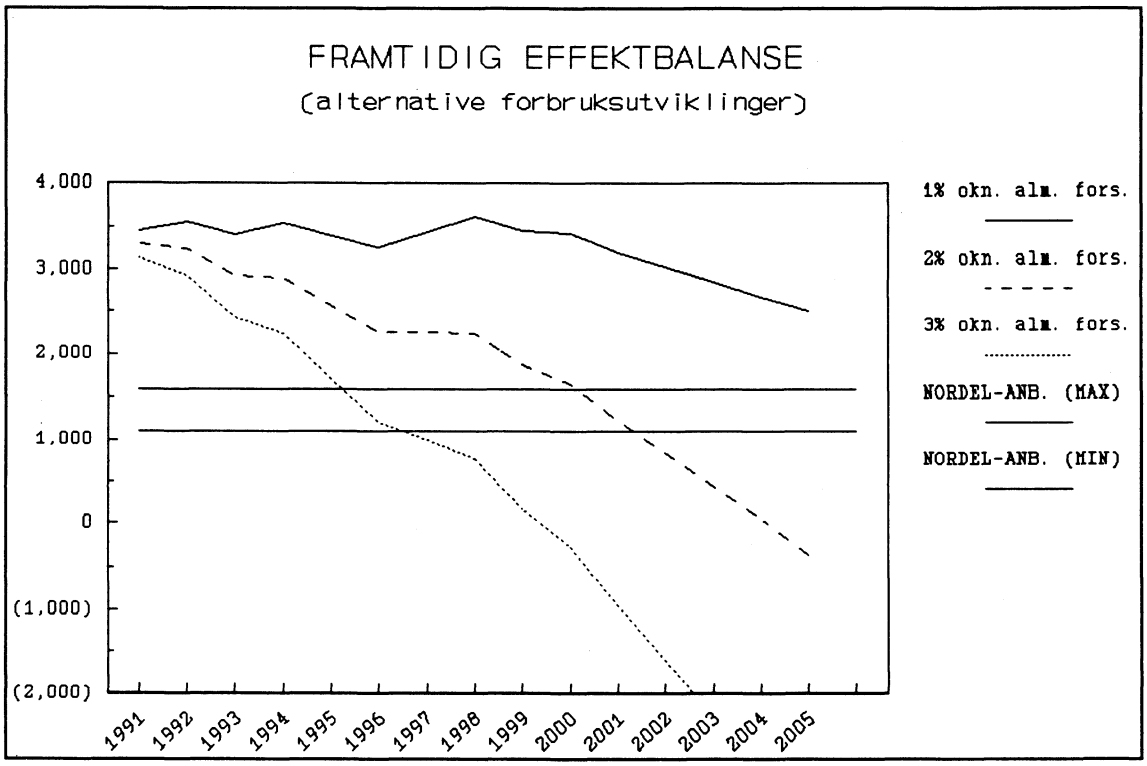
3 Det totale utilgjengelighet på effekt er for den aktuelle timen beregnet til 3720 MW eller 14% av installert effekt. Tallet er beheftet med en del usikkerhet, men ligger innenfor det område som tidligere er observert som typisk for det norske system.

4 Årets maksimalbelastning oppsto ikke i forbindelse med en spesiell sterk kuldeperiode. En temperaturkorreksjon av det alminnelige forbruket den 15.12.89 opp mot forholdene i januar 1987 gir et påslag på 1120 MWh/h. Driftsreserven ville i så fall blitt redusert tilsvarende, men fortsatt vært tilfredsstillende.

5 En sammenligning av den temperaturkorrigerte maksimalbelastningen for inneværende vinter med januar 1987 gir en økning i maksimalbelastningen for det alminnelige forbruk på beskjedne 1.2% pr år i perioden.

9.3 FRAMTIDIG EFFEKTBALANSE

Ut fra driftsbalansen 15.12.89 har vi foretatt en trendframskrivning for å finne ut hvordan effektbalansen forventes å bli i kommende år. For detaljert analyse, se vedlegg 2.



I følge [1] er forbruket i alminnelig forsyning pr. stadium 1995 forutsatt å ligge på 15500 MW. Hvis temperaturkorrigeringen av forbruket 15.12.89 er "riktig", ville denne belastningen blitt oppnådd allerede vinteren 89/90, se vedlegg 1 og 2.

Det er verdt å merke seg at denne metoden for å beregne effektbalansen, gir en dårligere balanse enn metoden brukt i [1], der effektprognosen beregnes ut fra energiprognose og forutsetning om brukstid.

Statkraft har senere inngått en avtale om fastkrafteksport med Sverige fra 1995. Dette er ikke med i den framtidige balansen.

10 FORSLAG VIDERE FRAMDRIFT

I det følgende presenteres effektproblemstillinger som arbeidsgruppa, eller andre, bør se nærmere på:

- Forespørre verkene om praktisk tilgjengelig vintereffekt ut fra utarbeidet definisjon.
- Forepørre verkene om forbrukets temperatur (evt. meteorologiske) følsomhet i en høylastsituasjon.
- Utarbeide spesifikasjoner for prosjektforslag for klimakorrigering av energi- og effektforbruk.
- Forberede og gjennomføre en enda mer detaljert anlyse av høylastsituasjonen kommende vinter.
- Utarbeide notat som viser dimensjonerende temperatur for aktuelle målestasjoner
- Gå nærmere inn på probabilistiske metoder

LITTERATURREFERANSER

1 ESN 32/89, datert 16.11.89, Inge Harald Vognild (ikke off.)
EFFEKTBALANSER 1995, 2000 OG 2005

2 EFFEKT I PRAKTISK DRIFT, Oktober 1987, Trond Ellingsen
FOREDRAG PÅ SEMINARET "KOSTNADER VED KRAFTUTBYGGING" I REGI AV VASSDRAGSREGULANTENES FORENING

3 TSV-notat 9. juni 1988, Jan H. Andersen
SAMVARIASJON MELLOM VINTERTILSIG OG VINTERTEMPERATUR

4 PROSJEKT: FREMTIDIG EFFEKTBALANSE I NORGE (ENERGIDATA)
prosjektnr. 20070, Oppdragsgiver: MILJØVERNDEPARTEMENTET
Tittel: EFFEKTBALANSEN I NORGE 1990, 1995 OG 2000
Dato: 1987-10-22

5 Overingeniør Hans Woldstad, NVE-EE, 17.11.82
EFFEKT OG ENERGIBALANSE FRAM TIL ÅR 2000
FOREDRAG I ENERGI OG VANNKRAFTINGENIØRENES GRUPPE.
FELLESMØTE MED NIF - OSLO AVDELING

6 Melding til mottakere av NVE-E's korttidsstatistikk,
Tore Jensen Lund, datert 12.02.1990.

7 EFI TR 3603
ANALYSE AV ELBELASTNINGENS FØLSOMHET OVERFOR VARIASJONER I UTETEMPERATUREN, VINDHASTIGHET OG SKYDEKKE HOS ABONNENTER I ALMINNELIG FORSYNING

8 EFI ARBEIDSNOTAT, Klaus Livik
MAKSIMALEFFEKTENS TEMPERATURAVHENGIGHET

9 Samkjøringens PM nr 43 -1989

10 HOVEDNETTET I NORGE OG SAMSPILLET I TOTALSYSTEMET. Foredrag på etterutdanningskurs for driftspersonell mars 1988. (Trond Ellingsen)

11 Norsk Standard nr. 3031: "BEREGNING AV BYGNINGERS ENERGI- OG EFFEKTBEHOV TIL OPPVARMING OG VENTILASJON

12 VVS-TEKNISKE KLIMADATA FOR NORGE
BYGGFORSKNINGEN HÅNDBOK 33, Terje Wolleng

13 OPPLEGG FOR BELASTNINGSFASTLEGGING I ET FORSYNINGSOMRÅDE

14 EFI TR 2033

15 EFI TR 2201

16 EEM 22/79, datert 26.11.79, Elin Tyse
TEMPERATURKORRIGERING AV ELFORBRUKET TIL ALMINNELIG FORSYNING

17 MODELLING, INDENTIFICATION AND CONTROL, 1982, VOL 3, NO 3. 151-163, S. Aam, Ø. Skarstein and L. Gagnat
IMPLEMENTATION OF A LOAD PREDICTION PROGRAM SYSTEM FOR THE NORWEGIAN POWER POOL

18 NEK - NK 11: NORMKOMITE FOR MEKANISK DIMENSJONERING AV ELEKTRISKE LUFTLEDNINGER

19 ES 15/89 del I, datert 27.11.89, Rune Flatby
VANNKRAFTTILGANG I ÅRENE 1989 - 2005.

20 ES 31/88, datert 01.02.88, Rune Flatby, Sjur Arne Bjerkli Inge Harald Vognild,
TILGJENGELIG EFFEKT UNDER HØYLAST I NYE KRAFTSTASJONER

VEDLEGG 1

DKA-NOTAT NR. 2/90

ANALYSE AV BELASTNINGSSITUASJONEN 15.12.89

S A M K J Ø R I N G E N
av kraftverkene i Norge

DKA - notat nr. 2/90

ANALYSE AV BELASTNINGSSITUASJONEN 15.12.89 - TIME 10

Samkjøringen har analysert forholdene under inneværende vinters maksimalbelastning. Denne forekom allerede fredag den 15. desember 89 i time 10 (kl.0900-1000). Landets totallast inkl. tap var i denne timen (middelverdi over timen) nesten like høy som den gjeldende belastningsrekorden fra 1987 (12.januar 1987 - time 11). Følgende "driftsbalanse" mhp. effekt kan settes opp, også sammenlignet med belastningsrekorden fra 1987:

F O R B R U K:	15/12-89 time 10 Mwh/h	12/1-87 time 11 Mwh/h
Forbruk alm. forsyning inkl. tap:	14 372	14 958
+ Kraftintensiv industri:	3 431	3 247
+ Elektrokjeler og pumpekraft:	621	250
= Totalt forbruk inkl. tap:	18 424	18 455

P R O D U K S J O N:		
Totalt forbruk inkl. tap:	18 424	18 455
+ Netto eksport:	1 230	560
= Total produksjon:	19 654	19 000

B E G R E N S N I N G E R: (tall i MW)		
Hydrologiske begrensninger:	2 120	2 220
+ Revisjoner:	1 290	760
+ Havarier/feil:	310	140
+ Nettbegrensninger (flaskehals):	-	700
+ Isingsproblemer:	-	100
= Sum ikke tilgjengelig effekt:	3 720	3 920
Total installert effekt pr. dato:	26 600	24 470
- Ikke tilgjengelig effekt:	3 720	3 920
= Tilgjengelig (aktiviserbar) effekt:	22 880	20 550

R E S E R V E R: (tall i MW)

Driftsreserve (momentan + hurtig):	3 225	1 550
+ Eksport av tilfeldig kraft:	710	290
+ Elektrokjeler:	615	250
= Reserve inkl. tilfeldig kraft:	4 550	2 100

F O R D E L I N G A V D R I F T S R E S E R V E N :

	Rot.	Hurtig	Langsom	Total
Region 1	885	200	0	1085 MW
Region 2	915	220	150	1285 MW
Region 3	350	0	0	350 MW
Region 4	200	40	0	240 MW
Sum reserve:	2350	460	150	2960 MW

I tillegg kommer 265 MW antatt reserve i varmekraft.

Kommentar til tallene for driftsbalansen.

Forbruk.

Det totale forbruk inkl. tap for hele landet er altså registrert til 18 424 MWh/h den 15.12.89 i time 10. Dette er bare 30 MWh/h lavere enn "rekorden" fra 12.januar 1987 - time 11, altså omtrent en tangering av gjeldende belastningsrekord. Fordelingen av belastningen på alm.forsyning (klimaavhengig last), kraftintensiv industri (konjunkturavhengig last) og elektrokjeler/pumpekraft (tilfeldigkraftforbruk som er prisavhengig last) er imidlertid forskjellig.

Forbruket i alm.forsyning ref. kraftstasjon (dvs. inkl. alle nettap) var nesten 600 MW lavere enn i 87. Dette har klar sammenheng med at temperaturforholdene på landsbasis ikke på langt nær var like ekstreme i desember 89 som i januar 87. Nedenfor er det gjort et forsøk på å temperaturkorrigere årets belastning opp mot forholdene slik de var i 87.

Forbruket innen kraftintensiv industri var nesten 200 MW høyere enn i 87. Mesteparten av økningen skyldes økt produksjon i

aluminiumsindustrien. Det har også vært nedleggelser av betydelig industri i løpet av perioden: Tinfos Jernverk, Norsk Hydro A/S på Rjukan, Oslo Spigerverk samt reduksjon av belastningen hos Norsk Jernverk i Mo.

Leveringen til elektrokjeler var vesentlig høyere (ca. 370 MW) i 89 enn i 87. Dette kan forklareres vesentlig ved prisdifferansen mellom utvekslingskraft omsatt gjennom Samkjøringen og oljeekvivalentprisen. Sistnevnte var vesentlig høyere i des. 89 i forhold til jan.87, mens U-kraftprisen var litt høyere i 87 i forhold til 89.

Produksjon og eksport.

Det ble i makslasttimen produsert 19 654 MWh/h (hvorav 38 MW varmekraft), og eksportert 1235 MWh/h til utlandet.

Den totale produksjonen var under årets makslast ca. 650 MW høyere enn i jan.87. Forskjellen gikk altså til eksport. Eksporten var i den aktuelle timen 735 MW til Sverige og 500 MW til Danmark. Av sistnevnte leveranse var ca. 495 MW "fastkraftleveranse". Statkraft inngikk spesialavtale med Danmark inneværende vinter som medførte denne effektforpliktelse på høylast/formiddag. Leveransen til Sverige var tilfeldigkraftleveranse, med unntak av en kontraktsleveranse på 25 MW. Total tilfeldigkraftleveranse fra Norge var dermed 710 MW.

Denne tilfeldigkraftleveransen er jo i seg sjøl et uttrykk for god effektbalanse i det norske system i den aktuelle driftssituasjon.

IKKE TILGJENGELIG EFFEKT:

Hydrologiske begrensninger.

Med hydrologiske begrensninger menes begrensning i produksjonskapasiteten på vinteren pga. lavere vannføring og redusert fallhøyde. Denne er for den aktuelle timen i des. 89 beregnet til 2 120 MW, hvilket utgjør 8 % av installert effekt. Dette er en normal verdi for forholdene under maksimalbelastning. Tidligere beregninger fra Samkjøringen (se [1]) viser at i størrelsesorden 7-10 % av den installerte ytelsen normalt ikke er tilgjengelig i en tunglastsituasjon pga. hydrologiske begrensninger.

Disse begrensningene er ikke helt absolutte. Endel av den denne effekten kunne vært produsert under bestemte forutsetninger. Dette diskuteres nedenfor.

Revisjoner.

Nesten 1300 MW produksjonskapasitet i magasinverk var ute for ordinært revisjonsarbeid under årets makslast. Dette er langt mer enn i 87 og også langt mer enn normalt i en tunglastsituasjon ([1]). Oversikt over "ikke driftsklar ytelse" er vist i vedlegg.

Det faktum at så stor del av maskinparken var ute for ordinært revisjonsarbeid kan settes i sammenheng med at makslasten opptrådde så tidlig som i midten av desember, men det er også et helt klart uttrykk for det samme som den store eksporten; nemlig at effektsituasjonen var god.

Havarier/feil.

En maskin på Kvilldal (310 MW) var langvarig ute pga. sprekk i løpehjulet, ellers har ikke Samkjøringen registrert feil på produksjonsutstyr i den aktuelle timen.

Det er vanskelig å si noe om hva som er normalt mht. havarier, men ifølge Samkjøringens P.M nr. 43 - 1989 (TSR-notat nr. 27/89) er det registrert en meget større feilfrekvens for store aggregater (150 MVA) enn for mellomstore og mindre.

Feilhyppighet på store aggregater er jo av spesiell interesse i effektsammenheng.

Nettbegrensninger.

Under maksimallasten i jan.87 var en betydelig mengde effekt (ca. 700 MW) innestengt bak fullastede overføringslinjer/snitt. Siden den gang er det fullført flere store prosjekter i overføringsnettet, hvorav 420 kV-ledningen Kvilldal-Sylling er den viktigste. Under årets maksimallast var det ikke innestengt effekt, selv med den aktuelle eksport til Sverige.

Marginene til grensene på karakteristiske overføringssnitt i hovednettet var gode, som tabellen under viser:

Overføringssnitt	Faktisk overføring	Maksimal overføringskapasitet
Tokkesnittet	2800 MWh/h	4200 MW
Flesakersnittet	2400 MWh/h	2900 MW
Simasnittet	1500 MWh/h	2200 MW

Isingsproblemer.

Problemer med isdannelse ved inntak og på varegrinder er et velkjent fenomen om vinteren. Dette reduserer ofte produksjonskapasiteten for et verk kraftig. Under årets makslast fikk Samkjøringen ingen meldinger om slike problemer, i motsetning til i januar 87.

Sum "ikke tilgjengelig effekt".

Summen av postene overfor for "ikke tilgjengelig effekt" er beregnet til 3 720 MW. Dette utgjør ialt 14 % av total installert effekt, og er et typisk tall for Norge i en tunglastsituasjon (se [1]). I 1987 utgjorde utilgjengeligheten 16 % av installert effekt.

Installert effekt.

Total installert effekt i Norge har økt fra 24 470 MW i 1987 til 26 600 MW iår. Mesteparten av nyinstallasjonen iløpet av disse tre årene har skjedd i godt regulerte magasinverk, bl.a. utvidelser i eksisterende stasjoner (Tonstad, Aurland 1, Nedre Vinstra og Åna-Sira). Dette har selvsagt vært med på å bedre effektbalansen vesentlig siden vinteren 87.

Driftsreserve.

Den totale driftsreserven ekskl. tilfeldigkraftleveranser er beregnet til 3 225 MW i den aktuelle makslasttimen. Dette er over det dobbelte av tilsvarende tall for 12.januar 87.

Nordels krav til norsk driftsreserve varierer som beskrevet i [1] i forhold til vårt dimensjonerende feiltilfelle. Norges andel av momentanreserven (driftsforstyrrelsesreserve) i Nordel-nettet var for den aktuelle uka (uke 50) ca. 450 MW. I tillegg kommer de generelle retningslinjene for hurtig og langsom reserve som beskrevet i [2].

Driftsreserven er beregnet som summen av tilgjengelig reserve i magasinverk med installasjon på minst 10 MW. Denne begrensning er gjort fordi kraftverk på under 10 MW i praksis er lite aktuelle å benytte i effektreguleringssammenheng. Tabeller over driftsreservens fordeling på de enkelte kraftstasjoner og regioner ligger vedlagt. Tallene for maksimal ytelse på de enkelte kraftverk er hentet delvis fra NVE-rapporten "Kraftstasjoner pr. 1.1.1989" og delvis fra Samkjøringens egne arkiver. Regionkontorene i Samkjøringen har selv satt opp tallene for verk innenfor egen region. Tallene for aktuell produksjon er statistikkoppgaver hentet fra Samkjøringens timesstatistikk. De hydrologiske begrensningene er anført på basis av tabeller over sammenhengen mellom magasinfylling og effekt ved ulike magasinfyllingsnivå, sammenholdt med den aktuelle magasinfylling pr. uke 50 - 1989. Endel kraftverk av kategori 2 (se [3]) med betydelig reguleringshøyde har således hydrologiske begrensninger som hindrer dem i kjøre maks.ytelse. I tillegg kommer praktiske begrensninger på verk pga. serievirkningen med naboverk (eks. Uvdal 2) eller strenge konsesjonsbetingelser (Alta, Årøy II). Det må presiseres at tallene som er anført for hydrologiske begrensninger tildels er subjektive og usikre.

Det framkommer altså tall for driftsreserven og dens fordeling på regionene innen Samkjøringen som gitt i tabellen på side 2. I tillegg er det antatt 265 MW ledig ytelse i varmekraftverk. I Norge er det totalt installert varmekraftverk med en ytelse på 320 MW. Av denne ytelsen ble det kun benyttet 38 MW. Samkjøringen sitter ikke inne med tilstrekkelig oversikt over tilgjengeligheten på varmekraftreserven, men det antas en høy tilgjengelighet (95%).

Vurdering av driftsreserven og "aktiviserbarheten" av denne.

Det er altså beregnet en driftsreserve på 2960 MW i vannkraft og 265 MW i varmekraft under årets maksimalbelastning. I tillegg ligger det en reserve i leveransene til tilfeldigkraft (utlandet + kjeler) på 1315 MW. Dette gir en total driftsreserve på 4550 MW, godt over det dobbelte av situasjonen den 12.januar 1987.

Totalt gir dette grunnlag for å hevde at det var en <u>meget god effektbalanse</u> under siste vinters tunglast. Marginene til Nordels reservekrav var gode. Det ble ikke registrert problemer med overlast på ledninger eller overføringssnitt i hovednettet, og det var heller ingen spenningsproblemer. Det er imidlertid viktig å huske på at temperaturforholdene i desember 1989 ikke var like ekstreme som i januar 1987, og at belastningen således ville vært vesentlig høyere gitt de samme forhold (se under). Videre er det grunn til å vurdere "kvaliteten" eller "aktiviserbarheten" av driftsreserven.

Det mest karakteristiske ved den norske driftsreserven er at den domineres av roterende reserve i igangværende maskiner, mens bare ca. 600 MW finnes ledig i startklare aggregater (hurtig og langsom reserve). Stor roterende reserve er en fordel for systemets stabilitet og dynamiske egenskaper ved produksjonsbortfall/driftsforstyrrelser, men denne reserven er ikke alltid like lett å aktivisere i "normaldrift".

I praksis er det umulig å "lokke" fram all ledig effekt i kraftsystemet samtidig. Med det store antall kraftstasjoner og aggregater det her er snakk om, er det ikke mulig for koordineringsinstansen (Samkjøringen) til enhver tid å ha full oversikt over hvor all ledig effekt finnes. Den store andelen roterende reserve (73 % av driftsreserven) viser at filosofien om å kjøre aggregatene på "bestpunkt" gjaldt også i denne situasjonen. Samkjøringen opplever at det kan være vanskelig å få driftsenhetene til å presse aggregatene utover "beste virkningsgrad" selv i en ekstrem belastningssituasjon. Det er motvilje mot dette med mindre det eksisterer et klart prissignal. Med nåværende prissystem og avsnittsinndeling for utvekslingskraft gjennom Samkjøringen kommer slike signaler sjelden (stor prisforskjell mellom høy- og lavlasttimer innenfor samme døgn). En "høflig anmodning" fra Samkjøringen om å presse maskinene vil ikke alltid bli etterkommet, de enkelte driftsenheter har selv full råderett over egne anlegg. Typiske kurver for total og marginal virkningsgrad som funksjon av effekt er illustrert ved eksemplet i fig.1 (Suldal I, francisturbiner).

Det er umulig å <u>kvantifisere</u> hvor stor del av den roterende effekten som således kanskje ikke lar seg aktivisere i praksis, ihvertfall ikke samtidig. Men det er all grunn til å ha dette forholdet klart for seg ved vurdering av størrelsen på driftsreserven.

Endel av den hurtige reserven ligger i oppheving av slagbegrensingen på igangværende maskiner. Noen maskiner kjører mot slagbegrenser fordi de blir ustabile på frekvensregulering. I de fleste tilfeller er maskinene slagbegrenset på beste virkningsgrad, og det er vanskelig å få driftsenhetene til å oppheve dette.

Andre forhold som påvirker mulighetene for å få aktivisert effektreserven er f.eks. ønsker om stabil kjøring aht. isforholdene i nedenforliggende elv. Typisk eksempel på dette er KVO (Orkla), der man ønsker minst mulig reguleringer om vinteren. Endel slike forhold er direkte konsesjonsbestemt.

Det er også verd å merke seg at endel verk har så små inntaksmagasiner at den ledige effekten er svært kortvarig, men det er jo som regel også belastningstoppene.

Tilfeldigkraftleveransen til elektrokjeler gjelder store kjeler i industribedrifter. Disse leveransene skal kunne opphøre ved effektvansker. Om all denne effekten i praksis er like utkoplingsbar er et åpent spørsmål, et annet spørsmål er hvor lang <u>tid</u> en slik utkopling vil ta. Kontraktene mellom leverandør og avtager på dette punkt er høyst forskjellige.

De overnevnte forhold reduserer den praktisk "aktiviserbare" driftsreserven endel. På den annen side har Samkjøringen i denne analysen regnet <u>null reserve</u> for samtlige kraftverk under kategori 1 i [3] (elvekraftverk). Dette er også strengt tatt ikke helt riktig. Det er nemlig en god del av kraftverkene i denne

kategori som tross alt har visse reguleringsmuligheter, i tillegg til at de automatisk vil få tilført mer vann ved oppkjøring i overliggende magasinverk.

Som eksempel kan nevnes kraftverkene i Mandalsvassdraget. Øverst ligger magasinverkene Skjerka og Logna, og nedover i vassdraget elveverkene Smeland, Håverstad, Bjelland og Laudal. Alle de 4 sistnevnte har egne, små inntaksmagasiner (de ligger således også i grenseland rent definisjonsmessig). I en vintersituasjon kan alle disse elvekraftverkene hver for seg kjøre på full effekt ved å tappe ned inntaksmagasinene (vannet fra Skjerka og Logna er ikke tilstrekkelig for full kjøring i noen av dem). Imidlertid vil dette etter en viss tid (fra ett til fem døgn) medføre at inntaksmagasinene tømmes, og kraftverkene må kjøres sterkt redusert til magasinene er fyllt opp igjen. Normalt ønskes jevn vannføring og inntaksmagasinene mest mulig holdt på HRV for å unngå falltap. Videre tas det hensyn til virkningsgraden på aggregatene. Døgn/ukeregulering av effekten utover tilsiget fra overliggende magasinverk vil derfor normalt bare kunne motiveres av høye priser/prisforskjeller. I praksis kjøres verkene mest mulig på jevn last med dagens prismekanisme.

I andre vassdrag kan et overliggende inntaksmagasin regulere vannføringen til alle underliggende elveverk. Som regel er det økende slukeevne mot havet i elvekraftverkene. Dette henger sammen med evnen til å utnytte flommer. I vinterperioden med lite lokaltilsig betyr dette at det blir for lite vann til å produsere full effekt i de fleste kraftverkene i vassdraget. Høye priser på effekt og store prisvariasjoner over døgnet/uka kan imidlertid føre til at det er økonomisk lønnsomt med forbitapping på enkelte stasjoner for å utnytte effekten maksimalt i nedenforliggende stasjoner. Tilgjengelig vintereffekt fra verkene i vassdraget er altså <u>prisavhengig.</u> Transportidene på vannet nedover vassdraget er ofte i størrelsesorden døgn, slik at ekstra effekt ikke under noen omstendighet kan fremskaffes hurtig.

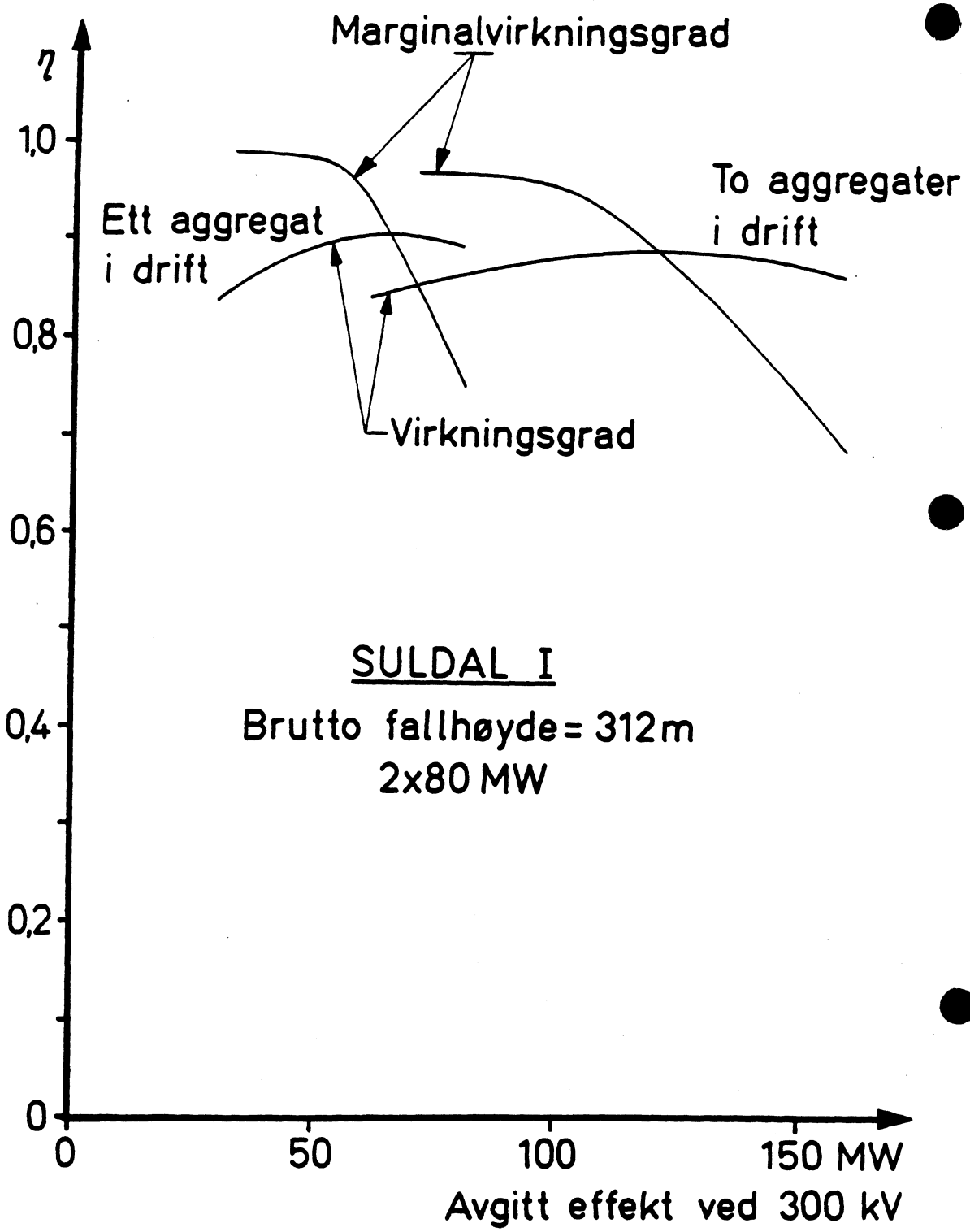
Et forhold som ofte reduserer bruken av inntaksmagasinene om vinteren er behovet/kravet om stabil is. Kraftig gynging kan medføre at is blir brutt istykker. Temperaturen kan av den grunn synke med derpåfølgende ising på inntaksgrinda, eller isflak kan legge seg foran inntaket og forårsake full stans av kraftverket.

Det finnes altså praktiske muligheter for å øke effektbidraget fra mange elvekraftverk også om vinteren, men vi har valgt å se bort fra slik effektreserve her da motivasjonen for slik regulering som regel ikke er sterk nok (ulempene er for store).

Temperaturkorreksjon av forbruket den 15.12.89 - time 10.

Vi har altså sett at driftsreserven den 15.12.89 var vesentlig større enn tilsvarende for 12.01.87, til tross for at forbruket for landet i disse to timene var omtrent likt. Det alminnelige forbruket var imidlertid nesten 600 MW høyere i 87 enn i 89. Kan vi si noe om hva forbruket kunne blitt den 15.12.89, forutsatt samme temperaturforhold som i jan.87?

Som nevnt i [3], pkt. 4.3.2, viser praktiske erfaringer at varigheten av en kuldeperiode har stor betydning for forbruket. En kuldeperiode må <u>minst</u> vare i 3 døgn før den får full "effekt" på forbruket, gjerne enda lenger. I [3] er det foreslått å benytte laveste 3-døgnsmiddeltemperatur som statistisk vil forekomme hvert 10.år som "dimensjonerende temperatur (DTE)" og dermed referanse for effektprognoser.



Beregnet totalvirkningsgrad og marginalvirkningsgrad for kraftverket Suldal I. Totalvirkningsgraden angir hvor stor del av den forbrukte potensielle energi i magasinet (Røldalsvann) som leveres ut på 300 kV nettet. Marginalvirkningsgraden angir tilsvarende forhold for en liten lastforandring.

Fig. 1

Situasjonen i perioden 10.-12.januar 1987 var ekstrem for det meste av landet. 3-døgnsmiddeltemperaturen for denne perioden vil ligge tett opp mot DTE for de fleste aktuelle målepunktene.

Det er derfor interessant å sammenligne 3-døgnsmiddeltemperaturen for perioden 13.-15.desember 1989 med 87-tallene for endel konkrete målepunkter som anses representative for forbruket i en region. Da forbruksstatistikken foreligger på regionbasis i Samkjøringen velges den største by innenfor hver region som representativt målepunkt for regionen:

Region 1: Oslo (Blindern)
Region 2: Bergen (Flesland)
Region 3: Trondheim (Værnes)
Region 4: Tromsø

Til korrigering av forbruket benyttes samme temperaturfølsomhet som i SAFO (se [3], pkt.6.4.4). Dette er en sterkt forenklet metode, men den har vist seg brukbar i praksis. Ifølge SAFO-metoden benyttes en total følsomhet for landet på rundt 1.0% av gjennomsnittlig, ukentlig totalforbruk i vedkommende periode. For den aktuelle periode i des. 89 var det gjennomsnittlige totalforbruk over uka på rundt 16.000 MWh/h. Dette gir da en følsomhet på dP/dT = 160 MW/^{0}C.

Vi antar deretter en "fordeling av følsomheten" pro.rata på regionene i forhold til deres andel av det totale alminnelige forbruket (T.A.F.) i den aktuelle timen. Dette gir følgende følsomheter pr. region:

Region 1:	55.6 % av T.A.F.	90 MW/^{0}C
Region 2:	17.8 % av T.A.F.	28 MW/^{0}C
Region 3:	19.6 % av T.A.F.	31 MW/^{0}C
Region 4:	7.0 % av T.A.F.	11 MW/^{0}C
Norge:	100.0 % av T.A.F.	160 MW/^{0}C

Temperaturkorrigering av forbruket i des.89 opp mot forholdene i jan.87 kan dermed settes opp i følgende tabell:

Region/ by	3-døgns middel Tm_{87}	3-døgns middel Tm_{89}	Temperaturkorrigert forbruk på basis av 3-døgnsmiddel: $P = (Tm_{87} - Tm_{89})$ * følsomhet
R1 Oslo	-18.6	-11.3	(18.6 - 11.3) * 90 = +660 MW
R2 Bergen	-13.4	- 5.1	(13.4 - 5.1) * 28 = +230 MW
R3 Tr.heim	-21.0	-12.0	(21.0 - 12.0) * 31 = +280 MW
R4 Tromsø	- 8.9	-13.4	(8.9 - 13.4) * 11 = - 50 MW

Denne forenklede metode gir altså dette ekstra forbruket i desember 89 dersom forholdene hadde vært som i januar 87:

Region 1	+ 660 MW
Region 2	+ 230 MW
Region 3	+ 280 MW
Region 4	- 50 MW
Sum Norge	+1120 MW

Utvikling 1987-1990.

Temperaturkorreksjonen av inneværende vinters maksimalbelastning gir grunnlag for å si noe om utviklingen av maksimalbelastningen for Norge i løpet av de siste 3 år:

Temp.korrigert makslast 1989/90:	19 545 MWh/h
- Maks.last 1987 for Norge:	18 455 MWh/h
Økning på 3 år:	1 090 MWh/h

En stor del av denne økningen ligger imidlertid i økt forbruk i kraftintensiv industri (ca. 200 MW) og i levering til elektrokjeler (ca. 370 MW). Det vil mao. si at maksimallasten for alminnelig forsyning ikke har økt særlig mye i perioden:

Temp.korrigert makslast 1989/90 for alm.forbruk:	15 490 MWh/h
- Maks.last 1987 for alm.forbruk:	14 960 MWh/h
Økning på 3 år:	530 MWh/h

Økningen i maksimalbelastningen for alm.forsyning er altså bare på 530 MWh/h på 3 år slik som her beregnet. Dette tilsvarer en økning på kun 1.2 % pr.år.

Dette tyder på at brukstiden for det alminnelige forbruk nå er stabilisert eller at den muligens øker. I så tilfelle vil ikke lenger maksimalbelastningen fortsette å stige raskere (i %) enn energiforbruket.

Oppsumering.

Samkjøringen har analysert belastnings- og reserveforholdene under inneværende vinters (1989/90) tunglast. Denne opptrådde allerede den 15.desember 1989 i time 10.

Norges totallast var i denne timen 18 424 MWh/h, såvidt under rekorden fra 12.januar 1987. Totalproduksjonen var 19 654 Mwh/h, hvilket er ny produksjonsrekord.

Det er beregnet en driftsreserve på 2960 MW i vannkraft og 265 MW i varmekraft i den aktuelle timen. Det alt vesentlige av vannkraftreserven befant seg i igangværende maskiner som kjørte på "bestpunkt". I tillegg kommer reserven som ligger i tilfeldigkraftleveransene (kjeler + eksport). Dette gir en total driftsreserve på 4550 MW, godt over det dobbelte av situasjonen den 12.januar 1987.

Nordels krav til norsk driftsreserve pålegger oss en momentanreserve på ca. 450 MW ved 0.5 Hz frekvensfall. I tillegg kommer generelle retningslinjer for hurtig og langsom reserve. Disse definerer ingen klare krav, men kan konservativt tolkes som at Norge også skal holde reserve for sitt eget dimensjonerende feiltilfelle. Dette var i den aktuelle situasjon ca. 900 MW. Totalt gir dette et krav til reserven på 1350 MW, og marginene til dette kravet var altså gode.

I beregning av driftsreserven er det tatt hensyn til praktiske begrensninger (ikke tilgjengelig effekt) på totalt 3720 MW. Dette tallet er konservativt beregnet på den måten at all "ledig effekt" i elvekraftverk er regnet som "ikke tilgjengelig". I praksis hadde det

vært mulig å framskaffe også noe av denne effekten, men isåfall måtte det ha foreligget et sterkere prissignal enn tilfelle var på det aktuelle tidspunkt.

Selv om det ikke er praktisk mulig å aktivisere all ledig effekt i kraftsystemet samtidig, og at den enkelte eier har full råderett over egne anlegg, er det grunnlag for å hevde at det var en meget god effektbalanse under siste vinters tunglast. Det var ikke innestengt effekt pga. nettbegrensninger i overføringssystemet, og heller ingen problemer med lav spenning.

Årets maksimalbelastning oppstod ikke iforbindelse med spesielt sterk kulde. En temperaturkorreksjon av det alminnelige forbruket den 15.12.89 opp mot forholdene i januar 1987 (vha. den forenklede SAFO-metoden) gir et påslag på 1 120 MWh/h. Driftsreserven ville isåtilfelle blitt redusert tilsvarende, men fortsatt vært tilfredsstillende.

En sammenligning av temperaturkorrigert maksimalbelastning for inneværende vinter med rekorden fra januar 1987, gir som resultat en økning av det alminnelige forbrukets maksimalbelastning på 530 MWh/h i løpet av perioden. Dette tilsvarer en økning på kun 1.2 % pr.år. En nærliggende konklusjon er at brukstiden for alminnelig forbruk nå har stabilisert seg eller muligens øker.

Oslo den 11.mai 1990

Trond Ellingsen (sign.)

Referanser:

[1] EFFEKT I PRAKTISK DRIFT. Foredrag på seminaret "Kostnader ved kraftutbygging" Okt. 1987. (Trond Ellingsen).

[2] HOVEDNETTET I NORGE OG SAMSPILLET I TOTALSYSTEMET. Foredrag på etterutdanningskurs for driftsentralpersonell mars 1988. (Trond Ellingsen).

[3] EFFEKTANALYSER. Fellesrapport fra NVE, Statkraft og Samkjøringen. Mai 1990. (Vognild, Heggland og Ellingsen).

Produksjon og tilgjengelig reserve i magasinverk ≥ 10 MW
Fredag 15.desember 1989 time 10

Region 1:

	Maksimal ytelse(MW)	Hydrol. begrens.	Prod.	Reserve	Kommentar
Osa	90	-	56	34 R	
Savalen	56	-	34	22 R	
Rendalen	94	20	65	9 R	Dårlige reguleringsmuligheter
Skjåk	33	-	38	5 R	
Tesseverkene	43	-	43	-	
Øvre Vinstra	140	-	120	20 R	
Nedre Vinstra	300	-	180	120 H	Maskinene går slagbegrenset
Mesna	36	-	32	4 R	
Ylja	64	4	52	8 R	Går nødig over 60 MW
Lomen	56	-	44	12 R	
Kalvedalen	18	-	16	2 R	
Åbjøra	75	-	69	6 H	Slagbegrenset
Bagn	64	17	35	12 R	Vannbalanse med Åbjøra/Faslefoss
Dokka	44	-	9	13R/22H	
Torpa	150	-	27	48 R	En maskin ikke tilgjengelig
Ustekveikja	35	34*	1	-	*)Ikke vintereffekt
Ørteren	10	-	9	1 R	
Usta	180	5	146	29 R	
Nes	252	-	221	31 R	
Hol 1	190	-	157	33 R	
Hol 2	26	-	20	6 R	
Hol 3	60	-	48	12 R	
Hemsil 1	70	-	60	10 R	
Hemsil 2	82	-	72	10 R	
Borgund+Stuvane	226	-	182	44 R	
Øljusjøen	41	-	21	20 R	
Uvdal 1	96	-	96	-	
Uvdal 2	44	12	32	-	
Nore 1	200	-	168	7 R	Ett agg. ute for revisjon
Nore 2	52	-	49	3 R	
Vrenga	11	-	11	-	
Aurland 1	675	-	537	138 R	
Aurland 2	125	5	87	25H/8R	
Aurland 3	270	2	226	42 R	
Vangen(Aurl.4)	35	-	31	4 R	
Lang-Sima	500	10	0	-	Begge agg. ute for revisjon
Sy-Sima	620	-	516	104 R	
Frøystul	26	2	19	5 R	Reguleres etter Skarfossdammen
Vemork	184	-	166	18 R	
Såheim	156	-	148	6R/2H	Ett agg. slagbegrenset
Mår	180	-	178	2 R	
Songa	120	5	109	6 R	
Kjela	60	4	53	3 R	
Vinje	300	-	276	24 R	
Tokke	430	-	315	10 R	Ett agg. ute for revisjon
Lio	41	-	41	-	
Byrte	20	2	18	-	
Hjartdøla	105	-	86	19 R	
Sundsbarm	100	-	83	17 R	
Skafså I + II	32	-	26	6 R	
Finndøla	103	3	97	3 R	
Fjone	52	2	49	1 R	

Brokke	330	10	293	27 R	
Holen	260	20	208	32 R	
Holen 3	152	-	149	3 R	
Jørundland	52	-	47	5 H	Slagbegrenset
[illegible]vatn	45	-	25	20 H	Slagbegrenset
Skjerka	80	-	71	9 R	
Logna	19	1	14	4 R	
SUM	7910	158	5981	885R/200H	

Region 2:

	Maksimal ytelse(MW)	Hydrol. begrens.	Prod.	Reserve	Kommentar
Åskåra 1	80	4	75	1 R	
Åskåra 2	40	-	39	1 R	
Mel	53	2	0	-	Ute for revisjon
Øksenelvane	26	-	26	-	
Sum Svelgen	110	6	70	34 R	
Høyanger 5	108	-	88	5 R	Ett agg. (15 MW) ute for revisjon
Målset	22	-	22	-	
Refsdal	92	-	12	-	Store agg. (80 MW) ute for ombygg.
Årøy I	20	-	7	13 R	
Årøy II	80	80 *)	0	-	*)Sterk begrens. på endring i vannf.
Leirdøla	117	2	112	3 R	
Jostedal	290	5	200	85 R	
Tyin	189	3	183	3 R	
Fortun	216	1	139	36H/5R	Kjører normalt vannbalanse på ca. 140 MW. Ett agg. ute for revisjon.
Herva-H	35	-	30	5 R	
Naddvik	100	-	63	37 R	
Steinsland	150	-	58	50H/42R	
Evanger	330	-	280	50 R	
Kaldestad	24	-	19	5 R	
Hodnaberg	30	-	15	-	Ett agg. ute for revisjon
Fosse	23	-	23	-	
Dale	84	-	78	6 R	
Vemundsbotn-H	45	-	38	7 R	
Matre H	96	-	90	6 R	
Matre M	112	-	110	2 R	
Ulvik 2	18	-	12	6 R	
Stordal	26	-	17	9 R	
Kvittingen	42	2	40	-	
Grønsdal	26	-	26	-	
Frøland	24	-	24	-	
Bjølvo	56	-	50	6 R	
Blåfalli 3 -H	106	6	81	19 R	
Blåfalli øvrig	100	-	86	5H/9R	
Eikelandsosen	30	-	20	10 R	
Hardeland	35	-	31	4 R	
Sauda 3	69	-	46	23 L	Langsom reserve
Sauda øvrig	95	-	90	5 R	
Tysso II	180	-	155	25 R	
Oksla	210	3	200	7 R	
Mågeli	32	-	30	2 R	
Svandalsflona	22	-	12	10 R	
Novle	45	-	30	15 R	
Røldal	160	-	138	22 R	
Kvandal	45	-	35	10 R	
Suldal I	160	-	140	20 R	
Suldal II	150	-	61	75H/14R	Tidsbegr. reserve (Kvanndalsfoss)
Saurdal	640	-	513	127 R	
Kvilldal	1240	-	823	107 R	Ett agg. ute (sprekk i løpehjul)
Hylen	160	-	123	37 R	
Stølsdal	17	-	0	17 H	
Mauranger	250	-	93	125L/32R	Arbeid på G2. Kunne avbrytes.
Jukla	40	2	0	38 H	
Tjodan	110	-	110	-	
Lysebotn	210	-	210	-	
Fløyrli	27	-	27	-	
Maudal	25	-	25	-	
Roskrepp	50	-	45	5 R	
Kvinen	80	-	70	10 R	
Solhom	200	-	184	16 R	

Duge	200	-	164	36 R	
Tjørhom	120	-	120	-	
Tonstad 1	640	-	461	19 R	Ett agg. ute for revisjon
Tonstad 2	320	-	320	-	
[illegible]na-Sira	150	-	80	20 R	Ett agg. ute for revisjon
SUM	8582	116	6469	915R/220H/150L	

Region 3:

	Maksimal ytelse(MW)	Hydrol. begrens.	Prod.	Reserve	Kommentar
Siso	172	2	125	45 R	
Lomi	120	-	112	8 R	
Daja	24	-	24	-	
Fagerli	48	-	41	7 R	Kun kortvarig reserve
Sjønstå	66	-	47	21 R	Kun kortvarig reserve
Oldereid	12	-	10	2 R	
Sundsfjord	96	-	95	1 R	
Rana	500	5	492	3 R	
Øvre Røssåga	160	3	127	30 R	
Nedre Røssåga	260	-	248	12 R	
Bjerka	20	-	18	2 R	
Kolsvik	128	-	124	4 R	
Sjona	52	-	0	-	Ute for revisjon
Grytåga	48	-	39	9 R	
Mosvik	37	-	37	-	
Bogna	55	-	35	20 R	
Ormsetfoss	40	-	30	10 R	
Linvasselv	23	1	22	-	
Røyrvikfoss	17	1	16	-	
Tunnsjø	26	2	22	2 R	
Tunnsjødal	170	-	170	-	
Nedalsfoss	25	1	20	4 R	
Vessingfoss	40	-	40	-	
Nea	165	-	156	9 R	
Tya	36	-	28	8 R	
Nedre Nea	65	-	55	10 R	
Bratsberg	120	2	114	4 R	
Slind	20	-	17	3 R	
Ulset	35	-	28	7 R *	*) KVO kjører normalt med lite
Litjfossen	75	-	64	11 R *	reguleringer om vinteren. Det
Brattset	80	-	58	22 R *	ønskes stabil vannføring i elva
Grana	80	-	68	12 R *	aht. islegging.
Håen	26	-	19	7 R	
Søa	36	-	0	-	Ute for revisjon
Sokna	26	-	16	10 R	
Driva	140	-	131	9 R	
Osbu	20	3	17	-	
Aura	276	-	276	-	
Gråsjø	15	3	12	-	
Trollheim	130	3	116	11 R	
Grytten	143	3	132	8 R	
Svorka	23	-	18	5 R	
Tafjord K3	18	-	17	1 R	
Tafjord K2	28	-	17	11 R	
Tafjord K1	25	-	19	6 R	
Tafjord K5 -H	88	-	82	6 R	
Tafjord K4	112	7	97	8 R	
Tussa	58	1	56	1 R	
Åmela	34	1	33	-	
SUM	4013	38	3540	350 R	

Region 4:

	Maksimal ytelse(MW)	Hydrol. begrens.	Prod.	Reserve	Kommentar
Kobbelv	300	0	242	58 R	
Båtsvatn	30	0	0	30 H	
Skjomen	300	0	164	36 R	Ett agg. ute for revisjon
Slunkajavrre	21	0	11	10 H	
Rekvatn	21	0	19	2 R	
Sagfossen	11	0	5	6 R	
Nygård	24	0	16	8 R	
Sørfjord I	64	3	61	-	
Sildvik	63	2	58	3 R	
Niingen	12	0	12	-	
Straumsmo	130	0	104	26 R	
Innset	80	0	73	7 R	
Dividalen	28	5	18	5 R	
Lavkajåkka	9	0	7	2 R	
Skibotn	72	0	68	4 R	
Guolasjåkka	80	0	57	23 R	
Lassajavrre	7	0	6	1 R	
Småvatna	19	2	17	0	
Kvenangsbotn	44	0	35	9 R	
Alta	150	100*	50	-	*)Strenge konsesjonsbetingelser
Nedre Porsa	13	0	9	4 R	
Adamselv	50	2	45	3 R	
Gandvik	4	0	3	1 R	
Kongsfjord	4	0	2	2 R	
SUM	1536	114	1082	200R/40H	

Hele landet

	Maksimal ytelse(MW)	Hydrol. begrens.	Prod.	Reserve	Kommentar
SUM NORGE	22 041	426	17 072	2350R/460H/150L = 2960 totalt	

Ikke driftsklar ytelse i magasinverk ≥ 10 MW
Fredag 15.desember 1989 time 10

Verk	Region	Ytelse ute (MW)	Årsak (R=Revisjon, H=Havari, A=Annet)	
Lang-Sima	1	490	A	Reparasjon av rotorpoler
Tokke	1	105	R	Revisjon på turbin og sluseventil
Nore 1	1	25	R	Rutinemessig ettersyn
Torpa	1	75	A	Ikke tilgjengelig
Tonstad	2	160	R	Div. revisjonsarbeider
Åna-Sira	2	50	A	Arbeid på trafo
Kvilldal	2	310	H	Sprekk i løpehjul
Hodnaberg	2	15	R	
Refsdal	2	80	A	Ombygging av fjernstyring
Fortun	2	36	R	Rutinemessig ettersyn
Mel	2	50	R	Div. revisjon
Høyanger 5	2	15	R	Årsrevisjon
Søa	3	36	R	
Sjona	3	52	A	Montering av effektbryter
Skjomen	4	100	R	Div. revisjonsarbeider
SUM		1600		

VEDLEGG 2

ESN 29/90

FRAMTIDIG EFFEKTBALANSE

OFF

ESN 29/90 31.05.90

FRAMTIDIG EFFEKTBALANSE

SYSTEMAVDELINGEN 6+2 20

Kai Rune Heggland, Inge Harald Vognild Martin Nordby

Notatet er utarbeidet i samarbeid mellom Statkraft-DPS og NVE-ESN.

Med utgangspunkt i driftsbalansen 15.12.89, temperaturkorrigering av forbruk i alminnelig forsyning, tilgang av ny "sikker" vasskraft søkes følgende spørsmål besvart:

Hvor lenge vil effektbalansen være tilfredsstillende for ulike utviklinger av maksimalbelastningen?

Metoden for beregning av forbruk alminnelig forsyning gir et høyere forbruk enn ved beregninger utført i 1989 basert på brukstid.

ES	DP	Samkjøringen
ESK	DPS	
ESS	DPN	
ESN (alle)		
EEØ		

1 INNLEDNING

I denne rapporten er den framtidige effektbalanse vurdert med utgangspunkt i driftsbalansen 15.12.89. Et interessant spørsmål er:

> Hvor lenge vil effektbalansen være tilfredsstillende med utgangspunkt i balansen 15.12.89, krafttilgang og alternative belastningsutviklinger?

Følgende metode brukes:

1. Det tas utgangspunkt i driftsbalansen 15.12.89.
2. Forbruket i alminnelig forsyning temperaturkorrigeres.
3. Med utgangspunkt i det temperaturkorrigerte forbruket 15.12.89 og "sikker" framtidig effekttilgang, foretas en trendframskrivning av balansen for alternative forbruksutviklinger.

I dette notatet brukes en annen tilnærming til problemstillingen, særlig på forbrukssida, enn i tidligere presenterte balanser, se [1]. I [1] er effektprognosene beregnet ut fra fylkesvise energiprognoser og antakelse om brukstid på 95% av gjennomsnittlig brukstid i perioden 1982-87.

Notatet er et underlagsdokument for fellessprosjektet EFFEKTANALYSER mellom Samkjøringen, Statkraft og NVE.

2 FORUTSETNINGER

Vi tar utgangspunkt i driftsbalansen 15.12.89, men foretar samtidig korreksjoner av enkelte momenter.

2.1 DIMENSJONERENDE TEMPERATUR EFFEKTPROGNOSER (DTE)

I fellesrapporten er dimensjonerende temperatur effektprognoser (DTE) definert som: **det laveste 3-døgnsmiddel som statistisk kan påregnes med en returtid på 10 år.**

I påvente av at normalperiode 1931-60 for meteorologiske data skal bli avløst av ny normalperiode 1961-90 fra 01.01.91, har vi ennå ikke fått utarbeidet DTE.

Som temperaturreferanse for framtidige maksimalbelastninger, er derfor valgt temperaturen under maksimallastsituasjonen i januar 87, med unntak av av region 4:

Region 1, 3-døgnsmiddel 10.01-12.01.87 (Oslo, -18.6°C)
Region 2, 3-døgnsmiddel 10.01-12.01.87 (Bergen, -13.4°C)
Region 3. 3-døgnsmiddel 10.01-12.01.87 (Tr.heim, -21.4°C)
Region 4, 3-døgnsmiddel 13.12-15.12.89 (Tromsø, -13.4°C)

I følge [2] var det temperaturkorrigerte forbruk 15.12.89 på 15490 MW. Med vår forutsetning om DTE i Region 4 korrigeres dette tallet til 15540 MW (tilnærmet 15500 MW).

Det er forutsatt en temperaturfølsomhet dP/dT på 1%. Det bør foretas undersøkelser for å kartlegge temperaturfølsomheten nærmere.

2.2 LASTUTVIKLING ALMINNELIG FORSYNING

Følgende alternative utviklinger av maksimalbelastningen undersøkes:

1) 1% økning pr. år
2) 2% økning pr. år
3) 3% økning pr. år

2.3 BELASTNING KRAFTINTENSIV INDUSTRI

Det er her tatt utgangspunkt i et kraftbehov på 30.5 TWh fram til 1995, 31.1 TWh mellom 1995 og 2000 og 31.5 TWh mellom 2000 og 2005, se [3], og en brukstid på 8300 h. Med et forbruk på 30.5 TWh gir dette en belastning på ca 3700 MW. Til sammenlikning var belastningen 15.12.89 på ca 3400 MW. Årsforbruket var i følge [4] 31.2 TWh, herav mye tilfeldigkraft.

2.4 INDUSTRIKONTRAKTER 1989

Stortinget vedtok 89 å tildele 3 TWh til kraftintensiv industri, treforedling og annen virksomhet. En forutsetning er at denne kraften skal brukes ved nyetableringer. Pdas. kan nyetableringer som følge av disse 3 TWh, i praksis komme som erstatning for annen ny virksomhet.

Vi har valgt å forutsette at et forbruk på 1 TWh med brukstid på 7000 h, tilsammen ca 140 MW, er å betrakte som "tillegg" i forhold til prognosen som er presentert i [3].

2.5 EKSPORT

Tilfeldig eksport tas ikke hensyn til i balansen. Kontraktsfestet eksport under høylast 15.12.89 var i følge [2] 520 MW. T.o.m. 1997 inngår en eksportkontrakt på 270 MW til Danmark. Neste vinter (1990/91) er det dessuten inngått avtale om leveranse av ytterligere 225 MW til Danmark, tilsammen 495 MW (tilsvarende kontrakt som vinteren 1989/90).

2.6 FRAMTIDIG EFFEKTTILGANG

Framtidig effekttilgang er hentet fra [5]. Rapporten er generert med utgangspunkt i NVEs database ELINFO. Siden utgivelsen av tilgangsrapporten, er det foretatt rettelser i ELINFO, disse er dokumentert i vedlegg 1. De tall vi bruker, tar hensyn til disse rettelsene.

Det må presiseres at flere av de større prosjekter i kategori "Konsesjon Gitt" er svært usikre, særlig med tanke på idriftsettelsestids-punkt. Bl.a. gjelder dette Svartisen II, Bjøllånes, Melfjord og Beiarn.

2.7 VARMEKRAFT

Det er antatt, se [2], at tilgjengelig varmekraft utgjør 265 MW.

2.8 DRIFTSFORHOLD

Vi har forutsatt, med utgangspunkt i [6], følgende begrensninger i forhold til installert effekt:

Hydrologiske begrensninger:	8%, p.t. ca	2100 MW
Revisjoner/Feil:	4%, p.t. ca	1100 MW
Andre momenter:	1%, p.t. ca	300 MW
Sum:		3500 MW
Anbefalinger til norsk andel av Nordelreserve:		
	Min.	1100 MW
	Maks.	1600 MW

Disse tallene gjelder en planleggingssituasjon. Forholdene i praktisk drift kan være vanskeligere. Det er forutsatt at forhold som innestengt effekt, spenningsproblemer og koordierningsproblemer ikke vil være et problem for den framtidige effektbalanse.

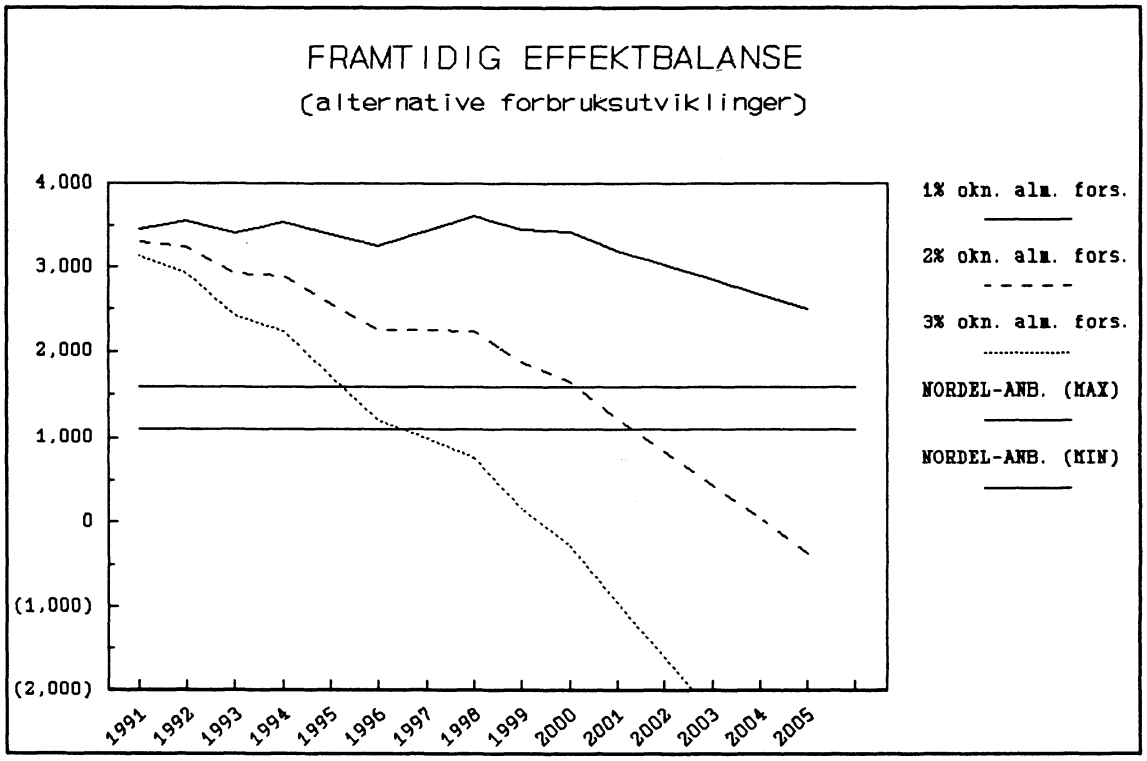
Reserven i systemet må minst være større enn kravet til Nordelreserve, bl.a pga. usikkerheter i tallmaterialet om effekt, prognoseusikkerhet, størrelsen på feiltilfellene mm. Vi har forutsatt reserven på 1100-1600 MW ut fra følgende:

1. Momentanreserve 500 MW (automatisk oppregulert ved 0.5 Hz frekvensfall).
2. Hurtigreserve 600-1100 MW (dimensjonerende feiltilfelle).

2.9 REGIONALE FORHOLD

Selv om effektbalansen på landsnivå kan være tilfredsstillende, kan regionale problemer inntreffe. Disse forhold er ikke vurdert her.

3 FRAMTIDIG BALANSE



Beregninger for basis-alternativet er vist i vedlegg 2.

Begrensningene i [5] er beheftet med usikkerhet. En lavere tilgjengelighet på den installerte effekt enn vi har forutsatt, f.eks. 2%, vil utgjøre 5-600 MW, se pkt. 2.5. Dette vil i så fall føre til at tidspunkt for ikke tilfredsstillende balanse kommer 1-2 år før i tid. Lavere forbruk i kraftintensiv industri vil imidlertid ha motsatt effekt.

SAMMENLIKNING TIDLIGERE EFFEKTBALANSER

I følge [1] er forbruket i alminnelig forsyning pr. stadium 1995 forutsatt å ligge på 15500 MW. Hvis temperaturkorrigeringen av forbruket 15.12.89 er "riktig", ville denne belastningen blitt oppnådd allerede vinteren 89/90.

Det er verdt å merke seg at denne metoden for å beregne effektbalansen, gir en dårligere balanse enn det som er forutsatt tidligere.

LITTERATURREFERANSER

[1] ESN 32/89, datert 16.11.89, Inge Harald Vognild
EFFEKTBALANSER 1995, 2000 OG 2005

[2] DKA-notat 2/90, Trond Ellingsen
ANALYSE AV BELASTNINGSSITUASJONEN 15.12.90 - TIME 10

[3] E 2/89, datert 28.11.90, H.Egeland, M.Flood, S.L.Meyer, J.Sagen, I.Vognild, H.Østhagen.
STRATEGI FOR KRAFTOPPDEKNING I PERIODEN 1990-2005.
GASSENS PLASS I DET INNENLANDSKE ENERGISYSTEM.

[4] EEØ 13/89, datert 13.12.89, revidert 27.02.90, Tore Jensen Lund.
ELEKTRISITETSPRODUKSJON OG FORBRUK I 1989

[5] ES 15/89, del I, datert 27.11.89, Rune Flatby
VANNKRAFTTILGANG I ÅRENE 1989 - 2005

[6] FELLESRAPPORT SAMKJØRINGEN, STATKRAFT, NVE
EFFEKTANALYSER, datert 19.06.90

VEDLEGG 1

RETTELSER I ELINFO PR 01.01.90

NR	NAVN	TIDL. STAD.	MAKS YTELSE	MIDL ÅRS.PROD
Utbygd				
00560	Nedre Vinstra utv	2	125	83
00571	Høgfallet	2	1	4
00575	Breiskallen	2	1	5
00579	Bønsdalen utv	2	1	3
04316	Dokka	2	44	134
04317	Torpa	2	150	377
04324	Toverud	2	8	10
04391	Haugfoss utv	2	0	1
07815	Årlifoss utv	2	8	28
13201	Åna-Sira	2	50	35
25405	Rognsfossen	2	6	25
29302	Aurland I utv	2	225	10
30103	Naddvik ovf	2	0	41
31101	Jostedal	2	270	877
[illegible]901	Mel	2	50	170
[illegible]601	Brulandsfoss utv	2	10	53
45901	Valsøyfjord	2	2	4
49920	Nedre Nea	2	63	206
			1014 MW	2066 GWh
Kons gitt				
11521	Hekni	3	56	230
50427	Meråker	3	62	425
50428	Tevla (PK)	3	30	56
56102	Nd Skjærlivatn	3	2	7
65512	Bjøllånes	3	169	419
68401	Beiarn	3	80	207
			319 MW	1344 GWh
Kons søkt				
00451	Osa ovf Flisa	4	0	13
[illegible]701	Aldal	5	4	17
[illegible]351	Kobberbergselva	ny	1.1	4.2
71301	Kobbelv ovf	ny	0	2.2
			5.1 MW	36.4 GWh
Forhåndsmeldt				
12716	Hisvatn	5	8	34
68801	Oldereid - ovf Tindvatn	ny	0	9.3
68802	Børnup	ny	1	4.6
?	Øksendal/Oftedal- ovf til Tonstad krv	ny		90
?	Ovf fra Lysedalen- til Siravassdr	ny		27
Rest				
[illegible]207	Bøvri	ny	18.6	94.7

VEDLEGG 2

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TILGANG VASSKRAFT (INSTALLERT)																	
EKS		26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8	26556.8
KGITT		43.3	81.3	127.9	127.9	477.9	477.9	569.9	975.9	1055.9	1055.9	1224.9	1224.9	1224.9	1224.9	1224.9	1224.9
KSØKT		0	7.8	14.7	26.8	116.1	232.7	241.7	245.7	503.7	597.7	629.7	629.7	629.7	629.7	955.7	955.7
FMELDT		0	0	0	0	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	62	62
REST		0	0	0	0	64.2	71.2	71.2	121.3	149.9	596.6	786.5	1034.6	1043.4	1043.4	1514.7	1621.7
SIKKER		26600	26638	26685	26685	27035	27035	27127	27533	27613	27613	27782	27782	27782	27782	27782	27782
FRADRAG																	
HYDR.	0.08	2128	2131	2135	2135	2163	2163	2170	2203	2209	2209	2223	2223	2223	2223	2223	2223
REV/FEIL	0.04	1064	1066	1067	1067	1081	1081	1085	1101	1105	1105	1111	1111	1111	1111	1111	1111
Øvrig	0.01	266	266	267	267	270	270	271	275	276	276	278	278	278	278	278	278
Eksport D		520	495	270	270	270	270	270	270	0	0	0	0	0	0	0	0
SUM FRADRAG		3978	3958	3739	3739	3785	3785	3796	3849	3590	3590	3612	3612	3612	3612	3612	3612
TILGJENGELIG VASSKRAFT		22622	22680	22946	22946	23250	23250	23330	23683	24023	24023	24170	24170	24170	24170	24170	24170
TILGJENGELIG VARMEKRAFT		265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265
SUM TILGJENGELIG		22887	22945	23211	23211	23515	23515	23595	23948	24288	24288	24435	24435	24435	24435	24435	24435
FORBRUK																	
ALM1 ÅRL. ØKN.	0.01	15500	15655	15812	15970	16129	16291	16454	16618	16784	16952	17122	17293	17466	17640	17817	17995
	0.02	15500	15810	16126	16449	16778	17113	17456	17805	18161	18524	18894	19272	19658	20051	20452	20861
	0.03	15500	15965	16444	16937	17445	17969	18508	19063	19635	20224	20831	21456	22099	22762	23445	24148
KKI		3700	3700	3700	3700	3700	3700	3750	3750	3750	3750	3750	3800	3800	3800	3800	3800
1989-tildeling		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
BALANSE1 (TILGJ.-KKI-ALM1-Tild.)		3547	3450	3559	3401	3546	3385	3252	3440	3614	3446	3423	3202	3029	2855	2678	2500
BALANSE2 (TILGJ.-KKI-ALM2-Tild.)		3547	3295	3244	2922	2897	2562	2250	2254	2237	1874	1651	1223	837	444	43	-366
BALANSE3 (TILGJ.-KKI-ALM3-Tild.)		3547	3140	2927	2433	2230	1706	1197	995	763	174	-286	-961	-1604	-2267	-2950	-3653