

Årsberetning
Annual Report

Nordel 1989



Kraftledning i norsk landskap.

Transmission line in a norwegian landscape.



Innhold

Nordel	4
Nordel 1989	5
Nordels virksomhet 1989	6
Danmark	11
Finland	13
Island	16
Norge	18
Sverige	22
Driftledning av den Nordiska Samkörningen	26
Statistikk	71
Nordels medlemmer	90
Nordels utvalgs-medlemmer	91

Contents

English summary	39
Nordel	40
Nordel 1989	41
Nordel's Activities in 1989	42
Denmark	46
Finland	48
Iceland	50
Norway	52
Sweden	55
Operation Management in the Interconnected Nordic System	58
Statistics	71
Nordel's members	90
Committee members	91

Nordel



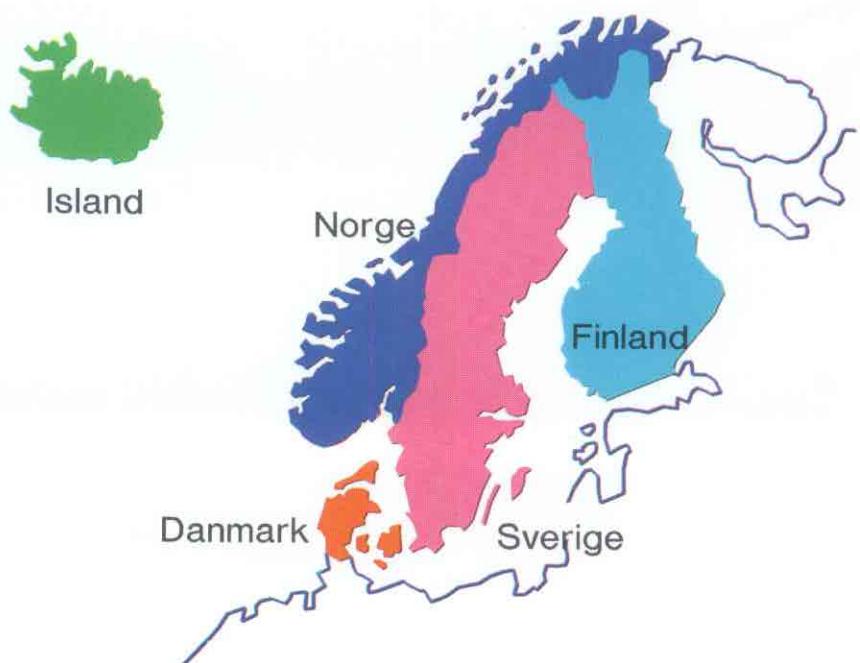
Nordel, som ble stiftet i 1963, er en sammenslutning for nordisk elkraftsamarbeide. Nordel består av ledende personer innen kraftforsyningen i Danmark, Finland, Island, Norge og Sverige. Nordel er et rådgivende og rekommenderende organ med formål å fremme internasjonalt, først og fremst nordisk samarbeide når det gjelder produksjon, distribusjon og forbruk av elektrisk energi. Nordel har følgende faste arbeidsoppgaver:

- å kontinuerlig følge utviklingen av produksjon og forbruk av elektrisk energi i de nordiske land.
- å sammenstille de enkelte lands prosesser for forbruksutviklingen og deres utbyggingsplaner.

- å utgi en årsberetning som inneholder oversikt over virksomheten innen Nordel, de enkelte lands årsoversikter, spesialartikler og statistikk.

En stor del av Nordels arbeide utføres av utvalg og arbeidsgrupper. Gjennom disse er spesialister innen alle områder av elforsyningen tilgjengelig. For innsamling av statistikk og annen periodisk rapportering er det kontaktpersoner i de ulike land. Innen Nordel er det også kontaktpersoner i mange internasjonale organisasjoner.

Nordels formann velges for en periode på tre år. Formannsvervet sirkulerer mellom landene. Formannen utpeker sekretær og er ansvarlig for sekretariatet.



Konjunkturtoppen synes å være passert tidlig i 1989 i OECD-området, etter en relativt sterk vekst de to foregående år. For OECD-området er det anslått at bruttonasjonalproduktet økte 3,6% i 1989 mot 4,4% i 1988.

Investeringer og eksport viste fortsatt sterk vekst, men utviklingen i de enkelte land var tildels svært ulik. I Vest-Tyskland og Japan holdt veksten seg godt opp, mens den var i klar tilbakegang i USA og Storbritannia.

Inflasjonen i OECD-området ble høyere i 1989 enn året før, men gjennom året stoppet veksten opp og ventes å holde seg stabil. Det var litt nedgang i arbeidsledigheten. I Vest-Tyskland gikk ledigheten ned med ca. 0,5% til ca. 5,6% i 1989, mens den gikk ned ca. 1,7% til ca. 6,5% i Storbritannia.

Den økonomiske utvikling i de nordiske land var i 1989 fortsatt noe forskjellig. Finland hadde størst økonomisk vekst også dette året med 4,9% økning i bruttonasjonalproduktet (BNP). Utviklingen i dansk økonomi stabiliserte seg, og BNP økte ca. 2,9% i 1989. Sverige og Norge hadde økning i BNP på henholdsvis 2,0% og 2,3%. Island hadde fortsatt økonomisk nedgang, med en nedgang på 2,5% i BNP, meget høy inflasjon og en økning i konsumprisene på 25,2%. Prisstigningen var 6,5% i Sverige og Finland, mens den var mer moderat i Danmark og Norge med henholdsvis 4,7% og 4,6%.

Innen Norden var arbeidsledigheten fortsatt høyest i Danmark med et nivå på ca. 9,2% ved utgangen av 1989. I Norge økte arbeidsledigheten sterkt i løpet av året, og den utgjorde 4,9% av arbeidstakten som årsjennomsnitt. I Finland ble ledigheten redusert ca. 1% til 3,5% i 1989. Sverige og Island hadde lav ledighet fortsatt, henholdsvis 1,4% og 1,7%.

Hovedinntrykket de senere år har vært at Nordel-området har hatt høyere prisstigning enn OECD-området, og at arbeidsledigheten har vært vesentlig lavere.

Det samlede elforbruk i Nordelandene hadde også i 1989 en moderat økning, og ble bare 0,4% høyere enn i 1988. Bruttoforbruket var 324,7 TWh, eksklusive 13,5 TWh tilfeldig kraft til elektrokjeler. Utviklingen i landene var noe forskjellig. Forbruket økte 1,7% i Danmark og Finland og i Island med 0,8%. Sverige hadde samme forbruk som i 1988, mens Norge hadde en ubetydelig nedgang på 0,2%. Sverige har det største elforbruk med 131,2 TWh.

Forbruket i Norge var 98,8 TWh, i Finland 59,5 TWh, i Danmark 30,9 TWh og i Island 4,3 TWh.

Vannkraften er den dominerende elproduksjonen i Nordel. I 1989 sto den for 206,6 TWh eller 61,6% av den totale produksjon som ble 335,4 TWh. Norge har mest vannkraft, med en produksjonsrekord på 118,6 TWh i 1989. Vannkraftproduksjonen i Sverige ble 71,0 TWh, i Finland 12,8 TWh og i Island 4,2 TWh. Danmark har ubetydelig vannkraft, men har derimot endel vindkraft som i 1989 ble 0,5 TWh.

Kjernekraften er også betydelig, og den sto for 80,8 TWh eller 24,1% av total produksjon. Sverige produserte 62,8 TWh og Finland 18,0 TWh kjernekraft. Øvrig varmekraftproduksjon i Nordel-området ble 47,5 TWh, eller 14,2% av total produksjon, og denne var hovedsaklig i Danmark, Finland og Sverige. Kull var det viktigste brensel, mens naturgass og olje hadde mindre andeler.

Kraftutvekslingen mellom Nordelandene ble meget stor dette året, totalt 28,5 TWh. Dette er den største utvekslingen som hittil er registrert. Utvekslingen utgjorde 8,5% av den totale produksjon. Størst import hadde Sverige med 12,1 TWh og Danmark med 11,6 TWh. Størst eksport hadde Norge med 15,4 TWh og Sverige med 12,5 TWh. Den største nettoimportør innen Nordel var Danmark med 11,4 TWh. Den største nettoeksportør var Norge med 14,9 TWh. Finland hadde i 1989 en netto-import på 4,0 TWh fra Nordel-land, mens Sverige hadde en nettoeksport på 0,5 TWh.

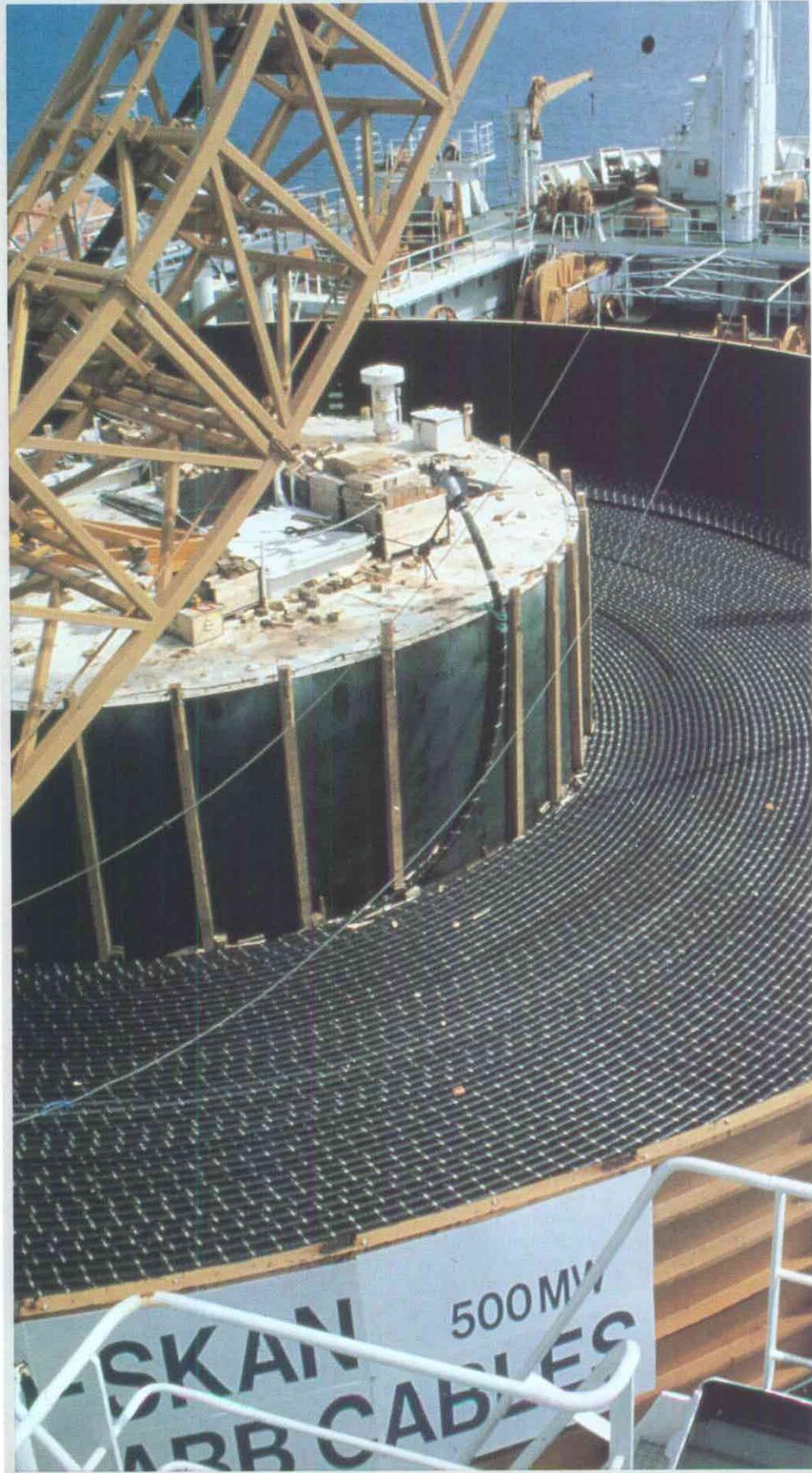
I tillegg til disse utvekslingene importerte Finland 4,8 TWh fra Sovjet. Danmark hadde en netto eksport på 1,9 TWh til Vest-Tyskland. Nordel hadde totalt sett en nettoimport på grunn av importen fra Sovjet.



Nordens virksomhet 1989

Fenno-Skan likestrømkabelen mellom Raumo i Finland og Forsmark i Sverige ble tatt i drift før årsskiftet 1989/90. Den 200 km lange kabelen har 400 kV spennin og en effekt på 500 MW. Denne nye nordiske forbindelsen er både den lengste og største DC kabelforbindelsen i hele verden. Hver meter av kabelen veier 54 kg. På bildet vises kabelfartøyet Skagerak.

Fenno-Skan, the DC-cable between Raumo in Finland and Forsmark in Sweden was taken into service before the turn of the year. The DC-cable has a length of 200 km and a capacity of 500 MW. This new Nordic interconnection is the longest and the strongest DC sea-cable in the whole world. The weight of the cable is 54 kg per meter. The cable vessel Skagerak is shown at the picture.



Nordel holdt årsmøte i Imatra den 24. august 1989. Årsmøtet behandlet årsberetningen for 1988, aktuelle kraftforsyningsspørsmål i de nordiske land og kraftbalansene de nærmeste tre år. De faste utvalgene rapporterte om virksomheten siste året og la frem sine planer for kommende år. Virksomheten til utvalgene og de kontaktpersoner og grupper som rapporterer direkte til Nordel, ble drøftet. Det ble rapportert fra internasjonale kontakter.

Organisering av Nordels arbeide med miljøspørsmål ble behandlet i årsmøtet. En arbeidsgruppe hadde utarbeidet et forslag som Nordel sluttet seg til. Nordel opploste Varmekraftutvalget og vedtok å etablere et nytt utvalg, Miljø- og Produksjonsutvalget, for å styrke arbeidet med miljøspørsmål. Videre ble det vedtatt at Driftsutvalget og Planleggingsutvalget skal ta miljøspørsmål inn i sine arbeidsprogram.

Nordel drøftet kontakten med utviklingsland i årsmøtet og retningslinjer for engasjementet ble godkjent. Nordel samarbeider med bistandsorganisasjonene i de nordiske land i kontakten med aktuelle utviklingsland. I mai 1989 hadde Nordel det faglige ansvar for et seminar for deltagere fra 6 land i Mellom-Amerika. Alle nordiske land ble besøkt.

På årsmøtet ble Anders Palmgren fra Finland, Ove W. Dietrich fra Danmark og Ragnar Myran fra Norge valgt som nye medlemmer av Nordel etter henholdsvis Perti Voutilainen, Preben Schou og Arne Finstad.

Driftsutvalgets formannsverv ble ifølge rotasjonsordningen flyttet fra Finland til Sverige. Anders Palmgren gikk av, og Gunnar Alfors ble valgt til ny formann i Driftsutvalget. Det ble valgt dansk formann i det nye Miljø- og Produksjonsutvalget for første 3-års periode. Carl-Erik Lundgren ble senere utpekt som formann.

Representanter fra Nordel hadde det årlige kontaktmøte med Nordisk Ministerråds embetsmannskomite for energipolitikk den 5. desember 1989 i København. Dette er et ledd i samarbeidet med de nordiske energimyndigheter, og det skjer her en gjensidig utveksling av informasjon og diskusjon av aktuelle spørsmål.

Nordel hadde ikke behov for ekstra møte. Det ble istedet holdt et formanns- og sekretærmøte den 8. februar 1989 i Oslo, der utvalgenes og sekretariatets virksomhet ble behandlet.

Driftutskottet

Utskottet har fortlöpande behandlat aktuella samkörningsfrågor såsom kraftsituationen i de nordiska länderna, kraftutbytena länderna emellan, driftsäkerhet och drifttekniska frågor samt störningar inom det nordiska kraftsystemet. För bedömning av kraftsituationen under de närmaste tre åren har översiktliga effekt- och energibalanser avseende denna tidsperiod upprättats.

Kraftsituationen har under början av året varit unik med extremt mild väderlek, med åtföljande låg verlig elförbrukning, samt mycket stor nederbörd vilket lade grunden till en mycket god vattenkraftsituation. Året har sedan utvecklat sig till ett utpräglat våår med relativt mild väderlek med låg förbrunngökning. Den speciella vattensituationen har lett till rekordstora kraftutbyten mellan länderna under året och rekordstor nedreglering av kärnkraft.

Temperaturkorrigerad förbrunngökning (löpande 12-måndersvärde) i Danmark, Norge och Sverige blev ca 2% medan ökningen i Finland uppgick till 3,5%. För Nordel-systemet totalt uppgår den temperaturkorrigerade ökningen till ca 2,5%.

Vattentillrinningen har under första halvåret varit mycket större än normal i alla tre vattenkraftländerna. Norge hade i början av året tillrinningar av samma storleksordning som totala vattenkraftproduktionen vilket är extremt. Vårfonden startade ca 2 veckor tidigare än normalt och längsta magasinsläge före vårfonden var i Norge, Sverige och Finland 25, 12 respektive 7%-enheter högre än normalt. Under senare delen av året har vattentillrinningarna varit normala och totalt under året blev tillrinningarna i Norge, Sverige och Finland 120, 117 och 110% av de normala. 1989 blev alltså ett utpräglat våår.

Drygt 6 TWh kraftbalansspill förekom under året, huvudsakligen i Norge.

Magasinsinnehållet var i stort sett normalt i alle tre vattenkraftländerna såväl i början som i slutet av året.

Kärnkraften har fortsatt att fungera mycket väl. Tillgängligheten har varit och fortsätter att vara mycket hög. Effekthöjningar har genomförts under 1989 för blocken Forsmark 3 och Oskarshamn 3.

Under året har kärnkraften nedreglerats med drygt 9 TWh, huvudsakligen i Sverige.

Under året har kolpriset stigit långsamt medan oljepriset ökat väsentligt vilket i huvudsak skett under årets sista del.

På grund av den unika vattensituationen har under långa tider Norge exporterat kraft i maximal omfattning till Jylland och Sverige samt Sverige exporterat i maximal omfattning till Finland, Jylland och Själland.

Kratutbytena under året blev rekordstora med en totalomsättning om 28,5 TWh vilket är ca 8,3 TWh mera än tidigare rekord (1983).

Följande nettoutbyten uppnåddes under 1989:

Norge	→	Jylland	3,8 TWh
Norge	→	Sverige	11,0 TWh
Sverige	→	Danmark	7,6 TWh
Sverige	→	Finland	3,9 TWh
Norge	→	Finland	0,2 TWh

En detaljerad effektbalansanalys för vinterperioden 1989/90 har genomförts. Effektreserven inom varje delsystem (egen reserv och överförbar via samkörningsförbindelserna) bedöms som tillfredsställande för varje delsystem vid prognoserad topplastsituation.

De av driftutskottet sammanställda effekt- och energibalanserna för de närmaste tre åren 1990–1992 visar att balanserna är acceptabla.

Driftutskottets arbetsgrupp för systemfrågor, NOSY, har arbetat vidare med drifttekniska analyser på Nordelsystemet. Gruppen har bl.a. arbetat med:

- att precisera och ajourhålla aktuella överföringsgränser på samkörningsförbindelserna.
- att följa upp arbetet med inställning av dämpillsatser för förebyggande av systempendlingar.
- att utarbeta synpunkter på Nordels nätdimensioneringsregler under Planeringsutskottets översyn av desamma.
- att komplettera kraven på momentan störningsreserv vad gäller krav på regleregenskaper.
- att sammanställa regler för reglering av spänning och reaktoreffekt samt utvärdera hur risken för spänningsskollaps beaktas i dessa.
- att kartlägga alla befintliga nätvärnsfunktioner i Nordelsystemet samt arbeta vidare med utvidgning av nätvärnsbegreppet med icke frekvensstyrda nätvärnsfunktioner.

Den omfattande samkörningen av ländernas kraftsystem som sker för att eftersträva den bästa utnyttjningen av de totala resurserna säkerhetsmässigt och ekonomiskt kräver ett successivt ökat datautbyte mellan ländernas driftcentraler. Driftutskottet har genomfört en inventering av behovet att utbyta data av olika slag, såväl realtidsdata som planer och statistik samt beslutat om vissa förändringar vad gäller utbyten av

planer och statistik. Vattenfall har på uppdrag från Driftutskottet föreslagit princip för teknisk lösning av realtidsdatautbyte mellan driftcentralerna och Driftutskottet har tillstyrkt att arbetet bedrivs vidare för att förverkliga datautbytena i enlighet med förslaget.

Driftutskottet har behandlat en rapport från Norge «Ökt leveringsevne ved internordisk samkjøring». En kontaktgrupp mellan Drift- och Planeringsutskotten har behandlat rapporten och i ett förslag, som remissbehandlats av Driftutskottet, rekommenderat att fortsatt arbete främst skall inriktas på kartläggning av fördelarna i planeringskedet och bedrivas av Planeringsutskottet i erforderligt samarbete med Driftutskottet. Nordel har godkänt denna inriktning.

Driftutskottet analyserar och följer arbetet med EG-kommissionens förslag om utökat elkraftsamarbete inom EG. Ökningen skulle ske genom att införa transiteringsrätt för elproducenter. EG-kommissionen föreslår även en utredning om konsumenters rätt att i fri konkurrens avtala om köp av kraft (common carrier). Driftutskottet har noterat att driftsamarbetet i Europa ej fungerar så bra som inom Nordel och att målsättningen med EG-kommissionens förslag är att nå förbättringar. Driftutskottet har bedömt att en tillämpning av förslaget inom Nordel sannolikt ej skulle leda till en bättre utnyttjning av det samlade nordiska kraftsystemet. Driftutskottet kommer dock att följa aktiviteterna och utvärdera om något framkommer som kan utnyttjas för att ytterligare förbättra Nordelsamarbetet.

Under april 1989 höll Driftutskottet ett gemensamt sammanträde med UCPTE i Haag. Härvid utväxlades värdefull information beträffande EG-frågorna, kraftsituationen, drifttekniska frågor samt drifternärahet. Nästa sådant sammanträde är planerat till oktober 1990.

Planeringsutskottet

Nät- och produktionsstudier på det samkörande Nordelsystemet görs i nära samarbete mellan utskottets Nät- och Produktionsgrupper. Aktuella studier avser stadium ca år 2000 och syftar till att ta fram förslag till Nordel-rekommendation om överföringskapaciteter på samkörningsförbindelserna i detta stadium samt förslag om eventuellt erforderliga förstärkningar av interna nät och samkörningsförbindelser för att klara dessa kapaciteter. Nätgruppen har också redovisat underlag till Miljö- och Produktionsutskottets (tidigare Värme- och kraftutskottet) arbete med drifttekniska specifikationer för små kraftvärmeverk. Vidare har Nätgruppen startat upp arbete inom området miljövänlig kraftöverföring. Inom Produktionsgruppen har gjorts studier som dels syftat till att testa kraftsystemet, dels till att testa de använda energi- och effektmodellerna. Viss utveckling av beräkningsmodellerna har gjorts. Produktionsgruppen skall också dels studera storleken på de vinster i effekt och energi som man skulle kunna få genom den ökade leveransförmåga som samkörningen kan innebära, dels studera inverkan på den nordiska energibalansen av skärpta miljökrav vid kraftproduktion.

Omfattande arbete på nätområdet pågår inom utskottets ad hoc-grupp för *översyn av Nordels nätdimensioneringsregler*. Nära samarbete sker mellan ad hoc-gruppen och Nätgruppen. En första etapp i studierna, vilken innebar en omfattande förstudiefas, har redovisats och har varit utsänd till Nordelföretag m fl för synpunkter. Viktiga synpunkter som därvid framförs är att reglerna skall vara enkla och att de skall vara tydligt koncentrerade på planeringsförhållanden. Arbetet med en andra etapp i översynen har påbörjats och planeras ta ca ett år. Denna etapp skall leda till konkreta förslag om eventuella ändringar av de nu gällande reglerna och rekommendationsförslag för nya regler. När denna andra etapp är slutförd skall den remissbehandlas, vilket beräknas ta ca tre månader. Slutlig redovisning av ad hoc-gruppens arbete till Nordel kan ske tidigast i början av 1991.

En ad hoc-grupp inom Planeringsutskottet studerar förutsättningar och hinder för en *samordning inom Norden av el- och naturgasfrågor*. Ett viktigt motiv för Nordels engagemang när det gäller naturgas är att väsentligt ökad användning inom Norden av naturgas som kraftverksbränsle kan förutses i framtiden. En sådan utveckling torde



också vara en förutsättning för att naturgasen skall bli en energiråvara av stor betydelse i Norden. Detta förutsätter dock prissättning och leveransvillkor för gasen som gör att den kan konkurrera med alternativen. Det är viktigt att prissättningen främjar och inte motverkar en rationell samkörsning inom Nordelområdet. Som ett led i strävan att fördjupa samarbetet mellan el- och naturgasföretagen kommer ett seminarium med deltagare från både el- och naturgassidorna att ordnas i april 1990. Seminariet avser att belysa intressanta frågeställningar och att stimulera till diskussion. En rapport som redogör för ad hoc-gruppens arbete planeras bli redovisad till Nordels årsmöte 1990.

Planeringsutskottet söker att hålla sig väl informerat om utvecklingen beträffande *energifrågor inom Europeiska Gemenskapen (EG)*. Särskilt gäller detta frågor som kan få betydelse för elsamarbetset inom Nordel. Ett seminarium om common carriage-frågor hölls i oktober. Vid detta deltog utöver utskottssledamöterna också ett antal ytterligare personer verksamma med planering och drift vid nordiska kraftföretag. Ett par konsulter som anlitats av EG-kommissionen hade engagerats som föredragshållare vid seminariet. Utskottet har påbörjat en del arbete som förhoppningsvis skall kunna läggas till grund för förslag om Nordels policy i common carriage-frågor. Vidare sker

Opptagning av frese-torv med en sugevogn på en torvmyr ved Haapavesi kraftwerk.

Taking out peat by suction wagon of a peat-bog near Haapavesi power station.

vid varje möte med Planeringsutskottet rapportering om aktuellt beträffande energifrågor inom EG.

I Planeringsutskottets arbetsuppgifter ingår bl a att kartlägga de möjliga fördelar som kan uppnås genom elsamarbete mellan de nordiska länderna och att mot denna bakgrund föreslå åtgärder så att samarbetsfördelerna också kan realiseras i praktiken. I verkligheten finns en rad begränsningar jämfört med

en ideal situation vid planering av kraftsystem. En ideal situation skulle vara att man vid elsystemplanering kunde se Norden som en enhet utan nationsgränser. Detta är dock något som i praktiken inte kan uppnås beroende på begränsningar, såväl rationella som irrationella. Strävan i planeringen måste vara att avskaffa eller i varje fall så långt som möjligt minska påverkan av begränsningar på planering, utbyggnad och drift av det samkörande Nordelsystemet. Arbete pågår med att kartlägga de begränsningar som finns i verkligheten jämfört med den ideala situationen samt att mot denna bakgrund formulera en realistisk planeringsfilosofi. En rapport i frågan planeras redovisad till Nordels årsmöte 1990.

En ganska fyllig rapport om vindkraftkostnader redovisades till Nordels årsmöte 1986. Planeringsutskottet fick då i uppdrag att årligen ta fram å jourfördra sammanställningar om vindkraftkostnader. Mot bakgrund av att det under senare år varit en ganska omfattande verksamhet inom vindkraftområdet har utskottet beslutat att till Nordels årsmöte 1990 åter ta fram en mera omfattande vindkraftrapport.

De sex centralamerikanska länderna Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica och Panama förbereder elsamarbete av Nordelmodell. En samarbetsorganisation, CEAC (Consejo de Electrification de America Central) har bildats. Organisationen har en stark koppling till ländernas parlament, men har i övrigt flera likheter med Nordel. På inbjudan från nordiskt minsteriehåll gjorde under ett par veckor försommaren 1989 en *CEAC-delegation besök i de nordiska länderna*. Målsättningen var att informera sig om Nordelsamarbetet och om möjligheterna att dra lärdom av Nordels organisation och arbetsformer i den fortsatta uppbyggnaden av CEAC. Programmet för CEAC-besöket omfattade såväl seminarier som studiebesök. Studiebesök skedde i alla de fem nordiska länderna. Det var de nordiska biståndsorganisationerna med NORAD i Norge som samordnare som svarade för finansiering och för de praktiska arrangementen. Nordel hade det fackliga ansvaret för seminarier och studiebesök. Planeringsutskottets ordförande och sekreterare ingick tillsammans med Nordels sekreterare i arrangörsgruppen och deltog i genomförandet av besöket.

Varmekraftudvalget/Miljø- og Produktionsudvalget

Ud fra et ønske om at opprioritere miljøarbejdet inden for Nordel har en ad hoc arbejdsgruppe gennemført en vurdering af aktuelle arbejdsopgaver for Nordel inden for miljøarbejdet og anbefalet, hvorledes dette bedst organiseres.

Anbefalingerne var, at Nordel skulle oplose varmekraftudvalget og danne et nyt miljø- og produktionsudvalg, samt at de andre udvalg også tager miljøspørgsmål på deres arbejdsprogram.

Baggrunden for denne anbefaling var, at hovedparten af miljøspørgsmålene er knyttet til produktion, først og fremmest varmekraftproduktion. En opprioritering af miljøarbejdet inden for Nordel kan derfor ske på en naturlig måde gennem ændringen af varmekraftudvalget. Herved fastholdes den nære kontakt mellem miljø, teknik og økonomi, som arbejdsgruppen anså som meget vigtig. Videre opnås en rationel ressourceanvendelse, idet man bygger på Nordels eksisterende struktur uden at få flere udvalg.

I konsekvens af indstillingen nedlagde Nordel på årsmødet i august 89 varmekraftudvalget og tog initiativ til at oprette et miljø- og produktionsudvalg, og dette er efterfølgende sket.

Varmekraftudvalget eksisterede således kun i det første halve år af 1989. I denne periode fortsatte udvalget sin virksomhed med at udveksle erfaringer og synspunkter inden for varmekraftområdet i Norden.

Denne virksomhed fortsætter i det nye miljø- og produktionsudvalg, som arbejder med følgende:

- analysere kraftproduktionen i Nordels sammenhæng (effektivitet, rådighed, økonomi)
- analysere miljøproblemer i forbindelse med kraftproduktion
- forbedre produktiviteten ved erfaringssudveksling
- analysere nye teknologier til kraftproduktion
- tage initiativ til Nordel-standpunktnotater.

Til konkrete arbejdsopgaver har udvalget nedsat følgende tre arbejdsgrupper:

1. Drift- og vedligeholdelsesgruppen med kraftværkerne drifts- og vedligeholdsspørgsmål som arbejdsområde.
2. Miljøgruppen med det eksterne miljø som arbejdsområde.
3. Teknologigruppen med dagens og morgendagens teknologi som arbejdsområde.

Drift- og vedligeholdelsesgruppen har, dels under varmekraftudvalget, dels under miljø- og produktionsudvalget, afholdt tre møder i 1989.

Sammen med miljøgruppen har drift- og vedligeholdelsesgruppen udarbejdet artiklen om «Miljøaspekter ved kol- og olje-eldede kraftverk» til Nordels årsberetning 1988.

Drift- og vedligeholdelsesgruppen har også arrangeret et seminar i Jyväskylä i Finland for vedligeholdelseschefer for kraftværkerne inden for Nordel. Der deltog ca. 60 personer, som på seminaret bl.a. beskæftigede sig med restlevetidsundersøgelse, kedelreparationer, reservedelsfilosofi m.m.

Miljøgruppen har ligeledes, dels under varmekraftudvalget, dels under miljø- og produktionsudvalget, afholdt tre møder i 1989.

Gruppen arrangerede et seminar i november i Stockholm med titlen: Hvor miljøvenlig skal fremtidens energiproduktion være?

Seminaret henvendte sig både til embedsmænd fra energi- og miljøforvaltninger og til medarbejdere fra elseskaber i de nordiske lande. Seminaret samlede ca. 110 deltagere, som særlig livligt debatterede seminarets emne, uden dog at komme frem til et endeligt svar på seminarets hovedspørgsmål.

I lighed med tidligere år har en arbejdsgruppe, nedsat af varmekraftudvalget, udarbejdet en rapport over rådighedsdata i 1988 for varmekraftenheder i Danmark, Finland og Sverige.

Danmark



Amagerværkets nye blokk 3 på 250 MW er det første i Danmark bygget med avsvøvlingsanlegg.

A new 200 MW unit at the Amagerværket power plant is the first plant in Denmark fitted with technology for desulphurization.



Energipolitik

Danmarks afhængighed af importert energi blev yderligere mindsket i 1989 ved øget produktion af olie og gas i den danske del af Nordsøen.

Andelen af dansk energi i det samlede bruttoenergiforbrug steg herved til 48% mod 40% året før. Forbrug og eksport af dansk olie blev henholdsvis 3,3 og 2,2 mio. tons. De tilsvarende tal for dansk naturgas var 2,3 og 0,6 mia. m³.

Trots yderligere efterforskningaktiviteter i den danske undergrund er det fortsat kun Dansk Undergrunds Consortium, der producerer olie og naturgas.

Elværkernes pligtkøb af naturgas under aftalen med Dansk Naturgas A/S var i 1989 0,13 mia. m³.

Undersøgelserne om mulig anvendelse af naturgas til den fremtidige kraftværksudbygning aktualiseredes i februar af energiministerens opfordring til at udarbejde alternative udbygningsplaner baseret på gas. Her skulle forudsættes pris- og leveringsforhold som stiller el- og varmeproduktion med gas økonomisk lige med el og varme fra nye kulfyrede værker.

Samtidig indstillede energimyndighederne behandlingen af ansøgning om tilladelse til bygning af et stort kulfyrete værk i Jylland.

Sådanne nye udbygningsplaner tænkes primært baseret på gasfyrede kombianlæg i kraftvarmeverk, i et vist omfang udbygget som IGCC-anlæg (integrende kulforgasnings- og kombianlæg). De naturgasfyrede kombianlæg har miljø og energiøkonomiske fordele fremfor moderne, traditionelle, kulfyrede værker – først og fremmest højere el-virkningsgrad og lavere CO₂-udsendelse. Fordelene ved IGCC-anlæg er, at velkendt alternativ til naturgas, samt at danske elværker kan være med til at påvirke udviklingen af fremtidige IGCC-anlæg, med udsigt til at der også her kan opnås miljø og energiøkonomiske fordele i forhold til traditionelle anlæg.

Der blev i 1989 forhandlet mellem Dangas A/S, ELKRAFT og ELSAM om opnåelse af kommersielt acceptable pris- og leveringsvilkår. Forhandlingerne drejer sig om et samlet køb til de danske elværker på op til 1 mia. m³ gas pr. år – eller 10-15% af værkernes brændselsforbrug – og de ventes ført til ende i løbet af 1990.

Der vil herefter kunne tilvejebringes endelig afklaring af, hvad udbygningsplanerne for nye kraftværker i 1990'erne skal indeholde.

Elforbrug

Det samlede elforbrug i Danmark blev i 1989 30,9 TWh, en stigning på 1,7% fra 1988.

Det var øtter industri og handel- og servicesektorerne, som øgede elforbruget. Stigningerne var omkring henholdsvis 5% og 2%. Forbruget i private boliger og landbruget faldt ca. 2%, bl.a. under indflydelse af væsentlig mildere klima med 16% færre graddage end i 1988.

I 1989 fordelede elforbruget sig med 31% på private boliger, 31% på handel og service, 30% på industri og 8% på landbrug.

Prognoserne for de kommende års elforbrug baseres uforandret på moderate stigningstakter omkring 2,5% p.a., motiveret bl.a. med de forventede virkninger af fortsatte elsparekamper.

Elproduktion

Den installerede effekt på danske elværker var ved udgangen af 1989 8.794 MW netto, en stigning på godt 4% fra året før, efter korrektion til ensartede forudsætninger.

Effekten fordeler sig med 93,6% på dampkraftanlæg, 3,4% på gasturbine- og dieselanlæg, 2,9% på vindkraft og 0,1% på vandkraft. Opgørelsen omfatter PreussenElektra's 300 MW-andel i Enstedværket, samt ca. 355 MW private produktionsanlæg, heraf alene ca. 205 MW vindkraft.

En væsentlig del af effekten findes på kraftvarmeverker, hvor ydeevnen reduceres, når der leveres fjernvarme. Under topbelastning udgør denne reduktion omkring 500 MW. Tilsvarende er vindmøllernes ydeevne ikke til rådighed altid, idet den øjeblikkelige vindmølleydelse er afhængig af vindforholdene. Som et gennemsnit regnes der med, at kun 25% af vindmøllernes ydeevne er til rådighed.

Produktionen på danske værker dækker 69,3% af forbruget. Den rekordstore nettoimport, der blev muliggjort af den ekstremt gode vandraktsituasjon i Norge og Sverige, dækker resten. De 69,3% fordelte sig på 65,8% fra dampkraft på centrale kraftværker, 1,9% fra decentrale kraftvarmeverker og 1,6% fra vindkraft.

I samproduktion med elektricitet leverede kraftværkerne ca. 50.000 TJ fjernvarme. Det milde vejr gav således et fald på ca. 5% på trods af, at forbrugerkredsen steg, bl.a. som følge af tilslutning af nye fjernvarmeområder.

Kraftværkerne forbrugte i 1989 brændsel svarende til 8,7 mio. tons kul med en kulandel på 93%.

I 1989 idrifsattes på Amagerværket en ny 250 MW kraftvarmeblok med maksimal varmeydelse 330 MJ/sek. Desuden idrifsattes i alt 20 MW på tre nye decentrale kraftvarmeverker samt ca. 58 MW vindkraft i elværks- og privatejede møller.

Idrftsættelsen i 1989 af to store afsvovlingsanlæg for kraftværksrøg betyder mindsket miljøpåvirkning fra dansk elproduktion. De to anlæg er bygget ved henholdsvis Studstrupværket's blok 3 på 350 MW i Jylland, og ved Amagerværkets blok 3 på 250 MW i København. Allerede i 1990 idrftsættes to tilsvarende anlæg ved henholdsvis Studstrupværket's blok 4 og Avedøreværket.

Byggeriet af nye store kraftvarmeblokke på Avedøreværket, Fynsværket og Vestkraft fortsatte med henblik på kommerciel drift fra 1991, 1991 og 1992.

Ydeevnerne på el- og varmesiden er henholdsvis 250, 385, 380 MW og 330, 500, 450 MJ/sek.

Udbygningen med vindmøller under elværkernes 100 MW-aftale med regeringen forløber fortsat langsommere end planlagt. Arbejdet bliver generelt hæmmet en del af manglende lokal accept og problemer med at opnå de nødvendige tilladelser fra myndighederne. Især forholdet til regionplanlægningen, miljøgodkendelser og administrationen af godkendte planers retningslinier har vist sig problematisk.

Under de givne vilkår ventes 48 MW idrifsat i 1990, hvilket betyder at aftalens sidste 10 MW må vente til 1991.

I den private sektor er aktiviteten på vindkraftområdet fortsat stor, trods en vis stramning af tilskuddene. Der blev i 1989 idrifsat ca. 43 MW i spredt placerede, mindre vindmøller.

Udbygningen med decentrale kraftvarmeverker under den politiske aftale om fremtidig eludbygning forløb planmæsigt i 1989. Aftalen forudsætter, at disse værker - i alt 450 MW - skal fyres med dansk brændsel, hvor naturgas nu ser ud til at blive det foretrukne i størsteparten af værkerne. Ved årets udgang var der i alt 40 MW i drift i fem anlæg og yderligere 30 MW i seks anlæg ventes idrifsat i 1990.

Elpriserne

Efter stigningen på ca. 8 øre/kWh i gennemsnit i januar 1989 var priserne stort set uændrede gennem resten af året. Fra 1. januar 1990 steg elpriserne letter lidt. Stigningen var omkring 1 øre, lidt afhængig af forbrugets størrelse.

En forbruger med et årligt forbrug på 3.000 kWh betaler herefter 58 øre/kWh uden afgifter i gennemsnit for landet. Med afgifter er prisen 111 øre/kWh, og afgifterne udgør således 48% af prisen. For en forbruger med et årsforbrug på 20.000 kWh er prisen uden afgifter i gennemsnit 45 øre/kWh og 91 øre/kWh med afgifter. En industri med et årsforbrug på 2,5 GWh betaler i gennemsnit 43 øre/kWh.

Projektassistance

Elværkernes rolle i ejerforhold og samarbejde omkring Danish Power Consult A-S (DPC) og Danish Power Utilities (DPU) ændredes i 1989. I juli 1989 overtog ELKRAFT-Consult og ELSAMPREKT den 20% aktiepost, som indtil da ejedes af en gruppe danske rådgivende ingeniørfirmaer. De to

selskaber ejer herefter hver halvdelen af DPC.

Samtidig blev der mellem DPC og gruppen af rådgivende ingeniørfirmaer indgået en samarbejdsaftale, der regulerer parternes deltagelse i fremtidige projekter på det internationale marked. Endvidere blev DPU opløst med udgangen af 1989.

Forskning og udvikling

Også i 1989 brugte elværkerne mange kræfter på forskning og udvikling inden for miljøforbedring, ny energiteknologi, bedre energiudnyttelse og vedvarende energi. Dette gøres for at kunne opfylde fremtidens krav til indretning og funktion af energianlæg og som støtte til teknisk udvikling hos leverandører til branchen.

Elværkernes indsats beløb sig i 1989 til ca. 100 mio kr.

Restprodukter

Rørgrensning på danske kraftværker er i hastig udvikling. Flere principielt forskellige typer rensningsanlæg benyttes, og der lægges vægt på at sikre gode muligheder for nyttiggørelse af restprodukterne.

Danske elværker samarbejder om stadig flere undersøgelser af sådanne restprodukters markeds potentielle og miljøegenskaber.

Det mest aktuelle emne i den seneste tid har været afsvovlingsprodukter.

Produkterne fra de to idrifsatte afsvovlingsanlæg er henholdsvis afsvovlingsgips og tørprodukt. Afsvovlingsgipsen har et naturligt marked i Danmark på ca. 300.000 tons/år. Det ventes at kun en lille del af gipsen ikke kan nyttiggøres og i stedet må deponeres. Tørproduktet har endnu ikke et naturligt marked trods omfattende undersøgelser siden 1987 som dog nu tyder på, at de tekniske muligheder er til stede for nyttiggørelse på flere områder, bl.a. bygge- og anlægsarbejder, jordforbedring og produktion af kunstgødning.

Det dansk-udviklede SNOX-anlæg, hvoraf et er under bygning, producerer svovlsyre af teknisk handelskvalitet, som kan ventes afsat til gødningsindustrien.

En anden nyudviklet dansk afsvovlingsproces producerer ammoniumsulfat der kan anvendes til kunstgødning. Markeds potentielt er undersøgt med godt resultat.

Ekonomin utveckling

Totalproduktionen i Finland fortsatte att öka snabbt ännu år 1989. Industriproduktionen ökade nästan 4%, men skillnaderna i tillväxt inom olika branscher var dock stora och mot slutet av året kunde man skönja en avmattning av tillväxten.

Bruttonationalprodukten ökade med ca 5%. Den inhemska efterfrågan bidrog starkt till ökningen av bruttonationalprodukten. Bruttonationalprodukten i marknadspris var ca 23 000 USD/invånare. Marknadsräntorna steg i slutet av år 1989 till rekordhög nivå. Importen ökade fortsättningsvis snabbare än exporten. Finlands handelsbalans stannade på minus år 1989 och bytesbalansens underskott ökade till 21 miljarder FIM, dvs. till 4% av bruttonationalprodukten.

Inflationen ökade från 5,1% år 1988 till ca 6,6% år 1989. Däremot minskade arbetslösheten till ca 3,5% av arbetskraften, dvs. ca 1 procentenhett från året före. Samtidigt hade många branscher brist på arbetskraft. Totalinvesteringarna ökade år 1989 med dryga 10% till över 134 miljarder FIM, eller till 27% av bruttonationalprodukten.

Energiförbrukningen ökade år 1989 med ca 1% till 30 Mtoe. Industrins energiförbrukning ökade snabbare än den totala energiförbrukningen. Energiförbrukningen inom trafiken ökade också kraftigt. Tack vare den milda vintern behövdes det inte så mycket energi för uppvärming.

Energipolitik

Ändringen av ellagen trädde i kraft den 1 april 1989. Ändringen innebar ett nytt smidigare system för planering och tillståndsbehandling. Ramplaneringen upphörde och Elförserningsdelegationen upphörde med sin verksamhet. På grund av detta har Elproducenternas Samarbetsdelegation en allt större betydelse som koordinator för nationell energiplanering. Nu är regionplaneringen den enda i lag definierade planeeringsformen. Statsrådets byggnadstillsätt behövs nu endast för byggandet av sådana kraftverk vars effekt är minst 250 MW. För byggandet av kärnkraft och vattenkraft finns egen lagstiftning.

Den av statsrådet i början av år 1987 tillsatta energikommittén bestående av experter från olika branscher i samhället avgav sitt betänkande till statsrådet den 30 mars 1989. I betänkandet har man granskat energianvänd-

ningens samhälleliga betydelse samt undersökt vilka teknologiska, ekonomiska och miljömässiga verkningar energiproduktion och - användning har. Enligt betänkandet strävar man till att bevara mångsidigheten i energiförsörjningen och man vill inte förkasta någon användbar energikälla. Samtidigt fäste man stor uppmärksamhet vid de vidsträckta verkningarna som fossila bränslen har på miljön.

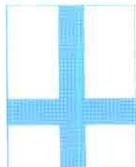
Kommissionen för miljö och utveckling i Finland (den s.k. Finlands Brundtlandkommission) avgav sitt betänkande om att beakta Brundtlandkommissionens program i Finland. Inom energiekonomin borde man främja en stadig utveckling genom att effektivera energianvändningen och gynna energisparandet. Det är möjligt att minska miljöskadorna vid energiproduktion också genom val av energiform och genom miljöskyddsteknik vid produktion. I betänkandet ställer man som mål att få totalförbrukningen av primärenergi att stanna på 1989 års nivå före år 2000 och att minska förbrukningen med 10% före år 2010.

Energikvävearbetsgrupp II avgav i mars 1989 sitt förslag till begränsning av utsläpp av kväveoxider för redan befintliga elproduktionsanläggningar. Året före framlade arbetsgruppen riktvärden för nya anläggningar. Genom att tillämpa dessa riktvärden kommer utsläppen av kväveoxider år 1995 att vara högst lika stora som år 1987. Kostnaderna för detta är 700–1300 miljoner FIM. Utsläppen minskas främst genom förbränningstekniska metoder.

I statsbudgeten för år 1990 uppårs som mest betydande miljöpolitisk skadeskatt år 1990 en ettårig tilläggsskatt på bränsleskatten för fossila bränslen. Skatten hänför sig huvudsakligen till trafikbränslen. För energiproduktionens del grundar sig skatten bl.a. på det fossila bränslets kolinnehåll. Bränsleskattens nya tilläggsbelopp är för lätt brännolja 2,0 p/l (2,00 FIM/MWh), för tung brännolja 2,0 p/kg (1,77 FIM/MWh), för stenkol 16 FIM/t (2,26 FIM/MWh) och för frästolv 2 FIM/MWh samt dessutom för naturgas 1,0 p/m³ (1,04 FIM/MWh). Bränsleskattens miljöpolitiska tilläggsskatt beräknas ge en avkastning på 950 miljoner FIM år 1990, varav största delen kommer från transportsektoren.

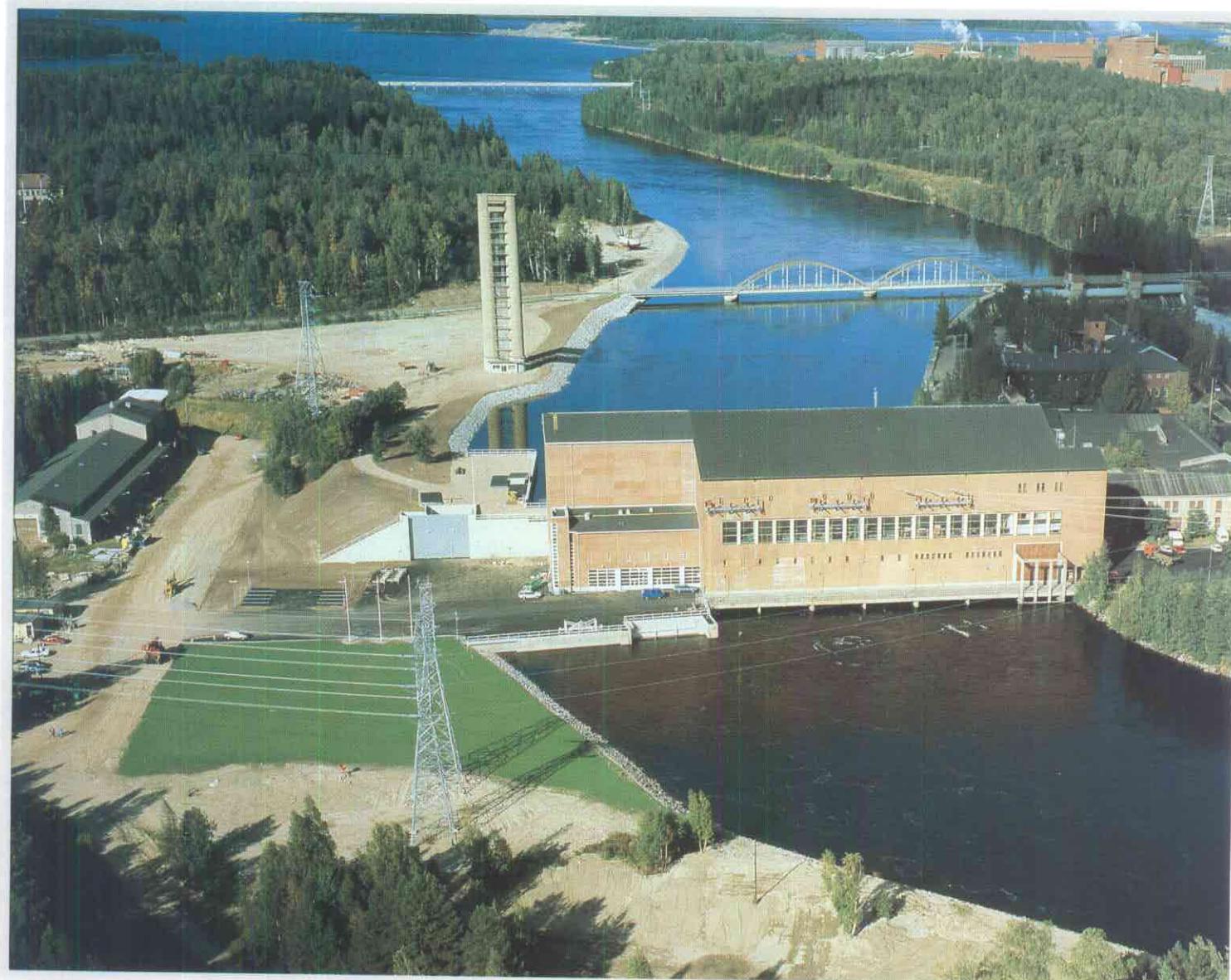
För att uppskatta energianvändningens effektivitet startade handels- och industriministeriet ett vidsträckt s.k. energisparprojekt. Utredningen blir färdig på våren 1991 och den kommer att användas vid beredning av energistrate-

Finland



Tainionkoski vannkraftverk i Vuoksen i syd-østre Finland er utvidet med en fjerde maskin, effekt 18 MW. Total installasjon er nå 60 MW.

In the Tainionkoski hydro power station at Vuoksen the south-eastern part of Finland there is installed a fourth aggregat with a capacity of 18 MW. The total installation is now 60 MW.



gier. I projektet analyseras den kunskap man redan fått i Finland och övriga länder av effektivare energianvändning. Dessutom utreds hur man kan begränsa energianvändningens ogynnsamma verkningar genom att effektivera och minska energianvändningen.

Elförbrukning

Elförbrukningen ökade år 1989 långsammare än året före. Totalförbrukningen exklusive elpannor, var år 1989 ca 59,5 TWh eller 1 TWh och 1,7% mer än år 1988. Den milda vintern gjorde att elförbrukningen ökade ungefär 1 TWh mindre än under normala vintrar. Efter omräkning till normaltemperatur ökade totalförbrukningen med 3,5%.

Industrins elförbrukning ökade år 1989 med 2,7% till ca 32,3 TWh.

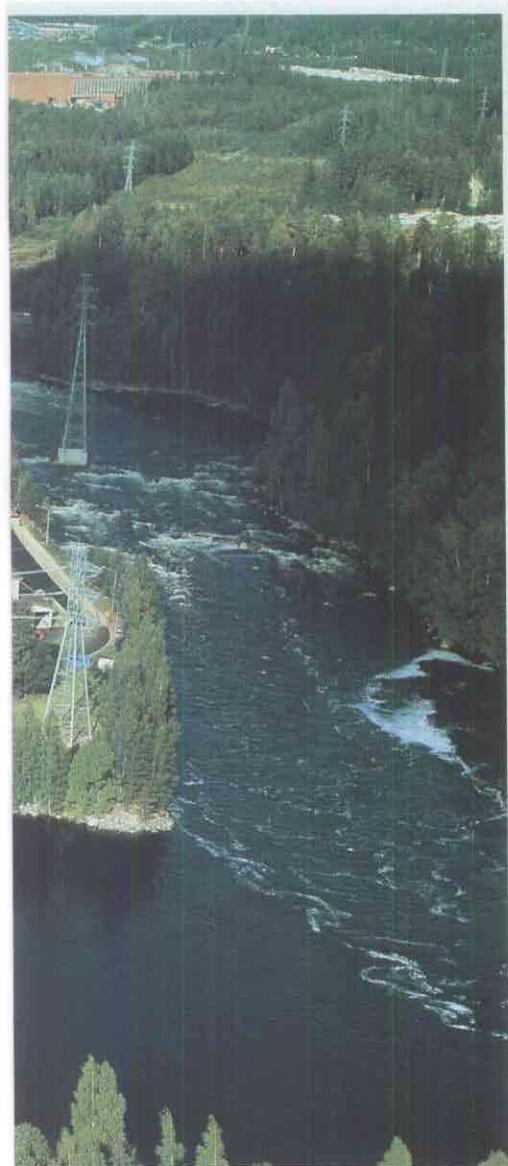
Högkonjunkturen fortsatte ännu inom industrin och detta inverkade på produktionsmängden och elbehovet. I slutet av året började dock en avmattning av produktionsökningen göra sig gällande, speciellt inom skogsindustrin. Den övriga sektorns elförbrukning uppgick till ca 27,2 TWh, vilket är ungefär detsamma som året före. I elpannor användes ca 0,1 TWh. El för uppvärmning användes mindre än år 1988 beroende på den milda vintern. Eluppvärmningen ökade ännu raskt och antalet eluppvärmda bostäder ökade med ca 37 000 till ca 448 000.

Elektricitetens andel av energiens slutförbrukning var år 1989 ca 24%. Andelen är ungefär densamma som året före. Elförbrukningen nådde sin topp i december 1989, då toppeffekten var ca 10 770 MW.

Elbehovsprognoserna justerades på hösten 1989. Enligt den av Elproducenternas Samarbetsdelegation justerade prognosens kommer elanvändningen att öka år 1995 till 72,5 TWh och kommer år 2000 att vara 79,7 TWh eller 2,7 TWh mera än den tidigare prognosens gjorde gällande. Enligt justeringen kommer elanvändningen inom civilsektorn och skogsindustrin att öka snabbare än man tidigare beräknat.

Eltillförsel

Elproduktionen var år 1989 ca 50,8 TWh eller 0,5 TWh lägre än år 1988. Elimporten på 9,3 TWh är nytt rekord. El importeras från Sovjetunionen 4,8 TWh, från Sverige 4,3 TWh och från Norge 0,2 TWh. Importen utgjorde 15,6% av hela eltillförseln.



Med vattenkraft producerades 12,8 TWh, vilket var ca 8% mer än ett normalt vattenår. Mottrycksproduktionen var 14,7 TWh, en tillväxt på 5% jämfört med året före. Med konventionell kondenskraft, främst kolkondens, producerades 4,6 TWh, med processkondens 0,4 TWh och med gasturbiner m.m. 0,3 TWh.

Kärnkraftsproduktionen utgjorde 18 TWh, vilket var 2% mindre än året före. Orsaken till produktionsminskningen var stoppet på 44 dygn i Olkiluoto I i september-oktober. Stoppet berodde på fina metallspän som hittades i reaktorns styrstavsmaskineri. De övriga kärnkraftsenheterna noterade fortsättningvis höga tillgänglighetsvärden:

Lovisa I	92,4%
Lovisa II	91,8%
Olkiluoto I	81,5%
Olkiluoto II	93,9%

Under år 1989 togs Haapavesi torvkondenskraftverk (154 MW) och Kristinestads oljekondenskraftverk (250 MW) i drift. Ca 285 MW kraftvärme färdigställdes, industrins processkraft 50 MW och vattenkraft 20 MW. Nettoökningen var totalt 770 MW.

Imatran Voima Oy och Industrins Kraft Ab undertecknade ett avtal om byggandet av Meri-Pori 550 MW:s kolkondenskraftverk i Björneborg. Kraftverket skall stå färdigt i slutet av år 1993.

I början av år 1990 är ca 1200 MW kraftverkskapacitet under byggnad eller beslut har fattats om byggande. Av denna kapacitet färdigställs 360 MW under år 1990. Kraftvärmeverken i Helsingfors (160 MW) och i Seinäjoki (120 MW) är de största.

hösten. Genom detta projekt undersöker man begränsningen av kväveoxidutsläpp med hjälp av förbränningstekniska metoder samt hur dessa metoder kan användas i samband med avsvävningssystemet LIFAC.

Imatran Voima och Wärtsilä Diesel slutförde sitt arbete att utveckla ett MODIGEN gas/diesel-kraftverk. Det första 7/7 MW pilotkraftverket byggs i Träskända. Kraftverket tas i drift på våren 1990. Vid byggandet tillämpas modulteknik och andelen fabrikstillverkning blir maximal.

Undersökningen av sol- och vindkraft i Kopparnäs, Ingå, kom in i uppföljningsskedet. I Tavastehus intill kraftverket i Våna bygger IVO en förbränningscellanläggning (200 kW).

Stamnätet

Under år 1989 togs 200 km 110 kV:s ledningar i drift. 400 kV nätet utvidgades med 134 km. Likströmsförbindelsen Fennō-Skan (effekt 500 MW, spänning 400 kV) mellan Sverige och Finland togs i drift.

Teollisuuden Voimansiirto Oy (Industrins Kraftöversöring Ab) (TVS) fortsatte att planera sträckningen av en 400 kV ledning från den sovjetiska gränsen längs syd- och västkusten norrut. Först byggs en 400 kV ledning från Borgå till Björneborg med idrifttagning i medlet av 1990-talet.

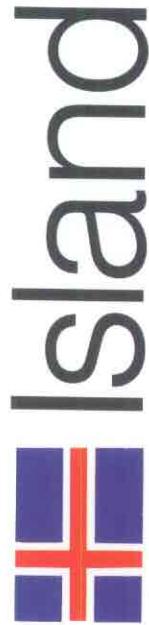
Elpriset

Realpriset på engrosel låg nästan på samma nivå som år 1988. Prishöjningen på kol kompenserades av prissänkningen på uran. De nya s.k. skadeskatterna och höjningen av omsättningsskatten kommer att återverka på elpriset år 1990.

Detaljpriset på el var nästan stabilt under 1989. Reellt sjönk priset ca 2%. Det genomsnittliga skattebelagda konsumentpriset för hushållsel var 1,1. 1990 i våningshus 44,3 p/kWh och i småhus 38,5 p/kWh samt i hus med direkt eluppvärmning 29,1 p/kWh och i hus med ackumulerande elvärme 23,9 p/kWh. Det skattefria konsumentpriset på storindustrins elkraft var 13,6 p/kWh, ökning 0,5 p/kWh.

Övrigt

I en enhet i Ingå kolkondenskraftverk installerades nya förbränningar som möjliggör förbränning i två faser. Testningen av dessa förbränningar började på



Lagarfoss vannkraftverk, Øst-Island.

Lagarfoss hydro-electric plant, Eastern Iceland.



Økonomisk udvikling

Aret 1989 var i Island præget af en fortsættelse og en fordybning af den økonomiske recession som begyndte i 1988 efter opgangssåret 1987. I 1989 gik BNP tilbage med 2,5% sammenlignet med en tilbagegang på 1,2% i 1988. Realværdien af fiskeriprodukter, landets vigtigste produktkategori, gik også tilbage; med 4,0% (tilbagegang på 2,3% i 1988); værdien af øvrige industriprodukter gik tilbage med 3,5% (tilbagegang på 1,5% i 1988). Investeringer minksede med 8% i forhold til 1988 da de faldt med 2,0% i forhold til 1987. Arbejdsløsheden lå i gennemsnit på 1,7% af arbejdsstyrken (0,6% i 1988). Inflationen var stadig et problem. Den var i gennemsnit på 21,1% i 1989 og konsumentprisindeksen steg med 25,2% fra d. 31. dec. 1988 til samme dato 1989.

Energipolitik og udvidelse af den kraftkrævende industri

Den siddende koalitionsregering i Island blev i september måned omstruktureret ved at et nyt parti, Det borgerlige parti, tilsluttede sig rege-

ringskoalitionen som derved styrkede sin position i Altinget. Regeringens industri- og energipolitik forblev uforandret ved denne omstrukturering.

Det vigtigste punkt i denne politik er bestræbelser til yderligere udbygning af den kraftkrævende industri i landet for derigennem at diversificere landets økonomi som i overvejende grad er og har længe været baseret på fiskeri og fiskeriprodukter.

Den såkaldte Atlantal-gruppe bestående af fire europæiske aluminiumsproducenter, nemlig Alumined Beheer N.V., Holland, Austria Metal AG, Østrig, Gränges Aluminium AB, Sverige og Alusuisse S.A., Svejts, som i 1988 i fællesskab havde indledt en feasibilitystudie af et aluminiumsmelteværk på 185.000 tons årskapacitet i Straumsvík, ca. 15 km syd for Reykjavík, indgav sin indstilling til den islandske regering i april måned. Studien var udført for gruppen af det amerikanske firma Bechtel Corporation.

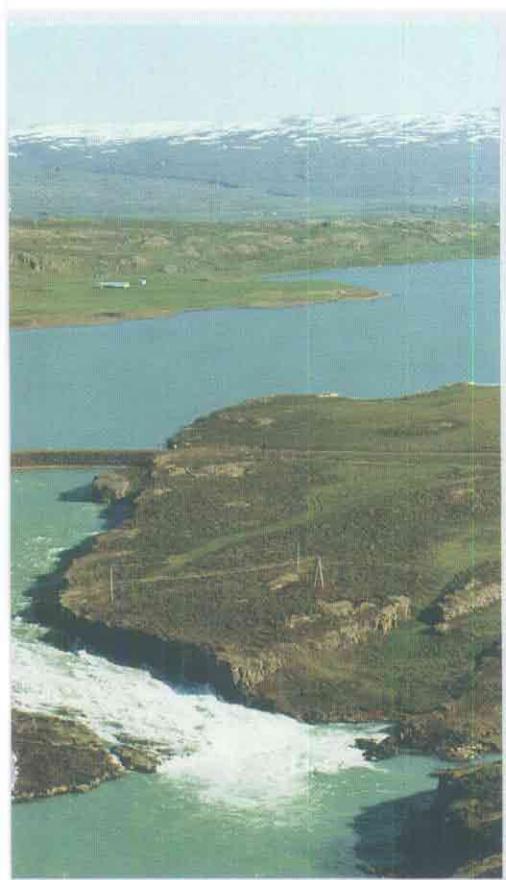
Værket syntes at være rentabelt men investeringerne forekom noget højere end ventet.

Efter en del overvejelser sig imellem og med regeringens repræsentanter besluttede gruppen at studere til

sammenligning en eventuel udvidelse af det befintlige værk i Straumsvík, som ejes af een af parterne i gruppen, Alusuisse, med en kapacitet på 120 000 tons per år, fra det nuværende kapacitet på 88 000 tons per år. Udvidelsen skulle ejes af parterne i fællesskab. Denne studie, som blev udført af det svenske firma SIAB, afsluttedes til efteråret og viste en akceptabel rentabilitet af udvidelsen og lignende investeringer per ton årskapacitet som for et nyt smelteværk.

I 1989 trak det østrigste selskab og Alusuisse sig ud af gruppen af forskellige årsager. Det svenske og det hollandske selskab (som nu havde skiftet navn til Hoogovens Aluminum) - besluttede imidlertid at fortsætte med projektet og søge en ny partner til gruppen med det formål at studere nærmere alternativet med et nyt smelteværk med kapacitet på 185 000-200 000 tons per år. I skrivende stund (januar 1990) pågår denne søgen efter det tredje medlem ihærdigt. Man venter resultatet i løbet af første kvartaler af 1990.

Samtidig fandt i 1989 drøftelser sted mellem islandske repræsentanter og Atlantalgruppen om kraftpriser, legale og skattemæssige aspekter m.v. af nye



smelteværk. Sagens nuværende status (januar 1990) er den, at såsnart man har fundet den tredje partner mener man at det vil være muligt indenfor en relativt kort tid at foreligge de islandske myndigheder et udkast til en overenskomst om værket.

Omend disse studier og diskussioner har taget længere tid end ventet så er man således optimistisk om at man vil nå frem til et positivt resultat inden længe. Den islandske industri- og energiminister, som meget stærkt har involveret sig i denne sag, har gang på gang udtrykt sin overbevisning herom. Han har endvidere stillet for øjnene en yderligere udbygning af den islandske aluminiums- og kraftforsyningsindustri gennem bygning af endnu et smelteværk i landet inden eller omkring århundresskiftet, formodentlig i Nord- eller Øst-Island. Han har haft orienterende diskussioner om et sådant smelteværk med selskaber udenfor Atlantgruppen.

Elkonsumptionen

Elkonsumptionen i Island i 1989 udgjorde 4475 GWh brutto, d.v.s. inklusive transmissions- og distributionstab-

samt elværkernes eget forbrug. Tilsvarende tal for 1988 var 4416 GWh. Det modsvarer en vækst på 1,3%.

I 1989 gik 51,6% af totalforbruget til kraftkrævende industri mod 51,7% året før. Dens forbrug voksede med 1,0%. Det almindelige forbrug voksede med 1,7% uden temperaturkorrektion; med denne var væksten 1,9%. Forbruget bestod af 3816 GWh fastkraft og 659 GWh ikke-garanteret kraft.

Elproduktionen

Elproduktionen i Island i 1989 udgjorde 4475 GWh mod 4416 GWh året før. Heraf blev 94,1% produceret i vandkraftværker (94,3% i 1988); 5,8% i geotermiske værker (5,6% forrige år) og 0,1% i diesekraftværker (0,1% i 1988).

Installeret effekt voksede med 4 MW i geotermiske værker men forblev uændret i vandkraftværker og konventionelle varmekraftværker. Den totale installerede effekt var 927 MW ved udgangen af 1988.

Bygningen af Landsvirkjuns 150 MW vandkraftværket ved Blanda i den vestlige del af Nord-Island fortsatte i 1989, med idrifttagning i 1991 for øje, ligesom bygning af Reykjaviks Fjernvarmeværks geotermiske kraftvarmeværk Nesjavellir i Syd-Island på 300 MW nyttiggjort varme + mindst 50 MW el. Første etape, med 100 MW nyttiggjort varme, ventes taget i drift i 1990. Tidspunktet for elproduktion i Nesjavellir afhænger af udfaldet af de ovenfor omtalte studier og forhandlinger om et nyt aluminiumsmelteværk i Island.

Elpriser

Den 1. marts 1989 forhøjede Landsvirkjun sin engros elpris med 8% og med 10% den 1. okt. Den inflationskorrigerede engros pris den 1. jan. 1990 var 6,5% lavere end den 1. jan. 1989, og 38,2% lavere end den 1. maj 1984.

Prisnoteringer på råaluminium faldt noget i 1989, og dermed også Landvirkjuns kraftpris til Det islandske aluminiumsselskab (ISAL), som faldt fra 18,5 mUSD/kWh i første kvartal af 1989 til 17,0 i fjerde kvartal. (fra 0,118 SEK/kWh til 0,105 SEK/kWh ifølge kursen den 31. dec 1989).

En ny driftcentral for Landsvirkjun

Landsvirkjun tog i december 1989 i brug en ny driftcentral i Reykjavik for hele sit kraftsystem med et SCADA-

udstyr for driftskontrol og dataindsamling som tillader et samlet overblik over produktion og transmission, registrering af alle forstyrrelser og automatisk udskrivning af rutinemæssige registreringer og driftsrapporter. I driftskontrollen findes en speciel indbygget model for belastningsprognosering og korrtidsanalyse for driftsplancnægning. En speciel programdel omfatter automatisk produktionsstyring af generatorer. I anlægget findes også en særskilt simulator af kraftsystemet som kan anvendes dels til undersøgelser og programudvikling og dels til undervisning og træning af personalet.

I tilknytning til driftcentralen er der også sat op et nyt telekommunikationssystem til overføring af data og styringsimpulser.

Kontroludstyret er købt fra Harris Corporation, USA, men telekommunikationsudstyret fra Nokia Telecommunication i Finland.

Den nye driftscentral indebærer en betydelig forøgelse af driftssikkerheden i Landsvirkjuns kraftsystem; muliggør en bedre udnyttelse af kraftsystemet og underletter driftsplancnægningen.

Strømafbrud for 80% af Islands indbyggere

Dagene 11.-13. februar 1989 gik der et uvejr over Vest-Island som medførte en række strømafbrud. Det alvorligste indtraf søndag den 12. da omkring 80% af landets indbyggere var uden elforsyning i op til tre timer. Andre afbrud, omfattende et mindre antal forbrugere, forlængede afbrudstiden for disse op til mellem 7 og 38 timer.

Årsagen til disse strømafbrud, som var mest omfattende i det vestlige Island, var kraftige saltbelægninger med deraf følgende overslag over isolatorer på ledninger og i koblingsværk og transformerstationer. Disse saltbelægninger årsagedes af en meget kraftig vestlig vind ind over landet fra havet vest for Island. Den vigtigste årsag til at strømafbruddet omfattede så mange forbrugere var en afbryderfejl p.g.a. saltbelægningen i hovedtransformerstationen Geitháls, umiddelbart udenfor Reykjavik, landets vigtigste transform'erstation.

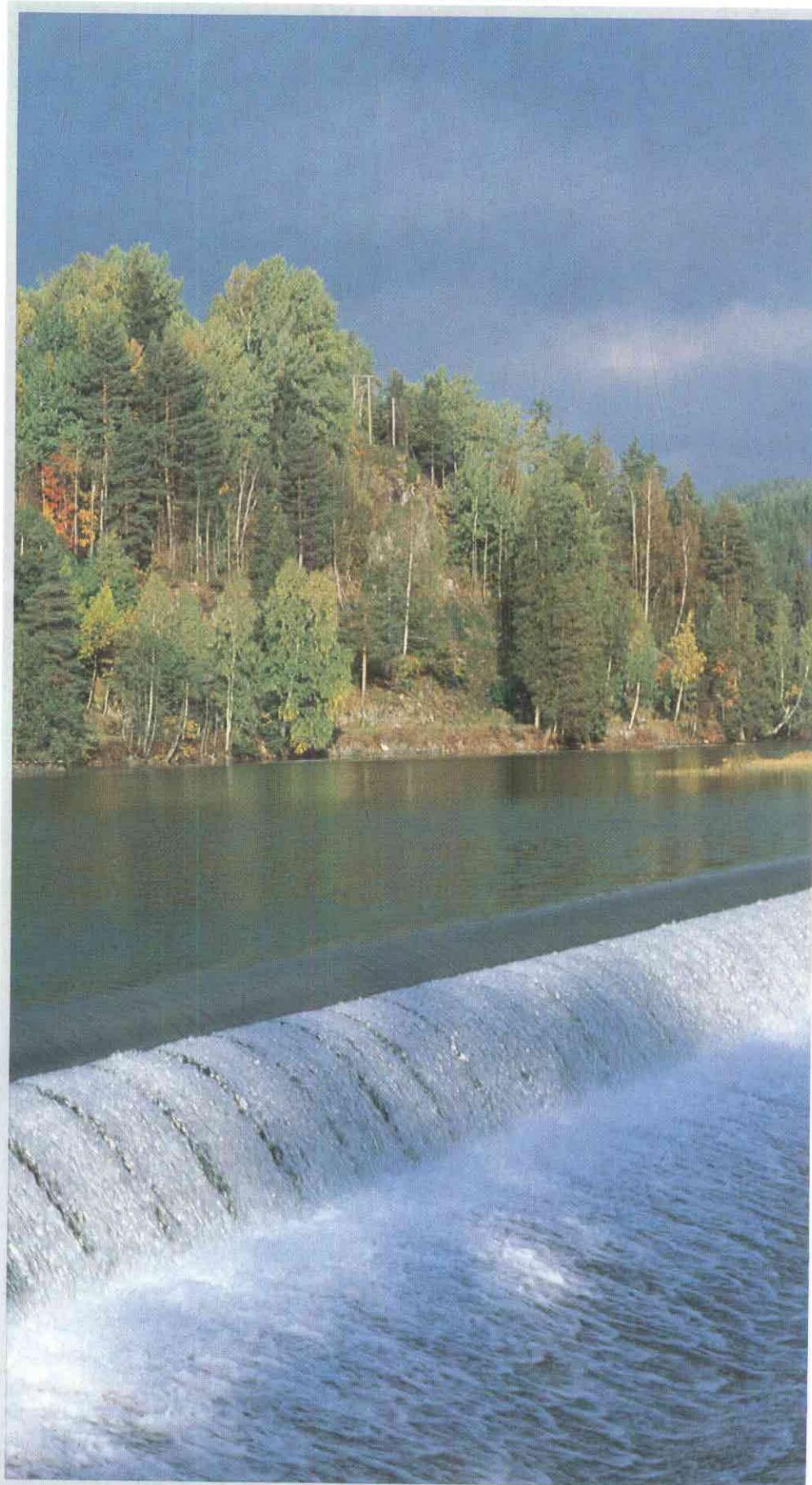
I efteråret 1989 toges i brug en ny hovedtransformerstation i Reykjavik-området, Hamranes, som er en indendørsstation og således mindre ømtfindtlig overfor vejret end Geitháls.

Norge



Fra Mel kraftverk, Vettefjorden.

*From Mel hydro power station at Vettefjorden.
Photo: K. O. Hillestad.*



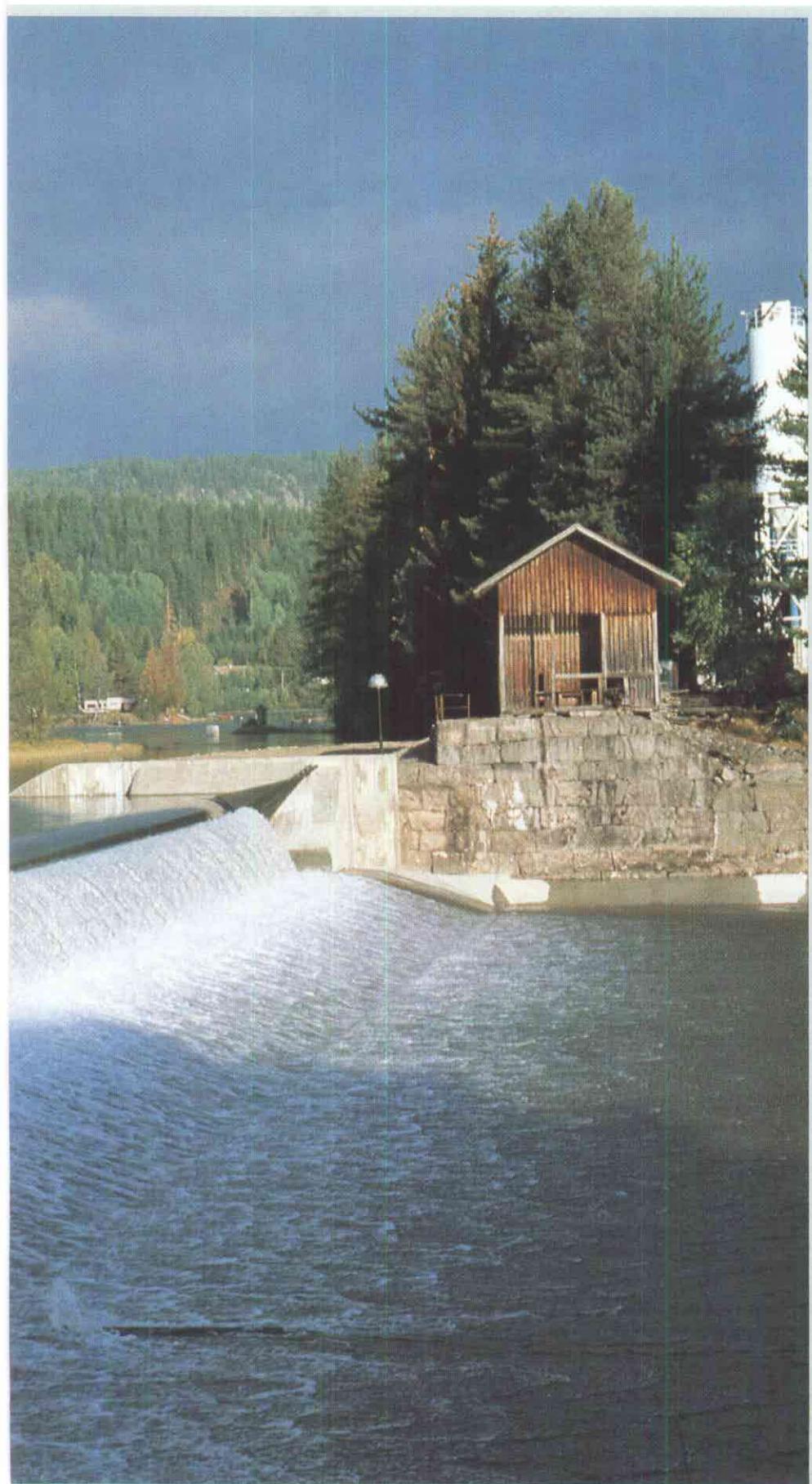
Energipolitikk.

Miljøkonsekvenser av energibruk har vært et sentralt energipolitiske tema i 1989. I april la regjeringen Brundtland fram stortingsmelding nr. 46 (1988-89) «Miljø og utvikling. Norges oppfølging av Verdenskommisjonens rapport». I meldingen heter det at «energiforbruket har avgjørende betydning for å sikre en bærekraftig utvikling både i norsk og internasjonal sammenheng». Stortinget sluttet seg til de mål for utslippsbegrensninger av svoveldioksid (SO_2) og nitrogenokside (NO_x) som ble lagt fram i meldingen. Med hensyn til utslipp av karbondioksid (CO_2) gikk et flertall i Stortinget inn for at utslippene skal reduseres slik at de stabiliseres i 1990-årene og senest i år 2000. Som en følge av miljøkravene kan det bli nødvendig å redusere veksten i det samlede energiforbruket med siktet på en utflating fram mot århundreskiftet. For å oppnå disse målene legges det opp til en pris- og avgiftspolitikk som sørger for at miljøkostnadene blir reflektert i energiprisene. Dette gjelder særlig prisene på fossile brensler.

I mai 1989 ble St. meld. nr. 61 (1988-89) «Om energiøkonomisering og energiforskning» lagt fram. Bakgrunnen for å legge fram meldingen er først og fremst de økte miljøkravene til energipolitikken knyttet til bruken av fossile brensler. Det er også en sterk utfordring for energipolitikken at de rene økonomiske gevinstene ved en mer effektiv energibruk synes å være betydelige. I meldingen foreslår Regjeringen en midlertidig tilskuddsordning til enøk-tiltak i yrkesbygg og industri samt en midlertidig låneordning for enøk-tiltak i boliger. Tiltakene skal gi grunnlag for en årlig reduksjon i energibruken på 0,5 TWh. I Statsbudsjettet for 1990 er dette fulgt opp med låneordninger og en ramme for tilskudd på 110 mill.kr. til industri og næringsbygg. Det er foreløpig ikke foreslatt lignende ordninger for boliger.

Forslaget til ny energilov (Ot. prp. nr. 73 (1988-89)) ble oversendt Stortinget i 1989 av Regjeringen Brundtland, men ble trukket tilbake av Regjeringen Syse som tiltrådte etter valget i september. Behandlingen av forslaget til energilov må ses på bakgrunn av den pågående debatt om en mer markedsorientert kraftomsetning.

Den framtidige organiseringen av kraftforsyningen vil også bli sett i sammenheng med Statkrafts framtidige rolle som er under utredning av et



utvalg under ledelse av Olje- og energidepartementet.

I april 1989 fremmet Regjeringen St.prp. nr. 79 (1988-89) «Om tiltak for økt aktivitet i industrien og et mer fleksibelt kraftmarked». I proposisjonen foreslår Olje- og energidepartementet to nye kontraktstyper for industrien. Begge kontrakttypene baserer seg på risikodeling mellom Statkraft og kraftkjøperne. Det heter at risikodelingen oppnås ved at det i kontraktene forutsettes at den garanterte prisen ikke gjelder når tilfeldigkraft prisene overstiger et visst nivå. Når dette skjer, kan kunden få kraft på ordinære betingelser for tilfeldig kraft. Det er en forutsetning at kraftkontraktene inngås for nye industriprosjekter og ikke går til erstatning for forbruk av tilfeldigkraft eller eksisterende kraftkontrakter.

I mai la det interdepartementale prognoseutvalget fram nye prognosenter for fastkrafttettspørseren i alminnelig forsyning, og i juni la NVE fram prognosenter basert på oppgaver innhentet fra fylkene. De nye prognosene antyder en redusert etterspørsel på 4-5 TWh i år 2000 sammenlignet med prognosene fra Energimeldingen 1987. Det er betydelig usikkerhet knyttet til prognosene, særlig med hensyn til eventuelle virkninger på etterspørseren etter elektrisitet av miljø-avgifter på fossile brensler. Statistisk Sentralbyrå har som en del av SIMEN-prosjektet (Studier av Industri, Miljø og Energi) beregnet at miljøavgifter på olje tilsvarende 75 prosent realprisøkning kan gi en økning i etterspørseren etter elektrisitet på 5 TWh.

1989 brakte ingen avklaring i de kommersielle forhandlingene som pågår om salg av norsk gass til Sverige og til kraftproduksjon og industrikunder på Østlandet. Olje- og energiministeren har gitt melding om at gass fra Haltenbanken ikke er aktuell for leveranser til Sverige, og har dermed imøtekommert et ønske fra svensk side om at eventuelle gassleveranser må komme fra Nordsjøen. Som aktuelle rørtraseer for leveranse av gass til Sverige gjenstår landledning fra Kårstø/Karmøy til Østlandet/Sverige eller sjøledning direkte til Sverige. Et mulig tredje alternativ er kobling av de norske og danske rørlednings-systemene i Nordsjøen.

I forbindelse med Olje- og energidepartementets høring vedrørende gasskraftverk på Østlandet har Norges vassdrags- og energiverk (NVE) oversendt sin uttalelse til departementet der det uttrykkes foreløpig skepsis til behovet for gasskraft. I uttalelsen heter

det at kraftsituasjonen synes romslig fram til 1995 og det sies videre at «Investeringsbeslutninger om større produksjonsanlegg eller en egen gassrørledning til Østlandet kan med fordel utsettes til våren 1991 utfra hensynet til landets kraftbalanse. Det gir planleggingsfrihet til å konkretisere mål, virkemidler og konsekvenser av de ambisiøse målsetningene i energi- og miljøpolitikken.» NVE har også tilrådd at den videre behandlingen av de omsøkte gasskraftverk i Rogaland stilles i bero inntil videre. Imidlertid mener NVE at behov og mulighet for bygging av gasskraftverk som tørrårssikring bør utredes videre.

Norges oljeproduksjon ble rekordstor i 1989 og årsproduksjonen på 75 millioner tonn er en økning på vel 30% fra 1988. Økningen skyldes økt produksjonskapasitet de siste årene. Norge opprettholder sin selvpålagte produksjonsbegrensning, men i desember vedtok Regjeringen å redusere begrensningen fra 7,5 til 5% av produksjonskapasiteten. Gassproduksjonen i 1989 ble omlag 31 mrd. Sm³ som er en mindre økning fra 1988. På slutten av året meldte de vest-tyske gass-selskapene Ruhrgas og Thyssengas interesse for å kjøpe 5 mrd. Sm³ gass fra Troll/Sleipner utover de 8 mrd. Sm³ som Vest-Tyskland har bestilt under den opprinnelige Troll/Sleipner-avtalen. De økte leveransene kan gjøre det påkrevet å bygge en tredje rørledning til kontinentet.

Elektrisitetsforbruk

Brutto fastkraftforbruk var 97,4 TWh i 1989. Dette er en reduksjon på 0,6 TWh fra 1988.

Brutto fastkraftforbruk i alminnelig forsyning var 66,2 TWh som er en reduksjon på 2,0% fra 1988. Vinteren 1989 var svært mild, og korrigert til normale temperaturforhold er forbruket beregnet til 68,8 TWh som er en økning på 1,3%. Veksten i bruttoforbruket er redusert de siste årene etter sterkt vokst i første halvdel av 1980-årene. Den reduserte voksten må sees i sammenheng med den innenlandske konjunktursituasjonen. 1989 var tredje året på rad med reduksjon i innenlands bruk av varer og tjenester.

Kraftintensiv industri økte i 1989 forbruket med 0,8 TWh til 31,2 TWh referert kraftstasjon. Det er særlig bedrifter som produserer ferrolegeringer som har økt forbruket i 1989. Både i denne næringen og i produksjon av kjemiske råvarer og produksjon av aluminium var det i 1989 nær full kapasi-

tetsutnyttelse. Produksjon av aluminium og andre ikke-jernholdige metaller står for vel 55 prosent av fastkraftforbruket i kraftintensiv industri, mens jern, stål og ferrolegeringer står for 30 prosent.

Treforedling, som i Norge ikke regnes som kraftintensiv industri, hadde i 1989 et forbruk av fastkraft på vel 4,5 TWh og et forbruk av tilfeldig kraft til elektrokjeler på vel 1,4 TWh.

Det samlede forbruket av tilfeldig kraft til elektrokjeler er anslått til 5,2 TWh (brutto) i 1989, som er en økning på 9% fra 1988. Salget av lette fyringsoljer er redusert med vel 12% fra 1988 til 1989, mens salget av tunge fyringsoljer er redusert med 8%. Nedgangen i salget av fyringsoljer skyldes i hovedsak den milde vinteren 1989. Vel 20 prosent av det reduserte salget kan forklares med økt forbruk av tilfeldig kraft. Det har i liten grad skjedd substitusjon mellom fyringsoljer og fastkraft.

Den maksimale belastningen som refererer seg til det innenlandske forbruk inntraff 15. desember og er anslått til 18 254 MW. I 1988 var maksimalbelastningen 17 501 MW, mens rekordnoteringen er fra 1987 da maksimalbelastningen var 18 440 MW. Årets maksimalbelastning kom i en periode med kaldt vær over hele landet, men temperaturene var ikke så lave som under maksimalnoteringen i 1987.

Elektrisitet dekket i 1989 50 prosent av energi-innholdet i energibærere levert til forbrukere (netto-sluttforbruk). Petroleumsprodukter dekket 38 prosent og faste brensler 12 prosent. Fjernvarme utgjør omlag 0,5 prosent.

Elektrisitetsproduksjon

Vannkraftproduksjonen ble i 1989 på 118,6 TWh. Med et tillegg av 0,5 TWh varmekraft ble totalproduksjonen 119,1 TWh. Dette er den høyeste årsproduksjon som er registrert og er en økning på 9,1 TWh fra 1988 som også ga rekordnotering.

Det nyttbare tilslaget til norske vannkraftverk var i 1989 119 prosent av det normale. Gjennom hele sommeren ble det sluppet betydelige mengder vann forbi driftsklare maskiner, og i alt ble det et produksjonstap på vel 6 TWh. Magasinkapasiteten er i løpet av året økt med 1,8 TWh og var ved årets utgang på 78,7 TWh. Magasinbeholdningen ved årets utgang var 59,3 TWh og er 2,8 TWh høyere enn ved årets begynnelse.

Pr. 1.1 1990 er produksjonsevnen for fastkraft i det norske vannkraftsystemet beregnet til 102,5 TWh og middelpro-

duksjonen er beregnet til 107,5 TWh. I tillegg er det i Norge varmekraftverk med en samlet ytelse på omlag 300 MW. I løpet av de nærmeste årene er det forventet at produksjonsevnen for fastkraft i det eksisterende vannkraftsystemet kan økes med anslagsvis 2 TWh.

Nye vannkraftinstallasjoner og utvidelser i løpet av 1989 har økt produksjonsevnen for fastkraft med omlag 2,2 TWh. De største nye installasjonene er Jostedal (270 MW) og Mel (50 MW) i Sogn og Fjordane, Torpa (150 MW) og Dokka (44 MW) i Oppland, Åna-Sira (50 MW) i Vest-Agder og Nedre Nea (63 MW) i Sør-Trøndelag. De største utvidelsene er Aurland I (225 MW) i Sogn og Fjordane og Nedre Vinstra (125 MW) i Oppland. Den samlede tilvekst i maskinkapasitet var 1015 MW. Total maskinkapasitet ved årsskiftet var 26 827 MW. Statkraft eier 29 prosent av maskinkapasiteten. Vel 55 prosent eies av kommuner og fylkeskommuner, og resten eies av private og industriselskaper.

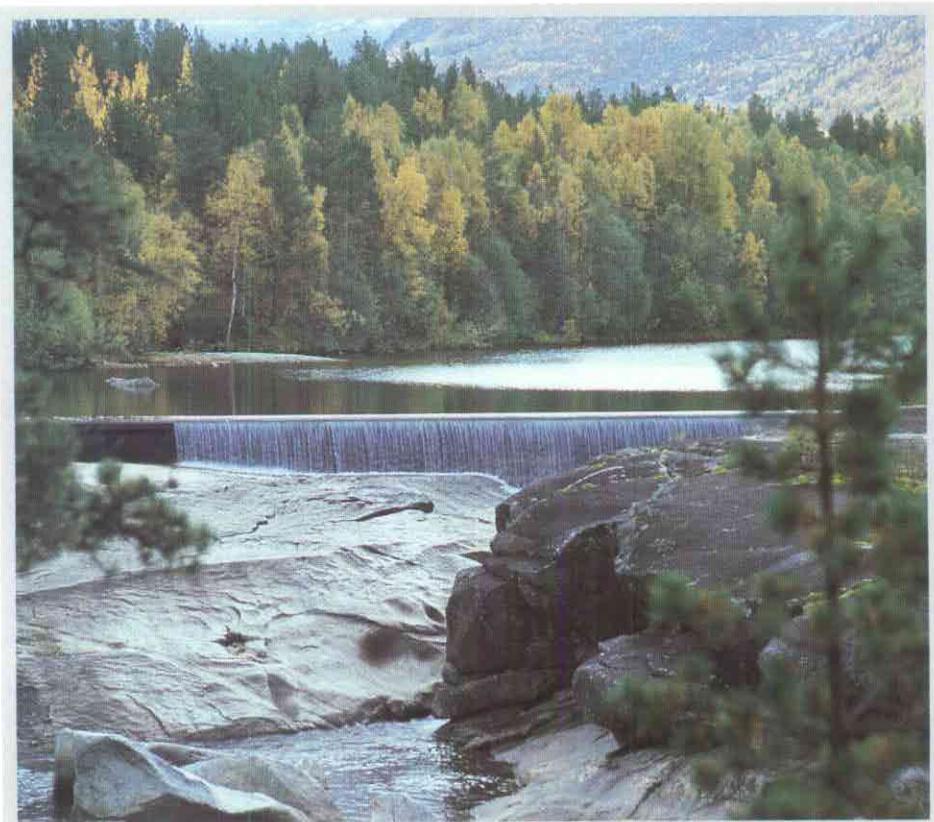
Kraftutvekslingen med utlandet resulterte i et rekordstort eksportoverskudd på ca. 15 TWh. Dette er 1,5 TWh mer enn den tidligere rekorden fra 1983. Mot Sverige er det eksportert 11,4 TWh og importert 0,4 TWh. Eksporten til Danmark var 3,8 TWh. Det har vært liten kraftutveksling med Finland.

Elektrisitetspriser

I 1989 har det vært prisregulering på salg av elektrisk kraft. Det var kun tillatt å øke engrosprisene med intil 0,9 øre/kWh og detaljprisene med inntil 1,3 øre/kWh. Nesten samtlige verk benyttet maksimaløkningene, noe som ga en gjennomsnittlig prisøkning på 4% for begge kategorier.

Statskraftprisen for levering til engrosforetak for alminnelig forsyning økte fra 20,5 øre/kWh til 21,9 øre/kWh fra 1. mai 1989. Den ble imidlertid redusert til 21,3 øre/kWh fra 1. juli samme år. For 1990 har Stortinget fattet vedtak om ytterligere økning med 2% til 21,7 øre/kWh. Prisen er beregnet gjennomsnitt ved 6000 timers brukstid og levert nedtransformert fra hovednettet.

Gjennomsnittsprisen for elektrisk kraft levert til husholdninger og jordbruk var 43 øre/kWh, alle avgifter inkludert. Den forbruksavhengige kostnaden i en H-4 tariff, som er den vanligste husholdningstariffen, var i landsgjennomsnitt 38,6 øre/kWh inkl. avgifter, mens ekvivalent energikostnad ved lettoljefyring var ca. 32,8 øre/kWh, regnet med 75% virkningsgrad.



Terskel av betong. Skjomen kraftverk.

Weir-construction of concrete at Skjomen hydro power station.

Photo: K. O. Hillestad.

Den generelle elektrisitetsavgift som belastes forbruker innenfor alminnelig forsyning var 3,7 øre/kWh, med unntak av den nordligste delen av landet som hadde 2,1 øre/kWh. For 1990 er elavgiften fastsatt til henholdsvis 3,85 og 2,2 øre/kWh.

Pr. 1.1. 89 var landsgjennomsnittet for energiledet i H-4 tariffen 33,0 øre/kWh inkl. elavgift. Dette tilsvarer kostnaden for ny kraft når en regner med en kalkulasjonsrente på 4,6%.

Flere energiverk har i 1989 satt igang prøveordninger som gir rabatter til husholdningsabonnenter med relativt høyt forbruk. Bakgrunnen for ordningen er den gunstige kraftsituasjonen og et ønske om å erstatte olje med elektrisitet.

Hovednettet

Jostedal kraftverk ble satt i drift i november 1989. Kraftverket er tilknyttet bestående nett over en 300 kV ledning til Leirdøla. Både kraftstasjon og ledning eies av Statkraft.

Bygging av Jostedal kraftverk sammen med Oslo Lysverkers utvidelse i Aurland I har gjort det nødvendig å forsterke deler av bestående 420 kV overføring fra Sima/Aurland mot Oslo. Det ble funnet at to seksjoner måtte forsterkes, nemlig Dagali-Nore og Aurland-Usta. Førstnevnte seksjon, Dagali-Nore, ble satt i drift i desember 1989. Den eies av Statkraft.

Den andre seksjonen, Aurland-Usta, bygges av Oslo Lysverker, og den er planlagt å skulle komme i drift i 1991.

I april 1989 inntraff en historisk begivenhet i norsk elforsyning. 420 kV ledningen Kobbelt - Salten ble offisielt satt i drift, og dermed fikk man for første gang et sammenhengende landsomfattende elektrisk nett innenfor Norges grenser.

Dubleringen av 132 kV nettet i Nord-Troms/Finnmark går sin gang, og som et ledd i dette ble 132 kV ledningen Alta-Skaidi satt i drift i 1989.

Sverige



Energipolitik.

Under 1989 togs inga beslut av större omfattning inom svensk energipolitik. Ett stort antal utredningar arbetade för att ta fram underlag till den stora energipolitiska propositionen «Kontrollstation 1990», vilken skall ge klarhet i hur energisystemet skall se ut på 1990-talet. Vidare skall de två kärnkraftblock utpekas, ett i Barsebäck och ett i Ringhals, som skall avvecklas i mitten på nittioåret.

Flera svåröreliga mål inom miljö- och energiområdet skall uppnås under nittioåret utan att arbetslösheten stiger, välfärden äventyras eller miljön försämras. Här nedan följer en sammanställning:

- Kärnkraften skall avvecklas till år 2010. Två reaktorer skall tas ur drift 1995–96.
- Utsläppen av svaveldioxid skall minska med 80% (från 1980 års nivå) till år 2000.
- Utsläppen av kväveoxider skall ned med 30% fram till 1995 räknat från 1980. Naturvårdsverket utredar förutsättningarna att minska med 50% till år 2000.
- Utsläppen av koldioxid får inte öka. På sikt är ambitionen att minska utsläppen.
- Enligt gällande naturresurslag får inte de fyra orörda stora huvudälvarna byggas ut (Torne-, Kalix-, Pite- och Vindelälven).
- Användningen av freoner och andra s.k CFC-föreningar skall minska till hälften före 1991 och vara avvecklad före 1995.

Utredningen EL 90 som studerar hur den elintensiva industrin kommer att påverkas av kärnkraftsavvecklingen har lämnat ett delbetänkande. Utredningen konstaterar att moms och miljöavgifter på energi, utan möjligheter till avdrag, kommer att ge industrin högre skatter än med nuvarande skattesystem. Vissa miljöavgifter kan även innebära att industrins konkurrenskraft försämras.

De kraftigt höjda elpriser, som blir följd av den förtida kärnkraftsavvecklingen kommer att drabba den elintensiva industrin hårt. Risken för nedläggning av fabriker, och därmed ökad arbetslöshet i glesbygden, är stor. Vissa skogsbolag har redan avisrat att de tänker förlägga sina nytableringar utomlands i länder med lägre elpriser.

En arbetsgrupp skall senast 1 maj 1990 lämna förslag till regeringen om hur eventuella problem med personalflykt kan lösas i samband med kärnkraftsavvecklingen. Framför allt under

den senare delen av avvecklingsfasen, i början av 2000-talet, väntas kärnkraftsföretagen få svårigheter att behålla kompetent personal.

Statens energiverk skall i en utredning redovisa hur utrymmet för elhushållning och effektivare elanvändning kan utnyttjas fram till mitten av 1990-talet. Vidare skall man redovisa elprognoser och tillkomsten av ny elproduktion och visa på de samhälls-ekonomiska konsekvenserna av kärnkraftsavvecklingen med start 1995 och 1996.

Statens Kärnkraftsinspektion och Statens Strålskyddsinstitut lade i början av 1990 fram resultatet från en utredning om vilka två kärnkraftblock som skall avvecklas först. Utredarna anser sig inte kunna peka ut några enskilda block, utan menar att samtliga svenska kärnkraftverk fyller alla gällande säkerhetskrav.

För att trygga elförsörjningen måste nya produktionsanläggningar komma till, framför allt inför en förtida avveckling av två kärnkraftblock.

Vattenkraftens produktionsförmåga kommer att öka genom smärre om- och utbyggnader från nuvarande 62,8 TWh till ca 64 TWh i mitten av 90-talet. Effekten höjs med ca 400 MW.

De planerade fossilkraftsobjekt som skulle kunna komma i drift fram till mitten på 90-talet, om tillstånd erhålls utan förseningar, kan ge ca 10 TWh/år. Effekten höjs vid motsvarande idrifttagningar med drygt 1500 MW. En utbyggnad av fossilkraften i den här omfattningen påverkar naturligtvis miljön.

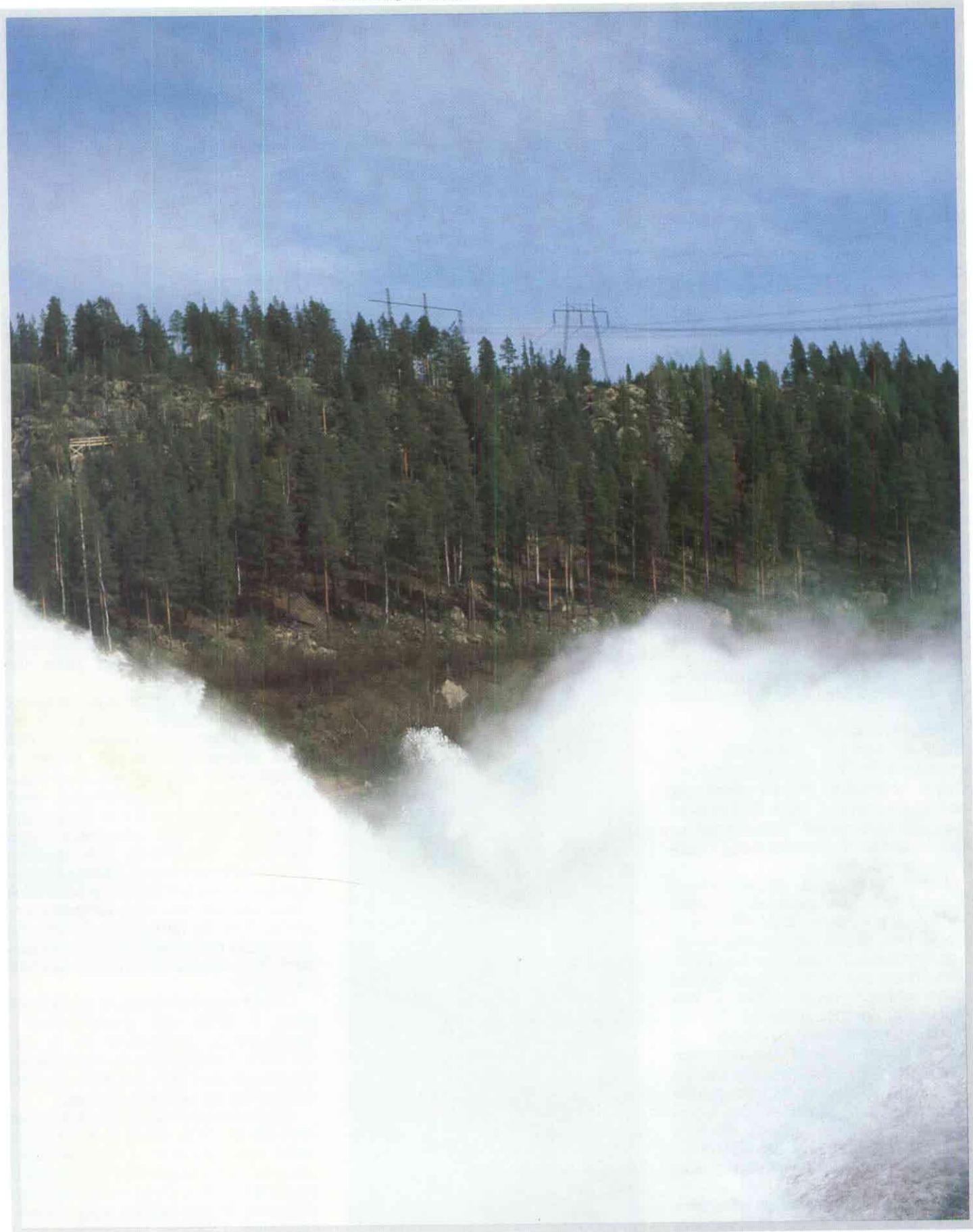
Vattenfall har beslutat att satsa en miljard vardera i två forskningsprojekt. Den ena forskningssatsningen avser biobränsleteknik. Vattenfall skall bygga demonstrationsanläggningar och studera bl.a ekonomi, ekologi och förbränning. Den andra miljarden satsas på energihushållning. Här är det intressant att marknadsföra idéer och teknik som energitjänster riktade till mindre och medelstora industrier och till offentliga miljöer.

Elanvändningen.

Elförbrukningen 1989 exkl elpannor uppgick till 131 TWh, vilket innebär en oförändrad nivå jämfört med föregående år. 1988 minskade förbrukningen något. Vädersituationen de tre senaste åren har varit mycket olika. 1987 var vintern både ihärdig och extremt kall, sommaren var också kylig. Vintrarna 1988 och 1989 var båda milda,

Vann-massene slipper fri, Vargforsen kraftverk i
Skellefte älv.

Waterflow at Vargforsen power station in the river
Skellefte älv.
Photo: Bengt Johansson.



Energiskog.

Energy wood.
Photo: Bengt Johansson.

speciellt 1989, medan somrarna var ganska normala.

Efter omräkning till normaltemperatur får man följande värden på utvecklingen

1986-87 + 3,5 TWh (+ 3%)
1987-88 + 2,5 TWh (+ 2%)
1988-89 + 3 TWh (+ 2%)

1989 års leveranser till avkopplingsbara elpannor var de största som någonsin har förekommit. 8 TWh levererades vilket är något mer än året före då leveranserna också var stora.

Den totala elförbrukningen i Sverige uppgick således till 139 TWh.

Industrin använde 54 TWh vilket är något mer än året före. De två föregående åren har industrins elanvändning ökat med ca 5%. Den svenska högkonjunkturen som har varat sedan början på 1980-talet nådde troligen sin kulmen under 1989, 1990 och 1991 väntas endast små BNP-ökningar. Övriga västvärldens högkonjunktur visar dock inga direkta tecken på avmattning.

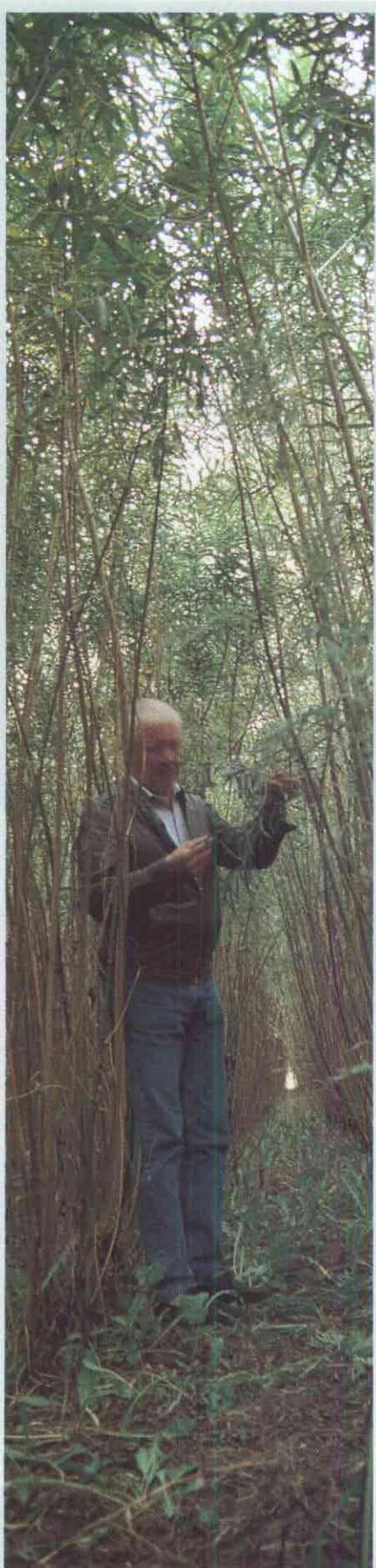
Inom några branscher har elanvändningen ökat under 1989. Livsmedels- och trävaruindustrin ökade med 7% medan verkstads-, massa- och pappersindustrin ökade bara obetydligt. Inom textileindustrin minskade elanvändningen med ca 10%. Massa- och pappersindustrin är, med en årsförbrukning på drygt 20 TWh, den mest intensiva industribranschen.

Järn- och spårvägarnas förbrukning har sedan flera år tillbaka legat stilla på 2,5 TWh.

Elförbrukningen inom sektorn bostäder, service, värmeverk mm uppgick till 70 TWh. Jämfört med föregående år innebär det en minskning med några procent, vilket förklaras av den milda vintern 1989. Temperaturkorrigeringat ökade bostadssektorns elanvändning med 4%.

Kraftutbytet med grannländerna blev rekordartat i volym under 1989. Sverige exporterade 12,5 TWh och importrade nästan lika mycket, varför exportöverskottet bara blev 0,5 TWh. Både Norge och Sverige hade mycket goda vattentillgångar vilket i stor omfattning kunde utnyttjas för att ersätta värmekraftproduktion. I Danmark och Finland har importen använts för att reglera ned fossileldad värmekraft. Detta har haft en positiv effekt på den nordiska miljön. Leveransen till Själland uppgick till hela 5,4 TWh. Tidvis täcktes upp till 90% av Själlands elförbrukning av import från Sverige.

Förlusterna i det svenska stamnätet blev ovanligt stora under 1989. Jämfört



med 1988 ökade stamnätsförlusterna med ca 30%. Anledningen till de ökade förlusterna är de stora mängder vattenkraft som producerades i norra delen av landet och sedan via stamnätet fördes vidare söderut.

Förbrukningens högsta timvärde under året blev 25,8 GWh/h och inträffade den 15 december mellan kl 8 och 9. All-time-high (26,2 GWh/h) som härstammar från den extremt kalla dagen 12 januari 1987 står sig alltså fortfarande.

Eltillförsel

Elproduktionen uppgick under 1989 till 139 TWh, vilket är ca 2 TWh lägre än de båda föregående åren.

Vattenkraftverken producerade 71 TWh vilket innebär en tangering av produktionen rekordåret 1987. Normalårsproduktionen ligger på 63 TWh. Framför allt var produktionen stor i Luleälven. Orsaken härtill var stora snömängder under vintern samt riklig nederbörd under sommaren.

Arstillrinningen i landet översteg medelvärdet med 17%. Det är tredje året i rad med god vattentillgång. Magasinfyllningsgraden var vid årets slut 70% vilket var något över medianvärdet och motsvarade en energi på 23 TWh. Under större delen av 1989 har dock magasinsläget varit högt över det normala.

Kärnkraftverkens produktion under 1989 uppgick till 63 TWh, vilket är 5% mindre än året före. På grund av den goda vattentillgången gick kärnkraftverken under delar av året med reducerad effekt. Nedregleringen med 9 TWh motsvarar ca 11% av årets totala kapacitet. Ett fåtal oplanerade stopp inträffade. Säkerheten och produktionsekonomin var god. Energitillgängligheten under året blev i medeltal 86% vilket kan jämföras med världsgenomsnittet 70% för lättvattenreaktorer. Av de svenska reaktorerna noterade Barsebäck II det högsta tillgänglighetsvärdet med 94%.

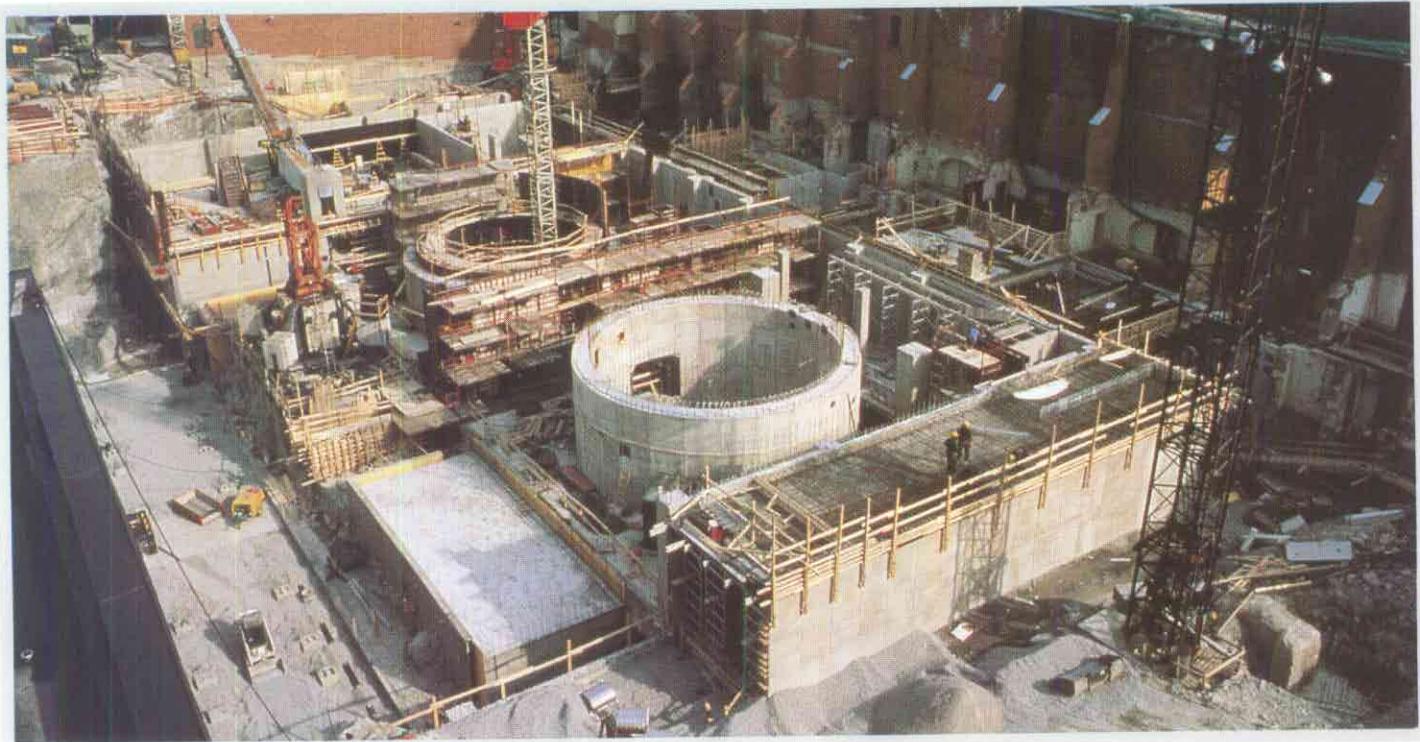
Mottrycksproduktionen uppgick till drygt 5 TWh och produktionen i kondensverk, gasturbiner m m var 0,3 TWh. I båda fallen är det de lägsta värdena sedan 1984. Den milda vintern är även här en bidragande orsak.

Importen av elenergi uppgick under 1989 till 12 TWh, vilket är den högsta noteringen någonsin. Det föregående rekordet härstammar från 1983 och lög på drygt 10 TWh. Orsaken till den stora importen är den mycket goda vattentillgången i Norge kombinerat med

Värtan PFBC-anlegg under utbygging.

Värtan PFBC-plant under construction.

Photo: Stockholm Energi.



möjligheten att reglera ned värmekraft i övriga Norden.

Utbyggnadstakten av kraftverk är låg för närvarande. Under 1989 togs ett antal mindre vattenkraftverk i drift. Effekten höjdes med 60 MW. Regeringen godkände effekthöjningar för två kärnkraftblock. I Forsmark 3 höjdes effekten med 80 MW, och i Oskarshamn 3 med 70 MW. En gaskombianläggning på 4 MW vid Papyrus pappersbruk utanför Göteborg, var det enda tillskottet av fossilkraft.

Stamnät och samkörningsförbindelser

En samkörningsförbindelse för högspänd likström (HVDC) mellan Forsmark på svenska ostkusten och Raumo i sydvästra Finland togs i drift den 1 december 1989. Anläggningen är utförd för 400 kV och har överföringsförmågan 500 MW i vardera riktningen. Sjöökabellängden är 198 km. Såväl vad gäller spänning, överföringskapacitet som sjöökabellängd innebär den nya förbindelsen världsrekord. Tekniskt intressant och en nyhet är också att man genom styrning av effektöverföringen på HVDC-förbindelsen optimalt kan utnyttja överföringsförmågan och fördela överföringen i nord-sydlig riktning på de svenska och finska systemen. Vidare kan systemen samverka för att eliminera följderna av en störning i endera systemet.

En ny 400 kV överföringsledning mellan mellersta Norrland och Mälardalen togs i drift den 20 december 1989. Ledningen är 360 km lång och har sträckningen Midskog-Morgårdshammar. Den idrifttagna ledningen är en första etapp i pågående konvertering av 220 kV överföringsledningar till 400 kV. Den nya ledningen innebär en ökning av överföringskapaciteten från Norrland till Mellansverige.

För att höja kortslutningssäkerhet och belastningsförmåga på stamnätet genomförs förstärkningsåtgärder på ett flertal ledningar och stationer. Ombyggnader pågår också av seriekondensatorstationer för att få bort anläggningar som innehåller PCB.

Elpriserna

Vattenfall införde fr o m 1989 nya högspänningstariffer med en kontrakts-tid på tre år medan Sydkraft under 1989 haft ettårsavtal.

Vattenfalls högspänningstariffer höjdes med 10,6% från 1988 till 1989. Den relativt stora höjningen berodde i första hand på ägarens (statens) ökade avkastningskrav. Sydkrafts högspänningstariffer var 8,5% högre under 1989 jämfört med 1988. Prisutvecklingen inom andra kraftföretag har varit likartad. Inflationen under 1989 uppgick till 6,7%.

Den 1 januari 1989 höjdes Vattenfalls lågspänningstariffer med 10,5%. Mot-

svarande höjning inom Sydkrafts distributionsområde var 8,0%.

Under första halvåret 1989 var energiskatten på el 5 öre per kWh för industrier. För övriga kunder var elskatten 7,2 öre per kWh utom i vissa delar av norra Sverige där den var 6,2 öre per kWh. Fr o m 1 juli höjdes energiskatten med 2 öre per kWh för samtliga kundkategorier.

För elenergi, eldningsolja och fasta bränslen som används i viss industriell tillverkning kan regeringen efter prövning från fall till fall medge nedsättning av energiskatten till 1,7% av de tillverkade produktternas försäljningsvärd. Avkopplingsbara leveranser till elpannor har även under 1989 varit befridde från elskatt under perioder då elenergi inte producerats i oljeeldade kraftverk.

Driftledning av den Nordiska Samköringen

De dagliga göromålen i samband med koordinering av den tekniska och ekonomiska driften av det samkörande nordiska systemet. Organisation av driften och principer Nordel har utarbetat för samarbetet mellan länderna.

Författare: Sture Larsson, Lars Wiklund och Gunnar Ålfors, Vattenfall

Innehåll

Bakgrund

Kraftsystemet i dag

Nordels rekommendationer

Driftledningsansvar i de olika länderna

De dagliga nordiska kraftaffärerna

Produktionsstyrning

Produktionsreserver

Överföringsförmåga

Nätvärn

Fig. 1. Typ av elproduktion samt årlig elenergikonsumtion i de nordiska länderna.

1. Bakgrund

Samkörningen av elkraftsystemen i de nordiska länderna är ett exempel på mycket väl fungerande nordiskt samarbete som bedrivs helt på frivillighetens väg. Det styrs av frivilligt överenskomna rekommendationer och principer och sköts direkt av de nationella driftledningarna utan behov av direktiv eller styrning från någon överordnad instans.

Det nordiska elkraftsamarbetet började så tidigt som 1912 då ett avtal tecknades mellan Danmark och Sverige om att etablera en förbindelse under Öresund för att ta vara på överskottsenergi från det sydsvenska vattenkraftsystemet för leverans till Själland.

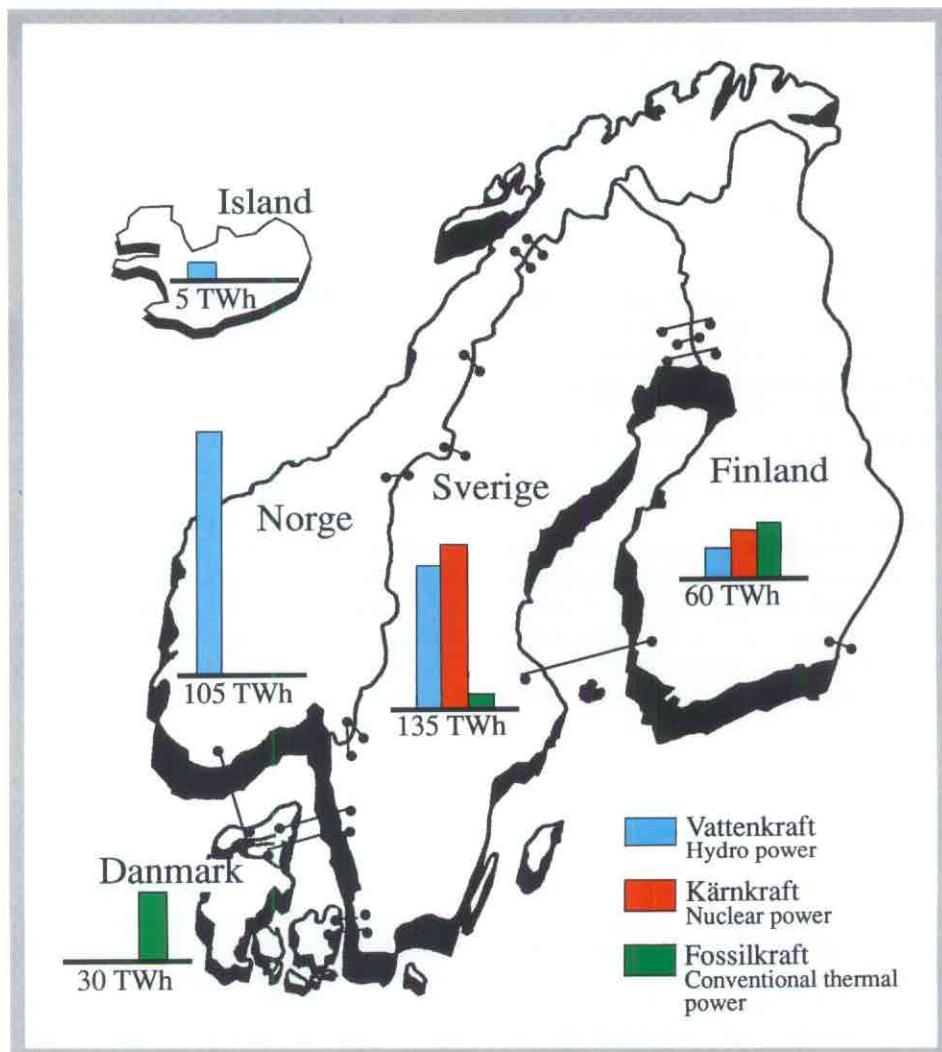
Elsamarbete mellan Norge och Sverige påbörjades i början av 1930-talet i samband med elektrifieringen av malmbanan Kiruna–Narvik. 1958 tecknades ett avtal mellan Finland och Sverige om en samkörningsförbindelse i norr vilken möjliggjordes genom att storkraftnäten i de båda länderna byggdes ut.

År 1963 bildades Nordel med syfte att intensifera och strukturera det nordiska elkraftsamarbetet.

Storkraftnäten i de nordiska länderna har successivt byggts ut och dimensionerats för att möjliggöra erforderliga nationella krafttransporter med acceptabla begränsningar.

De nationella näten har förbundits med i dag totalt 22 samkörningsförbindelser. Dessa erbjuder under normala förhållanden tillräcklig kapacitet för att det nordiska elkraftsystemet skall kunna betraktas som ett enda kraftsystem med möjlighet att utnyttja de samlade produktionsresurserna på ett totalekonomiskt riktigt sätt med acceptabla begränsningar.

Produktionssystemen i de olika länderna har byggts ut för att kunna täcka respektive lands elbehov varvid vattenkraften utnyttjats i topografiskt/ekonomiskt/politiskt möjlig omfattning. Olikheter i ländernas geografi har medfört stora olikheter i vattenkraftutnyttningen. Stora skillnader förekommer även vad gäller kärnkraftens utbyggnad vilket främst har politisk grund. Resultatet har blivit att Norge har ett rent vattenkraftsystem, Danmark ett rent fossilkraftsystem och Finland och Sverige blandade vattenkraft-, kärnkraft- och fossilkraftsystem. De stora olikheterna i produktionssystemen utgör en viktig grund till den



mycket värdefulla och vinstdrivande samkörningen av ländernas kraftsystem.

Med anledning av att Island på grund av sitt geografiska läge ej deltar i Nordensamkörningen behandlas främst det samkörande nordiska systemet.

2. Kraftsystemet idag

Systemet för elektrisk kraftförsörjning i Norden är format av de tekniska och ekonomiska förutsättningarna inom varje land och av möjligheterna till fördelaktig samverkan länderna emellan. Kraftbehovet är geografiskt bestämt av hur befolkning och industrier är fördelade. I produktionsledet så har utbyggnaden av vattenkraften givetvis styrtas av de naturliga förutsättningarna i fallhöjd och vattenföring samt överföringsteknikens utveckling. Värmekraftsanläggningarna har kunnat lokaliseras så att överföringsavstånden

till de stora belastningsområdena är förhållandevis små.

Det växande naturvårdsmedvetandet innebär att utbyggnad av nya produktionsanläggningar endast kan ske med hänsyn tagen till betydligt fler restriktioner än i tidigare skeden. Kraftsystemets vidare utveckling styrs därför i allt högre grad av miljövärdsfaktorer inom ramen för energiförsörjningen i stort.

Vattenkraft

Klimatförutsättningarna för utnyttjande av vattenkraften i Norden präglas i första hand av årstidsväxlingarna. Fallande nederbörd och snösmältningskulminerar under perioden maj–augusti i de nordligaste områdena. Milda havsvindar ger normalt hög nederbörd i de västliga delarna även under höst och tidig vinter.

Kraftbehovet är dock störst under vinterhalvåret. För att utnyttja den till-

gängliga energin måste vattnet kunna lagras. Stora regleringsmagasinet är därför en ekonomiskt mycket viktig del av den utbyggda vattenkraften vid sidan av själva kraftstationerna. Lagringskapaciteten är i första hand dimensioneerad efter årtidscyklerna i tillrinning och elförbrukning. En viss kapacitet finns därutöver för att kunna spara vatten mellan flera år.

Den sammanlagda magasinkapaciteten räknat i energi är ca 60% av vattenkraftens medelårsproduktion. Den största kapaciteten finns i Norge där motsvarande siffra är drygt 70%. Däri inräknas också de mindre magasinen vid kraftstationer längre ner i älvarna som utnyttjas för reglering i vecko- och dygnscykler.

Det tekniska utförandet av vattenkraftstationerna är mycket varierande i de nordiska anläggningarna. Fallhöjderna varierar från endast några meter till över 1100 m. Vattenföringskapaciteten uppgår i de största aggregaten till drygt 500 m³/s och för hela stationer till över 1000 m³/s. De största generatoreerna har en märkeffekt på ca 450 MW. Den totala produktionsförmågan domineras dock av det stora antalet kraftstationer i storleken 50–400 MW.

Vattenkraftstationernas utnyttjning styrs av deras ägare. Karaktäristiskt inom Norden är dock att stationer längs samma vattendrag kan ägas av olika företag. Det förutsätter ett samarbete dem emellan om finansiering av gemensam magasinkapacitet, om hur vattnet ska regleras på lång och kort sikt m.m. Särskilda regleringsföretag har därför uppstått för att löpande sköta den nödvändiga samordningen mellan ägarföretagens intressen.

Värmekraft

Produktionskapaciteten i Norden är uppbyggd av i huvudsak fyra slag

- Mottrycksproduktion samordnad med värmeförbrukning inom industrier eller tätorter. Eldat med olja, kol, naturgas eller inhemska biobränslen
- Olje- eller koleldad kondenskraftproduktion i enheter upp till 650 MW
- Kärnkraft i totalt 16 block fördelat på sex kraftstationer
- Gasturbiner eldade med lättolja

Under år med normal vattenkrafttillgång är det främst kärnkraft, mottryck och koleldad kondens som utnyttjas för omfattande energiproduktion. Höga tillrinningar ökar möjligheterna till att reducera i första hand den fossileldade produktionen.

Kärnkraftverken laddas i allmänhet

så att produktionen tillåts minska i slutet på laddningscykeln genom att bränslet blir utbränt. Detta sammanfaller dock med att belastningen sjunker under våren. Under körningsperioden i övrigt förutses att en viss nedreglering kan behövas under perioder med låg belastning och god vattenkrafttillgång.

Överföringssystemet

Det avgörande steget mot ett starkt samkörande nordiskt nät togs då 300 och 400 kV spänningarna introducerades. I dag utgörs ryggraderna i de nationella näten och de starka samkörningsförbindelserna av ledningar och stationer för 400 kV.

I Finland och Sverige är de stora överföringsbehoven nord-sydliga. I södra Norge är de väst-östliga. Dessa behov har motiverat successiva förstärkningar för att uppnå en överföringsförmåga som ekonomiskt är avstånd mot den bakomliggande produktionskapaciteten. I Danmark är överföringsavstånden kortare, men utbyggnad av stora kraftstationsaggregat och samkörningen med Tyskland för Jyllands del och med Sverige för Själlands del har motiverat 400 kV nät med anslutningar till dessa. Överföringssystemet på Island utgörs av en ringsförbindelse runt hela landet och ett starkare maskat nät mot huvudstaden Reykjavik.

Samkörningsförbindelser finns mellan Sverige och alla de övriga Nordländerna (exkl Island). Dessutom har Norge förbindelse med Finland i norr och med Jylland i söder. Förbindelser med andra stora system finns mellan Jylland och det kontinentala UCPTESystemet (växelström) samt mellan Finland och Sovjetunionen (likström).

Sammanknytningen med växelströmsförbindelser gör att Nordennätet drivs synkront dvs. med en gemensam frekvens. Undantagna från detta är dock Jylland, som är synkront med det kontinentala systemet och Island som av geografiska skäl är helt isolerat.

Förutsättningen för att förbinda det synkrona Nordennätet med övriga stora växelströmssystem är att nyttja likströms teknik. Via sjökanaler och strömräckstationer har således Jylland knutits både till Norge och Sverige. Likströmsförbindelsen mellan Finland och Sovjetunionen är emellertid byggd som «back to back» dvs. de båda växelströmssystemen möts i samma station på den sovjetiska sidan.

Den nya likströmsförbindelsen Feno-Skan förbinder södra Finland med mellersta Sverige. Feno-Skan

utgör därmed en styrbar överföringslänk inom det synkrona systemet. Den egenskapen utnyttjas för att optimalt kunna fördela överföringarna inom och mellan Finland och Sverige.

Överföringstekniken är idag så välutvecklad att den inte utgör någon begränsning i möjligheten att knyta samman stora kraftsystem. Vidare utbyggnad och förstärkningar möter däremot andra problem som i glesbygger främst härrör från naturvårdsinteressen och i tätorter beror på bristen på tillgänglig mark. Utveckling av ny teknik är därför nödvändig för att minska markintrång och annan påverkan på samhället och på medborgarna.

Det samkörande systemet

I ett perspektiv som bortser från nations- och ägargränser så utgör Nordensystemet en samlad vatten- och värmekraftkapacitet för att täcka en geografiskt ojämnt fördelad belastning. Vattenkraftresurserna är samlade till systemets nordvästra del och värmekraften till dess sydöstra. Överföringskapaciteten däremellan är mycket stor.

En tillförlitlig och ekonomisk kraftförsörjning är beroende av ett antal yttrande faktorer som kan vara svåra att förutse eller påverka. För Nordensystemet är de viktigaste

- vattenkraftens tillrinning
- pris och tillgång på bränsle
- produktionsenheternas tillgänglighet
- störningar och havarer
- belastningens känslighet för väderlek, konjunkturer etc.

I det samkörande Nordensystemet är risken för samtidig negativ inverkan av flera av dessa faktorer väl spridd mellan de olika kraftslagen och mellan ansvariga kraftföretag. Det finns således en mycket god förmåga att gemensamt klara av påfrestningar i kraftbalansen för hela systemet eller för enskilda företag. Å andra sidan kan goda tillgångar nyttigas i hela systemet med gemensam ekonomisk vinst.

Fördelarna förverkligas i driftskedet genom omfattande kraftöverföringar mellan systemets delar. Energin som överförs mellan länder och företag är reglerad i de överenskommelser som löpande träffas mellan delsystemens driftledningar om utbyte av fast och tillfällig kraft.

3. Nordels rekommendationer

Nordel som är ett samarbetsorgan för elkraftföretagen i de nordiska länderna Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige är ett rådgivande och rekommenderande organ med syfte att befrämja internationellt, främst nordiskt samarbete beträffande produktion, distribution och användning av elenergi. Nordel tar inga egna beslut, men utfördrar rekommendationer som utgör grunden för samarbetet.

Nordel består av fyra ledamöter från var och ett av de nordiska länderna. Dessa ledamöter är ledande personer inom ländernas kraftförsörjning.

En stor del av arbetet utförs i de tre utskotten Driftutskottet, Planeringsutskottet samt Miljö- och Produktionsutskottet som är sammansatta av specialister från kraftföretagen inom länderna och som bland annat utarbetar förslag till rekommendationer.

Nordel är oberoende av politiska myndigheter. För att upprätthålla en god kontakt sker dock ett utbyte av information med dessa. Nordel har ingen egen budget eller personal utan företagen bidrar till verksamheten genom personalens insatser. Detta garanterar att Nordels intentioner på bästa sätt förverkligas i det dagliga arbetet inom företagen.

Nordels rekommendationer befrämjar den tekniska och ekonomiska driften av det samkörande nordiska kraftsystemet. Genom grundprincipen att värdet av elkraftsamrötet i möjligaste mån skall fördelas lika mellan länderna, är rekommendationerna till gagn för varje land vilket motiverar att de efterlevs.

För driftsamarbetet är bl. a. följande rapporter och därpå baserade rekommendationer viktiga:

- «Driftsamarbetet inom Nordel», 1971. Rapporten beskriver förutsättningar och metoder för optimering av det driftsekonominika samarbetet i det nordiska kraftsystemet.
- Nordel har rekommenderat att berörda kraftföretag skall tillämpa i rapporten angivna principer.
- «Dimensioneringsregler för det samkörande nordiska nätet», 1972. Reglerna föreskriver att kraftsystemet skall klara vissa definierade felfall utan bortkoppling av belastning, statisk eller dynamisk instabilitet eller otillåtna bestående förändringar i spänning och frekvens.
- Nordel har rekommenderat att

dimensioneringsreglerna även tillämpas som vägledning för driften av hela det samkörande systemet.

- «Drifttekniska specifikationer för värmekraftverk», 1982. I rapporten specificeras krav på värmekraftverk i syfte att de skall kunna drivas på ett säkert och ekonomiskt rationellt sätt.
- Nordel har rekommenderat att berörda kraftföretag tillämpar de föreslagna specifikationerna.
- «Automatiska driftåtgärder och gällande regler rörande driftreserven i det synkrona nordiska kraftsystemet som består av Danmark öster om Stora Bält, Finland, Norge och Sverige», 1982. Rapporten beskriver definitioner och regler rörande automatisk frekvensreglering och störningsreserv.
- Nordel har rekommenderat att rapporten skall tillämpas.
- «Koordinerat frekvenssyrt nätvärn i det synkrona Nordelområdet», 1983. Rapporten beskriver principerna för automatisk belastningsfrånkoppling, utnyttjning av likströmsförbindelser samt nätdelning i samband med allvarligare driftstörningar.
- Nordel har rekommenderat att rapporten skall tillämpas.
- «Reservkrav i Nordelsystemet», 1988. Rapporten beskriver definitioner och regler rörande driftsreserverna i effektbristsituationer.
- Nordels Driftutskott har beslutat att tillämpa reglerna på prov tills vidare.

4. Driftledningsansvar i de olika länderna

Det finns ingen överordnad nordisk driftledningsnivå. Dock har Vattenfall ett sammanhållande ansvar för frekvenshållning och krav på driftsreserver. För driftledningen av det samkörande Nordelsystemet svarar de enskilda nationella driftledningarna. Dessa har ansvar för driften av eget system samt, genom bilaterala överenskommelser med grannsystemens driftledningar, för samköringen med dessa.

Varje nationell driftledning har ansvaret för att driften av det egna systemet sker på ett tekniskt och ekonomiskt optimalt sätt. De tekniska och ekonomiska vinster som Nordelsamköringen ger skall fördelas lika mellan de samkörande länderna. Detta gör att de nationella driftledningarna har intresse i att direkt medverka i denna

samköring i största möjliga utsträckning. På detta sätt kommer Nordelsamköringen att naturligt integreras i driftledningen av det egna systemet.

De nationella driftledningarnas verkställande organ är de nationella driftcentralerna.

Samtliga kontrollrum är utrustade med moderna datoriserade driftcentralssystem med vars hjälp den momentana övervakningen av produktion, nätdrift och samköring kan ske. Dessutom finns system av varierande slag för planering av verksamheten på kort sikt, i första hand de närmaste dygnen.

Ansvaret för den nationella driftledningen i de olika nordiska länderna har organiserats på följande sätt:

Danmark Jylland

ELSAM är ett samarbetsorgan för de sju regionala kraftföretag som svarar för 99% av elleveranserna på Jylland och Fyn.

ELSAM ansvarar för:

- Koordinering av den dagliga driften så att den samlade produktionsapparaten utnyttjas på tekniskt och ekonomiskt bästa sätt.
- Drift och övervakning av storkraftnätet på Jylland samt samköningsförbindelserna.
- Kraftutbyten med Sverige, Norge och Västtyskland.

Danmark Själland

ELKRAFT är ett samarbetsorgan för de tre kraftföretagen som svarar för kraftförsörjningen öster om Stora Bält. ELKRAFT ansvarar för:

- Lastfördelning mellan kraftföretagens kraftverk för att minimera produktionskostnaderna med beaktande av givna regler för leveranssäkerhet.
- Drift och övervakning av storkraftnätet på Själland samt samköningsförbindelserna.
- Kraftutbyten med Sverige.

Fig. 3. Interiör från Kraftkontroll på Vattenfall.



Finland

För elförsörjningen i Finland ansvarer Imatran Voima Oy, IVO, (45%), kommunalägda kraftföretag (15%) och industrin (40%).

IVO fungerar som nationell driftledning och ansvarar för:

- Produktionsledning för egen produktion och samkörsning med övriga företag i Finland inom ramen för samkörningsavtal som syftar till att optimera utnyttjningen av det finska systemet.
- Drift och övervakning av storkraftnätet i Finland samt samkörningsförbindelserna.
- Kraftutbyten med Sverige, Norge och Sovjet.

Norge

För elförsörjningen i Norge svarar ett stort antal företag ägda av stat, fylke, kommun eller privat. Största elproducenten är STATKRAFT som svarar för 27% av den norska produktionen.

SAMKJØRINGEN ansvarar för den interna norska samkörsningen mellan elproducenterna. Målsättningen för denna är att eftersträva en rationell utnyttjning av företagens kraftverk,

förmedling och utbyte av elkraft och vad därmed sammanhänger.

STATKRAFT ansvarar för kraftutbyten med Danmark, Sverige och Finland.

Sverige

För elförsörjningen i Sverige ansvarar Vattenfall (50%), kommunalägda kraftföretag (20%) och private företag (30%).

VATTENFALL fungerar som nationell driftledning och ansvarar för:

- Produktionsledning för egen produktion och samkörsning med övriga företag i Sverige inom ramen för samkörningsavtal som syftar till att optimera utnyttjningen av det svenska systemet.
 - Drift och övervakning av storkraftnätet i Sverige samt samkörningsförbindelserna.
 - Kraftutbyte med Jylland och Finland.
 - Kraftutbyte med Norge via samarbetsorganet KSN placerat i anslutning till Kraftkontroll.
- KSN är Kraftindustrins samarbetsorgan för Samkörsning med Norge. Dess funktion (som sköts av Vattenfall) är att samordna de fyra svenska interesseraternas önskemål om kraftutbyten med Norge.

SYDKRAFT har ansvaret för kraftutbyten med Själland och samordnar eget och Vattenfalls intressen för dessa kraftutbyten.

5. De dagliga nordiska kraftaffärerna

Nordels rekommendation

Nordel rekommenderade 1971 rapporten «Driftsamarbete inom Nordel» som utarbetats av Nordels Driftutskott.

Denna rekommendation innebär att berörda kraftföretag skall tillämpa följande principer,

- att vid produktionsplaneringen tillämpa den s k marginalvärdesprincipen, dvs. låta de olika produktionsenheternas rörliga produktionskostnader vara bestämmande för utnyttjningen.
- att eftersträva jämförbara beräkningsmetoder vid bestämning av marginalvärdet.
- att lägga kalkylerat kraftvärde till grund för produktionsplanering och överenskommelser om kraftutbyten.

- att vid bilaterala kraftutbyten eftersträva en lika vinstdelning.
- att vid kraftutbyten begränsa priset till ett visst belopp utöver säljarens produktionskostnad, s k pristak - f n 75 SEK/MWh.

Sedan tillkomsten av rapporten har Driftsutskottet löpande analyserat kraftutbytena och ställt dessa i relation till rapportens principer. I Nordels årsrapport 1980 finns dessutom en av Driftsutskottet framtagen specialartikel om kraftaffärerna. Där förklaras närmare vad marginalvärde (även kallat marginalkraftvärde, kraftvärde, gränsnätpris etc) är.

Dessutom har Driftutskottet 1985-86 genomfört en omfattande genomgång av principerna för marginalvärdesbestämning och prissättning av tillfällig kraft. Man har härvid rekommenderat att principerna skall fortsätta att gälla och konstaterat att kraftutbytena fungerar mycket bra.

Målsättningen för utbyte av tillfällig kraft

Den övergripande målsättningen med elkraftsam arbetet är att minimera de totala produktionskostnaderna i Nordelsystemet. Detta sker genom att hela tiden eftersträva att produktionsenheterna utnyttjas i kostnadsordning från de billigaste och uppåt, oberoende av i vilket land de finns, tills Nordelsystemets totala elförbrukning är täckt. Produktionen inom ett land motsvarar då sannolikt inte elkonsumenten i landet. En del av skillnaden utgörs av de fasta kraftutbytena. De återstående skillnaderna utgör de otimala utbytena av tillfällig kraft mellan länderna.

Utbytena av tillfällig kraft är alltså medlet som kraftföretagen använder för att eftersträva målet att den totala produktionskostnaden skall bli så låg som möjligt.

Rent praktiskt och konkret innebär det för kraftföretagen inom Nordel,

- att utnyttja den samlade vattenkraften maximalt och söka undvika spill.
- att utnyttja den samlade kärnkraften optimalt.
- att utnyttja fossilkraften i kostnadsordning.

Utbytena av tillfällig kraft är även ett medel för ömsesidigt bistånd när bristsituationer drabbar länderna. I samband med t ex torrår i ett vattenkraftssystem kan elrationering undvikas där

genom import av fossilkraft från ett värmekraftssystem under låglasttid. I samband med t ex större driftstörningar med leveransavbrott som följd i ett system kan normal drift snabbare återställas med hjälp av import från grannsystem.

Grundläggande förutsättningar

• Olikheter i kraftsystemen

Eftersom de nordiska ländernas produktionssystem är mycket olika, är förutsättningarna för utbyte av tillfällig kraft mycket goda. Norge är helt vattenkraftdominerat och Danmark helt värmekraftdominerat, medan Sverige och Finland har en blandning av vatten- och värmekraft. Den danska värmekraften är främst kolbaserad, den finska främst kol- och kärnkraftbaserad och den svenska främst kärnkraft- och oljebaserad.

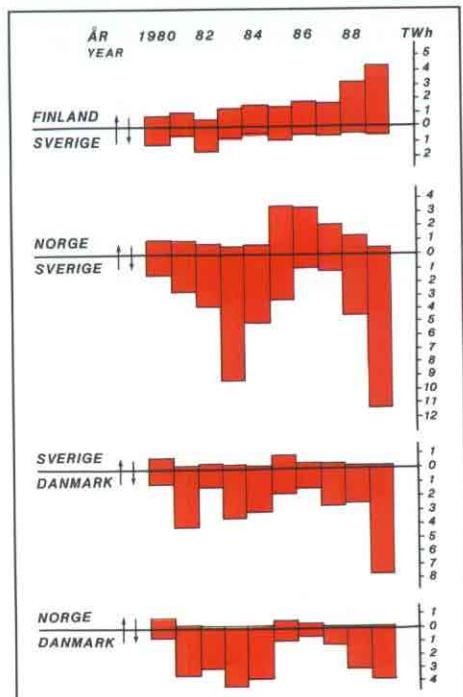
Den danska och finska produktionsapparaten är effektdimensionerad. Detta betyder att om kraftstationerna tillsammans kan klara årets maximala elförbrukning finns inget problem att täcka det totala energibehovet förutsatt att bränsle finns tillgängligt. Den norska och svenska produktionsapparaten är däremot energidimensionerad. Detta betyder att om årets elenergiförbrukning klaras, finns inget problem med att klara årets maximala elförbrukning.

Olikheterna i kraftsystemen betyder att utbyte av tillfällig kraft ger stora vinster genom,

- att de stora variationerna i vattenkraftens årsproduktion kan balanseras genom leverans under torrår av fossilkraft från effektdimensionerade system, medan under våtar vattenkraft kan exporteras till värmekraftssystem med åtföljande mindre miljöbelastningar.
- att produktionsförmågan i kärnkraften kan utnyttjas bättre genom vattenkraftsystemens reglerförmåga och genom att ersätta fossilkraft
- att effektdimensionerade värmekraftssystem kan utnyttja effektöverskott i energidimensionerade vattenkraftssystem under höglasttid och därigenom undvika att använda de dyraste och minst miljövänliga enheterna.

- Samkörningsförbindelsernas kapacitet
- Målet för dimensionering och utbyggnad av samkörningsförbindel-

Fig. 4. Kraftutbyten mellan Norddel-länderna 1980-1989.



serna är att etablera den samkörningskapacitet som är ekonomisk och säkerhetsmässigt motiverad med hänsyn till de samkörningsvinster som kan göras. Detta kriterium medför att samkörningskapaciteterna i speciella situationer är otillräckliga men i normala situationer helt tillräckliga.

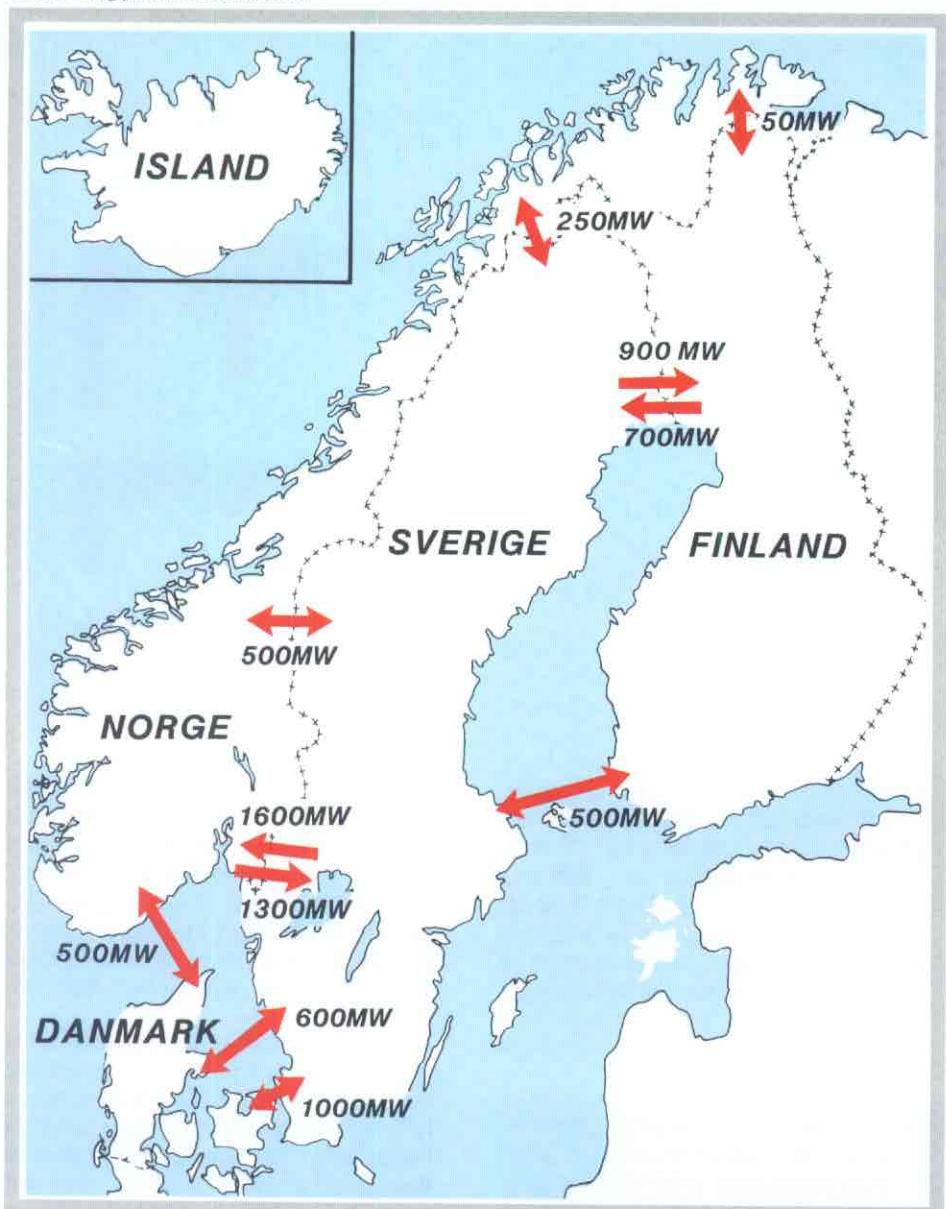
De samkörningskapaciteter som finns existerar mellan de nordiska länderna framgår av fig 5. Dessa anses vara tillräckliga för att kunna erbjuda möjligheter för mycket långtgående samkörning inom Nordel där det samkörande systemet i stort sett kan betraktas som en enhet.

• Etablerade regler och principer

En förutsättning för väl fungerande kraftutbyten är att det finns fastställda och av alla deltagande parter accepterade regler och principer för verksamheten samt att det råder stor öppenhet från alla parter om produktionsförhållanden, produktionskostnader m.m. Inom Nordel tillämpas i huvudsak följande regler för utbyte av tillfällig kraft:

- Kraftutbytena beslutas bilateralt mellan driftcentralerna i samkörande system och oberoende av varandra. Beslutet om olika bilaterala utbyten är som regel ej synkroniserade och sker vid olika tidpunkter.

Fig. 5. Överföringsförmågan på de nordiska samkörningsförbindelserna 1990.



- Deltagande i kraftutbyte är frivilligt och kommer till stånd då båda parter är överens.
- Marginalvärdet skall beräknas enligt av Nordel rekommenderade regler. Reglerna följs alltid av driftledningarna.
- Information om verkliga marginalvärdet utväxlas öppet mellan alla samkörande driftledningar.
- Kraftutbyten beslutas med iakttagande av överenskomna aviseringstider. Kraftutbyten kan beslutas för längre perioder eller för en timme i taget och ändras inom ramen för aviseringstiden - som regel 1 timme.
- Vinsten av kraftutbytet delas lika mellan köpare och säljare vilket som regel sker genom att kraftutbytet prissättas till medelpriiset mellan köparens och säljarens marginalvärde.

- Vid tillfället då köparen ej har något eget alternativ i form av egen produktion eller har extremt dyr sådan, maximeras säljarens vinst till hans produktionskostnad plus ett vinstdrag f n 75 SEK/MWh.
- Driftledning skall ständigt, dygnet runt och året runt, vara beredd att träffa avtal om kraftutbyten och kunna göra därmed sammanhängande åtgärder i eget produktionsystem.

Förutsatt at marginalvärdena är rätt beräknade leder varje kraftutbyte till lägre total produktionskostnad och motiverar parterna till att göra de vinstgivande kraftutbyten som syftar till att nå bästa totala produktionsekonomi.

Driftplaner från Nordels driftutskott

Ett av Driftutskottets ansvarsområden är att sammanställa kraftbalanser och planer för driftplaneringsperioden upp till tre år framåt samt distribuera dessa som information till ländernas driftledningar. Denna information används för ländernas driftplanering och bedömning av utvecklingen och kraftutbytesmöjligheter på sikt.

Följande kraftbalanser och planer sammanställs och distribueras:

- Effekt- och energibalanser för de tre närmast följande kalenderåren. Dessa illustrerar i stort kraftbalansens utveckling på längre sikt i varje land.
- Planer ett år framåt för avställningar av större värmekraftaggregat för årligt underhållsarbete. Utifrån dessa sammanställningar kan bedömningar göras om möjliga och lämpliga utbyten av tillfällig kraft som följd av dessa nödvändiga produktionsavställningar.
- Energibalanser sammanställs inför och under innevarande driftsäsong vid tre olika tillfällen och avseende perioden fram till nästkommande vårflood. Utifrån dessa kan sannolika energiutbytesmöjligheter bedömas.
- Detaljerad effektbalans inför kommande vinterperiod för varje land. Härur kan sannolika behov och möjligheter för effektutbyten vid höglasttid bedömas.

Bilaterala driftledningsmöten

Driftledningarna i de olika länderna träffas regelbundet i driftmöten där de bilaterala samkörningarna och deras förutsättningar behandlas. Sådana driftmöten hålls några gånger per år för var och en av de bilaterala samkörningarna:

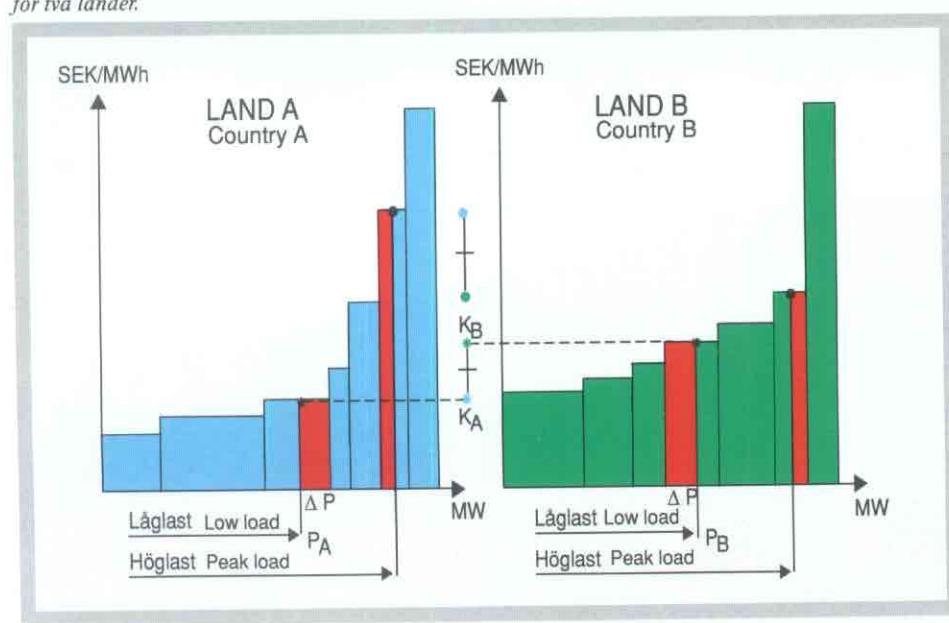
- Själland-Sverige (Elkraft-Sydkraft-Vattenfall).
- Jylland-Sverige (Elsam-Vattenfall).
- Finland-Sverige (IVO-Vattenfall).
- Norge-Sverige (Statkraft-KSN).
- Norge-Jylland (Statkraft-Elsam).
- Norge-Finland (Statkraft-IVO).

Vid dessa driftmöten avhandlas främst följande frågor:

- Aktuell kraftsituation och kraftbalansen närmaste säsongen.
- Planerade produktionsavställningar och ledningsavbrott.
- Överföringsbegränsningar på samkörningsförbindelserna.
- Bränsleprisprognosar.
- Prognoser på kraftutbyten för närmaste halvåret.

Viktigaste resultatet från dessa driftmöten är den kraftutbytesprognos som

Fig. 6. Rörliga produktionskostnader för produktionstillgångarna i kostnadsordning för två länder.



fastställes och som används av respektive driftledning i dess planering. Viktiga resultat är även eventuella ändringar av tidpunkter för produktionsavställningar och ledningsavbrott i syfte att minska totala kostnaderna för dessa och vidmakthålla driftsäkerheten.

Veckovis informationsutväxling

I samband med driftledningarnas detaljplanering av driften nästkommande vecka utväxlas följande information:

- Största produktionsbortfall som kan inträffa.
- Planerade ledningsavbrott.
- Överföringsbegränsningar på samkörningsförbindelser och interna nät.
- Driftreserver.
- Prognos på marginalvärde.

Löpande kraftaffärer

Med utgångspunkt från ekonomiskt optimerade produktionsplaner ansvarar driftledningen i varje land för den - löpande kortsiktiga prognoseringen av elförbrukningen, - rullande omplaneringen av elkraftproduktionen med hänsyn till prognosfel, produktionsstörningar, överföringsbegränsningar etc., - kontinuerliga styrningen av elproduktionen inom eget område så att den egna kraftbalansen upprätthålls. Driftledningarna bestämmer löpande utifrån aktuell produktionssituation och gällande produktionsplaner marginalvärdet i sina respektive system och utväxlar dessa värden mellan sig.

Med kännedom om de samkörande systemens marginalvärden görs fortlöpande överväganden om försäljning av tillfällig kraft till land med högre margin

nalkraftvärde än det egna, respektive köp från land med lägre marginalvärde. Telefonkontakt tas med berörda driftledningar och överenskommelser träffas om kraftutbyten

- Överenskommelse om kraftutbyte
- skall träffas med hänsyn till gällande aviseringstid som regel senast en timme före kraftutbytets början,
- skall ange utbytesbelopp för en eller flera timmar,
- skall ange pris i form av medelpris mellan köpare och säljares marginalvärden.

Kraftutbytet inräknas sedan i kraftbalanserna för berörda länder och produktionsstyrningen sker sedan med hänsyn till kraftutbytet. Överväkningen av att kraftutbytet kommer till stånd i överenskommen omfattning sker i Nordelsystemet genom att driftledningarna i Danmark, Finland och Norge anpassar produktionsstyrningen i respektive land så att överenskomna överföringar på samkörningsförbindelserna upprätthålls.

Figur 6 illustrerar ett exempel på hur ett kraftutbyte kommer till stånd.

Figuren visar produktionskostnaden och effekten för kraftstationerna i Land A och Land B ordnade i stigande produktionskostnad SEK/MWh.

Vid läglastalternativet producerar länderna P_A resp P_B MW med marginalvärdena K_A och K_B . Om land A ökar och land B minskar produktionen med P MW blir vinsten $P \times (K_B - K_A)$. Detta kan åstadkommas genom att kraftutbytet P går från land A till Land B. Vinsten delas lika om kraftutbytet prissätts till

$$\frac{K_B + K_A}{2} \text{ SEK/MWh}$$

Fallet vid höglasttid innebär däremot att kraft skall gå från land B till land A för att minska total produktionskostnad.

Exemplet illustrerar att kraftutbytets storlek och riktning helt beror på de samkörande ländernas kraftbalanser och aktuella marginalvärden. Det finns inga generella regler för vilken riktning kraftutbyttena har, men följande naturliga mönster ligger i grunden:

- Vid våtår går kraftutbyttena i huvudsak från vattenkraftsystem till värmekraftsystem och vid torrår motsatt riktning.
- Vid flödestider (vårflod, höstflod) går kraftutbytet i regel från vattenkraftsystem till värmekraftsystem.
- Under topplasttid går kraftutbytet som regel från vattenkraftsystem till värmekraftsystem.
- Vid låglasttid går kraftutbytet ofta från värmekraftsystem till vattenkraftsystem.

Kraftaffärer i samband med störningar

I samband med produktionsstörningar erbjuder kraftutbyttena möjligheter att utnyttja reservkraft från andra länder till hjälp för det land där störningen inträffat.

Antag att ett kärnkraftblock i Sverige stoppar. Genom automatisk reglering (Se avsnitt om frekvensreglering och reserver) uppreglas den momentana reserv som skall finnas tillgänglig i de olika länderna. Sverige måste ersätta den bortfallna produktionen inom 15 minuter genom uppstart av snabb reserv (som kan vara gasturbinproduktion) vilken senare måste ersättas med långsam reserv (som kan vara oljekondensproduktion). Båda dessa reserver har hög produktionskostnad.

Som alternativ till gasturbinproduktionen kan driftledningen i Sverige ta kontakt med driftledningen i Norge och överenskomma om köp av stödkraft från Norge. Sådan stödkraft kan överenskommas utan aviseringstid och vattenkraften i Norge kan uppreglas snabbt. Stödkraften prissätts med Norges marginalvärde plus maximalt vinstpålägg f.n 75 SEK/MWh. Blir detta pris lägre än kostnaden för den svenska gasturbinproduktionen, väljs den norska stödkrafen.

Det svenska alternativet att ersätta kärnkraftbortfallet på lite längre sikt är oljekondensproduktion. Som alternativ till denna kan driftledningen i Sverige ta kontakt med driftledningen i t. ex. Danmark och överenskomma om ett normalt kraftutbyte varvid svenska olje-

kondensvärde jämförs med danskt kolkondensvärde. Om det senare värdet är lägre, väljs att överenskomma om kraftutbytet.

Många andra typer av felfall hanteras på motsvarande sätt. Detta oavsett vilket land som drabbas och oavsett vilken typ av störning som inträffar.

I samband med större driftstörningar med leveransavbrott finns möjligheterna att utan aviseringstid överenskomma om stödkraftköp, vilket gör det möjligt återuppta leveranserna till kunderna snabbare. Prisättningen av sådan stödkraft beslutas som regel i efterhand.

6. Produktionsstyrning

Principer för produktionsstyrning kan utformas på flera olika sätt beroende på kraftsystemens karaktär. I Nordelsystemet har en form valts som tar tillvara fördelarna av den stora andelen vattenkraft och som stämmer väl med den decentraliserade beslutsstrukturen.

Det synkrona Nordel-nätet verkar fysikaliskt som en enhet där sammanlagd inmatad mekanisk effekt till turbinerna balanseras av belastningseffekten. Systemet har en upplagrad rörelseenergi i de roterade massorna i turbiner och generatorer. Denna utnyttjas som buffert då balansen rubbas. Generatorernas elektriska produktion följer alltid belastningen. Om denna plötsligt ändras och turbinernas drivande effekt är oförändrad, måste skillnaden hämtas från rörelseenergin. Detta yttrar sig direkt genom att varvtalet (nätfrekvensen) stiger eller sjunker. Detta fortgår till dess att turbin-effekterna ändras så att balans återinträder. Med undantag för de variationer i frekvens dvs. rörelseenergi, som tillåts måste således den drivande effekten på turbinerna ständigt regleras så att den följer belastningen och förlusterna i överföringssystemen. Metoden för att tekniskt och organisatoriskt sköta denna reglering sammanfattas i begreppet produktionsstyrning.

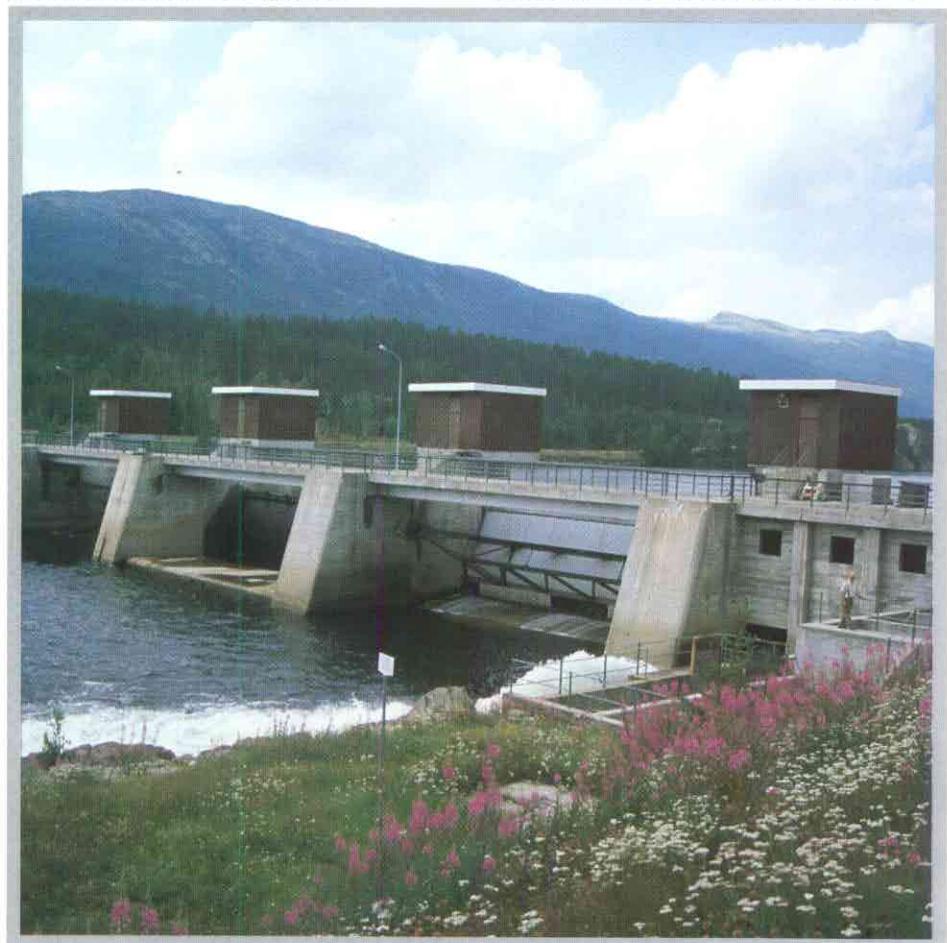
Tekniskt sett indelas produktionsstyrningen i två moment:

- primärreglering,
- sekundärreglering.

Primärreglering åstadkommes genom att ett stort antal aggregat har turbinregulatorer som ändrar vatten- eller ångflödet proportionellt mot nätets frekvensavvikelse. Den sammanlagda verkan av alle sådana ingrepp blir

Fig. 7. Vattenkraften är lättreglerad men beroende av de stora variationerna i nederbörd.

Hydropower generation is easy controllable but depending on big variations in the precipitation.



en reglerrespons, eller reglerstyrka, som mäts i MW/Hz. En begränsad laständring kan således regleras genom den automatiska primärregleringen. Om den totala reglerstyrkan är känd så visar den kvarstående frekvensavvikelsen hur stor effekt som den automatiska regleringen bidrar med av den totala produktionen.

Sekundärreglering innebär att större produktionsändringar normalt företas genom manuella styringrepp. I vattenkraftstationer innebär det start eller stopp av aggregat eller större ändringar av börvärdet för vattenföringen. För värmekraftblock sker det genom reglering med viss hastighet (MW/minut) till en avsedd nivå.

Sekundärreglering initieras dels i samverkan med primärregleringen och dels för att möta större belastningsförändringar som förutsetts i produktionsplaneringsprocessen. I det första fallet sker det då frekvensavvikelsen närmars sig tillåtna gränser, 49,9–50,1 Hz.

Organisatoriskt är ansvaret för produktionsstyrningens moment fördelat enligt följande.

Systemets krav på tillräcklig kapacitet för primärreglering tillgodoses

genom att den totala reglerstyrkan inte får understiga ett gränsvärde som normalt är satt till 6000 MW/Hz. Ansvaret för att upprätthålla denna mängd är fördelat mellan länderna proportionellt mot årsförbrukningen enligt

Norge	1 940
Sverige	2 630
Finland	1 160
Danmark	270
	6 000 MW/Hz

Inom Danmark deltar endast Själland i Nordelsystemets kontinuerliga frekvensreglering.

Det åligger varje nationell driftledning att löpande svara för att landet håller sin del av reglerstyrkan. Om detta leder till stora kostnader pga. förluster eller icke optimal produktionsfördelning, finns möjligheten att göra bilaterala överenskommelser. Överskott på billig reglerstyrka i ett land kan då tillgodosräknas ett annat. Detta kan ske med eller utan ekonomisk kompen-sation enligt parternas önskan.

Fördelning av kraven mellan kraft-företag inom respektive land sker enligt principer som utformas internt.

Fig. 8. Kärnkraften utgör en basproduktion som utnyttjas fullt större av året och har hög tillgänglighet.

The nuclear power is used as a basic generation with full utilization during most part of the year and with high availability.



Primär- och sekundärreglering börses som en integrerad process där arbetet med att reglera lastvariationerna fördelar mellan automatiska och manuella ingrepp. Detta sker kontinuerligt i en ständig växelverkan.

I ett stort synkront system sammanlagras verkan av belastningens cykliska och slumpvisa variationer till en gemensam last som produktionssystemet måste följa. Frånsett överförförlusterna så har ett givet regleringsgrepp samma verkan på effektbalansen oavsett var i nätet det företas.

I Nordelsystemet måste emellertid hänsyn tas till överförföringsgränserna och till produktionsekonomiska förutsättningar för korttidsreglering inom varje land. Den grundläggande principen är därför att varje land är ansvarigt för den sekundärreglering som den egna belastningen kräver.

Det betyder att det i varje land ska vara möjligt att reglera ut både de kraftiga dygnsvariationerna och de oregelbundna trenderna i t. ex. till följd av väderomslags. De mera slumpräglade variationerna ska däremot kunna tas om hand av primärregleringen så långt som överförföringsgränserna medger.

Regleransvaret är i allmänhet vidarefördelat till de kraftföretag som deltar i samkörningen inom respektive land. Därigenom är det totala reglerarbetet i mycket hög utsträckning decentraliseringat.

De grundläggande produktionsekonomiska beslutene för hur reglerarbetet ska utföras fattas självständigt inom de olika kraftföretagen.

Produktionskapaciteten för varje kraftföretag är tekniskt och ekonomiskt dimensionerad efter den egna belastningens storlek och karaktär. I den korttids produktionplaneringen beaktas aktuella belastningsförhållanden samt reglerbarheten i de olika produktionsanläggningarna.

De ekonomiska förutsättningarna för reglering kan variera betydligt under året framför allt beroende på vattenkraftens tillrinningsförhållanden. Genom att utnyttja möjligheterna till utbyte av tillfällig kraft inom och mellan länderna kan stora kostnadsbesparningar uppnås. Dessa kraftutbytens variationer i omfattning och pris avspeglar därför också de aktuella förutsättningarna för korttids reglering i Nordelsystemet.

För att den decentraliserade besluts-

strukturen ska kunna fungera inom ramarna för den tekniska driften av Nordelsystemet, krävs en löpande bevakning av att vissa kriterier uppfylls. Det är primärt de nationella driftledningarna som ansvarar för att så sker.

De viktigaste kriterierna är:

- att nätfrekvensen är inom 49,9–50,1 Hz,
- att tidsavvikelsen inte är större än ± 10 sek,
- att överförföringsbegränsningarna inte överskrids.

Nätfrekvensen avspeglar hur reglerarbetet fördelats mellan primär- och sekundärreglering inom Nordelsystemet i sin helhet. Den säger dock inget om hur regleringen fördelats mellan delsystemen eller hur fördelningen påverkat överförföringsförhållandena. Som ett övergripande mätetal har därför begreppet inställningsfel formulerats.

Inställningsfelet, I , definieras enligt följande ekvation

$$I_i = \Delta P_i + R_i \cdot \Delta f$$

- ΔP_i är den summerade avvikelsen i MW mellan verlig effekt och avtalad effekt på samkörningsförbindelserna från delsystem i till övriga delsystem.
- R_i är sammanlagd reglerstyrka Mw/Hz inom delsystem i.
- Δf är frekvensavvikelsen från 50,0 Hz för hela systemet.

Inställningsfelet är i första hand relevant för delsystemen. För hela systemet gäller att överförföringsavvikelserna tar ut varandra, dvs.

$$\sum_i P_i = 0$$

och ekvationen reduceras till

$$I = \sum_i R_i \cdot \Delta f$$

dvs. inställningsfelet visar primärregleringens utnyttjning som det beskrivits ovan.

Norge och Sverige har ett delat ansvar för att frekvensavvikelsen inte överskridar tillåtna gränser.

I särskilda riktlinjer för frekvensreglering och produktionsstyrning i normaldrift som godkändes av Driftutskottet 1979 fastlades ramarna för inställningsfelets tillåtna variationer. Huvudsyftet med att formulera dessa är att:

- trygga tillfredsställande kvalitet på nätfrekvens och synkrontid.
- möjliggöra en förbättring av totalekonomin i det nordiska elkraftssystemet samt tillåta en rimlig fördelning av den uppkomna vinsten.
- möjliggöra bästa utnyttjning av de nationella produktionsapparaterna och överförföringsnätet.

Fig. 9. Fossilkraft utnyttjas normalt i Danmark och Finland men utnyttjas vid torrår även som energireserv för hela Nordelsystemet.

Fossil-fueled generation is normally used in Denmark and Finland but will during dry years also be used as energy reserve for the total Nordelsystem.



- möjliggöra hög utnyttjning av samkörningsförbindelserna mellan de nordiska länderna.

Samtidigt ger dessa riktlinjer en bättre precision av produktionsstyrningen i och med att det klarare framgår vem som svarar för eventuella stora regleravvikeler och som därför bör göra åtgärder.

Det finns inga direkta ekonomiska sanktioner kopplade till utnyttjningen av de frihetsgrader som principerna för inställningsfelskörning medger. I den ordinarie avräkningen registreras emellertid timvärdena på avvikelseenergin mellan avtalade och verkliga utbyten. Prissättning av denna ej avtalade kraft är inte lika för alla samkörningsförbindelser. På vissa prissätts avvikeler så att det ekonomiskt belastar oönskade utbyten.

Inom de enskilda länderna finns olika system för att internt identifiera och prissätta avvikeler från planerade kraftutbyten mellan samkörande företag. I allmänhet är de uppbyggda så att de ekonomiska konsekvenserna klargörs redan i driftskedet. De utgör därmed ett styrningsinstrument för de nationella driftledningarna. Däriigenom

kan korrigerande åtgärder för kraftbalansen åstadkommas på ett produktionsekonomiskt och fördelningsmässigt riktigt sätt.

Beskrivningen av produktionsstyrningens struktur kan i korthet sammanfattas som att det grundläggande ansvaret för att reglera de stora belastningsvariationerna är delegerat till varje enskilt kraftföretag. Inom kraftföretagen bedrivs en omfattande produktionsplanering på lång och kort sikt. Den kortsiktiga planeringen bedrivs fram till de närmaste timmarna. Genom planeringsprocesserna uppnås en optimal utnyttjning av produktionsresurserna. Möjligheterna för utbyte av tillfällig kraft inom hela Nordel utnyttjas för att utjämna och minska de totala kostnaderna för att reglera belastningsvariationerna.

Fördelarna med det samkörande Nordelsystemet tillvaratas genom att slumpvisa belastningsvariationer kan tas om hand av de samlade resurserna för primärreglering (reglerstyrka). Nordelsystemet är gynnat genom den stora andelen vattenkraft. Vattenkraftstationerna är tekniskt och vattenförmässigt utformade för enkel kort-

tidsreglering (sekundärreglering). Vid normal drift vid bästa verkningsgrad finns en marginal för reglerstyrkan att verka på. Med bidrag från många stationer åstadkommes en tillräcklig kapacitet för behovet av primärreglering och störningsreserv till mycket låga kostnader.

7. Produktionsreserver

För att uppfylla rimliga krav på driftsäkerhet i kraftsystemet måste reservkapacitet finnas tillgänglig för att möta plötsliga påfrestningar som uppstår. Driftsäkerheten utvärderas generellt enligt principen att s k dimensionerade felfall identifieras och att man säkerställer att systemet klarar ett sådant fel utan att väsentliga leveransavbrott uppstår.

Produktionsreserver ska finnas tillgängliga för att primärt klara störningar i effektbalansen. I vissa fall ställs krav på lokalisering inom delar av nätet dit överföringsförmågan är eller kan bli begränsad genom en störning.

Reservernas tillgänglighet förutsätter att de har beaktats i driftplaneringen av produktionsenheternas utnyttjning. Kraven på reserver måste därför uttryckas på ett systematisk sätt.

Inom Nordelsystemet tillämpas följande metodik för att kvantifiera reserver av olika karaktär.

Inom begreppet *driftreserv* görs en åtskillnad mellan *normaldriftreserv* och *störningsreserv*:

- Normaldriftreserv ska vara tillgänglig för frekvensregleringen och för att täcka prognosavvikeler.
- Störningsreserv ska kunna utnyttjas vid störningar i effektbalansen eller i överföringssystemet.

Kraven på aktiveringstid uttrycks för både normaldrift- och störningsreserv genom indelningar i:

- Momentan reserv max 30 s.
- Snabb reserv max 15 min.
- Långsam reserv max 4 h.

Det grundläggande ansvaret för att bestämma och upprätthålla nödvändiga reserver åvilar de nationella driftledningarna.

Kapaciteten i det samkörande Nordelsystemet medger dock att den momentana aktiva reseren samordnas så att reserv inte måste hållas samtidigt för alla läanders dimensionerande felfall. För att täcka bortfall av den största produktionsenheten kan effektförbrukning från nätets alla delar tillgodoräknas. Likaså kan normala belastningsförändringar tas om hand av den samlade

	Reglerstyrka	Frekv. regl. reserv	Dimensionerande felfall	Fördelning %	Mom. störn. reserv
Norge	1 940	194	900	26	247
Sverige	2 630	263	1 150	34	323
Finland	1 160	116	700	21	200
Danmark	270	27	650	19	180
	6 000	600		100	950

reglerstyrkekapaciteten enligt avsnittet om produktionsstyrning ovan.

Produktionsbortfall antas vara oberoende av övriga nätfel. Reservbidragen kan därför överföras inom de marginaler som krävs för att klara fel i överförsningsnätet.

Samordningsmöjligheterna har utnyttjats för att radikalt minska reservhållningskostnaderna. För den momentana normaldriftreserven, eller frekvensregleringsreserven, är kraven för varje land kopplade till kravet på reglerstyrka. Reserven skall vara tillgänglig då frekvensen varierar $\pm 0,1$ Hz. Kravet i MW blir därmed $0,1 \times$ kravet på reglerstyrkan i MW/Hz. Frekvensregleringsreserven är således förutsättningen för primärregleringen som den har beskrivits i avsnitt 6.

Den momentana störningsreserven dimensioneras löpande efter det största av de olika ländernas dimensionerande felfall. Bestämningen utförs veckovis eller oftare om förutsättningarna förändras. Reservkravet fördelas på länderna proportionellt mot respektive egna felfall.

En möjlig fördelning av de gemensamma reserverna kan illustreras av följande tabell.

Danmarks bidrag till störningsreserven uppfylls delvis av automatisk reglering av likströmsförbindelserna till Jylland.

Om den momentana reserven tas i anspråk ska snabb reserv finnas tillgänglig för att åter frigöra den momentana inom 15 minuter. Därmed övergår ansvaret för att kompensera störningen till driftledningen för det land där den inträffar. Snabb och långsam reserv behöver därför finnas inom resp land och dimensioneras efter lokala förhållanden. Någon ytterligare samordning av dessa reserver bedrivs därför inte rutinmässigt på Nordelnivå.

På grund av den geografiskt centrala positionen har Sverige genom Vattenfall uppgiften att samordna rutinerna för planering och övervakning av de gemensamma reserverna.

Bilaterala överenskommelser kan träffas mellan driftledningarna för

angränsande system om att samordna reservhållningen. Ömsesidiga överenskommelser kan också göras om hjälp i form av stödkraft när störningar inträffar. Det innebär att kraft kan levereras med mycket kort varsel för att reducera kostnaderna för att aktivera mycket dyra produktionsreserver.

De nationella driftledningarnas uppgifter för hantering av driftreserver är följande:

- Identifiera dimensionerande felfall.
- Veckovis meddela till Vattenfall förutsättningarna för reservsamordningen och reglerstyrka.
- Vattenfall ska veckovis meddela aktuella krav på reserverna.
- Bevaka att driftsreserverna beaktas i produktionsplaneringen.
- Övervaka att de ställda kraven på det egna landet uppfylls.
- Övervaka att krav som vidarefördelats till andra kraftföretag uppfylls.

8. Överförsningsförmåga

Nordelsystemets geografiska utbredning har krävt att mycket långa ledningar byggs för att binda samman länderna och deras avlägsna delar. För de nationella näten och samkörningsförbindelserna måste därför stor uppmärksamhet ägnas åt överförsningsförhållandena i planerings- och driftskedet.

De problem som hänger samman med höga överföringar på långt utsträckta nät är främst:

- Dynamisk och statisk stabilitet.
- Spänningsstabilitet.
- Termiska överlaster.

I tidigare stadier har Nordelsystemet i högre grad varit känsligt för dynamisk och statisk instabilitet. Näten har efter hand förstärkts vilket har medgivit högre överföringar. Känsligheten har då alltmer förskjutits till förmågan att upprätthålla spänningen vid ansträngda förhållanden.

De reaktiva effektförhållandena för att undvika spänningsskollaps har därmed uppmärksammats.

Termiska överlaster inträder mest som begränsningar vid onormala driftlägen.

Utbyggnaden av näten har baserats på produktionssystemets utveckling och de överförsningsbehov som följt därv. Samkörningsförbindelsernas kapacitet har motiverats av den ekonomiska samkörningsnyttan.

Överförsningsförmågan i systemets kritiska snitt relateras alltid till en önskad driftsäkerhetsnivå. Den bygger i sin tur på svårighetsgraden på de störningar som systemet ska klara. Inom Nordel har detta specificerats i de tidigare nämnda «Dimensioneringsreglerna för det samkörande nordiska nätet».

Dimensioneringsreglerna anges i vissa fasta kriterier vilka nätfel som skall kunna inträffa vid maximalt tillåtna överförsningsnivåer utan att systemets förmåga att upprätthålla driftsäkerhetsnivån är brytande. Kriterierna uttrycker därmed att en viss liten risk accepteras för att annu svårare fel kan leda till omfattande störningar. Å andra sidan kan systemet tåla dessa svårare fel under de tider på dygnet och året då överföringarna är lägre.

Driftsäkerhetsnivån som fastställts vid utbyggnaden ska ligga till grund även för systemets driftprinciper. Detta bedöms teoretiskt ge en optimal utnyttjning av systemet ur ekonomisk och driftsäkerhetssynpunkt. De stora variationerna i förutsättningar för driften gör dock att driftsäkerhetsnivån varierar i driftskedet i förhållande till planeringsskedet.

De nationella driftledningarna ansvarar för driftsäkerheten inom sina egna överförsningsnät. De har därigenom befogenheter som på olika sätt griper in i de samkörande kraftföretagen inom respektive land. Huvudfunktionerna för driftledningarna är:

- Fastställa och övervaka överförsningsbegränsningar.
- Fastställa och övervaka driftreserver för aktiv och reaktiv effekt.
- Beordra kopplingar i nätet.
- Planera och godkänna att anläggningar tas ur drift.
- Svara för korrekt bortkoppling av fel genom reläskydden.
- Svara för inställning av automatikfunktioner i systemet.
- Analysera störningar och vidta avhjälplande åtgärder.
- Utfärda instruktioner för driftåtgärder.

För samkörningsförbindelserna är ansvaret delat mellan driftledningarna i respektive system. De samverkar lopande för att gemensamt bestämma i

frågor som faller inom de nämnda funktionerna. Beslut fattas således på bilateral nivå. Någon överordnad beslutsnivå finns inte inom Nordel. Inom de gemensamma organen som Driftutskottet och dess arbetsgrupp för systemfrågor, NOSY, diskuteras och fastställs riklinjer som stöd för beslutsfattandet inom driftledningarna.

Driftledningarna behöver effektiva hjälpmmedel för att analysera och övervaka systemets driftförhållanden. Bestämning av överföringsförmåga och reläskyddssamordning kräver omfattande beräkningar med datoriserade hjälpmmedel. De flesta beräkningarna förutsätter att hela Nordelnätet är representerat. Det kräver att stora mängder tekniska data utbyts mellan länderna. Detta underlättas i hög grad av att de drift- och planeringsansvariga avdelningarna inom Nordel utnyttjar samma beräkningsverktyg för analys av systemets statiska och dynamiska egenskaper.

De driftmässiga analyserna inriktas på att i de aktuella produktions- och driftförhållandena fastställa möjlig överföringsförmåga. Särskild vikt måste läggas vid onormala driftlägen som planeras för underhålls- eller ombygg-nadsarbeten. I beräkningarna simuleras de felfall som ingår i driftsäkerhetskrite-rierna. Arbetet utmynnar i riklinjer för driftreserv, inställning av skydd och automatiker m.m. som förutsätts för att kunna utnyttja angiven överföringsförmåga i systemets olika snitt.

Hjälpmedlen för driftövervakning är i dag väl utbyggda hos de ansvariga drift-ledningarna. Arbete pågår för att utvidga informationsutbytet mellan de nationella driftcentralerna. En ömse-sidig momentan uppdatering blir då möjlig om förhållanden som är viktiga för utvärdering av driftsäkerhet och kraftutbyten på samkörningsförbindel-serna.

9. Nätvärn

För att i vissa ansträngda drift tillstånd kunna åstadkomma omdel-bar ingrepp i kraftsystemet så har ett antal automatikstyrda funktioner införts utöver de reguljära reläskydden. Begreppet nätvärn har tidigare bara använts för några av dessa. En strikt definition har visat sig svår att uppnå. I detta sammanhang kan det dock vara motiverat att redovisa de automatik-styrda ingreppe samlat.

Aktivering av nätvärnen sker i huvudsak av fyra kriterier:

- låg eller hög frekvens.
- låg eller hög spänning.
- aktiverade reläskydd.
- detekterade pendlingar.

Fn är det endast indikeringar från reläskydd som överförs via telekommunikationer för aktivering i andra avlägsna stationer. Övriga funktioner bygger på lokal mätning.

Följande funktioner aktiveras av onormal frekvens:

• Belastningsfrämkoppling, BFK.

Sammanlagt ca en tredjedel av elkonsumtionen i Nordelnätet kan kopplas bort vid underfrekvens i området mellan 49,0–47,5 Hz för att mäta en plötsligt uppkommen effektbrist.

• Generatorer i synkron drift.

Ca 1900 MW i vattenkraftaggregat kan övergå i aktiv produktion vid underfrekvens.

• Pumpkraftstationer.

Ca 900 MW i pumpkraft kan avbrytas vid underfrekvens för övergång till produktion.

• Elpannor.

Ca 1 500 MW i tillkopplade elpannor och sliperilast i Sverige och Finland kan bortkopplas vid underfrekvens.

• Nödeffekt på likströmsförbindelser.

Vid frekvensavvikelse r inom endera det kontinentala UCPTE-systemet – Jylland eller det synkrona Nordelsystemet aktiveras nödeffektleveranser enligt förinställda kriterier på likströmsförbindelserna mellan Jylland och Norge/Sverige. Leverans till Finland från förbindelsen med Sovjet avbryts vid onormalt hög frekvens.

• Start av gasturbiner.

Ca. 1 200 MW gasturbiner kan startas automatiskt vid underfrekvens.

Följande funktioner aktiveras av onormal spänning:

• Koppling av reaktorer och shuntbatterier.

Automatiken ingriper vid avvikelse utanför det normala reglerområdet.

• Bortkoppling av belastning.

Tillämpas i mindre omfattning i Finland.

• Reglering av likströmsförbindelser.

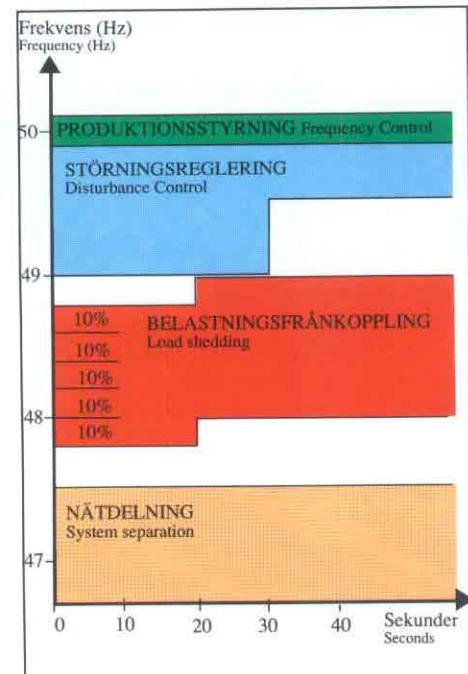
Aktivering kan ske av Skagerrak och Kontiskan 2 förbindelserna vid lågspänning i Norge resp Sverige.

Följande funktioner aktiveras av reläskydd:

• Produktionsbortkoppling.

Ett stort antal generatorer i Norge, norra Sverige och i viss mån i Danmark kan väljas för bortkoppling

Fig. 10. Frekvensstyrda åtgärder i Nordelsystemet.



vid fel i överföringsnätet. Åtgärder vidtas för att undvika stabilitetssvikt pga. försvagade nät.

• Nätindelning.

Uppdelning av nätet i frisvävande örsker vid vissa nätfel för att undvika stora överlaster och okontrollerade kaskadutlösningar. Det tillämpas främst i Norge och Danmark för stora nätdelar. Kriterierna kan också vara onormal frekvens och spänning eller pendlingar.

Följande funktioner aktiveras av systempendlingar:

• Dämpreglering i SVC-anläggningar.

Tyristorreglerade utrustningar för spänningsreglering nyttjas för att med styrd lastvariationer dämpa pendlingar.

• Dämpreglering i likströmsförbindelser.

Dämpverkan åstadkommes genom överlade motpendlingar i den överförla effekten. Utnyttjas fn för Fennō-Skan.

Ansvaret för nätvärnens funktion och inställningar ligger hos de nationella driftledningarna. Deras systemmässiga verkan samordnas vid diskussioner mellan driftledningarna, med interna experter och inom NOSY-gruppen.

English Summary

Contents

Nordel

Nordel 1989

Nordel's Activities in 1989

Denmark

Finland

Iceland

Norway

Sweden

Operation Management in the Inter-connected Nordic System



Nordel, founded in 1963, is an association for people active in the field of power supply in Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden. It is an advisory and recommendatory organization aimed at promoting international, mainly Nordic, cooperation in the field of production, distribution and consumption of electric energy.

Nordel has the following permanent tasks:

- to continuously follow developments in production and consumption of electric energy in the Nordic countries
- to compile consumption forecasts and extension plans drawn up in the respective countries
- to publish an annual report containing information about work completed during the year within Nordel, information about power supply in the Nordic countries, special articles and statistics.

A considerable amount of Nordel's work takes place in standing and special committees. The committees include specialists from various fields of energy. Each country has a contact person to collect statistics and other periodical information. Within Nordel there are also contact people in many international organizations.

The chairman of Nordel is elected for a period of three years. The chairmanship circulates among the countries. The chairman appoints a secretary and is responsible for the secretariat.



The boom seems to have peaked early in 1989 in the OECD area after relatively strong growth in the two preceding years. It is estimated that GNP for the OECD area increased by 3.6% in 1989 as against 4.4% in 1988.

Investment and exports continued to show strong growth, but developments in the individual countries were to some extent very varied. In West Germany and Japan growth was maintained at a high level, while there was a clear decline in the USA and Great Britain.

Inflation in the OECD area was higher in 1989 than in the previous year, but throughout the year its growth levelled out and it is anticipated that it will remain stable. There was a slight drop in unemployment. In West Germany unemployment figures dropped by about 0.5% to about 5.6% in 1989, while there was a drop of about 1.7% to about 6.5% in Great Britain.

Economic development in the Scandinavian countries was still rather varied in 1989. This year too, Finland experienced the highest economic growth, with a 4.9% increase in GNP. The development of the Danish economy stabilized and GNP increased by about 2.9% in 1989. Sweden and Norway saw a GNP increase of 2.0% and 2.3% respectively. Iceland was still sliding economically, with a drop of 2.5% in GNP, very high inflation and an increase in consumer prices of 25.2%. Rise in prices were 6.5% in Sweden and Finland, while they were more moderate in Denmark and Norway, 4.7% and 4.6% respectively.

Within Scandinavia unemployment remained highest in Denmark at a level of 9.2% at the close of 1989. In Norway unemployment rose rapidly in the course of the year, and amounted to 4.9% of the work force as an annual average. In Finland unemployment was reduced by about 1% to 3.5% in 1989. Sweden and Iceland continued to have low unemployment, 1.4% and 1.7% respectively.

The main impression of recent years has been that the Nordel area has seen higher price rises than the OECD area and that unemployment has been substantially lower.

Total power consumption in the Nordel countries also saw a moderate increase in 1989, and was only 0.4% higher than in 1988. Gross consumption was 324.7 TWh, not counting 13.5 TWh of occasional power supplied to electric boilers. The patterns of development in the individual countries differed

slightly. Consumption increased in Denmark and Finland by 1.7% and in Iceland by 0.8%. Sweden consumed the same amount as in 1988, while Norway saw an insignificant drop of about 0.2%. Sweden had the highest power consumption at 131.2 TWh. Consumption in Norway was 98.8 TWh, in Finland 59.5 TWh, in Denmark 30.9 TWh, and in Iceland 4.3 TWh.

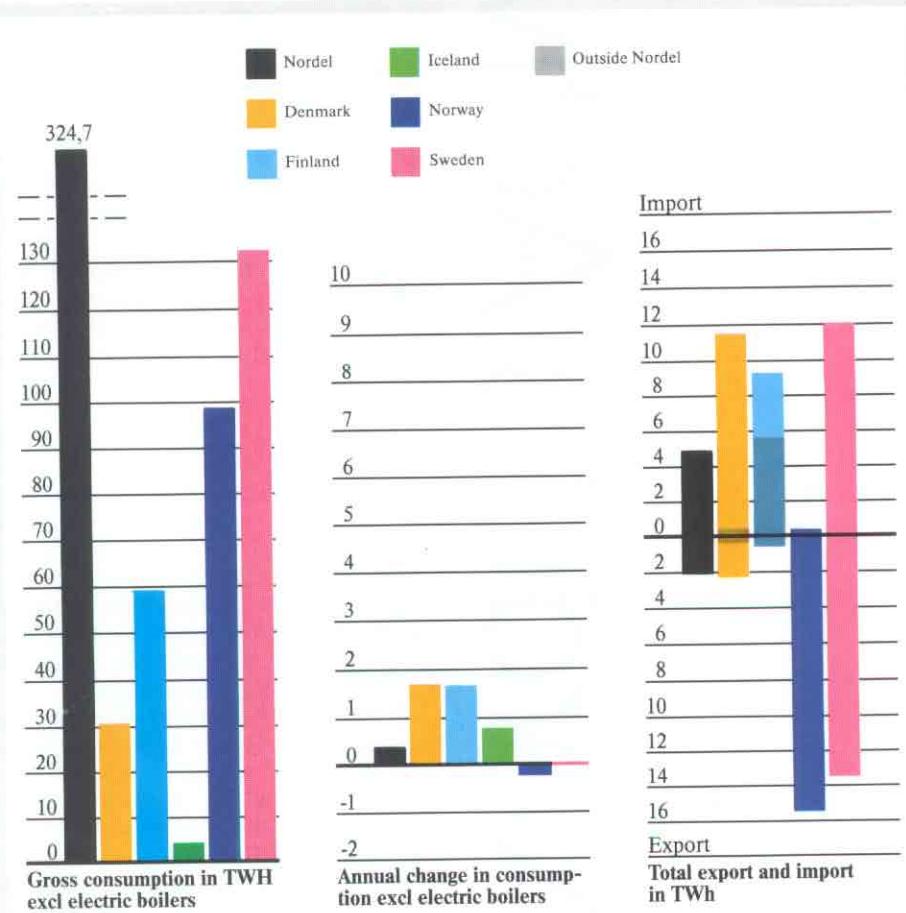
Hydropower is the predominant type of power production in the Nordel area. In 1989 it accounted for 206.6 TWh or 61.6% of a total production of 335.4 TWh. Norway has the highest percentage of hydropower, with a production record of 118.6 TWh in 1989. Hydropower production in Sweden was 71.0 TWh, in Finland 12.8 TWh and in Iceland 4.2 TWh. Denmark's hydropower is negligible, but it has wind-power resources that reached a production level of 0.5 TWh in 1989.

Nuclear power is also substantial, and accounted for 80.8 TWh or 24.1% of overall production. Sweden produced 62.8 TWh and Finland 18.0 TWh of nuclear power. Other thermal production in the Nordel area amounted to 47.5 TWh or 14.2% of total production,

mostly in Denmark, Finland and Sweden. Coal was the major fuel, while natural gas and oil accounted for smaller percentages.

Power exchanges among the Nordel countries were very high this year, totalling 28.5 TWh, the largest volume of exchanges yet registered. Exchanges accounted for 8.5% of total production. Sweden and Denmark had the highest imports, at 12.1 TWh and 11.6 TWh respectively. Norway had the highest exports, 15.4 TWh, followed by Sweden with 12.5 TWh. The major net importer within Nordel was Denmark, with 11.4 TWh. The biggest net exporter was Norway, with 14.9 TWh. In 1989 Finland had net imports of 4.0 TWh from Nordel countries, while Sweden had net exports of 0.5 TWh.

In addition to these exchanges, Finland imported 4.8 TWh from the Soviet Union. Denmark had a net export of 1.9 TWh to West Germany. In the overall view Nordel showed net imports because of the imports from the Soviet Union.



Nordel's Activities in 1989

Nordel held its annual meeting in Imatra on the 24th of August 1989. At the meeting, the annual report for 1988 was discussed, as well as current electric power issues in the Nordic countries and the power situation for the coming three years. The sitting committees reported on their activities for the past year and submitted their plans for the coming years. The activities of the committees and the contact persons and groups reporting directly to Nordel were discussed. There was a report on international contacts.

The organization of Nordel's efforts on environmental issues was discussed. A working group had drafted a proposal which Nordel approved. Nordel dissolved the Thermal Power Committee and acted to form a new committee, the Environment and Production Committee, to reinforce efforts on environmental issues. Nordel further resolved that the Operations Committee and the Planning Committee should include environmental issues in their working schedules.

Nordel discussed its contact with developing countries, and guidelines for this involvement were approved. Nordel cooperates with the Nordic foreign aid organizations in its contact with developing countries. In May 1989, Nordel was responsible for the presentations in a seminar for delegates from six Central American countries. All the Nordic countries were visited.

Anders Palmgren from Finland, Ove W. Dietrich from Denmark and Ragnar Myran from Norway were elected to new membership in Nordel, replacing Pertti Voutilainen, Preben Schou and Arne Finstad respectively.

The chair of the Operations Committee passed from Finland to Sweden according to the order of rotation. Anders Palmgren stepped down, and Gunnar Ålfors was elected chairman of the Operations Committee. A Danish chairman was elected to chair the new Environment and Production Committee for the first three-year period. Carl-Erik Lundgren was later appointed to the chair.

Representatives from Nordel had their annual meeting with the official committee for energy policy of the Nordic Council of Ministers on 5 December 1989 in Copenhagen. This is part of the cooperation with the Nordic energy authorities, providing a mutual exchange of information and discussion of current issues.

There was no need for an additional meeting to follow up the annual meeting. Instead, a meeting of chairmen and secretaries was held on 8 February in Oslo, at which the activities of the committees and the secretariat were discussed.

Operations Committee

The Committee has continually dealt with joint operation matters, such as the power situation in the Nordic countries, power interchange between the countries, reliability and operational matters, and disturbances in the Nordic power system. To enable an assessment to be made of the power situation during the coming three years, power and energy balances were drawn up for this period.

The power situation during the early part of the year was unique. The extremely mild weather resulted in low electrical energy consumption, and the very high precipitation laid the foundations for an excellent hydro power situation. The latter part of the year turned out to be distinctly wet, with relatively mild weather and low rate of consumption increase. The unusual water situation led to power interchanges of record magnitude between the countries during the year, and a record reduction in the energy generated by nuclear power.

The temperature-corrected consumption increase (running 12-month value) in Denmark, Norway and Sweden was around 2%, whereas the increase in Finland amounted to 3.5%. The temperature-corrected increase for the Nordel system as a whole amounted to around 2.5%.

The water inflow during the first half year was very much higher than normal in all three hydro power countries. In the beginning of the year, Norway had water inflow of the same magnitude as the total hydro power generation, which is exceptional. The spring floods began about 2 weeks earlier than normal, and the lowest reservoir level before the spring floods was 25 percentage units higher than normal in Norway, 12 percentage units higher in Sweden and 7 percentage units higher in Finland. During the latter part of the year, the water inflow was normal, and the total inflow over the year in Norway, Sweden and Finland were 120, 117 and 110% of normal. 1989 was thus a distinctly wet year.

More than 6 TWh of power balance spillage occurred during the year, principally in Norway.

The reservoir contents were largely normal in all three hydro power countries, both at the beginning and at the end of the year.

Nuclear power continued to perform very well. The availability was very high, and this pattern is continuing. The Ringhals 1 and 2, Forsmark 3 and Oskarshamn 3 units were uprated during 1989. The energy generated by nuclear power during the year was more than 9 TWh lower than the year before, principally in Sweden, due to the extreme hydro-power situation.

Prices of coal increased slowly during the year, whereas the cost of oil increased substantially, mainly during the latter part of the year.

Due to the unique water situation, Norway exported maximum power over long periods of time to Jutland and Sweden, whereas Sweden exported to a maximum extent to Finland, Jutland and Zealand.

The power interchanges during the year were of record magnitude, with a total turnover of 28.5 TWh, which is around 8.3 TWh more than the earlier record (1983).

The net interchanges during 1989 were as follows:

Norway	→ Jutland	3.8 TWh
Norway	→ Sweden	11.0 TWh
Sweden	→ Denmark	7.6 TWh
Sweden	→ Finland	3.9 TWh
Norway	→ Finland	0.2 TWh

A detailed power balance analysis for the 1989/90 winter period has been drawn up. The power reserve within each sub-system (own reserve and reserve available across the interconnecting links) is considered to be satisfactory for each sub-system in the forecast peak-load situation.

The power and energy balances compiled by the Operations Committee for the next three years (1990–1992) show that the balances are acceptable.

The Operations Committee's working committee for system matters (NOSY) has pursued further work on operational analyses for the Nordel system. The work of the committee has included:

- specifying and updating current transmission limits on the interconnecting links.
- following up the work of setting the damper accessories used to prevent system instability.
- drawing up comments for the Plan-

ning Committee's review of the Nordel grid design rules.

- supplementing the demands on instantaneous disturbance reserve in terms of control characteristics.
- compiling rules for controlling the voltage and reactive power, and evaluating how the risk of voltage failure is taken into account in these rules.
- compiling particulars of all existing network protection functions in the Nordel system, and devoting further work to the expansion of the network protection concept by functions that are not frequency-controlled.

The extensive cooperation of the power systems of the countries, aimed at achieving the best utilisation of the overall resources from the safety and economic aspects, demands a gradual expansion of data interchange between the control centres of the countries. The Operations Committee has drawn up an inventory of the interchange of various types of data – real-time data as well as plans and statistics – and has decided on certain changes as regards the interchange of plans and statistics. On assignment from the Operations Committee, Vattenfall (Swedish State Power Board) has suggested a principle for the technical approach to real-time date interchange between the control centres, and the Operations Committee has recommended that the work be pursued further, in order to enable data interchanges to be implemented in accordance with the proposals.

The Operations Committee has dealt with a report from Norway entitled "Increased Deliveries in Inter-Nordic Joint Operation". A liaison group between the Operations and Planning Committees has considered the report and, in a proposal that has been circulated for comments in the Operations Committee, has recommended that further work should primarily be oriented towards determining the benefits at the planning stage, and that this should be pursued by the Planning Committee in cooperation, to the necessary extent, with the Operations Committee. Nordel has approved this suggestion.

The Operations Committee evaluates a proposal by the EC commission that expanded electric power cooperation should be established within the EC. The increase would be achieved by introducing transiting rights for electric power producers. The EC commission also proposes an investigation concerning the rights for

consumers to conclude agreements, in free competition, for the purchase of power (common carrier). The Operations Committee has noted that cooperation in Europe has not performed as well as it has within Nordel, and that the objective of the proposal by the EC commission is to achieve improvements.

The Operations Committee considered that the application of the proposal within Nordel would probably not lead to better utilisation of the total Nordic power system. However, the Operations Committee will follow the activities and will assess whether anything emerging can be utilised for improving further the Nordel cooperation.

During April 1989, the Operations Committee held a joint meeting with UCPTE in The Hague. Valuable information was then exchanged concerning EC matters, the power situation, operational matters and operating experience. The next such meeting is scheduled for October 1990.

Planning Committee

Grid and generation studies on the interconnected Nordel system are in progress in close cooperation between the Grid and Generation Groups of the Committee. Current studies are concerned with the stage around the year 2000. The purpose is to draw up draft Nordel recommendations for the transmission capacities on the interconnecting links at that stage, and to prepare proposals for any reinforcements that may be necessary for the domestic grids and the interconnecting links to handle these capacities. The Grid Group has also submitted information for the work of the Committee for Environment and Generation (formerly Thermal Power Committee) concerned with operational specifications for small combined heat and power stations. In addition, the Grid Group has begun work in the field of environmentally benign power transmission. Studies have been pursued within the Generation Group aimed at testing the power system and the energy and power models used. Some development of the calculation models has been carried out. The Generation Group will also study the magnitude of the power and energy gains that could be achieved by the increased delivery capacity that joint operation may offer, and will also study the influence on the

Nordic energy balance of the stricter environmental demands on power generation.

Extensive work concerned with the grid is in progress within the Committee's ad hoc group for *reviewing the Nordel grid design rules*. Close cooperation has been established between the ad hoc group and the Grid Group. The first stage of the studies, which involved an extensive pilot study phase, has been reported and circulated to the Nordel companies and others for comments. Important views that were then advanced are that the rules should be simple and that they should be firmly concentrated to the planning conditions. Work on the second stage of the revision has begun and is scheduled to take about one year. This stage will lead to concrete proposals for possible changes to the present rules and proposed recommendations for new rules. When this second stage has been completed, the results will be circulated for comments, which is expected to take about three months. The ad hoc group can be expected to submit to Nordel a final report on the work at the beginning of 1991 at the earliest.

An ad hoc group within the Planning Committee is now studying the opportunities available for *coordinating electric power and natural gas matters* within the Nordic countries, and also studying the associated obstacles. An important reason for Nordel's involvement in natural gas is that the use of natural gas as power station fuel in Nordic countries can be expected to expand substantially in the future. A development of this nature should also be a prerequisite for natural gas becoming an energy raw material that is of major importance in Nordic countries. However, this presupposes that the pricing of gas and the terms of delivery enable it to compete with the alternatives. It is important that the pricing should promote rather than counteract rational joint operation within the Nordel region. A seminar is being arranged for April 1990 to promote the efforts to achieve more intimate cooperation between electric power utilities and natural gas companies. The seminar will be attended by delegates from both sides, and is intended to serve as a forum for shedding light on interesting questions and for stimulating discussion. A report on the work of the ad hoc group is scheduled for submission to the 1990 Nordel Annual Meeting.

The Planning Committee is endeavouring to keep itself abreast of deve-

lopments in the field of *energy within the European Community (EC)*. This applies in particular to matters that may be of importance to electric power cooperation within Nordel. A seminar on the subject of common carriage matters was held in October. This was attended by the Committee members, and also by a number of other persons who are involved in planning and operation within the Nordic power utilities. A couple of consultants who were retained by the EC commission were invited to present papers to the seminar. The Committee has begun a certain amount of work that may hopefully form the basis for a draft Nordel policy in common carriage matters. In addition, reports are submitted at every meeting with the Planning Committee on energy matters of current interest within the EC.

The assignments of the Planning Committee include the assessment of possible benefits that could be achieved by electric power cooperation between the Nordic countries and, against this background, to suggest concrete action, so that the benefits of cooperation will also accrue in practice. Realities face a number of *limitations as compared to the ideal situation in the planning of power systems*. In the ideal situation, electrical system planning would be pursued for the Nordic countries as a unit, without national boundaries. However, this cannot be achieved in practice due to rational as well as irrational limitations. The efforts in the planning work must therefore be focused on eliminating, or at least minimising as far as possible, the effect of the limitations on the planning, expansion and operation of the interconnected Nordel system. Work is in progress on determining the limitations arising in reality as compared to the ideal situation and, against this background, formulating a realistic planning philosophy. A report on this matter is scheduled for submission to the 1990 Nordel Annual Meeting.

A fairly comprehensive report on the *costs of wind power* was submitted to the 1986 Nordel Annual Meeting. The Planning Committee was then instructed to produce annually updated summaries of the cost of wind power. In view of the fairly extensive activities in the field of wind power in recent years, the Committee has decided to submit a more comprehensive wind power report in time for the 1990 Nordel Annual Meeting.

The six Central American countries of Guatemala, El Salvador, Honduras,

Nicaragua, Costa Rica and Panama are preparing electric power cooperation on the Nordel model. A cooperation organization known as CEAC (Consejo de Electrificación de América Central) has been formed. The organization is closely tied to the parliaments of the various countries, but has otherwise a number of similarities with Nordel. In the early summer of 1989, a *CEAC delegation paid a two-week visit to the Nordic countries*, invited by Nordic ministries. The purpose of the visit was to obtain information on Nordic cooperation and on the opportunities available for drawing on the experience gained by the Nordel organization and its methods of working, to assist in further development of CEAC. The programme for the CEAC visit included seminars as well as study visits covering all five Nordic countries. The Nordic international aid organizations, coordinated by NORAD in Norway, financed the visit and handled the practical arrangements. Nordel had the professional responsibility for the seminars and the study visits. The Chairman and Secretary of the Planning Committee and the Secretary of Nordel were included in the Organizing Committee and participated in the running of the visit.

The Thermal Power Committee - The Environment and Production Committee

From a wish of giving the environmental work in Nordel a higher priority, an ad hoc working group has made an assessment of tasks of current interest for Nordel in the environmental field and a recommendation of the best way to organize such work.

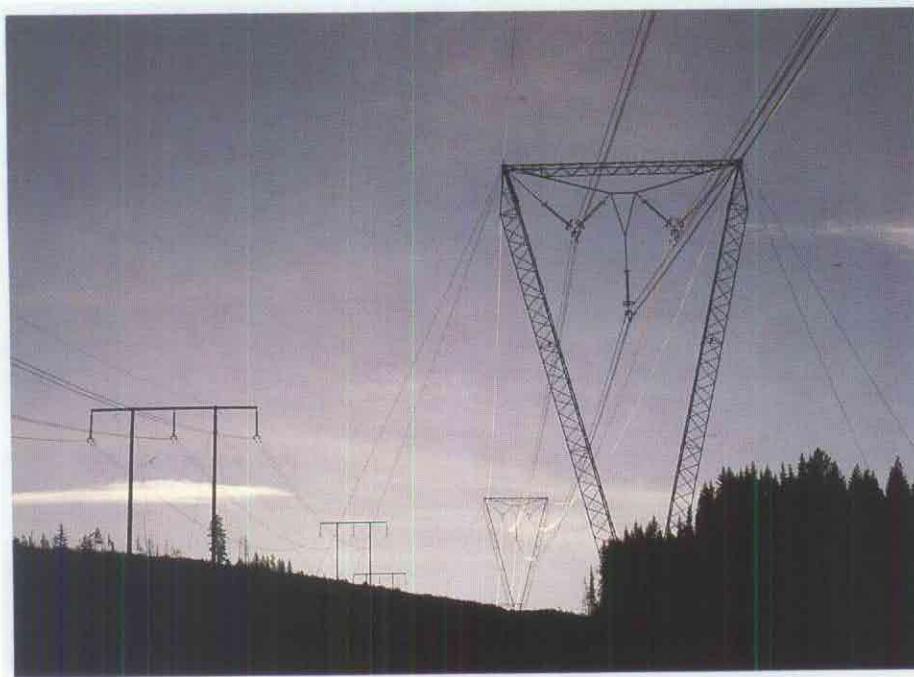
The recommendation was that Nordel dissolve the Thermal Power Committee and form a new Environment and Production Committee, and that the other committees also include environmental issues in their activities.

The recommendation was given in the light of the fact that the main part of the environmental issues are related to production, primarily the thermal power production. The environmental work in Nordel can, therefore, be given a *higher priority in a natural way* through the modification of the Thermal Power Committee. The close connection between environment, technique and economy which the

Ny 400 kV ledning Midskog- Morgårdshammar

New 400 kV transmission line.

Photo: Christer Ekström.



working group considered to be most important is thus maintained. Furthermore, a rational employment of resources is achieved as the existing structure of Nordel is used as a basis, and the number of committees is not increased.

As a consequence of the recommendation Nordel dissolved the Thermal Power Committee at the annual meeting in August 1989 and ordered an Environment and Production Committee set up; this has subsequently been effected.

Activities of the Thermal Power Committee were thus limited to the first seven months of 1989. During this period the Committee continued its exchange of experience and views within the thermal power area in the Nordic countries.

These activities will continue in the new Environment and Production Committee, which is concerned with the following:

- the analysis of power production in the Nordel context (efficiency, availability, economy).
- the analysis of environmental problems connected with power production.
- the improvement of productivity through exchange of experience.
- the analysis of new technologies for power production.
- the taking of initiative for Nordel point-of-view statements.

With a view to handling specified tasks the Committee has set up the following three working groups:

1. The Operations and Maintenance Group concerned with power plant operation and maintenance.
2. The Environment Group concerned with the external environment.
3. The Technology Group concerned with present and future technology.

The Operations and Maintenance Group had three meetings in 1989, partly under the Thermal Power Committee, partly under the Environment and Production committee.

Together with the Environment group, the Operations and Maintenance Group has worked out the article "Miljöaspekter vid kol- och oljeeldade kraftverk" ("Environmental Aspects by Coal- and Oil-fired Power Plants") for Nordel's annual report 1988.

The Operations and Maintenance Group have also arranged a seminar in Jyväskylä in Finland for maintenance managers of the power plants in Nordel. Approximately 60 persons participated in the seminar, which, among many other things, dealt with residual lifetime, boiler repairs, and sparepart philosophy.

The Environment Group also had three meetings in 1989, partly under the Thermal Power Committee, partly under the Environment and Production Committee.

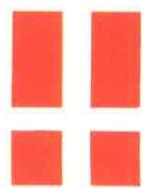
In November, the group arranged a seminar in Stockholm under the heading "How environmentally benign should energy production be in the future?"

The seminar addressed both civil

servants from energy and environment administrations and staff from power companies in the Nordic countries. The seminar gathered approximately 110 participants, who very lively debated the subject of the seminar, without, however, arriving at a final answer to the main issue of the seminar.

As in previous years, a working group appointed by the Thermal Power Committee has worked out a report of availability data in 1988 for thermal units in Denmark, Finland, and Sweden.

Denmark



Energy policy

Denmark's dependence on imported energy was reduced still further in 1989 through increased production of oil and gas in the Danish sector of the North Sea.

The proportion of Denmark's gross energy consumption that is based on indigenous energy sources thereby increased to 48%, against 40% in the previous year. Consumption and exports of Danish oil amounted to 3.3 and 2.2 tons, respectively. The corresponding figures for Danish natural gas were 2.3 and 0.6 bn m³.

Despite continued exploration in the Danish underground, it is still only Danish Underground Consortium that is producing oil and natural gas.

The power companies' compulsory purchases of natural gas under their agreement with Danish Natural Gas A/S amounted to 0.13 bn in 1989.

The investigations of ways of using natural gas for future power station expansion were given new actuality in February when the Minister of Energy asked for alternative expansion plans to be drawn up on the basis of natural gas. The plans were to be based on supply conditions and price structure that would mean the same overall production price for gas-based power and heat production as for power and heat from new coal-fired stations.

At the same time, the energy authorities shelved consideration of the application for permission to build a large coal-fired station in Jutland.

Such new expansion plans are mainly intended to be based on gas-fired combined-cycle units at CHP stations and - in some cases, built as IGCC-plants (Integrated coal gas and combined-cycle plants). The natural-gas-fired combined-cycle plants offer distinct advantages over traditional power stations as regards the environment and energy economy, primarily in the form of more efficient power production and lower CO₂-emission.

The advantages of IGCC-plants are retention of coal as a familiar alternative to natural gas and the fact that the Danish power companies can influence the development of future IGCC-plants, with the prospect of achieving, hereto, the same environmental and energy economy advantages in relation to traditional plants.

In 1989, Dangas A/S, ELKRAFT and ELSAM entered into negotiations concerning commercially acceptable price and supply conditions for a total

supply to the Danish power stations of up to 1 bn m³ gas per annum - or 10-15% of the power stations' fuel consumption. These negotiations are expected to be concluded some time in 1990.

Final clarification of the content of the expansion plans for new power stations in the 1990s will then be possible.

Power consumption

Power consumption in Denmark reached a figure of about 30.9 TWh in 1989 - an increase of about 1.7% in relation to 1988.

It was again mainly industry and the trade and service sectors that increased their consumption - by about 5% and 2%, respectively. Domestic and agricultural consumption fell by 2%, due partly to the much milder climate, with 16% fewer degree-days than in 1988.

The distribution of power consumption in 1989 was:

domestic users:	31%
trade and service sectors:	31%
industry:	30%
agriculture etc.	8%

On the basis of the anticipated effects of continued electricity saving campaigns, the forecast for power consumption in the years ahead is still a moderate rate of increase of about 2.5% per annum.

Power production

At the end of 1989, the installed capacity of Danish power stations was about 8794 MW net - 4% more than in 1987, after correction to uniform definitions and methods of calculation.

The capacity was distributed as follows:

Steam turbine plants:	93.6%
Gas turbine and diesel plants:	3.4%
Wind power plants:	2.9%
Hydro-power plants:	0.1%

This includes PreussenElektra's 300 MW-share in Ensted Power Station and appr. 355 MW privately owned production plants, including no less than about 205 MW wind power plants.

A substantial part of the capacity is provided by combined heat and power (CHP) stations, whose capacity is reduced when district heat is supplied. Under peak loading, this reduction is approximately 500 MW. Likewise, average wind power availability is only some 25% of installed capacity due to the inherent wind-speed dependency.

The production at Danish stations covered 69.3% of the total consump-

tion. The record net import, made possible by the extremely good hydro power situation in Norway and Sweden, covered the remainder. Of the 69.3%, 65.8% came from steam-power units at central power stations, 1.9% from decentralized CHP-plants, and 1.6% from wind power plants.

In combined production with electricity, the CHP stations supplied about 50 000 TJ district heat. The mild weather thus resulted in a fall of about 5%, despite an increase in the number of customers owing to connection of new district heat districts and other factors.

In 1989, the power stations' fuel consumption equalled about 8.7 mio. tons of coal, and of this, 93% was, in fact, coal.

In 1989, a new 250 MW CHP unit with a maximum heat capacity of 330 MJ/sec. went into operation at Amager Power Station. In addition a total of 20 MW was commissioned at three new decentralized CHP stations, together with about 58 MW wind power at wind power plants owned by the power companies or private investors.

In 1989, the commissioning of two large desulphurization plants for power station flue gas means substantially reduced emissions from Danish stations. One of the plants has been built at Studstrup Power Station's unit 3 (350 MW), and the other at Amager Power Station's unit 3 (250 MW). In 1990, two similar plants will be commissioned, one at unit 4 at Studstrup Power Station, and the other at Avedøre Power Station.

During 1989, work continued on the construction of new, large CHP-units at Avedøre Power Station, Funen's Power Station and Vestkraft, with a view to commercial production in 1991, 1991 and 1992, respectively. The respective power and heat capacities of the three units are 250, 385, 380 MW and 330, 500, 450 MJ/sec.

The expansion with wind turbines under the power companies' 100 MW agreement with the Government is still proceeding more slowly than planned, mainly because of local opposition and difficulties in obtaining the necessary planning permission etc. The relationship to regional planning and environmental approvals and the administration of the guidelines for approved plans have presented particular problems.

In the circumstances, it is now anticipated that 48 MW will be commissioned in 1990, which means that the last 10 MW under the agreement will have to wait until 1991.

In the private sector, activity in the wind power field remains high despite a tightening of the rules for grants. In 1989, about 43 MW was commissioned at small, wind turbines widely spread around the country.

In 1989, the work on decentralized CHP stations, which is taking place in accordance with the political agreement on expansion of electrical power, proceeded as planned. It is a condition of the agreement that these stations – total capacity 450 MW – be fired with Danish fuel, and natural gas now looks like being the preferred fuel for most of the stations. By the end of 1989, a total of 40 MW was in operation at five stations, and commissioning of a further 30 MW at six stations is expected in 1990.

Electricity prices

After an increase of about 8 øre/kWh in January 1989, electricity prices remained unchanged for the rest of the year. From January 1990, prices once more rose slightly. The increase was about 1 øre, depending on the size of the consumption.

The national average price to a consumer with an annual consumption of 3 000 kWh is thus now 58 øre/kWh, excluding taxes, and about 111 øre/kWh, including taxes. The energy tax and VAT thus constitute about 48% of the price. For a consumer with an annual consumption of 20 000 kWh, the average price excluding taxes is 45 øre/kWh. Including taxes, it is 91 øre/kWh. The average net price paid by a company with an annual consumption of 2.5 GWh is 43 øre/kWh.

Project assistance

The power companies' participation in Danish Power Consult A-S (DPC) and Danish Power Utilities (DPU) changed in 1989. In July 1989, ELKRAFT-Consult and ELSAMPROJEKT took over the 20% shareholding previously held by a group of Danish consulting engineering firms. With this, the two companies now own half each of DPC.

At the same time, DPC and the group of consulting engineering firms entered into an agreement regulating their participation in future projects on the international market. In addition, DPU was dissolved at the end of 1989.

Research and Development

In 1989, too, the power companies invested heavily in research and deve-

lopment in environmental engineering, new energy technology, energy utilization and renewable energy. The aim is to meet the requirements of the future concerning the design and operation of energy plants and to support the technological development of suppliers to the industry.

The power companies' investment in research and development in 1989 amounted to DKK 100 mio.

Residual products

Rapid progress is being made in flue gas cleaning at Danish power stations. Several different types of treatment plant are used, and importance is attached to ensuring good possibilities for utilizing the residual products.

The Danish power companies are cooperating on an increasing number of studies of the market potential and environmental properties of such residual products.

The substances most in focus recently have been desulphurization products.

The products from the two desulphurization plants now in operation are desulphurization gypsum and granulate. The gypsum has a natural market in Denmark of about 300 000 tons/year. It is anticipated that only a small part of the total production will have to be deposited. Despite extensive studies since 1987, no natural market has yet been found for the granulate, although the studies indicate that technical possibilities do exist for utilization in several areas, including building and civil works, soil improvement and production of artificial fertilizers.

The SNOX-plant developed in Denmark, one of which is under construction, produces sulphuric acid of technical commercial quality, which it is believed can be sold to the fertilizer industry.

Another desulphurization process recently developed in Denmark produces ammonia sulphate, which can also be used for artificial fertilizers. A market analysis suggests a good potential.



The Finnish economy

Rapid growth in overall production continued in 1989. The volume of industrial production rose by somewhat less than 4%, although growth rates varied considerably between sectors and there were already signs of a downturn at the end of the year.

The GNP increased by 5%, and growth was given a special boost by domestic demand. The market price of the GNP was USD 23 000/inhabitant. Short-term rates rose to a record level at the end of 1989. Imports continued to increase faster than exports. The balance of trade in 1989 showed a deficit, and the deficit on current account increased to FIM 21 billion, or 4% of the GNP.

Inflation picked up from 5.1% the previous year to 6.6% in 1989. Unemployment declined to 3.5% of the labor force or by nearly 1% of the previous year. Many sectors experienced labor shortages. Overall investment rose by more than 10% in 1989 to FIM 134 billion or 27% of the GNP.

Energy consumption in 1989 rose by 1% to 30 Mtoe. Industrial energy consumption rose more rapidly than overall consumption. Energy consumed by transport also increased rapidly. A mild winter restrained consumption of heating energy.

Energy policy

An amendment to the Electricity Act simplifying the planning and permit system was put into effect on April 1, 1989. General planning and the Consultative Commission for Power Supply were eliminated. The Power Producers' Coordinating Council has accordingly become more significant as a coordinator of national energy planning. Regional planning remains the only form of planning specified in detail by law. Henceforth, permits from the Council of State will be required only for construction of power plants of at least 250 MW. Separate legislation governs the construction of nuclear and hydro power plants.

The committee of experts comprising representatives of various sectors of society set up by the Council of State at the beginning of 1987 submitted its report to the Council on March 30, 1989. The report concerns the social significance of energy use and the technological, economic and environmental effects of energy production and use. It

recommends use of a diverse range of energy, and advises against rejection of any feasible sources. Moreover, serious attention is focused on the extensive environmental impact of fossil fuels.

The Finnish committee on the environment and sustainable development (the Finnish Brundtland Commission), submitted a report recommending consideration of the Brundtland Commission programme in Finland. In the energy sector sustainable development should be furthered by making energy use more effective and promoting energy conservation. Damage to the environment caused by energy production can also be reduced through energy choices and environmental protection technology. The report sets maintaining the overall consumption of primary energy at 1989 levels by 2000 and a 10% reduction in consumption by 2010 as the goal.

The energy-nitrogen working group II completed its proposal for limitations on nitrogen oxide emissions from existing power plants in March 1989. The working group proposed guidelines for new plants the previous year. Application of these guidelines will keep emissions of nitrogen oxides in 1995 at the 1987 level. Costs to energy generation incurred from restricting emissions will be in the FIM 700–1300 million range. The restrictions will be implemented primarily through combustion techniques.

One of the most important environmental protection provisions in the 1990 State Budget is a one-year additional "damage" tax on fossil fuels, to be levied in 1990. Most of the tax will apply to liquid transport fuels. For energy generation, the tax will be based in part on the carbon content of fossil fuels. The additional fuel tax will comprise 2.0 p/l (FIM 2.00/MWh) for light fuel oil, 2.0 p/kg (FIM 1.77/MWh) for heavy fuel oil, FIM 16/t for coal (FIM 2.26/MWh) and FIM 2/MWh for milled peat and 1.0 p/m³ (FIM 1.04/MWh) for natural gas. This environmental increment is expected to increase the fuel tax in 1990 by FIM 950 million, most of which will be collected from the transport sector.

The Ministry of Trade and Industry initiated an extensive energy savings project to estimate the efficiency of energy use. The report will be completed in spring 1991, and will be applied in preparing energy strategies. The project will analyze existing data on increasing the efficiency of energy use in Finland and elsewhere. It will also explore new means and potential for

Haapavesi torvkraftverk i nordre Østerbotten ble satt i drift like før årsskiftet. Kondenskraftverket på 155 MW utnytter frese-torv som hovedbrensel.

Haapavesi thermal power station in the northern Østerbotten was taken into service just before the turn of the year. It is a fossil-fired power plant of 155 MW capacity, and the main fuel is peat.

reducing the adverse effects of energy use through increased efficiency and reduced use.

Electricity consumption

Electricity consumption increased more slowly in 1989 than during the previous year. Total consumption, electric boilers excluded, in 1989 was 59.5 TWh or 1 TWh and 1.7% more than in 1988. A mild winter slowed the growth in electricity consumption by 1 TWh compared with a normal winter. The growth in overall consumption adjusted for temperature was 3.5%.

Industrial consumption of electricity increased in 1989 by 2.7% to 32.3 TWh. The continued high level of demand enjoyed by Finnish industry affected the volume of production and the need for electricity. Towards the end of the year, however, there were signs of slower growth in production; the downturn in growth was particularly evident in forest industry production. Some 0.1 TWh were consumed in electric boilers. Electricity consumption in other sectors remained on virtually the level of the previous year at 27.2 TWh. Adjusted for temperature, growth was, however, 4.5%. Consumption of electricity for space heating declined over the previous year and was due to the mild winter. Electrical space heating continued to increase, and the number of housing units heated with electricity rose by 37 000 to 448 000.

Electricity accounted for some 24% of total consumption in 1989, which was nearly the same as that for the previous year. Electricity consumption peaked in December 1989 at 10 770 MW.

Estimates of demand for electricity were revised in autumn 1989. According to the revised forecast of the Power Producers' Coordinating Council, electricity consumption will rise in 1990 to 72.5 TWh and by 2000 to 79.7 TWh or 2.7 TWh more than previously anticipated. The revised prognosis suggests that electricity consumption by the consumer sector and the wood processing industry will rise more than predicted earlier.

Electricity supply

Electricity production in 1989 amounted to 50.8 TWh, or 0.5 TWh less than in 1988. Electricity imports totalled 9.3 TWh, which was a new record. Imports covered 15.6% of total supply; the Soviet Union accounted for 4.8



TWh, Sweden for 4.3 TWh and Norway for 0.2 TWh.

Hydro power generated 12.7 TWh, which was 8% more than during a normal water year. Generation of back-pressure electricity totalled 14.7 TWh, with growth on the previous year accounting for 5%. Conventional condensing power, primarily coal-fired, generated 4.6 TWh, process condensing 0.4 TWh, and gas turbines etc. 0.3 TWh.

Nuclear power accounted for 18 TWh, or 2% less than in the previous year. The reason for this decrease was a 44 day shutdown at Olkiluoto I in September and October. The shutdown was caused by fine-grained metal dust found in the control rod mechanism. Load factors for the other nuclear units were excellent:

- Loviisa I 92.4%
- Loviisa II 91.8%
- Olkiluoto I 81.5%
- Olkiluoto II 93.9%

In 1989 a 154 MW peat-fired condensing power plant was completed at Haapavesi and a 250 MW oil-fired plant at Kristiina. Heating power totalling 285 MW was completed, as was 50 MW of process power and 20 MW of hydro power. The net increase was 770 MW.

Imatran Voima Oy and Teollisuuden Voima Oy concluded an agreement for construction of the 550 MW Meri-Pori coal-fired condensation

plant. The power plant will be completed by the end of 1993.

At the beginning of 1990 1200 MW of power capacity were under construction or completed; 360 MW of this total will be completed during 1990. The largest are a 160 MW heating power plant in Helsinki and a 120 MW plant in Seinäjoki.

National grid

Two hundred km of 110 kV power lines were completed in 1989. The 400 kV grid was extended 134 km. The most important project was the commissioning of the Fenno-Scan DC link (500 MW and 400 kV) between Finland and Sweden. Teollisuuden Voimansiirto Oy (TVS) continued planning of a 400 kV grid from the Soviet border northward along the south and west coast. The first stage will be a 400 kV line from the Porvoo area to Pori by the mid-1990s.

Electricity prices

The real wholesale price of electricity remained virtually constant compared with 1988. The rise in the price of coal was offset by a decline in the cost of uranium fuel. New "damage" taxes and an increase in the turnover tax will be reflected in the price of electricity in 1990.

The retail price of electricity remained virtually constant in 1989. In real terms the price dropped by 2%. The mean consumer price subject to taxation for household electricity was in January, 1990 44.3 p/kWh in multi-storey houses and 38.5 p/kWh in single family dwellings. In houses with direct electrical heating it was 29.1 p/kWh and in those with storage heating 23.9 p/kWh. The tax-exempt price of electricity for large-scale industry was 13.6 p/kWh, with growth accounting for 0.5 p/kWh.

Miscellaneous

New burners permitting two-stage combustion were installed in one unit of the Inkoo coal power plant. Tests began in the autumn. The project will investigate reduction of nitrogen oxide emissions with combustion technologies and their compatibility with the Lifac sulphur removal system.

Imatran Voima and Wärtsilä Diesel completed development of the MODIGEN gas diesel power plant. The first 7/7 MW pilot plant will be built in Järvenpää and completed in spring 1990. Modular techniques are being applied in construction and prefabrication will be used as much as possible.

Research on solar and wind power at Kopparnäs, Inkoo, reached the follow-up stage. A combustion cell power plant will be built by Imatran Voima at its Vanaja power plant in Hämeenlinna.

Economic Development

The year 1989 was characterised in Iceland by a continuation and some deepening of the economic recession that started in 1988 in the wake of the boom year of 1987. In 1989 GNP decreased by 2.5% compared to a decrease of 1.2% in 1988. The product value of the fish-processing industry, the country's most important category of industry, decreased by 4.0% in real terms compared to a decrease of 2.3% in 1988; that of other industrial products decreased by 3.5% (1.5% decrease in 1988). Investments fell by 8% below the 1988 level (2.0% drop in 1988 below the 1987 level). Unemployment averaged at about 1.7% of the work force. (0.6% in 1988). Inflation was a continuing problem. The average inflation rate in 1989 was 21.1%, and the Consumer Price Index rose by 25.2% from Dec. 31 1988 to the same date in 1989.

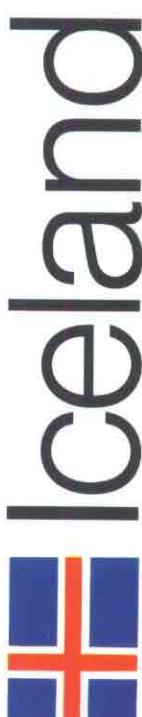
Energy Policy and Expansion of the Power-intensive Industry

The government coalition in Iceland was restructured in September 1989 through addition to the previous one of a new party, The Citizen's Party, whereby the Government consolidated its position in the Althing (Parliament). There were no changes in the Government's industrial or energy policy in the wake of this restructuring.

A cornerstone of this policy is the endeavour to develop further the country's power-intensive industries for the purpose of diversifying the Icelandic economy, which is and has for a long time been predominated by fishing and the fishprocessing industry.

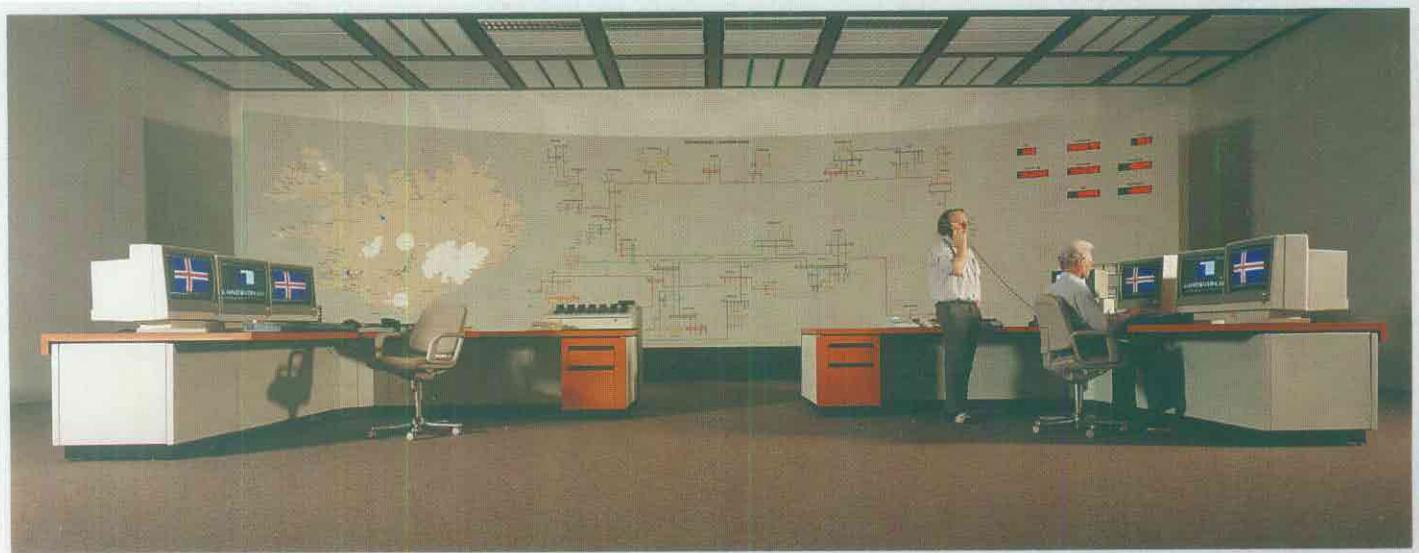
The so-called Atlantal Group consisting of four European aluminium producers, viz. Alumined B.V. of the Netherlands, Austria Metal AG of Austria, Gränges Aluminium AB of Sweden and Alusuisse S.A. of Switzerland, that in 1988 had embarked upon a joint feasibility study of a new aluminium smelter of an annual capacity of 185 000 tons to be located at Straumsvík, about 15 km south of Reykjavik, presented their findings to the Icelandic Government in April. The study was undertaken for the Group by the American firm Bechtel Corporation.

The study indicated the smelter to be profitable, but the required investments to be somewhat higher than expected.



Interior fra Landsvirkjuns nye driftssentral i Reykjavik.

Main control room of the new Control Centre of the National Power Co, Reykjavik.



After some deliberations within the Group and with the Icelandic Government the Group decided to make a comparative study of a possible expansion of the existing smelter at Straumsvík, which is owned by one of the Group member, Alusuisse, by an annual capacity of 120 000 tons, from the present capacity of 88 000 t/a. The expansion was to be owned jointly by the Group members. This study, which was carried out by the Swedish firm SIAB, was completed in the autumn. It showed an acceptable profitability of the expansion and investments per unit of capacity similar to that for an independent new smelter.

In 1989 the Austrian company and Alusuisse withdrew from the Atlantal Group for different reasons. Gränges and the Dutch firm, which by now had adopted the name of Hoogovens Aluminium, however, decided to continue with the project and to seek a new partner to join the Group for the purpose of exploring further the idea of a new 185 000–200 000 t/a smelter. At the time of writing (January 1990) this endeavour is actively being pursued. Results are expected in the first quarter of 1990.

Simultaneously discussions took place in 1989 between Icelandic representatives and the Atlantal Group about power prices, legal aspects, taxation etc. of the new smelter. The present (Jan. 1990) status of the matter is that once a third partner has been found it is believed that a draft agreement about the smelter can be presented to the Icelandic authorities within a relatively short time.

Although these studies and discus-

sions have taken more time than originally envisaged there is thus a prevailing optimism that concrete positive results will be obtained before long and the Icelandic Minister for Industry and Energy, who has been strongly involved in this matter, has repeatedly stated his conviction to that effect. He has furthermore outlined a prospect of further developments of the Icelandic aluminium and electric power industry through the erection of one more smelter in the country before or about the turn of the century, possibly in Northern or Eastern Iceland. He has conducted some preliminary talks about such a smelter with companies outside the Atlantal Group.

The Electricity Consumption.

Total gross consumption of electricity in Iceland in 1989, i.e. including transmission and distribution losses and power plants' own consumption, amounted to 4475 GWh, compared to 4416 GWh the previous year, corresponding to a growth of 1.3%.

The share of power-intensive industries in the 1989 consumption was 51.6% compared to 51.7% in 1988. Their consumption grew by 1.0%. General consumption grew by 1.7% without and 1.4% with correction for outdoor temperature in the two years. The total consumption consisted of 3816 GWh of firm energy and 659 GWh non-guaranteed energy.

Electricity Production.

The electricity production in Iceland in 1989 amounted to 4475 GWh (4416

GWh in 1988), of which 94.1% were produced in hydro-electric plants (94.3% in 1988); 5.8% in geothermal plants (5.6% the previous year) and 0.1% in diesel plants condensing steam plants and gas turbine plants.

Total installed capacity of public utility power plants in Iceland increased by 4 MW in geothermal plants but remained unchanged in other types of plant, viz. hydro and conventional thermal. The total installed capacity of public utility power plants at the end of 1989 was 927 MW.

The construction of the 150 MW hydro-electric power plant Blanda in the western part of Northern Iceland, owned by the National Power Company (Landsvirkjun) and due for commissioning in 1991, proceeded in 1988 as well as that of the geothermal combined heat and power (CHP) plant of the Reykjavik Municipal District Heating Service at Nesjavellir in Southwest Iceland. The latter will have a rated capacity of 300 MW of utilized heat plus at least 50 MW of electricity. A first phase of 100 MW of utilized heat is due for commissioning in 1990. The timing of electricity production at Nesjavellir will depend on the results of the negotiations about a new aluminium smelter mentioned above.

Electric Power Tariffs.

The Wholesale Power Tariff (WPT) of the National Power Company (NPC) was raised by 8% on March 1 and by 10% on Oct. 1. In real terms (viz. corrected for inflation), the WPT was 6.5% lower on Jan. 1 1990 than on the same date 1989, and 38.2% lower than on May 1 1984.

Price quotations for primary aluminium declined somewhat during 1989, and so did NPC's contract power price to the Icelandic Aluminium Company, which fell from 18.5 mUSD/kWh in the first quarter of 1989 to 17.0 in the fourth quarter. (viz. from 0.118 SEK/kWh in the 1. to 0.105 SEK/kWh in the 4. quarter of 1989).

A New Control Centre of the National Power Company

In December 1989 a new control centre in Reykjavik for the whole power system of the National Power company (NPC) went into operation. It is equipped with a System Control and Data Acquisition (SCADA) system which permits a general overview of production and transmission, registration of all power system disturbances and automatic printing out of routine loggings and operational reports. Built into the control system is a special model for load forecasting and short-term analysis intended for operational planning. A special part of the programme encompasses automatic dispatching of generators. A power system simulator is also a part of the control system, which can be used for system studies and programme development as well as for education and training of personnel.

In connection with the Control Centre a new telecommunication system has also been installed for transmission of data and control impulses.

The equipment of the control centre was purchased from Harris Corporation, USA and the telecommunication system from Nokia Telecommunications, Finland.

The new control centre is expected to lead to considerable improvements in the reliability and utilization of NPC's power system as well as to facilitate operational planning.

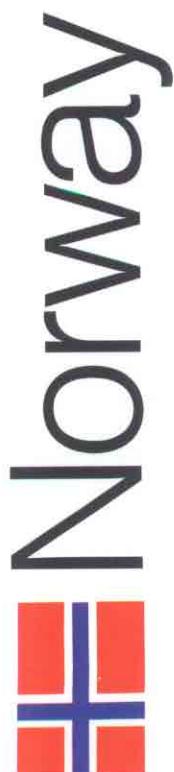
A Power Failure Affecting 80% of Inhabitants in Iceland

On February 11 to 13 a storm in Western Iceland caused a number of interruptions in the electric power service. The most serious one occurred on Sunday February 12 when about 80 percent of all inhabitants in Iceland were without service for up to three hours. Other interruptions, affecting a smaller number of customers, extended

the time without service for them to between 7 and 38 hours.

The cause of this power failure, which was most serious in the western part of Iceland, was salt deposits leading to flashovers on insulators on transmission and distribution lines and in switchyards. These salt deposits were caused by strong winds blowing ashore from the sea west of Iceland. The reason that so many customers were affected was a circuit breaker failure due to the salt deposits in the main transformer station Geitháls is outside Reykjavik, the country's most important transformer station.

In the autumn of 1989 a new main transformer station in the Reykjavik area, Hamranes, came into use. This station is of the indoor type and thus less sensitive to weather conditions.



Energy Policy

The environmental effects of energy consumption have been much debated in discussions concerning energy policy throughout 1989. In April the Brundtland Government submitted Government White Paper No. 46 (1988-89) "Environment and Development. Norway's Follow-Up to the Report of the World Commission". The report states that "the energy consumption is of decisive importance to ensuring a sustainable development nationally as well as internationally". The Storting (the Norwegian Parliament) endorsed the objectives concerning emission restrictions on sulphur dioxides (SO_2) and nitrogen dioxides (NO_x) that were presented in the report. Regarding the carbon dioxide emissions (CO_2), a majority of the Storting advocated a reduction of the emissions, to reach a stabilization by the 1990s and at the latest by the year 2000. As a result of the environmental requirements a reduction in the rate of growth in total energy consumption may be necessary, aiming at a levelling out towards the turn of the century. To obtain these aims, a price and tax policy allowing for a reflection of the environmental costs is being prepared. This mainly applies to the prices of fossil fuels.

In May 1989 Government White Paper NO. 61(1988-89) "On Energy Efficiency and Energy Research" was submitted. The background for presenting the report is primarily found in the increased environmental requirements to the energy policy in connection with the use of fossil fuels. The fact that the purely economic gains of a more effective energy policy appear to be considerable is also a great challenge. In the report the Government proposes a preliminary contributory arrangement with subsidies for energy-saving measures in commercial and industrial premises and a preliminary loans arrangement for energy-saving in the private housing sector. The measures are to provide a basis for a yearly reduction in energy consumption of 0.5 TWh. In the National Budget of 1990 this has been followed up with loan-giving arrangements and a framework for subsidies of 110 mill. NOK for industrial and business premises. Similar arrangements have not yet been proposed for private housing.

The proposition for a new energy act (Ot. Prp. No. 73 (1988-89)) was submitted to the Storting in 1989 by the Brundtland Government but was with-

drawn by the Syse Government, which took office after the September election. The proposition for an energy act must be considered against the background of the ongoing debate on more market-oriented power sales.

The future organization of the power supply will also be viewed in connection with the future role of Statkraft which is currently being deliberated by a committee under the management of the Ministry of Petroleum and Energy.

In April 1989 the Government furthered St. prp. No. 79 (1988-89) "Regarding measures promoting increased industrial activity and a more flexible power market". In its proposition the Ministry of Petroleum and Energy proposes two new types of contracts for industry. Both types of contracts are based on a sharing of risk between Statkraft and the power purchasers. The sharing of risk will be set out by a contract provision ensuring that the guaranteed price will no longer be valid when the prices of occasional power exceed a certain level. In such cases, the customers may be supplied power on the ordinary terms applying to occasional power. It is presupposed that the power contracts are used for new industrial projects and should not substitute the use of occasional power or existing power contracts.

In May the interdepartmental forecasting committee presented new forecasts concerning the firm power demand of the general supply, and in June NVE presented forecasts based on regional statements. The new forecasts indicate a reduction on demand of 4-5 TWh in the year 2000, compared to the prognoses of the Energy report of 1987. The forecasts involve considerable uncertainty, particularly with a view to the possible effects on the electricity demand caused by environmental taxes on fossil fuels. The Central Bureau of Statistics has, as part of the SIMEN project (Studies of Industry, Environment and Energy) estimated that an increase in environmental taxes on oil corresponding to a 75 per cent increase in real price may create a 5 TWh increase in the electricity demand.

1989 brought no clarification in the ongoing commercial negotiations concerning the selling of Norwegian gas to Sweden and to power production and industrial customers in Eastern Norway. The Minister of Petroleum and energy has reported that gas from Haltenbanken presents no alternative as regards deliveries to Sweden, and has

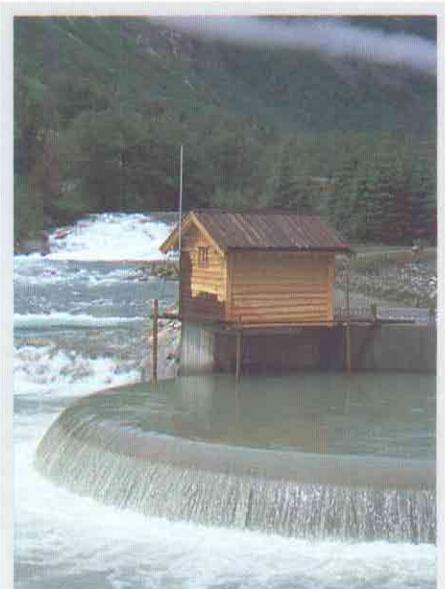
accordingly complied with the Swedish requirements to have potential gas deliveries from the North Sea. The remaining pipeline routes that are relevant for gas deliveries to Sweden are accordingly a overland pipeline from Kårstø/Karmøy to Eastern Norway/Sweden or a sea pipeline directly to Sweden. A third possible alternative could be to connect the Norwegian and Danish pipeline systems in the North Sea.

In connection with the hearing of the Ministry of Oil and Energy concerning a gas-fired power plant in Eastern Norway the Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE) has submitted a statement to the Ministry questioning the need for gas power. According to the statement the power situation towards 1995 appears to be ample and, moreover, it is said that "Decisions concerning investments in major production plants or a separate gas pipeline to Eastern Norway may profitably be put off until spring 1991 with a view to national power balance considerations. This procedure will provide planning freedom for elaborating the aims, means and effects of the ambitious objectives of the energy and environment policy". NVE has also advised to let the licence applications for a gas-fired power plant in Rogaland rest for the time being. NVE is, however, of the opinion that the need and possibility for building gas-fired power plants as a safeguard against years of precipitation shortage should be considered further.

Norwegian oil production reached a record high in 1989 and the annual production of 75 million tons represents an increase of more than 30% from 1988. This is due to an increase in production capacity during recent years. Norway maintains its self-imposed restrictions on production, but in December the Government reduced these restrictions from 7.5 to 5% of the production capacity. The gas production was in 1989 approximately 31 billion Sm³, which is a minor increase from 1988. Towards the end of the year the West German gas companies of Ruhrgas and Thyssengas notified their interest in buying 5 billion Sm³ of gas from the Troll/Sleipner field in excess of the 8 billion Sm³ ordered by West Germany under the original Troll/Sleipner agreement. The increased deliveries may necessitate the building of a third pipeline to the continent.

Kjeldal dam, Telemarkskanalen, ble åpnet i 1989.

*The Kjeldal dam construction in the Telemark channel was opened in 1989.
Photo: Haakon Haga.*



Electricity consumption

The gross firm power consumption was 97.4 TWh in 1989. This is a reduction of 0.6 TWh from 1988.

Gross firm power consumption for general supply was 66.2 TWh, which represents a reduction of 2.0% from 1988. The winter of 1989 was very mild, and adjusted to normal temperature conditions, the consumption is estimated at 68.8 TWh, which is an increase of 1.3%. The growth rate in gross consumption has been reduced in recent years, following a steep growth during the first half of the 1980's. The reduced growth rate should be seen in connection with the development of the Norwegian economy. 1989 has been the third consecutive year which has seen a reduction in domestic use of goods and services.

Power-intensive industries in 1989 increased their gross consumption with 0.8 TWh to 31.2 TWh. It is particularly the ferro alloy producers that have increased their consumption in 1989. In this industry, as well as in the production of chemical raw materials and in the aluminium production, capacity was nearly used to the full in 1989. The production of aluminium and other non-ferrous metals represent more than 55% of the firm power consumption in power-intensive industries, while iron, steel and ferro alloys represent 30 per cent.

Pulp and paper, in Norway not considered to be a powerintensive industry, in 1989 had a firm power consumption of more than 4.5 TWh and a consumption of occasional power for electric boilers of more han 1.4 TWh.

The total consumption of occasional power for electric boilers has been estimated at 5.2 TWh (gross) in 1989, which is an increase of 9% from 1988. The sales of light fuel oils have been reduced by more than 12% from 1988 to 1989, while the sales of heavy fuel oils are reduced by 8 per cent. These reductions are mainly due to the mild winter of 1989. About 20% of the reduced sales can be explained by increased consumption of occasional power. There has only to a small extent been a substitution between fuel oils and firm power.

The maximal load referring to domestic consumption was measured on 15 December and was estimated at 18 254 MW. In 1988 the maximum load was 17 501 MW, while the highest recorded load dates from 1987, when the maximum load was 18 440 MW. This year's maximum load was registered

during a spell of cold weather throughout the country, but temperatures were not as low as during the 1987 recording.

Electricity in 1989 covered 50 per cent of the energy content in energy carriers delivered to consumers. Petroleum products covered 38 per cent and solid fuels 12 per cent. District heating represents approximately 0.5 per cent.

Electricity production

Hydroelectric power production in 1989 was 118.6 TWh. With the addition of 0.5 TWh of thermal power, the production totalled 119.1 TWh. This is the highest annual production registered to date and shows an increase of 9.1 TWh from 1988, which also gave a record reading.

The usable run-off to Norwegian water power generating plants in 1989 represented 119 per cent of an average year. Throughout the summer it was necessary to let considerable quantities of water bypass operational machines, and in all this has caused a production loss of more than 6 TWh. The reservoir capacity has in the course of the year increased by 1.8 TWh and was 78.7 TWh at the end of the year. Reservoir supply at the end of the year was 59.3 TWh and is 2.8 TWh above that of the beginning of the year.

As per 1 January 1990 the firm power production capacity in the Norwegian water power system is estimated at 102.5 TWh and the mean production is estimated at 107.5 TWh. In addition, Norwegian thermal power generating plants represent a total output of approximately 300 MW. In the course of the next years the firm power produciton capacity in the existing water power system is expected to increase.

New water power installations and expansions put into use in the course of 1989 have increased the firm power production capacity by approcimately 2.2 TWh. The largest new installations are Jostedal (270 MW) and Mel (50 MW) in Sogn og Fjordane, Torpa (150 MW) and Dokka (44 MW) in Oppland, Ana-Sira (50 MW) in Vest-Agder and Nedre Nea (63 MW) in Sør-Trøndelag. The largest expansions are in Aurland I (225 MW) in Sogn og Fjordane and Nedre Vinstra (125 MW) in Oppland. Total growth in machine capacity at the turn of the year was 1015 MW. Total installed capacity at the end of the year is 26 827 MW. Stokraft owns 29 per cent of the machine capacity. About 55 per cent is owned by municipalities and

regional municipalities, while the rest are owned privately or by industrial companies.

The power exchange with neighbouring countries resulted in a record high export surplus of about 15 TWh. This is 1.5 TWh above the previous record from 1983. Exports to Sweden have been 11.4 TWh and imports have been 0,4 TWh. Exports to Denmark were 3.8 TWh. The power exchange with the Finland has been very small.

Electricity prices

In 1989 sales of electric power have been subjected to price regulations. For wholesale prices only an increase of up to 0.9 øre/kWh was permitted and for trade prices of up to 1.3 øre/kWh. Nearly all power companies made use of the maximal increases, which resulted in an average price increase of 4% for both categories.

The Stokraft price for deliveries to wholesale companies for general supply increased from 20.5 øre/kWh to 21.9 øre/kWh from 1 May 1989. It was however reduced to 21.3 øre/kWh from 1 July of the same year. For 1990 the Storting has passed a resolution of a further increase of 2% to 21.7 øre/kWh. The price is calculated at the estimated average of 6000 hours' consumption, on delivery from the national grid by step-down transformers.

The average price for electric power delivered to households and agriculture was 43 øre/kWh, all taxes included. The consumer dependent cost in an H-4 tariff, which is the most common household tariff, averaged 38.6 øre/kWh, including taxes (VAT and

electricity tax), while the equivalent energy cost for light fuel heating was approximately 32.8 øre/kWh, calculated at 75% efficiency.

The general electricity tax charged to consumers within general supply was 3.7 øre/kWh, with the exception of the northernmost part of the country, which was charged 2.1 øre/kWh. For 1990 the electricity tax has been fixed at 3.85 and 2.2 øre/kWh respectively.

The variable part of the H-4 tariff as per 1 January 1989 averaged 33.0 øre/kWh, inclusive of electricity tax. This equals the long-term marginal cost of firm-power for general supply calculated with 4.6 per cent interest rate.

Several utilities has in 1989 started experiments with rebates to domestic customers with a relatively high electricity consumption level. This must be viewed against the background of the favourable power balance and a wish for substitution from oil to electricity.

The national grid

Jostedal power station was put into operation in November 1989. The power station is connected to an existing grid over a 300 kV line to Leirdøla. The power station as well as the power line is owned by Statkraft.

The building of the Jostedal power station, together with the expansion of Oslo Lysverker in Aurland I has necessitated the reinforcement of parts of the existing 420 kV transmission line from Sima/Aurland in the direction of Oslo. It was found that two sections had to be reinforced, namely Dagali-Nore and Aurland-Usta. The former section, Dagali-Nore, was put into operation in December 1989. It is owned by Statkraft.

The latter section, Aurland-Usta, is built by Oslo Lysverker, and, according to plans, will be operational in 1991.

April 1989 marked a historic event in Norwegian electricity supply. The 420 kV line Kobberv-Salten was officially put into operation, which meant that the first nationwide continuous electrical grid within Norway's borders became a fact.

The doubling of the 132 kV grid in Northern Troms/Finnmark is in process, and as part of this project the 132 kV line Alta-Skaidi was put into operation in 1989.

Energy policy

No Swedish energy policy decisions of any greater importance were made during 1989. However, a large number of commissions were at work, preparing reports for "Checkpoint 1990", the major energy policy bill intended to establish the framework of the country's energy system during the 1990s. A decision will also be made then as to which two nuclear power units (one in Barsebäck and one in Ringhals) are to be shut down in the middle of the 1990s.

Several conflicting energy and environmental objectives must be reconciled during the coming decade, without increasing unemployment, reducing standards of living or threatening the environment. A summary of the main points is as follows:

- Nuclear power generation is to be phased out by 2010. Two reactors are to be taken out of service in 1995-96.
- Emission of sulphur dioxide is to be cut by 80% (relative to 1980 levels) by the end of the century.
- Emission of oxides of nitrogen is to be reduced by 30% (relative to 1980 levels) by 1995. The National Environmental Protection Board is investigating the feasibility of reducing emission levels to 50% by the end of the century.
- Emission of carbon dioxide must not increase. In the long term, the objective is to reduce emission.
- Current environmental policy prohibits development of the country's four major undeveloped rivers (the Torne, Kalix, Pite and Vindel rivers).
- The use of chlorinated fluorocarbons is to be cut to half before 1991, and to be totally discontinued by 1995.

The EL 90 Commission, investigating how electricity-intensive industry will be affected by the phase-out of nuclear power, has published an interim report. The Commission points out that non-rebatable value-added tax and environmental levies on energy will result in higher taxes on industry than imposed by the present taxation system. Some environmental levies can also lead to a reduction in the competitiveness of industry.

The substantial rises in the price of electricity resulting from the early shutdown of nuclear power generation will strike particularly hard at electricity-intensive industries. There is a considerable risk of the closing of factories, resulting in greater unemployment in sparsely populated areas. A number of

Sweden



forest products companies have already indicated that they are thinking of establishing new ventures in other countries, where taxation on electricity is lower.

A working party is due to submit its report to the Government by May 1st 1990 on how problems associated with the drift of personnel away from the power utilities as a result of the phase-out of nuclear power can be resolved. The utilities are expected to experience increasing difficulty in retaining skilled personnel, particularly during the latter stages of the phase-out.

The National Energy Administration will investigate the opportunities for application of electricity savings and more efficient use of electricity up to the middle of the 1990s. The Administration will also publish forecasts of electricity use and the installation of new generating capacity, and indicate the expected consequences for the national economy of the start of the phase-out in 1995 and 1996.

At the beginning of 1990, the Swedish Nuclear Power Inspectorate and the National Institute for Radiation Protection published the results of an investigation intended to determine which two nuclear power blocks should be decommissioned first. The report did not feel able to make any specific suggestions, noting that all Swedish nuclear power plants fulfil all current safety standard.

In order to ensure adequate supplies of electricity, it will be necessary to build new generating capacity, particularly if two nuclear power blocks are decommissioned early.

Hydro power generating capacity could be increased, by means of minor rebuilding and installation of new equipment, from its present 62.8 TWh to about 64 TWh by the middle of the 1990s. The increase in power generating capacity would be about 400 MW.

If concessions are granted, and provided that no delays occur, it should be possible to bring planned fossil-fuelled generating capacity on line by the middle of the 1990s, to produce an energy contribution of about 10 TWh/year and a power contribution of over 1500 MW. Naturally, any expansion of fossil-fuelled power generating capacity of this magnitude would have an effect on the environment.

Vattenfall has decided to invest SEK 1000 million in each of two research projects. One is concerned with biomass fuel technology, involving the construction of demonstration plants

and investigation of such aspects as costs, ecology and combustion. The other project relates to energy conservation, and is concerned primarily with marketing energy services in the form of ideas and technology to small and medium-sized industries and to users in the public environment.

The use of electricity

In 1989, use of electricity for all applications other than electric boilers amounted to 131 TWh, the same as during the previous year – which had represented a slight reduction relative to the year before that. The weather during the last three years has differed very considerably. In 1987, winter was both long and extremely cold, followed by a cool summer. The winters of 1988 and 1989 were both mild, particularly in 1989, while the summers were essentially normal.

After conversion to statistically normal temperatures, the following values of electricity use emerge:

1986-87 + 3.5 TWh (+3%)
1987-88 + 2.5 TWh (+2%)
1988-89 + 3 TWh (+2%)

Supplies of interruptible electricity to electric boilers in 1989 were the largest ever, amounting to 8 TWh, which was somewhat higher than during the previous year, when demand was also high.

Total electricity use in Sweden in 1989 was therefore 139 TWh.

Industry used 54 TWh, which was somewhat more than during the previous year, representing a continuous upward trend. During 1987 and 1988, use of electricity in industry had increased by about 5%. The economic boom years that have lasted in Sweden since the beginning of the 1980s probably peaked in 1989. Only minor growth in GNP is expected during 1990 and 1991. Other western countries, however, show no direct signs of slowdown.

Electricity use in a number of other sectors increased in 1989. The food-stuffs and wood products industries used about 7% more electrical energy, while the engineering and pulp and paper industries increased their use only insignificantly. Electricity use in the textile industry, on the other hand, fell by about 10%. With an annual electrical energy use of somewhat more than 20 TWh, the pulp and paper industry is the country's most electricity-intensive industrial sector.

For several years now, use of electri-

city by railways and tramways has remained constant at 2.5 TWh.

Use of electricity within the residential, service and district heating sector amounted to 70 TWh. Compared with the previous year, this represents a reduction of a few per cent, accounted for by the mild winter in 1989. After correction to a statistically average climatic year, electricity use in the residential sector increased by 4%.

Power interchange with neighbouring countries broke records in 1989. Sweden exported 12.5 TWh and imported almost as much, leaving an export surplus of only 0.5 TWh. Large quantities of hydro power were available in both Norway and Sweden, allowing thermal power production to be cut back. Power imports to Denmark and Finland have been used to reduce production of fossil-fuelled thermal power. All of this has had a beneficial effect on the environment in the Nordic countries. The supply of electricity to Zealand amounted to no less than 5.4 TWh, with up to 90% of Zealand's electrical load at times being met by imports from Sweden.

Losses in the country's transmission system were unusually high during 1989, being about 30% higher than during 1988. The reason for this is to be found in the large quantities of hydro power that were produced in the north of the country and then transmitted to the south.

The highest hourly value of energy use during the year amounted to 25.8 GWh/h, and occurred on 15th December between 08.00 and 09.00 a.m. The all-time high of 26.2 GWh/h from the extremely cold day of 12th January 1987 therefore still stands.

Electricity supply

Electricity production in 1989 amounted to 139 TWh, which is about 2 TWh less than during the two previous years.

Hydro power stations produced 71 TWh, equalling production during the record year of 1987. A normal year's production is about 63 TWh. Production from the Lule river was particularly high, resulting from heavy snowfalls during the winter and high precipitation during the summer.

1989 was the third successive year with good water availability. The affluence for the country as a whole exceeded the average value by 17%. At the end of the year, reservoirs were 70% full, which is somewhat above the

*I landförsing av Fennō-Skan HVDC-forbindelsen.**The landing of the Fennō-Skan HVDC-link.
Photo: Hans Ason, ABB Cables.*

median value, and represented about 23 TWh of stored energy. Reservoir levels during most of 1989 have been far above normal.

Nuclear power production during 1989 amounted to 63 TWh, which was 5% less than during the previous year. As a result of the good hydro power availability, the nuclear power stations were operating at reduced power output during parts of the year. About 9 TWh were replaced in this way, equivalent to about 11% of the total capacity for the year. A few unscheduled shutdowns occurred, but overall safety and production economics were good. Average energy availability during the year was 86%, which can be compared with the world average of 70% for light water reactors. Of the Swedish reactors, Barsebäck II noted the highest availability at 94%.

Back-pressure production counted for over 5 TWh, with 0.3 TWh being produced in condensing power plants, gas turbines etc. Both of these values represent the lowest outputs since 1984. Again, the mild winter was a contributory reason.

Imports of electrical energy amounted to 12 TWh during 1989, which is the highest quantity ever imported. The previous record was set in 1983, when somewhat over 10 TWh were imported. The reason for the high level of imports in 1989 is to be found in the large amounts of hydro power available in Norway, in combination with the chance to reduce thermal power generation throughout the Nordic countries.

The rate of installation of new generating capacity is low at present. During 1989, a number of smaller hydro power stations were commissioned, resulting in an increase of 60 MW in installed capacity. The Government also approved increases in the outputs of two nuclear power blocks. The outputs from Forsmark 3 increased by 80 MW, while Oskarshamn 3 increased by 70 MW. The only additional fossil-fuel power production capacity during the year was a 4 MW gas combination power plant at the Papyrus paper mill outside Gothenburg.

The high-voltage transmission system and interconnections

An HVDC link between Forsmark, on the Swedish east coast, and Raumo, in south-west Finland, was commis-



sioned on December 1st 1989. The link operates at 400 kV, and is capable of transmitting 500 MW in either direction. The undersea cable length is 198 km. In terms of operating voltage, power transmission capacity and undersea cable length, the new link represents a world record. A technically interesting feature of the link, and a new aspect, is that control of the power being carried by the link allows optimum use of capacity and power flows in north-south directions in both the Swedish and Finnish power systems. The two systems can also assist each other in reducing the effects of faults in either system.

A new 400 kV transmission line between central Norrland and the Mälardalen valley was switched in on December 20th 1989. The line, which runs from Midskog to Morgårdshammar, is 360 km long. It represents a first stage in the current work of converting 220 kV lines to 400 kV, and provides an increase in the power transmission capacity from the north of the country to the central areas.

Several transmission lines and substations have been reinforced in order to increase short-circuit security and load carrying capacity. Work is also proceeding on series capacitor stations in order to remove equipment containing PCB.

Electricity tariffs

Vattenfall introduced new three-year high-voltage tariffs during 1989,

while the Sydkraft operated one-year tariffs.

Vattenfall's high-voltage tariffs were raised by 10.6% from 1988 to 1989. This relatively large increase was due primarily to a requirement by the State, as the owner of Vattenfall, for a higher rate of return. Sydkraft's high-voltage tariffs increased by 8.5% during the same period. Similar price increases have been applied by other power utilities. Inflation during 1989 was 6.7%.

Vattenfall's low-voltage tariffs were increased by 10.5% on January 1st 1989. The corresponding increase in Sydkraft's distribution areas was 8.0%.

During the first half of 1989, the energy tax on electricity was 5.0 öre/kWh for industrial users. For other users, the tax was 7.2 öre/kWh, apart from certain areas of northern Sweden where it was 6.2 öre/kWh. Energy tax was increased by 2.0 öre/kWh for all categories of users from July 1st.

On a case-to-case basis, the Government can reduce the energy tax on electricity, fuel oil and solid fuels used in certain industrial manufacturing processes to 1.7% of the sales value of the manufactured products. During 1989, supplies of interruptible electrical energy to electric boilers have continued to be exempt from energy tax during periods when electricity was not being produced in oil-fired power stations.

Operations Management in the Interconnected Nordic System

The daily business concerned with the coordination of the technical and economic operation of the interconnected Nordic system. The organisation of operations and the principles worked out within Nordel for cooperation between the countries.

Authors: Sture Larsson, Lars Wiklund and Gunnar Ålfors, Vattenfall.

Contents

Background

The power system today

Nordel recommendations

Responsibility of operations managements in the different countries

The Daily Nordic power exchanges

Production control

Production reserves

Transmission capacity

Defence schemes

Fig. 1. Type of electric power generation and annual electricity consumption in the Nordic countries.

1. Background

The operation of the interconnected electric power system in the Nordic countries is an example of voluntary Nordic collaboration which works very well. It is governed by mutually agreed recommendations and principles and is directly managed by the national operations managements without the need for directives or control by any superior body.

The Nordic electric power network started as early as in 1912 when an agreement was made between Denmark and Sweden to establish an interconnection across the sea to be able to export surplus energy from the South Swedish hydro system to Zealand.

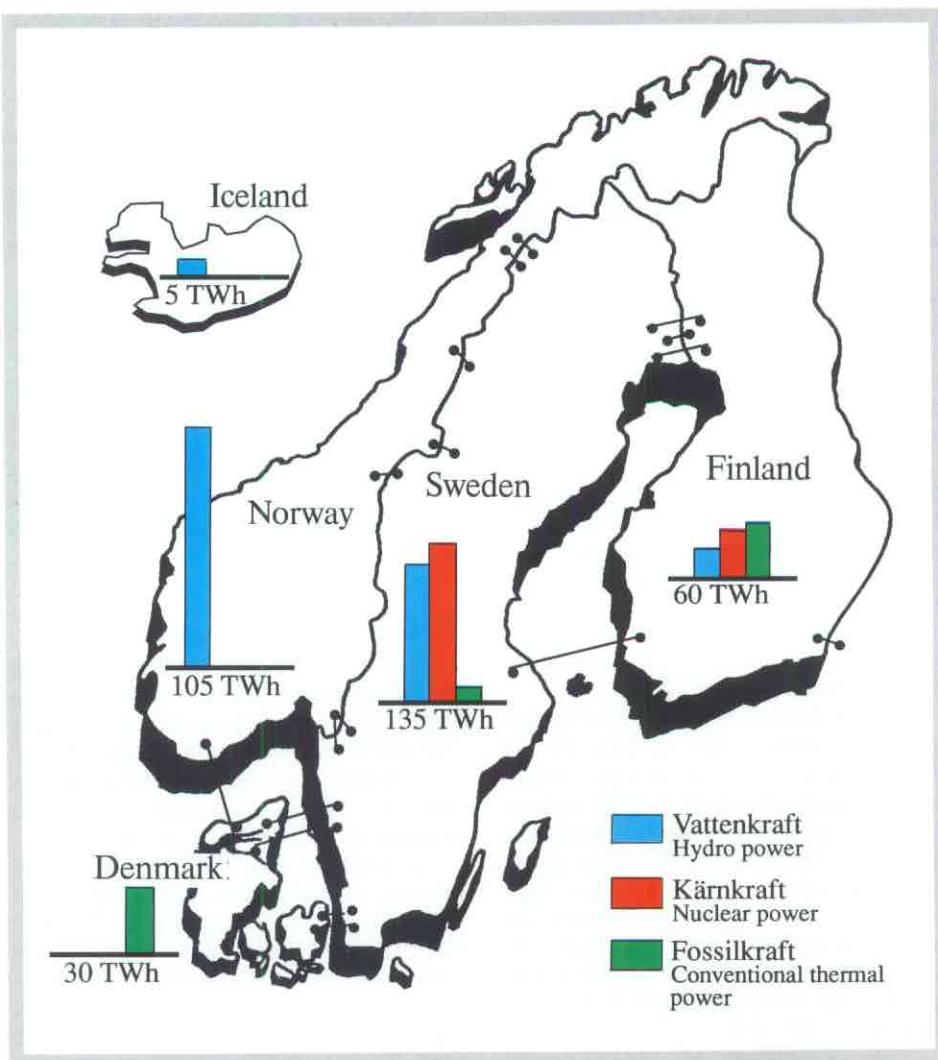
Electrical collaboration between Norway and Sweden was begun in the beginning for the 1930s with the electrification of the ironore railway between the Swedish mines in Kiruna and the Norwegian port of Narvik. In 1958 an agreement between Finland and Sweden was signed regarding an interconnection in the north making it possible to extend the bulk networks in both countries.

Nordel was founded in 1963 to intensify and structurize the Nordic collaboration on electric power.

The bulk power networks in the Nordic countries have been successively extended and dimensioned to make it possible to transmit the necessary domestic power with acceptable limitations.

The national networks today are linked together by a total of 22 tie-lines. During normal conditions these have sufficient capacity for the Nordic electric power system to be regarded as a single power system which can utilise the combined production resources giving total economy with acceptable limitations.

The production systems in the different countries have been built to meet the individual domestic needs. Hydro power has been exploited wherever topographically, economically and politically possible. Of course the varying geographies of the countries have led to great differences in their utilisation of hydro power. The use of nuclear power also differs greatly, mainly for political reasons. Consequently Norway has an entirely hydro-based system, Denmark an entirely fossil-fuelbased system, whereas Finland and Sweden have a mix of hydro, nuclear and fossil-fueled



power. These major differences in the production systems provide an important basis for the very valuable and profitable power-exchange collaboration between the power systems in the four countries.

This report deals mainly with the interconnected nordic system. The fifth Nordic country, Iceland, because of its geographic position does not take part in the Nordel power exchanges.

2. The power system today

The system for electric supply in the Nordic area has been moulded by technical and economical conditions within each of the countries, and by the possibilities of fruitful collaboration between them. The need for power is geographically determined by how population and industry are distributed. In the production phase the exploitation of hydro power has of course been governed by natural conditions, such as

head and flow of water, and by developments in transmission technology. However, it has been possible to site thermal power plants so that transmission distances to the large load centres are relatively short.

The growing environmental awareness has made it necessary to consider many more restrictions than previously when planning new production plants. The future development of the electric power system will therefore be more and more governed by environmental factors within the overall field of energy supply.

Hydro-power

Climatic conditions for the utilisation of hydro power in the Nordic area are characterised chiefly by the seasonal variations. Precipitation and melting snow culminate during the period May to October in the most northern regions. Mild winds from the sea

normally result in high precipitation in the western parts even during the autumn and early winter.

However, the power demand is greatest during the winter season. In order to utilise the available energy, water must be stored. Therefore, in addition to the power-stations themselves, large storage reservoirs play an very important role in the economics of hydro power. The storage capacity is chiefly dimensioned with regard to seasonal run-off and load-variation cycles. There is also a certain additional capacity in order to be able to save water from one year to the next.

The total reservoir capacity, expressed in terms of energy, is about 60% of the mean annual hydro-power production. The largest capacity is in Norway where the corresponding figure is 70%. These figures include even smaller reservoirs, at power-stations further downstream, which are used for weekly and daily regulation.

The technical design of the hydro-power stations varies greatly in the Nordic plants. The heads vary from a few meters to more than 1100 meters. The flow in the largest units amounts to more than 500 m³/s and for the corresponding power-stations to more than 1000 m³/s. The largest generators are rated at about 450 MW. However, the total production capacity is dominated by the large number of power-stations rated at 50–400 MW.

The utilisation of hydro-power stations is determined by their owners. It is however common within the Nordic system that stations along the same river can belong to different power companies. This calls for collaboration regarding matters such as how common reservoir capacity should be financed, and how the water shall be regulated both short-term and long-term. Independent river-regulation authorities have therefore been set up in order to continuously manage the necessary coordination between the interests of the owner companies.

Thermal power

There are basically four types of thermal production capacity in the Nordic system:

- Back-pressure production coordinated with heating needs within industry or urban areas. This is fired by oil, coal, natural-gas or domestic bio-fuel.
- Oil-fired or coal-fired condense production in units up to 650 MW.

- Nuclear power in a total of 16 blocks in 6 power-stations.
- Gas-turbines using light oil.

During years with normal availability of hydro power, mainly nuclear, back-pressure and coal-fired condense power is used for any extensive energy production. Higher run-off than normal will increase the possibility of reducing fossil-fueled production.

The nuclear units are normally charged so that production is allowed to fall at the end of the charging cycle as the fuel becomes spent. This coincides with the decline in load in springtime. Otherwise during the production period it is anticipated that a certain reduction of output can be necessary during periods with low load and good access to hydro power.

The transmission system

The decisive step towards a strong interconnected Nordic network was taken when the transmission voltages 300 and 400 kV were introduced. Today the backbone of the national networks and the strong interconnecting links consists of 400 kV lines and stations.

In Finland and Sweden the predominant transmission needs are from north to south. In southern Norway they are from west to east. These needs have motivated successive reinforcements in order to reach a transmission capacity which is economically in tune with the available production capacity. In Denmark the transmission distances are shorter but the introduction of large thermal power units on the system, as well as the interconnection of Jutland with Germany and Zealand with Sweden, have motivated a 400 kV network. The transmission system on Iceland consists of a country-wide ring plus a stronger meshed system near to the capital, Reykjavik.

Sweden is interconnected with all of the other Nordic countries (except Iceland). In addition, Norway is interconnected with Finland in the north and with Jutland in the south. There are also interconnections with other large systems, from Jutland to the European UCPTE system (AC links), and from Finland to the Soviet Union (DC link).

Interconnection with AC links means that the Nordel network is operated synchronously, i.e. with a common frequency. However Jutland, which is synchronous with the UCPTE system, and Iceland, which is geographically isolated, are not included in the synchronous Nordel system.

A condition for connecting the synchronous Nordel system with other large AC systems is the utilisation of DC technology. Thus Jutland has been connected to both Norway and Sweden via seacables and converter stations. The DC-link between Finland and the Soviet Union, however, is built "back-to-back", which means that the two AC systems meet in the same station on the Soviet side.

The new DC-link, Fynno-Skan, connects southern Finland with central Sweden. Fynno-Skan thus constitutes a controllable transmission link within the synchronous system. This feature is utilised in order to distribute the transmitted power optimally within and between the two countries.

Transmission technology today is so well-developed that there is no limitation for interconnecting large power systems. However continued extensions and reinforcements meet with other problems which in rural areas mainly originate from nature-conservation interests and in urban areas are due to unavailability of land. It is therefore necessary to develop new technology in order to reduce land-encroachment and other influences on society and mankind.

The interconnected system

In a perspective which ignores national and ownership boundaries, the Nordel system constitutes a combined hydro and thermal capacity which supplies a geographically unevenly distributed load. The hydro-power resources are located largely in the system's north-western region and the thermal power in its south-eastern region. The transmission capacity between these regions is very large.

A reliable and economic power supply is dependent upon a number of external factors which can be difficult to foresee or influence. The most important for the Nordel system are:

- inflow for hydro power
- price and availability of fuel
- availability of production units
- disturbances and breakdowns
- the sensitivity of the load for weather, economic conditions in society etc.

In the interconnected Nordel system the risk for a simultaneous negative influence from several of these factors is well spread between the different types of power and between the responsible power companies. There is

therefore a very good capability to jointly withstand strains on the power balance for the whole system or for individual companies. On the other hand favourable conditions can be made use of in the entire system with economic gains for all.

The advantages are realised in the operating phase by numerous power-transfers between different parts of the system. The energy which is transmitted between countries and companies is regulated by agreements to exchange firm and occasional power which are continually made between the operations managements for the different parts for the system.

3. Nordel recommendations

Nordel which is an organisation for cooperation between electric power companies in the Nordic countries of Denmark, Finland, Norway and Sweden is an advisory and recommendatory body whose aim is to further international, primarily Nordic, cooperation as regards the production, distribution and utilisation of electric energy. Nordel does not make any decisions regarding extensions to the system etc. but issues recommendations which will constitute the guideliners for the cooperation.

Nordel consists of four members from each of the member countries. These members are leading personalities within the power supply industry in their respective countries.

A large proportion of the work is carried out in the three committees Operations Committee, Planning Committee, and Environment and Production Committee which are composed of specialists from the power companies in the Nordic countries. One task for the committees is to prepare proposals for recommendations.

Nordel is independent of political authorities. However, in order to maintain good relations with the authorities, information is exchanged with them. Nordel has no budget or personnel of its own. The member companies contribute to the activities with the work performed by their personnel. This guarantees that the intentions of Nordel are realised in the best possible way in the daily activities of the power companies.

Nordel's recommendations further the technical and economic operation of the interconnected Nordic power system. By means of the basic principle that the value of electric power coopera-

tion shall as far as possible be shared equally by the participating countries, the recommendations are advantageous for each country and this is a motive for their being followed.

The following reports, and the recommendations based on them are, among others, important for the operational cooperation:

- "Driftsamarketet inom Nordel", 1971. (Operational Cooperation within Nordel). The report describes the conditions and methods for optimising operational economic cooperation in the Nordic power system. Nordel has recommended that affected power companies shall apply the principles laid down in the report.
- "Dimensioneringsregler för det samkörande nordiska nätet", 1972. (Dimensioning principles for the interconnected Nordic network). The rules stipulate that the power system shall withstand certain defined contingencies without loss of load, static or dynamic instability, or unpermissible lasting changes in voltage or frequency. Nordel has recommended that these dimensioning rules shall also be applied as a guide for the operations managements of the entire interconnected system.
- "Drifttekniska specifikationer för värmekraft", 1982. (Operational specifications for thermal power). The report specifies demands on thermal power stations in order that they can be operated securely and economically. Nordel has recommended that power companies concerned shall apply the suggested specifications.
- "Automatiska driftåtgärder och gällande regler rörande driftreserven i det synkrona nordiska kraftsystemet som består av Danmark öster om Stora Bält, Finland, Norge och Sverige". 1983. (Automatic operational measures and valid rules regarding the operating reserve in the synchronous Nordic power system consisting of Denmark east of the Great Belt, Finland, Norway and Sweden). The report contains definitions and rules for automatic frequency control and disturbance reserve. Nordel has recommended that the report shall apply.
- "Koordinerat frekvensstyrta nätvärn i det synkrona Nordelområdet", 1983. (Coordinated underfrequency defence schemes in the synchronous Nordel area).

The report describes the principles for automatic loadshedding, utilisation of HVDC-links and islanding in connection with severe operational disturbances.

Nordel has recommended that the report shall apply.

- "Reservkrav i Nordel systemet", 1988. (Operation Reserve in the Nordel system).

The report contains definitions and rules for operating reserves during power-shortage conditions.

The Nordel Operations Committee has decided to apply these rules on a trial basis until further notice.

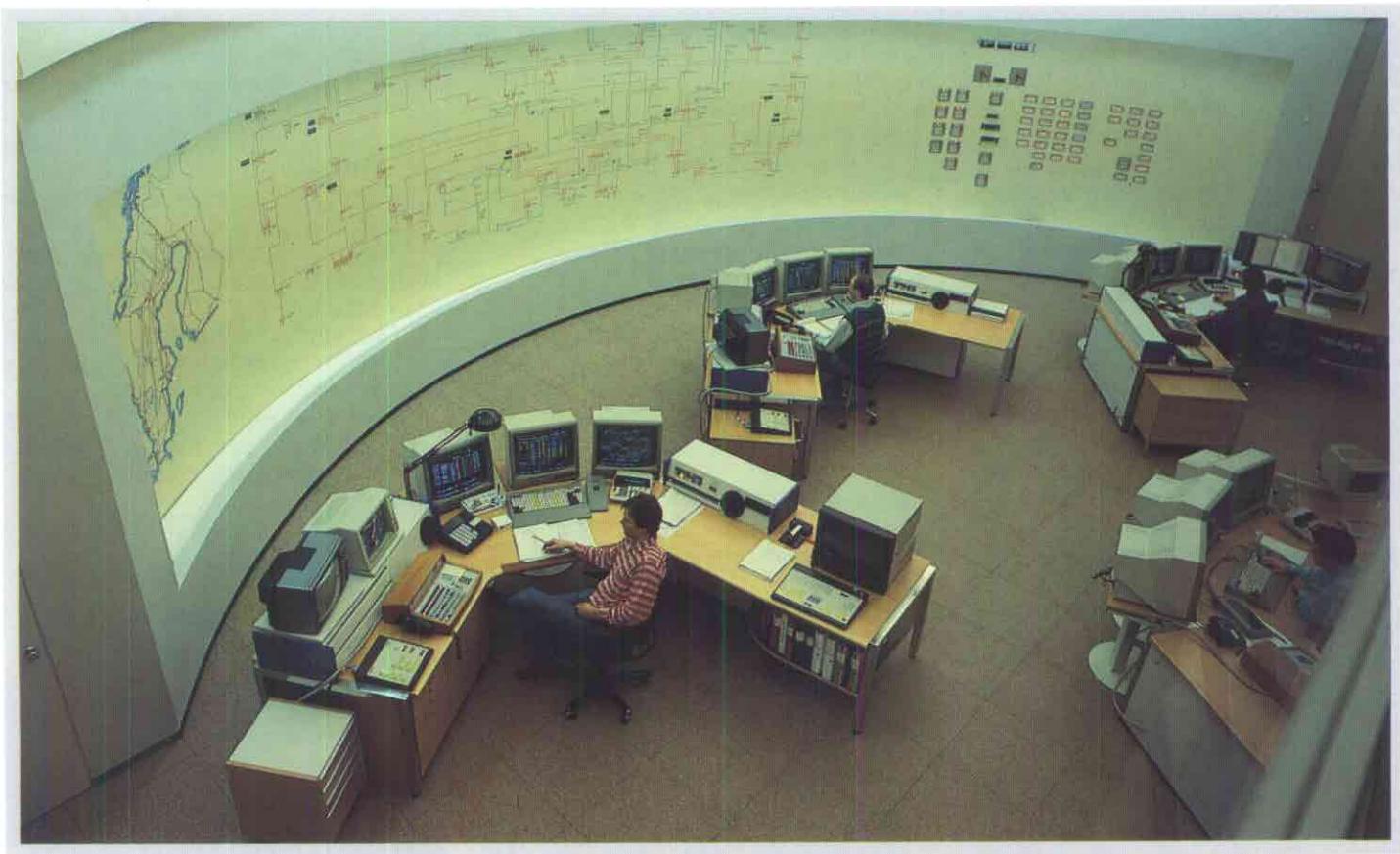
4. Responsibility of operations managements in the different countries

There is no overall Nordic operations management. However Vattenfall has a coordinating responsibility for frequency control and demands on operating reserves. The individual national operation managements are otherwise responsible for the operations management of the interconnected Nordel system. They are thus responsible for the operation of their own systems and for power exchanges with neighbouring systems, by bilateral agreements with the respective operation managements.

Each national operations management is responsible for the technically and economically optimum operation of his own system. The technical and economic benefits which result from the Nordic exchanges shall be divided equally between the countries participating. This means that it is in the interest of the national operations managements to participate directly in these exchanges as much as possible. In this way the Nordel exchanges become a natural part of the operation of each individual system.

The executive bodies for the national operations managements, are the National Control Centres. All of the control centres are equipped with modern computerised information systems to enable the continuous supervision of production, network operations and power-exchanges. There are also various systems for short-term planning, primarily for some days ahead.

Fig. 3. Interior view of the National Control Centre at Vattenfall, Sweden.



The responsibility for the national operations managements in the different Nordic countries is organised as described below.

Denmark Jutland

ELSAM is a coordinating body for the seven regional power companies who are responsible for 99% of the power supplies on Jutland and Fyn.

ELSAM is responsible for:

- Coordination of the daily operations so that the total production apparatus is utilised in the best way technically and economically.
- Operation and supervision of the bulk power system on Jutland plus tie lines to foreign systems.
- Power exchanges with Sweden, Norway and Western Germany.

Denmark Zealand

ELKRAFT is a coordinating body for the three power companies who are responsible for power supply east of the Great Belt.

ELKRAFT is responsible for:

- Load distribution between the power companies' power stations in order to minimise production costs with

regard to certain defined rules for security of supply.

- Operation and supervision of the bulk power network on Zealand and the tie lines to Sweden.
- Power exchanges with Sweden.

Finland

In Finland the responsibility for electricity supply is shared between Imatran Voima Oy, IVO, (45%), municipal power companies (15%) and industry (40%).

IVO has the national operations management function and is responsible for:

- Production management for IVO production and power exchanges with other Finnish power producers within the framework for an agreement whereby the aim is to optimise the utilisation of the Finnish system.
- Operation and supervision of the Finnish bulk power network and tie lines to foreign systems.
- Power exchanges with Sweden, Norway and the Soviet Union.

Norway

In Norway the responsibility for electricity supply is shared between a

large number of companies owned by the state, counties, municipalities or private interests. The biggest producer of electricity is STATKRAFT which is responsible for 27% of the Norwegian production.

SAMKJØRINGEN is responsible for the internal Norwegian power exchanges between the power producers. The aim is a rational utilisation of the companies' power stations, procurement and exchange of electric power and associated activities.

STATKRAFT is responsible for power exchanges with Denmark, Sweden and Finland.

Sweden

In Sweden the responsibility for power supply is shared between Vattenfall (50%), municipally-owned power companies (20%) and private companies (30%).

VATTENFALL has the national operations management function and is responsible for:

- Production management for Vattenfalls production and power exchanges with other Swedish companies within the framework of an agreement whose aim is to optimise the utilisation of the Swedish system.
- Operation and supervision of the bulk

power network in Sweden and the tie lines to foreign systems.

- Power exchanges with Jutland and Finland.

- Power exchanges with Norway via a coordinating body (KSN) working in close conjunction with the National Control Centre.

KSN is the power industries' coordinating body for power exchanges with Norway. Its function, which is managed by Vattenfall, is to coordinate the wishes of the four Swedish owners of the tie lines to Norway regarding power exchanges.

SYDKRAFT is responsible for power exchanges with Zealand and coordinates its own and Vattenfall's wishes regarding these exchanges.

5. The Daily Nordic power exchanges

Nordel recommendation

In 1971 Nordel recommended a report, "Operational Collaboration within Nordel", written by the Operations Committee. This meant that the power companies concerned shall:

- utilise the "marginal value principle" when planning production; i.e. let the running costs for the various production units determine their utilisation.
- try to apply comparable methods of calculating the marginal value.
- use the calculated power value as a basis for production planning and agreements on power exchanges.
- aim for equal profit-sharing of bilateral power exchanges.
- limit the price for power exchanges to a certain maximum amount (at present 75 SEK/MWh) above the seller's production cost.

Since the report was written the Operations Committee has continuously followed up all power exchanges and related them to the above principles. In Nordel's Annual Report for 1980 there is a special article written by the Operations Committee on power exchanges. This article explains in detail what is meant by "marginal value" (also called "marginal power value", "power value", "border-network price", etc.).

In addition the Operations Committee during 1985-86 has carried out a thorough revision of the principles for determining marginal values and pricing of occasional power. The

Committee found that the power exchanges work extremely well and recommended that the principles shall continue to apply.

Aims of the exchange of occasional power

The main aim for the electric power collaboration is to minimise the total production costs in the Nordel system. This is achieved by constantly trying to ensure that the production units are used in order of increasing cost, irrespective of which country they are located in, until the total demand in the Nordel system is supplied. The production in any one country will then probably not correspond to the consumption in that country. Part of the difference is due to firm exchanges of power. The remaining differences represent the optimal exchanges of occasional power between the countries. Exchanges of occasional power are thus the means used by the power companies to try to minimise the total production cost.

On the practical level the power companies within Nordel must:

- utilise the combined hydro resources and avoid spilling.
- utilise the combined nuclear resources optimally.
- utilise fossil power in cost order.

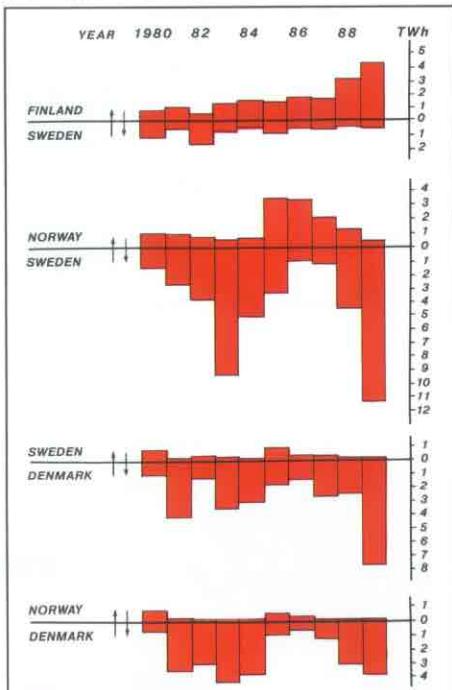
Exchanges of occasional power are also a means of mutual aid between the countries in situations of shortage. For example during dry years in a hydro system, rationing of electric power can be avoided by importing fossil power from a thermal power system during off-peak periods. During major operational disturbances resulting in loss of load in one system, normal operating conditions can be restored more quickly with the help of imports from a neighbouring system.

Basic requirements

• Differences in power systems.

Conditions for exchanging occasional power between the Nordic countries are very favourable as the production systems are very different. Norway is completely hydropower dominated and Denmark completely thermal-power dominated, whereas both Sweden and Finland have a mixture of hydro and thermal power. The Danish thermal power is chiefly coal-based, the Finnish chiefly coal and nuclear-based, and the Swedish chiefly nuclear and oil-based.

Fig. 4. Electric energy exchanges between the Nordic countries 1980-1989.

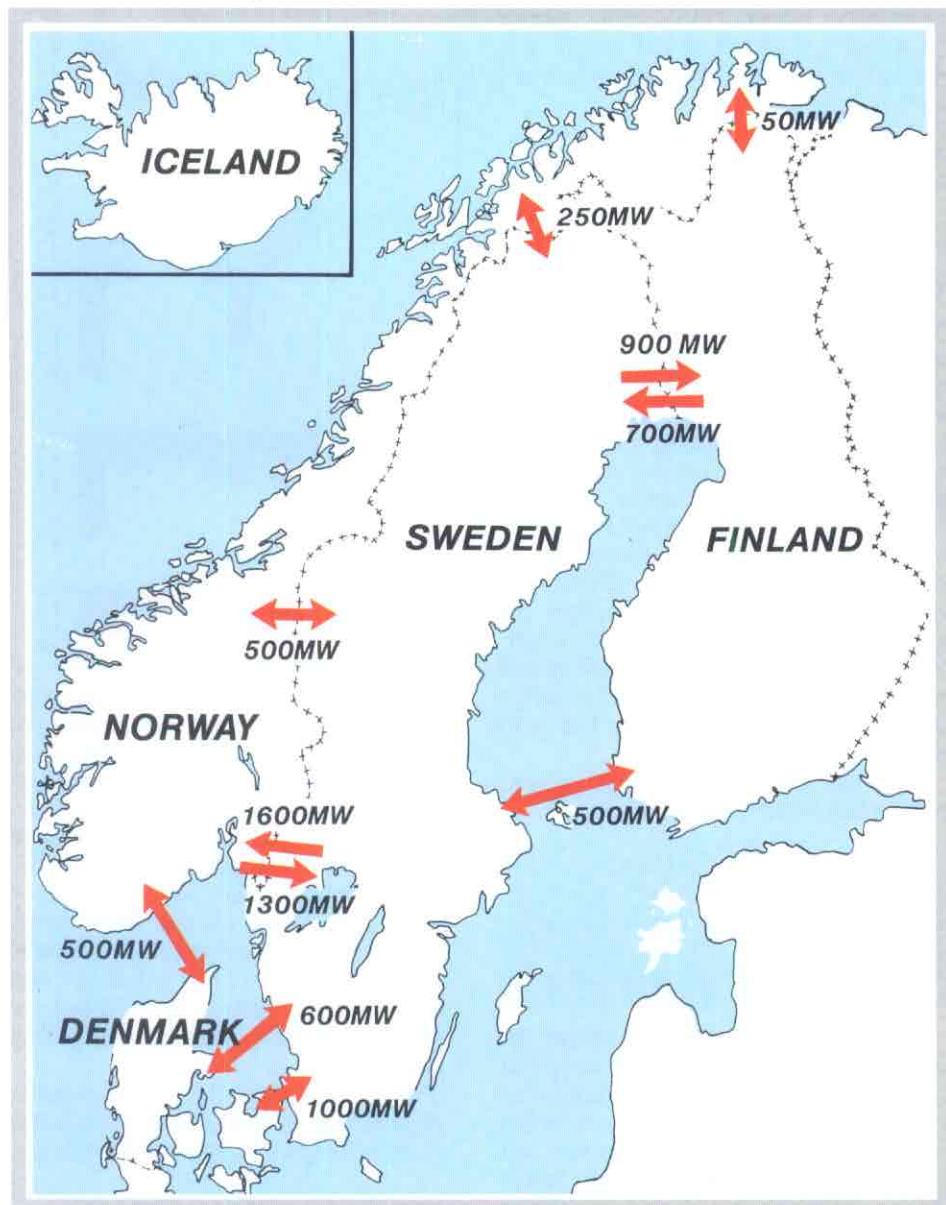


The Danish and Finnish production apparatuses are power-dimensioned. This means that if the power-stations together can satisfy the annual maximum demand, there is no problem in covering the total energy demand assuming that fuel is available. The Norwegian and Swedish production apparatuses, on the other hand, are energy-dimensioned. This means that if the annual energy demand can be satisfied, there is no problem in meeting the annual maximum power demand.

The differences in the power systems means that exchanges of occasional power will give large profits because:

- the large variations in annual hydro-power production can be balanced by importing fossil-based power from power-dimensioned systems during dry years and exporting hydro power to thermal power systems during wet years to the benefit of the environment.
- the production capability in nuclear power can be utilised better thanks to the regulating capability of hydro power and by replacing fossil-based power.
- power-dimensioned thermal-power systems can utilise power surplus in energy-dimensioned hydro-power systems during periods of peak load and thereby avoid using the most expensive and environmentally least attractive units.

Fig. 5. Transmission capacities on the interconnections for the stage 1990.



• The capacity of tie-lines.

The aim for dimensioning and extending interconnections is to establish the exchange capacity which is economically and environmentally motivated with regard to the profits which can be made from the power exchanges. This criterion means that the interconnection capacity in some cases is insufficient but in other situations is quite sufficient.

The interconnection capacities which at present exist between the Nordic countries are shown in fig. 5. These are considered to be sufficient for very far-reaching exchanges within Nordel where the interconnected system can practically be regarded as one system.

• Established rules and principles.

A condition for well-functioning power-exchanges is that there are well-defined rules and principles which are accepted by all parties who participate and that there is a free exchange of information about production conditions, production costs etc. Within Nordel the following rules are applied for the exchange of occasional power:

- The power-exchanges are decided bilaterally between the control centres in the interconnected system independently of one another. Decisions regarding different bilateral exchanges are usually not synchronised but are made at different times.

- Participation in power exchanges is voluntary and is only entered into if both parties are in agreement.
- Marginal values shall be calculated according to rules recommended by Nordel. The rules are always followed by the operations managements.
- Information about actual marginal values are exchanged openly between all the participating operational managements.
- Stipulated notification times shall be observed when agreeing power exchanges. Power exchanges can be agreed for one hour at a time or for longer periods and be changed within the framework of the notification time, normally one hour.
- The profit from an exchange of power is divided equally between the buyer and the seller which normally means that the power is sold at a price which is the average value of the seller's and the buyer's marginal values.
- When the buyer does not have any alternative production of his own, or when he only has extremely expensive production, the seller's profit is maximised to his own production cost plus a profit margin which is at present 75 SEK/MWh.
- The operations management shall always, around the clock and every day of the year, be prepared to make agreements on power exchanges and modify his own production system in accordance.

Assuming that the marginal values are correctly set each power exchange will lead to lower total production costs and will motivate the participants to make profitable power exchanges which result in the best total production economy.

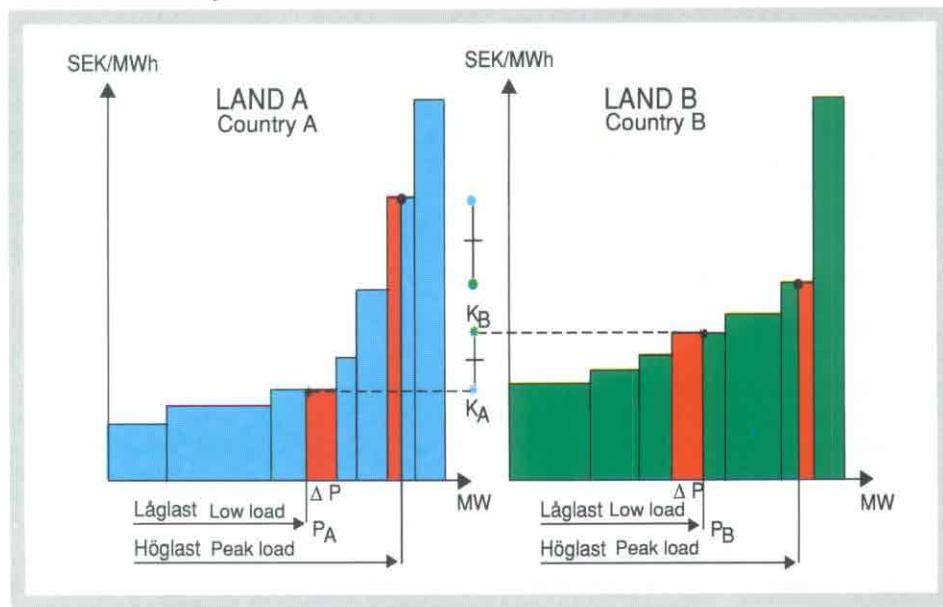
Operating plans from Nordel Operations Committee

One of the responsibilities of the Operations Committee is to compile power balances and plans for the operational planning period up to three years ahead and to distribute these to the operations managements in the participant countries. This information is used in the various countries for operations planning and determining the development of long-term powerexchange possibilities.

The following power balances and plans are compiled and distributed:

- Power and energy balances for the next three calendar years. These largely illustrate the long-term de-

Fig. 6. The operative cost for the generation resources in cost order for the countries.



velopment of the power balances in each country.

- Plans for the next year for stoppage of large thermal power plants for annual maintenance. From these plans it is possible to judge possible and suitable exchanges of occasional power as a result of these necessary interruptions in production.
- Energy balances are compiled before and during each operating season on three different occasions for the period up to the next spring flood. From these balances it is possible to determine probable exchanges of energy.
- Detailed power balances in preparation for the coming winter period are compiled for each country. From these probable needs and possibilities for power exchanges at peak load periods can be determined.

Bilateral meetings for operation managements

The operation managements in the different countries meet regularly in operations meetings where the bilateral interconnections and their possibilities are discussed. Such operations meetings are held a few times per year for each of the bilateral interconnections:

- Zealand-Sweden (Elkraft-Sydkraft-Vattenfall).
- Jutland-Sweden (Elsam-Vattenfall).
- Finland-Sweden (IVO-Vattenfall).
- Norway-Sweden (Statkraft-KSN).
- Norway-Jutland (Statkraft-Elsam).
- Norway-Finland (Statkraft-IVO).

At these operational meetings the following main topics are dealt with:

- Actual power situation and the power balance for the coming season.
- Planned outages for production units and lines.
- Transmission limitations on the tie lines.
- Forecast fuel prices.
- Forecast power exchanges for the coming six month period.

The most important result from these meetings is the power-exchange forecast which is decided upon and used by both operations managements in their planning. Important results can even be changes in the timetable for planned outages for production units or lines in order to minimise total costs and maintain the operational security.

Weekly exchange of information

In connection with the detailed planning of operations for the coming week, the operations managements

exchange the following information for their systems:

- The largest loss of production which can occur.
- Planned line-outages.
- Transmission limitations on tie-lines and in the national networks.
- Operating reserves.
- Forecast marginal values.

Continuous power exchanges

Starting from the economically optimised production plans the operations management in each country is responsible for:

- the continuous short-term forecast of electricity demand.
- the continuous re-planning of electric-power production with regard to wrong forecasts, production disturbances, transmission limits etc.
- the continuous regulation of the electricity production within his own system in order to maintain the power balance.

The operations managements decide the marginal values in their own systems, based on the actual production situation and valid production plans, and exchange them with each other.

As the marginal values in the interconnected system are known, possibilities of power sales to countries with higher marginal values and purchases from countries with lower marginal values are continuously weighed up. The operational managements concerned contact each other by telephone and agreements are made on power exchanges.

- Agreements on power exchanges:
- shall be made with regard to the valid

prior notification time, usually at least one hour before the start of the power-exchange.

- shall specify the amount of power to be exchanged for one or several hours.
- shall specify the price in the form of an average price between buyer's and seller's marginal values.

The power exchange is then taken up in the power balances of the countries involved and production can be adjusted to compensate for the exchange. Supervision that the exchange actually occurs as agreed is achieved in the Nordel system by the operation managements in Denmark, Finland and Norway adapting their production control accordingly.

Figure 6 shows an example of how a power exchange comes about.

The figure shows the production cost and power generated for the power stations in countries A and B ranked in the order of increasing production costs, SEK/MWh.

In the low-load alternative, the countries produce P_A and P_B MW with marginal values K_A and K_B . If country A increases and country B reduces production with an amount ΔP MW, the profit will be $\Delta P \cdot (K_B - K_A)$. This can be achieved by means of a power exchange of ΔP MW from country A to country B. The profit is shared equally if the exchange price is

$$\frac{K_B + K_A}{2} \text{ SEK/MWh.}$$

The case for the peak load period however, means that power shall flow from country B to country A in order to reduce the total production costs.

The example illustrates that the size and direction of a power exchange depends completely on the power balances and marginal values in the interconnected countries. There are no general rules for the direction of power exchanges but the following natural pattern basically applies:

- During wet years the power exchanged mainly goes from hydro-power systems to thermal-power systems and vice versa during dry years.
- During flooding periods (spring flood and autumn flood) the power exchanged usually goes from hydro-power systems to thermal-power systems.
- During peak-load periods the power exchanged usually goes from hydro-power systems to thermal-power systems.
- During low-load periods the power exchanged often goes from thermal-power systems to hydro-power systems.

Power exchanges in connection with disturbances

In connection with production disturbances power exchanges provide the opportunity of utilising reserve power from other countries to help the country where the disturbance has occurred.

Consider the situation when a nuclear power block in Sweden trips out. By automatic regulation (see the sections on frequency regulation and production reserves) the instantaneous spinning reserve which shall be kept available in each country is activated. Then Sweden must replace the lost production within 15 minutes by starting fast reserve units (which can be gas-turbine production) which later must be replaced by slow reserve production (which can be oil-condense production). Both of these reserves have high production costs.

As an alternative to gas-turbine production the operations management in Sweden can contact that in Norway and agree to buy support power from Norway. Such support power can be agreed upon without any prior notice and hydro-power production in Norway can be quickly increased. Support power is priced by adding the maximum profit margin, at present 75 SEK/MWh, to Norway's marginal value. If this price is lower than the cost for Swedish gas-turbine production the Norwegian support power is chosen.

The Swedish long-term alternative for replacing the loss of the nuclear-

power block is oil-condense production. As an alternative to this the operations management in Sweden can contact that in, for example, Denmark and enquire about a normal power exchange whereby the Swedish oil-condense value is compared with the Danish coal condense value. If the latter value is lower the power exchange can be agreed.

Many other types of disturbances can be dealt with in a similar fashion. This is regardless of which country is affected and of the type of disturbance.

In connection with major operational disturbances with loss of load it is possible without giving prior notice to agree on exchanges of support power which make it possible to restore power supplies to the customers more quickly. The pricing of such support power is usually decided upon afterwards.

6. Production control

Principles for production control can differ greatly depending on the character of the power system. In the Nordel system a form has been chosen which takes advantage of the large proportion of hydro-power and which well matches the decentralised decision structure.

The synchronous Nordel network acts physically as a single unit where the total mechanical power fed into the turbines is balanced by the load power. The system has a stored kinetic energy in the rotating masses in turbines and generators. This is used as a buffer when the balance is disturbed. The generators' electrical production always follows the load. If this suddenly changes and the driving power to the turbines is unchanged, the difference must be compensated for by the kinetic energy. What happens is that the speed of rotation, which decides the frequency, suddenly increases or decreases. This continues until the turbine power is adjusted so that balance is once more obtained. With the exception of the variations in frequency, i.e. kinetic energy, which are permitted, the driving power to the turbines must be constantly adjusted so that it follows the load and the losses in the transmission system. Production control includes both the techniques and the organisation needed for achieving this.

Technically production control is subdivided into two parts:
- primary regulation.
- secondary regulation.

Primary regulation is achieved by providing a large number of units with turbine-regulators which change the flow of water or steam in proportion to the variations in frequency in the network. The combined effect of all of these makes up a regulation response, or regulating strength, expressed in MW/Hz. A limited change in load can therefore be compensated for by the automatic primary regulation. If the total regulating strength is known, the remaining frequency deviation shows how much of the total production is contributing to the automatic frequency regulation.

Secondary regulation involves larger changes in production, usually brought about by manual control. In hydro-power stations this means starting or stopping units, or radically changing the set value for the flow of water. In thermal-power stations it is brought about by regulation at a certain rate (MW/minute) to the required level.

Secondary regulation is initiated partly in conjunction with primary regulation and partly to meet larger changes in load which can be anticipated in the production-planning process. In the first instance it is initiated when the frequency nears its acceptable limits, 49.9 or 50.1 Hz.

As regards organisation, the responsibility for production control is distributed as follows.

The system demands for sufficient capacity for primary regulation are met by not allowing the total regulating power to fall under a certain limit, usually set at 6000 MW/Hz. The responsibility for maintaining this value is distributed between the Nordic countries in proportion to their annual consumption as follows:

Norway	1 940
Sweden	2 630
Finland	1 160
Denmark	270
6 000 MW/Hz	

In Denmark only Zealand takes part in the continuous frequency regulation for the Nordel system.

It is up to each national operations management to continuously ensure that his country maintains its quota of the regulating strength. If this leads to great costs due to losses or nonoptimal production distributions, it is possible to make bilateral agreements. Surplus of cheap regulating strength in one country can be substituted for regulating strength in another country. This can be done with or without economic

compensation according to the wishes of the involved parties.

The apportionment of demands between the power companies within each country is carried out according to principles which are agreed upon internally.

Primary and secondary regulation should be seen as an integrated process where the work for regulating load variations is divided between automatic and manual action. This alternates between one and the other continuously.

In a large synchronous system the effects of the cyclic and random variations in load are combined to form a common load which the production apparatus must follow. Apart from transmission losses, a given regulating action will have the same effect on the power balance irrespective of where in the network it is carried out.

In the Nordel system however, consideration must be paid to transmission limits and to the conditions for short-term regulation with regard to production economy in each country. The basic principle is therefore that each country is responsible for the secondary regulation that its own load requires.

This means that it shall be possible in each country to regulate to compensate both for the large daily variations and for the irregular trends, e.g. owing to changes in the weather. The more random variations on the other hand may be dealt with by the primary regulation as long as transmission limits allow it.

The responsibility for regulation is usually shared by the different power companies who take part in the interconnected operation. In this way the total regulation work is decentralised to a very high degree.

The basic production-economic decisions as to how the regulation work shall be performed are made independently within the various power companies.

The production capacity for each power company is technically and economically dimensioned with regard to the size and character of the companies' own load. When performing short-term production planning the actual load conditions and the regulating capability of the different production units is considered.

The economic conditions for regulation can vary considerably during the year, in particular depending on run-off conditions for the hydro-power. By utilising possibilities of exchanging occasional power within and between

countries, large costs can be avoided. These variations in magnitude and in price of the power exchanges thus reflect the actual conditions for short-term regulation in the Nordel system.

In order for the decentralised decision structure to be able to work within the framework for the technical operation of the Nordel system, it is necessary to continually monitor that certain criteria are fulfilled. It is primarily the national operations managements who are responsible for this.

The most important criteria are:

- that the network frequency is between 49.9 and 50.1 Hz.
- that the time-variation is less than ± 10 seconds.
- that the transmission limits are not exceeded.

The network frequency reflects how the regulation work is divided between primary and secondary regulation within the Nordel system on the whole. It says nothing though about how the regulation is divided between the different component systems or how the division affects transmission conditions. Therefore the area control error is used as a total measuring quantity.

The area control error, I_i , is defined according to the following equation:

$$I_i = \Delta P_i + R_i \cdot \Delta f \text{ where}$$

ΔP_i is the total deviation in MW between actual power and agreed power on the tie-lines from component system i to the other component systems.

R_i is the total regulating strength MW/Hz within component system i .

Δf is the frequency deviation from 50.0 Hz for the total system.

The area control error is chiefly of interest within the component systems. For the whole system the deviations in power flows cancel out one another, i.e.

$$\sum_i P_i = 0$$

and the equation is reduced to:

$$I = \sum_i R_i \cdot \Delta f$$

i.e. the area control error shows the utilisation of the primary regulation as it has been described above.

Norway and Sweden have a shared responsibility for ensuring that the frequency deviations are kept within the permissible limits.

In special rules for frequency regulation and production control during normal conditions, which were agreed by the Operations Committee in 1979, a framework was fixed for the permitted variations in area control error. The main reasons for formulating this were:

- to ensure sufficient quality for frequency and synchronous time.
- to make it possible to improve the total economy in the Nordic electric power system, and to allow a reasonable division of the resulting profit.
- to make possible the best utilisation of the national production apparatuses and transmission networks.
- to make possible a high utilisation of the tie-lines between the Nordic countries.

At the same time these rules give a better precision of production control, because they make it clear which part of the system is responsible for any large deviations in regulation and which therefore should take action.

There are no direct economic sanctions connected to the utilisation of the degrees of freedom which the principles for area control error operation allow. In the ordinary settlement of accounts however, the hourly values of the deviation between agreed and actual energy exchanges are recorded. The pricing of this non-agreed power differs depending on the interconnection. For some interconnections the deviations are priced in such a way as to economically discourage unwanted exchanges.

Within each country there are also different systems for internally identifying and pricing deviations from planned power exchanges between interconnected companies. In general they are so arranged that the economic consequences are made clear in the operational phase. Thus they provide a control instrument for the national operational managements. In this way corrective action for the power balance can be achieved in a correct way from the points of view of production economy and division of responsibility.

The description of the structure for production control can briefly be summarised in that the basic responsibility for regulating the large load variations is delegated to each separate power company. Within the power companies a comprehensive production planning is carried on, both short-term and long-term. The short-term planning is carried on until the nearest hours. Thanks to these planning processes an optimal utilisation of the production resources is obtained. The possibilities for exchanges of occasional power within the entire Nordel system are taken advantage of to even out and reduce the total costs for regulating the load variations.

The advantages with the interconnected Nordel system are gained as

random load variations can be dealt with by the combined resources for primary regulation (regulating power). The Nordel system is favoured by its large proportion of hydro power. The hydro-power stations are technically and from the point of view of water-flow designed for simple short-term regulation (secondary regulation). During normal operation at the best efficiency there is a production margin for the regulating strength to act upon. Thanks to the contributions from many stations a sufficient capacity is obtained to cater for primary regulation and disturbance reserve at very low cost.

7. Production reserves

In order to live up to reasonable demands on operational security in the power system, reserve capacity must be kept available to meet sudden disturbances which can occur. The principle used to evaluate the operational security is generally to firstly identify so-called "dimensioning faults" and then to make sure that the system can withstand one such fault without resulting in widespread interruptions to consumers.

Production reserves shall be available chiefly to cope with disturbances to the power balance. In certain cases there are demands as to the location to parts of the network to which transmission capacity is or can become limited owing to a disturbance.

The availability of the reserves assumes that they have been considered when planning the utilisation of the production units. Demands on reserves must therefore be expressed in a systematic way.

Within the Nordel system the following method is applied for quantifying different categories of reserve.

Firstly the *operating reserve* is split up into the *normal operating reserve* and the *disturbance reserve*.

- The normal operating reserve shall be available for frequency regulation and to cover deviations from forecasts.
- The disturbance reserve shall be available during disturbances in the power balance or in the transmission system.

The demands on activation time are expressed both for normal operating reserve and disturbance reserve by subdivision into:

- Instantaneous reserve max 30 s
- Fast reserve max 15 min
- Slow reserve max 4 h

The national operations manage-

	Regula-t ting strength	Freq. reg. reserve	Dim. fault	Distribu-tion %	Inst. disturb. reserve
Norway	1 940	194	900	26	247
Sweden	2 630	263	1 150	34	323
Finland	1 160	116	700	21	200
Denmark	270	27	650	19	180
	6 000	600		100	950

ments have the basic responsibility for deciding and keeping necessary reserves.

However, the capacity in the interconnected Nordel system is such that the instantaneous reserve can be coordinated and it is not necessary to keep reserve for all of the countries' dimensioning faults. Power contributions from all parts of the network can combine to cover the loss of the largest production unit. In the same way the combined regulating strength can cope with the normal variations in load as described in the chapter on production control above.

Loss of production is assumed to be independent of other network faults. The reserve contributions can therefore be transmitted within the margins which are required to cope with faults on the transmission networks.

These coordination possibilities have been taken advantage of in order to radically reduce the costs for keeping reserves. For the instantaneous normal operating reserve, or frequency-regulating reserve, the demands for each country are linked to the demands on regulating strength. The reserves shall be available when the frequency varies ± 0.1 Hz. The required MW will thus be 0.1 times the required regulating power in MW/Hz. The frequency-regulating reserve is thus necessary for the primary regulation which has been described in chapter 7.

The instantaneous disturbance reserves are continuously dimensioned based on the largest of the different dimensioning faults for the different countries. This is decided weekly, or more often if necessary. The reserve power is divided among the countries in proportion to the respective dimensioning faults.

A possible distribution of the common reserves can be illustrated by the following table.

Denmark's contribution to the disturbance reserve is fulfilled partly by automatic regulation of the HVDC-links to Jutland.

If the instantaneous reserve is utilised, fast reserve shall be available in order to free the instantaneous reserve again within 15 minutes. In this way the responsibility to compensate for the disturbance is transferred to the operational management of the country where the fault has occurred. Fast and slow reserve must therefore be available in each country, dimensioned after local criteria. Therefore there is no further coordination of these reserves within Nordel on a regular basis.

Owing to its geographically central location, Sweden, via Vattenfall, has been given the role of coordinating the routines for planning and supervising the common reserves.

Bilateral agreements can be made between the operations managements of adjacent systems regarding the coordination of keeping reserves. Mutual agreements can also be made regarding help in the form of support power when disturbances occur. This means that power can be delivered at very short notice to reduce the costs for activating very expansive production reserves.

The national operations managements thus have the following duties to perform to deal with operating reserves:

- Identify dimensioning faults.
- Inform Vattenfall each week of the conditions for reserve coordination and regulating strength.
- Vattenfall shall each week notify the other operations managements which demands for reserves shall apply.
- Ensure that operating reserves are taken into consideration when planning production.
- Supervise that his own country fulfills its reserve requirements.
- Supervise that requirements passed on to other power companies within the country are fulfilled.

8. Transmission capacity

The geographic extent of the Nordel system has meant that very long lines have had to be built to interconnect countries and their distant parts. For the

national networks and the tie lines, great attention must therefore be paid to transmission conditions, both in the planning and the operations stages.

The problems associated with the transmission of large amounts of power over long distances are:

- Dynamic and static instability.
- Voltage instability.
- Thermal overloads.

In earlier stages of its development the Nordel system has been more sensitive for dynamic and static instability. However as the network has been reinforced, it has become possible to transmit more power. The sensitivity has instead transferred to the ability to maintain the voltage during strained conditions.

The reactive power conditions for avoiding voltage collapse have therefore been spotlighted.

Thermal overloads normally only limit operation during abnormal conditions when the network is not intact.

The extension of the network has been based on the development of the production system and the transmission needs which have resulted. The capacity of the tie lines has been motivated by the economic advantages of power exchanges.

The transmission limits in the critical sections in the system are always related to a desired level of operational security. This is in turn based on the severity of the disturbances which the system shall withstand. Within Nordel this has been specified in the previously-mentioned "Dimensioning principles for the interconnected Nordic network".

These dimensioning principles define in certain fixed criteria which network faults shall be able to occur during maximum transmission levels, without jeopardising the system's capability to maintain supplies. The criteria thus mean that we accept a small risk of more severe faults leading to widespread disturbances. On the other hand the system can withstand such severe faults during those periods of the day when transmission levels are lower.

The level of operational security which applies when planning extensions shall also apply as a basis for the operating principles for the system. This is judged theoretically to give an optimal utilisation of the system from the points of view of economy and operational security. The great varia-

tions in operating conditions however, mean that the level of operational security in the operating phase varies with respect to that in the planning phase.

The national operations managements are responsible for the operational security within their own transmission networks. They are therefore given the authority to intervene in various ways in the operation of the interconnected power companies within their own countries. The main functions for the operations management are:

- To define and supervise transmission limits.
- To define and supervise operating reserves for active and reactive power.
- To order switching in the network.
- To plan and approve disconnections of plant.
- To be responsible for correct fault-clearance by relay protection.
- To be responsible for the settings of automatic functions in the system.
- To analyse disturbances and take corrective action.
- To write instructions for operational action.

For the tie lines the responsibility is shared between the operations managements for the respective systems. They collaborate continually to reach mutual decisions on questions falling within their area of responsibility. Decisions are thus made on a bilateral level. Within Nordel there is no superior decision level. Within the common organs such as the Operations Committee and its working group for system questions, NOSY, guide-lines are discussed and suggested as a support for the decision-making within the operations managements.

The operations managements need effective aids in order to be able to analyse and supervise the operating conditions in the system. The setting of transmission limits and coordination of relay protection requires considerable calculations using computerised aids. For many calculations the entire Nordel network must be represented. This means that large quantities of technical data must be exchanged between the countries. This is eased considerably by the fact that those responsible for operations and planning within Nordel use the same calculation programs for analysis of the system's static and dynamic properties.

The operational analyses are aimed at defining possible transmission limits for current production and operating conditions. Special attention is paid to

abnormal operating conditions caused by planned outages for maintenance or extension work. In the calculations the faults which are included in the criteria for operational security are simulated. The work results in guide-lines for operating reserve, settings for protection and automation etc. which is judged necessary to be able to utilise the defined transmission limits in the different sections of the network.

The aids for supervising operations are today well established at the various operations managements. Work is in progress to extend the exchange of information between the national control centres. This will make possible a mutual instantaneous update about conditions which are important for the evaluation of operational security and power exchanges on the tie lines.

9. Defence schemes

In order to be able to achieve immediate action in the power system during certain emergency operating conditions, a number of automated functions have been introduced in addition to the normal relay protection. These can be collectively described under the heading "defence schemes" and are described below.

Defence schemes are basically activated by one or more of four criteria:

- low or high frequency.
- low or high voltage.
- activated relay protection.
- detected oscillations.

At present only indications from protection are transmitted via telecommunications links for activation in other remote stations. Other functions are based on local measurements.

The following functions are activated by abnormal frequency:

• Load shedding

Altogether one third of the load in the Nordel system can be disconnected for underfrequency in the region 49.0–47.5 Hz to combat a sudden large loss of power production.

• Generators in synchronous operation

About 1 900 MW in hydro-power sets can for underfrequency transfer to active production.

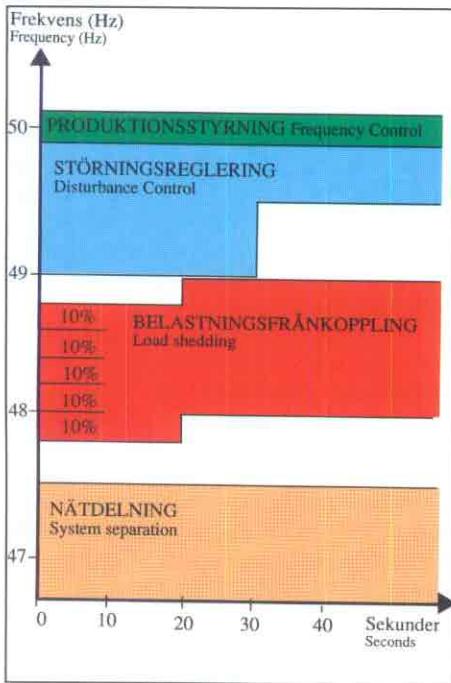
• Pump-storage power stations

About 900 MW in pumping power can be interrupted for underfrequency and transfer to production.

• Electric boilers

About 1 500 MW of connected electric boiler and grinding-mill load in

Fig. 10. Frequency controlled actions in the Nordel system.



Sweden and Finland can be interrupted for underfrequency.

- **Emergency power via HVDC links**

For underfrequency in either the European UCPTE-system - Jutland system or in the synchronous Nordel system, emergency power deliveries are automatically activated via the HVDC-links between Jutland and Norway and Sweden. Deliveries to Finland via HVDC from the Soviet Union are interrupted for abnormally high frequencies.

- **Gas-turbines**

About 1 200 MW of gas-turbines can be automatically started for underfrequency.

The following functions are activated by abnormal voltage:

- **Shunt reactors and capacitor banks**

Automatic switching of reactors and capacitors is applied for voltage deviations outside the normal operating range.

- **Load shedding**

This is applied to a limited extent in Finland.

- **Regulation of HVDC-links**

The HVDC links between Jutland and Norway and Sweden can be activated by low voltage in Norway or Sweden.

The following functions are activated by relay protection:

- **Generator rejection**

A large number of generators in Norway, northern Sweden and to a certain extent in Denmark can be

selected for rejection for certain faults in the transmission network. The action is taken to avoid loss of stability owing to weakened networks.

- **Islanding**

The network can be split into separate islands for certain network faults in order to avoid large overloads and uncontrolled cascading. It is applied mainly in Norway and Denmark for large areas of the network. The criteria can also be abnormal frequency and voltage, or oscillations.

The following functions are activated by system oscillations:

- **Damping regulation in SVC-installations**

Thyristor-regulated equipment for voltage regulation is utilised to damp oscillations by controlled load variations.

- **Damping regulation in HVDC-links**

The damping is achieved by superimposed counter oscillations in the transmitted power. It is applied at present only in the link between Finland and Sweden.

The national operations managements are responsible for the settings and function of these defence schemes. Their effects on system operations are coordinated during discussions between the operations managements, with internal specialists, and within the NOSY working group.

Statistikk Statistics

Innhold

Definisjoner

Enheter

Symboler

Installert effekt

Det nordiske
høyspentnettet

Elproduksjon

Elenergiutveksling

Elforbruk

Prognosør

Contents

Definitions

Units

Symbols

Installed capacity

The grid system
in the Nordel countries

Electricity production

Power exchange

Electricity consumption

Forecasts

Statistikken er utarbeidet før de enkelte lands offisielle statistikk for 1989 foreligger. Enkelte tall i årsberetningen kan derfor avvike noe fra de enkelte lands offisielle statistikk.

The statistics were compiled before the official statistics of the individual countries for 1989 were available. Some figures in the annual report may therefore vary slightly from the official statistics of the individual countries.

Definisjoner

I Nordels definisjoner har de anvendte utrykk følgende betydning:

Installert maskineffekt i en kraftstasjon angis i MW og er sum nominell effekt for de enkelte aggregater.

Overføringskapasitet for en kraftledning er den effekt i MW, som ledningen av hensyn til en eventuell begrensning i tilkoblede anleggsdeler kan overføre under normale forhold.

Elproduksjon angis i GWh og er den produksjon som vedkommende land oppgir i sin offisielle statistikk.

Mottrykksproduksjon er elektrisk energi produsert i en turbogenerator med damp, som etter turbinen benyttes til et annet formål enn elproduksjon, for eksempel fjernvarme, industridamp etc.

Kondenskraftproduksjon er elektrisk energi produsert i en turbogenerator med damp, som etter turbinen kondenserer slik at dampens energi kun utnyttes til elproduksjon.

Import og eksport av elektrisk energi angis i GWh og er de energimengder som avregnes som kjøp og salg mellom de respektive land. Nettoimport er differansen mellom import og eksport.

Bruttoforbruk av elektrisk energi angis i GWh og er summen av elproduksjon og nettoimport.

Nettoforbruk av elektrisk energi angis i GWh og er summen av de energimengder som er levert til og målt hos forbrukerne, samt de energimengder som produseres i industrien for eget bruk.

Tap er differansen mellom bruttoforbruk og nettoforbruk.

Tilfeldig kraft til elkjeler er elektrisk energi som benyttes til fremstilling av damp eller varmtvann, til erstatning for olje eller annet brensel, og som leveres på spesielle vilkår.

Magasinkapasitet for et vannmagasin angis i GWh som den energimengde som kan produseres i de nedenforliggende kraftverk ved en engangstømming av fullt magasin.

Magasininnhold ved et gitt tidspunkt angis i GWh som den energimengde, som kan produseres i de nedenforliggende kraftverk av magasinets vanninnhold over lavest regulerte vannstand.

Magasinifyllingsgrad ved et gitt tidspunkt angis i prosent som forholdet mellom magasininnhold og magasinkapasitet.

Definitions

Used expressions have the following meanings according to Nordel's definitions.

Installed capacity is the installed generating capacity of a power station given in MW and constitutes the arithmetic sum of the rated capacity of the units installed.

Transmission capacity is the rated capacity in MW of a line with due regard taken to the limits imposed by the transformers connected to it.

Electricity production is given in GWh and represents that output the individual countries officially report.

Back-pressure production is the production of electric energy by a generator set driven by steam which, when discharged from the turbine, is applied for a purpose irrelevant to power production (such as district heating, process steam etc.)

Condensing power production is defined as the output from a turbogenerator set operated by steam that is expanded in a cooling water condenser to enable the steam to be utilized exclusively for electric power generation.

Imports and exports are the exchange of power given in GWh for the commercial blocks of power delivered or received by the individual countries. Net imports is the difference between import and export.

Gross consumption of electric energy is given in GWh and is the sum of domestic production and net import.

Net consumption of electric energy is given in GWh and is the sum of the power delivered to and metered at the consumers as also the power produced by industry for its own consumption.

Losses are defined as the difference between gross consumption and net consumption.

Excess power to electric boilers is defined as intermittent deliveries of temporary surplus power for raising steam or district heating in electric boilers on terms agreed on by the parties concerned.

Storage capacity of a reservoir is given in GWh and is equivalent to the power that is expected to be generated by all downstream power stations by full discharge of the impounded water.

Storage contents of a reservoir at certain times is indicated in GWh as being the quantity of energy which can be extracted from the water contents above the lowest regulated water level at all power stations below the reservoir.

Rate of storage contents at given time is given as a percentage of the total reservoir capacity in terms of GWh.

Enheter**Effektenheter****kW** = kilowatt**MW** = megawatt=1000 kW**kVA** = kilovoltampere**MVA** = megavoltampere=1000 kVA**Energienheter****J** = joule**kJ** = kilojoule=0,24 kcal**TJ** = terajoule= 10^{12} J=23,9 toe**PJ** = petajoule= 10^{15} J**kWh** = kilowattime=3600 kJ**MWh** = megawattime=1000 kWh**GWh** = gigawattime=1million kWh**TWh** = terawattime=1000 GWh
= 1 milliard kWh**Mtoe** = 1 million toe-olje ekvivalent
tilsvarer 11,63 TWh***Units*****Power Units****kW** = kilowatt**MW** = megawatt=1000 kW**kVA** = kilovoltampere**MVA** = megavoltampere=1000 kVA**Energy Units****J** = joule**kJ** = kilojoule=0.24 kcal**TJ** = terajoule= 10^{12} J=23.9 toe**PJ** = petajoule= 10^{15} J**kWh** = kilowatt-hour=3600 kJ**MWh** = megawatt-hour=1000 kWh**GWh** = gigawatt-hour=1million kWh**TWh** = terawatt-hour=1000 GWh
= 10^9 kWh**Mtoe** = 1 million tons of oil
equivalent corresponds to
11.63 TWh***Symboler*****≈** Tilnærmet verdi**-** Verdi null**••** Data ikke tilgjengelig eller
for usikkert å oppgi**•** Data kan ikke forekomme**0** Mindre enn 0,5 av den
brukte enhet***Symbols*****≈** Approximate value**-** Value zero**••** Data not available**•** Category not applicable**0** Less than 0.5 of the unit
concerned

Installert effekt

Den totalt installerte effekt i Nordel-landene økte i 1989 med 2341 MW til 83479 MW. Installert effekt i vannkraftstasjoner utgjorde ca. 55%. I Sverige og Finland var det ved årets utgang installert 12160 MW kjernekraft.

Fordelingen mellom vann- og varmekraft er svært forskjellig i Nordel-landene. I Danmark benyttes omtrent bare varmekraft, mens det i Norge benyttes vannkraft. I Island dominerer

vannkraften. Sverige har noe større effekt installert i varmekraft enn i vannkraft. I Finland utgjør varmekraften ca. 79% av installert effekt.

Installed capacity

In 1989 the total net capacity in the Nordel countries increased by 2341 MW to 83479 MW. Of the total capacity 55% consisted of hydro power. The nuclear capacity was 12160 MW.

In Nordel the distribution of hydro and thermal power differs considerably. In Denmark the generating plants are almost entirely thermal, whereas in Norway they are hydro. Hydro power dominates in Iceland. Sweden has somewhat more amount of thermal than of hydro installations. In Finland thermal power amounts to 79% of the installed capacity.

Fig. S1 Installert effekt 31.12. 1989 og tilsvarende middelårsproduksjon for installert vannkraft og vindkraft
Installed capacity on Dec. 31, 1989 and corresponding average-year production by hydro power and wind power

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vannkraft, MW	9	2680	752	26531	16 172 ⁶⁾	46 144
Hydro power, MW						
Middelårsproduksjon, GWh	35	12 217	4 200	107 545	62 756	186 753
Average-year hydro production, GWh						
Vindkraft, MW	257 ¹⁾	0	–	1	6	264
Wind power, MW						
Middelårsproduksjon, GWh	515 ¹⁾	0	–	2	13	530
Average-year production, GWh						
Varmekraft, MW	8 528	10 358	175	295	17 715	37 071
Thermal power, MW						
Derav of which						
mottrykk, fjernvarme konv. back-pressure, district heating conv.	398	2 420	•	•	2 531	5 349
mottrykk, industriell back-pressure, industry	128	1 850	•	189	993	3 160
kondens, process condensing, process	•	120	•	51	•	171
kondens, kjerne condensing, nuclear	•	2 310	•	•	9 850	12 160
kondens, konventionell condensing, conventional	7 703 ²⁾⁽³⁾	2 816	19	22	2 641	13 201
gassturbin, diesel gas turbine, diesel	299	842	156 ⁴⁾	33	1 700	3 030
Totalt installert effekt Total installed capacity						
1989 MW	8 794 ³⁾	13 038	927 ⁴⁾	26 827	33 893	83 479
1988 MW	8 454 ³⁾	12 268	923 ⁵⁾	25 812	33 681	81 138
Tilskudd i 1989 Additions in 1989, MW	347	770	4	1 015	214	2 350
Tatt ut i 1989 Retirements in 1989, MW	7	0	0	0	2	9

¹⁾ inkl. biogass-anlegg
Incl. bio-gas plants,

²⁾ inkl. kondensstyrber med uttak for fjernvarme

Incl. condensing turbines with steam drawn for district heating.

³⁾ inkl. Preussen Elektra's andel i Enstedværket (300 MW)

Incl. German share of Enstedværket (300 MW).

⁴⁾ Herav geotermisk kraft 45 MW

Of which geothermal power 45 MW.

⁵⁾ Herav geotermisk kraft 41 MW

Of which geothermal power 41 MW.

⁶⁾ inkl. norsk andel i Linnvassselv (27 MW)

Incl. Norwegian share of Linnvassselv (27 MW).

Fig. S2 Endringer i installert effekt i 1989

New power plant capacity 1989

Kraftslag/ kraftstasjon Power category/plant	Tilskudd/bortfall i 1989 New units taken into operation			Totalt 31.12. 1989 Total	
	Til-skudd New capacity	Bort-fall Retired capacity	Nettoendring- av middelårsprod. Increase in average-year production GWh ¹⁾	Tot.inst. effekt Total installed capacity	Total middelårsprod. Total average- year production GWh ¹⁾
	MW	MW		MW	
Danmark					
Vannkraft	—	—	—	9	35
Hydro power					
Vindkraft ²⁾	58	0	115	257	515
Wind power					
Konv. varmekraft	289	7	•	8 528	•
Conv. thermal power					
Amagerværket B3	250	0	k/o	506	k/o
Decentral kraftvarme	39	0	g	66	g
Finland					
Vannkraft	32	—	35	2 680	12 217
Hydro power					
Tainionkoski	18	—	30	60	360
Konv. varmekraft	738	—	•	10 358	•
Conv. thermal power					
Kristiina	250	—	k/o	470	•
Haapavesi	154	—	t	154	t
Kajaani	81	—	t	81	t
Vantaa	70	—	g	113	•
Espoo	48	—	g	130	•
Hämeenlinna	43	—	g	63	•
Hyvinkää	41	—	g	41	•
Porvoo	40	—	g	40	g
Kjernekraft	—	—	•	2 310	•
Nuclear power					
Island					
Vannkraft	—	—	—	752	4 200
Hydro power					
Konv. varmekraft	4 ³⁾	—	•	175 ⁴⁾	•
Conv. thermal power					
Norge					
Vannkraft	1 014	—	2 070	26 531	107 545
Hydro power					
Jostedal	270	—	877	270	877
Aurland I, utv.	225	—	10	675	2 002
Dokka/Torpa	194	—	511	194	511
Nedre Vinstra, utv.	125	—	83	325	1 068
Nedre Nea	63	—	206	63	206
Mel	50	—	170	50	170
Åna-Sira	50	—	35	50	35
Vindkraft	0,7	—	1,8	0,9	2,1
Wind power					
Konv. varmekraft	—	—	—	295	•
Conv. thermal power					
Sverige					
Vannkraft	60	—	204	16 172	62 756
Hydro power					
Vindkraft	0	2	0	6	13
Wind power					
Konv. varmekraft	4	—	g	7 865	•
Conv. thermal power					
Kjernekraft	150	—	•	9 850	•
Nuclear power					
Forsmark B 3, effektøkning	80	—	•	1 150	•
Oskarhamn B 3, effektøkning	70	—	•	1 140	•

¹⁾ Bare for vannkraft og vindkraft. For den konvensjonelle varmekraften angis brensel slag.
(o = olje, k = kull, g = gass, t = torv, a = avfall).

Only for hydro power and wind power. For new conv. thermal power type of fuel is stated:

(o = oil, k = coal, g = gas, t = peat, a = garbage, waste)

²⁾ Inkl. biogass-anlegg

Incl. bio-gas plants.

³⁾ Geotermisk kraft
Geothermal power.

⁴⁾ Herav 45 MW geotermisk kraft
Of which geothermal power 45 MW.

Fig. S3 Besluttede større kraftstasjoner
Decided larger power plants

Kraftslag/ kraftstasjon Power category/plant	Total inst. effekt 31.12. 89	Middel- årsprod. 31.12. 89	Besluttet nyinstallasjon Decided new plants			
	Installed net capacity	Average- year production	Antall agr. Number of new unit	Ny effekt New capacity	Økning av middelårsprod. Increase in average year production GWh ¹⁾	Beregnet idriftssettelse Estimated commissioning
			MW	GWh ¹⁾	MW	GWh ¹⁾
Danmark						
Vindkraft Wind power	257	515	••	59	120	1990–91
Konv. varmekraft Conventional thermal power						
Avedøreværket B 1	—	—	—	—	—	—
Fynsværket B 7	585	k/o	1	250	k/o	1990
Hillerød	—	—	1	385	k/o	1991
Vestkraft B 8	427	k/o	1	80	g	1991
				375	k/o	1992
Finland						
Vannkraft Hydro power						
Kukkosniiva	—	—	1	25	84	1990
Voikkaa	18	80	2	22	60	1992
Konv. varmekraft Conventional thermal power						
Helsinki	—	•	3	158	g	1990
Seinäjoki	—	•	1	120	t	1990
Mikkeli	—	•	1	26	t	1990
Varkaus	60	•	1	7(22) ²⁾	a/k	1990
Pori	34	•	1	20(35) ²⁾	t/o	1991
Pietarsaari	60	•	1	18(36) ²⁾	a	1991
Kaukas	87	•	1	48(77) ²⁾	a	1991
Uimaharju	11	•	1	80	a	1992
Kaukopää	95	•	1	17(80) ²⁾	a	1993
Meri-Pori	224	•	1	550	k	1993
Island						
Vannkraft Hydro power						
Blanda	—	—	3	150	750	1991
Norge						
Vannkraft Hydro power						
Nye Dale	—	—	1	26	90	1991
Grøa	—	—	1	33	104	1992
Svartisen	—	—	2	700	1 200	1992–97
Beiarn	—	—	1	80	207	1997
Sverige						
Vannkraft Hydro power						
Sikfors	6	47	1	34	135	1990
Älvkarleby G6	72	430	1	43 ²⁾	50	1991
Klippen	—	—	1	27	94	1993
Konv. varmekraft Conventional thermal power						
Värtan	433	o	2	128	k	1990
Halmstad	70	g	1	172	g	1993
Kjernekraft, effektoekninger Nuclear power, power extensions						
Ringhals B1	750	•	—	30	•	1990
Ringhals B2	800	•	—	40	•	1990

¹⁾ Bare for vannkraft og vindkraft. For den konvensjonelle varmekraften angis brenselslag.
(o = olje, k = kull, g = gass, t = torv, a = avfall).
Only for hydro power and wind power. For new conv. thermal power type of fuel is stated (o = oil, k = coal, g = gas, t = peat, a = garbage, waste).

²⁾ Verdiene i parentes er bruttotilskudd. Utbyggingsene innebefører at nettotilskuddet reduseres p.g.a. bortfall av eksisterende effekt.
Gross additions putted in parentheses. Net additions are reduced by retired capacity in existing plants.
³⁾ Totalt tilskudd 48 MW, bortfall 5 MW.
Total additions 48 MW, retirement 5 MW.

Det nordiske høyspentnettet

Sverige har forbindelser med Danmark, Finland og Norge. Mellom Finland og Norge er det en 220 kV forbindelse, og noen ledninger for lokale leveringer fra Norge til forbrukere i Finland. Ved årets utgang var den totale overføringskapasiteten fra Sverige ca. 5600 MW og til Sverige ca. 5200 MW. Mellom Danmark (Jylland) og Norge finnes en likestrømsforbindelse med overføringskapasitet 510 MW i begge retninger. Syd-Jylland har 400, 220 og 60 kV forbindelser med Vest-Tyskland. Mellom Finland og Sovjet er det en 1000 MW likestrømsforbindelse. Dette er den første hovednett-

forbindelse av denne størrelsesordenen mellom Sovjet og Vest-Europa. Fra før er det en mindre samkjøringsforbindelse mellom Norge og Sovjet, og lokale forbindelser mellom Finland og Sovjet. Island er ikke elektrisk sammenkoplet med de øvrige Nordelandene.

The grid system in the Nordel countries

Sweden is connected to Denmark, Finland and Norway. Between Finland and Norway there is a 220 kV link and a few lines from Norway to Finland for local consumption there. The total

capacity from Sweden was about 5600 MW and to Sweden about 5200 MW. The DC cable connection between Denmark (Jutland) and Norway has the capacity of 510 MW in both directions. From southern Jutland there are 400, 220 and 60 kV interconnection links to West Germany. Between Finland and the Soviet Union there is a 1000 MW DC link. This is the first main grid connection of this size between the Soviet Union and Western Europe. Between Finland and the Soviet Union and between Norway and the Soviet Union there has been a number of local interconnections for many years. Iceland is not electrically connected to the rest of the Nordel countries.

Fig. S4 Overføringsledninger
Transmission lines

	400 kV AC og DC		220–300 kV AC og DC		110, 132, 150 kV	
	Tatt i drift 1989	Brought into service in 1989 km	Tatt i drift 1989	Brought into service in 1989 km	Tatt i drift 1989	Brought into service in 1989 km
Danmark	63	986 ¹⁾	0	247 ²⁾	20	3 600 ³⁾
Finland	134 ⁴⁾	3 393 ⁴⁾	0	2 477	200	13 850
Island	–	–	0	467	0	1 340
Norge	70	1 757	11	5 231 ²⁾	105	9 700
Sverige	370 ⁴⁾	10 421 ⁴⁾	12	5 204 ²⁾	••	15 000

¹⁾ Herav 207 km i drift med 150 kV og 46 km med 132 kV.

Of which 207 km in service with 150 kV and 46 km with 132 kV.

²⁾ Herav 80 km i Danmark og 96 km i Sverige (Kontiskan 1), 89 km i Danmark og 151 km i Norge (Skagerrak) i drift med 250 kV likestrøm samt 75 km i Danmark og 74 km i Sverige (Kontiskan 2) i drift med 285 kV likestrøm

Of which 80 km in Denmark and 96 km in Sweden (Kontiskan 1), 89 km in Denmark and 151 km in Norway (Skagerrak) in service with 250 kV DC, and 75 km in Denmark and 74 km in Sweden (Kontiskan 2) in service with 285 kV DC.

³⁾ Herav 13 km i drift med 60 kV og 113 km med 50 kV.

Of which 13 km in service with 60 kV and 113 km with 50 kV.

⁴⁾ Herav 99 km i Finland og 99 km i Sverige likestrøm sjøkabel samt 34 km i Finland og 2 km i Sverige likestrøm landkabel (Fенно-Skan). Of which 99 km in Finland and 99 km in Sweden DC sea-cable, and 34 km in Finland and 2 km in Sweden DC land-cable (Fенно-Skan).

Fig. 2. Nordels høyspentnett

The Nordel main grid



Jan. 1990

Fig. S6 Samkjøringsforbindelser mellom Nordellandene
Interconnections between the Nordel countries

Land Countries	Stasjoner Terminal stations	Nominell spennning, kV Rated voltage kV	Overføringskapasitet, Transmission capacity		Lengde Length km	Kabel Cable km
			MW	Fra Danmark From Denmark		
I drift: In service				Fra Finland From Finland	Til Finland To Finland	
Danmark– Norge	Tjele–Kristiansand	± 250 =	510	Fra Danmark From Denmark	Til Danmark To Denmark	240/pol 127/pol
Finland– Norge	Ivalo–Varangerbotn	220 ~	50	Fra Sverige From Sweden	Til Sverige To Sweden	228
Danmark– Sverige	Teglstrupgård–Sofiero Hovegård–Helsingborg nr 1 Hovegård–Helsingborg nr 2 Vester Hassing–Göteborg Vester Hassing–Lindome Hasle (Bornholm)–Borby	132 ~ 400 ~ 400 ~ 250 = 285 = 60 ~	{ 350 ¹⁾ 700 ¹⁾	{ 350 ¹⁾ 700 ¹⁾	23 91 91 176 149 47,6	10 ²⁾ 8 8 87,5 87,1 43,3
Finland– Sverige	Ossauskoski–Kalix Petäjäkoski–Letsi Keminmaa–Svarbyn Hellesby (Åland)–Skattbol Raumo–Forssmark	220 ~ 400 ~ 400 ~ 70 ~ 400 ~	{ 900	{ 700	93 230 134 76,5 235	56 198
Norge– Sverige	Sørnes–Tornehamn Ritsem–Ofoten Røssåga–Ajaure Linnvassselv ⁵⁾ Nea–Järpströmmen Lutufallet–Höljes Eidskog–Charlottenberg Hasle–Borgvik Hasle–Trollhättan	132 ~ 400 ~ 220 ~ 220/66 ~ 275 ~ 132 ~ 132 ~ 400 ~ 400 ~	{ 200 260 ³⁾ 50 500	{ 200 100 ³⁾⁽⁴⁾ 50 500	39 58 117 – 100 20 100 106 135	
Totalt			5 565		5 185	

¹⁾ Også ved parallel drift er total overføringskapasitet 700 MW i begge retninger. Overføringskapasiteten er ofte høyere, avhengig av aktuell produksjonssituasjon og driftskoppling, opp til 1100 MW.

At parallel operation of the interconnections the total transmission capacity is 700 MW in both directions (increasing to 1000 MW depending on the production and main grid conditions).

²⁾ Kabelforbindelsen består av fire trefase-kabler som er parallellkoplet to og to.

The Cable line comprises four three-phase cables, which are parallel connected two by two.

³⁾ Av hensyn til ringdriften over flere samkjøringsforbindelser Norge–Sverige og visse andre driftssituasjoner, kan dimensjonerende feiltilfelle gi lavere overføringskapasitet.

Transmission capacity is in some cases reduced by dimensioning fault case.

⁴⁾ 100 MW gjelder ved maksimal produksjon i Bjørnå–Ajaure–Gardikfors. Ved minimal produksjon i disse stasjonene og maksimalt 250 MW produksjonsoverskudd i Helgeland er overføringskapasiteten 200 MW.

100 MW with maximum production in Gejmå–Ajaure–Gardikfors. With minimum production in these stations and up to 250 MW surplus production in Helgeland the transmission capacity is 200 MW.

⁵⁾ Samkjøringsforbindelsen er en 220/66 kV transformator i den norske-svenske kraftstasjonen i Linnvassselv.

The interconnection of a 220/66 kV transformer in the Norwegian–Swedish power station in Linnvassselv.

Elproduksjon

Den totale produksjonen i Nordel var 335,4 TWh i 1989, en økning på 0,6% i forhold til 1988. Vannkraften utgjorde 61,6% og kjernekraften 24,1%. Tilsvarende tall i 1988 var 59,0 og 25,5%.

Electricity production

The total production in Nordel was 335.4 TWh in 1989. This is an increase of 0.6% compared with 1988. Hydro power amounted to 61.6% and nuclear power to 24.1% of the total production. The corresponding figures for 1988 were 59.0 and 25.5%.

Fig. S7 Total elproduksjon i Nordel 1989

Total electricity production within Nordel

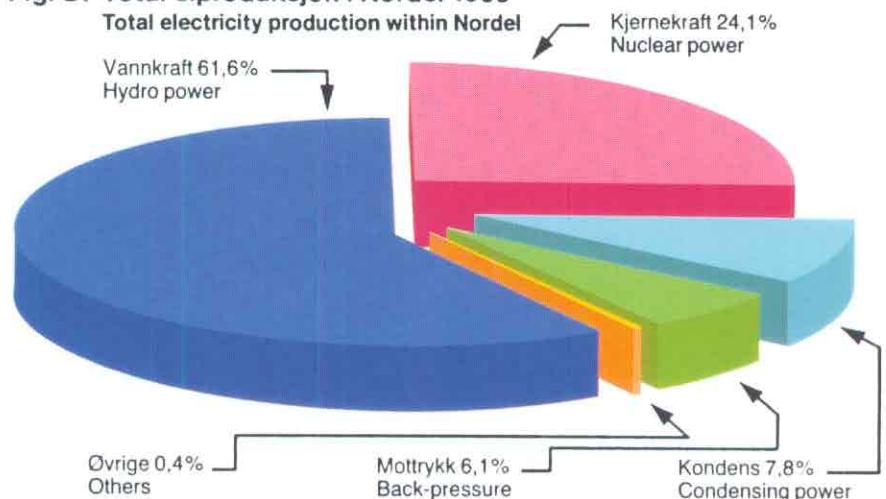


Fig. S8 Elproduksjon (GWh)
Electricity production

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vannkraft 1989 Hydro power 1989	36	12 767	4 213	118 595	70 986 ⁴⁾	206 597
Vannkraft 1988 Hydro power 1988	32	13 229	4 165	109 544	68 755 ⁴⁾	195 725
Vindkraft m.m. 1989 Wind power etc. 1989	478	0	0	0	6	484
Vindkraft m.m. 1988 Wind power etc. 1988	303	0	0	0	7	310
Mottrykk, fjernvarme Back-pressure, district heating	••	7 773	•	•	2 143	9 916
Mottrykk, industri Back-pressure, industry	••	6 966	•	241	3 235	10 442
Kondens, prosess Condensing, process	••	378	•	-	•	378
Kondens, kjerne Condensing, nuclear	•	17 976	•	•	62 810	80 786
Kondens, konvensjonell Condensing, conventional	20 946	4 588	•	126	260	25 920
Gassturbin, diesel m.m. Gas turbine, diesel etc.	••	353 ²⁾	262	137	82	834
Varmekraft 1989 Thermal power 1989	20 946 ¹⁾	38 034	262 ³⁾	504	68 530	128 276
Varmekraft 1988 Thermal power 1988	25 849 ¹⁾	38 038	251 ³⁾	476	72 628	137 242
Total produksjon 1989 Total production 1989	21 460	50 801	4 475	119 099	139 522	335 357
Total produksjon 1988 Total production 1988	26 184	51 267	4 416	110 020	141 390	333 277
Endring i prosent Change in %	-18,0	-0,9	1,3	8,3	-1,3	0,6

¹⁾ Herav tysk andel i Enstedværket 1658 GWh i 1989, 1216 GWh i 1988

Of this German share of Enstedværket 1658 GWh in 1989, 1216 GWh in 1988

²⁾ Herav 341 GWh fra naturgass

Of this 341 GWh from natural gas

³⁾ Herav 258 GWh geotermisk kraft i 1989, 245 GWh i 1988

Of this 258 GWh geothermal power in 1989, 245 GWh in 1988

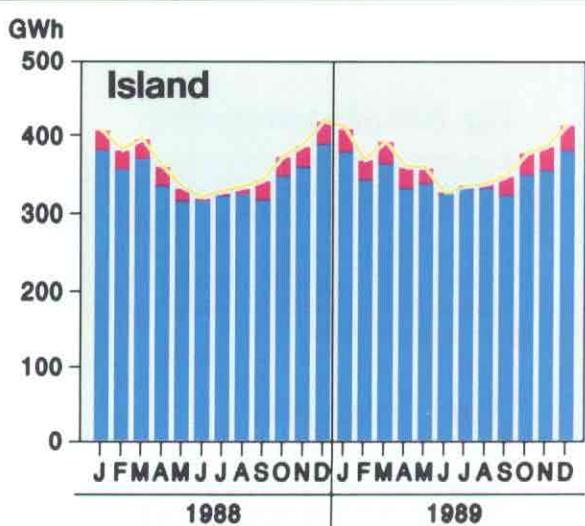
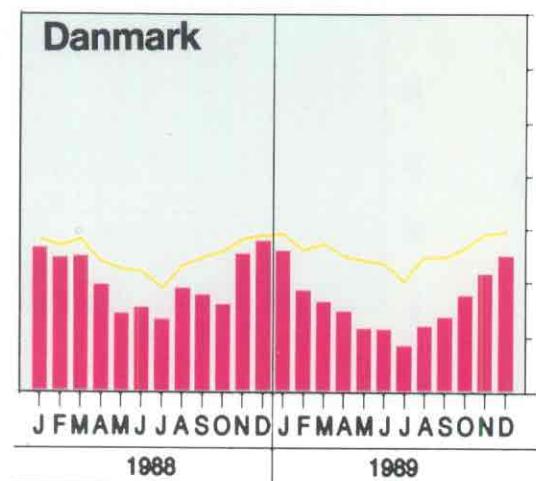
⁴⁾ Herav norsk andel i Linvassselv 131 GWh i 1989, 86 GWh i 1988

Of this Norwegian share of Linvassselv 131 GWh in 1989, 86 GWh in 1988

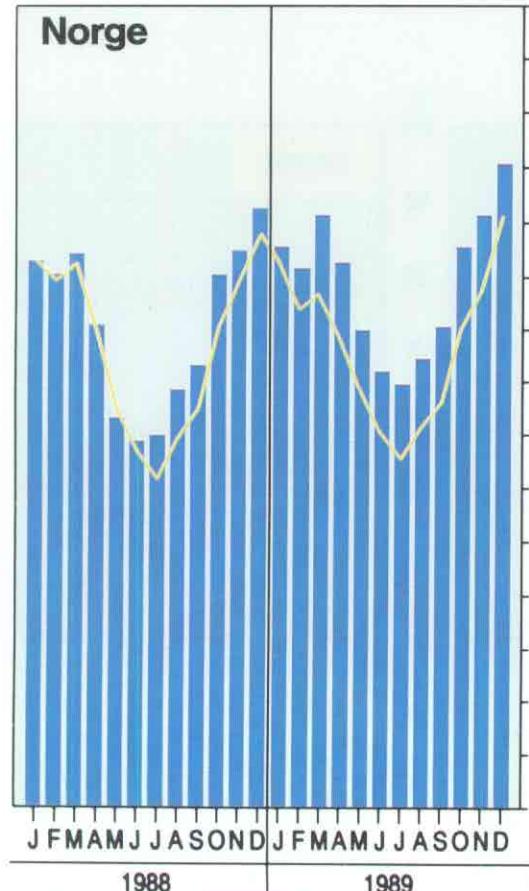
Fig. S9 Produksjon og bruttoforbruk ekskl. tilfeldig kraft til elektrokjeler
 Production and gross consumption excl. excess hydro power to electric boilers

— Forbruk
 Consumption
■ Varmekraft
 Thermal power
■ Vannkraft
 Hydro power

Danmark



Norge



Sverige

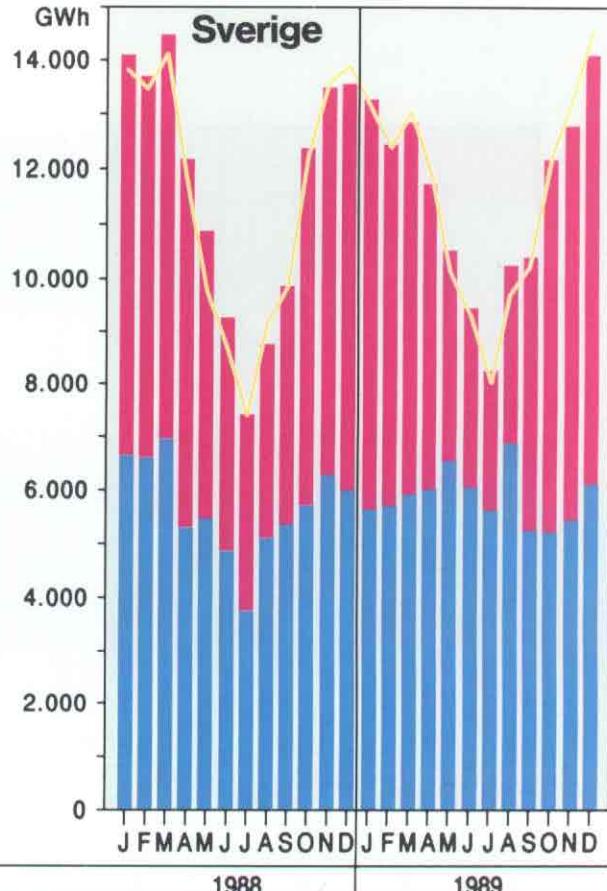


Fig. S10 Magasinfylling

Kurvene viser magasinfyllingen i % av magasinkapasiteten i 1988 og 1989. De øvre og nedre begrensningsskurver for de senere års magasinvariasjoner er inntegnet. Begrensningsskurvene er høyeste henholdsvis laveste ukeverdier i perioden 1979–1988.

Water reservoirs

The curves show the impounded water in per cent of total storage capacity for 1988 and 1989. The field gives upper and lower extremes which are composed of the weekly maximum and minimum recorded for the period 1979–1988.

..... 1988 — 1989
 Ekstremverdier (1.1. 1979–31.12. 1988)
 Extreme values (1.1. 1979–31.12. 1988)

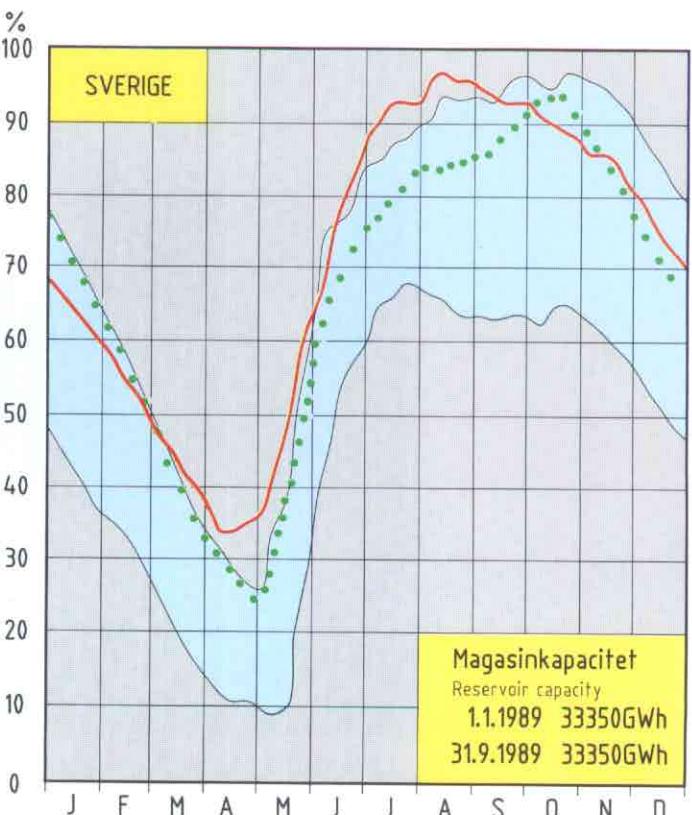
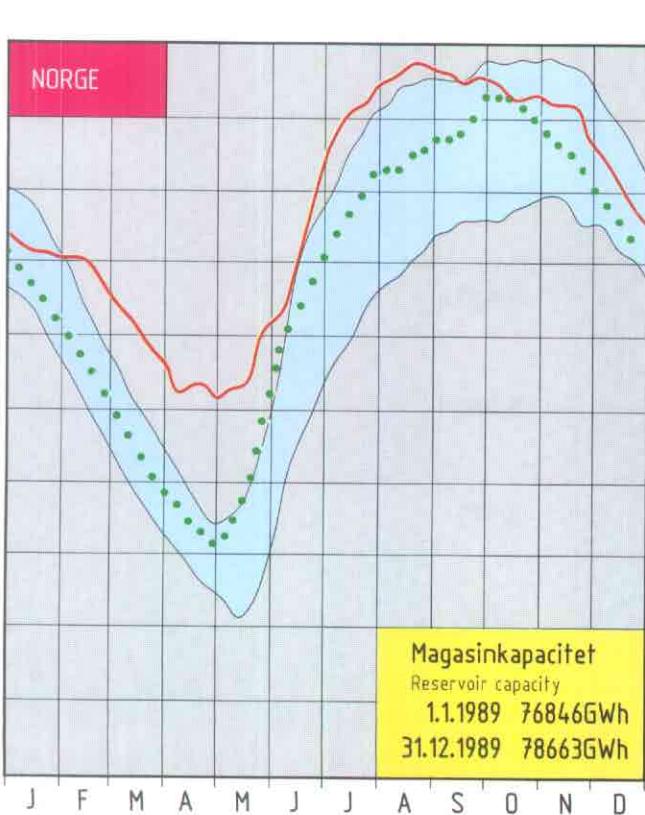
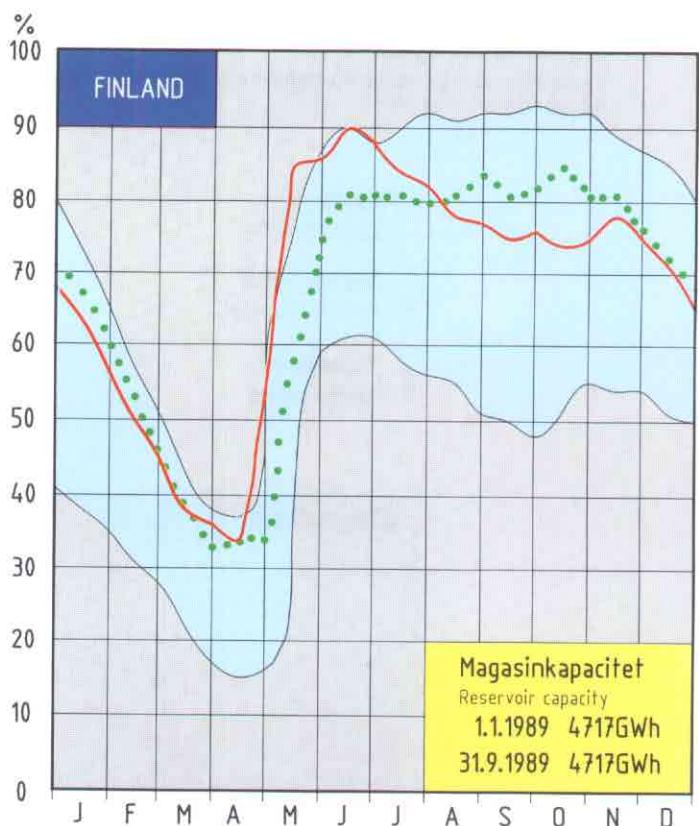


Fig. S11 Maksimal belastning 3. onsdag i januar og desember 1989
Maximum load on the 3rd wednesday in January and December 1989

	Installert nettoeffekt Installed net capacity 31.12. 89 MW	Max. kraftstasjonsbelastning Max. power station output				Max. systembelastning Max. system load			
		Januar 1989 Lokal tid Local time		Desember 1989 Lokal tid Local time		Januar 1989 Lokal tid Local time		Desember 1989 Lokal tid Local time	
Danmark									
Vest for Store Belt (ELSAM) West of the Great Belt	4 757 ¹⁾	17–18	3 080	8–9	2 991	17–18	3 020	8–9	3 295
Øst for Store Belt ekskl. Bornholm (ELKRAFT) East of the Great Belt excl. Bornholm	3 967	9–10	1 789	7–8	2 153	17–18	2 327	17–18	2 395
Finland	13 038	17–18	7 523	8–9	7 971	17–18	8 909	8–9	9 234
Island	927	18–19	643	18–19	679	18–19	643	18–19	679
Norge									
Sør for (south of) 67,5°N Nord for (north of) 67,5°N	25 060 1 767	9–10 16–18	14 675 866	9–10 12–13	17 187 1 112	8–9 18–19	13 930 876	10–11 12–13	15 576 1 044
Sverige	33 893 ²⁾	17–18	20 557	15–16	22 112	17–18	20 441	8–9	21 877
Nordel ekskl. Island									
Nordel excl. Iceland Mellomeuropeisk tid Central-European time	82 482	17–18	48 061	8–9	52 710	17–18	49 222	8–9	53 085
¹⁾ Inkl. tysk andel i Enstedværket 300 MW	Incl. German share of Enstedværket 300 MW								
²⁾ Inkl. norsk andel i Linnvassselv 25 MW	Incl. Norwegian share of Linnvassselv 25 MW								

Fig. S12 Elenergiomsetningen 1989 (GWh)
Electricity energy turnover in 1989 (GWh)

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Produksjon Production	21 460	50 801	4 475	119 099	139 522	335 357
Import Import	11 661	9 323	•	428	12 053	33 465
Total produksjon og import Total production and import	33 121	60 124	4 475	119 527	151 575	368 822
Eksport Export	2 204 ¹⁾	470	•	15 363	12 524 ³⁾	30 561
Bruttoforbruk Gross consumption	30 917	59 654	4 475	104 164	139 051	338 261
Tilfeldig kraft til elkjeler etc. Excess hydro power to electric boilers etc.	•	126	142	5 348 ²⁾	7 883	13 499
Bruttoforbruk ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler Gross consumption excl. excess hydro power to electric boilers etc.	30 917	59 528	4 333	98 816	131 168	324 762
Endring fra 1988 % Change as against 1988 %	1.7	1.7	0.8	-0.2	0.0	0.4

¹⁾ Herav tysk andel i Enstedværket 1658 GWh

²⁾ Herav pumpekraft 463 GWh

³⁾ Herav norsk andel i Linnvassselv 47 GWh

Of this German share of Enstedværket 1658 GWh

Of this pumped storage power 463 GWh

Of this Norwegian share of Linnvassselv 47 GWh

Elenergiutveksling Power exchange

Fig. S13 Oversikt over omsetningen av elektrisk energi i Nordel 1989
Review of the electric energy turnover in Nordel 1989



Fig. S14 Elenergiutveksling 1989 (GWh)
Exchange of electric energy in 1989 (GWh)

Import til: Import to:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Nordel- land Nordel countries	Andre land Other countries	Total eksport Total export	
	1989	1988	1989	1988	1989	1988	1989	1988
Eksport fra: Export from:								
Danmark	•	-	7	183	190	2014	2204 ¹⁾	1649 ¹⁾
Finland	-	•	2	468	470	-	470	409
Norge	3 784	177	•	11 402	15 363	-	15 363	6 758
Sverige	7 782	4 323	419	•	12 524	-	12 524 ²⁾	7 671 ²⁾
Nordel-land Nordel countries	11 566	4 500	428	12 053	28 547	2014		
Andre land Other countries	95	4 823	-	-	4 918			
Total import	1989	11 661	9 323	428	12 053			
	1988	5 858	7 794	1 165	5 064			
Nettoimport Net import	1989	9 457	8 853	-14 935	- 471			
	1988	4 209	7 385	- 5 593	-2 607			
Nettoimport/ bruttoforbruk ³⁾ i % Net import/gross consumption in % ³⁾	1989	30.6	14.9	-15.1	-0.4			
	1988	13.9	12.6	-5.7	-2.0			

¹⁾ Herav tysk andel i Enstedværket 1658 GWh i 1989, 1216 i 1988

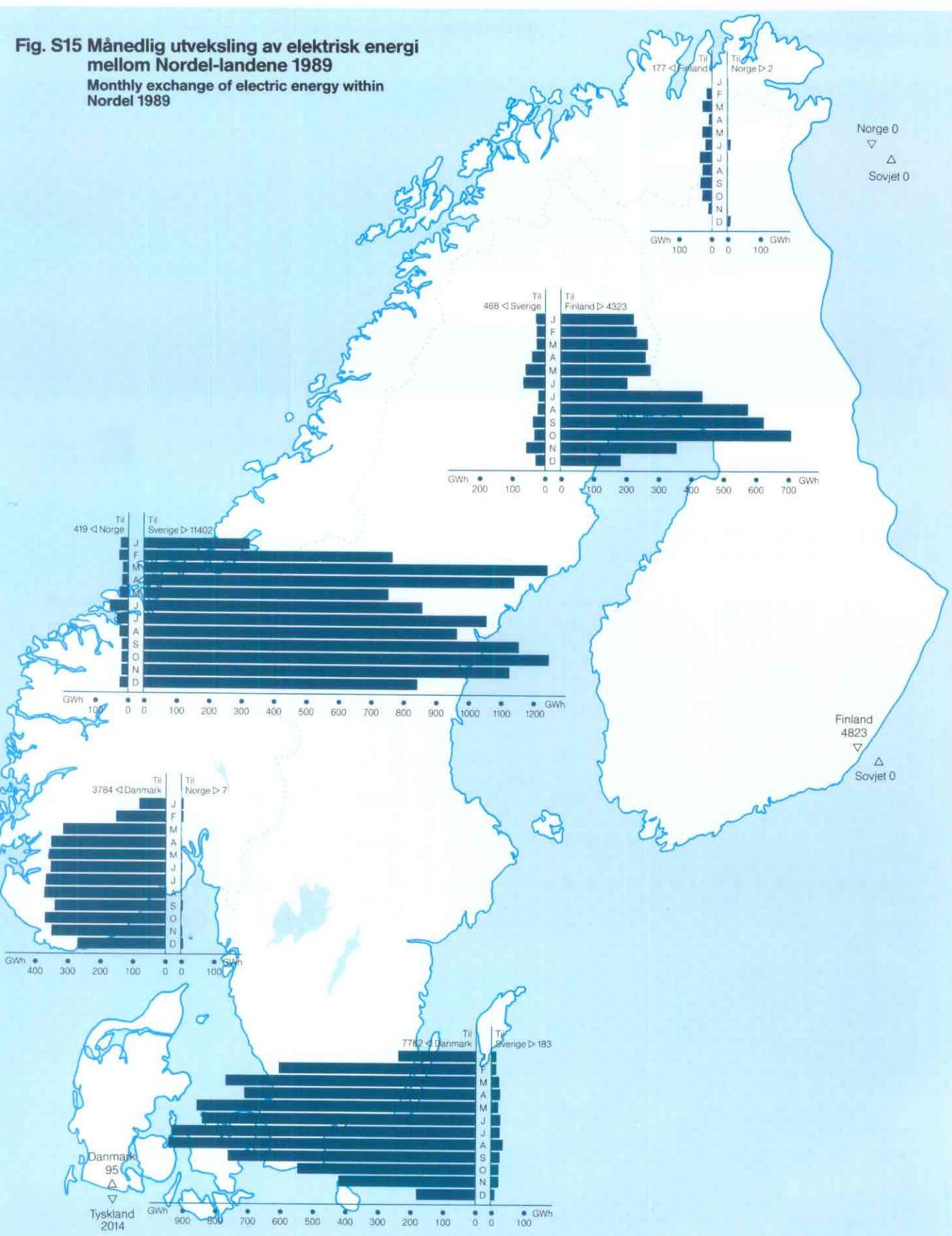
²⁾ Herav norsk andel i Linvasslev 47 GWh i 1989, 80 GWh i 1988

³⁾ Ekskl. tilfeldig kraft til elektrokjeler

Of this German part of Enstedværket 1658 GWh in 1989, 1216 GWh in 1988
 Of this Norwegian share of Linvasslev 47 GWh in 1989, 80 GWh in 1988
 Excl. excess hydro power to electric boilers

Fig. S15 Månedlig utveksling av elektrisk energi mellom Norddel-landene 1989

Monthly exchange of electric energy within Nordel 1989



Elforbruket Electricity consumption

Fig. S16 Netto elforbruk fordelt på konsumentgrupper ekskl. elkjeler
Net electricity consumption distributed on consumer groups excl. electric boilers

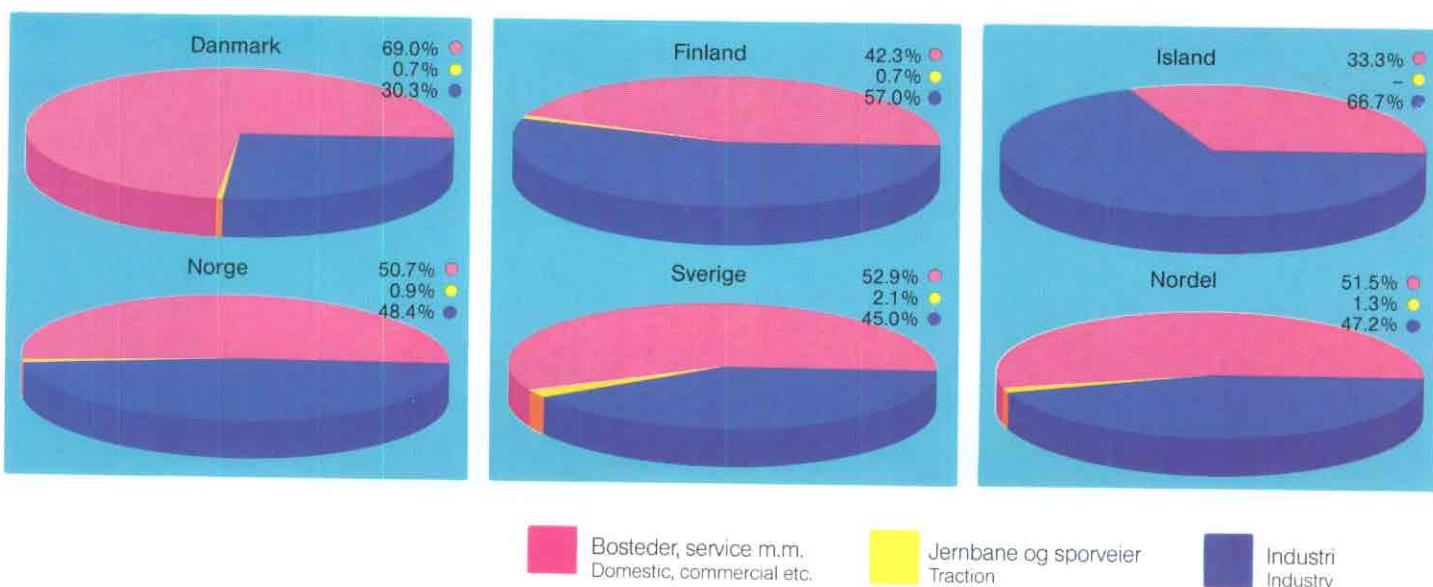
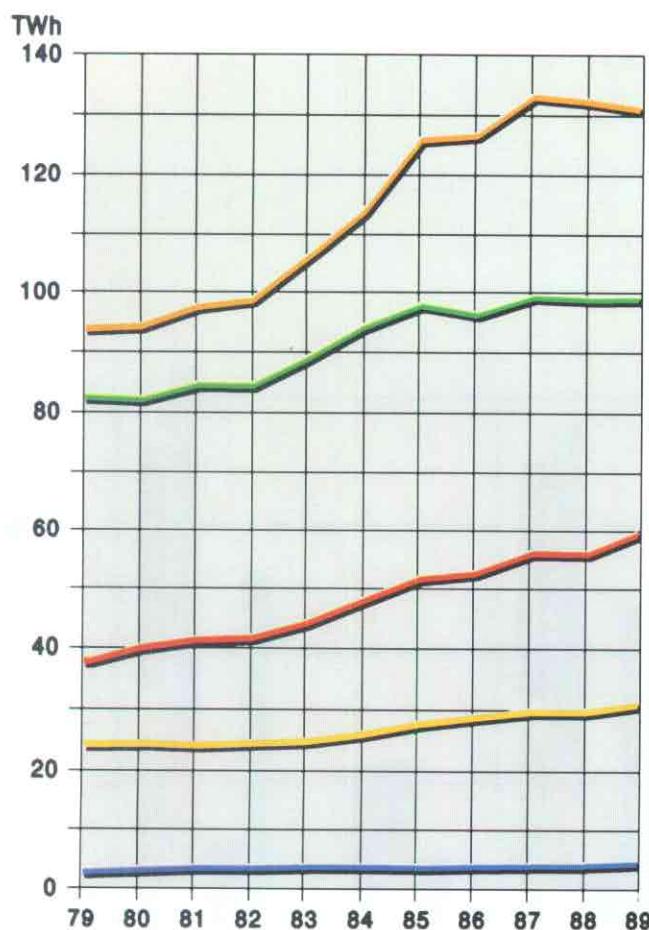


Fig. S17 Elforbruk 1989 (GWh)
Electricity consumption 1989 (GWh)

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Bruttoforbruk Gross consumption	30 917	59 654	4 475	104 164	139 051	338 261
Tilfeldig kraft til elkjeler Excess hydro power to electric boilers	-	126	142	5 348 ²⁾	7 883	13 499
Bruttoforbruk ¹⁾ Gross consumption ¹⁾	30 917	59 528	4 333	98 816	131 168	324 762
Tap Losses	2 074	2 888	347	10 177	12 188	27 674
Nettoforbruk Net consumption	28 843	56 640	3 986	88 639	118 980	297 088
Industri Industry	8 748	32 273	2 660	42 879	53 569	140 129
Jernbane og sporveier Traction	190	390	-	800	2 517	3 897
Bosteder, service m.m. Domestic, commercial	19 905	23 977	1 326	44 960	62 894	153 062
Forandring av bruttoforbruk jamført med foregående år % ¹⁾ Change in gross consumption as against previous year, % ¹⁾	1.7	1.7	0.8	-0.2	0.0	0.4
Gjennomsnittlig forandring av bruttoforbruk de siste 10 år % ¹⁾ Average change in gross consumption in the last 10 years, % ¹⁾	2.5	4.6	4.0	1.8	3.4	3.0
Bruttoforbruk pr. innbygger i kWh ¹⁾ Gross consumption per inhabitant in kWh ¹⁾	6 027	11 994	17 120	23 370	15 377	14 060
Middelfolkemengde 1989 mill. Average population 1989 mill.	5.13	4.96	0.25	4.23	8.53	23.1

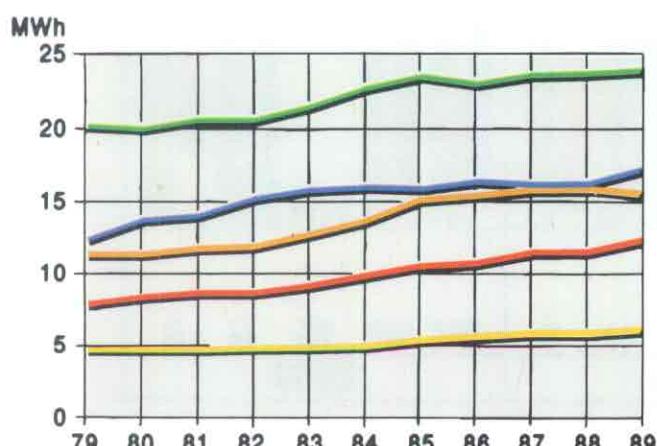
¹⁾ Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler
²⁾ Herav pumpekraft 463 GWh

Excl. excess hydro power to electric boilers
Of this pumped storage power 463 GWh



**Fig. S18 Bruttoforbruk¹⁾ av elenergi
1979–1989**
Gross consumption of electric energy

¹⁾ Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler
Excl. excess hydro power to electric boilers



**Fig. S19 Bruttoforbruk¹⁾ av elenergi
pr. innbygger**
Per capita consumption¹⁾

¹⁾ Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler
Excl. excess hydro power to electric boilers

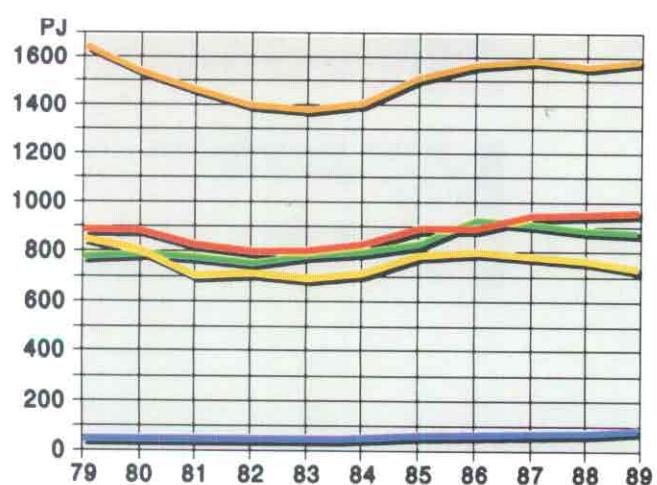
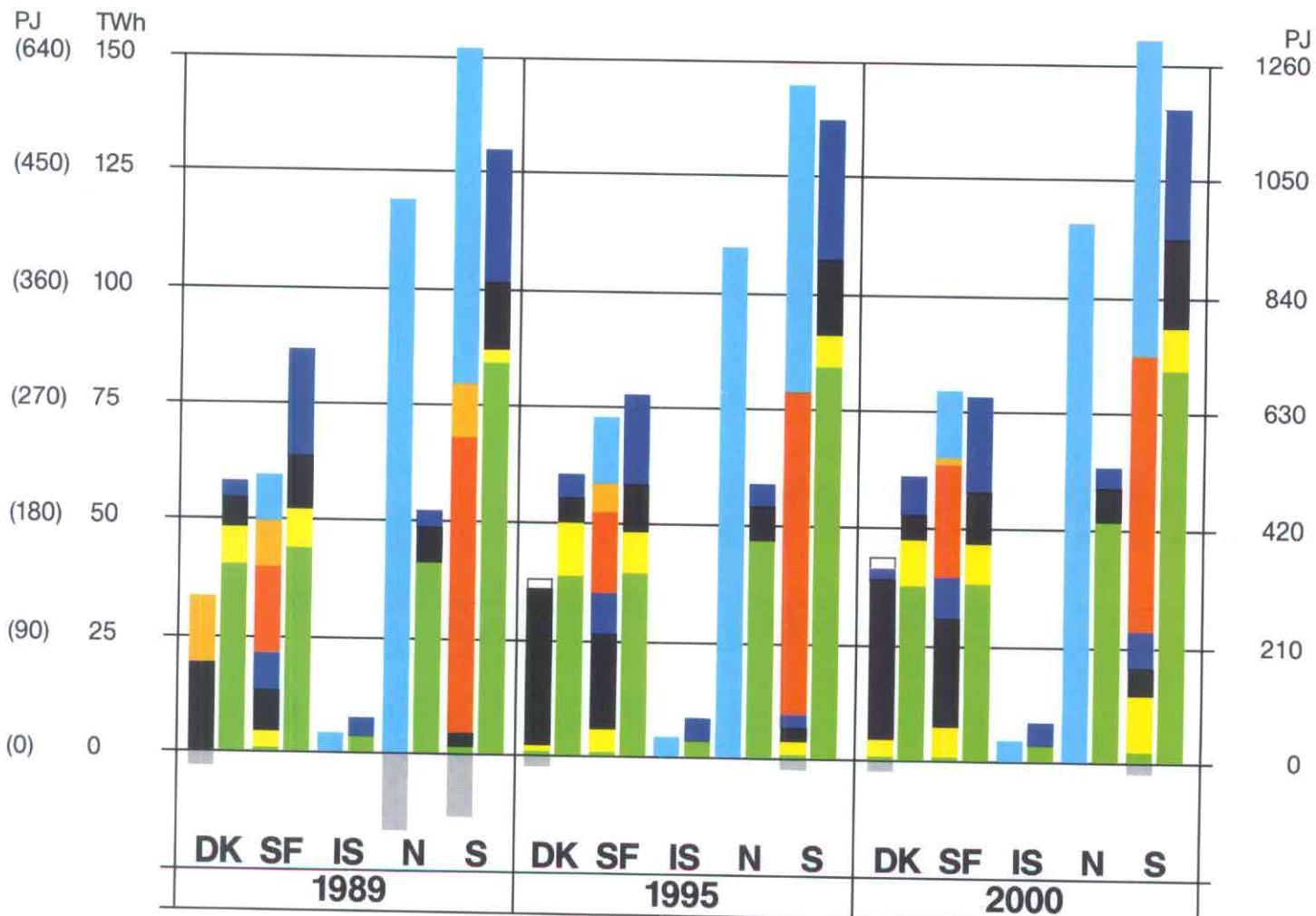


Fig. S20 Total energitilførsel PJ
Total energy supply

- Sverige
- Norge
- Finland
- Danmark
- Island

Fig. S21 Energitilgang i Norden

Energy supply within
the Nordic countries



Fordeling på energislag av eltilførsel
Distribution of electricity on energy sources

- Vannkraft Hydro power
(middel-vannår) 1995 og 2000
- Vindkraft
- Elimport Import of electricity
- Eleksport Export of electricity
- Kjernekraft Nuclear power
- Innenlands brensel, prosessbrensel
Domestic fuels, process fuels
- Kull Coal
- Naturgas Natural gas
- Olje Oil

Brenselforsyning for andre formål enn
elproduksjon
Fuel supply, other than that for electricity
production

- Innenlands brensel, prosessbrensel
Domestic fuels, process fuels
- Kull Coal
- Naturgass Natural gas
- Olje Oil

Fig. S21 viser den faktiske elenergitilførsel i 1988 samt prognose for 1995. De enkelte Nordelland er vist for seg. Oppdelingen er foretatt på kategoriene vannkraft, kjernekraft og annen varmekraft med angivelse av de ulike brenseltyper. Vannkraften i prognosene er middelårsproduksjon. For Norge innebærer dette betydelige mengder tilfeldig kraft som kan utnyttes i innenlandske elkjeler og/eller eksporteres. Den norske kraftproduksjonen forutsettes dimensjonert med ekstra fastkraftreserve utover forbruksprognosene, jamfør fig. S22.

Elenergifordelingen er sammenlignet med landenes energiforbruk utenom elsektoren. For hvert år er vist to stolper pr. land. Den venstre angir fordelingen av elenergi. Den høyre viser øvrig energiforbruk.

For skalaene gjelder:

- Venstre skala i TWh gjelder eltilførselen.
- Høyre skala i PJ gjelder for øvrig energiforbruk, og er valgt slik at den også viser hvilke brenselmengder som medgår til produksjon av den elektrisitet som inngår i den venstre stolpe. Figuren muliggjør en sammenligning mellom elsektoren og den øvrige energisektor. Vannkraftens dominerende rolle i norsk energiforsyning fremgår tydelig.

Fig. S21 shows the energy supply in 1988 and forecast for 1995. Each Nordel country is shown separately. The categories specified include hydro power, nuclear power and other thermal power and different types of fuel have been given. Hydro power refers to average year production. In Norway there is a substantial quantity of temporary power which can be exploited in domestic electric boilers and/or exported. The Norwegian power production is anticipated to be dimensioned with additional contracted power reserves.

Electric energy distribution is shown in comparison with energy consumption in various countries outside the electricity sector. For each year two bars are shown for each country. The bar on the left shows the distribution of electric energy. Other energy consumption is shown on the right.

The left scale in TWh refers to electricity supply. The right scale in PJ refers to other energy consumption and also shows which fuel quantities are consumed in the production of electricity included in the left bar.

The figure makes it possible to compare electricity sector with other energy sector and it shows clearly how

hydro power predominates in the Norwegian energy supply.

Prognosør

Prognosene for årene 1990 og 1995 er basert på kraftselskapenes egenes vurderinger av den sannsynlige utvikling. Prognosene danner grunnlaget for utbyggingsplanleggingen av kraftoverføringssystem og produksjonsanlegg.

Forecasts

The forecasts for 1990 and 1995 in the following tables are made by the power companies in the Nordel countries. The forecasts provide a basis for the planning of power transmission systems and production utilities.

Fig. S22 Faktisk og prognosert elenergiforbruk ekskl. elkjeler
Electrical energy consumption and forecast excl. electrical boilers

	1989 TWh/år	1995 TWh/år	2000 TWh/år
Danmark	30,9	36	40
Finland	59,5	73	80
Island	4,3	4,9	5,1
Norge	98,8	106	111
Sverige	131,2	143	153
Nordel totalt	324,7	363	389
Nordel total			

Fig. S23 Faktiske og prognoserte eleffekter
Peak load capacity and forecast

	1989 MW	1995 MW	2000 MW
Danmark	5 923	7 150	7 900
Finland	10 772	12 700	14 000
Island	690	700	750
Norge	17 633	19 100	20 300
Sverige	25 800	28 500	30 000
Nordel totalt	60 818	68 150	72 950
Nordel total			

Fig. S24 Faktiske og prognoserte installerte effekter i MW i de respektive land (verdier pr. 31.12. respektive år)
Installed capacity and forecast for installed capacity in each country (valid per Dec. 31)

	1989 MW	1995 MW	2000 MW
Danmark	8 794	10 150	11 500
Finland	13 038	14 600	16 400
Island	927	1 100	1 100
Norge	26 827	27 600	29 500
Sverige	33 893	36 200	37 500
Nordel totalt	83 479	89 650	96 000
Nordel total			

Nordels medlemmer
Nordel's Members

Danmark

Henning Buhl
Direktør
Managing Director
ELKRAFT A.m.b.A.
Viseformann i Nordel
Deputy chairman of Nordel

Knud Fischer
Direktør
Managing Director
Sønderjyllands Højspændingsværk

Ove W. Dietrich
Direktør
Managing Director
SEAS A/S

Georg Styrbro
Direktør
Managing Director
ELSAM

Hans von Bülow
Kommitteret
Deputy Undersecretary of State
Energistyrelsen
Observatør
Observer

Finland

Klaus Ahlstedt
Vice verkställande direktör
Executive vice president
Imatran Voima Oy

Esa Hellgrén
Verkställande direktör
Managing Director
Finlands Elverksförening

Kalevi Numminen
Verkställande direktör
President
Imatran Voima Oy

Anders Palmgren
Produktionsdirektör
Vice president
Imatran Voima Oy

Island

Jakob Björnsson
Generaldirektör
Director General
Statens Energistyrelse

Adalsteinn Gudjohnsen
Direktør
Managing Director
Reykjavik Elverk

Halldór Jónatansson
Direktør
Managing Director
Landsvirkjun

Kristjan Johnsson
Direktør
Managing Director
Statens Elverker

Norge

Erling Diesen
Generaldirektör
Chief Executive Director
Norges vassdrags- og energiverk

Ragnar Myran
Administrerende direktør
General Manager
Trondheim El.verk

Gunnar Vatten
Administrerende direktør
General Manager
Statskraftverkene

Rolf Wiedswang
Samkjøringsdirektör
Managing Director
Samkjøringen av kraftverkene
i Norge
Formann i Nordel
Chairman of Nordel

Asbjørn Vinjar
Energidirektör
Director General
Directorate of Energy
Norges vassdrags- og energiverk
Suppleant
Deputy

Sverige

Göran Ahlström
Direktör
Managing Director
Sydkraft AB

Lars Gustafsson
Direktör
Vice President
Vattenfall

Carl-Erik Nyquist
Generaldirektör
President
Vattenfall

Claes Lindroth
Direktör
Managing Director
Stockholm Energi

Karl-Axel Edin
Direktör
Managing Director
KRAFTSAM
Suppleant
Deputy

Nordels sekretariat
Nordel's Secretariat

c/o Samkjøringen av kraftverkene
i Norge
PB 5093, Majorstua
N-0301 Oslo 3, Norway
Tel. +47 2 46 19 30

Oddmund Larsen
Overingeniør
Nordels sekretær
Secretary General of Nordel

Gro Kristoffersen
Sekretær
Secretary

Nordels utvalgsmedlemmer
Committee Members

Driftsutvalget
Operations Committee

Arne Ring-Nielsen
Overingeniør, ELSAM
Danmark

Hans H. Clod-Svensson
Afdelingschef, ELKRAFT A.m.b.A.
Danmark

Lauri Mäkelä
Avdelningsdirektør, Imatran Voima Oy
Finland

Kalervo Nurmimäki
Försäljningsdirektör, Imatran Voima Oy
Finland

Thorarinn K. Olafsson (observatør)
Overingeniør, Statens Elverker
Island

Thordur Gudmunsson (observatør)
Afdelingsingeniør
Landsvirkjun
Island

Odd H. Hoelsæter
Driftsdirektør
Samkjøringen av kraftverkene i Norge
Norge

Jon Ingvaldsen
Avdelningsdirektør, Statskraftverkene
Norge

Hans Elg
Överingenjör, Sydkraft AB
Sverige

Gunnar Ålfors (formann)
Produktionsdirektør
Vattenfall
Sverige

Lars Wiklund (sekretær)
Civilingenjör, Vattenfall
Sverige

Planlegginsutvalget
Planning Committee

Oluf Skak
Afdelingschef
ELKRAFT A.m.b.A.
Danmark

Paul-Frederik Bach (formann)
Underdirektør, ELSAM
Danmark

Heikki Haavisto
Avdelningsdirektør, Imatran Voima Oy
Finland

Harry Viheriävaara
Generalsekretär
Elproducenternas
Samarbetsdelegation, STYV
Finland

Elias B. Eliasson
Afdelingschef, Landsvirkjun
Island

Svein Kroken
Avdelningsdirektør
Statskraftverkene
Norge

Svein Storstein Pedersen
Avdelningsdirektør
NVE-Energidirektoratet
Norge

Lennart Lundberg
Direktør, Vattenfall
Sverige

Per-Erik Molander
Överingenjör, Sydkraft AB
Sverige

Anders Löf (sekretær)
Ingenjör
Vattenfall
Sverige

Miljø- og Produksjonsutvalget
**Environment and Production
Committee**

Bent Møller Jensen
Overingeniør
Sønderjyllands Højspændingsværk
Danmark

Carl-Erik Lundgren (formann)
Direktør, SEAS A/S
Danmark

Rauno Linkama
Direktør, Imatran Voima Oy
Finland

Heikki Niininen
Avdelningsdirektør
Imatran Voima Oy
Finland

Gisli Juliussen
Overingeniør, Landsvirkjun
Island

Hakon Adalsteinsson
Sektionschef
Statens Energistyrelse
Island

Thorstein Asvall
Sjefingeniør, Statkraft
Norge

Jens Günther
Sjefingeniør, Oslo Lysverker
Norge

Leif Josefsson
Direktør, Sydkraft AB
Sverige

Bertil Agrenius
Direktør, Vattenfall
Sverige

Poul Ølsgaard (sekretær)
Afdelingsingeniør
ELKRAFT A.m.b.A.
Danmark

Omslaget

Nordels årsmøte 1989 ble holdt i Imatra i Finland. Omslagets 1. side viser et bilde av Imatra Statshotell hvor årsmøtet fant sted.

The Cover

Nordel's 1989 Annual Meeting was held in Imatra in Finland. The front cover show the Imatra Statshotel where the conference took place.

Denne årsberetningen er utarbeidet av Nordels sekretariat, Oslo, under ledelse av Oddmund Larsen. Materialet er sammensatt av Gro Kristoffersen. Statistikkmaterialet er fremskaffet av kontaktpersonene for statistikk og sekretæren i Planleggingsutvalget.

Fotografiene er fremskaffet av de enkelte lands kraftselskap.

Nordel
c/o Samkjøringen av
kraftverkene i Norge
PB 5093, Maj., N-0301 Oslo 3, Norge

ISSN 0282-6798