

Nordel

Årsberättelse
Annual Report

1985

Innehåll

Nordel	2
Nordel 1985	3
Nordels verksamhet 1985	4
Danmark	8
Finland	10
Island	12
Norge	14
Sverige	17
Driftövervakning inom Nordel	21
Statistik	51
Nordels medlemmar	70
Nordels utskott	71

Contents

Nordel	30
Nordel 1985	31
Nordel's Activities in 1985	31
Denmark	34
Finland	36
Iceland	37
Norway	39
Sweden	41
System control in Nordel	44
Statistics	51
Nordel's Members	70
Committee Members	71

Nordel

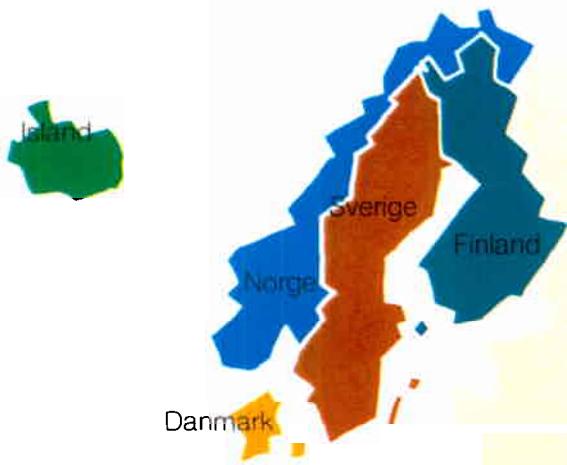
Nordel, som grundades 1963, är en sammanslutning för nordiskt elkraftsamarbete. Nordel består av ledande personer inom kraftförsörjningen i Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige. Nordel är ett rådgivande och rekommenderande organ vars syfte är att befrämja internationellt, främst nordiskt samarbete beträffande produktion, distribution och konsumtion av elenergi. Nordel har följande fasta arbetsuppgifter:

- att kontinuerligt följa utvecklingen av produktionen och konsumtionen av elenergi i de nordiska länderna, bl.a. genom att publicera lämplig statistik.
- att sammanställa konsumtionsprognosar och utbyggnadsplaner uppgjorda inom de enskilda länderna.

- att publicera en årsberättelse som innehåller Nordels verksamhetsberättelse, ländernas årsredogörelser, specialartiklar och statistik.

En stor del av Nordels arbete utförs av utskotten och arbetsgrupperna. Genom dessa har man tillgång till specialister inom alla områden av elförsörjningen. För insamling av statistik och annan periodisk rapportering finns kontaktmän i de olika länderna. Inom Nordel finns också kontaktmän i många internationella organisationer.

Nordels ordförande väljs för en period om tre år. Ordförandeskapet cirkulerar mellan länderna. Ordförande utser sekreterare och svarar för sekretariatet.



Nordel

1985

Industriländernas ekonomiska tillväxt har avstannat under 1985 och skillnaderna i tillväxt utjämnats. Flera ländernas ekonomiska politik har börjat stödja en ekonomisk tillväxt. Den årliga ökningen i OECD-ländernas totalproduktion minskade från 4,9% under 1984 till 2,8% under 1985. OECD-Europas produktionstillväxt stannade på 2,2% under 1985. Inflationen minskade fortfarande i Västeuropa och var under året 4,5%. Utvecklingstrenden är skönjbar också i de nordiska länderna.

Bruttonationalprodukten tillväxt i de nordiska länderna var under 1985 mellan 2 och 3%. Tillväxten var störst i Finland och Norge. Inflationstakten höll sig på en något högre nivå än i Västeuropa och låg mellan Danmarks 4,8% och Sveriges 7,0%. Island noterade dock en betydligt högre inflation. De arbetslösas andel av den arbetsföra befolkningen varierade mycket. Lägsta siffran noteras i Norge, 2,5%, medan Danmark har den högsta arbetslösheten på 9,2%.

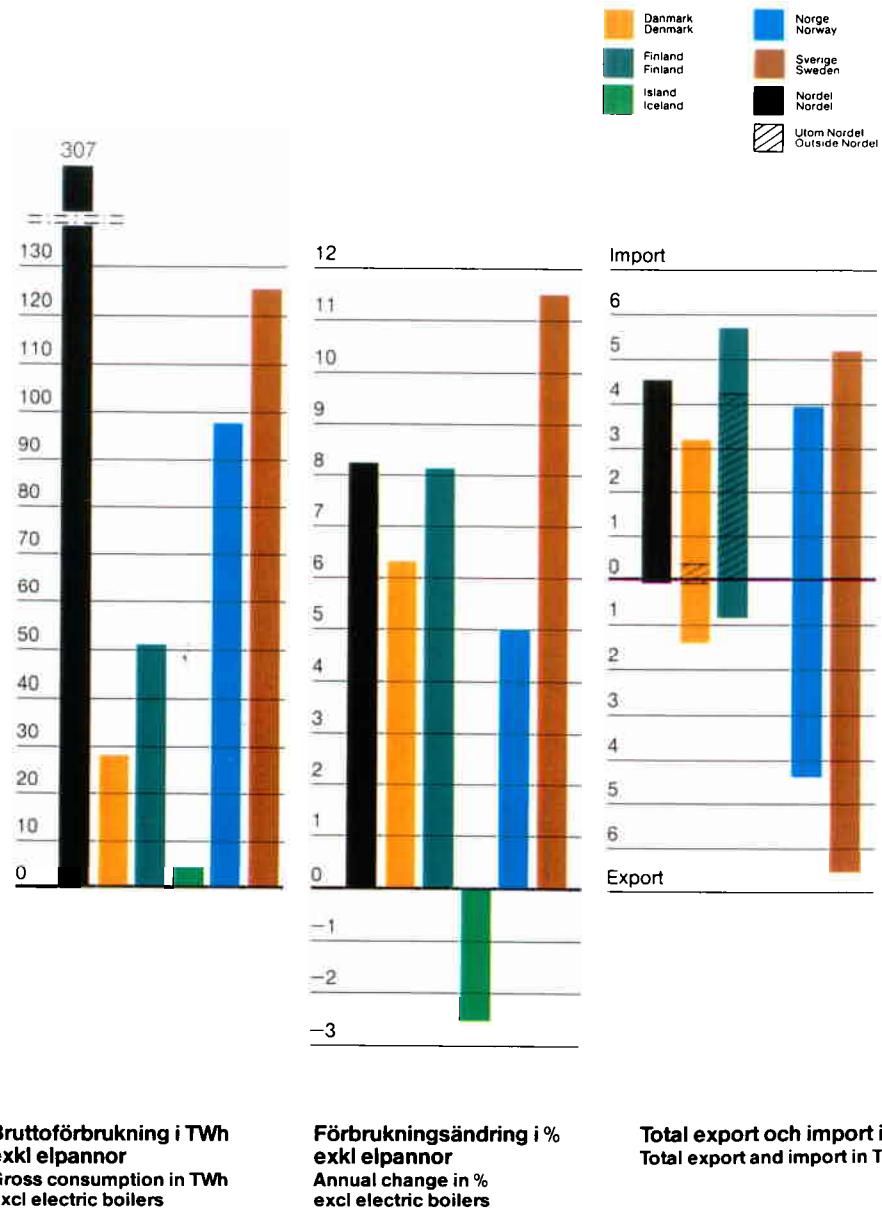
Elförbrukningen i Nordelländerna fortsatte att öka och var 8,2% större än under föregående år. Bruttoförbrukningen var 306,6 TWh vilket är 22,2 TWh mer än under 1984. De enskilda ländernas andelar av förbrukningen var: Danmark 27,7 TWh, Finland 51,6 TWh, Island 3,7 TWh, Norge 97,6 TWh och Sverige 125,9 TWh. Förbrukningsändring mot föregående år var: Danmark 6,3%, Finland 8,1%, Island -2,4%, Norge 5,0% och Sverige 11,5%.

Vattenkraften, basen för elproduktionen inom Nordel, stod detta år för 188,8 TWh, vilket är 1,1 TWh mindre än föregående år, och utgör 60,4% av den totala produktionen. Norge är den största vattenkraftproducenten med 102,9 TWh. Kärnkraften, som också har en viktig ställning i Norden, stod för 73,9 TWh och ökade 7,5 TWh jämfört med föregående år. Kärnkraftens andel har ständigt ökat och den är nu 23,6%. Sverige är den största kärnkraftproducenten med 55,9 TWh. Övrig värmekraft, vilken förekommer främst i Danmark, Finland och Sverige, stod för 49,7 TWh, vilket innebär en ökning på 12,7 TWh och en andel på 15,9% av den totala produktionen. Oljans andel i elproduktio-

nen var också detta år minimal.

Kraftutbytet länderna emellan minskade också detta från föregående år och var 13,2 TWh vilket är 1,6 TWh mindre än 1984. Kraftutbytet var 4,2% av den totala förbrukningen. År 1985 var Sverige både den största exportören med 6,7 TWh och den största importören med 5,1 TWh. Danmark och Finland var nettoimportörer och Norge liksom

Sverige nettoexportörer inom Nordel. Finland importerade dessutom 4,2 TWh från Sovjetunionen och blir den största nettoimportören inom Nordel om denne elmängd inräknas. Danmark importerade 0,3 TWh från och exporterade 0,1 TWh till Västtyskland. Nordel är nettoimportör på grund av importen från Sovjetunionen.



Nordels verksamhet 1985

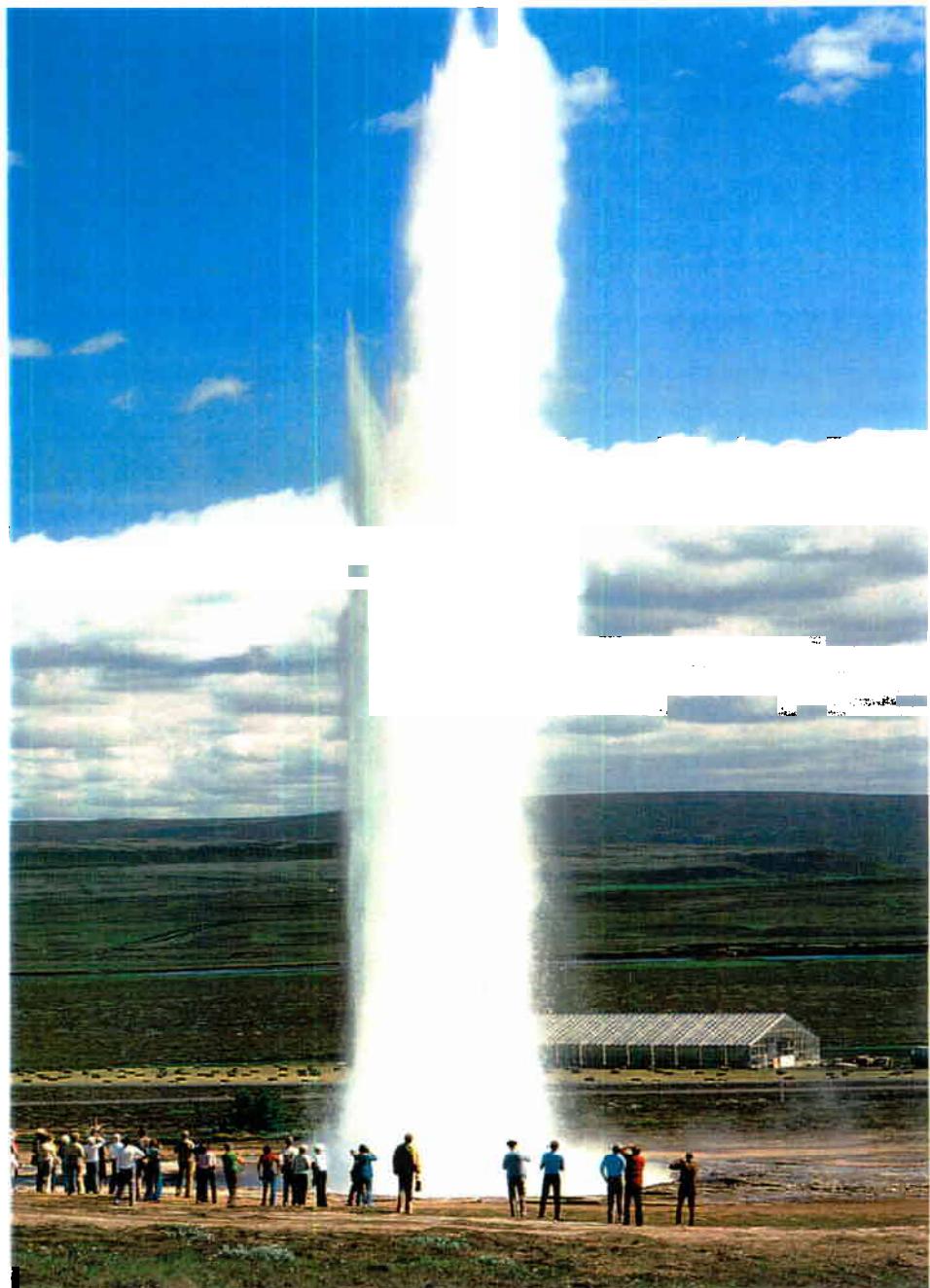
Nordels årsmöte hölls i Reykjavik på Island den 29 augusti 1985. Vid årsmötet behandlades föregående mötes protokoll, årsberättelsen 1984 och den aktuella kraftsituationen i de enskilda länderna samt prognoser för kraftsituationen under de närmaste åren. Drift-, Planerings- och Värmekraftutskotten presenterade sin verksamhet under det gångna året samt planer för kommande år. Gruppernas och kontaktmännens verksamhet diskuterades och de internationella kontakterna rapporterades.

Vid årsmötet avgick *Bjarne Andersen* på basen av cirkulationsordningen i Danmark och som ny medlem invaldes *Preben Schou*. *Sigurd Aalefjaer* från Norge och *Göran Ekberg* från Sverige meddelade att de lämnar sin aktiva tjänst och sålunda också avgår från Nordel. *Gunnar Vatten* från Norge och *Göran Ahlström* från Sverige invaldes som nya medlemmar.

Nordel höll ett ordförande- och sekreterarmöte den 12 mars 1986 på Arlanda i Sverige emedan det inte fanns behov för extramöte. I detta möte deltog ordförande, vice ordförande, utskottsordförande och sekreterare. Vid mötet behandlades aktuella frågor inom utskotten och sekretariatet.

Nordels samarbete med de nordiska energimyndigheterna har fortgått även under 1985. Den 23 september sammantrodde representanter för ländernas energimyndigheter och Nordel för att informera varandra om pågående verksamhet samt för att diskutera aktuella frågor inom elkraftsektorn.

Nordels ordförandepost innehåller *Klaus Ahlstedt* från Finland och som vice ordförande fungerar *Rolf Wiedswang* från Norge vilka valdes för pågående treårs period vid årsmötet 1984. Sekretariatet finns hos Imatran Voima Oy i Finland.



Driftutskottet

Utskottet har liksom tidigare fortlöpande behandlat aktuella samköningsfrågor 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 effekt- och energibalanser avseende denna tidsperiod upprättats. Kraftbalanserna bedömes som goda.

Förbrukningsökningen inom Nordelsystemet har under 1985 varit stor. Detta beror främst på högkonjunktur för industrin, övergång från oljevärmе till elvärme i Sverige samt temperaturunderskott under året. Vinterperioden januari–mars var mycket kall, vilket resulterade i rekordhög momentan elförbrukning.

Vattenkraftsituationen i Nordelsystemet har varierat väsentligt under året. Magasinslägena vid årets början var högre än normala. Den höga elförbrukningen under vintern resulterade i hård utnyttjning av vattenkraften och mycket låga magasinslägen i Norge och Sverige vid tidpunkten för vårfonden. Genom goda tillrinnningar främst i Sverige, speciellt under sensommaren och hösten, har magasinen fyllts upp till i stort sett normal nivå i Finland och Norge samt till över normal nivå i Sverige. Vattenkraftproduktionen under 1985 har varit hög.

Kärnkraften har fungerat mycket väl under 1985. Främst under de mycket stora höstflödena nedreglerades kärnkraften ca 4,5 TWh (främst i Sverige). Under året togs Sveriges två sista kärnkraftblock Forsmark 3 och Oskarshamn 3 i kommersiell drift.

Kraftutbytena har under 1985 varit omfattande. Under den kalla vintern importerade Sverige stora kvantiteter kraft från Norge vilka senare återlevererades under sommaren och hösten. I väntan på försenad vårfodl importerade Sverige kraft även från Danmark och Finland. Under den nederbörliga sommaren och hösten exporterade Sverige kraft till alla tre grannländerna. Kraftutbytena under årets sista två månader var mycket små. Den andra 400 kV-förbindelsen mellan Sverige och Själland har tagits i kommersiell drift.

Driftutskottet avslutade under året en analys av kraftutbytena mellan Nordelländerna, vilken redovisas i en slutrapport.

En arbetsgrupp har tillsatts med uppdraget att bearbeta frågan om pris-sättning av kraftutbyten. I uppdraget ingår att studera om nuvarande regler leder till ett rationellt utnyttjande av elkraftsystemet samt om en rimlig fördelning sker av de ekonomiska fördelarna av kraftutbyten. Vidare skall gruppen undersöka behovet av eventuella ändringar i reglerna som innebär en bättre total resursutnyttjning. Som ett underlag

för gruppens arbete användes nyssnämnda slutrapport från analys av kraftutbytena.

Driftutskottet har under 1983, 1984 och 1985 genomfört prov med reducerat krav på reglerstyrka under sommarperioden. Proven har utvärderats och Driftutskottet avser på basis härav att tills vidare genomföra en provverksamhet med reducerat krav på reglerstyrka periodvis under sommarhalvåret enligt vissa regler.

En undersökning av tillrinningskorrelationen mellan Nordelländernas vattenkraftsystem har slutförts och redovisas i en Slutrapport. Viss tillrinningskorrelation har konstaterats mellan Sverige och Norge.

Driftutskottet har slutfört en torråsstudie av Nordelsystemet i stadium 1990 vilken redovisas i en Slutrapport. Elförbrukningen kan på detta stadium täckas inom Nordelsystemet även under extremt torrår. Dyr fossilproduktion förutsättes då behöva tas i anspråk i så-



dan omfattning att extra bemanning måste planeras med viss varseltid.

Planeringsutskottet

Ett omfattande arbete med utveckling av *beräkningsmodeller för produktionsstudier på det samkörande Nordelsystemet* har genomförts. Inom produktionsgruppen har utvecklats en metod som kombinerar en simuleringsmodell för vattenkraftberäkningar (energimodell) baserad på dynamisk programmering och en beräkningsmodell baserad på en förenklad linjär programmeringsmetod (effektmodell). Data har samlats in och bearbetats och en del beräkningar har gjorts på stadium 1990 med de båda modellerna som verkar väl användbara för sitt ändamål. Efter en

del ytterligare testkörningar avser man att starta beräkningsarbete på stadium 1995. Resultaten från detta senare stadium skall användas som underlag för nättstudier om överföringskapaciteter på samköningsförbindelserna. Modellen öppnar möjligheter för en integrerad planering av produktions- och överföringssystem. Detta innebär ett nytt grepp när det gäller att hantera frågor om lämplig samköningskapacitet och förhoppningsvis ännu bättre underbyggda framtidiga Nordelrekommendationer i denna fråga. Modellerna bedöms också användbara för andra aktuella studier inom Planeringsutskottet.

Aktuellt arbete på närområdet omfattar dels studier som skall resultera i *forslag till överföringskapaciteter på samköningsförbindelserna i stadium 1995* och dels en översyn av *Nordels nätdimensioneringsregler*. I studierna om överföringskapaciteter sker samarbete mellan Planeringsutskottets nätdel och produktionsgrupper. Vad gäller nätdimensioneringsreglerna så antogs dessa 1972 av Nordel och har sedan dess gällt oförändrade. Den nu aktuella översynen avser att belysa om de betydande förändringar som skett i de nordiska kraftsystemen sedan dess kräver några ändringar av reglerna.

Arbete pågår med en rapport med rubriken *"Ävvägning mellan el och annan energi"*. I rapporten analyseras el-energi- och totalenergiutvecklingen i de nordiska länderna under en statistisk årsserie samt aktuella prognoser fram till stadium 1995. Rapporten är en vidareutveckling av den artikel, "El ersätter annan energi", som redovisades i Nordels årsberättelse 1984. I rapporten konstateras att elenergin fortsatt att öka i alla de nordiska länderna trots omfattande sparåtgärder och trots att man kunnat konstatera en avmattning eller till och med minskning hos totalenergin. Förutsättningar och motiv för att denna utveckling skall fortsätta behandlas. Man konstaterar att inom många områden i det moderna samhället så är el den enda energiform som kan väljas. Det betonas dock att strävan bör vara att åstadkomma det energisystem som är gynnsammast ur ekonomisk och miljömässig synpunkt och med beaktande av försörjningstryggheten i olika kris situationer. I rapporten redogörs för substitutionsmöjligheter mellan olika energislag och kortfattat för den miljöpåverkan som energianvändning innebär. Diagram redovisas för utvecklingen av el-energi respektive totalenergi och bruttonationalprodukt. Det kan slutligen noteras att man för arbetet med rapporten samlat in och sammanställt statistikmaterial som torde kunna vara användbart också för andra studier inom Nordel.

Nordel har uppdragit åt Planeringsutskottet att ta fram en rapport som ger en sammanfattning av nuläget beträffande kostnader för vindkraft. I rapporten kommer att behandlas de erfaren-

heter som hittills finns i de nordiska länderna om genomförda projekt samt drifterfarenheter från dessa. Arbetet har påbörjats.

Efter förslag från Planeringsutskottet har igångsatts en studie om *påkänningar på det nordiska elkraftsystemet under kallperioden i början av 1985*. Stu-

döms möjliggöra ett bättre beaktande av hur samkörsningen inverkar på behovet av produktionsresurser.

Till ett *Cigré/UPDEA-symposium* (UPDEA = Union of Producers, Conveyors and Distributors of Electrical Energy in African Countries, Madagascar and Mauritius) hade Planeringsut-

skottet redovisat en rapport "Power Cooperation between Neighbouring Countries". Syftet med rapporten var främst att med Nordelsamarbetet som bakgrund ge idéer till utvecklingsländer om hur man kan bygga upp och utveckla ett elsamarbete mellan grannländer. Några av Planeringsutskottets ledamöter deltog i symposiet. Man hade visat stort intresse för Norden och för Nordelsamarbetet.

Ett antal länder i södra Afrika samarbetar i organisationen SADCC (= Southern African Development Coordination Conference). Man har till den svenska biståndsorganisationen NORAD framfört önskemål om att få en *information om det nordiska elsamarbetet*.



dien görs i samarbete mellan Planerings- och Driftutskotten. Man kommer att analysera den situation som gällde under toppbelastningstimmarna för konsumtion, produktion och nät samt vilka reserver som fanns tillgängliga.

En studie planeras om *inverkan av samkörsingen på dimensioneringen av de enskilda Nordelländernas produktionssystem*. Den sammanlagda kapaciteten på samkörningsförbindelserna är betydande och ökar ytterligare när beslutande förbindelser kommer i drift. Det är därför angeläget att import- och exportmöjligheterna beaktas på ett riktigt sätt vid ländernas dimensionering av sina produktionssystem. Hittills har detta endast kunnat ske schablonmässigt men de beräkningsmodeller som nu utvecklats för produktionsstudier be-

skottet redovisat en rapport "Power Cooperation between Neighbouring Countries". Syftet med rapporten var främst att med Nordelsamarbetet som bakgrund ge idéer till utvecklingsländer om hur man kan bygga upp och utveckla ett elsamarbete mellan grannländer. Några av Planeringsutskottets ledamöter deltog i symposiet. Man hade visat stort intresse för Norden och för Nordelsamarbetet.

En *Nordelrapport till WEC-kongressen 1986* har tagits fram. Rapportrubriken är "Nordic electrical cooperation – simple cooperation forms offer significant benefits". Rapporten har tagits fram i samarbete mellan de tre Nordelutskotten. Den redogör för det omfattande elsamarbete som sker mellan de nordiska länderna och för de fördelar som sa-

Gullfoss på Island
Gullfoss in Iceland

Gejsern Strokkur på Island
The Geyser Strokkur in Iceland

NORAD har i sin tur etablerat samarbete i frågan med motsvarande biståndsorganisationer i de övriga nordiska länderna och med Nordel. Nordel har uppdragit åt Planeringsutskottet att samordna Nordels aktiviteter i frågan. Ett endagsseminarium med information om Norden och om det nordiska elsam-

arbetet planeras våren 1986 och därefter en studieresa med besök vid kraftanläggningar i de nordiska länderna.

Enligt överenskommelse mellan Nordel och ECE:s elkommitté (ECE = Economic Commission for Europe) skall Nordel vartannat år ta fram en *karta över de nordiska stamnäten*. Arbete

med en sådan karta avseende städiam januari 1986 har påbörjats.

I alla de nordiska länderna råder stor brist på högskoleutbildade elektroingenjörer med kraftteknisk inriktning. På sikt kan detta leda till svåra problem såväl för kraftföretagen som för den elektrotekniska industrin. På förslag från Planeringsutskottet beslötts vid Nordels årsmöte 1985 att tillskriva de nordiska utbildningsdepartementen och understyka behovet av åtgärder för att åstadkomma en förbättring av situationen.

Värmekraftutskottet

Utskottet har under året aktivt fortsatt sitt arbete med att befrämja erfarenhetsutbytet inom värmekraftområdet inom Norden. Utskottets och dess undergruppers sammanträden och enskilda anordnade seminarier har en viktig funktion i detta sammanhang.

Kärnbränslegruppen konstaterar i sin årsrapport "Markedsituationen i kernebränslekredslöbet" att den sen tidigare gynnsamma tillgången på uran, anrikningskapacitet och resurser för bränsletillverkning i världen fortfarande är vid handen. De totala kärnbränsleanknutna kostnaderna för ett kraftverk som tas i drift på 1990-talet uppskattas till 0,066 SEK/kWh enligt penningvärde primo 1985 vilket innebär en sänkning även i nominellt penningvärde från förra årets uppskattning.

Utskottets Drift- och Underhållsgrupp har i sin seminarieverksamhet för olika kategorier av kraftverkspersonal under året anordnat ett möte för underhållschefer. Under 1986 planeras ett speciellt möte för driftchefer. Gruppen har under året etablerat en informationsservice för problemavhjälpling via erfarenhetsöverföring från andra nordiska värmekraftverk med erfarenheter av problemet. Genom arbetsgruppens försorg har den årliga publikationen "Tillgänglighetsstatistik för värmekraftverk" sammanställts, vilken redovisar tillgänglighets- och feldata under 1984 för de olika typerna av värmekraftverk i Norden.

Forsnings- och utvecklingsverksamheten inom NKA (Nordiska Kontaktorganet för Atomenergirågor) har fortsättningsvis bevakats av utskottet, och utvalda projekt har givits en omfattande presentation. Utskottet kommer att nära följa upp NKA:s säkerhetsprogram för 1985–89.

Utskottet har funnit att miljöfrågorna i samband med värmekraftproduktion skall ges ökad uppmärksamhet i utskottets arbete. En följd härav är att ad-hoc grupper för svavelutsläpp har givits i uppdrag att även följa lagstiftningen inom Norden beträffande utsläpp av NO_x och koldioxid.



Danmark

Energipolitik

Produktionen af Nordsø-olie og -naturgas stiger fortsat og bidrog i 1985 afgørende til, at produktionen fra danske energikilder svarede til omkring 23% af Danmarks bruttoenergiforbrug. Det danske forbrug af nordsøolie var 1,92 mio. tons og af naturgas 0,62 mia. m³. Herudover eksporteredes godt 0,42 mia. m³ gas og 0,97 mio. tons olie.

Produktionen kommer fortsat udelukkende fra Dansk Undergrunds Consortium. Otte andre selskabsgrupper er i gang med efterforskning på basis af de 15 tilladelser, der blev givet i 1984, og i juni 1985 åbnedes 2. udbudsrounde for yderligere efterforskningsaktiviteter. Ved fristens udløb i november var der indgivet ansøgninger fra otte selskabsgrupper. Koncessionsvilkårene omfatter i denne runde en dansk statsdeltagelse på minimum 20% i indvindingsfonden.

Grundlaget for ELKRAFT's og ELSAM's fælles aftale med Dansk Naturgas A/S blev revideret i 1985. Den maksimale mængde gas, som elværkerne forpligter sig til at aftage i alt i aftaleperioden, blev nedsat fra 2,5 mia. m³ til 1,9 mia. m³. Aftalen løber til 30. 9. 91 og indebærer, at elværkerne aftager de naturgasmængder, som Dansk Naturgas A/S ikke kan afsætte til anden side.

I december 1985 skønnede Dansk Naturgas A/S, at der kan ventes et yderligere fald i overskudsmængden til ca. 1 mia. m³.

I 1985 blev kedler ombygget til naturgas på Svanemølleværket, Kyndbyværket og Fynsværket. Gasleverancerne påbegyndtes i oktober og blev i 1985 i alt 82 mio. m³.

Kul var dog med 94 % fortsat det dominerende brændsel på elværkerne i 1985. Den fremtidige forsyningssituation vil blive påvirket af, at det danske Folketing i december vedtog et beslutningsforslag om skærpelse af sanktionerne mod Sydafrika. Folketinget opfordrede herved regeringen til at fremsætte forslag inden 1. 2. 86 til lovgivning, der bl.a. pålægger elselskaberne at afvikle kulimporten fra Sydafrika senest seks måneder fra lovens ikrafttræden.

Herudover er der i 1985 taget afgørende energipolitiske skridt på tre andre områder:

- I marts besluttede Folketinget, at kernekraft skal fjernes fra den offentlige



energiplanlægning. Som følge heraf blev pladsreservationerne for kernekraftværker ophævet i efteråret, ligesom Energiministeriet har en ny "Energiplan 86" under udarbejdelse. Denne plan vil bl.a. vurdere, hvorledes eludbygningen kan finde sted uden anvendelse af kernekraft.

- Ved udgangen af 1985 optog Energiministeriet drøftelser med elværkerne om øget anvendelse af vedvarende energi i elproduktionen. Forhandlingerne resulterede i et aftaleforslag om, at elværkerne foretager en udbygning med store vindmøller og vindmølleparker som et led i det almindelige produktionsapparat. For den kommende fems års periode omfatter planerne i alt 100 MW vindkraft. Aftaleforslaget drøftes i de kompetente elværksforsamlinger først på året 1986.

Montering av maskinerna på den första av de fem 750 kW anläggningarna i ELKRAFTs vindkraftspark på Masnedø

Placing the nacelle at the first of the five 750 kW wind power plants in ELKRAFT's Masnedø windfarm

Forslaget skal ses i lyset af Energiministeriets opfattelse, "at det ud fra energipolitiske synspunkter ikke er ønskeligt, at der sker en udbygning med store vindmøller og vindmølleparker uden lokal og forbrugsmæssig tilknytning i privat regie". Det undgås herved, at vindmølleudbygningen overvejende bestemmes af enkeltperso-

ners investeringsønsker. Energiministeriet henstiller på denne baggrund, at elværkerne afviser tilslutning af sådanne ikke elværksejede møller til nettet.

I varmeforsyningens planlægningen for områder uegnede til direkte forsyning med kraftvarme eller naturgas konkluderer energiministeriet, at der er ressourcemaessigt grundlag for, at en betydelig del af varmeforsyningen her kan baseres på indenlandske energikilder som naturgas, overskudsvarme, halm, træflis, biogas m.v. I denne forbindelse vil energiministeriet drøfte spørgsmålene om øget anvendelse af halm i elproduktionen og decentrale kraftvarmeverker.

Elforbrug

Det samlede elforbrug i Danmark blev i 1985 27,7 TWh, en stigning på 6,3% fra 1984. Det foregående par års tendens til øget elforbrug forstærkedes således i 1985.

En del af forklaringen er, at årets første måneder prægedes af en kold og langvarig vinter, som desuden medførte rekordstore topbelastninger i såvel ELKRAFT-området som ELSAM-området på henholdsvis 2.549 MW og 3.006 MW.

Også konjunkturforbedringen bidrog til øget elforbrug, både i industri og i privatuholdningen.

Konflikterne på det danske arbejdsmarked i marts-april medførte dog et 20% lavere forbrug i industrien end normalt i konfliktperioden. Det manglende forbrug svarede til ca. 0,4% af årets samlede elforbrug.

Elforbruget fordeler sig på boliger med 31%, handel, service og landbrug med 36%, industri med 26% og tab med 7%.

Det danske elforbrug repræsenterede i 1985 36% af landets bruttoenergiforbrug. (17% af det endelige energiforbrug).

De seneste par års øgede stigningstakt for elforbruget har ikke medført revision af prognoserne, som baseres på forventningerne om en moderat stigningstakt på 2-3% pr. år. Hvis den økonomske vækst fortsætter, vil en noget større forventet årlig stigning med tiden blive aktuel.

Elproduktion

Den installerede effekt på danske elværker var ved udgangen af 1985 ca. 8.100 MW, ca. 460 MW mere end året før.

Efekten fordeler sig med 96,0% på dampkraftanlæg, 3,3% på gasturbine- og dieselanlæg, 0,6% på privatejet vindkraft og 0,1% på vandkraft.

Der blev i 1985 idrætsat to større kul-/oliefyrede kraftvarmeeenheder, Studstrupværkets blok 4 (350 MW) og H.C. Ørsted værkets blok 7 (88 MW). Desuden idrætsattes godt 21 MW vindmøller i privat eje.

Dampkraftanlæggene dækkede 93,3% af årets elforbrug, øvrige anlæg 0,5% og nettoimporten 6,2%.

Sideløbende med elproduktionen leverede de dampkraftanlaeg, der er indrettet til kraftvarmedrift, 45.500 TJ fjernvarme, svarende til ca. 23% af Danmarks varmebehov.

Ved produktionen på dampkraftanlæggene forbruges brændsel svarende til 9,73 mio. tons kul. Kulandelen blev 94,4%.

En omfattende strømafbrydelse fandt sted den 24.4. i Sjællandsområdet. Årsagen var pendlinger mellem de sjællandske værker og det nordiske system, hvorved samarbejdsforbindelserne og tre sjællandske kraftværksblokke udkoblede. Automatisk aflasting med 35% af forbruget forhindrede, at driftsforstyrrelsen udvikledes yderligere.

To danske kraftværker var under udvidelse eller nyopførelse i 1985, begge med kul-/oliefyrede kraftvarmeblokke, som udstyres med afsvovlingsanlæg. Det drejer sig om Amagerværkets blok 3 (AMV3) og Avedøreværkets blok 1 (AVV1) til idrætsaftelse i henholdsvis 1989 og 1991. Hver blok får en elektrisk ydeevne på 250 MW netto og en kraftvarmeydeevne på 330 MJ/s. Byggepladsen for AMV3 blev etableret og bygningsarbejderne igangsat i 1985. Ved AVV1 blev landvindingsarbejderne til etablering af kraftværksområdet påbegyndt i maj.

Desuden var to værker i ELSAM-området med en samlet ydeevne på 574 MW under ombygning til kombineret kul-/oliefyring, ligesom der blev indhentet tilbud på afsvovlingsanlæg til Studstrupværkets blok 3 og 4 (2 x 350 MW).

Elpriserne

Forbruger-elprisen varierer en del landet over til trods for, at udgifterne ved fremskaffelsen af elektriciteten kanaliseres gennem fællespuljer, en hos ELKRAFT og hos ELSAM. For hvert af de to områder sikres herved ensartede enhedspriser for de tilsluttede selskabers effekt- og energibehov. Men da tillægget til dækning af de mere end 100 selskabers egne omkostninger varierer, bliver forbrugerprisen ikke den samme overalt.

Priser og tariffer skal godkendes i Elprisudvalget, som ønsker hurtig og bedst mulig udlyning af udgifter og indtægter. De uundgåelige variationer i udgifterne til brændsel, afskrivning og henlæggelser, m.m. medfører derfor varierende elpriser fra år til år.

Det vejede gennemsnit af forbrugerpriserne anmeldt pr. 1.1.85 varierede fra ca. 50 øre/kWh ved 3.000 kWh/år til 36 øre/kWh ved 1 mio. kWh/år. Dette er en stigning på 7-8% i forhold til priserne året før. Spredningen ved 3.000 kWh/år var fra 34 øre/kWh til 63 øre/kWh og ved 1 mio. kWh/år fra 26 øre/kWh til 57 øre/kWh. Ved årets slutning varsledes et fald i elprisen på gennemsnittlig 5%.

Udover de ovenfor nævnte, omkostningsbestemte elpriser beskattes elektriciteten hos forbrugerne med både energiafgift og moms. Erhvervsdrivende kan dog få begge afgifter refundert.

Energiafgiften var 15,3 øre/kWh i 1985 og blev ved årets udgang sat op til 19 øre/kWh. Momsen beregnes som 22% af elpris + energiafgift, hvorved afgifterne i 1985 i alt blev fra 35-45% af den samlede elregning. Eksempelvis betalte en almindelig forbruger med et årsforbrug i 1985 på 3-4 000 kWh derfor ca. 80 øre/kWh som landsgennemsnit.

Eltransmissionsnettet

Udbygningen af 400 kV samarbejdsforbindelsen mellem Sjælland og Sverige blev afsluttet i 1985 og har været i brug fra og med december. På dansk side har ELKRAFT etableret 63 km 400 kV luftledning, 1 km jordkabel, 8 km sokkabel og en 400 kV transformatorstation. Fra svensk side har Vattenfall og Sydkraft etableret 0,6 km jordkabel og 25 km luftledning.

Denne udbygning medfører en sikrere elforsyning samt muliggør en øget eludveksling mellem ELKRAFT-området og Sverige.

Som følge af kraftværksudbygningen i København iværksattes i 1985 et projekt til forstærkning af det københavnske kabelnet. Arbejdet omfatter fire nye 132 kV forbindelser med en samlet længde på ca. 35 km.

Det primære net blev i 1985 ramt af fejl, da en saltstorm i Jylland den 11.-12. oktober forårsagede 79 saltoverslag til trods for, at netspændingen under stormen blev sænket til 80% af det normale.

Det blev i 1985 besluttet at udbygge Konti-Skan forbindelsen mellem ELSAM-området og Sverige med en ny 250 kV kabelforbindelse, hvis overføringsevne bliver omkring 300 MW. Forbindelsen ventes idrætsat i 1988, og projektet bliver udført i et samarbejde mellem Vattenfall og ELSAM efter samme retningslinier som ved det første kabel. Aftalen blev godkendt af de svenske myndigheder i 1985, men var ved årets udgang fortsat under behandling hos de danske myndigheder.

Spørgsmålet om etablering af en Store Bælt's forbindelse mellem ELKRAFT-området og ELSAM-området behandles i 1985 af et udvalg nedsat af energiministeren. Udvalgets arbejde forventes afsluttet i begyndelsen af 1986.

Finland



Energipolitik

Finland är det aktuellt att fatta beslut om elförsörjningen för 1990-talet. Den alltmer stigande elförbrukningen under de senaste åren visar att behovet av ny basproduktionskapacitet är stort, vilket man också från industrins sida framhävt. De mest ekonomiska alternativen för utbyggnad av baskraftproduktion är kärnkraft eller kolkondens. Något principbeslut har dock ännu inte fattats.

Kärnkraftsolyckan i Tjernobyl i slutet av april 1986 har lett till en omprövning av den finska energipolitiken, vilket man inte kunnat beakta i denna text.

Den 14 november godkände statsrådet stamplanen för elförsörjningen för åren 1985–1995. I stamplanen tog man inte ställning till utbyggnad av kondenskraft eftersom handels- och industri-

nisteriet förberedde ett separat förslag för Finlands elförsörjning på 1990-talet. Stamplanens utbyggnadsprogram för produktionskapaciteten omfattar bl.a. byggandet av Tammerfors kraftvärmekraftverk på 125 MW och Neste Oy:s processkraftverk på 25 MW.

Regeringen behandlade i november handels- och industriministeriets förslag för 1990-talets elförsörjning. Ministeriets förslag innehåller åtgärder för befrämjande av samproduktion av el och värme, åtgärder för effektivare elanvändning och förslag till ökad elimport samt till byggnad av kondenskraftverk där kärnkraften skulle täcka en del av behovet av kondenskraftkapacitet. Ministeriet ansåg det viktigt att elförsörjningen baserar sig på flera olika energislag.

Utbyggnadsprogrammet för elöver-

Rauhalahti torveldade fjärrvärmekraftverk på 80 MW togs i drift i Jyväskylä

The Rauhalahti peat-fired district heating power plant of 80 MW was taken into operation in Jyväskylä

föringssystemet omfattar 62 km 400 kV ledningar, 300 km 220 kV ledningar samt en transformatorstation på 400 kV och två stationer på 220 kV.

Propositionen till en ny kärnenergilag har behandlats i riksdagens utskott under 1985 och väntas bli godkänd till innehållet 1986. Lagen skall dock behandlas som grundlag, vilket torde kräva godkännande även efter riksdagsvalet 1987. Enligt propositionen är det regeringen som bör fatta ett principbeslut om byggande av ett kärnkraftverk och detta beslut bör underställas riksdagens godkännande. Regeringen kan

inte fatta sitt principbeslut utan att den kommunen där kraftverket avses placeras godkänner detta.

En kommitté under miljöministeriet har utrett hur mängden svavelutsläpp kan sänkas med 30% från 1980 års nivå fram till 1993. År 1985 konstaterade kommittén att svavelutsläppen redan hade minskat med 40%. Eftersom minskning förefaller att fortsätta, kommer kommittén att undersöka om utsläppen kan sänkas med 50% fram till mitten av 1990-talet.

Elkonsumtionen

Den totala energikonsumtionen steg med 6,7% till ca 245 TWh år 1985. Den totala elkonsumtionen ökade år 1985 med 8,1% till 51,6 TWh. Till ökningen, som utgjorde drygt tre miljarder kilowattimmar, bidrog den ovanligt kalla vintern och industrins högkonjunktur i början av året. Även inom sektorn bostäder och service ökade elförbrukningen oväntat mycket. Från augusti avtog ökningen som följd av den längsammare ekonomiska uppgången. Kärnkraft täckte 35% av elkonsumtionen, vattenkraft 24%, mottryckskraft 23% och övrig kondenskraft 9%. Med importet täcktes hela 9% av konsumtionen.

Elleveranserna till elpannorna utgjorde 0,2 TWh.

Även naturgasanvändningen ökar i Finland i och med att rörnätet utbyggs i södra Finland. Den årliga användningen av naturgas beräknas öka från 700 miljoner m³ till 1500 miljoner m³ inom ett par år. Byggnadsarbeten fortskrider nu från Kouvola stad till huvudstadsregionen och till Tammerfors.

Energiproduktionen

Den inhemska insatsen i energiproduktionen, vilken omfattar andelen inhemska bränslen samt vattenkraft av det totala primärenergibehovet, blev densamma som året förut, d.v.s. 30%.

Oljans andel av den totala energiförbrukningen var ca 34% räknat i Mtoe. Kärnkraftproduktionen uppgick till 18,0 TWh, vilket innebär en ökning på ca 1%, och dess andel av elproduktionen var 38%. Kärnkraftverken i Lovisa och Olkiluoto fungerade bra och kärnkraftens sammanlagda utnyttjningsfaktor var fortfarande på toppnivå i världen, d.v.s. 89%.

Vattenkraftproduktionen minskade betydligt, med 7,2%, och utgjorde 12,2 TWh. I själva verket svarade vattenkraften nu för första gången för endast en fjärdedel av produktionen. Tillrinningen till vattendragen motsvarade medelvärdet och nederbördarna var 3% större än normalt. Den lagrade energimängden uppgick till 3,2 TWh år 1985, vilket är 0,1 TWh mindre än 1984. Den högsta magasinsfyllnaden uppnåddes den 16 november och var då 79% (3,7 TWh).

År 1985 producerades med mottryckskraft 12,1 TWh, vilket motsvarar ca 26% av produktionen. På grund av de långa köldperioderna i januari–februari ökade städernas samproduktion av el och värme. Produktionen av kolkondenskraft tredubbblades.

Den totala elimporten uppgick till 5,6 TWh. Elimporten från Sovjetunionen, som sker kontraktsbaserat, utgjorde 4,2 TWh och importen från Sverige 1,4 TWh. Exporten till Sverige var 0,9 TWh.

Utbyggnaden

Ny kraftverkskapacitet togs i drift i och med att ett industriprocesskraftverk på 42 MW elefant togs i kommersiell drift i juli 1985 i Äänekoski nära Jyväskylä stad i mellersta Finland. Imatran Voimas torveldade fjärrvärmeverk i Jyväskylä på 80 MW elefant togs i provdrift i december 1985 och dess kommersiella drift inleddes i maj 1986. Imatran Voimas torveldade 60 MW fjärrvärmeverk i Joensuu tas i drift i oktober 1986.

Stamnätet

År 1985 färdigställdes ca 350 km 110 kV kraftledningar. Under byggnad var 26 km 400 kV ledningar och under planering 28 km. Byggandet av en 325 km lång 220 kV ledning Vajukoski-Varangerbotn från norra Finland till Nordnorge inleddes. En 185 km lång sjökabel över Ålands hav byggs mellan Finland och Sverige. Den planeras tas i drift i december 1989. Enligt preliminära planer är förbindelsens överföringskapacitet 420 MW i vardera riktning och spänningen 350 kV. Ledningen byggs så att kapaciteten kan fördubblas i ett senare skede.

I juni invigdes likströmsstationen nära staden Viborg där de finska och ryska elnäten har kopplats samman. Stationen består av tre 350 MW likströmsbryggor. Det är fråga om en av världens största likströmsförbindelser och den möjliggör en fortsatt omfattande elimport från Sovjetunionen till Finland. Den årliga avtalsenliga leveransen har utgjort ca 4 TWh.

Den enda större stationsstörningen ägde rum i Jämsä den 4. 7. 1985. En huvudtransformator (64 MVA 220/110 kV) förstördes som följd av ett genomslag i en genomföring. Störningen ledde till ett lokalt elavbrott på 11/2 timme och ett leveransunderskott på 105 MWh.

Elförsörjningen fungerade bra trots den stränga kylan i början av året. Däremot åstadkom stormarna, i synnerhet Manda-stormen den 26 oktober, betydliga skador för eldistributionen, särskilt i östra Finland.

Elpriserna

Priset på el höll sig för fjärde året i följd på ungefär samma nominella nivå. Medelpriiset för elverkens leveranser för hushålls- och lantbruksförbrukare var

33,3 p/kWh inklusive skatt i början av året 1985 som följd av förändringen i kolpriset. Elskatten sänktes i början av november från FIM 21/MWh till FIM 16/MWh.

Imatran Voimas nya prissättningssystem för engrosel, H/85, togs i bruk den 1 oktober 1985. Systemet tar hänsyn till elproduktionens strukturförändring och stämmer därmed bättre överens med dagens kostnadsstruktur för elproduktionen.

Realpriset på el har sjunkit med drygt 44% sedan 1967.

Forsknings- och utvecklingsfrågor

För att effektivera elanvändningen studerar och utvecklar Imatran Voima – ofta i samarbete med apparaturtillverkare – elbaserade industriprocesser t.ex. mekanisk komprimering av ånga, induktiv och konduktiv uppvärmning, infraröd uppvärmning och membranteknik. Fördelarna för elbaserade processer är att de är miljövänliga och medför bättre kvalitet och konkurrenskraft.

Inom kärnenergiområdet pågår omfattande forskning och utveckling, till exempel rörande slutdeponering av avfall, avfallshantering och driftsäkerhet. Helsingfors universitet och Imatran Voima har i samarbete utvecklat en ny metod för att rena radioaktivt vatten. Metoden baserar sig på att cesium skiljs genom filtration. Med hjälp av den här metoden kan kostnaderna för kärnavfallshanteringen i Lovisa sänkas och volymen av indunstningskoncentrat kan i teorin minskas till en tredjedel av den nuvarande volymen.

Redan år 1983 inleddes ett omfattande forskningsprojekt med syfte att utveckla avsvavlingsmetoder som lämpar sig för de finländska förhållandena. Under våren 1986 testas avsvavlingsmetoder både vid Ingå kolkraftverk och Lojo värmecentral.

Imatran Voima fortsätter också att studera alternativa energiformer. För att få praktisk erfarenhet av vindenergi har Imatran Voima beställt ett 300 kilowatts vindkraftverk från Danmark. Kraftverket kommer att monteras i Kopparnäs, Ingå, och det kommer att drivas i experiment syfte i 3–5 år. Årsproduktionen väntas uppgå till ca 300 megawattimmar.

Imatran Voima har tillsammans med det statliga torvbolaget Vapo Oy, Statens tekniska forskningscentral och u-områdesfonden inlett ett projekt med syfte att utveckla ett värmeförsörjningsystem som baserar sig på bivalent användning av inhemska bränslen på vintern och el på sommaren. Värmeförsörjningssystemet skulle lämpa sig för enskilda större fastigheter (över 5000 kbm) och mindre, regionala värmenät, till exempel kyrkbyar. Andelen inhemsck energi väntas att uppgå till över 50%.

Island



Energipolitik og lovgivning

Et geometrisk fjernvarmeværk på Reykjaneshalvøen, det sydvestlige hjørne af Island, har sammen med 6 lokale distributions-elværker i kommunalt eje dannet et regionalt energiværk i området. Fjernvarmeværket ejedes for af staten til 40 % og kommuner i området til 60 %. Det nye energiværk, som også i fremtiden bærer det gamle navn Sudurnes fjernvarmeværk, ejes til 20 % af staten og 80 % af kommunerne. Det har købt transmissionsledninger til området samt nogle andre anlæg fra Statens Elværker. En lov om det nye energiværk blev vedtaget af Altinget i 1985..

Altinget vedtog også et lovforslag fra regeringen om Landsvirkjun's køb af Krafla-kraftværket fra staten. En kontrakt herom blev underskrevet i juli 1985, med forbehold om altingets samtykke. Köbesummen udgør ca. en trediedel af

investeringerne i Krafla; resten vil staten tage sig af. Den grundlæggende idé bag bestemmelsen af köbesummen var at köbet ikke skulle føre til en forhøjelse af Landsvirkjun's en-gros elpris.

Svartsengi geotermiska kraftvärmeverk i närheten av Keflavik

The Svartsengi geothermal power plant near Keflavik

Elkonsumtionen

I Island udgjorde elkonsumtionen i 1985 3837 GWh brutto (d.v.s. inklusive transmissions- og distributionstab, samt elværkernes egetforbrug), mod 3914 GWh i 1984. Der var altså en tilbagegang på 2,0 % i 1985. I 1985 gik 52,2 % af totalforbruget til kraftkrævende industri mod 55,0 % året før. Dens forbrug gik tilbage med 6,9 %. Det almindelige forbrug voksede med 4,0%; temperaturkorrigert almindeligt forbrug dog med 5,5 %. Forbruget bestod af 3430 GWh fastkraft og 407 GWh ikke garanteret kraft.

Det såkalte Elprognoseudvalg udsendte i 1985 en ny elprognose. Ifølge

denne ventes summen af det almindelige forbrug og nuværende kraftkrævende industri (hvis fastkraftforbrug, inkl. overföringstab, var 1700 GWh/år i 1985) at være som følger. Til sammenligning vises prognosen fra 1981. Mellem 1981 og 1985 er ingen ny kraftkrævende industri kommet til.

Tallene er i GWh/år refereret kraftværk, d.v.s. inklusive tab.

	1985	1990	1995	2000
Ifølge 1981-års prognose	3904	4514	5161	5925
Ifølge 1985-års prognose	3633	4049	4415	4739
Forskell	271	465	746	1186

Årsagerne til at man nu venter langt sommere vækst i forbruget end i 1981 er mange, men ifølge Elprognoseudvalget kan måske følgende faktorer anses at have størst vægt:

1. Lavere vækst i befolkningstallet end ventet i 1981.
2. Mere energi-effektive forbrugerapparater både i industrien og hjemmene.
3. Mindre elforbrug pr opvarmet m³ i elektrisk opvarmede huse end man

dets største elproducent.

Elproduktionen

I Island i 1985 udgjorde elproduktionen i alt 3837 GWh mod 3914 året før. Heraf blev 95,4% produceret i vandkraftværker (95,5% i 1984); 4,5% ved geotermiske kraft (4,4% året før) og 0,1% dieselkraftværker; samme andel som i 1984.

ringsledninger i Nord- og Øst-Island under bygning.

Elpriser

Landsvirkjuns engros tarif forhøjedes den 1. jan. 1985 med 14% i forhold til den som gjaldt fra 1984-05-01. Den 1. jan 1986 forhøjedes tariffen igen med 14%, således at den da var 30% højere i løbende kroner end den 1. maj 1984.



På bilden är 132 kV ringledningen spänd över en 564 m bred jökelälv

The 132 kV national grid crossing a 564 m wide glacier river

regnede med i prognosen fra 1981, dels p.g.a. bedre statistik, og dels p.g.a. en kombineret effekt af bedre isolering og højere realpris på el end tidligere.

4. Mætning i visse forbrugsgrene såsom forbrug i hjemmene ventes at indtræde for end tidligere antaget, at dömme bl.a. efter erfaringen i andre lande.

Diskrepansen mellem 1981-års elprognose og den virkelige udvikling samt forsinkelser i oprettelsen af et siliiummetalværk i Øst-Island som af den forrige regering var planlagt at komme i drift 1984-85 har ført til en ikke ubetydelig overkapacitet hos Lansvirkjun; lan-

installeret effekt i islandske kraftværker var 921 MW ved udgangen af 1985 (917 MW i slutningen af 1984), hvoraf 752 MW i vandkraftværker (uforandret fra forrige år); 128 MW i konventionale varmekraftværker (diesel; kondens; gasturbiner) (126 året før) og 41 MW i geotermiske værker (39 MW).

I den sidste del af 1984 kom byggearbejdet i gang med Blanda vandkraftværk i den vestlige del af Nord-Island som skal være på 3 x 50 MW. Byggeren er Lansvirkjun. I april 1985 undertegnedes en kontrakt med det japanske firma Sumitomo om leverancer af turbiner og generatorer til Blanda. Efter nuværende planer skal kraftværket være klart til drift til efteråret 1989, men det er muligt at idrifttagningen udskydes med 1-2 år hvis igangværende forhandlinger om ny kraftværkende industri trækker i langdrag.

Statens Elværker har i 1985 haft en række 66 og 132 kV regionale overfö-

fast pengeværdi (d.v.s. inflationskorrigering) var engros tariffen imidlertid 2,6% lavere den 1. jan. 1985 og 17,9% lavere den 1. jan 1986 en den 1. maj 1984.

I 1984 blev kontrakten mellem Lansvirkjun og Det islandske aluminiumselskab revideret og elprisen delvis knyttet til aluminiumsnoderingerne. På grund af lave prisnoteringer på aluminium i hele 1985 var elprisen til aluminiumsværket den samme i alle kvartal af 1985, 12,5 mUSD/kWh (0,0947 SEK/kWh ifølge kursen den 31. dec 1985.)

Den af industriministeren i 1984 bebudede og af Altinget igangsatte etapevis afskaffelse af prisudjævningsafgiften på el, som dengang var 19% er ikke kommet noget videre i 1985, idet den var på 16% såvel ved årets begyndelse som dets udgang. Man regner dog med at dette kun kendtegner et midlertidigt stop i afviklingen af denne afgift.

Norge

Energipolitikk

Regjeringen fremla i 1985 for Stortinget tre meldinger som vil prege energidebatten i Norge i årene fremover. Det dreier seg om Stortingsmelding nr. 63 "Om Samlet plan for vassdrag" og Stortingsmelding nr. 71 "Norges framtidige energibruk og -produksjon" (Energimeldingen) samt St. prp. nr. 89 "Verneplan III for vassdrag". Meldingene ventes å bli behandlet i Stortinget i vårsesjonen 1986.

Gjennom Samlet plan for vassdrag har man fått en samlet landsomfattende gjennomgang og kartlegging av landets gjenværende vannkraftpotensiaie og konsekvenser av vassdragsutbygging for andre brukerinteresser. I Samlet plan er det vurdert 540 prosjektaalternativer i 310 vannkraftprosjekter som tilsvarer en kraftmengde på i underkant av 40 TWh midlere årsproduksjon.

Prosjektene er rangert i 16 grupper. Prioriteringskriteriene har i hovedsak vært kraftverksøkonomisk lønnsomhet og konfliktgraden med andre interesser. Gruppene i Samlet plan inndeles i 3 kategorier. Kategori I - tilsammen 11 TWh/år - er prosjekter som alle kan behandles straks og fortøpende før å bidra til energidekning i årene fremover. Kategori II omfatter gruppene 6-8 i Samlet plan med omlag 7 TWh midlere kraftproduksjon. Dette er prosjekter som etter nærmere vurdering kan nytes til kraftutbygging eller andre formål. I den tredje kategorien er prosjekter som basert på de tekniske utbyggingsløsningene som hittil er vurdert, ikke anses aktuelle for kraftutbygging på grunn av meget stor konfliktgrad med andre brukerinteresser og/eller høye utbyggingskostnader.

Regjeringen legger opp til at en videreføring av arbeidet i Samlet plan, bl.a. ytterligere vurdering av prosjekter på bakgrunn av nye forutsetninger eller opplysninger om brukerinteressene, skjer innenfor den ordinære forvaltningen.

I Energimeldingen (Stortingsmelding nr. 71) legger Regjeringen frem en oversikt over Norges energisituasjon og trekker opp hovedretningslinjer for energipolitikken frem mot år 2000. Meldingen tar spesielt for seg utviklingen i innenlands etterspørsel frem til 1995, med særlig vekt på kraftteterspørselen og tiltak for å dekke denne.

Norges meget gunstige situasjon



når det gjelder energiressurser understrekkes - med tilstrekkelige vannkraftressurser til fullt ut å dekke elektrisitetsforbruket, og med en produksjon av olje og gass som er 7-8 ganger høyere enn det innenlandske forbruket av petroleumsprodukter.

Regjeringen ser på energiprisene som det viktigste virkemiddel for å frem-

me en effektiv og rasjonell bruk av energiressursene idet det er forutsatt forholdsvis høy priselastisitet. Energiprisene bør avspeile samfunnets kostnader ved å fremskaffe mer energi. Dette vil føre til rasjonell utnyttelse av ressursene og stimulere til innsparing i energiforbruket der dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. For petroleumsprodukter og

andre energiprodukter som har et internasjonalt marked, vil Regjeringen holde fast ved en prispolitikk som innebærer at verdensmarkedets priser danner utgangspunkt for innenlandsprisene.

Meldingen tar ikke sikte på en drøfting av prispolitikken for kraft til kraftintensiv industri og større treforedlingsindustri. Denne er fastlagt av Stortinget på grunnlag av særskilte proposisjoner våren 1983 og -84. Når det gjelder fast-

Som basisalternativ for den videre planlegging har Regjeringen lagt til grunn en prognose som gir et fastkraftforbruk i alminnelig forsyning på 70 TWh i 1990, 75,5 TWh i 1995 og 83,0 TWh i 2000. Prognosene bygger bl.a. på en gjennomsnittlig økning i BNP for fastlands-Norge på 2,3% p.a. frem til år 2000.

Rammen for fastkraft til kraftintensiv industri, som idag er på 31 TWh, settes til 33,2 TWh i 1990, 35 TWh i 1995 og deretter uendret til år 2000.

Inklusive påslag for usikkerhet i etterspørselsanalysene blir Regjeringens måltall for nødvendig fastkrafttilgang 104,7 TWh i 1990 og 111,5 TWh i 1995. For illustrasjonsformål angis nødvendig krafttilgang i år 2000 til 120 TWh.

Etter Regjeringens vurdering er det mulig å dekke den innenlandske etterspørsel etter fastkraft frem til år 2000 ved fortsatt utbygging av våre vannkraftressurser til lavere kostnad enn alternative måter å skaffe elektrisitet på.

Det forutsettes i meldingen at en revidering av etterspørselsutviklingen og tilgangen blir fremlagt for Stortinget i en egen melding i vårsesjonen 1987.

I motsetning til Samlet plan behandler Verneplan III bare et utvalg av vassdrag der verneinteressene synes å være særlig store. Forslaget som legges frem i Verneplan III omfatter varig vern av 49 vassdragsprosjekter med et samlet kraftpotensiale på 10,3 TWh. Med de vassdrag som tidligere er vernet i verneplan I og II vil tilsammen 22 TWh være undergitt varig vern. Verneplan III og Samlet plan for vassdrag griper inn i hverandre ved at vassdrag i verneplan III som ikke blir gjenstand for varig vern vil inngå i Samlet plan.

Stortinget vedtok sommeren 1985 endringer i Norges vassdrags- og elektrisitetsvesens organisasjon og som trådte i kraft 1.1.1986. Det tidligere Direktoratet for Statskraftverkene i NVE er dermed skilt ut som egen forvaltningsbedrift under navnet Statkraft, med eget styre og underlagt Olje- og energidepartementet (OED).

Energidirektoratet og Vassdragsdirektoratet fortsetter som egne direktorater innenfor fellesetaten Norges vassdrags- og energiverk, NVE. NVE ledes av en generaldirektør med et råd underlagt OED.

Elektrisitetsforbruk

Samlet bruttoforbruk til alminnelig forsyning og kraftintensiv industri økte med 5,0% fra 1984 til 97,6 TWh i 1985. De siste 10 år har dette forbruket økt med i gjennomsnitt 3,6% pr år.

Fastkraftforbruket innen alminnelig forsyning økte med 10% til 65,8 TWh referert kraftstasjon. 1985 var imidlertid et kaldere år enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold blir forbruket 63,6 TWh. Året før var tilsvarende for-

bruk 60,9 TWh, dvs. vi har hatt en temperaturkorrigert forbruksvekst på 4,4%. Dette forbruket var 4,6 TWh høyere enn hva som var prognosert iflg. forrige Energimelding fra 1980. Årsaken antas i første rekke å være at elvarme i hele perioden har vært det klart billigste oppvarmingsalternativ, og omlegging til elvarme fra oljeoppvarming har vært større enn antatt i Energimeldingen.

I den nye Energimeldingen i 1985 presenterer Regjeringen nye prognosenter for det alminnelige forbruket, nå med 1983 som basisår. Sammenlignet med en jevn forbruksvekst fra det faktiske forbruket i 1983 og frem til det prognoserte forbruket i 1990 (70 TWh) var det temperaturkorrigerte forbruket i 1985 allerede 1,6 TWh høyere enn forutsatt.

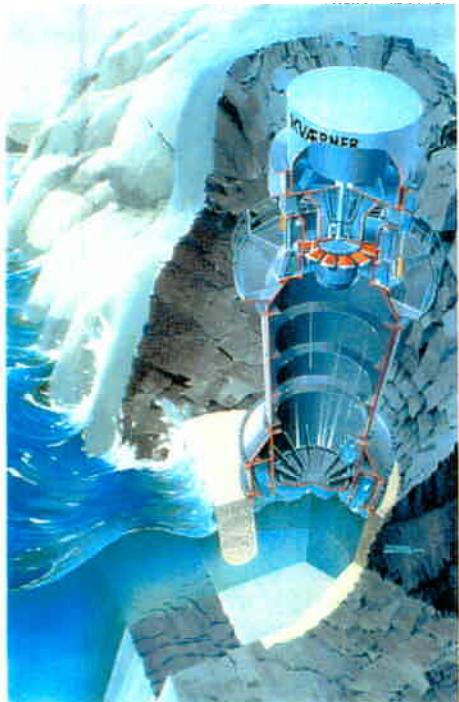
Regjeringen forutsetter altså en gjennomsnittlig årlig forbruksvekst på 2,45% i perioden 1983–1990. Til sammenligning har det temperaturkorrigerte forbruket steget med 4,1% pr. år i gjennomsnitt siden 1977, og med årlige vekstrater som hver for seg bare marginalt avviker fra gjennomsnittet for perioden.

Som grunn for den fortsatt sterke forbruksveksten fra 1984 må vi først og fremst trekke frem den generelt gunstige økonomiske situasjonen i 1985, med sterkt vekst i tjenesteytende næringer og i det private forbruk. Til forskjell fra de nærmeste foregående år er det i 1985 ikke antatt at noe av økningen i elforbruk skyldes overgang fra olje til el i oppvarmingssektoren. Omregnet til ekvivalent mengde elektrisitet levert forbruker ser salget av lette fyringsoljer ut til å være 10,7 TWh, ca 10% økning fra 1984. Men korrigert til normale temperaturforhold ser det ut til å bli en marginal nedgang i lettoljeforbruket.

Kraftintensiv industri har i 1985 brukt 31,0 TWh referert kraftstasjon, en nedgang på 1,1 TWh eller 3,4% fra 1984. Forbruksnedgangen har sin bakgrunn både i generelt dårligere marked for industrienes produkter, og at prisene for tilfeldig kraft i 1985 gjennomsnittlig har vært ca. 2,5 ganger gjennomsnittsprisen for 1984. Dette siste forhold har gjort bedriftene mer tilbakeholdne med å kjøpe tilfeldig kraft for å supplere sin fastkrafttilgang.

Omsetningen av tilfeldig kraft til elektrokjeler var i 1985 4,3 TWh eller 4,6 TWh referert kraftstasjon. I de senere år har vi spesielt hatt en sterk økning i installasjon av elektrokjeler med lettolje som fyringsreserv. Dette har sin bakgrunn i høye oljepriser og god tilgang på rimelig tilfeldig kraft. Det innenlandske marked for tilfeldig kraft til elektrokjeler er vurdert til 5,7 TWh på årsbasis. 65% av dette markedet har tungolje som fyringsalternativ.

Den maksimale systembelastningen som refererer seg til det innenlandske forbruket, er i 1985 anslått til 17.324 MW og inntraff 11. februar. I 1984 var maksimalbelastningen 16.993 MW.



Norges första vågkraftverk baserat på principen "svängande vattenytan" togs i provdrift i Øygarden utanför Bergen i november 1985

Norway's first wave power plant based on the principle of "multiresonant oscillating water column" was taken into pilot operation at Øygarden near Bergen in November 1985

kraft til alminnelig forsyning, mener Regjeringen at samfunnets kostnader ved å fremskaffe ny fastkraft bør være retningsgivende også for prissettingen. Siden utbygging av fastkraftkapasiteten er svært kapitalkrevende, blir kostnaden for nedlagt kapital, dvs. kalkulasjonsrenten, vesentlig for den samlede kostnad for ny kraft. Mens det i de senere år har vært vanlig å legge til grunn en kalkulasjonsrente på 5% ved prissammenlinger, har Regjeringen i denne meldingen basert etterspørselsprognosene for kraft til alminnelig forsyning i 1995 på elpriser som svarer til kostnaden for ny kraft beregnet med 6% kalkulasjonsrente.

I prognosene for samlet energietterspørsel frem mot århundreskifte er det forutsatt en betydelig bedret energieffektivitet. Sammenliknet med uendret energieffektivitet innebærer etterspørselsprognosene et redusert energiforbruk tilsvarende 83 PJ i 1995 og 140 PJ i år 2000.

Elektrisitet dekket i 1985 47,6% av det teoretiske energiinnholdet i energibærere levert forbruker (netto sluttforbruk). Oljeprodukter dekket 36,8% mens faste brenslor og gass dekket det resterende, 15,6%.

Elektrisitetsproduksjon

Ved utgangen av 1985 var produksjonsevnen for fastkraft i det norske kraftsystem ca 95 TWh, medregnet anslitte importmuligheter. Nye installasjoner i løpet av året økte produksjonsevnen med 1,3 TWh, dvs omtrent det samme som i 1984. De to siste årene representerer likevel en bølgdal hva angår fysiske utvidelser i produksjonssystemet. Til sammenligning økte produksjonsevnen med ca 2,5 TWh pr år som gjennomsnitt i de 5 foregående år.

Tilveksten i maskinkapasiteten (maksimal stasjonsytelse i stasjoner med ytelse 1 MW eller mer) var 833 MW i 1985. Av en total maskinkapasitet pr 31.12.85 på 23.803 MW, hvorav 311 MW varmekraft, eier Statkraft 31,4%, kommuner og fylkeskommuner 51,1% og private og industriselskaper eier 17,5%.

Det nyttbare tilsiget til kraftproduksjonssystemet var i 1985 97% av normalt, svarende til 100 TWh. I kombinasjon med ca 2 TWh reduksjon i vannmagasinbeholdningen over kalenderåret og et kraftforbruk til pumping på 0,8 TWh ga dette grunnlag for en vannkraftproduksjon på 102,9 TWh. Med tillegg av ca 0,3 TWh varmekraftproduksjon ble totalproduksjonen 103,2 TWh. Dette er 3,5 TWh mindre enn rekordproduksjonen i 1984, men likevel svært nær hva som er beregnet som midlere produksjonsevne for det norske systemet pr. 1985.

Kraftutvekslingen med nabolandene resulterte i en liten netto eksport, 0,6 TWh, mot Danmark. Mot Sverige var det 3,4 TWh eksport og 3,4 TWh import, dvs. balanse i kraftutvekslingen.

Ved utgangen av 1985 var magasinfyllingen 66,9% mot ca. 73% som median for årstiden. Magasinkapasiteten økte i løpet av året med vel 8,1 TWh til 73,6 TWh. Flerårsmagasinet Blåsjø i Ulla-Førre representerer alene 7,8 TWh av kapasitetsøkningen.

Elektrisitetspriser

Statkraftprisen for levering til alminnelig forsyning økte fra 14,7 øre/kWh til 15,45 øre/kWh 1. mai 1985. Stortinget har fattet vedtak om ytterligere økning med 7% til 16,53 øre/kWh fra 1. mai 1986. Prisen er et beregnet gjennom-

snitt ved 6000 timers brukstid og referert sentralt sted, nedtransformert.

Gjennomsnittsprisen for elektrisitet levert til husholdninger og jordbruk var 33,8 øre/kWh i 1985, alle avgifter inkludert. Prisvariasjonene mellom de ulike forsyningsområdene kan imidlertid være betydelig - forholdet mellom høyeste og laveste elpris er omtrent 3:1. Tjenesteytende virksomhet og industri innen alminnelig forsyning betaler gjennomgående en noe høyere pris enn husholdningene for sin kraft. Abonnenter med husholdningstariffer hadde også i 1985 økonomiske fordeler ved å dekke sitt oppvarmingsbehov ved elektrisitet fremfor parafin og lettolje. Den forbrukssavhengige kostnaden i en H-4 tariff - som er den vanligste - var i landsgjennomsnitt ca 30 øre/kWh inkl. avgifter, mens ekvivalent energikostnad ved lettoljefyring var ca 40 øre/kWh. Prisdifferansen var likevel adskillig mindre enn i de fire foregående år. I 1986 ser prisrelasjonene ut til å vri seg slik at lettoljefyring kan falle rimeligst når anlegget finnes.

Den generelle elektrisitetsavgift som belastes forbruker var i 1985 2,9 øre/kWh, og gjaldt for leveringer til både kraftintensiv industri og alminnelig forsyning. For 1986 er avgiften fastsatt til 3,1 øre/kWh.

Langtidsgrensekostnaden uttrykker den samfunnsøkonomiske kostnad ved en marginal økning av kraftsystemets evne til å levere fastkraft til mottakere som allerede er tilknyttet kraftsystemet. For alminnelig forsyning og referert forbrukers vegg er langtidsgrensekostnaden beregnet til nær 28 øre/kWh inkl. merverdiavgift. Det er da nytta 5% kalkulasjonsrente og pengeverdi pr. 1.1.1985.

Stamnettet

På de høyere spenningsnivåer ble ingen større overføringsanlegg idrøftet i 1985. Utvidelsene dreier seg kun om kortere linjer til lokale forbedringer.

5. august inntraff uønsket overlastutlösning med etterfølgende totalt sammenbrudd av 300 kV hovednettet mellom Telemark og Rogaland. Store deler av Sørlandet ble berørt, enkelte områder opptil 2,5 time.

Industristøv og fuktig vær var 12. desember årsak til kortslutning i Hamang transformatorstasjon, med mørklegging av store deler av Oslo-området i 2 timer til følge.

Av viktige utbyggingsplaner kan nevnes: Mot slutten av 1986 vil 300 kV

linjen Rana-Trøndelag bli fullført, og overføringen mellom Hardanger/Sogn og Oslo-området vil i 1988 bli styrket med en ny 420 kV ledning på den østre del av strekningen. Videre er det planer under utarbeidelse for en 420 kV forsterkning av overføringsevnen mellom Ulla-Førre (Sør-Vestlandet) og Oslo-området, med idriftsettelse 1989. En har under vurdering videre utbygging av 300/420 kV-nettet i det sentrale Østlandet med Oslo. Dette er nødvendig av hensyn til kraftoppdekningen innen området, men vil også kunne ha konsekvenser for utvekslingskapasiteten mot Sverige over Østfold.

Det er gjort avtale om bygging av en ny 220 kV mellomriks kraftforbindelse mellom Porttipahta i Finland og Varangerbotn i Norge for gjensidig kraftutveksling. Forbindelsen er beregnet ferdig i 1988.

Annet

Gjennom 1985 har det vært en økende interesse for mulighetene til å benytte gass fra norsk kontinentalsokkel til kraftproduksjon, dels som alternativ til vannkraften og dels som fremtidig energikilde når vannkraften er fullt utnyttet. Statoil og NVE har i fellesskap utarbeidet en rapport som nærmere redegjør for produksjonskostnadene for gasskraft.

To prototyper for bølgekraftverk, Kværner Brug A/S ("Svingende vannsøyle") og Norwave ("Kilerenne") ble åpnet for drift den 13. november 1985. Effektene er henholdsvis 500 og 350 kW med en anslått årsproduksjon på 1,8 GWh og 2,2 GWh. Anleggene er plassert vest for Bergen.

Bølgekraft antas å kunne konkurrere kostnadsmessig når det gjelder små kraftproduksjonsanlegg.

På statsbudsjettet for 1986 er det avsatt midler for gjennomføring av et prøveprosjekt for vindkraft (55 kW) på Frøya. Målsettingen er i løpet av en 3-års periode å utvikle et prototypanlegg for kombinasjon av vindkraft – og diesellaggregat som er egnet til elforsyning av små øysamfunn eller isolerte steder langs norskekysten.

Norsk elektrisitetsforsyning markerte sitt 100-årsjubileum med et større arrangement og jubileumsutstilling i Skien i dagene 27. september – 2. oktober 1985. Det var også i Skien at det første elverk for alminnelig forsyning startede i Norge i 1885, bare tre år etter at verdens første elektrisitetsverk ble åpnet i New York i 1882.

Sverige



Energipolitik

Regeringen framlade i februari en proposition med riktlinjer för energipolitiken fram till mitten av 1990-talet (prop 1984/85:120). Huvuduppgiften anges vara att fullfölja omställningen från olja till inhemska, förnybara energikällor. Samtidigt skall en utvecklingsplan för kärnkraften ta form steg för steg med inriktning på att den sista reaktorn tas ur drift senast år 2010.

Så länge tillgången på billig elenergi är god skall den användas för att ersätta olja och kol framst för uppvärmning. På längre sikt skall elenergin ersättas genom hushållning, inhemska bränslen

och ny värmteknik. Mottryckskraften inom industrien och kommunernas fjärrvärmesystem skall tillvaratas ytterligare. Fortsatt satsning på utveckling av vindkraften föreslås också.

Aven med ovannämnda åtgärder kan nya elproduktionsanläggningar av beprövat slag – vattenkraft och kol kondens – komma att behövas för att ersätta kärnkraften. Riksdagen har tidigare beslutat om en utbyggnad av vattenkraften till en medelårsproduktion av 66 TWh. En komplettering av tidigare utbyggnadsplan för att uppnå denna nivå finns med i propositionen. I denna angavs vidare att studier borde genomföras för att närmare utreda vattenkraftens

Kärnkraftverket Oskarshamn 3 med 1050 MW nettoeffekt invigdes i oktober 1985

The third unit at the Oskarshamn nuclear power plant (1050 MW) was commissioned in October 1985

roll i det framtida energisystemet.

Energipropositionen godkändes av riksdagen i början av juni utom vad avser föreslagna riktlinjer för vattenkraftens roll på lång sikt. Riksdagen ansåg att de fyra huvudälvarna Torne-, Kalix-, Pite- och Vindelälven inte skulle byggas ut och att några ytterligare överväganden beträffande dem inte bor göras.

Därmed avvisades i propositionen angivna studier om vattenkraften i detta hänseende.

Regeringen beställde under våren tre utredningar, syfte att öka beredskapen mot och vid elavbrott. Utredningarna avser drivmedelförsörjningen vid elavbrott, reservkraft vid bl.a. landets sjukhus samt behovet av åtgärder för att förebygga elavbrott m.m.

och distribution till bostadsområden.

Kommunernas planeringsansvar på det energipolitiska området har utökats. En plan för tillförsel, distribution och användning av energi skall finnas i varje kommun fr.o.m. 1986. Vid samma tidpunkt avskaffas statens stöd till kommunerna för deras verksamhet med energibesiktning och energirådgivning. Vidare sänks de statliga energisparbidra-

eborgs län under hösten 1985 har en särskild utredare tillkallats för att kartlägga behovet av åtgärder för att minska risken för och effekterna av översvämningar. Utredaren skall bl.a. bedöma behovet av kompletterande åtgärder vid landets dammar och kraftverk samt studera förutsättningarna att bygga ut små vattenkraftverk vid äldre övergivna dammar.



Statens energiverk har fått regeringens uppdrag att följa mottrycksproduktionen vid industrier och fjärrvärmeanläggningar samt att inledningsvis göra en sarskild utredning om underlaget för kraftvärmeproduktion i landet. Vidare skall en inventering av landets torvmarker göras.

Sydgasprojektet invigdes officiellt i juni och leveranserna till abonnenter i västra Skåne påbörjades under sommaren. Förhandlingar har förts om utbyggnad av gasnätet längs västkusten till Göteborg.

Lag om försörjningsberedskap på naturgasområdet har antagits. Tills vidare avser lagen endast storförbrukare

gen. Statens energiverk har fått regeringens uppdrag att i samråd med byggforskningen och planverket utforma hjälpmedel för den lokala energihushållningsverksamheten i form av s.k. nyckeltal för bostäder och lokaler av olika slag.

Hösten 1985 träffades överenskommelse mellan staten och kraftindustrin om ett nytt utvecklingsprogram för vindkraften. Parterna skall vardera svara för hälften av utvecklingskostnaderna. En utredning har även tillsatts om förläggningen av vindkraftverk vid en eventuell kommande utbyggnad.

Med anledning av de svåra översvämningarna i Kopparbergs och Gäv-

Riksdagen godkände under våren ett av regeringen framlagt program mot luftföroreningar och försurning. Programmet innebär bl.a. att katalytisk avgasrenings för personbilar samt blyfri bensin successivt införs.

Beslutet innebar att kväveoxidutsläpper till 1995 skall minskas med 30% jämfört med 1980 och att svavelutsläppen under samma period skall minskas med 65%. Anslagen till åtgärder mot försurning, bl.a. kalkning, ökas avsevärt.

I slutet av året infördes en differentiering av bensinskatten så att skatten på blyfri bensin fr.o.m. 1 januari 1986 blir 16 öre per liter lägre än på blyad bensin.

Katalytisk avgasrenings för personbilar blir obligatorisk fr.o.m. 1989 års modeller. För 1987 och 1988 års modeller sänks försäljningsskatten avsevärt om de skärpta avgasreningskraven uppfylls medan den höjs om så ej är fallet.

Regeringen tillkallade under hösten 1985 ett särskilt samrådsorgan, energirådet, för fortlöpande informationsutbyte och diskussion om åtgärder som har

ställningen vara avslutad.

Kärnkrafthaveriet i Tjernobyl i slutet av april 1986 har i Sverige lett till att regeringen bl.a. startat utredningar om en snabbare avveckling av kärnkraften än till år 2010. Frågan har inte hunnit beaktas i landsartikeln.

brukarna (massa- och pappersindustri, järn- och stålverk, kemisk industri och verkstadsindustri) ökade sin elanvändning med mellan 2 och 4 procent. Absolut sett svarade massa- och pappersindustrin för den största ökningen, 660 GWh. Textil- och beklädnadsindustrins elförbrukning minskade med 20 %.

Järn- och spårvägarnas elförbrukning blev 2,6 TWh, d.v.s. drygt 7 % högre än 1984.

Elförbrukningen inom sektorn bostäder, service, värmeverk m.m. uppgick till 69,2 TWh varav 3,7 TWh var avkopplingsbar elpannekraft. Jämfört med 1984 har totala elförbrukningen inom sektorn ökat med 7,9 TWh eller nära 13 %, medan elpanneleveranserna minskade med 1,2 TWh.

Belastningens högsta timvärde under året blev 23 987 MWh och inträffade måndagen den 18 februari mellan kl 8 och 9. Värdet är det högsta som hittills uppmätts. Den med hänsyn till elbelastningens geografiska fördelning vägda medeltemperaturen i landet kl 7 nämnda dag var -25°C , vilket är ca 20 grader under normalvärdet.

Under den högsta timmen svarade vattenkraften för 51 % av effekten, kärnkraften för 30 % och övrig värmekraft för 14 %. Importen, främst från Norge, svarade för 5 % (över 1200 MW).

Driftreserv kunde upprätthållas men ytterligare belastningsökning hade i huvudsak endast kunnat mötas med gasturbinkraft i södra Sverige.



I Älvkarleby kommer den gamla stationen att byggas ut med ett nytt aggregat

At Älvkarleby the old station will be expanded with a new unit

Elanvändningen

Den totala elförbrukningen i Sverige, inklusive överföringsförluster, uppgick under 1985 till 130,8 TWh. Ökningen jämfört med 1984 var 11,3 TWh, vilket motsvarar 9,4 %. Mellan 1983 och 1984 steg förbrukningen med 8,4 % och mellan 1982 och 1983 med 10,8 %.

Av den totala elförbrukningen utgjordes 5,2 TWh (6,6 %) av leveranser (inkl. beräknade förluster) till avkopplingsbara elpannor. Den prima elförbrukningen inom landet var således 125,6 TWh, vilket är 11,2 % högre än 1984. Mellan 1983 och 1984 steg förbrukningen exklusive elpannor med 7,4 %.

Efter omräkning till normaltemperatur och normalkonjunktur ser utvecklingen av den prima elförbrukningen ut på följande sätt:

1982–83	+6,5 TWh (6,5 %)
1983–84	+7,0 TWh (6,6 %)
1984–85	+6,5 TWh (5,7 %)

Industrins elanvändning uppgick 1985 till 47,8 TWh, vilket är 1,5 TWh eller 3 % högre än 1984. Ökningstakten 1983 till 1984 var 9,2 %. Den svenska högkonjunkturen nådde troligen sin toppnivå under slutet av 1985. Av totala industriförbrukningen utgjordes 1,2 TWh av leveranser till avkopplingsbara elpannor. Exkluderas dessa är årsökningen 3,5 %.

Gruvor och träindustri är de branscher som procentuellt ökat sin elanvändning mest, ca 10 %. De tunga elför-

Eltillförsel

Elproduktionen inom landet, med avdrag för kraftverkens egenförbrukning, uppgick under 1985 till totalt 132,3 TWh, vilket är 13,2 TWh (11 %) mer än 1984. Vattenkraftproduktionen var 70,1 TWh, en ökning med 3,3 TWh (4,9 %) jämfört med fjolåret. Därmed har vattenkraften uppnått nya rekordnivåer tre år i följd. Normalårsproduktionen är 62,1 TWh.

Magasinsfyllnadsgraden för samtliga regleringsmagasin var både vid årets början och slut ca 74 %, vilket motsvarar en lagrad energimängd av 25 TWh. Högsta magasinsfyllnaden uppnåddes i november och var då 92 %, vilket är 14 procentenheter över medianvärdet. Årstillrinningen översteg medelvärdet för perioden 1950–1980 med 28 %. Vårflodsvolymen var något större än normalt. Under sensommaren var tillrinningen mycket kraftig.

Kärnkraftverkens produktion under 1985 var 55,9 TWh, en ökning med 7,4 TWh (15,3 %) jämfört med 1984. Kärnkraften svarade därmed för 42,2 % av landets totala elproduktion.

Ur driftsynpunkt var 1985 ett mycket bra år för svensk kärnkraft – som helhet det bästa hittills. Så gott som alla uppställda mål för produktionsekonomi och säkerhet har uppnåtts och överträffats.

Kabeldragning i Öresund
Cable pulling in the Öresund Channel

vidtagits eller behöver vidtas för att förbereda och genomföra kärnkraftsavvecklingen.

Regeringens strategi för avvecklingen innebär följande: År 1990 skall regering och riksdag kunna lägga fast en plan för utvecklingen av hushållning och alternativ energiproduktion. År 1995 skall regering och riksdag kunna fatta beslut om en omställningsplan som konkret visar hur de olika reaktorerna skall fasas ut och ersättas med ny teknik samt om den lagstiftning som skall reglera omställningen. Vid slutet av 1990-talet skall omställningen inledas och sedan genomföras successivt. År 2010 skall kärnkraftsavvecklingen och om-

Mycket få stora påtvingade stopp har stört driften. Den genomsnittliga energiutnyttjningsfaktorn för samtliga tolv block var 86 %. Det högsta värdet noterades för Barsebäck 2 med 97 % och det lägsta för Oskarshamn 1 med 73 %.

Mottrycksproduktionen uppgick till 5,4 TWh, vilket är 52 % högre än 1984. Produktionen i kondensverk, gasturbiner m.m. var 0,9 TWh att jämföra med fjolårets 0,2 TWh. Ökningen av den konventionella värmekraftproduktionen beror på den kalla vintern i kombination med ett högt konjunkturläge.

Hela den på konventionella bränslen baserade elproduktionen utgjorde 4,7 % av landets totala elproduktion.

Importen av elenergi uppgick under 1985 till 5,1 TWh (5,7 TWh föregående år). Exporten blev 6,7 TWh, vilket är 1,4 TWh mera än året innan. Kraftutbytet med grannländerna resulterade således 1985 i ett exportöverskott på 1,5 TWh, att jämföra med fjolårets importöverskott på 0,4 TWh.

Den installerade effekten i vattenkraftstationer ökade under 1985 med ca 245 MW. De största nyttiskotten utgjordes av aggregat 4 i Stornorrhors i Umeälven (185 MW) och Sädva kraftstation i Skellefteälven (31 MW).

Under året har två nya kärnkraftblock, Forsmark 3 och Oskarshamn 3, tagits i drift, vardera med en nettoeffekt på 1050 MW. Den sammanlagda nettoeffekten i de svenska kärnkraftverken blev därmed 9 455 MW. Inga större konventionella värmekraftverk har tillkommit under 1985.

Under 1985 har det centrala lagret för använt kärnbränsle tagits i drift.

Stamnätet

Norra och södra Stockholmsområden har kopplats ihop med en dubbel 400 KV ledning över Mälaren. Den nya förbindelsen, som ersätter en tidigare enkel 400 KV ledning, innebär väsentligt förbättrade matningsförhållanden för södra Stockholmsområdet.

För anslutningen av block 3 i Oskarshamns kärnkraftverk har två nya 400 KV ledningar, Oskarshamn-Norrköping och Oskarshamn-Alvesta tagits i drift under året. De innebär, förutom erforderlig nätkapacitet för utmatning av produktionen, också förbättrade överförmöjligheter från mellersta till södra Sverige och till Själland.

Beslut har fattats om att bygga en tredje sjökabelförbindelse för högspänd likström (HVDC) mellan Gotland och fastlandet. Planerad idrifttagning 1987, kapacitet 130 MW. För att bereda plats för den nya förbindelsen kopplas den äldsta av HVDC-förbindelserna bort. Denna togs i drift 1954 och var den första kommersiella HVDC-förbindelsen i världen.

För att höja kortslutningssäkerhet och belastningsförmåga på stamnätet

har förstärkningsåtgärder genomförts och är under arbete på ett flertal ledningar och stationer.

Samkörningsförbindelser

En andra 400 KV sjökabelförbindelse för växelström har tagits i drift mellan Sverige och Själland. Förbindelsen innebär att man kan upprätthålla och kanske också öka samkörningskapaciteten mellan de båda områdena.

Avtal har träftts mellan Vattenfall och ELSAM om att bygga en ersättande HVDC-förbindelse mellan Sverige och Jylland (Kontiskan 2). Planerad idrifttagning hösten 1988, överförmöjligheten 300 MW. Existerande HVDC-förbindelse (Kontiskan 1) närmrar sig sin tekniska livslängd men behålls i drift tills vidare.

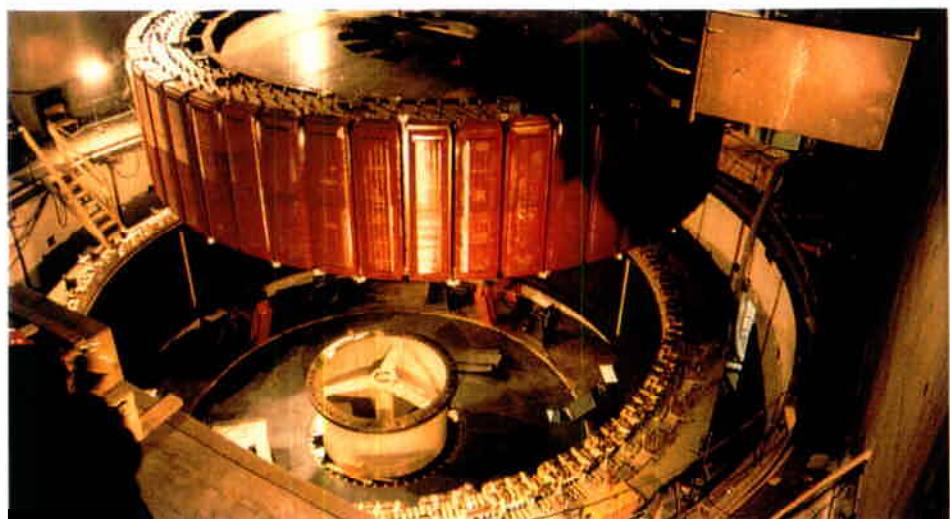
Mellan Vattenfall och Imatran Voima Oy har avtal träftts om att bygga en HVDC-förbindelse mellan östra Svealand (Forsmark) och sydvästra Finland (Raumo). Planerad idrifttagning i slutet av 1989, överförmöjligheten 420 MW. Förutom för fasta och tillfälliga kraftutbyten kan denna förbindelse också utnyttjas för att optimera parallellarbetet mellan de svenska och finska överförmöjligheterna.

I mars 1985 infördes allmänt prisstopp vilket försenade höjningar av lågspänningstarifferna för vissa företag. De kom i stället under juli och var då drygt 5 % både för Vattenfall och Sydkraft.

Under 1985 har energiskatterna på oljeprodukter och elenergi förblivit oförändrade. Industrier med en förbrukning på mer än 40 000 kWh/år betalar för närvarande 5 öre/kWh. För övriga elabonnerenter är elskatten 7,2 öre/kWh utom i vissa delar av norra Sverige där den är 6,2 öre/kWh.

Kolskatten höjdes enligt tidigare avisering den 1 januari 1985 med 43 kr/ton till 140 kr/ton. En skatt på naturgas på 308 kr/1000 m³ infördes i januari 1985.

För elenergi, eldningsolja och fasta bränslen som används i viss industriell tillverkning kan regeringen liksom tidigare efter prövning från fall till fall medge nedsättning av energiskatten till 1,5 % av de tillverkade produkternas försäljningsvärde. Fortfarande gäller också att avkopplingsbara leveranser till elpannor är befriade från elskatt under perioder då elenergi inte produceras i oljeeldade kraftverk.



Sverige och Norge har under året fortsatt de gemensamma studierna om erforderliga nätagärder i samband med planerade produktionsutbyggnader i Svartisenområdet i Norge.

Stornorrhors vattenkraftstation förseddes med ett fjärde aggregat med 185 MW effekt
The Stornorrhors hydro power station was equipped with a fourth unit of 185 MW

Elpriser och energiskatter

Vattenfall har just nu en löpande kontraktstid för högspänningssabonner från 1984–1988 och Sydkraft har haft ett tvåårsavtal som gick ut 1985. Båda dessa avtal har för abonnenterna inneburit att eltarifferna för högspänning ökat under året med 6 %. Prisutvecklingen inom andra kraftföretag har varit likartad. Inflationen under samma tid var 5,7 % vilket innebär ungefärligt oförändrat realpris på el.

Driftövervakning inom Nordel

Innehåll

Bakgrund

Målsättningen med EMS-system

EMS-systemens omfattning

Nordel-samarbete kring EMS-system

Övervakning av drifttillstånd

Analys av driftsäkerhet

Analys av driftekonomi

Ekonomisk nyttovärdering

Problemställningar

Driftövervakning och information i Nordiskt Kraftsystem

Rapporten sammanställd av Nordels kontaktgrupp "NORCON - Nordel's Contact Group for Information Processing in Power System Control"

Ole Gjerde, Statkraft

Willy Bergström, Elkraft

Mårten Eriksson, Sydkraft

Arve Indrehus, Samkjöringen

Fog Jacobsen, Elsam

Kurt Lindström, Imatran Voima

Denis Sjölgren, Vattenfall

Bakgrund

Sedan början av 1970-talet har driftövervakningssystem för övervakning och styrning av kraftsystem genomgått en snabb utveckling.

Elektronikens, och inte minst dator teknikens, enorma expansion under sjuttiotalet har haft en avgörande inverkan på den utveckling som skapat dagens effektiva styrsystem. Denna utveckling har gått i steg; man talar om olika generationer av driftövervaknings system.

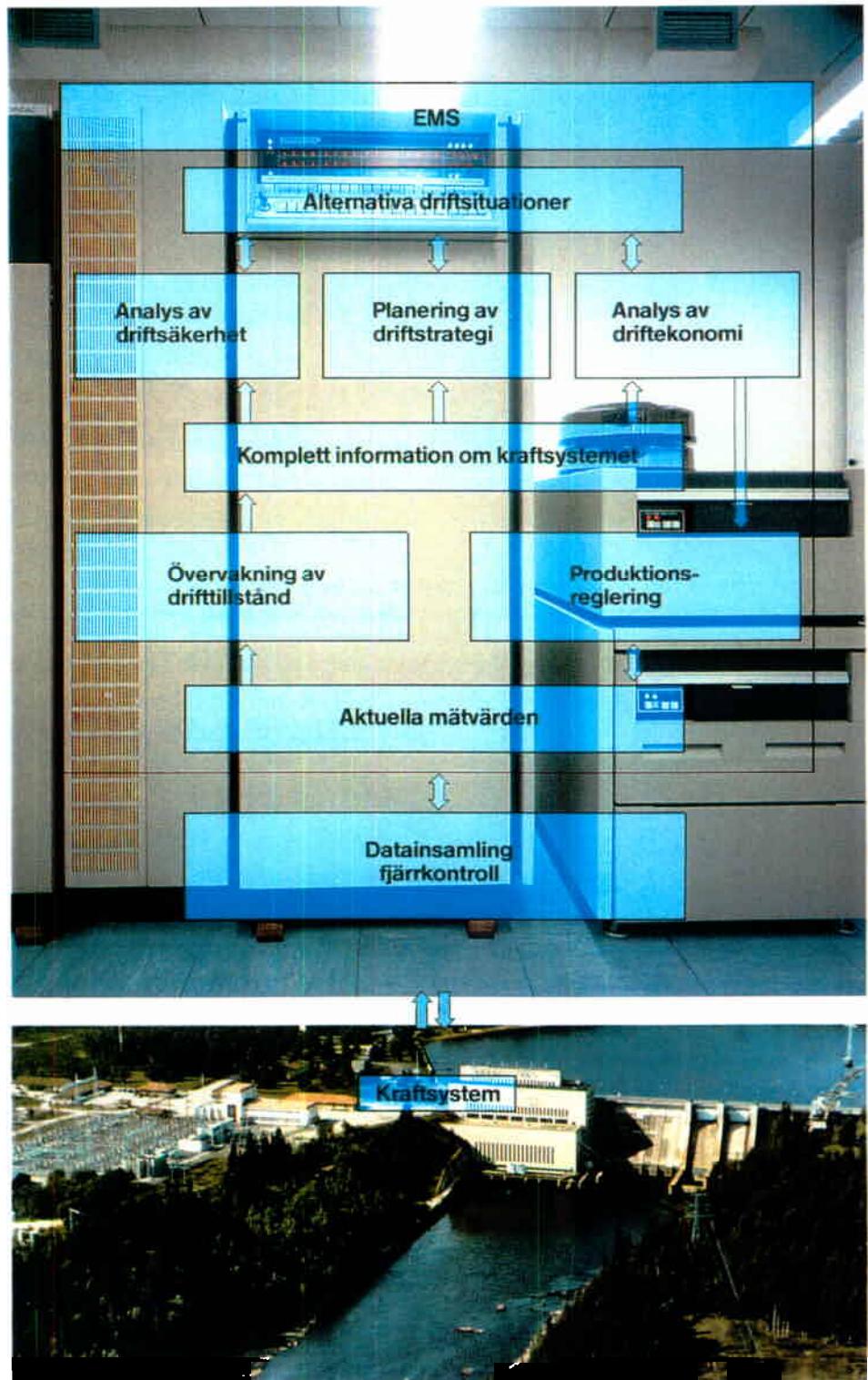
Till en början inriktade man sig på att datorisera tidigare analoga fjärrmätningssystem. Denna första generation kännetecknades av specialanpassade system med låg grad av flexibilitet samt svåra i underhållshänseende.

En andra generationens system möjliggjorde sedan mera flexibla lösningar vad beträffar underhåll och utveckling. Databassystem introducerades medan tillämpningarna fortfarande berörde grundläggande mätvärdes hantering med viss rapportering.

Samtidigt som datortekniken har utvecklats mot ännu större beräknings kapacitet till lägre hårdvarukostnader har allt mera omfattande informationssystem för driftövervakning och driftplanering innehållande nya avancerade kraft system tillämpningar tagits i bruk. Inom det korta tidsperspektivet omfattande ca 15 år har således utvecklats tre olika ge nerationer av system.

Dagens omfattande datoriserade informationssystem för driftövervakning och driftplanering har givits den veder tagna benämningen EMS som står för Energy Management System. Funktioner för fjärrstyrning och reglering ingår ej i EMS utan hänförs normalt till så kallade SCADA-system (Supervisory Control and Data Acquisition). [1]

Med hjälp av avancerade driftplaneringssystem som innehåller stora mängder data och prognoser underlättas en effektiv driftplanering som resul terar i ekonomiskt optimalt utnyttjande av produktionsresurserna och de nor diska samkörningsmöjligheterna.



övervakning om Nordel



Funktionsomfattningen i EMS-systemen utgör ett brett spektrum. Uppmätta aktuella mätvärden (råvärden) bearbetas stegvis i olika funktioner, för att slutligen omfatta en databas som innehåller en komplett information om kraftsystemet. Denna databas utnyttjas av hela systemet. De olika funktionerna skall i ett färdigt utbyggt EMS-system bilda en integrerad helhet. Hårdvarumässigt eftersträvas långtgående delegering av funktionerna i mindre enheter.

Denna artikel avser att belysa såväl tekniska som ekonomiska problemställningar i samband med EMS-systemen, samt ge en överblick över det aktuella läget inom Nordel.

Målsättningen med EMS-system

Dagens kraftsystem har allt flera produktionsalternativ såsom kombinerad värme- och elproduktion, alternativa bränslen kol, gas och olja m.m. Samändiga produktionsanläggningar, utbyggda samkörningsförbindelser och mera komplicerade samkörningsavtal medför ofta att det blir allt svårare att överblicka kraftfläget i den operativa driftledningen. Genom automation och rationellare drift ställs även större krav på en central driftledning.

Den primära målsättningen vid driften av ett kraftsystem är att uppnå bästa möjliga driftekonomi samtidigt som en god driftsäkerhet och kvalitet skall upprätthållas.

Helt avgörande för möjligheterna att förverkliga dessa målsättningar är att det finns ett välanpassat informationssystem, som har till uppgift att förse beslutsfattare på olika nivåer och i olika organisationer med rätt information i rätt tid för de beslut som skall fattas.

Med hjälp av ett i realtid arbetande driftövervakningssystem, som insamlar data om kraftsystemet, hanterar händelseinformation och presenterar lämpliga sammanställningar, får driftoperatören bättre möjlighet att bedöma såväl driftsäkerhet som ekonomi. Operatören får bättre möjligheter till snabba åtgärder vid störningar och genom de effektivare hjälpmedlen kan han bättre utnyttja kraftreserver och överföringssystem.

EMS -systemens omfattning

Kraven på EMS-systemen är i huvudsak att i driftövervakningen kunna

- presentera en komplett bild av kraftsystemets momentana tillstånd för övervakning och bedöm-

Nordel 1985

ning av momentan driftsäkerhet och ekonomi

- fortlöpande övervaka kraftsystemet inklusive händelserapportering
- utföra statistikbearbetning och rapportering
- analysera aktuellt läge i kraftsystemet med avseende på konsekvenserna av sannolika fel
- följa upp ekonomiskt optimal produktionsfördelning med de aktuella förutsättningarna.

På motsvarande sätt bör man i driftplaneringen kunna

- prognosera elförbrukning och vattentillrinningar
- beräkna ekonomiskt optimala produktionsplaner på såväl lång som kort sikt för att optimera bränsleanskaffning och för att utnyttja kraftsystemets tekniska egenskaper optimalt.
- ge underlag för bedömning av ekonomiskt optimal samkörsning i Nordelsystemet
- analysera planer för kraftsystem-driften med avseende på konsekvenserna av planerade händelser och sannolika fel
- ge underlag för fastställande av överföringsbegränsningar, driftreserver etc. för att upprätthålla fastställd säkerhet.

Nordel-samarbete kring EMS-system

Inom Nordels kontaktgrupp NORCON bedrives en samordning av och erfarenhetsutbyte från verksamheter med EMS-system inom de nordiska länderna. Gruppen har tidigare publicerat en rapport där de olika funktionerna mera detaljerat definieras. [2]

Som framgår av föregående avsnitt täcker funktionsomfattningen i ett EMS-system ett brett spektrum. Här ingår ett antal avancerade kraftsystemtillämpningar vars resultat utgör ett mycket värdefullt och viktigt underlag för bedömning av säkerhet och ekonomi i såväl driftplaneringen som driftövervakningen.

Följande sammanställning beskriver de kraftsystemtillämpningar som utnyttjas i EMS system inom Nordelländerna. För entydighetens skull refereras även till de engelskspråkiga benämningarna vilka blivit allmänt accepterade.

Övervakning av drifttillstånd

(Security Monitoring, SM)

Syftet med övervakning är drifttill-

stånd är att skapa en komplett och korrekt bild av kraftsystemets aktuella situation så att operatören kan bilda sig en uppfattning om driftsäkerheten.

Information om kopplingsläget i nätet samlas in och sammanställs med en beskrivning om ställverkens struktur. Som resultat erhålls en modell (nättopologi) med noder och admittansgrenar. Insamlade effekt- och spänningsmätningar kontrolleras bl.a. mot brytarindikeringar. Tillgängliga och godkända mätningar användes sedan för att beräkna spänningar och fasvinklar i alla delar av nätet, utgående från att systemet befinner sig i stationärt tillstånd. Med tillståndsuppskattning uppnås en konsistent och fullständig databas, som underlag för olika belastningsfördelningsberäkningar. Beräkningarna utförs cyklistiskt och följer således ändringarna i kraftsystemet. Den sårunda beräknade informationen används för att komplettera operatörens bild av sitt kraftsystem med icke uppmätta storheter eller i vissa fall med information som för tillfället saknas eller är felaktig.

Funktionerna tillämpas på olika sätt inom Nordel. I Sverige och Finland samt i ett mindre regionalt system i Norge baseras övervakningen i realtidssystemet på tillståndsuppskattning. I Norge har man på nationell nivå valt att genomföra såväl tillståndsuppskattning som övriga nätberäkningar i ett separat system, som tidvis inhämtar information från realtidssystemet. I Danmark har man ej infört tillståndsuppskattning.

Analys av driftsäkerhet

(Security Analysis, SA)

Säkerhetsanalysfunktionerna används till att bestämma kraftsystemets säkerhet och att analysera huruvida planerade åtgärder fyller de säkerhetmässiga kraven. Mera avancerade funktioner kan i vissa fall ge direkta anvisningar för operatören. De tillämpningar, som idag finns utvecklade i realtidssystemen, hanterar enbart stationära driftförfållanden. En analys av säkerhetsnivån i dynamiska förhållandena är mycket resurskrävande och finns ej tillgänglig i realtidssystemen.

En typisk egenskap för funktioner i denna grupp är att de är direkt operatörstyrda.

Operatörstyrda belastningsfördelningsberäkning (Operator's Load Flow, OLF) är en typisk säkerhetsfunktion. Med ett OLF-program ges operatören möjlighet att i förväg analysera effektfödet i ett nät tex. före en planerad omkoppling i nätet.

En övrig funktion i denna grupp är felfallsanalys (Contingency Analysis). Vid en felfallsanalys utföres en serie beräkningar av i förväg valda felsituationer. En modern felfallsanalys genomför beräkningarna automatiskt och varnar operatören för de värsta felsituationerna.

I Sverige har Vattenfall tagit i drift en hel kedja av analysfunktioner där ingår förutom ovannämnda tillståndsuppskattning även program för belastningsfördelningsberäkning, beräkning av marginella nätförluster samt en felfallsanalys. Hos Sydkraft pågår drifttagning av tillståndsuppskattning och belastningsfördelning. I Finland har man nyligen tagit motsvarande funktioner i drift. I Danmark och Norge har man även i detta fall valt att enbart genomföra belastningsfördelning och felfallsanalyser i planeringsfasen.

Analys av driftekonomi

(Economy Analysis, EA)

Då kraftproduktionen blivit alltmer komplicerad krävs även mera avancerade hjälpmedel för att kunna utnyttja produktionsapparaten på ett optimalt sätt. Behovet av tillämpningsprogram med vilka man kan utföra olika ekonomiska analyser och beräkningar ökar alltså.

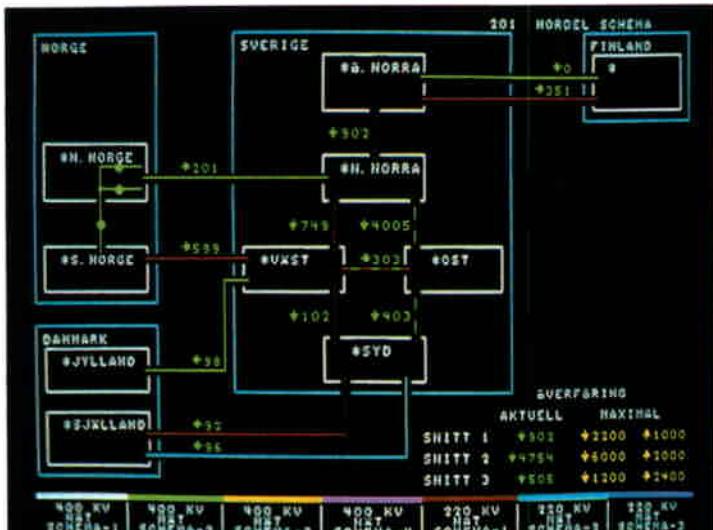
De funktioner som berör en analys av driftekonomi kan i princip sägas omfatta hela planeringsprocessen från långsiktig planering av vatten och värmekraft till momentan belastningsfördelning. Planering på tim-, vecko- och säsongsbasis utförs oftast på olika sätt beroende på de varierande behoven som finns inom företagens organisationer. Därför kan man ej entydigt avgränsa vad som bör betraktas som EMS-funktioner.

Normalt hanteras den ekonomiska driftplaneringen stevvis varvid man urskiljer

- Långsiktig produktionsplanering av vatten och värmekraft, där målet är att för 3-5 år finna en strategi för hur främst vattenkraftproduktionen, speciellt flerårsmagasinen, och värmekraftproduktionen skall hanteras.
- Säsongsplanering, som anger den taktiska inrikningen för de närmaste veckorna upp till något mer än ett år, ofta fram till vårfloden. I denna kraftbalans är tillrinningar, revisioner och förbrukning bestämda inom snävare intervall.
- Veckoplaneringen inriktas främst på hur energi och effektbehov under den kommande veckan skall klaras på ett

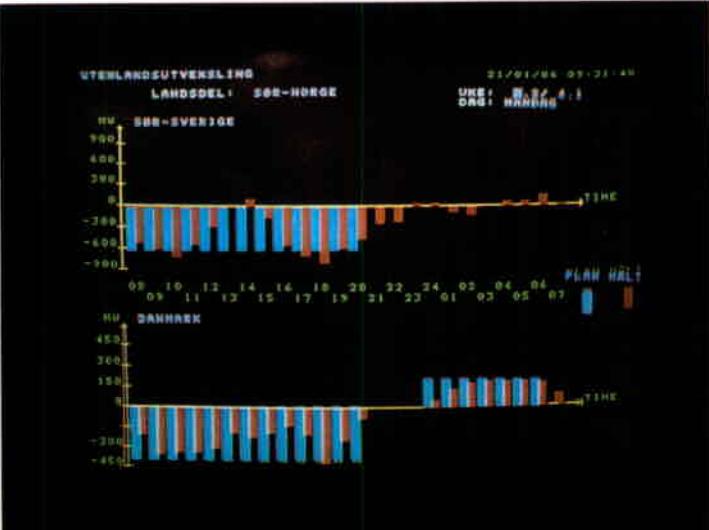
Nordel 1985

Upp till vänster ses en bildskärms-lay-out i Vattenfalls informationssys-tem som visar kraftutbytet mellan de nordiska länderna.



Kartbilden nere till vänster innehåller
realtidsvärdens, som uppdateras kon-
tinuerligt från några av de viktigaste
elproducenterna i södra Sverige
samt utbytena med Själland och Jyl-
land (Sydkraft, Malmö).

Bilden uppe till höger visar planlagd och registrerad utväxling mellan Norge och Sverige samt Norge och Danmark (Landcentralen i Oslo).

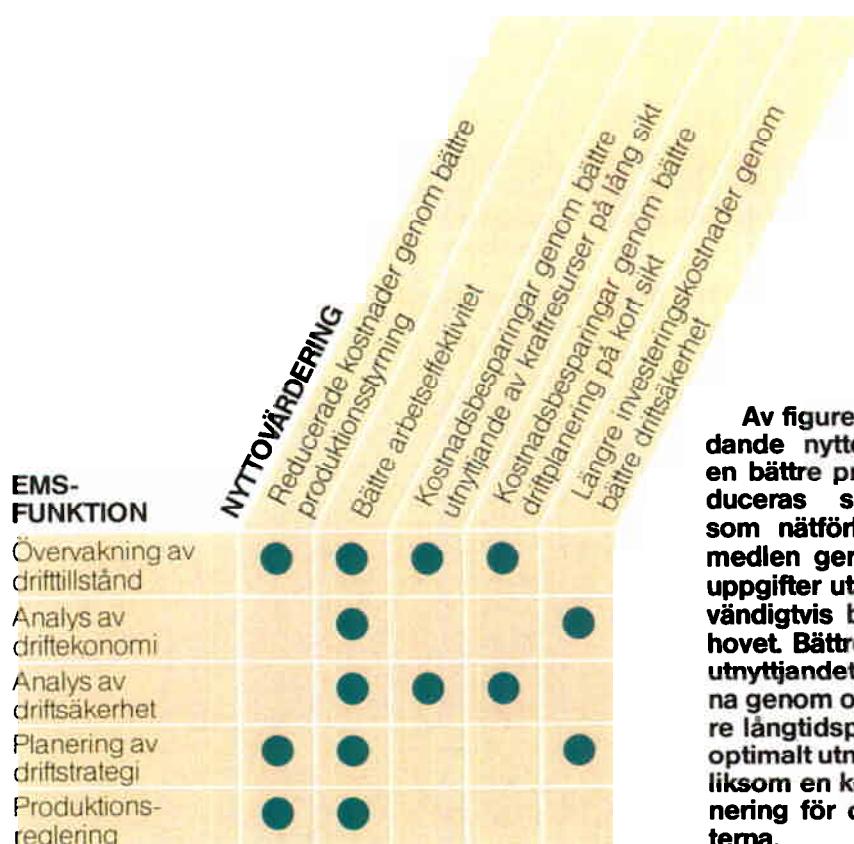


IVO-VF REGLERINGSRAPPORT 4 (G)							1988-01-08 09:43:08				
EL	ELO	SRR-	UPP-	O-KRAFT	SP	DT	1988-01-07 09:40:36				
							Hz	R/KIN	RDF		
NN	NN	NN	NN	NN	NN	NN	NN	NN	NN		
-08	-08	0	100	-	25	0.1	0.010	1110	10	-15	160
-09	-09	200	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-10	-10	300	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-11	-11	300	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-12	-12	400	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-13	-13	400	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-14	-14	400	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-15	-15	200	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-16	-16	200	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-17	-17	300	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-18	-18	300	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-19	-19	300	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-20	-20	300	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-21	-21	300	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-22	-22	200	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-23	-23	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-24	-24	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-01	-01	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-02	-02	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-03	-03	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-04	-04	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-05	-05	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-06	-06	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
-07	-07	0	100	-	110	0.1	0.010	1110	10	-20	110
7-7		0	100	-	230	0.1	0.030	1110	33	-257	-777
7-8		171	324		104				10	114	
7-9		171	324		33				10	114	

Nere till höger visas en planerings-
tablå i IVOs driftcentral där operatör-
en kan inmata kraftutbyten med Sve-
riga. Planerna övervakas kontinuer-
ligt och systemet ger information för
bl.a. energidebiteringen.

Vid styrningen av det Nordiska kraftsystemet assisteras driftpersonalen av mångsidiga EMS-funktioner. Vid uppgörande av kraftutbyten länderna emellan beräknar datorerna aktuella marginalvärden samt ger underlag för att kraftaffärer skall komma till stånd.

Nordel 1985



Av figuren framgår de mest betydande nyttovärdingarna. Genom en bättre produktionsfördelning reduceras såväl bränslekostnader som nätförluster. De bättre hjälpmedlen ger möjlighet att lösa nya uppgifter utan att för den skull nödvändigtvis behöva öka personalbehovet. Bättre korttidsplanering ökar utnyttjandet av produktionenheterna genom optimal samköring. Bättre långtidsplanering säkerställer ett optimalt utnyttjande av vattenkraften liksom en koordinerad revisionsplanning för de stora fossilkraftenheterna.

produktionsekonomiskt bästa sätt. Produktionsapparatens status, avställningar, vattentillrinning, nätbegränsningar m.m. är de viktigaste parametrarna liksom priser på olja, kol etc.

- Slutligen avser dygnsplaneringen att optimalt schemalägga produktionsapparaten timma för timma under ett dygn.

I värmekraftdominerade system beräknar man vid dygns- och veckoplaneringen vilka enheter som skall vara i drift vid olika tidpunkter och när start och stopp av aggregat bör ske (Unit Commitment). Som underlag för dessa beräkningar används bl.a. aggregatens produktionskostnader. En utvidgad unit commitment tar även hänsyn till vattenkraftens problematik, anpassande tappningen efter kraftbehovet.

Optimala ekonomiska belastningsfördelningsprogram (Economic Dispatch Calculation, EDC) utför en ekonomisk produktionsfördelning av värmekraft. En prognoserad belastning samt näts- och produktionsdata används som ingångsdata. EDC beräknar vad de enskilda generatorerna skall producera för att uppnå balans med belastningen.

Övriga till denna grupp hörande funktioner är:

- program för beräkning av kraftnätets överföringsförluster
- beräkning av optimal belastningsfördelning (Optimal Power Flow) med

hänsyn till spänningar, överföringsbeschränkningar och produktionskostnader

- optimering av reaktiva effekter och spänning
- lastprognosering

Beroende på att kraftsystemen inom Nordel skiljer sig så pass mycket använder man sig också av olika EA-funktioner i de olika länderna. Hos ELSAM i Danmark har man en EDC funktion, som med hänsyn till den planerade fjärrvärmeproduktionen optimerar elproduktionen för samtliga produktionenheter halvtimme för halvtimme. Resultaten används i realtidssystemet till övervakning av kraftproduktionen och automatisk styrning av likströmsförbindelserna. I Norge och Sverige utnyttjas flera programsystem från dygnsplanering till säsongs- och långsiktig planering. Hos Vattenfall har man utvecklat ett nytt produktionsoptimeringssystem, POP, som beaktar såväl värme- som vattenkraft i säsongsplaneringen. En liknande funktion för veckoplaneringen kommer att utvecklas. Sydkraft har installerat ett driftdatasystem för planering, beordning och övervakning (i realtid) av kraftverken i en sydsvensk älvs. Hos IVO och Vattenfall beräknas timvisa lastprognoser automatiskt och operatörsstyrt för en vecka framåt i tiden.

För samköringen inom Nordel har utvecklats flera hjälpmedel varmed de olika kraftbolagen kan bedöma sina marginalvärden och kraftutbytesmöjligheter.

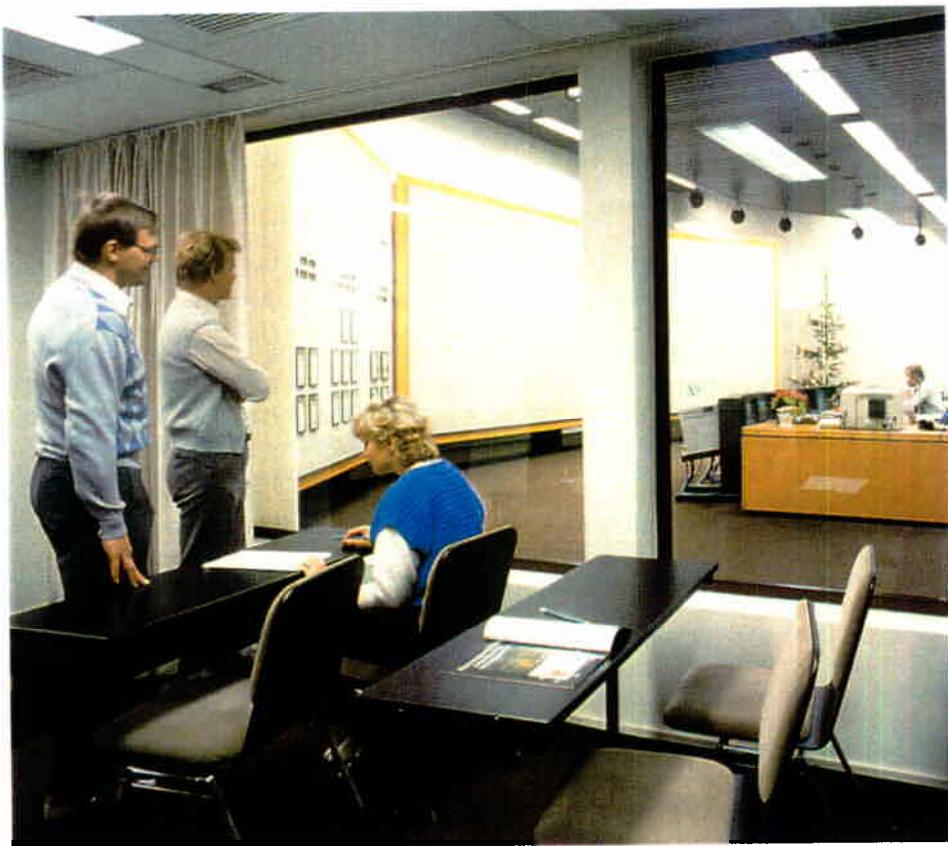
Ekonomin nyttovärding

Det har alltid varit svårt att värdera vilken ekonomisk fördel ett utnyttjande av EMS innebär. De funktioner, som utnyttjats i många år, såsom ekonomisk produktionsfördelning, har allmänt accepterats som lösamma. Å andra sidan är det svårare att visa att analys och övervakning av driftsäkerheten ger ekonomisk fördel eftersom det är svårt att prissätta god driftsäkerhet. Det står dock klart att vid de enstaka storstörningar som förekommit har väsentliga nationalekonomska förluster gjorts och storleksordningen 100-tals miljoner kronor har nämnts.

Den ekonomiska nyttan av ett EMS-system härrör som regel från följande vinster:

- förbättrad produktionsekonomi genom dels bättre långsiktig bränsleplanering och dels bättre produktionsfördelning genom bästa tekniska utnyttjande av regleringsmöjligheter och verkningsgrader
- förbättrad förbrukningsprognosering genom bättre utnyttjande av kraftsystems marginaler kan ge bättre produktionsekonomi och senarelagda investeringar

Nordel 1985



Vid planeringen av dagens moderna kontrollrum eftersträvar man för utom hög effektivitet även en trivsam arbetsmiljö. Centrala kontrollrum väcker även intresse hos allmänheten, vilket gör att hänsyn bör tas till det allmänna PR-värdet.

- minskade kostnader för upprätthållande av erforderliga nät- och produktionsreserver genom att reservens storlek bättre kan övervakas
- förbättrade möjligheter till kraftutbyten mellan Nordländerna då utbytesmöjligheterna och förutsättningarna är bättre kartlagda
- färre och kortare storstörningar

EMS systemen bör på lång sikt uppfattas som alternativ till andra aktiviteter för att öka driftsäkerheten. Det är givetvis nödvändigt att först i praktiken påvisa nyttan av EMS-systemen innan man börjar beakta dem i olika dimensioneringskriterier.

Problemställningar

Struktur

Ett EMS-system realiseras rent tekniskt med hjälp av datautrustning, kommunikationsutrustning och programva-

ra, som sammanfogas i en kontrollstruktur. Det är flera faktorer som måste beaktas då en kontrollstruktur byggs upp, exempelvis ägo- och organisatoriska förhållanden. Ett enskilt kraftbolags behov skiljer sig säkerligen från en samkörningsorganisationens behov.

Geografi, säkerhet och ekonomi påverkar avsevärt de kommunikationstekniska lösningarna. I vissa fall kan begränsningar i dataöverföringen kräva ökad lokal databehandling.

Slutligen leder de teoretiskt och beräkningsmässigt mera komplicerade EMS-funktionerna oftast till centraliserade och överordnade lösningar. En normal arbetsfördelning är att enklare funktioner utförs på lokal nivå. Faktorer som krav på svarstider och datamängder talar även för decentraliserade lösningar.

Aven den historiska utvecklingen, speciellt med tanke på de organisatoriska förhållandena, har påverkat olika lösningar.

Datorutrustning

Det är typiskt för dagens system att beräkningskapaciteten inte räcker till i de svåraste störningssituationer. Systemen har i allmänhet bara dimensionerats för att hantera en normalbelastning. Detta missförhållande försöker man rätta till i framtiden genom att strukturera om hårdvaran till flera datorer med snabba datanät.

Datakommunikation

Dagens kommunikationssystem har i allmänhet blivit uppbyggda efter ett strängt hierarkiskt mönster varvid man anpassat dataöverföringen till tidigare konventionella fjärrkontrollsysteem. Stora tidsfördröjningar och därmed långa svarstider blir följd av detta. Nya system utarbetas för att lösa dessa problem.

Personal

EMS-systemen baserar sig på modern datorteknik. Liksom nya tekniska system i allmänhet medför de ändringar i arbetsrutiner och organisationer. Ny kunskap och expertis krävs för att hantera de nya verktygen. Samtidigt förändras den nya tekniken mycket snabbare än vad som är vanligt inom kraftförsörjningen i övrigt.

De uppgifter som operatörerna skall utföra ändras genom att manuellt arbete ersätts med expertiskrävande arbete i form av väldokumenterad beslutsfattning på en högre nivå. Tidigare kunde misstag och fel bortförklaras med brist på information, vilket ej numera är fallet. Mera ansvar påläggs de vakthavande samtidigt som automatiseringen minskar de personliga kontakterna i arbetet.

Den tekniska personalen är av central betydelse vid driften av ett EMS-system och kravet på åtgärder för att behålla denna personal måste ges högsta prioriteten.

Tyvärr har det visat sig att kraftbolagen har svårt att behålla högt kvalificerad ADB- och teknisk personal inom detta speciella område.

Marknadssituationen

Den ökade komplexiteten hos systemen och den snabba utvecklingen medför att sammankopplingen av system tillverkade av olika leverantörer är svår. Detta tillsammans med de ovannämnda personalproblemen förorsakar större beroende av en viss leverantör.

Redan innan man slutgiltigt fått ett system i drift är hårdvaran ofta föråldrad. Som följd av detta får man svårigheter med att skaffa fram reservdelar och tillgång till personal som kan underhålla utrustningen. Underhållsinsatsen från leverantören påverkar direkt systemens livstid.

Den snabba utvecklingen medger ej tid att ta fram tillräckligt med användbar standard inom informationsteknologin. Leverantörerna har ej heller tillräcklig ekonomisk fördel av standardiserade lösningar. Även denna faktor förorsakar onödigt tidiga byten av datorsystemen. I dag bedöms ett EMS-system ha en livstid på ca 10 år.

Nordel 1985

Framtidsutsikter

Såsom ovan beskrivits tenderar kraftsystemen att bli mera komplicerade. Driftpersonalen ställs inför alltför alternativ, såväl tekniska som avtalsmässiga. Samkörsning och utbyte mellan olika kraftbolag och energisystem ökar. Driftplaneringen baserar sig på flera mer eller mindre säkra förutsättningar.

Vi behöver därför effektiva verktyg med vilka man kan analysera ett driftläge, vidta nödåtgärder och efteråt bedöma ekonomin. Vi kommer att få expertsystem som kan göra en diagnostisk analys, snabb tillståndsuppskattning och nätsäkerhetsanalys. Integrerade funktioner i stationerna kommer att kunna styra belastningen och registrera händelseförlopp i störningssituationer.

Sådana verktyg är sammansatta av flera delsystem med gemensamma databaser fördelade på flera nivåer. Funktionerna på lokal nivå såsom automatik, reläskydd och driftövervakning integreras.

Allt flera och mindre kraftbolag tar i bruk EMS-funktioner, lika de som be-

skrivits ovan. Genom att man har tillgång till färdig programvara är det normalt att vid ett förnyande av befintliga fjärrkontrollsysteem även införa EMS-funktioner till rimliga kostnader.

Leverantörerna utvecklar systemen därför, att man i större omfattning kan göra anpassningar, som beaktar speciella förhållanden hos de enskilda kraftföretagen såsom befintliga äldre system och ekonomiska förhållanden. Samtidigt som de tekniska anpassningsmöjligheterna förbättras reduceras även omkostnaderna. Den ekonomiska nyttan ökar i takt med stigande energipriser ochökande komplexitet hos kraftsystemen.

I dagens läge bedömes möjligheterna för att skapa bättre beslutsunderlag vara uttömda. Man undersöker därför möjligheterna att utveckla nya system där användarens kunskap och erfarenheter utnyttjas vid etablering av beslutsunderlaget. Sådana expertsystem förväntas vara till stor hjälp.

I dag är denna typ av funktioner endast på försöksstadet. I Norden pågår

ett flertal forskningsprojekt med sikte på nästa generations EMS-system. Här ingår användning av expertsystem som en central komponent. Man emotser att användningen av dessa expertsystem tillsammans med träningssimulatorer skall stöda en planering av driftstrategier och upplärning av operatörer.

Bättre beräkningar och kunskapsbaserade metoder i kombination med förbättrade sammankopplingsmöjligheter möjliggör utveckling av träningssimulatorer av hög kvalitet. Denna utveckling är en förutsättning för att driftpersonalens kunskaper kan utvecklas och upprätthållas i framtiden.

Avslutningsvis kan konstateras att det existerar ett stort behov att utveckla bättre människa-maskin kommunikation. Härför bör utnyttjas de teknologiska möjligheter som finns inom den datatekniska branschen idag.

Referenser:

- [1] Datamaskinbaserte Driftssentraler i Norden. Rapport utgiven av Nordels kontaktgrupp NORCON, juni 1981.
- [2] Systemkontrolsfunktioner i Driftcentraler. Rapport udarbejdet af Nordel-kontaktgruppen NORCON, December 1983. Systemkontrolsfunktioners anvendelse i större driftcentraler i Nodel-området. (Appendix till föregående).

English Summary

Contents

<u>Nordel</u>
<u>Nordel 1985</u>
<u>Nordel's Activities in 1985</u>
<u>Denmark</u>
<u>Finland</u>
<u>Iceland</u>
<u>Norway</u>
<u>Sweden</u>
<u>System Control in Nordel</u>

Nordel

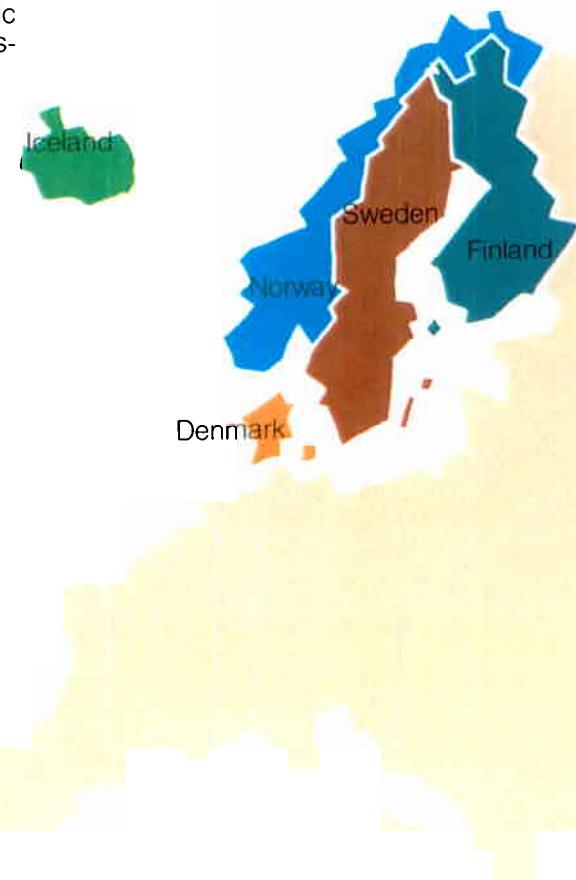
Nordel, founded in 1963, is an association for people active in the field of power supply in Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden. It is an advisory and recom-mendatory organization aimed at pro-moting international, mainly Nordic, co-operation in the field of production, dis-tribution and consumption of electric energy.

Nordel has the following permanent tasks:

- to continually follow developments in production and consumption of electric energy in the Nordic countries by, for example, publishing suitable statistics
- 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 spe-cial committees. The committees in-clude specialists from various fields of energy. Each country has a contact per-son to collect statistics and other period-ical information. Within Nordel there are also contact people in many internatio-nal organizations.

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



Nordel 1985

In 1985 economic growth in industrialized nations stagnated and growth differentials were levelled out. In several countries the aim of economic policy has been to support economic growth. In OECD countries, the annual increase in total production declined from 4.9% in 1984 to 2.8% in 1985. In OECD countries in Europe, the production increase remained at 2.2% in 1985. Inflation continued to decrease in Western Europe and was 4.5%. This development trend is also clear in the Nordic countries. In the Nordic countries, gross national product went up by 2-3% in 1985. Finland and Norway had the greatest increase. The inflation rate was somewhat higher than in Western Europe and varied from 4.8% in Denmark to 7.0% in Sweden. However, Iceland had a substantially higher inflation rate. The number of unemployed workers varied greatly. Norway had the lowest unemployment rate, 2.5%, while Denmark had the highest, 9.2%.

Electricity consumption continued to increase in the Nordel countries and was 8.2% higher than in 1984. Gross consumption was 306.6 TWh, which is 22.2 TWh higher than the previous year. The consumption figures of the individual countries are Denmark 27.7 TWh, Finland 51.6 TWh, Iceland 3.7 TWh, Norway 97.6 TWh and Sweden 125.9 TWh. Consumption increased over the 1984 level by 6.3% in Denmark, 8.1% in Finland, 5.0% in Norway and 11.5% in Sweden, while there was a decrease of 2.4% in Iceland.

Hydro power, the base of the Nordel electricity production, amounted to 188.8 TWh, which is 1.1 TWh less than in 1984, and covered 60.4% of total production. Norway is the greatest producer of hydro power with 102.9 TWh. Nuclear power, which also plays an important role in the Nordic countries, amounted to 73.9 TWh and increased by 7.5 TWh from 1984. The share of nuclear power has continued to increase and accounts now for 23.6%. Sweden is the

greatest nuclear power producer with 55.9 TWh. Other thermal power, which is mainly produced in Denmark, Finland and Sweden, amounted to 49.7 TWh, an increase of 12.7 TWh and a share of 15.9% of total production. The share of oil in electricity production was also minimal in 1984.

Power exchange between the countries also declined from the previous year and amounted to 13.2 TWh, which is 1.6 TWh less than in 1984. Of total production, power exchange accounted for 4.2%. In 1985, Sweden exported the most energy, 6.7 TWh, and also imported most, 5.1 TWh. Denmark and Finland were net importers and Norway and Sweden net exporters within Nordel. In addition, Finland imported 4.2 TWh from the Soviet Union and is the greatest importer within Nordel if this quantity of electricity is included. Denmark imported 0.3 TWh and exported 0.1 TWh from West Germany. If the imports from the Soviet Union are considered, Nordel is a net importer.

Nordel's Activities in 1985

The Nordel Annual Meeting was held in Reykjavik, Iceland, on August 29, 1985. The meeting discussed the minutes of the previous meeting, Nordel's Annual Report 1984 and the current power situation in the member countries, as well as forecasts

for the power situation over the next few years. The Operations, Planning and Thermal Power Committees reported on their activities in 1985 and presented their plans for future years. The activities of the working groups and contact persons were discussed and there were re-

ports on international contacts.

Because of the rotation system in Denmark, Mr. *Bjarne Andersen* resigned at the meeting and Mr. *Preben Schou* was elected as a new member. Mr. *Sigurd Aalefjær* from Norway and Mr. *Göran Ekberg* from Sweden an-

nounced that they had retired from office and would thus also resign from Nordel. Mr. Göran Ahlström from Sweden and Mr. Gunnar Vatten from Norway were elected as new members.

As there was no need to hold an extra meeting, Nordel's chairman, deputy chairman and the chairman and secretaries of the standing committees gathered in Arlanda, Sweden, on March 12, 1986. The meeting dealt with current issues in the committees and in the secretariat.

Nordel's cooperation with the Nordic energy authorities has also continued in 1985. On September 23, representatives of energy authorities and Nordel met to exchange information on activities in progress and to discuss current questions related to the electric power sector.

Mr. Klaus Ahlstedt from Finland is chairman of Nordel and Mr. Rolf Wiedswang from Norway is deputy chairman. Both were elected for the current three year period at the 1984 Annual Meeting. The secretariat is based at Imatran Voima Oy in Finland.

Operations Committee

As in previous years, the Committee has dealt continuously with matters regarding joint operations, such as the power situation in the Nordic countries, power exchanges between the countries, operational reliability, technical aspects of operations and interruptions within the Nordic power system.

Output and energy balances have been prepared for the next three years in order to evaluate the power situation during this period. A satisfactory energy balance is anticipated.

Electricity consumption increased substantially in the Nordel system in 1985. This was mainly due to the economic upswing in industry, to the conversion from oil to electrical heating in Sweden, and to the temperature deficit during the year. The winter period from January to March was very cold, which resulted in record temporary electricity consumption.

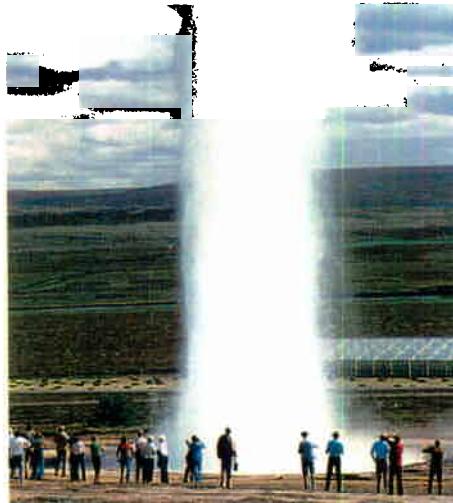
In 1985 there were great variations in the hydro power reserves in the Nordel system. At the beginning of the year hydro reserves were larger than normal. Increase in electricity consumption during the winter resulted in extensive utilization of hydro power and very small storages in Norway and Sweden during the spring floods. As there were large runoffs, mainly in Sweden, in the late summer and in autumn, storages were in general filled up to the normal level in Finland and Norway and to a level above the average in Sweden. There was substantial hydro power production in 1985.

Nuclear power plants functioned very well in 1985. Since autumn floods

were heavy, nuclear power production was reduced by about 4.5 TWh, primarily in Sweden. Sweden's last two nuclear power units, Forsmark 3 and Oskarshamn 3, were taken into operation.

Large quantities of power were exchanged in 1985. During the cold winter Sweden imported large quantities of power from Norway. However, power was delivered back to Norway later in the summer. As the spring floods were late, Sweden also imported power from Denmark and Finland. During the rainy summer Sweden exported power to all three neighbouring countries. During the last two months of 1985 power exchanges were very small. The other 400 kV connection between Sweden and Zealand was taken into commercial service.

The Committee completed an analysis of power exchanges between the Nordel countries. The analysis will be included in a final report.



A working group was set up to deal with pricing of power exchanges. The group is to study whether present rules lead to a rational utilization from the electric power system and if profits from power exchanges are distributed fairly. Furthermore, the group is to study the need for changes in rules which aim at a better exploitation of resources. The group work was based on the above-mentioned final report on the analysis of power exchanges.

During 1983, 1984 and 1985 the Committee implemented pilot operations with reduced composite characteristics in the summer periods. The pilot operations have been evaluated and the Committee intends to carry out pilot operations with reduced composite characteristics during the summer period, subject to certain rules.

A study of runoff correlation between hydro power systems in the Nordel countries has been completed and will be dealt with in a final report. There proved to be certain runoff correlation between Sweden and Norway.

The Committee has completed a study of dry years in the Nordel system

at the 1990 level, which will be dealt with in a final report. At this level electricity consumption can also be covered in the Nordel system during an extremely dry year. It may then be necessary to cover power demand with expensive fossil fuels to such a large extent that extra manning may be needed at short notice.

Planning Committee

Extensive work has been carried out on the development of *calculation models for power generation studies on the interconnected Nordel system*. The Generation Group has developed a method that combines a simulation model for hydro-electric power calculations (energy model) based on dynamic programming, and a calculation model based on a simplified linear programming method (power model). Data have been collected and processed, and both models have been used for a number of calculations for the 1990 stage. Both models appear to be well-suited for their specific applications. After additional tests, calculation work for the 1995 stage should start. The results of the latter stage will be used as a basis for grid studies for the transmission capacities of the interconnecting links. The model opens up opportunities for integrated planning of the generation and transmission systems. This provides a new approach in the handling of matters concerning suitable interconnection capacity and will provide, it is hoped, an even better base for future Nordel recommendations in this area. The models are also considered applicable to other studies currently being carried out by the Planning Committee.

Current work related to the grid comprises studies that will result in proposals for *transmission capacities on the interconnecting links at the 1995 stage*, and work on the *revision of the Nordel grid design rules*. The Grid and Generation Groups collaborate in the transmission capacity studies. The current grid design rules adopted by Nordel in 1972 have remained unchanged since that date. The purpose of the present revision is to determine whether the rules will have to be modified, in view of the significant changes that have taken place in the Nordic power systems since the original rules were issued.

Work is in progress on preparing a report to be headed "*Balance between electrical and other energy*". The report analyses the trend in the generation and consumption of *electrical energy and total energy* in the Nordic countries during a statistical series of years, and the current forecasts up to the 1995 stage. The report is a further development of the article entitled "*Electricity replaces other energy*" described in the 1984

Nordel Annual Report. This report showed that the consumption of electrical energy continued to increase in all of the Nordic countries, in spite of determined efforts to achieve savings, and in spite of a tapering-off or even a decline in the total energy consumption. Further work will be devoted to analysing the basic conditions and reasons behind this situation. The report establishes that in many areas of modern society, electrical energy is the only viable energy form. But it emphasises that the aim should be to achieve an energy system which is most favourable for economic and environmental reasons, taking into account the security of supply in various crisis situations. The report describes the substitution opportunities available between various types of energy and discusses briefly the environmental impact caused by energy utilisation. Developments in the consumption of electrical energy and total energy and the gross national product are presented graphically. Finally, the statistical material collected and compiled for the work on the report should also be applicable to other studies within Nordel.

Nordel has instructed the Planning Committee to produce a report which summarises the present status of the cost of wind power. The report will deal with the experience so far accumulated in the Nordic countries from projects implemented and the operating experience gained from these projects. The work has been started.

Following a suggestion from the Planning Committee, a study has been started concerning the stresses on the Nordic electric power system during the cold spell at the beginning of 1985. The study is being carried out in collaboration between the Planning Committee and the Operations Committee. The consumption, generation and grid situation during the peak load hours will be analysed, and so will the standby capacity that was available.

A study is being planned of the influence of interconnection on the dimensioning of the generation systems in the individual Nordel countries. The total capacity of the interconnecting links is significant and will increase further when the sanctioned interconnections have been taken into operation. It is therefore important to give appropriate consideration to the import and export facilities in the dimensioning of the generation systems of the individual countries. This has so far only been done on arbitrary grounds, but the calculation models that have now been developed for generation studies are expected to make it possible to take more reliable account of the influence of the interconnections on the need for generation resources.

The Planning Committee submitted a report entitled "Power Cooperation between Neighbouring Countries" to a

Cigré/UPDEA symposium (UPDEA = Union of Producers, Conveyors and Distributors of Electrical Energy in African Countries, Madagascar and Mauritius). The purpose of the report was to provide developing countries with ideas on how power cooperation between neighbouring countries can be established and developed. The report was based primarily on the Nordel cooperation, and some members of the Planning Committee attended the symposium. The delegates showed great interest in the Nordic countries and the Nordel cooperation.

A Nordel report was produced for the 1986 WEC congress. The report entitled "Nordic electrical cooperation – simple cooperation forms offer significant benefits" has been produced in co-operation between the three Nordel committees. It describes the extensive electrical cooperation between the Nordic countries and the benefits

electrical engineers with a power technology orientation. In the long term, this may lead to difficult problems for the power utilities as well as for the electrical engineering industry. Following a suggestion from the Planning Committee, the 1985 Nordel Annual Meeting decided to write to the Education Departments of the governments of the Nordic countries, emphasising the need for action aimed at improving the situation.

Thermal Power Committee

During the year the Committee has continued its efforts to promote the exchange of experience within the thermal power field in the Nordic countries. The meetings of the Committee and of its working groups as well as seminars on different subjects are important parts of this work.

In its annual report the Committee's Working Group for Nuclear Fuel states that ample access to raw uranium and capacity for enrichment and fuel production still exist in the world. The total operating cost related to nuclear fuel is estimated at SEK 0.066/kWh for prime 1985 for a power plant that is to be commissioned in the middle of the 1990's. This value implies a decrease in cost compared to the estimation last year, even in nominal terms.

The Committee's Working Group for Maintenance and Operation has in its series of seminars for different categories of plant personnel arranged a meeting for maintenance managers. In 1986 a seminar for operations managers is to be arranged. The working group has established an information service in order to assist in solving problems that arise by transfer of experience from other Nordic plants that have had the same problem. Through the agency of the group the annual publication "Availability Statistics for Thermal Power Plants" has been compiled, accounting for availability and outage data during 1984, for the different types of thermal power plants in the Nordic countries.

The Committee has shown a continued interest in the research and development activities of NKA (the Nordic Contact Organisation for Nuclear Energy) and different projects have been presented to the Committee. The NKA's research programme for 1985–1989 will be given special attention.

The Committee has declared that environmental issues in connection with thermal power production are to comprise a major ingredient in the Committee's work. As one consequence the ad-hoc group for following the legislative activities in the Nordic countries regarding restrictions on emissions of SO_x has been asked also to include emissions of NO_x and CO₂ in its work.



gained by the countries from this co-operation.

A number of countries in southern Africa cooperate in an organisation known as the Southern African Development Coordination Conference (SADCC). NORAD, the Norwegian aid organisation, has received a request for information on the Nordel electrical cooperation. NORAD, in turn, has established cooperation in this matter with its counterparts in other Nordic countries and with Nordel. Nordel has instructed the Planning Committee to coordinate Nordel's activities in this matter. A one-day seminar on the Nordic countries and the Nordic electrical cooperation is being planned for the spring of 1986, followed by study visits to power plants in the Nordic countries.

According to an agreement between Nordel and the Electric Power Committee of the Economic Commission for Europe (ECE), Nordel will produce a map of the Nordic grids every other year. Work has been started on such a map for the January 1986 stage.

All of the Nordic countries have a serious shortage of university graduate

Denmark

The production of North Sea oil and natural gas continues to increase. In 1985 this contributed significantly to the fact that Denmark's own energy sources covered 23% of the gross energy consumption of the country. Denmark's consumption of North Sea oil was 1.92 million tons, of natural gas it was 0.62 billion m³. In addition, slightly more than 0.42 billion m³ of gas and 0.97 million tons of oil were exported.

The Danish Underground Consortium continues to be the only company engaged in the production of Danish North Sea oil and natural gas. Eight other company groups are currently carrying out exploration work in accordance with the 15 permits issued in 1984, and in July 1985 a second invitation was issued for tenders for further exploratory work. Applications had been received from eight company groups by the time that the invitation expired in November. One of the conditions for granting concessions in the present round is that participation by the Danish state should amount to a minimum of 20% in the recovery phase.

The basis for the joint agreement between ELKRAFT/ELSAM and Danish Natural Gas A/S was revised in 1985. The maximum amount of gas that the power companies are obliged to purchase in all while the agreement is applicable was reduced from 2.5 to 1.9 billion m³. The agreement runs until September 30, 1991, and stipulates that the power companies shall purchase the amounts of natural gas that Danish Natural Gas A/S is unable to market elsewhere.

In December 1985 Danish Natural Gas A/S stated that they expected a further fall in the surplus amounts to roughly 1 billion m³.

Boilers at the Svanemølle, Kyndby and Fyns power stations were converted to natural gas firing during 1985. Deliveries of gas started in October and totalled 82 million m³ in 1985.

However, coal was still the chief fuel used by power stations in 1985: it comprised 94% of all fuel used. The future supply situation will be affected by a resolution passed by the Folketing (parliament) in December to tighten up sanctions against the Republic of South Africa. The Folketing called upon the government to prepare before February 1, 1986 a bill for legislation that will, for

example, oblige the power companies to terminate their imports of coal from South Africa at the latest six months after the law comes into force.

In addition decisive steps relating to energy policy were taken in three other spheres during the year under review:

- In March the Folketing decided to delete nuclear energy from government



energy plans. As a result the sites reserved for nuclear power stations were released in the autumn, and the Ministry of Energy is now preparing a new "Energy plan 1986". Among other things, this plan will evaluate how power production can be expanded without the use of nuclear energy.

- At the end of 1985 the Ministry of Energy initiated discussions with the power companies on the increased use of renewable energy sources in energy production. Negotiations resulted in a proposal for an agreement that power companies should increase production by means of large wind-power plants and wind-power farms integrated into the ordinary production apparatus. Plans involve a total of 100 MW wind power in the next five years. The competent bodies of the power companies will dis-

cuss the proposal early in 1986. The proposal must be viewed in the light of the Ministry's statement that, from the standpoint of energy policy, it is not desirable that power production should be increased by means of large wind-turbine plants unassociated with local consumer groups under private management. In this way expansion by means of wind-power plants will not be determined predominantly by the investment plans of private individuals. On this background the Ministry has asked the power companies to refuse to connect to the grid private wind-power plants of this category.

- In planning the heating of districts unsuited to receive direct supplies of heat from power stations or natural gas, the Ministry has concluded that there are sufficient resources to base a considerable part of the heat supplies on domestic energy sources such as natural gas, surplus heat, straw, timber chips, biogas etc. In this connection the Minister for Energy intends to discuss the increased use of straw in power production and the use of decentralized combined heat and power (CHP) plants.

Electricity consumption

Denmark's total power consumption was 27.7 TWh in 1985, which is an increase of 6.3% compared to 1984. The tendency to a growth in power consumption seen in the past couple of years has thus increased in 1985.

The increase was partly explained by the long, cold winter at the start of the year which, moreover, led to record peak loads in both the ELKRAFT and the ELSAM area of 2 549 and 3 006 MW, respectively.

In addition the improvement in the economic situation contributed to increased consumption both in industry and in private households.

The labour market conflicts in March-April implied, however, that industrial consumption was 20% lower than normal during the period of unrest. The deficit in consumption corresponded to about 0.4% of the total consumption for the year.

Consumption is made up as follows: private households 31%, trade, services and agriculture 36%, industry 26%,

losses 7%.

During 1985 power consumption in Denmark represented 36% of the gross energy consumption in the country (17% of the final energy consumption).

The increased growth rate of power consumption in the last couple of years has not led to any revision of the forecasts, which are based on expectations of a moderate growth rate of 2-3% per annum. If the economic growth continues, however, a rather larger annual increase might have to be expected in the future.

Power production

The installed output of Danish power stations was about 8 100 MW at the end of 1985. This is roughly 460 MW more than in the previous year.

Output is distributed over 96.0% steam-power plants, 3.3% gas turbine and diesel plants, 0.6% privately-owned wind power, and 0.1% hydro power.

During 1985 two large coal/oil-fired units were put into operation: unit 4 (350 MW) of the Studstrup station and unit 7 (88 MW) of the H.C. Ørsted station. In addition rather more than 21 MW of privately owned wind-power plant was put into operation.

Steam-power plants covered 93.3% of power consumption for the year, other plants 0.5%, while net imports totalled 6.2%.

At the same time as producing power, the steam-power plants that are adapted to CHP operation provided 45 500 TJ of district heating, corresponding to about 23% of Denmark's heat demand.

The steam-power plants consumed as much fuel as corresponded to 9.73 million tons of coal; 94.4% of the total fuel consumed was coal.

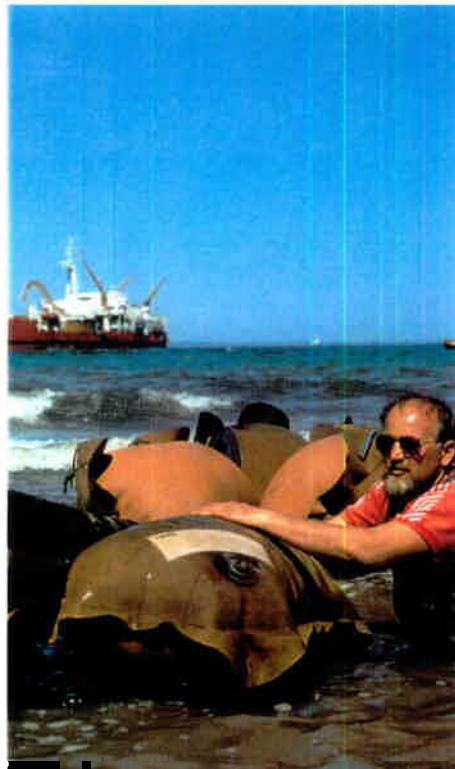
A widespread power failure in the Zealand area occurred on April 24. It was caused by periodic fluctuations in the exchange of power between power plants on Zealand and the Nordic system, which resulted in the disconnection of the interties and three power-station units on Zealand. Automatic disconnection of 35% of consumption prevented the trouble from developing any further.

One power station was undergoing expansion and the site for another was being prepared in 1985: both units to be built are of the coal/oil-fired CHP type equipped with desulphurization plants. They are unit 3 (AMV 3) of the Amager power station and unit 1 (AVV 1) of the Avedøre station, which are scheduled to go into operation in 1989 and 1991, respectively. Each unit will have an electrical output of 250 MW net and a heat output of 330 MJ/s. During the year the site was established and building work started for AMV 3, and land reclamation for the site of AVV 1 started in May.

In addition, in the ELSAM area two stations having a total output of 574 MW were undergoing conversion to combined coal/oil firing. Tenders were also invited for desulphurisation plants for units 3 and 4 at the Studstrup power station (2 x 350 MW).

Power prices

The price of power to consumers varies somewhat throughout the country even though the costs of producing the electricity are channeled through pools, one for ELKRAFT and one for ELSAM. This ensures uniform unit prices for the power and energy needs of the associated companies in each of the two areas. However, as the additional amounts covering the internal costs of



the more than one hundred individual power companies vary, the final price to consumers is not the same all over the country.

Prices and tariffs have to be approved by the Power Pricing Committee, which requires rapid and effective counterbalancing of expenses and income. Therefore the unavoidable variations in costs of fuel, in depreciation and in the allocations for investment purposes, etc., imply varying power prices from year to year.

The weighed average of consumer prices as on January 1, 1985 varied from about 50 øre/kWh, at 3000 kWh/yr, to 36 øre/kWh, at 1 million kWh/yr. This is an increase of 7-8% compared to prices in the previous year. The prices at 3000 kWh ranged from 34 øre/kWh to 63 øre/kWh, while at 1 million kWh they ranged from 26 øre/kWh to 57 øre/kWh. By the end of the year forecasts indicat-

ed a fall of an average of 5% in power prices.

In addition to the above prices, which are determined by costs, consumers have to pay both an energy tax and a value-added tax on power consumption. However, for businesses both these taxes are refunded.

The energy tax amounted to 15.5 øre/kWh in 1985, and this was increased at the end of the year to 19 øre/kWh. The value-added tax was based on 22% of the power price plus the energy tax; hence in 1985 35-45% of the total bill for power consisted of taxes. For example, an ordinary domestic user with an annual consumption in 1985 of 3-4000 kWh paid about 80 øre/kWh on average for the whole country.

The grid

The expansion of the 400 kV intertie between Zealand and Sweden was completed in 1985 and has been in operation since December. On the Danish side, ELKRAFT set up 63 km of 400 kV overhead lines, laid 1 km underground cable and 8 km marine cable, and erected a 400 kV substation. On the Swedish side the State Power Board and the South Swedish Power Company laid 0.6 km of underground cable and set up 25 km of overhead lines.

These improvements to the link-up provide a higher degree of supply reliability and give possibilities of increased power exchanges between the ELKRAFT area and Sweden.

As a result of the expansion of the power stations in the Copenhagen area, a strengthening of the Copenhagen cable grid started in 1985. This work comprises four new 132 kV cables with a total length of about 35 km.

A fault occurred on the primary grid in 1985 when a storm in Jutland on October 11-12 gave rise to 79 salt flashovers, even though the grid voltage had been reduced during the storm to 80% of its normal value.

In 1985 it was decided to expand the Konti-Scan connection between the ELSAM area and Sweden by means of a new 250 kV cable connection having a transmission capacity of about 300 MW. The intertie is expected to be put into operation in 1988, and the project will be carried out in co-operation by the Swedish State Power Board and ELSAM on the same terms as for the first cable. The agreement was approved by the Swedish authorities in 1985 but was still under consideration by the Danish authorities at the end of the year.

The question of establishing a Great Belt intertie between the ELKRAFT and the ELSAM areas was discussed during 1985 by a committee set up by the Minister for Energy. The work of this committee is expected to come to an end at the beginning of 1986.

Finland

Energy policy

In Finland it will soon be necessary to make a decision about energy supply methods for the 1990s. Electricity consumption has continued to increase during the last few years, which indicates that there is a great need for new base-load production capacity. This has also been stressed by industry. Nuclear power and power from coal-fired plants are the most economical alternatives for the expansion of base-load power production. However, no decision of principle has been made so far. The nuclear accident at the Chernobyl power station at the end of April 1986 has led to a reconsideration of the Finnish energy policy, which could not be dealt with in the article.

On November 14 the Council of State approved the general plan for electric power supply for 1985–1995. The general plan did not deal with expansion of condensing power because the Ministry of Trade and Industry was preparing a separate proposal for Finnish electricity supply for the 1990s. The programme for extension of the production capacity includes, for instance, construction of the Tampere combined power and heating plant of 125 MW and Neste Oy's process condensing plant of 25 MW.

In November the Government discussed the proposal of the Ministry of Trade and Industry for electricity supply for the 1990s. The proposal includes measures to promote combined production of heat and electricity, measures for more efficient electricity use and a proposal for increase in electricity imports, as well as for condensing power construction where nuclear power would cover part of the demand for condensing power capacity. The Ministry considered it to be important to base electricity consumption on several types of energy.

The programme for extension of the electricity transmission system includes 62 km 400 kV power lines, one 220 kV line of 300 km and a 400 kV transformer station and two 220 stations.

A proposal for a new Nuclear Energy Act has been discussed at parliamentary committees in 1985 and the contents are expected to be approved in 1986. However, the Bill has to be dealt with as a constitutional law, which also requires Parliament's approval after the general election of 1987. According to the proposal, Government will make a decision in principle on the construction of a nuclear power plant and this propo-

sal has to be submitted to the Parliament. Parliament cannot make a decision in principle without consent by the municipality in which the power plant is to be located.

A committee under the Ministry of the Environment has studied how sulphur emissions can be reduced by 30% by 1993 from the 1980 level. In 1985 the committee reported that sulphur emissions had already decreased by 40%. As the decrease seems to be continuing, the committee will study the possi-

of consumption.

Deliveries to electric boilers amounted to 0.2 TWh.

Use of natural gas is also increasing in Finland as the pipe line is expanded in southern Finland. Annual consumption of natural gas is expected to rise from 700 million m³ to 1500 million m³ in a few years' time. Construction is now continuing from the town of Kouvola to the Helsinki Metropolitan Area and to the town of Tampere.

Energy production

The indigenous content of energy production, comprising domestic fuels and hydro power, as a proportion of the total primary energy demand, was 30%, the same as in 1984.

The share of oil of total energy consumption was about 34% given in Mtoe. Nuclear power production rose to 18.0 TWh, which is an increase of about 1% and its share of electricity production was some 38%. Nuclear power plants at Loviisa and Olkiluoto functioned very well and the load factor of nuclear power continued to be at the top level, i.e. 89%.

There was a substantial decrease in hydro power production of 7.2%, which accounted for 12.2 TWh. In fact, hydro power for the first time covered only 25% of production. Runoffs to water courses corresponded to the medium value and precipitation was 3% larger than normally. The energy quantity stored amounted to 3.2 TWh in 1985, which is 0.1 TWh less than in 1984. The highest storage level was achieved on November 16 and was 79% (3.7 TWh).

In 1985 back-pressure power production amounted to 12.1 TWh, corresponding to around 26% of production. Because of the severe cold weather in January and February, there was an increase in combined heat and power production in towns. Production of coal-fired power trebled.

Total energy imports rose to 5.6 TWh. Electricity imports from the Soviet Union, which are based on contracts, amounted to 4.2 TWh and imports from Sweden to Finland to 1.4 TWh. Exports to Sweden were 0.9 TWh.

Expansion

New power plant capacity was commissioned as an industrial power plant of 42 MW was taken into commercial service in July 1985 at Äänekoski near the town of Jyväskylä in Central Finland. Imatran Voima's peat-fired district heating power plant of 80 MW at Jyväskylä



bility of emissions being reduced by 50% by the mid-1990s.

Electricity consumption

In 1985 total energy consumption rose by 8.1% to about 245 TWh and total electricity consumption rose by 6.9% to 51.6 TWh. The increase, which amounted to more than 3,000 thousand million kilowatt-hours, was due to the exceptionally cold winter and to an industrial boom in the beginning of 1985. Electricity consumption also increased more than expected in the household and service sector. From August onwards the increase slowed down as a result of a declining economic growth rate. Nuclear power covered 35% of electricity consumption, hydro power 24%, back-pressure power 23% and other condensing power 9%. Electricity imports accounted for as much as 9%

was taken into pilot operation in December 1985 and its commercial operation will be started in May 1986. Imatran Voima's peat-fired district heating power plant of 60 MW at Joensuu will be commissioned in October 1986.

National grid

In 1985 about 350 km of 110 kV power lines were completed. 26 km of 400 kV lines were under construction and 28 km were planned. Construction of a 325 km long 220 kV line from Vajukoski, in northern Finland, to Varangerbotn, in Norway, was started. A 185 km-long submarine cable will be built across the sea from Finland to Sweden. The cable is scheduled to be commissioned in December 1989. According to preliminary plans the transmission capacity of the connection will be 420 MW in both directions and voltage 350 kV. The line will be built so that the capacity can be doubled later on.

In June a DC-station was inaugurated near the town of Vyborg where the Finnish and Soviet grids are interconnected. The station comprises three 350 MW DC-bridges. This is one of the largest DC-interconnections in the world and it makes continuous, extensive electricity imports from the Soviet Union to Finland feasible. Annual contractual deliveries have amounted to about 4 TWh.

The only major station disturbance took place in Jämsä on July 4, 1985. A main transformer (64 MVA 220/110 kV) was destroyed as a result of a disruptive discharge in a bushing. The disturbance led to a local power failure 1 1/2 hours and a delivery deficit lasting 105 MWh.

Electricity supply functioned well in spite of the cold weather at the beginning of the year, whereas storms, especially the Manta storm on October 26, caused great damage to the electricity supply, especially in eastern Finland.

Electricity prices

Electricity price remained at the

same nominal level for the fourth year in succession. At the beginning of 1985, the average price for electricity suppliers' deliveries to household and agriculture were 33.3 p/kWh including electricity tax. The price of IVO's bulk electricity increased as a result of a change in the coal price at the beginning of the year 1985. The electricity tax was reduced at the beginning of November from FIM 21/MWh to FIM 16/MWh.

Imatran Voima's new pricing system for bulk electricity, H/85, was taken into use on October 1, 1985. The system considers changes in the structure of electricity production and thus corresponds better to today's cost structure for electricity production.

The real price of electricity has declined by more than 44 % since 1967.



Research and development

To make energy use more efficient, Imatran Voima studies and develops –

often in cooperation with equipment manufacturers – electricity-based industrial processes, such as mechanical compression of steam, induction and conduction heating, infra-red heating and membrane technology. The advantages of electricity-based processes include applications which are not harmful to the environment and improved quality and competitiveness.

In the nuclear energy field, subjects of extensive research and development have included the final disposal of wastes, waste management and operational reliability. Helsinki University and Imatran Voima have collaborated to develop a new method to purify radioactive water. The method is based on extracting cesium through filtration. With this method the costs for nuclear waste disposal can be reduced at Loviisa and the volume of evaporation concentrates can in theory be decreased to about 30 % of the present volume.

As early as in 1983 an extensive research project was initiated in order to develop desulphurization methods to be applied in Finnish conditions. In spring 1986 desulphurization methods were tested at the Inkoo coal-condensing plant and Lohja heat supply station.

Imatran Voima also continues to study alternative energy forms. To gain practical experience of wind energy, Imatran Voima has purchased a wind-power plant of 300 kilowatts from Denmark. The plant will be installed at Kopparnäs, Inkoo, and it will be operated as a pilot plant. Annual production is expected to rise to about 300 megawatt-hours.

Imatran Voima, in cooperation with the State Fuel Centre, the Technical Research Centre of Finland and Regional Development Fund, has initiated a project with the aim of developing a heat supply system based on bivalent use of domestic fuels in winter and electricity in summer. The heat supply system will be applicable for individual larger buildings (exceeding 5000 m³) and smaller, regional heating networks, such as villages. The share of domestic energy will be more than 50 %.

Iceland

Energy policy and energy legislation

A geothermal district heating plant in the Reykjanes Peninsula of the south-west corner of Iceland has

merged with six local, municipal electric distribution utilities in the area to form a regional energy system. Forty percent of the geothermal plant was owned by the Icelandic State and 60 % by the local municipalities. The new energy system, which will retain the name of the former

geothermal plant, Sudurnes Regional Heating, will be owned 20 % by the State and 80 % by the municipalities. It has purchased power transmission lines into the area and some other installations from the State Electric Power Works. A law establishing the new en-

ergy utility was passed by the Althing (Parliament) in 1985.

The Althing also enacted into law a proposition from the Government concerning the sale by the State to the Landsvirkjun (the NPC) of the Krafla geothermal power plant in northern Iceland. A sale contract between the two parties was signed in July 1985, subject to parliamentary approval. The price amounted to about one third of the investment in the Krafla power plant which was financed entirely by borrowing; the State will be responsible for the remainder. The basic idea behind the decision of the price was that the purchase should not lead to an increase in the wholesale prices of the NPC.

Electricity consumption

The gross consumption of electricity in Iceland in 1985 amounted to 3837 GWh (3914 GWh in 1984) inclusive of transmission and distribution losses together with the power plants own use. This was a decrease of 2% in 1985. In the same year 52.2% of the total gross consumption went to energy intensive industries (55.0% in 1984). This was a decrease of 6.9%. General consumption increased by 4.0% although the temperature-corrected figure was 5.5%. Firm-power deliveries amounted to 3430 GWh and non-guaranteed deliveries to 407 GWh.

In 1985 the Energy Forecast Committee published a new forecast for electricity. According to the forecast, the sums for the general consumption and the present energy-intensive industry (whose firm-power consumption including losses was 1700 GWh in 1985) are given below. As a comparison the forecast from 1981 is also shown. Between 1981–1985 no new energy-intensive industries have been established.

The figures are in GWh/year as from power plant, including losses:

	1985	1990	1995	2000
According to the 1981 forecast	3904	4514	5161	5925
According to the 1984 forecast	3633	4049	4415	4739
Difference	271	465	746	1186

The reasons that slower growth in consumption is expected at present than in 1981 are many, but according to the Energy Forecast Committee the following factors are perhaps of the greatest significance:

1. Lower growth in the population than expected in 1981.
2. More industrial and domestic energy-saving appliances.
3. Less consumption of electricity per heated m³ in electrically heated houses than anticipated in the 1981 forecast, partly because of better statistics and partly because of the combined effect of better insulation and higher real electricity prices.

4. Saturation in certain fields of consumption, such as in domestic consumption, are expected to take place earlier than previously expected, according to the pattern of experience in other countries.

The difference between the 1981 forecast and the actual development together with delays in the setting up of a silicium-metal plant in eastern Iceland, planned by the former Government to take place in 1984–1985 has resulted in a marked over-capacity at the National Power Company, the country's largest producer of electricity.

Production of electricity

In 1985 electricity production in Iceland amounted to 3837 GWh (3914 GWh in the previous year). Of this



95.4% was produced in hydro power plants (95.5% in 1984), 4.5% by geothermal energy (4.4% in 1984) and 0.1% in diesel power plants (same percentage as in 1984).

Installed capacity in Icelandic power plants amounted to 921 MW at the end of 1985 (917 MW at the end of 1984), of which 752 MW came from hydro power plants (unchanged from the previous year), 128 MW from conventional thermal power (diesel, condensing steam and gas turbine plants; 126 MW in the previous year) and 41 MW in geothermal power plants (39 MW in 1984). During the last part of 1984 construction started on the Blanda hydro power plant in the western part of northern Iceland, which will be 3 x 50 MW in capacity. The owner is the NPC. In April 1985 a contract was signed with the Japanese firm Sumitomo on delivery of turbines and generators for Blanda. According to

present plans the power plant will be ready for operation in autumn 1989, but it is possible that the commissioning will be delayed by one to two years if present negotiations about new energy-intensive industries are delayed.

In 1985 the State Electric Power Works had under construction numerous 66 and 132 kV regional transmission lines in northern and eastern Iceland.

Electricity prices

The NPC wholesale tariff increased on January 1, 1985 by 14% from the previous one of May 1, 1984. On January 1, 1986 the tariff increased again by 14%, thus it was then 30% higher in current kronas than it was on May 1, 1984. In constant kronas (i.e. adjusted for inflation) the wholesale tariff was however 2.6% lower on January 1, 1985 and 17.9% lower on January 1, 1986 than it was on May 1, 1984.

The power sales contract between the NPC and Alusuisse was revised in 1984 and the price of electricity partly connected to aluminium price quotations. Due to low price quotations for aluminium during the whole of 1985, the price of electricity for the aluminium smelter was constant through all quarters of 1985, 12.5 mUSD/kWh (mills/kWh) (0.0947 SEK/kWh according to the rate of exchange on December 31, 1985).

The gradual abolition of the price levelling tax on electricity as announced by the Minister of Industry in 1984 (when it was 19%) and started by the Althing has proceeded no further in 1985 as it remained 16% both at the year's beginning and end. However, the delay in the termination of this tax is probably only temporary.

Norway

Energy policy

In 1985 the Government presented to the Storting (the Norwegian Parliament) three White Papers which will characterize the energy debate in Norway in the future. The Papers in question are White Paper number 63 "Comprehensive plan for water courses" and White Paper number 71 "Norway's future energy consumption and production" (Energy paper) as also White Paper number 89 "Protection plan III for watercourses". The paper is expected to be discussed at the Storting during the spring session of 1986.

The comprehensive plan provides Norway with a comprehensive nationwide study and chart of undeveloped hydro power potential and consequences of hydro expansion for other consumer interests. The plan evaluates 540 project alternatives in 310 hydro power projects corresponding to a power quantity of at least 40 TWh average annual production.

The projects have been divided into 16 groups. The projects have mainly been evaluated on the basis of the economic viability of power plants and their conflict rate with other interests. The groups in the Comprehensive Plan are divided into three categories. Category I, which totals 11 TWh/year, includes projects which can all be dealt with immediately and continuously to contribute to future energy supply. Category II encompasses groups 6–8 in the Comprehensive plan, about 7 TWh power. After a more detailed evaluation these projects can be utilized in, say, power expansion. The third category comprises projects based on technical expansion options evaluated but not considered to be of immediate interest for power expansion due to severe conflicts with other user interests and/or high expansion costs.

The work on the Comprehensive Plan will continue. The projects will, for instance, be further evaluated taking new conditions or user interests into consideration.

The White Paper no. 71 presents Norway's energy situation and draws up guidelines for energy policy until the year 2000. The Paper focuses on development in domestic demand until 1995, and special emphasis is placed on power demand and measures to cover it.

Norway's highly favourable situation concerning energy sources is emphasized. Norway has sufficient hydro power resources to cover its own entire elec-

tricity consumption and its production of oil and gas is seven to eight times larger than the domestic consumption of petroleum products.

The Government considers the control of energy prices to be the most important means of promoting an efficient and rational use of energy resources. Energy prices should reflect the costs caused to society by energy procurement. This will result in the rational exploitation of resources and it will stimulate energy conservation, whenever

power demand forecasts for 1995 on electricity prices corresponding to a new power cost calculated on the basis of a 6 % rate of interest.

Forecasts for energy demand for the year 2000 have anticipated that the energy efficiency will improve greatly. In comparison with unchanged energy efficiency, energy demand forecasts indicate a reduced energy consumption amounting to 23 TWh in 1995 and 39 TWh in 2000.

Further planning is based on a forecast which estimates the primary power consumption at 70 TWh in 1990, 75.5 TWh in 1995 and 83.0 TWh in 2000. The forecast is based, for instance, on an average increase of 2.3 % per annum in gross national product for mainland Norway up to the year 2000. The scope for primary power for power-industry, which at present amounts to 31 TWh, is forecast at 33.2 TWh in 1990, 35 TWh in 1995 and is unchanged thereafter until the year 2000.

Taking into account uncertainty in the demand analysis, the Government's target for necessary primary power supplies for 1990 is 104.7 TWh and 111.5 TWh in 1995. The power demand in the year 2000 is estimated at 120 TWh.

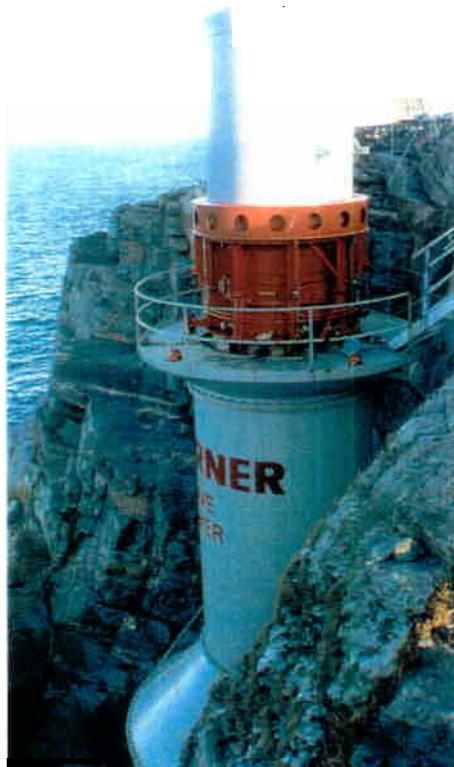
According to the Government's estimate, it is less expensive to cover the domestic primary power demand up to the year 2000 through the continuous extension of Norway's hydro power resources than to use alternative ways of generating electricity.

A re-evaluation of demand and supplies is expected to be presented at the Storting in a separate Paper in the spring session of 1987.

The organization of the Norwegian Water and Electricity Administration underwent changes which took effect on January 1, 1986. The former Energy Directorate of the State Power System was made a separate administrative unit under the name State Power System. It has a directorate of its own and is placed under the Department of Oil and Energy. The Energy Directorate and Directorate of Water Resources continue as separate directorates within the common department of the Norwegian Water and Energy Administration, NVE. A Chief Executive and a Board are in charge of NVE, which also operates under the Department of Oil and Energy.

Electricity consumption

Total consumption increased by 5.0 % from 1984 to 97.6 TWh in 1985.



economically desirable. With regard to petroleum products and other energy products with an international market, the government will adhere to a price policy in which the domestic prices are based on world market prices.

The Paper does not deal with the price policy for power for power-intensive industry and larger wood-processing plants. This was determined by the Storting on the basis of proposals in spring 1983 and 1984. With regard to primary energy for general consumption, the costs to society should also determine prices. As extension of primary power capacity demands a great deal of capital, it is essential to know the cost of invested capital, i.e. the calculation rate of interest, so as to establish the total cost of new power. Although a calculation rate of interest of 5 % has been the base of price comparisons during the last few years, this paper has based

During the last ten years consumption has increased by 3.6 % per year on average.

General consumption of contracted power increased by 10 % to 65.8 TWh. The year 1985 was, however, colder than normal and after adjustment to normal temperature, consumption was 63.6 TWh. The corresponding figure for 1985 was 60.9 TWh, an increase of 4.4 %. In 1985 the adjusted consumption was 4.6 TWh higher than the Government's forecast made in 1980. This is mainly assumed to be due to increased electric heating, which has clearly been the most inexpensive heating alternative. There has also been a more intensive conversion to electric heating than the White Paper on energy of 1980 anticipated.

The Government's new White Paper on energy for 1985 presents new forecasts for consumption, 1983 being now the starting point. Compared with a steady consumption increase from real consumption in 1983 to forecasted consumption in 1990 (70 TWh), temperature-adjusted consumption was as much as 1.6 TWh greater than anticipated in 1985.

The Government thus anticipates the increase in annual consumption to average 2.4 % in 1983–1990. Temperature-adjusted consumption has risen by an average of 4.1 % per year since 1977 and annual growth rates differ only marginally from the average for the period.

The continuous intensive increase in consumption from 1984 is accounted for primarily by favourable economic conditions in 1985, when there was a substantial increase in services and in private consumption. Unlike during the last few years, electricity consumption in 1985 did not increase as a result of conversion from oil to electricity in the heating sector. The sales of light fuel oils, converted into an equivalent quantity of electricity delivered to consumers, amount to 10.7 TWh, an increase of 10 % from 1984. However, adjusted to normal temperature conditions, a marginal decline in light fuel oil consumption seems evident.

Referring to power plants, power-intensive industry consumed 31.0 TWh in 1985, a decline of 1.1 TWh or 3.4 % from 1984. The consumption decrease results from a deteriorated market for industrial products and from the fact that prices for temporary power were generally some 150 % higher in 1985 than in 1984. This condition has restrained companies to purchase temporary power to supplement their contracted power supplies.

Deliveries of temporary power to electric boilers in 1985 were 4.3 TWh, i.e. 4.6 TWh. During the last few years there has been a significant increase in the use of light fuel oil as a reserve fuel in electric boilers. This results from high oil

prices and good availability of temporary power. The domestic market for temporary power delivered to electric boilers is estimated at 5.7 TWh on an annual basis. Sixty-five per cent of this market uses heavy oil as a heating alternative.

The maximum load for domestic consumption was estimated at 17 324 MW in 1985 and occurred on February 11. In 1984 the maximum load was 16 993 MW.

In 1985 electricity covered 47.6 % of the theoretical energy content in energy delivered to consumers (net final consumption). Oil products covered 36.8 % while solid fuels and gas covered the remaining 15.6 %.

Electricity production

At the end of 1985 production capacity for contracted power in the Norwegian power system was about 95 TWh, inclusive of estimated imports. New in-



stallations during the year increased production capacity by 1.3 TWh, which is about the same as in 1984. In the last few years few expansions have been carried out in the production system, whereas production capacity increased by about 2.5 TWh per annum in the five preceding years.

The increase in maximum capacity of Norwegian power stations was 833 MW in 1985. Total maximum capacity on December 31, 1985, was 23 803 MW, of which 311 MW was thermal power. The State Power Board owns 31.4 %, municipalities and counties own 51.1 % and private and industrial enterprises own 17.5 %.

The usable run-off to the power generation system was 97 % of the normal in 1985, corresponding to 100 TWh. In combination with an approximate reduction of 2 TWh in water reservoir supply during the year and power consumption of 0.8 TWh, this provided a base for hydro power production of 102.9 TWh. With the increase of about 0.3 TWh thermal power production, total production was 103.2 TWh. This is 3.5

TWh less than the record production in 1984 but, nevertheless, close to the estimated average 1985 production capacity for the Norwegian system.

Power exchange with the neighbouring countries resulted in small net export of 0.6 TWh to Denmark. The power exports to Sweden amounted to 3.4 TWh and imports from Sweden to 3.4 TWh. Thus there was a balance in power exchange.

At the end of 1985 reservoirs were 66.9 % full against the approximate seasonal average of 73 %. Reservoir capacity increased during the year by 8.1 TWh to 73.6 TWh. The reservoir Blåsjø at the Ulla-Førre plant alone represents 7.8 TWh of the capacity increase.

Electricity prices

The price of energy delivered by the State Power Board for general consumption increased from 14.7 øre/kWh to 15.45 øre/kWh on May 1, 1985. The Storting has decided on an additional 7 % increase to 16.53 øre/kWh from May 1, 1986. The price is the calculated average for 6,000 hours of consumption and applies to central areas served by step-down transformers.

The average price of electricity delivered to households and agriculture was 33.8 øre/kWh in 1985, including all taxes. Price differences between various supply areas may, however, be substantial – the ratio between the highest and lowest electricity price is about 3:1. The service and industrial sectors generally pay a somewhat higher price for their power than households. Subscribers who pay household tariffs also had the advantage of covering their heating demand with electricity instead of kerosine and light fuel oil. Energy costs on the H-4 tariff, which is the most common, were on average about 30 øre/kWh including taxes, whereas the equivalent energy costs with light fuel oil were about 40 øre/kWh. The difference in price was, however, much smaller than during the four preceding years. In 1986 the price relations are likely to change so that light-fuel oil heating may be the cheapest heating method.

In 1985 the general electricity tax charged to the consumer was 2.9 øre/kWh and it applied to deliveries for both power-intensive industry and general consumption. In 1986 the tax will be 3.1 øre/kWh.

The long-term marginal cost indicates the cost of marginal increase in the power system capacity to deliver contracted power to consumers already connected to the power system. In general consumption, the long-term cost has been calculated at about 28 øre/kWh, including value added tax. A 5 % real rate of interest has been used in calculations and the money value is that of January 1, 1985.

National grid

No major transmission plants with a higher voltage level were taken into operation, but shorter lines were expanded to improve local connections.

On August 5, an undesirable overload tripping occurred with a subsequent total breakdown of the 300 kV main grid between Telemark and Rogaland. Large areas of the south coast were affected, and some for as long as 2.5 hours.

On December 12, industrial dust and humid weather caused a short-circuit at a transformer station in western Oslo. Large areas of Oslo were blacked out for two hours.

Some important expansion plans have been drawn up, for instance, at the end of 1986 the 300 kV line Rana-Trøndelag will be completed and in 1988 the transmission line between Hardanger/Sogn and the Oslo area will be strengthened with a new 420 kV line in the east. Furthermore, a 420 kV reinforcement of the transmission capacity between south-western Norway and the Oslo area is to be commissioned in 1989. Further expansion between the

300/420 kV net in the central Østlandet (eastern Norway) and Oslo is being considered. The expansion is necessary to cover the power peaks in the area but it may also affect the exchange capacity to Sweden via Østfold.

An agreement on reciprocal power exchange has been made for the construction of a new 220 kV interconnection between Porttipahta in Finland and Varangerbotn in Norway. It is estimated that the interconnection will be completed in 1988.

Miscellaneous

Throughout 1985 interest grew in the exploitation of gas in the Norwegian continental shelf for power production both as an alternative to hydro power and as a future energy source when all hydro power potential has been exploited. Statoil and NVE have cooperated to draft a report dealing with production costs for gas turbine power in more detail.

Two prototype wave power plants, Kværner Brug A/S and Norwave, were commissioned on November 13, 1985.

The outputs are 500 and 350 kW and the estimated annual production, 1.8 GWh and 2.2 GWh respectively. The plants are situated in the Øygarden municipality, to the west of Bergen.

Wave power is expected to be a competitive alternative at small power production plants.

The national budget for 1986 allocates funds for the implementation of an experimental project for wind power (55 kW) on Frøya. The goal is to develop a prototype plant for a combination of wind power and a diesel plant, designed to supply small island communities of isolated places on the coast with electricity.

The Norwegian electricity supply marked its 100-year jubilee with an exhibition in Skien on September 27–October 2, 1985. It was in Skien that the first electric power plant in Norway was taken into service in 1885, only three years after the first electric power plant in the world had been commissioned in New York in 1882.

Sweden

Energy policy

In February the Swedish Government presented a bill containing the guidelines for Swedish energy policy until the middle of the 1990s (Government Bill 1984/85: 120). As defined by the bill, the principal task of national energy policy is to complete the shift from oil to domestic renewable energy sources. At the same time, a plan for phasing out nuclear power is to be formulated in a step-by-step process with the aim of shutting down the last reactor by no later than the year 2010.

As long as there is an abundant supply of cheap electric energy, it is to be used to replace oil and coal, mainly for heating. In the longer term, the bill

calls for electric energy to be replaced by conservation, domestic fuels and new heating technologies. More use is to be made of backpressure power in industry and municipal district heating plants. Continued efforts to develop wind power are also proposed.

Even with these measures, new electric power production facilities based on traditional technologies – hydroelectric power and coal-fired plants – may be required in order to replace nuclear power. In an earlier decision, the Riksdag (parliament) had stipulated that hydroelectric power is to be expanded to an average annual production level of 66 TWh. The present bill contains additions to the earlier expansion plans to attain this level. The bill further

stated that studies should be conducted to more closely examine the role of hydroelectric power in Sweden's future energy system.

In early June the Riksdag approved the energy bill, with the exception of the proposed guidelines for the long-term role of hydro power. The Riksdag declared that four of the country's principal rivers – the Torne, Kalix, Pite and Vindel rivers – should not be used for hydro power production and that they should be removed from all further consideration. As a result of this decision, the Riksdag rejected the bill's proposed studies of hydro power in this respect.

During the spring, the Government appointed three commissions of inquiry with the aim of increasing readiness to

prevent and to cope with power failures. The areas covered by the studies include fuel supply in the event of power failures, reserve power for the nation's hospitals and other institutions, and the need for measures to avert power failures.

The Swedish National Energy Administration was commissioned by the Government to study the production of back-pressure power in industries and district heating plants as well as to begin a special study of the preconditions for combined power and heating production in Sweden. In addition, an inventory is to be made of peat resources in Sweden.

The Sydgas Project (natural gas) was officially inaugurated in June, and deliveries to subscribers in the western part of Sweden's southernmost Skåne province were begun during the summer. Negotiations have been conducted for an expansion of the gas grid along the west coast of Gothenburg.

A law on contingency plans to secure supplies of natural gas has been adopted. At present, this law applies only to large-scale consumers and distribution to residential areas.

Local government responsibility for planning in energy policy issues has been increased. Every Swedish municipality is now required to have a plan for supply, distribution and use of energy as of 1986. At the same time, national government support to municipalities for their activity in energy inspection and counselling will be eliminated. Energy conservation grants from the national government will also be reduced. The government has instructed the National Energy Administration, in conjunction with the national agencies for building research and physical planning, to design aids for local energy conservation efforts. These will take the form of so-called key figures for various categories of residential, commercial and industrial buildings.

In the autumn of 1985 the Swedish State and the power industry concluded an agreement on a new programme for the development of wind power. Under this arrangement, the parties are to share the development costs equally. An inquiry commission has also been appointed to determine the siting of wind power plants to be constructed in the future.

After the severe floods in Kopparberg and Gävleborg counties in the autumn of 1985, a special fact-finder was appointed to map out the measures needed to reduce the risk and consequences of flooding. One of the tasks assigned to this investigator is assess the need of additional measures for Sweden's dams and power plants, as well as to study the possibilities of constructing small hydroelectric power units at older abandoned dams.

In the spring the Riksdag approved a

Government programme for combatting air pollution and acidification. Among the measures called for in the programme are catalytic converters on cars and unleaded petrol.

The Riksdag decision mandates a 30% reduction of nitric oxide discharges by 1995 from the 1980 level, and a 65% reduction of sulphur discharges in the same period. Appropriations of funds for anti-acidification measures, including calcification, are being substantially increased.

At the end of the year, a differentiation of the petrol tax was introduced, making the tax on unleaded petrol SEK 0.16 per litre lower than on leaded petrol as of January 1, 1986. Catalytic converters will be obligatory for all cars in Sweden beginning with 1989 models. For 1987 and 1988 models, the sales tax will be considerably reduced if the more rigorous exhaust purification require-

ments are met, while it will be raised if they are not.

ments are met, while it will be raised if they are not.

will regulate the conversion. At the end of the 1990s, the shift away from nuclear power will be initiated and then be carried to completion in a series of phases. By the year 2010 the elimination of nuclear power and the conversion will be completed.

During 1985 the centralized storage facility for spent nuclear fuel was brought on line.

The nuclear accident at the Chernobyl power station at the end of April has resulted in studies on a phase-out of nuclear energy before 2010. The article could not deal with the matter as it was written earlier in spring.

Electricity consumption

Total consumption of electricity in Sweden, including transmission losses, amounted to 130.8 TWh in 1985. This represents an increase of 11.3 TWh, or 9.4%, over 1984. The corresponding increases in 1984 and 1983 were 8.4% and 10.8%, respectively.

Of the total electricity consumption, 5.2 TWh (6.6 in 1984) consisted of deliveries of excess power (including estimated losses) to electric boilers. Excluding these deliveries, electricity consumption in Sweden was thus 125.6 TWh, which is 11.2% higher than in 1984. From 1983 to 1984 consumption, excluding deliveries to electric boilers, rose by 7.4%.

Industrial use of electricity was 47.8 TWh in 1985, which is 1.5 TWh, or 3%, higher than in 1984. The rate of increase in 1984 was 9.2%. Business activity in Sweden reached what was probably its peak in the latter part of 1985. Of the total industrial consumption, 1.2 TWh consisted of deliveries of excess power to electric boilers. If these deliveries are excluded, the annual increase was 3.5%.

Mining and the wood industry are the industrial sectors which showed the largest percentage increases, of around 10%, in electricity consumption. The large electricity users (the paper and pulp industry, iron and steel works, chemicals and engineering) increased their electricity consumption by between 2 and 4 per cent. In absolute figures, the paper and pulp industry accounted for the largest increase, 660 GWh. Electricity use by the textile and clothing industry was down by 20%.

Electricity consumption by railways and trams was 2.6 TWh, or slightly more than 7% higher than in 1984.

Electricity consumption in other sectors (households, service, heating plants, etc.) amounted to 69.2 TWh, of which 3.7 TWh was excess power to electric boilers. Total electricity consumption in this sector increased by 7.9 TWh, or nearly 13%, over 1984 while deliveries of excess power to electric boilers declined by 1.2 TWh.



ments are met, while it will be raised if they are not.

In the autumn of 1985 the Government convened a special consultative body, the Energy Council, for an ongoing exchange of information and discussion of measures which have been taken or need to be taken to prepare for and carry out the phasing out of nuclear power in Sweden.

At the first meeting of the Council, a detailed report of the Government's strategy to phase out nuclear energy was presented. This strategy is as follows: In 1990 the Government and the Riksdag shall be able to adopt a plan for the development of conservation and alternative energy production. In 1995 the Government and the Riksdag are to be able to decide upon a conversion plan which shows in real terms how the various reactors can be successively removed from operation and replaced by new technology, and they must be able to pass the new legislation which

The highest recorded figure for hourly electricity consumption during the year was 23,987 MWh and occurred on Monday, February 18, between 8 and 9 a.m. This figure is the highest ever recorded. The average temperature in Sweden on that day, weighted with regard to the geographical distribution of the electricity load, was -25° Celsius, which is around 20 degrees below normal.

Electricity production

Total electric power production in Sweden, excluding the power plant's own consumption, was 132.3 TWh in 1985, which is 13.2 TWh (11%) more than in 1984. Hydro power production was 70.1 TWh, an increase of 3.3 TWh (4.9%) over the previous year. This means that hydro power has reached new record levels for three successive years.

The storage level for all Swedish regulation reservoirs was around 74% at both the beginning and the end of the year, a figure which corresponds to 25 TWh of stored energy. The highest storage level was reached in November at 92%, which is 14 percentage points above the median level. The annual runoff was 28% above the average for the period of 1950–1980. The volume of the spring floods was slightly above normal. During the late summer, the runoff was extremely heavy.

Installed hydro power capacity increased by about 245 MW in 1985. The largest additions of new capacity were unit 4 in Stornorrfors on the Ume River (185 MW) and Sädva power station on the Skellefte River (31 MW).

Two new nuclear power units, Forsmark 3 and Oskarshamn 3, each with a net output of 1050 MW, were brought on line during the year. This brought the total net capacity of Swedish nuclear plants up to 9,455 MW. Nuclear power output in 1985 was 55.9 TWh, an increase of 7.4 TWh (15.3%) over 1984. Nuclear power thus accounted for 42.2% of Sweden's total electricity production.

From the operating standpoint, 1985 was a very good year for Swedish nuclear power – on the whole, the best ever. Essentially all of the targets which had been set for production economy and safety were met and exceeded. Very few major forced shutdowns disrupted operations. The average energy utilization factor for all twelve units was 86%. The highest figure, 97%, was recorded for Barsebäck 2, and the lowest, 73%, for Oskarshamn 1, where the overhaul was considerably extended as a result of an earth fault in the station. Ringhals 2, which had a utilization factor of 74%, had to be shut down several times in 1985 because of leakage in its steam generators.

Back-pressure production totalled 5.4 TWh, which is 52% more than in 1984. Output from condensing units, gas turbines, etc. was 0.9 TWh. This represents a sharp increase over the previous year's figure of 0.2 TWh. The increase in conventional combined heating and power output was due to the cold winter together with a high level of general economic activity in Sweden.

Total electricity production based on conventional fuels accounted for only 4.7% of total electricity production in Sweden.

No major new combined power and heating plants based on conventional fuels were built in 1985.

Imports of electric power amounted to 5.1 TWh in 1985 (5.7 TWh in 1984). Exports were 6.7 TWh, which is 1.4 TWh more than the previous year. Exchanges of power with Sweden's neighbours thus resulted in an export



surplus of 1.5 TWh in 1985; the previous year's import surplus was 0.4 TWh.

National grid

The northern and southern parts of the greater Stockholm region have been joined together by a double 400 kV line across Lake Mälaren. The new link, which replaces a previous single 400 kV line, offers considerably improved grid capacity for the southern Stockholm area. However, the full benefits of the link will not be felt until a number of additional grid and substation measures have been carried out. Work on these measures is in progress, and they are scheduled for completion in 1987.

Two new 400 kV lines – Oskarshamn-Norrköping and Oskarshamn-Alvesta – were required for the link-up of unit 3 of the Oskarshamn nuclear power station. Both lines were commissioned

in 1985. In addition to providing new grid capacity required for the power produced by Oskarshamn 3, the new lines also improved transmission from central to southern Sweden and to Zealand in Denmark.

A shift was made in the 400 kV lines which previously ran from Jönköping across Alvesta to Barsebäck and from Hemsljö to Malmö, resulting now in one Jönköping-Malmö line and one Hemsljö-Barsebäck line. This change has improved feeding to southern Sweden and Zealand.

A decision has been made to build a third high-voltage direct current (HVDC) submarine cable link between the island of Gotland and the Swedish mainland. The link, which will have a capacity of 130 MW, is scheduled to be commissioned in 1987. To make room for the new link, the oldest of the existing HVDC cables is being taken out of service. When it came into operation in 1954 it was the first commercial HVDC link in the world.

Reinforcement measures to increase short-circuit reliability and load capacity on the national grid have been carried out on a number of lines and substations.

Joint links

A second 400 kV alternating current submarine cable link has been commissioned between Sweden and Zealand. This new link offers the possibility of maintaining and perhaps even increasing the joint link capacity between the two areas.

An agreement has been concluded between Vattenfall and ELSAM (Jutland, Denmark) to build a replacement for the present HVDC link between Sweden and Jutland. The new link, Kontiskan 2, will have a transmission capacity of 300 MW and is scheduled to be commissioned in the autumn of 1988. Although the currently existing HVDC link, Kontiskan 1, is approaching the end of its useful technical and economic life, it is being kept in operation until the parties jointly decide to shut it down.

Vattenfall and Imatran Voima Oy in Finland have concluded an agreement to build a HVDC link between the eastern Svealand region of Sweden (Forsmark) and south-western Finland (Rauha). The new link has a planned transmission capacity of 420 MW and is scheduled to be commissioned in late 1989. Besides being used for permanent and temporary exchanges of power, this link can also be used to optimize parallel operations between the Swedish and Finnish transmission grids.

During the year, Sweden and Norway continued their joint studies on necessary grid measures in connection with the planned expansion of output in the Svartisen area of Norway.

Electricity prices and energy taxes

The prices applied by the electricity companies in 1985 were the result of longer-term agreements on high-voltage tariffs which provided for a price increase of around 6 % over the 1984 level. Since inflation during the same period was 5.7 %, the real price of electricity remained roughly the same.

A general price freeze was introduced in Sweden in March 1985, causing a postponement of the increases in low-

voltage tariffs which had been planned for the spring. These price hikes now came in July instead and were slightly more than 5 % over the 1984 level.

Energy taxes on petroleum products and electric energy remained unchanged in 1985. The tax on electric energy in normal cases is SEK 0.072 per KWh. In certain municipalities in northern Sweden, the tax is SEK 0.062 and for industrial consumers, the tax is SEK 0.05 for all consumption over 40,000 KWh/year.

As had previously been announced, the energy tax on coal fuels was raised

on January 1, 1985 by SEK 43 per ton to SEK 140 per ton. A tax on natural gas of SEK 308 per 1000 m³ was introduced on January 1, 1985.

For electric energy, fuel oil and solid fuels used in certain industrial manufacturing, the government may, as previously, grant reductions of the energy tax on a case-by-case basis, lowering the tax to 1.5 % of the sales value of the manufactured products. Similarly, deliveries of excess power to electric boilers are still exempt from the electricity tax in periods when electricity is not being produced in oil-fired power plants.

System control in Nordel

A report compiled by NORCON – Nordel's Contact Group for Information Processing in Power System Control.

Ole Gjerde, Statkraft
Willy Bergström, Elkraft
Mårten Eriksson, Sydkraft
Arve Indrehus, Samkörningen
Fog Jacobsen, Elsam
Kurt Lindström, Imatran Voima
Denis Sjölgren, Vattenfall

Background

Since the beginning of the 1970s monitoring and controlling of the power system has developed rapidly.

The enormous expansion in electronics during the '70s, especially in computer technology, has had a decisive influence on the developments which have created today's efficient control systems. These developments have progressed in stages; we talk about various generations of operation monitoring systems.

To begin with, the intention was to computerise the existing analogue remote metering systems. The first generation was characterised by specially-adapted systems with very little flexibility. They were also difficult to maintain.

Second generation systems allowed more flexible maintenance and development. Database systems were introduced, while applications continued to concern the management of measured values and the production of (limited) reports.

As computer technology has produced ever greater processing power at lower hardware costs, more and more comprehensive information systems for operation monitoring and planning including new, advanced power system applications, have been adopted. Thus, within the brief span of about 15 years, three system generations have been developed.

The current computerised information systems for operation monitoring and planning have been given the name EMS, which stands for Energy Management System. Remote control

and adjustment are not included in EMS but they are usually considered SCADA-functions (Supervisory Control and Data Acquisition). [1]

Use of an advanced operational planning system, which holds large amounts of data and forecasts, makes possible efficient operational planning, resulting in an economically optimal use of generation resources and of the Nordic facilities for joint operation.

This article is intended to illustrate both the technical and economic problems connected with EMS, and to give a general description of the situation within Nordel.

The aims of EMS

Modern power systems have an increasingly wide range of generation methods to choose from, e.g. co-generation of thermal and electric power, alternative fuels, coal, gas and oil. Jointly-owned generating plants, extended grid connections and more complicated linkage agreements often make it

Nordel 1985

more and more difficult for operation managers to get a comprehensive view of the power situation. Automation and rationalized operation make still greater demands on central management.

The primary aim in running a generating system is to achieve the best possible operational economy while maintaining good operational safety and quality.

A crucial factor in realising these aims is a suitable information system, which is required to provide decision-makers at different levels and in various organisations with the correct information at the right time for decisions to be made.

A real-time operational monitoring system, which collects data on the generating system, manages event information and presents suitable summaries, can provide better facilities for judging both operational safety and economy. It is then easier for the operator to react quickly to disturbances and, with more effective tools, to make better use of power reserves and the transmission system.

Scope of EMS

The main requirements of the EMS-system are during operational monitoring to be able to:

- provide a complete up-to-the-minute picture of the state of the power system for the purpose of monitoring and assessing the moment-by-moment operational safety and economy
- continuously monitor the power system and produce event reports
- make statistical compilations and reports
- analyse the current situation in the power system with a view to the consequences of probable errors.
- calculate the economically optimal distribution of production from the current (pre-)conditions

During operational planning the EMS-system have to:

- make forecasts of electricity consumption and water flows
- calculate the economically optimal production plans for both the long and short term to optimize fuel acquisition and to make the best use of the technical characteristics of the power system
- provide background information for making assessments of the economically optimal joint operation of the Nordel system
- analyse plans for running the pow-

ersystem with a view to the consequences of planned events and probable errors

- provide background information for the establishment of transmission limits, operational reserves, etc. to maintain the prescribed safety

Co-operation within Nordel on EMS

Part of the work of Nordel's contact group, NORCON, is the co-ordination and exchange of experiences of working with EMS systems in the Nordic countries. The group has previously published a report where the various functions are outlined in greater detail. [2]

As can be seen from above, the range of functions involved in an EMS covers a broad spectrum. These include a number of advanced power system applications the results of which provide a very valuable and important basis for the assessment of safety and economy in both operational planning and monitoring.

The following summary describes the power system applications used in EMS in the Nordel countries.

Security Monitoring (SM)

The purpose of security monitoring is to create a complete and correct picture of the current condition of the power system so that the operator can get an idea of the safety of the operation.

Data on network configuration are collected and combined with a description of the network topology. The results are given in the form of a model with nodes and admittance branches. The power and voltage measurements are checked against switch indicators. The available, confirmed measurements are then used to calculate voltages and phase angles in all parts of the grid, assuming that the system is in the steady state. This state estimate is used to maintain a consistent and comprehensive database which is used as the basis for load flow calculations. The calculations are carried out cyclically and thus follow the changes in the power system. The information obtained from these calculations is used to complement the operator's picture of the power system based on non-measured magnitudes or, in certain cases, on information that is temporarily deficient or wrong.

The various functions are carried out differently in different parts of Nordel. In Sweden and Finland, and in a small regional system in Norway, state estimation and monitoring are performed by a real-time system. State estimation has not been introduced in Denmark, while Norway has chosen to handle state estimation and other related network calculations with a separate system, which periodically collects information from the real-time system.

Economy Analysis (EA)

As power generation becomes more and more complicated, increasingly sophisticated tools are required to make the optimal use of the generating equipment. The need for an application program to carry out various types of economic analysis and calculation also increases.

The functions involved in an analysis of operational economy can in principle be said to include the whole planning process from the long-term planning of hydro and thermal power to the load distribution at any instant. Hourly, weekly and seasonal planning are mostly carried out differently depending on the varying needs of organisations within the company. It is therefore not easy to define clearly what should be considered an EMS function.

Normally, economic production planning is dealt with in stages in which the following factors are distinguished:

- long-term planning of hydro and thermal power generation aimed at finding a strategy for 3–5 years primarily for hydro power production, special multi-year reservoirs and thermal power generation.
- Seasonal planning, which means the tactics for the period from the next few weeks up to a little over a year, often up to the spring floods. This power balance includes water released from reservoirs, revisions and consumption defined over narrower intervals.
- Weekly planning generally deals with how energy and power requirements are to be met during the coming week with the best operational economy. The status of the generating equipment, shutdowns, water volumes released, grid limitations are some of the most important parameters, as are the price of oil, coal, etc.
- Finally, daily planning is supposed to produce the optimum schedule for generation equipment hour by hour throughout the day.

Nordel 1985

In systems using predominantly thermal power, daily and weekly planning work out which units should be in operation at which time, and when the units should be started or stopped (Unit Commitment). These calculations are partly based on the generation costs of the unit. An extended unit commitment also takes account of the problems of hydro power, drawn on according to power requirements. Economic Dispatch Calculation (EDC) programs make economic distributions of the generation of thermal power. It uses the forecast load, and grid and generation data as input. An EDC calculates what an individual generator should produce to maintain balanced loading.

Other functions belonging to this group are:

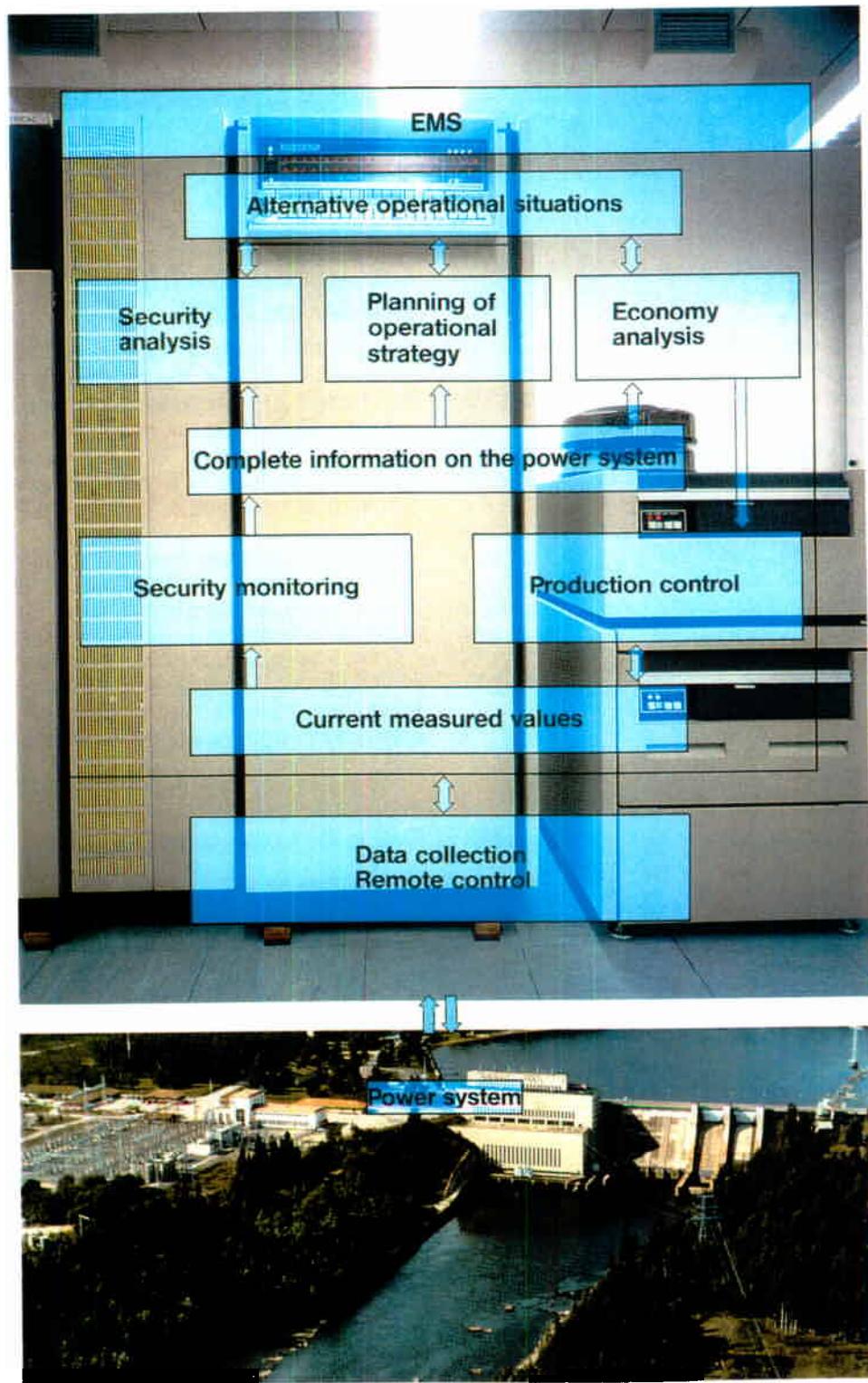
- a program to calculate the transmission losses in the grid
- calculation of the optimal power flow with respect to voltages, transmission limits and generating costs
- optimization of reactive power and voltage
- load prediction

As the power systems within Nordel vary so much, different EA functions are used in the different countries. ELSAM in Denmark has an EDC function which takes account of the district heating generation to optimize the electricity production for all generating units in half-hour periods. The results are used in the real-time system for monitoring power generation and for automatic control of DC interconnections. In Norway and Sweden several program systems are used for daily, seasonal and long-term planning. At Vattenfall a new production optimization system (POP) has been developed which makes seasonal plans for both thermal and hydro power. A similar function is to be developed for weekly planning. Sydkraft has installed an operational computer system to plan, direct and control (in real time) the power plants on southern Swedish rivers. At IVO and Vattenfall, hourly load forecasts are worked out automatically and set by the operator a week in advance.

Several tools have been developed to assist coordinated operations within Nordel with which the various power companies can judge their marginal values and power exchange capacity.

Security Analysis (SA)

Security analysis functions are used to determine the safety of the power system and to analyse how the planned



measures fulfil the security requirements. In some cases, more advanced functions can give direct instructions to the operators. The applications which are currently to be found in real-time system deal solely with steady state situations. Analysis of the level of security in transient situations require very large resources and is not available for real-time systems.

Functions in this group are typically

directly operator-controlled.

Operator-controlled load flow calculation (OLF) is a typical security function. An OLF program permits the operator to analyse the power flow in a grid, for example, before a planned switching of the grid takes place.

Another function in this group is contingency analysis and calculation of static stability. Contingency analysis involves a series of calculations on prese-

Nordel 1985



The range of functions of an EMS system covers a broad spectrum. The actual measured values (raw data) are manipulated in stages in different functions to end up with a database which contains a complete description of the power system. This database is used by the whole system. The various functions in a fully-developed EMS system form an integrated whole. Efforts are made to delegate the functions extensively to smaller hardware units.

lected fault situations. A modern contingency analysis program performs the calculations automatically and warns the operator in advance of the worst faults.

At Vattenfall in Sweden a whole series of analysis functions have been brought into use. Apart from the state estimation mentioned above, they also include programmes to calculate load flow, incremental grid losses, and con-

tingency analysis. At Sydkraft in southern Sweden, state estimation and load flow are being implemented. Similar functions have recently been implemented in Finland. Denmark and Norway have also chosen to perform only load flow and contingency analysis in the planning phase.

Economic viability estimates

It has always been difficult to estimate the economic advantages of using EMS. The functions, which have been used for many years, such as economic generation distribution, are generally accepted as being profitable. On the other hand, it is more difficult to show that security analyses are economically advantageous, as it is difficult to assign a value to good operational security. However, it is clear that during the odd large disturbances that have occurred there have been significant losses to the economy and orders of magnitude of hundreds of millions of krones have been mentioned.

The economic benefits of EMS systems generally stem for the following positive features:

- improved production economy, partly through improved long-term fuel planning, and partly through better generation distribution from the optimal technical exploitation of regulating features and efficiencies
- improved consumption forecasts
- improved use of power system margins can give better production economy and delayed investments
- reduced costs for the maintenance of necessary transmission and production reserves through being better able to monitor their size
- improved exchange of power between the Nordel countries because of better charting of the potential and possibilities for exchanges
- fewer and briefer large disturbances

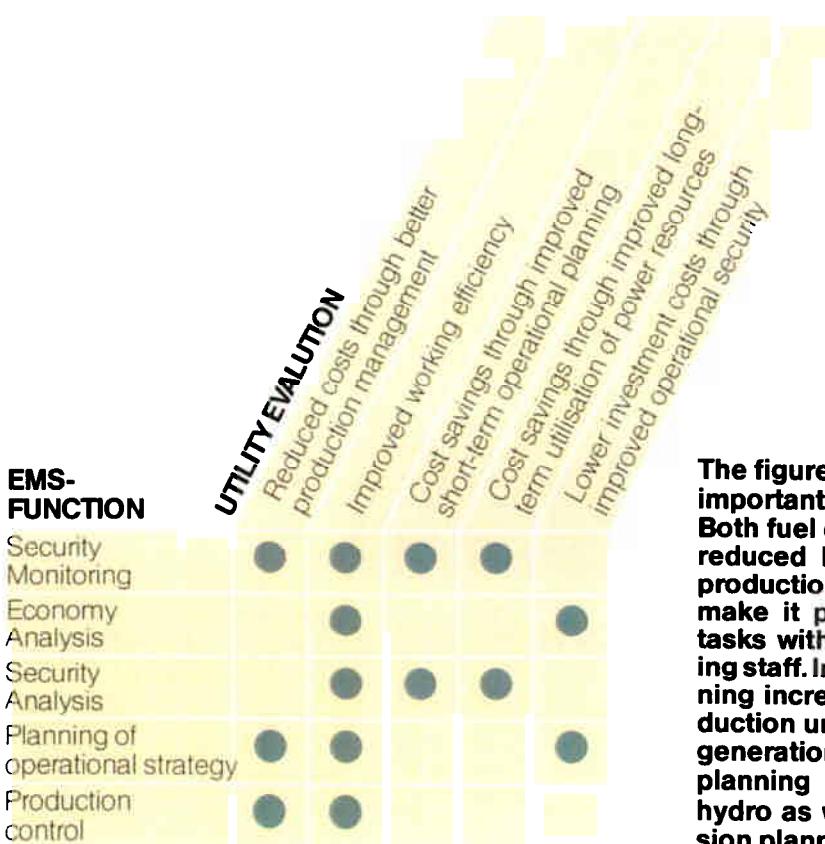
In the long term, EMS systems should be seen as an alternative to other methods of increasing operational security. It is, naturally, necessary to prove the value of EMS systems in practise before they can start to be brought into consideration in various dimensioning criteria.

Problems

Structure

From a purely technical point of view, an EMS system is realised with the help of computers, communication equipment and software, combined into a control structure. There are several factors to be considered when a control structure is being designed, for example, ownership and organisation. The needs of a particular power company are sure to differ from those of a pool organisation.

Nordel 1985



The figure illustrates only the most important economical evaluations. Both fuel costs and grid losses are reduced by better distribution of production. The improved tools make it possible to perform new tasks without necessarily increasing staff. Improved short-term planning increases the use of the production units through optimal joint generation. Improved long-term planning ensures optimal use of hydro as well as coordinated revision planning of fossil power units.

Geography, security and economy have a considerable influence on the communications technology used. In some cases, limitations on data transfer can require more local data processing.

In the end, the theoretically and arithmetically more complicated EMS functions usually lead to centralised, and better solutions. A normal way of distributing work is for simple functions to be carried out at the local level. Factors like time response requirements and the amount of data also support the use of decentralised solutions.

Historical developments, particularly those relating to the organisational situation, have also influenced different solutions.

Computer hardware

It is typical of current systems that their computing capacity is not sufficient to deal with the most difficult disturbances. The size of the systems has generally only been chosen to deal with normal loads. Attempts are being made to correct this anomaly in the future by restructuring the hardware into several computers with a rapid internal data network.

Data communication

Data communication has generally been built up on a strictly hierarchical

model, by which data transfer is modified to suit the earlier conventional remote control systems. Large time delays and thus long response times are one consequence of this.

Personnel

EMS systems use modern computer technology. As is usual for new technological systems, this leads to changes in work routines and organisation. New knowledge and expertise are required to handle the new tools. At the same time, the new technology changes much more quickly than is normal in other areas of power generation.

Operators' tasks are changed in that manual work is replaced by work requiring expertise in the form of well-documented decisions on a higher level. Previously mistakes and errors could be explained away by lack of information. This is no longer the case. More responsibility is placed on those on duty, at the same time as automation reduces the amount of personal contact in the work.

Technical personnel are of central importance in the running of an EMS system, and the need for measures to keep these people must be given the highest priority.

Unfortunately, it has proven difficult for power companies to keep highly-

qualified computing and technical staff in this special area.

The Market Situation

The increase in system complexity and the rapid rate of developments mean that it is difficult to connect systems made by different manufacturers. This combined with the staff problems mentioned previously, leads to greater dependence on a particular supplier.

By the time a system is finally in operation hardware is often out of date. As a result of this there are problems with obtaining spare parts and with the availability of people who can maintain the equipment. The investment the supplier makes in maintenance has a direct influence on the lifetime of the system.

This rapid development does not allow time for taking advantage of practical standards within information technology. The suppliers do not get sufficient economic advantage from standardised solutions. This also causes unnecessarily early replacement of the computer system. Nowadays, EMS systems are expected to have a lifespan of about ten years.

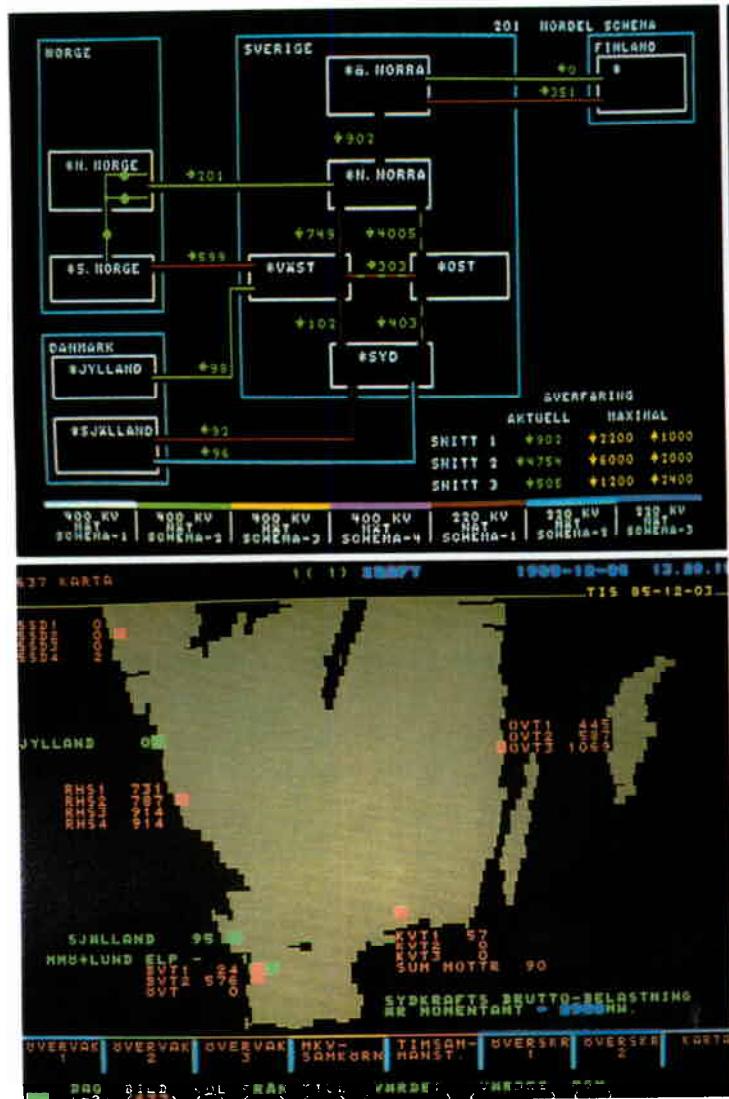
Future Prospects

As mentioned above, power systems have a tendency to become more complicated. Operating personnel are

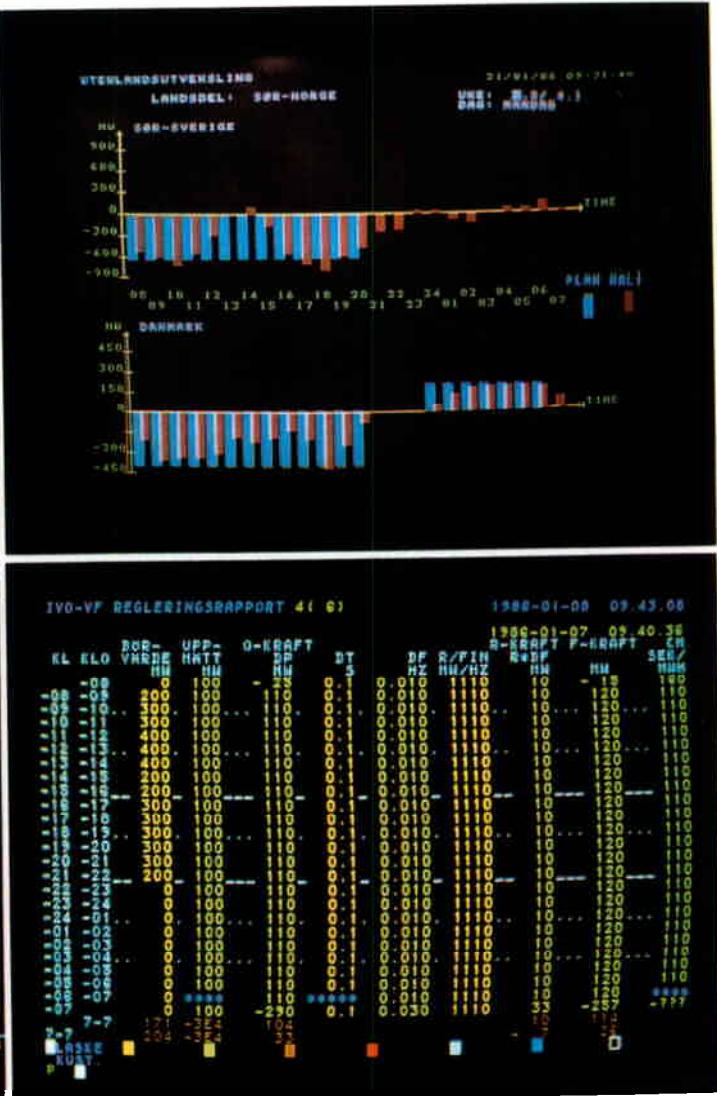
Nordel 1985

Top left: a video display lay-out in Vattenfall's information system shows the power exchange between the Nordic countries.

Above right: planned and registered power exchange between Norway and Sweden and between Norway and Denmark (Landcentralen in Oslo).



Below left: the picture shows real-time values which are updated by major electricity producers in southern Sweden and power exchange with Zealand and Jutland (Sydkraft, Malmö).



Below right: a planning table at IVO's control centre where the operator can feed in plans for exchange with Sweden. The plans are monitored and the system provides information for e.g. electricity invoicing.

Staff running the Nordic power system are assisted by a variety of EMS functions. In energy exchange agreements between the countries, computers calculate the actual incremental values as well as providing the necessary information for energy issues to be resolved.

Nordel 1985

faced with ever more alternatives, both technically and contractually. Joint operation and trading between different companies and systems is increasing.

We therefore need efficient tools which can be used to analyse the operational situation, take emergency measures and also make economic assessments. We are going to have fast state estimation and grid security analyses. Integrated functions at the stations are going to be able to control the load and register the course of events during disturbances.

This kind of tool is a combination of several sub-systems with common databases divided into several levels. Local-level functions, such as automation, relay protection and operational monitoring, are integrated.

More and more, smaller and smaller companies are starting to use EMS functions like those described above. Access to "turn-key" software makes it normal to introduce EMS functions at reasonable cost when an existing remote control system is renewed.

The suppliers are developing systems to the point that it is to a greater extent possible to make applications to deal with special conditions in individual

dual power companies such as existing equipment and economic conditions. At the same time as adaptability is being improved, costs are also being reduced. Economic benefits are increasing in step with rising energy prices and increased power system complexity.



The control room of today is planned to be both highly efficient and pleasant to work in. Central control room also attract the interest of the public, so their PR value should not be overlooked.

Research is being made into the possibility of developing new systems in which the user's knowledge and experience are used to set up a decision base. Expert systems are expected to be a great help.

Today, this kind of function is only in the experimental phase. Several research projects are under way in the Nordic countries, aimed at developing the next generation EMS system.

The use of expert systems will be a central component of these systems. It is expected that the use of these expert systems with training simulators will support planning of operational strategy and training of operators.

Better calculations and knowledge-based methods, in combination with improved linking facilities, make it possible to develop high quality training simulators. This development is essential for the development and maintenance of the skills of the operating staff in the future.

Finally, we can state that there is a great need for better man-machine communication. This should be realised by taking advantage of the technological advances available in computing today.

References:

- [1] Datamaskinbaserte Driftssentraler i Norden. Report published by Nordel's contact group NORCON, June 1981.
- [2] Systemkontrolfunktioner i Driftscentraler. Report from the Nordel contact group NORCON, December 1983

Statistik

Statistics

Innehåll/Contents

<u>Definitioner</u>	<u>Definitions</u>
<u>Enheter</u>	<u>Units</u>
<u>Symboler</u>	<u>Symbols</u>
<u>Installerad effekt</u>	<u>Installed capacity</u>
<u>Det nordiska högspänningssnätet</u>	<u>The grid system in the Nordel countries</u>
<u>Elproduktion</u>	<u>Electricity production</u>
<u>Elenergiutbytet</u>	<u>Power exchange</u>
<u>Elförbrukning</u>	<u>Electricity consumption</u>
<u>Prognoser</u>	<u>Forecasts</u>

Statistik / Statistics

Definitioner

I Nordels definitioner har de använda uttrycken följande betydelse:

Installerad maskineffekt i en kraftstation anges i MW och är summan av de enskilda aggregatens nominella effekt.

Överföringsförmåga för en kraftledning är den effekt i MW, som ledningen med hänsyn till en eventuell begränsning härrörande från de anslutna anläggningss delarna kan överföra under normala förhållanden.

Elproduktion anges i GWh och är den produktion, som vederbörande land upptar i sin officiella statistik.

Mottrycksproduktion är elektrisk energi, som produceras i en turbogenerator med ånga, som efter turbinen används till ett annat ändamål än elproduktion, till exempel fjärrvärme, industriånga etc.

Kondenskraftproduktion är elektrisk energi, som produceras i en turbogenerator med ånga, som efter turbinen kondenseras så att ångans energi uteslutande utnyttjas till elproduktion.

Import och export av elektrisk energi anges i GWh och är de energimängder, som avräknas som köp och försäljning mellan de respektive länderna. Nettoimport är skillnaden mellan import och export.

Bruttoförbrukning av elektrisk energi anges i GWh och är summan av elproduktion och nettoimport.

Nettoförbrukning av elektrisk energi anges i GWh och är summan av de energimängder, som är levererade till och uppmätta hos förbrukarna samt de energimängder, som produceras i industrien för eget bruk.

Förluster är skillnaden mellan bruttoförbrukning och nettoförbrukning.

Tillfällig kraft till elpannor är elektrisk energi, som används för framställning av ånga eller hetvatten i stället för olja eller annat bränsle, och som levereras på speciella villkor.

Magasinskapacitet för ett vattenmagasin anges i GWh som den energimängd, som kan produceras i de nedanför liggande kraftverken vid en engångstömning av fullt magasin.

Magasinsinnehåll vid en given tidpunkt anges i GWh som den energimängd, som kan produceras i de nedanför liggande kraftverken av magasinetts vatteninnehåll över lägsta reglerade vattentillstånd.

Magasinsfyllnadsgrad vid en given tidpunkt anges i procent som förhållandet mellan magasinsinnehåll och magasinskapacitet.

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 import 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.

Nordel 1985

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	= kilowattimme = 3600 kJ
MWh	= megawattimme = 1000 kWh
GWh	= gigawattimme = 1 million kWh
TWh	= terawattimme = 1000 GWh = 1 miljard kWh
Mtoe	= 1 miljon-toe-olje ekvivalent motsvarar 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 = 3600 kJ
MWh	= megawatt-hour = 1000 kWh
GWh	= gigawatt-hour = 1 million kWh
TWh	= terawatt-hour = 1000 GWh = 10^9 kWh
Mtoe	= 1 million tons of oil equivalent corresponds to 11,63 TWh

Symboler

≈	Ungeförtigt värde
-	Värdet noll
○	Mindre än hälften av den använta enheten
••	Uppgift inte tillgänglig eller alltför osäker att anges
•	Uppgift kan inte förekomma

Symbols

≈	Approximate value
-	Value zero
○	Value less than half of unit employed
••	Data not available
•	Category not applicable

Nordel 1985

Installerad effekt

Den sammanlagda installerade effekten i Nordelländerna steg under 1985 med 3 361 MW till 77 360 MW. Den installerade effekten i vattenkraftstationer utgjorde ca 55 %. I Sverige och Finland fanns vid årets utgång totalt 11 765 MW kärnkraft.

Fördelningen mellan vatten- och värmekraft är mycket olika Nordelländerna emellan. I Danmark används enbart värmekraft och i Norge nästan enbart vattenkraft. På Island domineras vattenkraften medan Sverige har ungefär lika stor effekt installerad i vatten- och värmekraft. I Finland utgör värmekraften drygt tre fjärdedelar av den installerade effekten.

Installed capacity

In 1985 the total net capacity in the Nordel countries increased by 3 361 MW to 77 360 MW. Of the total capacity 55 % consisted of hydro power. The nuclear capacity was 11 765 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, while Sweden has an equal amount of thermal and hydro installations. In Finland thermal power amounts to more than 3/4 of the installed capacity.

Fig S1. Installerad effekt 31.12.1985 och korresponderande medelårsproduktion för installerad vattenkraft
Installed capacity on Dec. 31, 1985 and corresponding average year production by hydro power

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vattenkraft MW Hydro power MW	8	2510	752	23 492	15 690	42 452
Medelårsproduktion, GWh Average-year hydro production, GWh	20	11 950	4 200	102 430	62 175	180 775
Värmekraft MW Thermal power	8 215	8 700	169	311	17 513	34 908
Därav of which						
mottryck, fjärrvärme konv. back-pressure, district heating conv.	357	1 700	–	–	2 469	4 526
mottryck, industriell back-pressure, industry	–	1 190	–	198	882	2 270
kondens, process condensing, process	–	110	–	54	–	164
kondens, kärn condensing, nuclear	–	2 310	–	–	9 455	11 765
kondens, konventionell condensing, conventional	7 571 ⁱⁱ	2 480	19	24	2 932	13 026
gasturbin, diesel gasturbine, diesel	287	910	150 ⁱⁱⁱ	35	1 775	3 157
Totalt installerad effekt Total installed capacity						
1985 MW 1984 MW	8 223 7 714	11 210 11 540	921 ⁱⁱ 917 ⁱⁱⁱ	23 803 22 970	33 203 30 858	77 360 73 999
Nytillskott under 1985 MW Additions in 1985 MW	509	40	4	838	2 345	3 736
Bortfall under 1985 MW Retirements in 1985 MW	0	370	–	5	–	375

ⁱⁱ inkl. kondensstyrbiner med uttag för fjärrvärme Incl. condensing turbines with some steam drawn for district heating

ⁱⁱⁱ Härav geotermisk kraft 41 MW Of which 41 MW is geothermal power

ⁱⁱⁱⁱ Härav geotermisk kraft 39 MW Of which 39 MW is geothermal power

Nordel 1985

Fig. S2. Nya aggregat tagna i drift under 1985

New power plant capacity 1985

Kraftslag/
kraftstation

Power category/plant

Nyinstallation under 1985
New units taken into operation

Totalt 31.12.1985
Total

	Antal agr. Number of units	Ny effekt New capacity	Ökning av medelårsprod. Increase in average-year production GWh ¹⁾	Tot. inst. effekt Total installed net capacity	Total medel- årsprod. Total average- year production
		MW		MW	GWh ¹⁾

Danmark

Vattenkraft
Hydro power

Konv. värmekraft
Conventional thermal power
Studstrupvärvet B4
H.C. Ørstedvärvet B7

Finnland

Vattenkraft
Hydro power

Konv. värmekraft
Conventional thermal power
Äänekoski

Kärnkraft
Nuclear power

Island

Vattenkraft
Hydro power

Konv. värmekraft
Conventional thermal power

Norge

Vattenkraft

Hydro power

Solbergfoss
Stensfoss
Ulset
Ulla/Førre

Konv. värmekraft
Conventional thermal power

Sverige

Vattenkraft

Hydro power

Stornorrhors G4
Sädva

Konv. värmekraft
Conventional thermal power

Kärnkraft

Nuclear power

Forsmark B3
Oskarshamn B3

¹⁾ Endast för vattenkrafter. För den konventionella värmekraften anges bränsleslag
(o = olja, k = kol, g = gas, t = torv, a = avfall)

Only for hydro power. For new conv. thermal power type of fuel is stated: (o = oil, k = coal, g = gas, t = peat, a = garbage, waste)

Nordel 1985

Fig S3. Beslutade större kraftstationer
Decided larger power plants

Kraftslag/ kraftstation Power category/plant	Totalt inst. nettoeffekt Installed net capacity	Medelårs- prod. Average- year production	Beslutad nyinstallation Decided new plants				
	MW	GWh ¹¹	Antal agr. Number of new units	Ny effekt New capacity MW	Ökn. av medelårsprod. Increase in average- year production GWh ¹¹	Beräkn. idräftagn. Estimated commissioning	
Danmark							
Konv.värmekraft Conventional thermal power							
Amagervärket B3	256	k/o	1	250	k/o	1989	
Avedörevärket B1	-	-	1	250	k/o	1991	
Fynsvärket B7	537	k/o/g	1	350	k/o	1991	
Finland							
Vattenkraft Hydro power							
Tainionkoski	42	330	1	18	20	1987	
Konv. värmekraft Conventional thermal power							
Naantali 2, kondens	115	k	1	-115	k	1986	
Naantali 2 kraftvärm	-	-	1	85	k	1986	
Joensuu	-	-	1	52	t	1986	
Jyväskylä	35	•	1	80	t	1986	
Lahti	150	•	1	40	k/g	1986	
Tampere	128	•	1	125	g	1988	
Island							
Vattenkraft Hydro power							
Blanda	-	-	3	150	750	1991	
Norge							
Vattenkraft Hydro power							
Ulla-Førre	1 250	3 246	5	807	1 348	1986	
Skarje	-	-	1	150	275	1987	
Myster	-	-	1	107	300	1987	
Alta	-	-	2	150	626	1987/89	
Kobbely	-	-	2	300	710	1987/90	
Dokka/Torpa	-	-	2	199	553	1988/90	
Jostedal	-	-	2	270	877	1989/91	
Sverige							
Vattenkraft Hydro power							
Laxede G3	130	815	1	70	20	1986	
Vargfors G2	70	395	1	62	0	1987	
Porsi G3	175	1 146	1	95	20	1987	
Kymmen	-	-	1	55	58	1987	
Gallejaur G2	115	626	1	101	0	1988	
Kärnkraft, effekthöjningar Nuclear power, power extensions							
Barsebäck B1	1 140	•	•	34	•	1986	
Barsebäck B2	1 140	•	•	34	•	1986	
Forsmark B1	2 850	•	•	75	•	1986	
Forsmark B2	2 850	•	•	75	•	1986/87	

¹¹Endast för vattenkraften. För den konventionella värmekraften anges bränsleslag (o = olja, k = kol, g = gas, t = torv, a = avfall).
Only for hydro power. For new conv. thermal power type of fuel is stated: (o = oil, k = coal, g = gas, t = peat, a = garbage, waste)

Nordel 1985

Det nordiska högspänningssnätet

Sverige har förbindelser med Danmark, Finland, och Norge. Mellan Finland och Norge finns enbart ledningar för lokala leveranser från Norge till förbrukare i Finland. Vid årets utgång var den totala överföringsförmågan från Sverige ca 4 600 MW och till Sverige ca 4 200 MW. Mellan Danmark (Jylland) och Norge finns en likströmsförbindelse med överföringsförmågan 510 MW i vardera riktningen. Södra Jylland har 400, 220 och 60 kV-förbindelser med Västtyskland. Mellan Finland och Sovjetunionen finns en 1000 MW likströmsförbindelse. Detta är den första stamnätsförbindelsen av denna storleksordning mellan Sovjet och Västeuropa. Sedan tidigare finns en mindre samkörningsförbindelse mellan Norge och Sovjet, och lokala förbindelser mellan Finland och Sovjet. Island är ej elektriskt förbundet med övriga Nordelländer.

The grid system in the Nordel countries

Sweden is connected to Denmark, Finland and Norway. The latter two countries are not interconnected except for a few lines from Norway to Finland for local consumption there. The total capacity from Sweden was about 4 600 MW and to Sweden about 4 200 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. Överföringsledningar
Transmission lines

	400 kV		220, 300 kV		110, 132, 150 kV	
	Tagna i drift under 1985 Brought into service in 1985: km	I drift 31.12.1985 In service Dec. 31, 1985	Tagna i drift under 1985 Brought into service in 1985: km	I drift 31.12.1985 In service Dec. 31, 1985	Tagna i drift under 1985 Brought into service in 1985: km	I drift 31.12.1985 In service Dec. 31, 1985
Danmark	77	893 ¹⁾	0	223 ²⁾	122	3 441 ³⁾
Finland	0	3 192	0	2 152	350	12 700
Island	—	—	0	467	24	1 297
Norge	32	1 392	20	4 933 ²⁾	300	9 137
Sverige	397	9 851	54	5 736 ²⁾	• •	14 100

¹⁾ Härav 293 km i drift med 150 kV och 48 km med 132 kV.
Of which 293 km in service with 150 kV, and 48 km with 132 kV.

²⁾ Härav 80 km i Danmark och 96 km i Sverige (Kontiskan) samt 89 km i Danmark och 151 km i Norge (Skagerrak) i drift med 250 kV likström.
Of which 80 km in Denmark and 96 km in Sweden (Kontiskan) and 89 km in Denmark and 151 km in Norway (Skagerrak) in service with 250 kV DC.

³⁾ Härav 33 km i drift med 60 kV och 96 km med 50 kV.
Of which 33 km in service with 60 kV and 96 km with 50 kV.

Fig S5. Nordens högspänningssnät
The Nordel main grid

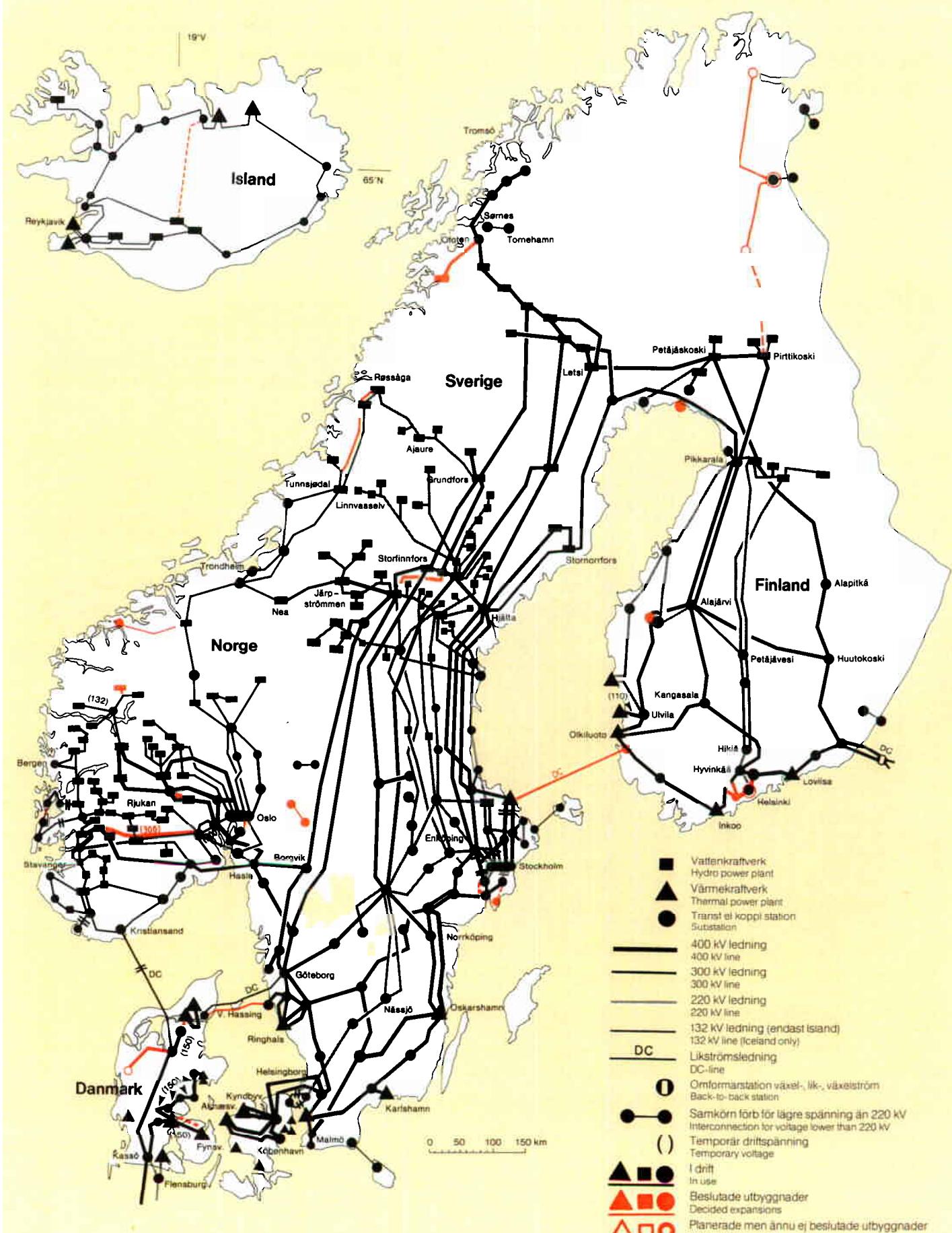


Fig S6. Samkörningsförbindelser mellan Nordelländerna

Interconnections between the Nordel countries

Länder Countries	Stationer Terminal stations	Nominell spänning Rated voltage kV	Överföringsförmåga Transmission capacity	Längd Length	Kabel Cable
			Från Danmark From Denmark	Till Danmark To Denmark	
I drift: In service			MW	km	km
Danmark– Norge	Tjele–Kristiansand	±250=	510 Från Sverige From Sweden	510 Till Sverige To Sweden	240/pol
Danmark– Sverige	Teglstrupgård–Sofiero Hovegård–Helsingborg nr 1 Hovegård–Helsingborg nr 2 Vester Hassing–Göteborg Hasle (Bornholm)–Borrby	132~ 400~ 400~ 250= 60~	{ 350 ⁱⁱ 700 ⁱⁱ	{ 350 ⁱⁱ 700 ⁱⁱ	23 91 91 176 47,6
Finland– Sverige	Ossauskoski–Kalix Petäjäskoski–Letsi Pikkarala–Messaure Hellesby (Åland)–Skattbol	220~ 400~ 400~ 70~	{ 900	{ 700	93 230 423 76,5
Norge– Sverige	Sørnes–Torniehamn Ritsem–Ofoten Røssåga–Ajaure Linnvassselv ⁱⁱⁱ Nea–Järpströmmen Lutufallet–Höljes Hasle–Borgvik Hasle–Trollhättan	132~ 400~ 220~ 220/66~ 300~ 132~ 400~ 400~	{ 200 260 ⁱⁱ 50 500 ⁱⁱ 40 1 100 ⁱⁱ	{ 200 100 ⁱⁱ 50 500 ⁱⁱ 20 1 100 ⁱⁱ	39 58 117 – 100 17,5 106 135
Totalt Total			4 615	4 235	
Beslutat: Decided:			Från Sverige From Sweden	Till Sverige To Sweden	
Danmark– Sverige Finland– Sverige Norge– Sverige	Vester Hassing–Lindome (nov. 1988) Raumo–Gudinge (dec. 1989) Eidskog–Charlottenberg (1985/86)	285=	300	300	149
		350= ⁱⁱ	420 ⁱⁱ	420 ⁱⁱ	220
		132~	100	100	13
			Från Finland From Finland	Till Finland To Finland	
Norge– Finland	Varangerbotn–Porttipahta (1988)	220~	50	50	300 ⁱⁱ

ⁱⁱ Vid parallellidrift är totala överföringsförmågan 700 MW (vid gynnsamma produktions- och belastningsförhållanden 1100 MW i vardera riktningen).

At parallel operation of the interconnections, the total transmission capacity amounts to 700 MW (in favourable production and load conditions 1100 MW) in both directions.

ⁱⁱⁱ Kabelsträckan består av fyra trefaskablar som är parallellkopplade två och två.
The cable line comprises four three-phase cables which are parallel connected two by two.

Med hänsyn till slingdriften över flera samkörningsförbindelser Norge–Sverige och vissa andra driftsituationer kan dimensionerande fallfall ge en lägre överföringsförmåga.

Transmission capacity is in some cases reduced by dimensioning fault case.

^{iv} 100 MW gäller vid maximal produktion i Gejmän–Ajaure–Gardikdors. Vid minimiproduktion i dessa stationer och maximalt 250 MW produktionsöverskott i Helgeland är överföringsförmågan 200 MW.

100 MW maximum production in Gejmän–Ajaure–Gardikdors. With minimum production in these stations and 250 MW surplus production in Helgeland the transmission capacity is 200 MW.

^v Samkörningslänken är en 220/66 kV transformator i den norska–svenska kraftstationen i Linnvassselv.
The interconnection consists of a 220/66 kV transformer in the Norwegian–Swedish power station Linnvassselv.

^{vi} Preliminära värden.
Preliminary values.

Nordel 1985

Elproduktion

Den totala produktionen inom Nordel var 312,4 TWh 1985, en ökning med 6,6% jämfört med 1984. Vattenkraften svarade för 60,4% och kärnkraften för 23,6%. Motsvarande siffror för 1984 var 64,8 resp. 22,6%.

Electricity production

The total production in Nordel was 312.4 TWh in 1985. This is an increase of 6.6% compared with 1984. Hydro power amounted to 60.4 % and nuclear power to 23.6% of the total production. The corresponding figures for 1984 were 64.8% and 22.6%.

Fig. S7. Totala elproduktionen i Nordel
Total electricity production within Nordel

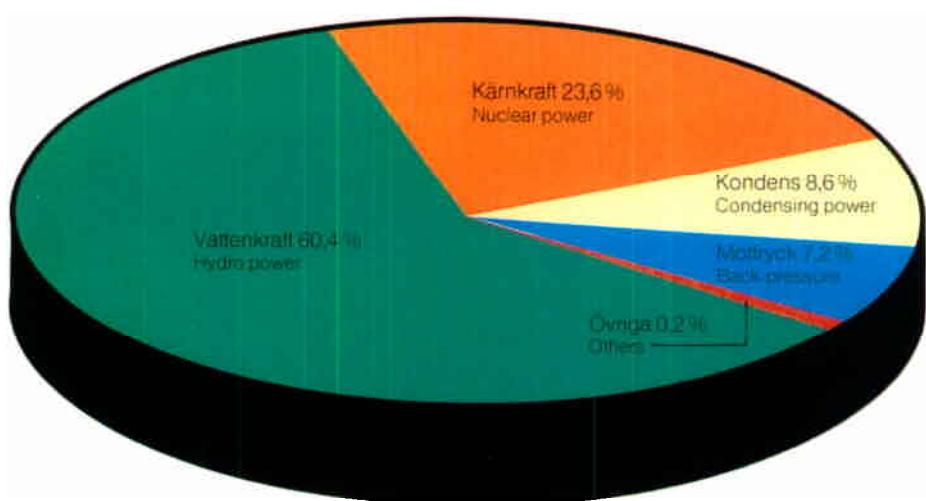


Fig. S8. Elproduktion (GWh)
Electricity production

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vattenkraft 1985 Hydro power 1985	28 ^{a)}	12 168	3 663	102 851	70 131	188 841
Vattenkraft 1984 Hydro power 1984	26	13 115	3 738	106 339	66 859	190 077
Mottryck, fjärrvärme Back-pressure, district heating	4 500	5 771	•	–	2 839	13 110
Mottryck, industri Back-pressure, industry	256	6 295	•	163	2 536	9 250
Kondens, process Condensing, process	–	350	•	–	–	350
Kondens, kärn Condensing, nuclear	•	17 987	•	•	55 897	73 884
Kondens, konventionell Condensing, conventional	21 112	4 385	•	83	842	26 422
Gasturbin, diesel m.m. Gas turbine, diesel etc.	109	142 ^{b)}	174 ^{c)}	93	56	574
Värmekraft 1985 Thermal power 1985	25 977	34 930	174 ^{c)}	339	62 170	123 590
Värmekraft 1984 Thermal power 1984	20 028	30 111	176 ^{c)}	327	52 248	102 890
Total produktion 1985 Total production 1985	26 005	47 098	3 837	103 190	132 301	312 431
Total produktion 1984 Total production 1984	20 054	43 226	3 914	106 666	119 107	292 967
Förändring i procent Change, in %	29,7	9,0	-2,0	-3,3	11,1	6,6

^{a)} Därav 142 GWh med naturgas Of this 142 GWh from natural gas

^{b)} Därav 171 GWh geotermisk kraft Of this geothermal power 171 GWh

^{c)} Därav 173 GWh geotermisk kraft Of this geothermal power 173 GWh

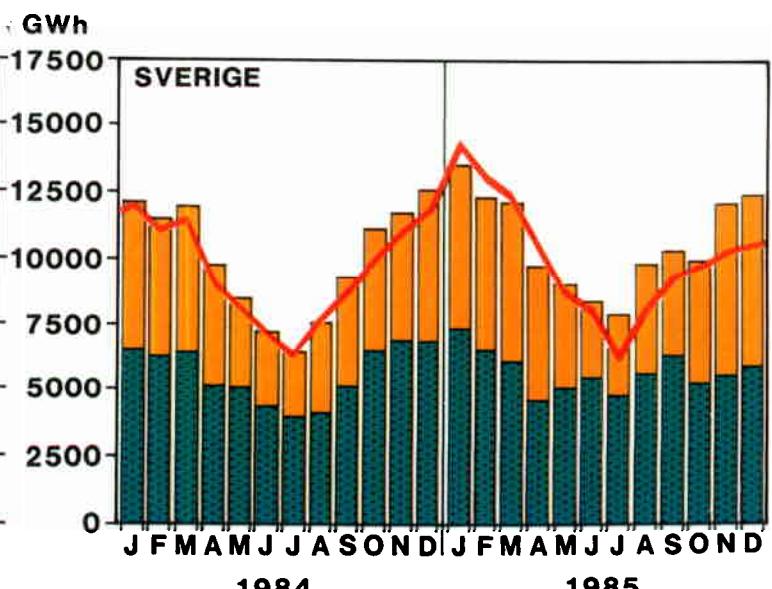
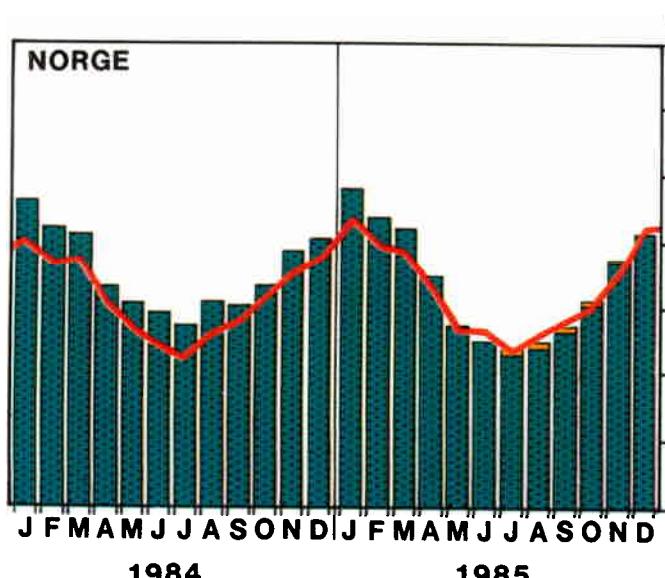
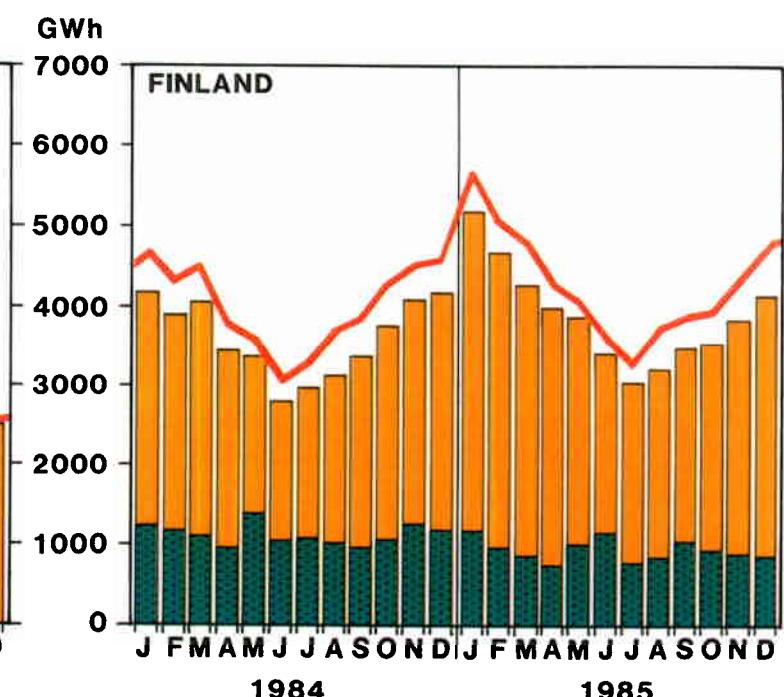
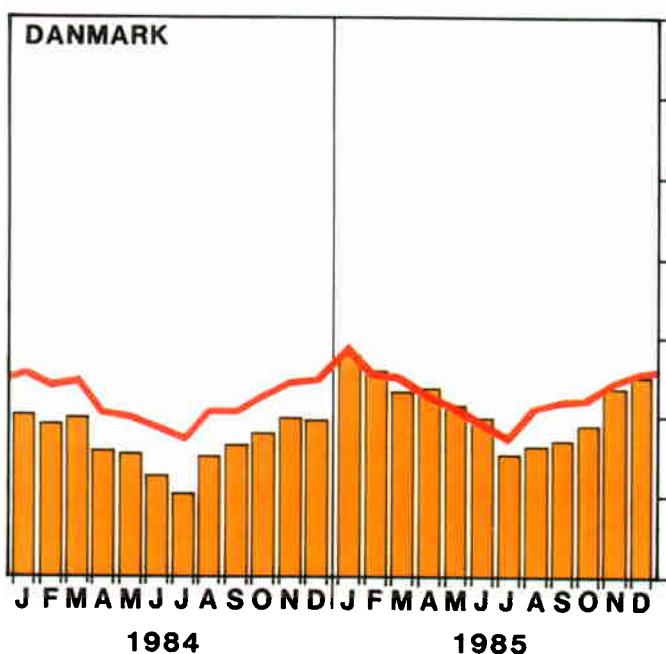
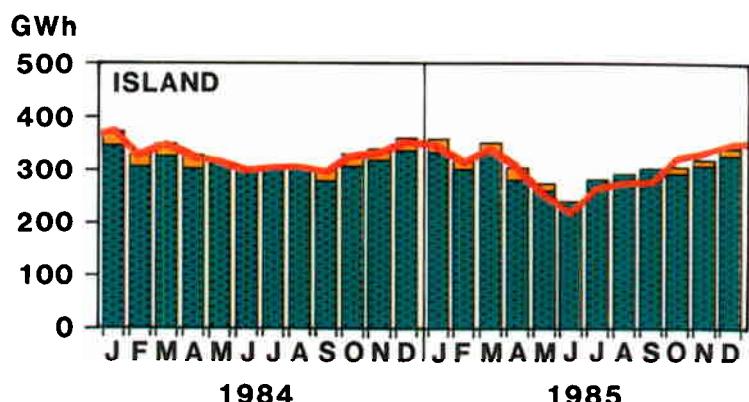
^{d)} vindkraft 15 GWh inte medräknad Wind power 15 GWh excluded

Nordel 1985

Fig. S9. Produktion och bruttoförbrukning exkl. avkopplingsbara elpannor

Production and gross consumption
excl. excess hydro power to electric boilers

✓ förbrukning consumption orange värmekraft thermal power teal vattenkraft hydro power



Nordel 1985

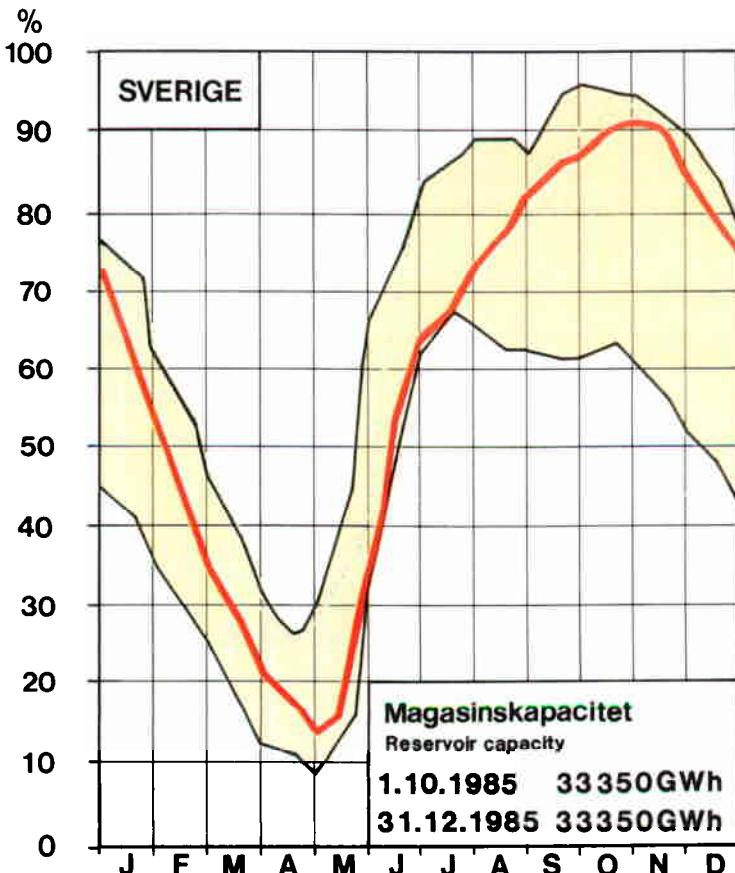
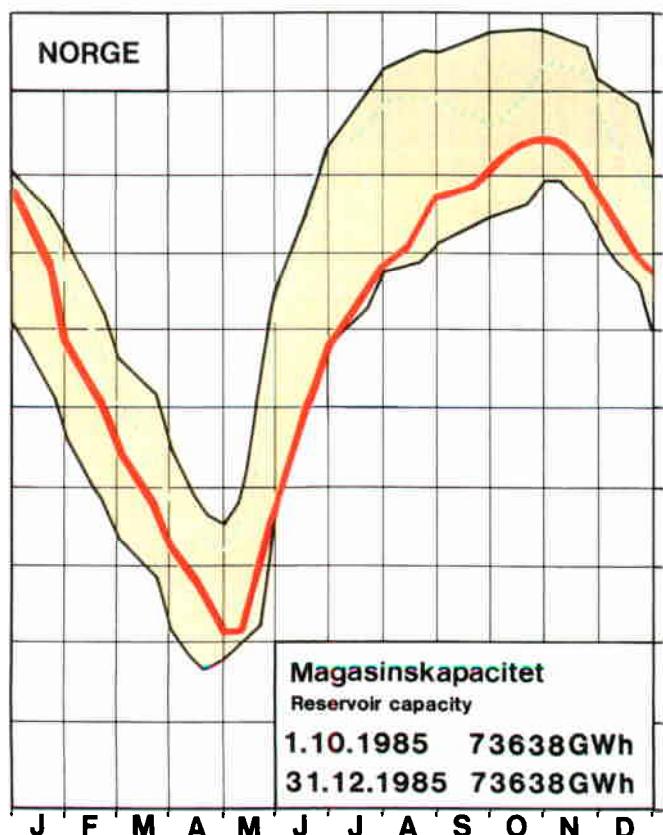
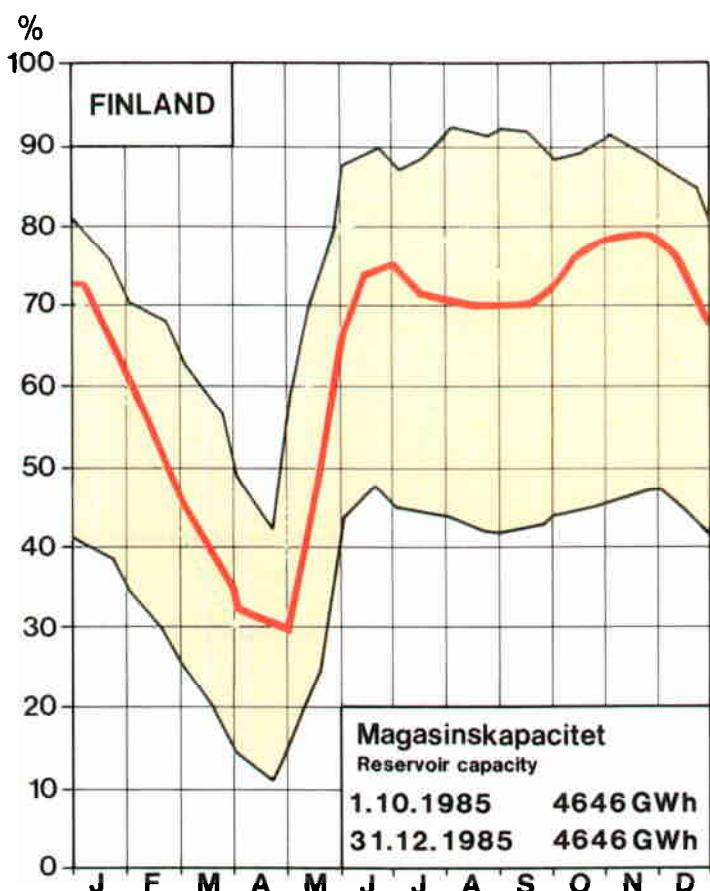
Fig. S10. Magasinsfyllnad

Kurvorna visar magasinsfyllnaden i % av helt fyllda magasin under åren 1984 och 1985. De övre och undre begränsningskurvorna för de senaste årens magasinsvariationer är markerade. Begränsningskurvorna är högsta respektive lägsta veckovärden under perioden 1975–1984.

Water reservoirs

The curves show the impounded water in per cent of total storage capacity for 1984 and 1985. The field gives upper and lower extremes which are composed of the weekly maximum and minimum recorded for the period 1975–1984.

1984 — 1985
Extremvärden (1.1.1975–31.12.1984)
 Extreme values (1.1.1975–31.12.1984)



Nordel 1985

Fig S11. Maximal belastning 3:e onsdagen i december 1985

Maximum load on the 3rd Wednesday in December 1985

	Max. kraftstationsbelastning		Installerad nettoeffekt MW	Max. systembelastning Max. system load			
	Max. power station output Lokaltid Local time	MW		1984 Lokaltid Local time	MW	1985 Lokaltid Local time	MW
Danmark							
Väster om Stora Bält (ELSAM) West of the Great Belt	8-9	2 423	4 429	8-9	2 740	8-9	2 860
Öster om Stora Bält exkl. Bornholm (ELKRAFT) East of the Great Belt excl. Bornholm	10-11	1 170	3 719	17-18	2 140	17-18	2 260
Finland	8-9	7 570	11 210	8-9	7 796	8-9	8 353
Island	12-13	550	921	•	•	•	•
Norge							
Söder om (south of) 67,5° N Norra om (north of) 67,5° N	8-9 9-10	16 543 974	22 461 1 342	8-9 9-10	14 377 981	8-9 14-15	15 218 980
Sverige	8-9	22 625	33 203	15-16	20 102	8-9	23 553
Nordel exkl Island (Nordel excl. Iceland) Mellaneuropeisk tid Central-European time							
	8-9	52 242	76 364	8-9	47 569	8-9	52 960

Fig S12. Elenergiomsättningen 1985

(GWh)

Electric energy turnover in 1985

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Produktion Production	26 005	47 098	3 837	103 190	132 301	312 431
Därav vattenkraft Of this hydro power	28 ³¹	12 168	3 663	102 851	70 131	188 841
Import Total produktion och import Total production and import	3 155 29 160	5 579 52 677	• 3 837	3 884 107 074	5 142 137 443	4 521 316 952 ³²
Export Bruttolärbukning Gross consumption	1 439 27 721	881 51 796	• 3 837	4 383 102 691	6 675 130 768	139 316 813
Tillfällig kraft till elpannor etc. Excess hydro power to electric boilers etc.	•	169	102	5 102 ³³	4 885	10 258
Bruttolärbukning exkl. tillfällig kraft till elpannor etc Gross consumption excl. excess hydro power to electric boilers etc.	27 721	51 627	3 735	97 589	125 883	306 555
Förändring från 1984 % Change as against 1984 %	6,3	8,1	-2,4	5,0	11,5	8,2

³¹ Därav pumpkraft 802 GWh

Of this pumped storage power 802 GWh

³² Summan inkluderar utbyte med länder utanför Nordel

Total includes exchanges with countries outside Nordel

³³ Vindkraft 15 GWh inte medräknad

Wind power 15 GWh excluded

Nordel 1985

*Elenergiutbytet
Power exchange*

GWh/år
GWh/year



Fig. S13. Översikt över omsättningen av elektrisk energi i Nordel 1985

Review of the electric energy turnover in Nordel 1985

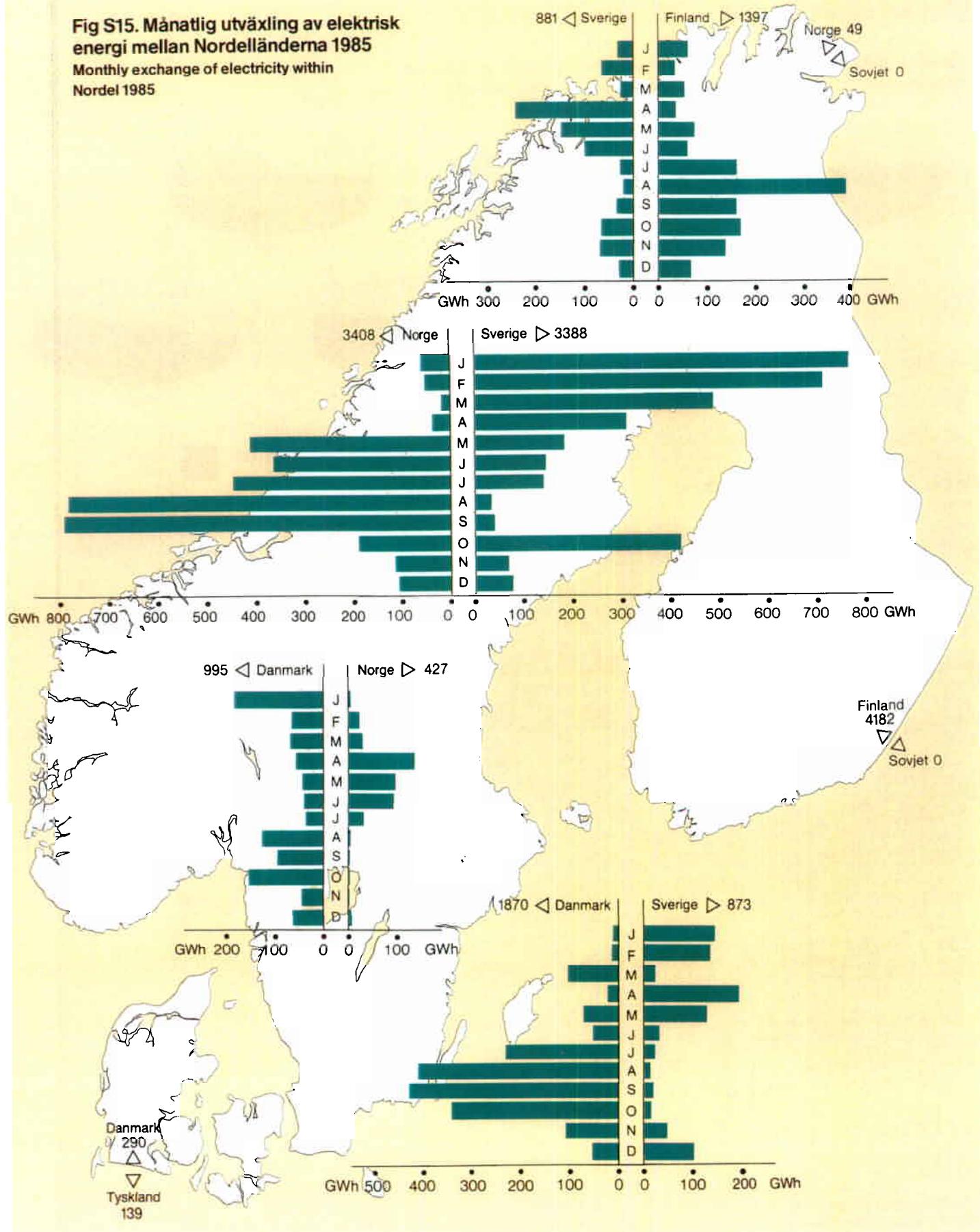
Fig. S14. Elenergiutbyte 1985 (GWh)
Exchange of electric energy in 1985 (GWh)

Import till: Import to:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Nordel länder Nordel countries	Andra länder Other countries	Total export 1985	1984
Export från: Export from:								
Danmark	•	-	427	873	1 300	139	1 439	1 021
Finland	-	•	-	881	881	-	881	422
Norge	995	-	•	3 388	4 383	-	4 383	8 886
Sverige	1 870	1 397	3 408	•	6 675	-	6 675	5 336
Nordelländer Nordel countries	2 865	1 397	3 835	5 142	13 239	139		
Andra länder Other countries	290	4 182	49	-	4 521			
Total import	1985 1984	3 155 7 045	5 579 5 637	3 884 662	5 142 5 722			
Nettoimport Net import	1985 1984	1 716 6 024	4 698 5 215	-499 -8 224	-1 533 386			
Nettoimport/ bruttoförbrukning i % Net import/gross consumption in %	1985 1984	6,2 23,1	9,1 10,9	-0,5 -8,8	-1,2 0,3			

Nordel 1985

Fig S15. Månatlig utväxling av elektrisk energi mellan Nordelländerna 1985

Monthly exchange of electricity within Nordel 1985



Nordel 1985

Elförbrukningen Electricity consumption

Fig S16. Elförbrukningen fördelad på konsumentgrupper exkl. elpannor

Electricity consumption distributed on consumer groups excl. electric boilers

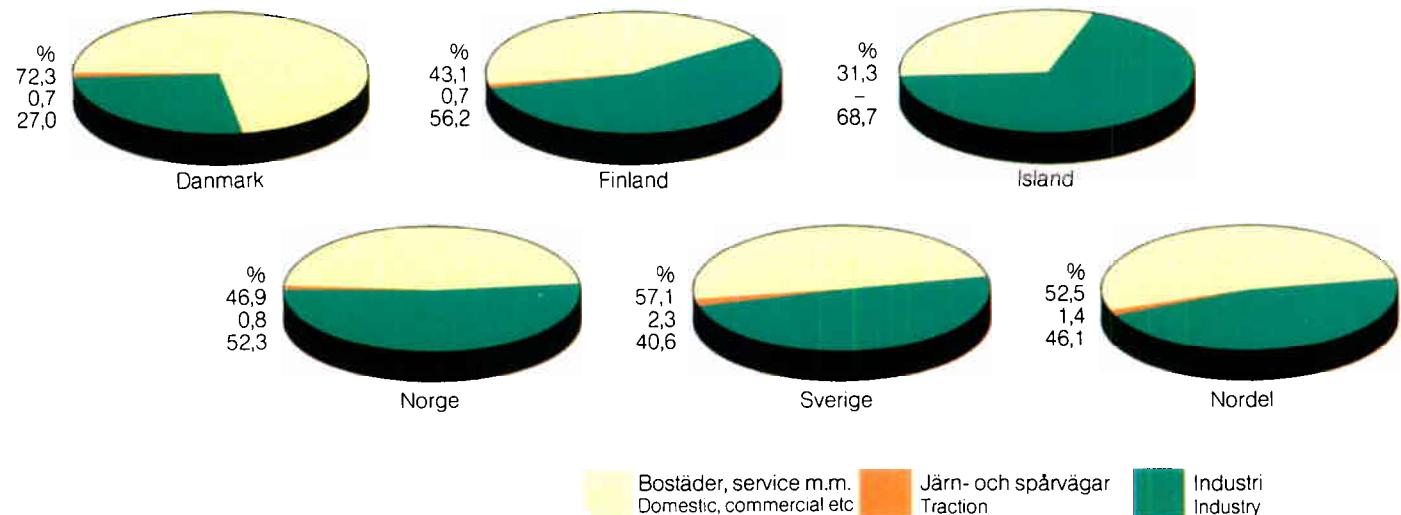


Fig S17. Elförbrukning 1985, GWh

Electricity consumption 1985

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Bruttoförbrukning Gross consumption	27 721	51 796	3 837	102 691	130 768	316 813
Tillfällig kraft till elpannor Excess hydro power to electric boilers	•	169	102	5 102 ²¹	4 885	10 258
Bruttoförbrukning ¹ Gross consumption	27 721	51 627	3 735	97 589	125 883	306 555
Förluster Losses	2821	2 797	360	9 629	11 134	26 741
Nettoförbrukning Net consumption	24 900	48 830	3 375	87 960	114 749	279 814
Industri Industry	6 720	27 425	2 320	46 003	46 610	129 078
Järn- och spårvägar Traction	170	360	-	704	2 645	3 879
Bostäder, service m.m. Domestic, commercial	18 010	21 045	1 055	41 253	65 494	146 857
Förändring av bruttoförbrukningen jämfört med föregående år i % ¹¹ Change in gross consumption as against previous year, %	6,3	8,1	-2,4	5,0	11,5	8,2
Genomsnittlig förändring av bruttoförbrukningen under de senaste 10 åren i % ¹¹ Average change in gross consumption in the last 10 years, %	4,2	5,9	5,0	3,6	4,7	4,5
Bruttoförbrukning per invånare i kWh Gross consumption per inhabitant	5 420	10 510	15 873	23 475	15 075	13 457
Medelfolkmängd 1985 milj. Average population 1985, mill.	5,12	4,91	0,24	4,16	8,35	22,78

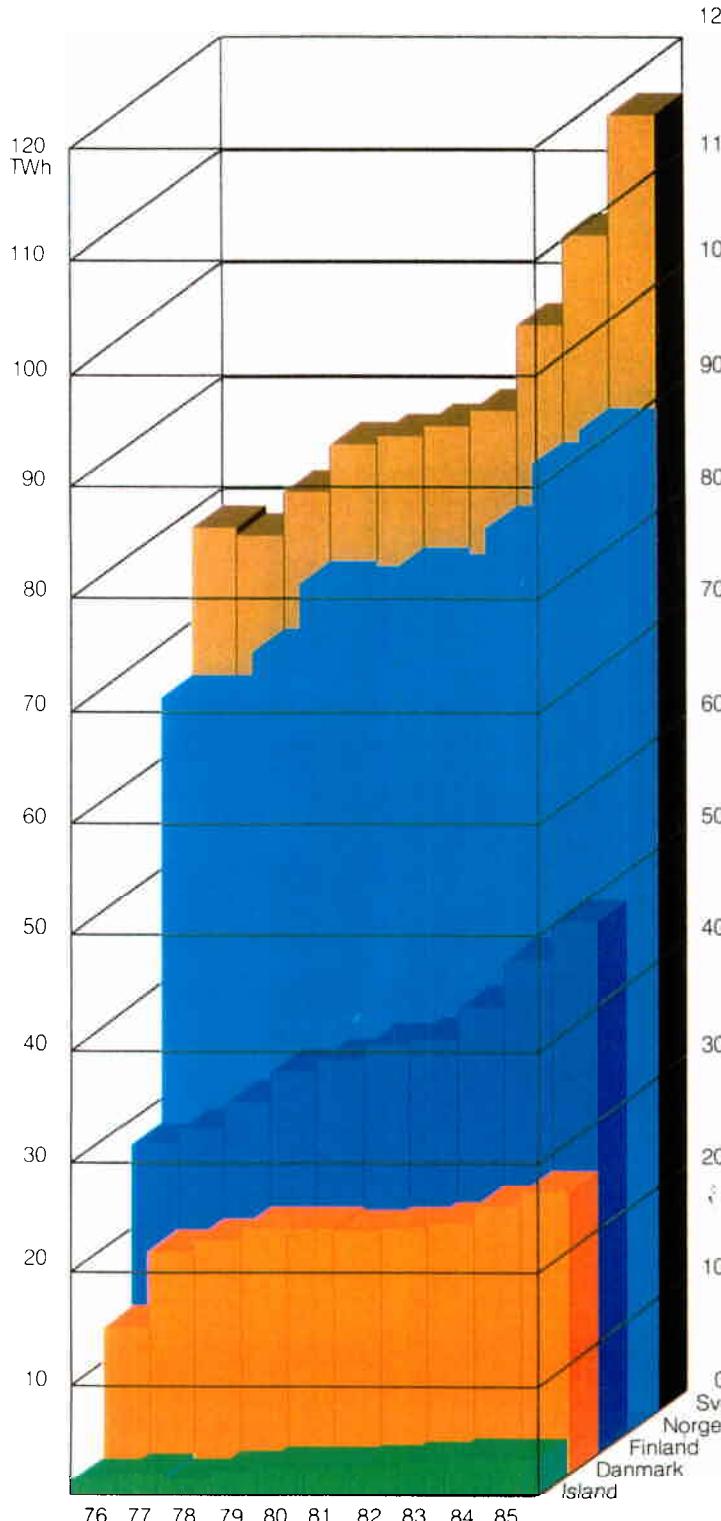
¹¹ Exkl. tillfällig kraft till elpannor

²¹ Därav pumpkraftverk 802 GWh

Excl. excess hydro power to electric boilers

Of which pumped hydro power 802 GWh

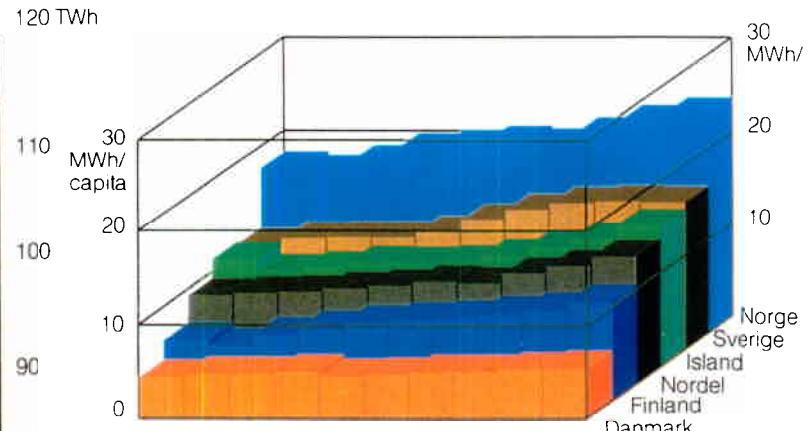
Nordel 1985



**Fig. S18. Bruttoförbrukningen¹⁾ av elenergi
1976–1985**

Gross consumption of electric energy

¹⁾ Exkl. tillfällig kraft till elpannor
Excl. excess hydro power to electric boilers



**Fig S19. Bruttoförbrukning¹⁾ av elenergi
per invånare**
Per capita consumption¹⁾

¹⁾ Exkl tillfällig kraft till elpannor
excl. excess hydro power to electric boilers

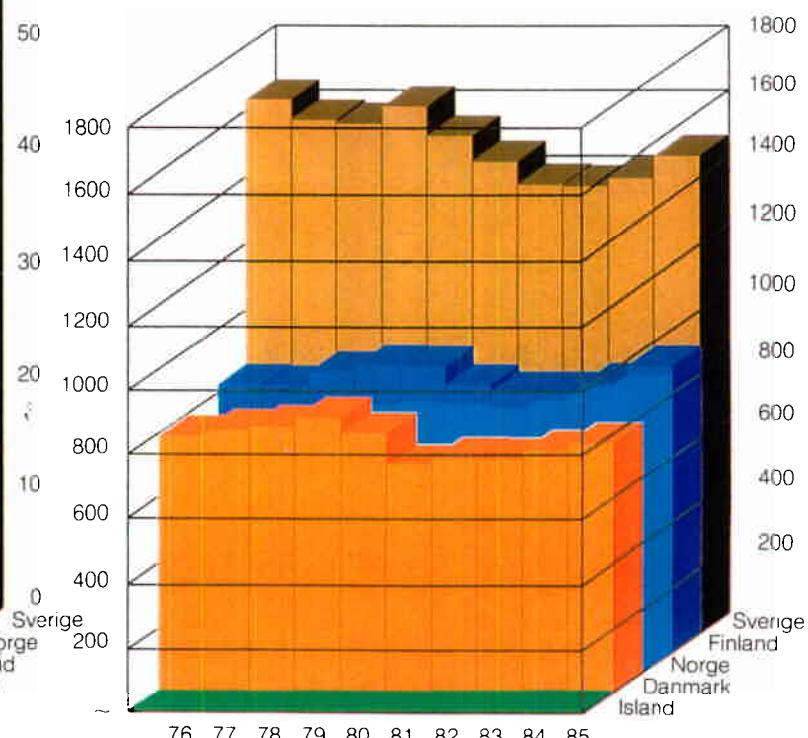


Fig S20. Total energitillförsel PJ
Total energy supply

Nordel 1985

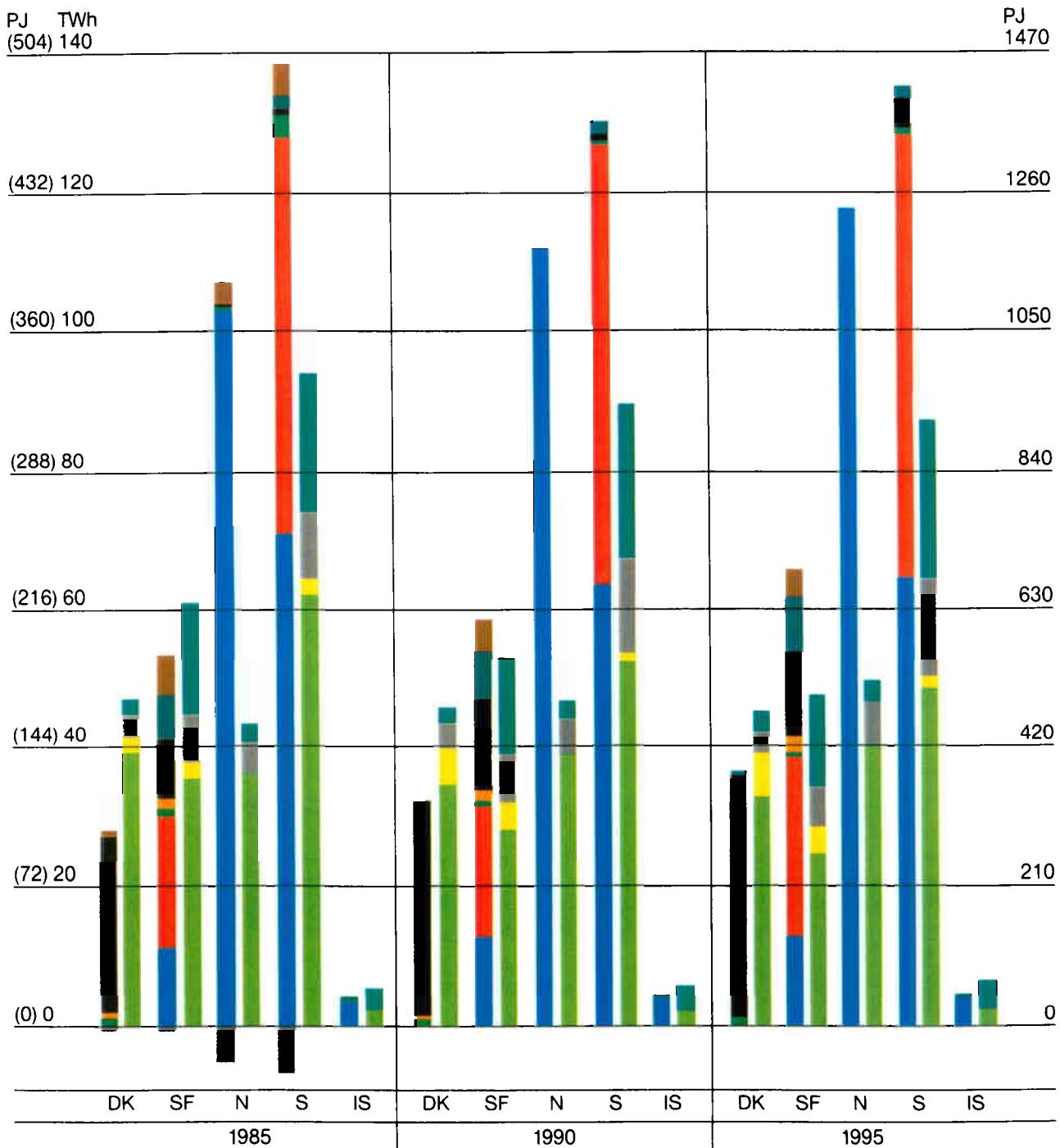


Fig S21. Energitillgång i Norden
Energy supply within the Nordic countries

Fördelning på energislag av eltilförseln
Distribution of electricity on energy sources

Bränsleförserjning för andra ändamål än
elproduktion
Fuel supply, other than that for electricity
production.

- Elimport Import of electricity
- Inhemiska bränslen, processbränslen
Domestic fuels, process fuels
- Kol Coal
- Naturgas Natural gas
- Olja Oil
- Kärnkraft Nuclear power
- Vattenkraft Hydro power
(genomgående medelvattenår)
- Elexport Export of electricity

- Inhemiska bränslen, processbränslen
Domestic fuel
- Kol Coal
- Naturgas Natural gas
- Olja Oil

Nordel 1985

Fig S21. visar den faktiska elenergitillförseln 1985 samt prognoser för 1990 och 1995. De olika Nordelländerna visas var för sig. Uppdelning har skett på kategorierna vattenkraft, kärnkraft och annan värmekraft med angivande av de olika bränsletyperna. Vattenkraften i prognoserna avser medelårsproduktion. För Norges del innebär detta betydande mängd tillfällig kraft som kan utnyttjas i inhemska elpannor och/eller exporteras. Den svenska kraftproduktionen förutsättes vara dimensionerad med extra fastkraftreserv utöver förbrukningsprognosken, jämför fig S22.

Elenergifördelningen visas i jämförelse med ländernas energiförbrukning utanför elsektorn. För varje år visas två staplar per land. Den vänstra anger fördelningen av elenergi. Den högra visar övrig energiförbrukning. För skalorna gäller:

- vänstra skalan i TWh gäller eltillförseln
- högra skalan i PJ gäller för övrig energiförbrukning, och är vald så att den också visar vilka bränslemängder som åtgår till produktion av den elektricitet som ingår i den vänstra stapeln.

Figuren möjliggör en jämförelse mellan elsektorn och den övriga energisektorn. Speciellt tydligt visar figuren vattenkraftens dominerande roll i norsk energiförsörjning.

Fig S21. shows the energy supply in 1985 and forecasts for 1990 and 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.

Prognoser

Prognoserna för åren 1990 och 1995 bygger på kraftföretagens egna värderingar om den sannolika utvecklingen. Prognoserna ligger till grund för utbyggnadsplanningen av kraftöverföringssystem och produktionsanläggningar.

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 och prognoserad elenergi-förbrukning exkl. elpannor

Electrical energy consumption and forecast
excl. electric boilers

	1985 TWh/år	1990 TWh/år	1995 TWh/år
Danmark	27,7	32	36
Finland	51,6	58	65
Island	3,7	4,1	4,4
Norge	97,6	104	114
Sverige	125,9	130	135
Nordel totalt Nordel total	306,5	328	354

Fig S23. Faktiska och prognoserade topplasteffekter

Peak load capacity and forecast

	1985 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	5 555	6 350	7 100
Finland	8 843	9 600	10 800
Island	557	650	700
Norge	16 575	19 000	21 300
Sverige	23 987	25 100	25 700
Nordel totalt Nordel total	55 517	60 700	65 600

Fig S24. Faktiska och prognoserade installerade effekter i MW inom respektive land (värden per 31.12. respektive år)

Installed and forecast for installed capacity in each country (valid per Dec. 31)

	1985 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	8 223	8 250	9 450
Finland	11 210	12 100	13 600
Island	921	950	1 100
Norge	23 803	26 500	28 300
Sverige	33 203	34 400	34 650
Nordel totalt Nordel total	77 360	82 200	87 100

Nordels medlemmar

Nordel's Members

Danmark

Preben Schou
Direktör
Managing Director
NESA A/S og Isefjordværket

Henning Buhl
Direktör
Managing Director
ELKRAFT A.m.b.A.

Jens Christian Clausen
Direktör
Managing Director
I/S Skærbækværket

Georg Styrbro
Direktör
Managing Director
ELSAM

Hans von Bülow
Direktör
Managing Director
Energistyrelsen
Observatör
Observer

Finland

Klaus Ahlstedt
Vice verkställande direktör
Executive Vice President
Imatran Voima Oy
Ordförande i Nordel
Chairman of Nordel

Tapio Kunnas
Verkställande direktör
Managing Director
Finlands Elverksförening

Kalevi Numminen
Verkställande direktör
President and Chief Executive Officer
Imatran Voima Oy

Pertti Voutilainen
Direktör
Director
Imatran Voima Oy

Island

Jakob Björnsson
Generaldirektör
Director General
Statens Energistyrelse

Adalsteinn Gudjohnsen
Direktör
Managing Director
Reykjavik Elverk

Halldor Jonatansson
Direktör
Managing Director
Landsvirkjun

Kristjan Jonsson
Direktör
Managing Director
Statens Elverker

Norge

Gunnar Vatten
Administrerande direktör
General Manager
Statkraft

Arne Finstad
Direktör
Managing Director
Oslo Lysverker

Sigmund Larsen
Generaldirektör
Chairman of the Board and
Chief Executive
Norges vassdrags- och energiverk

Rolf Wiedswang
Samföringsdirektör
Managing Director
Samkjöringen av kraftverkene i Norge
Vice ordförande i Nordel
Deputy chairman of Nordel

Asbjørn Vinjar
Energidirektör
Director General (Directorate of Energy)
NVE-Energidirektoratet
Suppleant
Deputy

Sverige

Göran Ahlström
Direktör
Managing Director
Sydkraft AB

Nils Holmin
Driftdirektör
Vice President (Operation and Sales)
Statens Vattenfallsverk

Tage Nyten
Planeringsdirektör
Vice President (Planning)
Statens Vattenfallsverk

Jan-Erik Ryman
Direktör
Managing Director
Stockholm Energi

Jan Randers
Direktör
Managing Director
KRAFTSAM
Suppleant
Deputy

Nordels sekretariat *Nordel's Secretariat*

c/o Imatran Voima Oy
PB 138
SF-00101 Helsinki, Finland
Tel. + 358 0 694 48 11

Johnny Biström
Diplomingenjör
Nordels sekreterare
Secretary General of Nordel

Anna-Liisa Perttilä
Diplomtranslator
Sekreterare
Secretary

Nordels utskotts- medlemmar

Committee Members

Driftutskottet Operations Committee

J. Krogh
Avdelningschef, ELKRAFT A.m.b.A.
Danmark

A. Ring-Nielsen (ordförande)
Överingenjör, ELSAM
Danmark

K. Montonen
Avdelningsdirektör, Imatran Voima Oy
Finland

A. Palmgren
Direktör, Imatran Voima Oy
Finland

O. Gunnes
Driftdirektör, Statkraft
Norge

R. Wiedswang
Samkörningsdirektör
Samkjøringen av kraftverkene i Norge
Norge

S. Axelsson
Direktör, Krångede AB
Sverige

S. Göthlin
Överingenjör
Statens Vattenfallsverk
Sverige

L. Wiklund (sekreterare)
Civilingenjör, Statens Vattenfallsverk
Sverige

Planeringsutskottet Planning Committee

O. Skak
Avdelningsingenjör, ELKRAFT, A.m.b.A.
Danmark

P-F. Bach
Överingenjör, ELSAM
Danmark

H. Viheriäväära
Generalsekreterare,
Elproducenternas
samarbetsdelegation
Finland

L. Mäkelä
Diplomingenjör, Imatran Voima Oy
Finland

S. Fridgeirsson
Överingenjör
Statens Elverker
Island

G. Juliusson
Avdelningsingenjör, Landsvirkjun
Island

O. Guldseth
Chefsingenjör, Nord-Trøndelag
Elektrisitetsverk
Norge

J. Tveit (ordförande)
Direktör, Bærum Energiverk
Norge

B. Lantz
Överingenjör, Sydkraft AB
Sverige

A. Lundberg
Överingenjör, Statens Vattenfallsverk
Sverige

A. Löf (sekreterare)
Avdelningsingenjör,
Statens Vattenfallsverk
Sverige

Värmelektrikutskottet Thermal Power Committee

C-E. Lundgren
Direktör, Sydøstsjællands Elektricitets-
Aktieselskab, SEAS
Danmark

G. Lund-Jensen
Direktör, ELSAM
Danmark

B. Møller Jensen
Driftchef
Sønderjyllands Højspændingsværk
Danmark

V. Anttila
Avdelningsdirektör, Imatran Voima Oy
Finland

A. Tamminen
Tekn.lic., Imatran Voima, Lovisa kraftwerk
Finland

T. Asvall
Överingenjör
NVE-Energidirektoratet
Norge

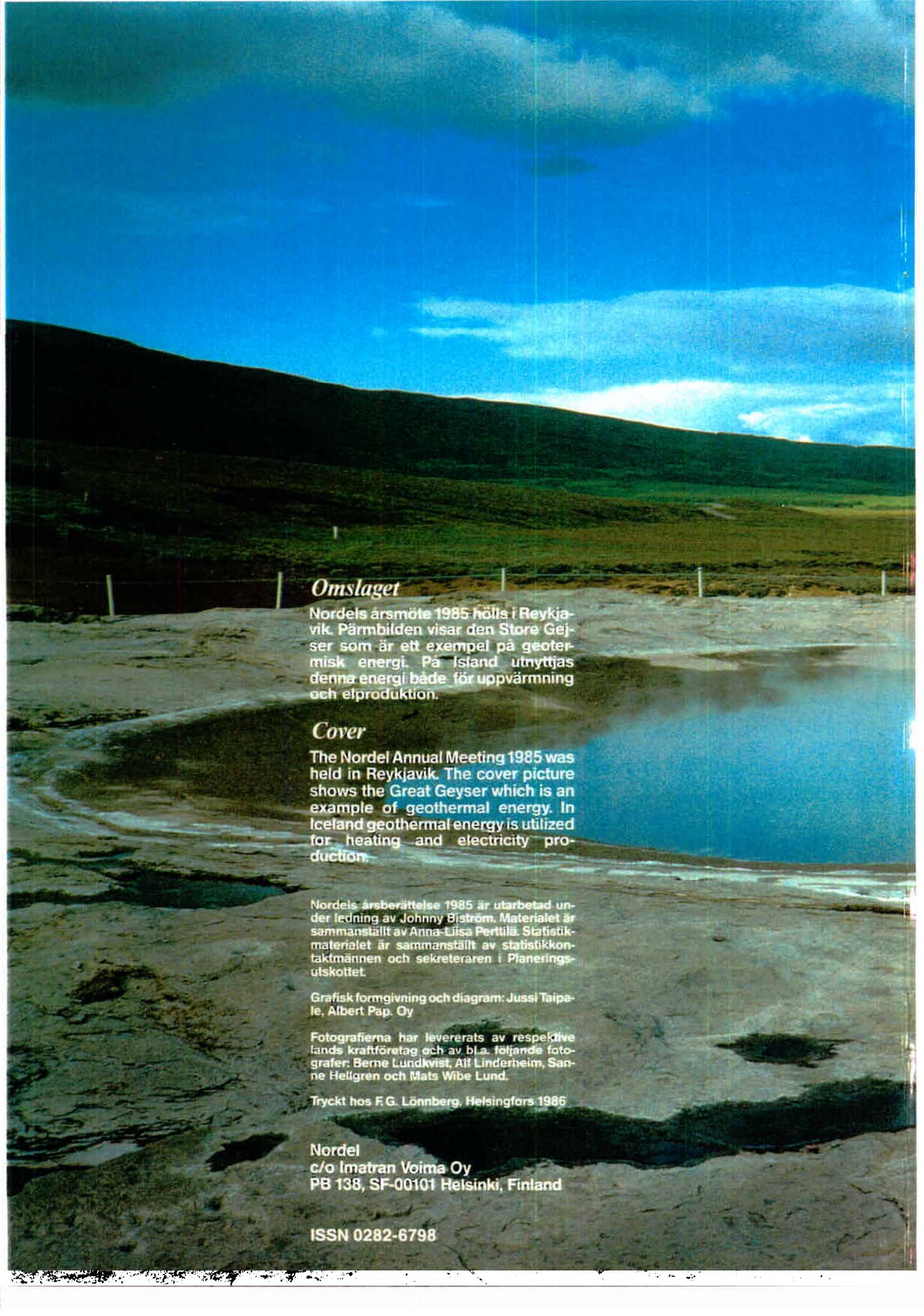
M. Andersson (sekreterare)
Förste avd.ing. Statens Vattenfallsverk
Sverige

L. Gustafsson (ordförande)
Teknisk direktör,
Statens Vattenfallsverk
Sverige

L. Josefsson
Direktör, Sydkraft AB
Sverige

I. Wernius
Överingenjör, Stockholm Energi,
Värtaverket
Sverige

F. Marcus (observatör)
Civilingenjör, NKA
Danmark



Omslaget

Nordels årsmöte 1985 hölls i Reykjavik. Pårbilden visar den Store Gejser som är ett exempel på geotermisk energi. På Island utnyttjas denna energi både för uppvärmning och elproduktion.

Cover

The Nordel Annual Meeting 1985 was held in Reykjavik. The cover picture shows the Great Geyser which is an example of geothermal energy. In Iceland geothermal energy is utilized for heating and electricity production.

Nordels årsberättelse 1985 är utarbetad under ledning av Johnny Biström. Materialet är sammanställt av Anna-Liisa Perttilä. Statistikmaterialet är sammanställt av statistikkontaktmännen och sekreteraren i Planeringsutskottet.

Grafisk formgivning och diagram: Jussi Taipale, Albert Pap. Oy

Fotografierna har levererats av respektive lands kraftföretag och av bl.a. följande fotografen: Berne Lundkvist, Alf Linderheim, Sanne Hellgren och Mats Wibe Lund.

Tryckt hos F.G. Lönnberg, Helsingfors 1986

Nordel
c/o Imatran Voima Oy
PB 138, SF-00101 Helsinki, Finland

ISSN 0282-6798