

Nordel

Årsberättelse
Annual Report

1984

Innehåll

Contents

2	
Nordel	
3	
Nordel 1984	
4	
Nordels verksamhet 1984	
8	
Danmark	
10	
Finland	
13	
Island	
14	
Norge	
17	
Sverige	
20	
El ersätter annan energi	
31	
English Summary	
32	
Nordel	
Nordel 1984	
Nordel's Activities in 1984	
Denmark	
Finland	
Iceland	
Norway	
Sweden	
Electricity replaces other energy	
50	
Statistik — Statistics	
Definitioner, Definitions	
Enheter, Units	
Symboler, Symbols	
Installerad effekt, Installed capacity	
Det nordiska högspänningssnätet,	
The grid system in the Nordel	
countries	
Elenergiomsättning, Electric energy	
turnover	
Elproduktion, Electricity production	
Elenergiutbyte, Power exchange	
Elförbrukning, Electricity	
consumption	
Prognosser, Forecasts	
Total energitillförsel, Total energy	
supply	
70	
Nordels medlemmar — Members	
71	
Nordels utskott — Committees	

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 befära 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.
- sammanställa konsumtionsprognoser och utbyggnadsplaner uppgjorda inom de enskilda länderna.

— 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

1984

Efterbrukningen i Nordelländerna ökade 6,9 % jämfört med 1983 och var 285 TWh under 1984. Finland redovisar den största ökningen, 8,3 %, och Island den minsta, 3,9 %, jämfört med föregående år.

Vattenkraften, basen för elproduktionen inom Nordel, stod för 64,8 % av den totala produktionen. Detta innebär en 2,6 % ökning under 1984. Kärnkraften, som har en viktig roll i Norden, stod för 22,6 %, vilket innebär en 19 % ökning under året. Övrig värmekraft var jämnt fördelad mellan kondens och mottryck och stod för resterande 12,6 % och ökade 9,2 %.

Oljans andel i elproduktionen är minimal. Oljebaserad kraftproduktion förekommer nästan enbart i samband med fjärrvärmeproduktion eller ångproduktion för industrin. Vattenkraftproduktion domineras på Island och i Norge medan Danmark har mest kolbaserad produktion. Finland och Sverige har en sammansatt produktion där även kärnkraft ingår.

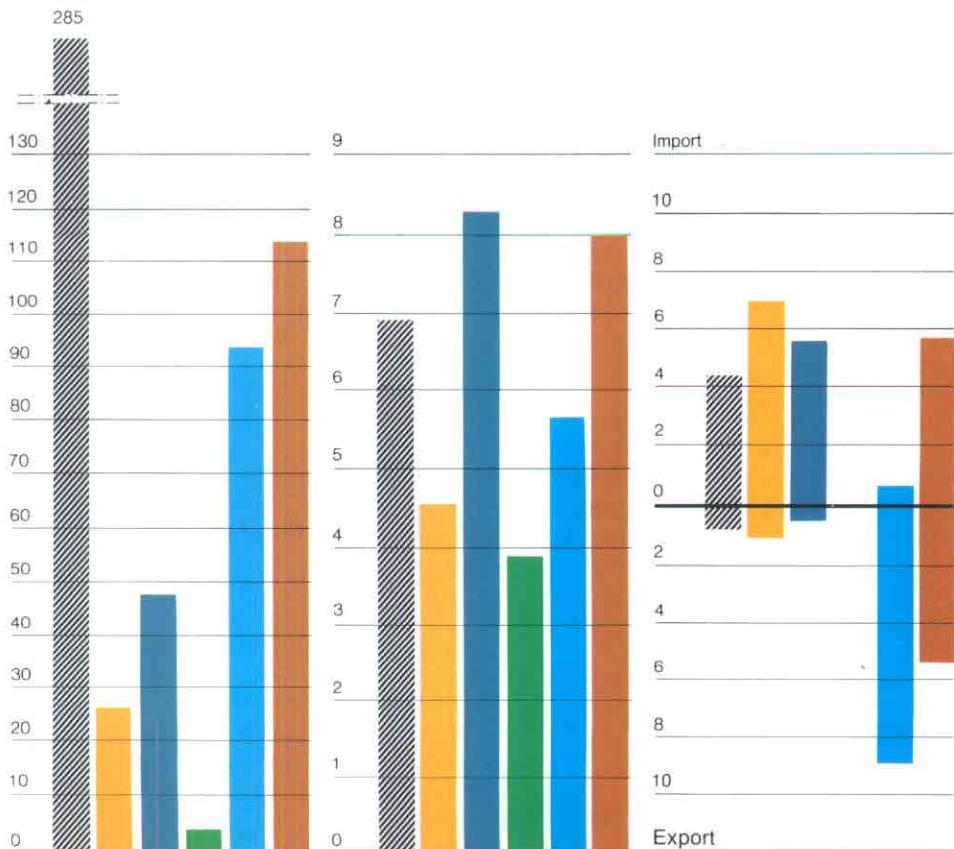
Kraftutbytet länderna emellan var betydligt mindre än under föregående år men uppgick ändå till 14,8 TWh. Norge var fortfarande den största exportören och Danmark den största importören. Finland och Sverige var nettoimportörer av mindre omfattning inom Nordel. Finland importerade dock en betydande mängd elektricitet från Sovjetunionen. Danmark importerade obetydligt men exporterade däremot en del till Västtyskland.

Bruttoförbrukning i TWh
exkl elpannor
Gross consumption in TWh
excl electric boilers

Förbrukningsändring i %
exkl elpannor
Annual change in %
excl electric boilers

Total export och import i TWh
Total export and import in TWh

Danmark Norge
Finland Sverige
Island Nordel



Nordels verksamhet 1984



Nordel höll ett ordförande- och sekreterarmöte den 14 mars i Köpenhamn, emedan behov för ett Nordel extramöte inte fanns. Vid mötet behandlades utskottens verksamhet samt övriga aktuella frågor.

Årsmötet hölls detta år i Nyslott i Finland den 19 juli 1984. Vid årsmötet lämnades rapporter om den aktuella kraftsituationen och presenterades prognosar för de närmaste åren. Utskotten, grupperna och kontaktmännen redovisade för sin verksamhet. De internationella kontakterna rapporterades.

Vid årsmötet valdes **Klaus Ahlstedt** från Finland till ny ordförande och **Rolf Wiedswang** från Norge till viceordförande. Den nya ordföranden tackade **Göran Ekberg** på Nordels vägnar för den insats han gjort som ordförande under de tre senaste åren.

Vid årsmötet avgick två danska medlemmar **Erik Leif Jacobsen** och **Jens Aksel Poulsen** och som nya medlemmar invaldes **Jens Christian Clausen** och **Georg Styrbro**. Vid årsmötet avgick också **Frederik Prytz** från Norge och som ny medlem invaldes **Arne Finstad**. **Jonas Norrby** från Sverige avgick likväld och som ny medlem invaldes **Tage Nytén**. Ordförande tackade de avgående och önskade de nya medlemmarna välkomna.

Nordels samarbete med nordiska energimyndigheter har fortgått även under 1984. Den 29 november sammanträddes representanter för ländernas energimyndigheter och Nordel för att informera varandra om pågående verksamhet och för att diskutera aktuella frågor.

Vattenkraften är den viktigaste energikällan inom Nordel

Hydro power is the most important energy source within the Nordel

Driftutskottet

Utskottet har, liksom tidigare, fortlöpande behandlat aktuella samkörningsfrågor såsom kraftsituationen i de nordiska länderna, kraftutbytena länderna emellan, driftsäkerhet och drifttekniska frågor samt störningar inom det nordiska kraftsystemet.

För bedömning av kraftsituationen under de närmaste tre åren har effekt- och energibalanser avseende denna

tidsperiod upprättats. Kraftbalanserna bedömes som goda.

Förbrukningsökningen inom Nordelsystemet har under 1984 varit stor. Detta beror främst på högkonjunktur för industrin samt på att det skedde en övergång från oljekärne till elvärme i Sverige. Avsättningen till avkopplingsbara elpannor har varit omfattande.

Vattenkraftsituationen i Nordelsystemet har under 1984 varit god. Magasinslägena vid årets början var högre än normala och tillrinningen har varit högre än normalt, vilket inneburit mycket hög vattenkraftproduktion.

Kärnkraften har fungerat mycket väl under 1984. Främst under höstfloden 1984 nedreglerades kärnkraften av kraftbalansskäl med ca 1,5 TWh (främst i Sverige).

Kraftutbytena mellan länderna har under 1984 varit omfattande. Den höga vattenkraftproduktionen har medfört stor export från Norge och Sverige till

behandlat marginalvärdesbestämning och vinstfördelning.

Driftutskottet har gjort en översiktig inventering av hur skatter och avgifter i de olika länderna påverkar respektive lands marginalvärden.

Driftutskottet har under 1983 och 1984 genomfört prov med reducerat krav på reglerstyrka under sommarperioden. För att komplettera underlaget för en analys och eventuell ny rekommendation har utskottet beslutat genomföra en provperiod även under 1985.

Driftutskottet följer det pågående arbetet med inställning av dämpningslasterna på större aggregat. Dämpningslasterna skall minska risken för systempendlingar.

Utskottet genomför en studie av Nordelsystemets torrårssbalans i stadium 1990. Målsättningen är bl a att söka identifiera eventuella begränsningar vad gäller energiöverföringar mellan delsystemen.

Planeringsutskottet

Ett stående uppdrag från Nordel till Planeringsutskottet är att följa utvecklingen av överföringskapaciteterna på samkörningsförbindelserna och att med erforderlig framförhållning föreslå lämpliga ändringar av dessa kapaciteter. Till Nordels årsmöte 1984 redovisades en rapport med förslag till överföringskapaciter på samkörningsförbindelserna i stadium 1990. Det konstateras i rapporten att ändringarna i kraftsystemen mellan 1985 och 1990 är relativt små i Danmark och Finland. I Norge byggs ett större antal nya kraftverk, ledningar och transformatorstationer. I Sverige fullbordas utbyggnaderna av 400 kV nätet för anslutning av block 3 i Forsmark och Oskarshamn. Enligt de gjorda studierna är det möjligt att med begränsade åtgärder (förbättring av spänningsreglering, kompensering etc.) åstadkomma ungefär samma överföringskapaciter i stadium 1990 som de tidigare rekommenderade för stadium 1985.

Beräkningarna visar att dämpningsproblematiken fortfarande är en allvarlig fråga i Nordelsystemet. För att kunna uppnå de rekommenderade överföringskapaciteterna krävs att dämpningsproblemen är lösta. Det är viktigt att specificerade åtgärder och beslutade undersökningar slutförs.

En rekommendation med följande lydelse antogs av Nordel.

Nordel rekommenderar att:

— berörda nordiska kraftföretag verkar för att i följande tabell angivna överföringskapaciteter mellan länderna upprätthålls i stadium 1990, varvid förutsätts att överföringskapaciteterna bestäms i enlighet med Nordels nätdimensioneringsregler såväl internt inom de olika systemen som på samkörningsförbindelserna

— de nordiska kraftföretagen i sina kraftsystem vidtar åtgärder i optimal omfattning för spänningsreglering och dämpning samt genomföra utbytte av vissa ställverkskomponenter så att de i tabellen angivna värdena för överföringskapaciteter på växelströms samkörningsförbindelserna kan uppnås och så att förbindelserna kan utnyttjas för motiverade kraftutbytena länderna emellan och med bibehållen driftsäkerhet. Kostnaderna för dessa åtgärder är mycket begränsade i relation till kostnaderna för befintliga ledningar och genomförandet medför inga problem ur tillståndssynpunkt.

Beträffande likströms samkörningsförbindelserna gäller rekommenderade värden vid nuvarande utbyggnad. Om pågående förhandlingar leder till beslut om förstärkningar så kommer kapaciteterna att öka.



Sjölandskap i närheten av Nyslott där årsmötet 1984 ägde rum

Lake scenery near Savonlinna where the Nordel annual meeting 1984 was held

Danmark samt relativt stor export från Sverige till Finland. Stor export har även skett från Norge till Sverige, men på minskat vattenkraftöverskott i Norge har denna export varit betydligt mindre än under 1983.

Driftutskottet har under 1984 avslutat en uppfoljning av kraftutbytena mellan Nordelländerna. En analys av resultatet beräknas föreligga under våren 1985.

Driftutskottet har under året fortsatt diskussionerna om prissättning av tillfälliga kraftutbyten mellan Nordelländerna. I detta sammanhang har man bl a

Torråsstudien pekar på bl.a. följande resultat:

- all elförbrukning i Norden enligt gällande prognos för 1990 kan täckas inom Norden vid extremt torrår
- under ett extremt torrår kommer dyr oljekondens att utnyttjas
- erforderlig import till Norge under extremt torrår kommer att kosta cirka fem gånger så mycket som inkomsterna av export av motsvarande energimängd baserad på 1983 års utbytespriser.

Under oktober 1984 höll Driftutskottet ett gemensamt sammanträde i Trollhättan med sin motsvarighet på kontinenten UCPTE. Mötet bedömdes vara mycket värdefullt och positivt. Nästa sådana möte är planerat till april 1986 i Köln.

Rekommenderade överföringskapaciteter:

Från	Till	MW
Sverige	Norge ¹⁾	1600 ²⁾
Norge ¹⁾	Sverige	1300 ²⁾
Sverige	Nord-Norge	250
Nord-Norge	Sverige	250
Sverige	Finland	900
Finland	Sverige	700 ³⁾
Sverige	Själland	700 ⁴⁾
Själland	Sverige	700 ⁴⁾
Norge	Jylland	510
Jylland	Norge	510
Sverige	Jylland	260
Jylland	Sverige	260

1) Exklusive Nord-Norge.

2) Vid lämplig belastningsfördelning på överföringsledningarna mellan Sverige och Norge kan kapaciteten ökas till ca 2100 MW respektive ca 1600 MW. Dock får kapaciteten på de två sydliga 400 kV förbindelserna ej överstiga rekommenderade värden.

3) Under större delen av året är kapaciteten 700 MW men begränsas ibland (i huvudsak toppeffekttid) av överföringsmöjligheterna på det svenska nätet. Detta innebär dock ingen praktisk begränsning av Finlands exportmöjligheter till Sverige.

4) Överföringskapaciteten kan ofta vara högre. Den är beroende av aktuell produktionssituation och driftläggning.

Arbete har nu igångsatts med studier som skall läggas till grund för en rekommendation om överföringskapaciteter på samkörningsförbindelserna i stadium 1995. Dessa studier sker i samarbete mellan näundersökningsgruppen och den under förra året tillsatta produktionsgruppen. Produktionsgruppen svarar härvid för produktionsekonomiska studier om eventuell lönsamhet av att öka kapaciteten mellan systemen. Med detta material som bakgrund görs sedan erforderliga nätestudier av näundersökningsgruppen. Samarbetet mellan de båda grupperna torde medföra ännu bättre underbyggda rekommendationer i framtiden.

Näundersökningsgruppen arbetar också med en översyn av Nordels nätdimensioneringsregler. Nu gällande regler antogs av Nordel år 1972. Strukturen hos det nordiska kraftsystemet har ju förändrats en hel del sedan dess. Det har därför ansets angeläget att göra en analys av om några ändringar bör göras av dimensioneringsreglerna.

Inom produktionsgruppen arbetar man med att utveckla bättre beräkningshjälpmedel för studier på och dimensionering av elförsörjningssystemet.

Vid Nordels årsmöte godkändes en rapport om kalkylränta och kalkylmetoder som används av kraftföretagen i de

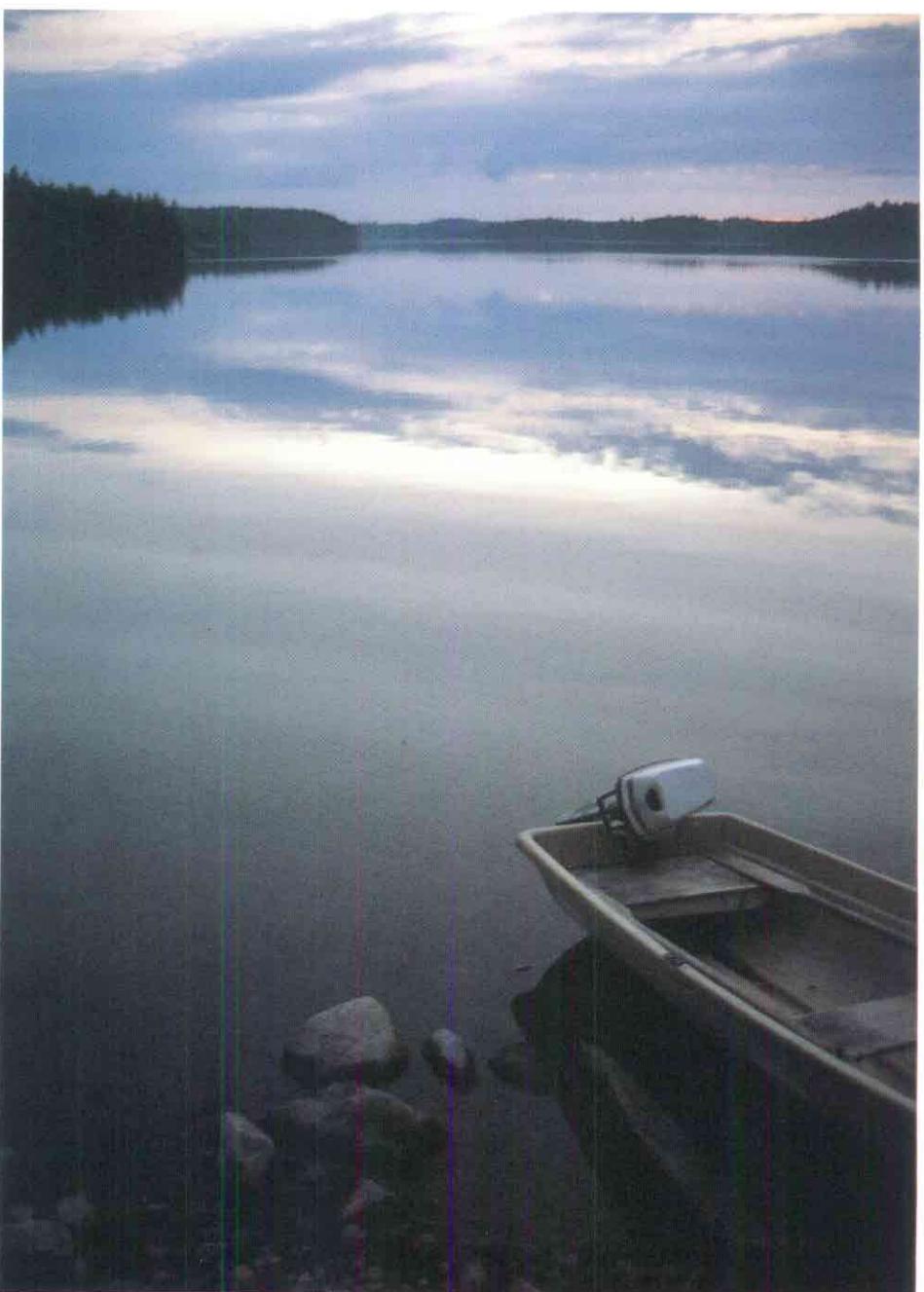
nordiska länderna. En rekommendation i rapporten är att man vid gemensamma studier på det samkörande Nordelsystemet skall göra beräkningarna för kalkylräntorna 4 % och 7 % godkändes.

I en statusrapport till Nordels årsmöte redovisades aktuella data om värmepumpsituationen i de nordiska länderna våren 1984. Avsikten är att kontinuerligt följa utvecklingen inom värmepumpområdet och redovisa årliga statusrapporter till Nordel.

I ett samarbetsprojekt mellan Planerings- och Värmekraftutskotten har tagits fram en rapport, "Kostnader för olika slag av kraftproduktion". Rapporten har tagits fram som ett svar på en förfrågan från Nordiska Ministerrådets ämbetsmannakommitté för energipolitik. Den ger i jämförande syfte en generell bild av produktionskostnaderna för de olika typer av kraftverk som kan vara aktuella för utbyggnader inom

Nordelsystemet under den närmaste 10-årsperioden. Det betonas i rapporten att användbarheten av de redovisade kostnaderna är begränsad. Siffermaterialet kan med vissa reservationer användas för att belysa kraftslagens reella kostnadsnivå men inte för att visa produktionens självkostnadspolis eller ännu mindre prisnivån i konsumtionsledet. Rapporten godkändes vid Nordels årsmöte och har översänts till Nordiska Ministerrådet.

Representanter från Planeringsutskottet har vid flera tillfällen under året engagerats i kontaktverksamheten mellan Nordel och de nordiska energimyndigheterna. Således har representanter för utskottet deltagit vid ett möte den 2 februari med de nordiska energiministrarna och vid möten den 10 april och 29 november med representanter för de nordiska energimyndigheterna. Utskottet bidrog också med underlag för några av de nyhetsbrev från Nordel som



togs fram till Nordiska rådets session i Stockholm den 27 februari — 2 mars.

Enligt överenskommelse mellan Nordel och ECE:s elkommitté (ECE = Economic Commission for Europe) skall Nordel vartannat år ta fram en karta över det nordiska högspänningssnätet. En sådan karta avseende stadium januari 1984 har tagits fram och redovisats till ECE.

Till ett ECE-seminarium om högspänd likström i Stockholm den 6—9 maj 1985 har Planeringsutskottet redovisat en rapport, "HVAC and HVDC Links in the Nordic Power System".

Arbete pågår med en studie om leveranssäkerhetskriterier för produktion. Avsikten är att i en första etapp redovisa en kartläggning om vilka kriterier som nu tillämpas i de olika systemen och ge förslag till kriterier som skulle kunna tillämpas vid gemensamma studier på det samkörande Nordelsystemet.

Som en första delstudie inom samlingsrubriken "Elenergins roll i den totala energibilden" har påbörjats arbete med en rapport som skall belysa det faktum att elenergin ökar trots en oförändrad eller till och med sjunkande totalenergiram. En artikel som kortfattat presenterar den rapport som är under arbete finns redovisad i denna årsberättelse på sid. 20—30.

Till ett Cigré/UPDEA-symposium i november 1985 (UPDEA = Union of Producers, Conveyors and Distributors of Electrical Energy in African Countries, Madagascar and Mauritius) planeras en rapport där man med Nordelsam arbetet som exempel redogör för hur man kan bygga upp ett elsamarbete mellan grannländer.

Vidare planeras en rapport till WEC '86 om Nordel. Denna rapport planeras framtagen i samarbete mellan de tre Nordelutskotten.

Värmekraftutskottet

Syftet med utskottets verksamhet är att befrämja erfarenhetsutbytet inom värmekraftområdet i Norden. Genom sammanträden i utskottet och dess undergrupper samt via seminarier i skilda ämnen ges rikliga möjligheter till personliga kontakter mellan ländernas värmekraftpersonal.

Kärnbränslegruppen konstaterar i sin årsrapport "Markedsituationen i kernebrändselskredslöbet" att den tidigare gynnsamma tillgången på uran, anrikningskapacitet och resurser för bränsletillverkning i världen fortfarande är för handen. Den aktuella situationen beträffande mellanlagring, upparbetning och slutförvaring av använt bränsle belyses särskilt i rapporten. Nivån på de totala kärnbränsleanknutna kostnaderna för ett kraftverk som tas i drift i mitten av 1990-talet uppskattas till 0,068 SEK/kWh i penningvärde april 1984.

Utskottets Drift och underhållsgrupp anordnar vartannat år särskilda seminarier för skilda kategorier kraftverkspersonal. Under 1984 har vid olika tillfällen driftschefer, repetitiva kemiingenjörer sålunda givits möjligheter att utbyta erfarenheter kring diverse ämnen såsom verkningsgradsmätningar, tillstånds kontroll och begränsning av utsläpp från kraftverken. Under 1985 kommer ett speciellt möte för underhållschefer att anordnas. Drift och underhållsgruppen har dessutom vid sina sammanträden givit materialproblemen speciell uppmärksamhet. Genom arbetsgruppens försorg har den årliga publikationen "Tillgänglighetsstatistik för värmekraftverk" sammanställts, vilken redovisar tillgänglighets- och feldata under 1983 för de olika typerna av värmekraftverk i Norden.

Värmekraftutskottet har under året i samarbete med Planeringsutskottet färdigställt rapporten "Kostnader för olika slag av kraftproduktion", enligt önskemål från Nordiska Ministerrådet. Utskottet har på uppdrag av Nordel följt utvecklingen i Norden angående lagstiftningen om begränsning av svavelutsläpp.

Forsknings- och utvecklingsarbetet inom värmekraftområdet har fortsättningsvis följts upp av utskottet. Speciell uppmärksamhet har ägnats arbetet inom NKA (Nordiska Kontaktorganet för Atomenergifrågor), vars projekt "Säkerhetsorienterad Organisation och Mänsklig Tillförlitlighet" givits en omfattande presentation i utskottet.

Bland övriga frågor som utskottet lagt speciell vikt vid kan nämnas:

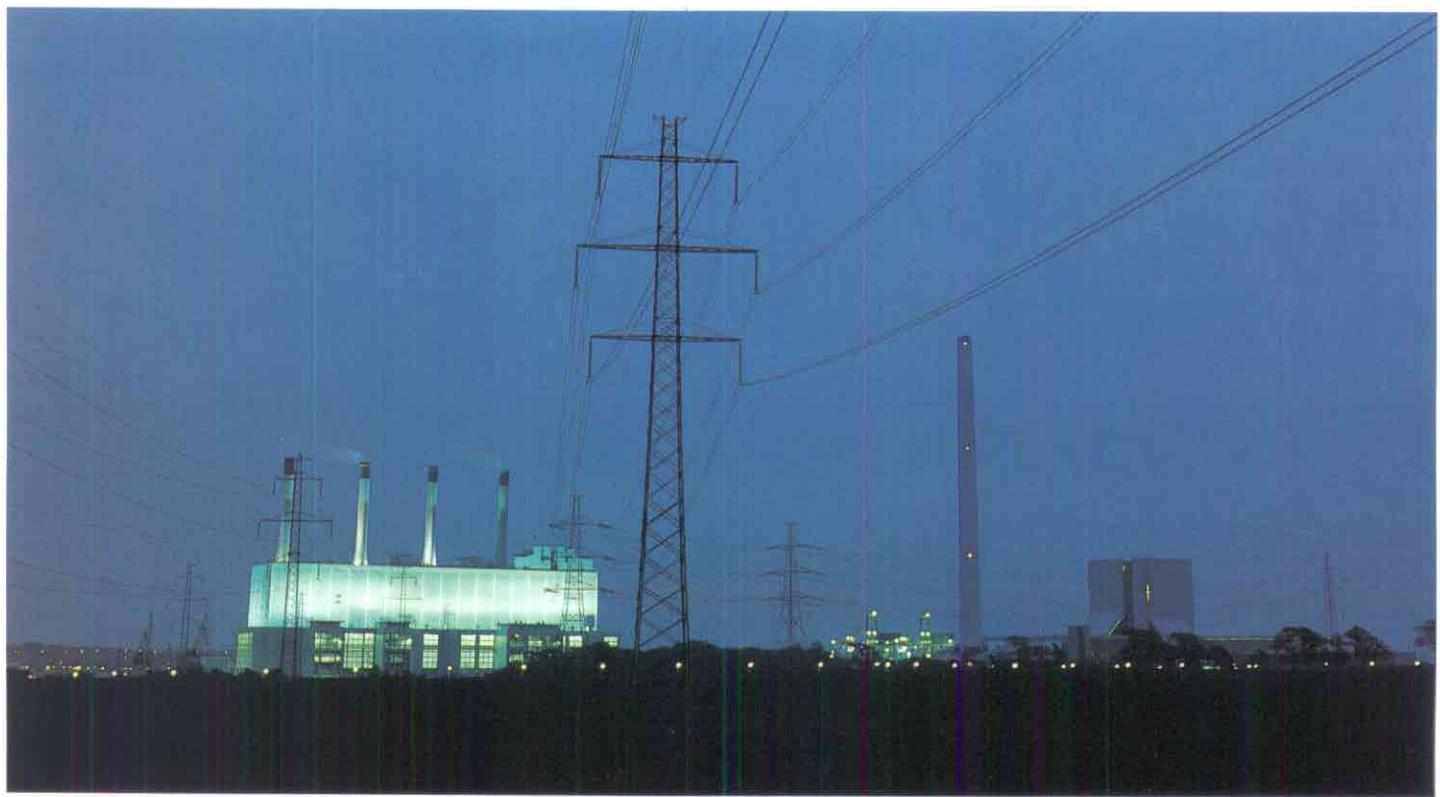
- möjligheterna till förlängning av kraftverkens livslängd genom renoveringsåtgärder
- värmekraftverkens beteende vid elavbrottet i Sverige den 27 december 1983



Ledningsbygge i Gustavs, Finland
Line construction in Kustavi, Finland

Lokka regleringsmagasin har blivit ett omtyckt rekreationsområde i Finland
Lokka regulating basin has become a popular recreation area in Finland

Danmark



Økonomisk udvikling

Konjunkturudviklingen i USA og på det vigtige skandinaviske marked har i 1984 støttet det opsving i Danmarks økonomi, som satte ind fra midten af 1983.

Hvor det i begyndelsen af opsvinget især var det private forbrug og boligbyggeriet, der var bærende, har det i 1984 navnlig været industrieksperten, de faste erhvervsinvesteringer og bevægelserne i byerhvervenes lagerinvesteringer. Det skønnes derfor, at konjunkturopsvinget er blevet selvstændende og kan fortsætte i 1985.

En forudsæt konsekvens af den stigende økonomiske aktivitet var en forværring af betalingsbalancen. Et underskud på 12-13 mia.kr var ventet, men det blev godt 17 mia.kr, en stigning på ca. 6,5 mia.kr fra 1983. Det uventet store underskud skal ses på baggrund af den kraftige stigning i erhvervenes investeringer samt en større vækst i det private forbrug end ventet.

Forløbet i 1984 var imidlertid positivt på en række andre områder. Arbejdsløshedsstallet faldt for første gang i en årrække efter en markant stigning i erhvervenes beskæftigelse. Det indenlandske pris- og omkostningsniveau

fortsatte den rolige udvikling, som allerede kendtegnede 1983. Underskuddet på de offentlige finanser blev væsentligt reduceret, dels som resultat af konjunkturopgangens effekt på indtægter og udgifter, men også som resultat af en stærkt tilbageholdende udgiftspolitik.

Stigningen i den samlede indenlandske produktion målt ved bruttonationalproduktet kan for 1984 anslås til ca. 4,5 %. Fremgangen lå alene i de private erhverv, idet aktiviteten i den offentlige sektor stort set var uændret. Størst fremgang havde landbruget (ca. 10 %), industrien (ca. 7 %) og bygge- og anlægssektoren (ca. 7 %).

Selv om foreliggende vurderinger tyder på, at den økonomiske vækst i industrielandene bliver lidt svagere i 1985 end i 1984, vil der også i 1985 være gode vilkår for den danske eksport. Udnyttelsen af disse muligheder afhænger i nogen grad af resultatet af forårets overenskomstforhandlinger. Bliver udfaldet, at den nuværende gunstige konkurrencetilpasning over for udlandet opretholdes eller forbedres, kan det forventes, at ledigheden og underskuddet på de offentlige budgetter vil falde yderligere.

Det kritiske punkt i dansk økonomi vil fortsat være betalingsbalansen. Der

Asnæsverket vid Kalundberg på Sjælland

The Asnæs power plant in Kalundberg, Zealand

er ikke tegn på, at den nødvendige markante og vedvarende reduktion af underskuddet vil sætte ind i 1985. Der vil derfor være behov for i en årrække at fastholde en stram finanspolitik og en indkomstpolitik, der sikrer, at omkostningsudviklingen holdes i underkanten af omkostningsstigningerne i udlandet.

Energipolitik

I 1984 blev olie- og gasrørledningerne fra de danske Nordsøfelter taget i brug. Olierørledningen med terminal ved Fredericia blev indviet i maj, og 1. oktober indviedes produktion og islandføring af dansk naturgas.

Ved årsskiftet var der sendt ca. 230 mio. m³ gas i land, medens årets olieproduktion blev ca. 2,3 mio. tons. Gas- og olieproduktionen bidrog hermed afgørende til, at omkring 17 % af Danmarks bruttoenergiforbrug i 1984 blev dækket fra danske energikilder.

Hele produktionen kom fra Dansk Undergrunds Consortium (DUC), som indtil 1984 var ene-koncessionshaver. I 1984 blev der givet 15 tilladelser til efterforskning, fordelt på 7 selskabsgrupper. De 15 tilladelser dækker 6 % af det danske område, hvor DUC nu råder over 25 %. Den danske stat deltager i samtlige nye koncessionsgrupper.

De danske regeringspartier og socialdemokratiet indgik i foråret forlig om naturgasprojektet, nødvendiggjort bl.a. af mindre gassalg end ventet. I kraft heraf måtte elværkerne og Dansk Olie og Naturgas A/S (D.O.N.G. A/S) i 1984 indgå en aftale om køb af naturgas for derved at styrke gasprojektets økonomi.

Aftalen indebærer, at elværkerne sammen aftager de naturgasmængder, som D.O.N.G. A/S ikke kan afsætte til anden side indtil 30.9.91. Den samlede ramme er på maksimum 2,5 mia. m³, som svarer til knapt 4 mio. tons kul eller op til 5 % af elværkernes samlede brændselsforbrug i aftaleperioden. På baggrund af naturgassalgets udvikling i 1984 forventes det dog, at de mængder, som elværkerne må aftage, bliver væsentligt mindre.

Med de aftalte priser er naturgassen et meget dyrt kraftværksbrændsel. Mere udgifterne til fyring med naturgas ventes i perioden 1985—91 at øge forbrugernes elpris med gennemsnitlig op mod 2 øre/kWh, såfremt elværkerne aftager de i aftalen forudsatte 2,5 mia. m³.

Elværkerne har besluttet at gennemføre ombygninger, der muliggør naturgasfyring, på tre kraftværker, en mellemlastblok på Kyndbyværket, fire kedler på Svanemølleværket samt blok 3 på Fynsværket.

Med en kulandel i det samlede brændselsforbrug på 97 % i 1984 er kul det helt dominerende brændsel hos de danske elværker. Kul hentes i en række forskellige lande spredt verden over for at mindske virkningerne af eventuelle forsyningssvigt fra et enkelt land. Bl.a. får danske elværker store leverancer fra Sydafrika, men et flertal i det danske folketings ønsker disse leverancer indstillet som en protest mod det sydafrikanske regime.

Dette har medført, at et ministerielt udvalg — Kulforsyningsudvalget — med deltagelse fra elværkerne i 1983 og 1984 har vurderet muligheder for og konsekvenser af en afvikling inden 1990. Vurderingen omfattede også alternative leverandørlande. Kulforsyningsudvalgets redegørelse blev offentliggjort i begyndelsen af december 1984. Blandt konklusionerne noteres, at de danske elforbrugeres meromkostninger ved et stop for sydafrikanske kul vil udgøre 500—1.000 mio. kr pr. år i perioden 1990—2000.

Elværkerne besluttede sidst på året at nedtrappe importen af sydafrikanske kul, således at denne import ophører inden 1990.

I de kommende år vil Colombia blive en stor leverandør af kul til de danske elværker, idet der er indgået kontrakter om levering af op til 30 mio. tons kul over 14 år.

På kernekraftområdet afsluttedes en række udredninger i 1984. Trods positive resultater konstateredes i efteråret, at et flertal i det danske folketings ønsker kernekraften taget ud af energiplanlægningen. Som konsekvens heraf har elværkerne reduceret engagementet på kernekraftområdet meget stærkt. Danske elværker er dog fortsat af den opfattelse, at kernekraft bør indgå i energiforsyningen som et bidrag til at sikre en pålidelig og billig elforsyning under iagttagelse af miljøhensyn.

Miljø

Kulfyring påvirker miljøet på en række områder og kræver fortløbende indsatser for at mindske og bortskaffe restprodukterne på forsvarlig måde.

Aske- og slaggemængderne fra kraftværkerne udgjorde i 1984 ca. 1,2 mio. tons. Trods omfattende nyttiggørelse — i 1984 ca. 82 % — vil der fortsat være behov for deponering af væsentlige mængder. Det har indtil nu vist sig vanskeligt at få godkendt arealer til varig askedeponering på grund af frygt for spredning af sporstoffer.

Emissionen af svovldioxid og kvælstofoxider fra kraftværkerne bidrager kun beskedent til forureningen i Danmark. Som et bidrag til reduktion af den internationale forurening er der i 1984 vedtaget en lov om begrænsning af svovldioxid-forurening fra kraftværker.

Loven indebærer, at der i perioden frem til 1995 skal gennemføres foranstaltninger, som inden for rammerne af en kvoteordning til den tid vil nedbringe kraftværkernes svovldioxidudslip til i alt 125.000 tons/år, d.v.s. omkring det halve af, hvad det ventes at ville udvikle sig til uden indgreb.

Loven forudsætter installation af afsvøvlingsanlæg. Det er dog en forudsætning herfor, at der træffes beslutning om anvendelse og deponering af restprodukter fra anlæggene inden udgangen af 1985.

I 1984 blev der fra kraftværkerne udsendt i alt ca. 120.000 tons svovldioxid. Uden elimpot ville udsendelsen være blevet omkring 150.000 tons.

På kvælstofoxid-området stræbes der imod en reduktion af udslippet ved forbedret styring af forbrændingen og ved at udstyre nye anlæg med specielle fyringssystemer. Endvidere følges den teknologiske udvikling med hensyn til roggassensrensning for kvælstofoxider.

Elproduktion og forbrug

Udvekslingen af energi med nabo-

landene Sverige, Norge og Tyskland førte i 1984 til en import på ca. 7,0 TWh og en eksport på ca. 1,0 TWh. Nettoimporten dækkede herved ligesom i 1983 23 % af landets elforbrug.

De resterende 77 % af elforbruget produceredes på næsten rent kulfyrede kraftværker, delvis i samproduktion med fjernvarme i kraftvarmeverker. Produktionen på 20,0 TWh var herved 4,5 % større end i 1983.

Elförbruget i Danmark blev 26,0 TWh, en stigning på 4,6 % fra 1983. Stigningstakten er hermed væsentligt forøget i forhold til de senere år. Industrien er den forbrugergruppe, hvis forbrug er steget stærkest. Eksempelvis steg forbruget i de 500 største industrivirksomheder med ca. 7,5 %, en stigning som klart afspejler væksten i produktion og beskæftigelse.

Elværkernes brændselsforbrug svarede i 1984 til ca. 8,5 mio. tons kul, og kulandelen blev 97 %. Brændselsforbruget udgjorde 29 % af landets bruttoenergiformbrug. Tilførslerne svarede til 8,8 mio. tons kul, og lagrene ved årets udgang svarede til 7,7 mio. tons kul.

Udbygning

I Jylland blev den første af Midtkrafts to nye kul-/oliefyrede udtagsenheder idriftsat på Studstrupværket i 1984. Den maksimale ydeevne er 350 MW og 245 MW med henholdsvis ingen varmeydelse og maksimal varmeydelse på 480 MJ/sec.

Fire danske kraftværker var under udvidelse eller nyopførelse i 1984, overalt med kul-/oliefyrede kraftvarmeanlæg:

På Studstrupværket og H.C. Ørsted værket var blokke på henholdsvis 350 MW og 88 MW under bygning til idrætsudstilling i 1985.

På Amagerværket indledtes etablering af byggepladsen til blok 3 på 250 MW. Blokken idrætsættes 1989.

Forundersøgelser for Avedøreværkets opfyldning til blok 1 på 250 MW blev indledt. Blokken idrætsættes 1991.

For de to sidstnævnte blokke, der har ELKRAFT som bygherre, blev der i 1984 valgt turbine- og kedelleverandører.

Forhandlingerne mellem ELKRAFT og ELSAM om en elektrisk forbindelse under Store Bælt blev stillet i bero i begyndelsen af 1984. Energiministeren nedsatte i slutningen af 1984 en arbejdsgruppe for at få en samlet analyse af de tekniske og økonomiske forhold, der er afgørende for en Store Bæltsforbindelse. Arbejdsgruppen består af repræsentanter for ELKRAFT, ELSAM, Energiministeriet og Energistyrelsen. Gruppen skal rapportere til de to bestyrelser og til Energiministeriet i efteråret 1985.

Finland



Ekonomisk utveckling

Den förbättring av den internationella konjunkturen som inleddes i början av 1983 har fortsatt och den ekonomiska tillväxten tilltog under 1984. Den gynnsamma ekonomiska utvecklingen i västländerna medförde att Finlands export västerut fortsatte att öka. Däremot minskade exporten österut och detta gjorde att den ekonomiska tillväxten i Finland blev mindre än väntat. Bruttonationalprodukten ökade med 3 % till FIM 304 miljarder. Industriproduktionens volym ökade med 4,1 %. Exporten ökade med 6,1 % till FIM 96 miljarder och underskottet i bytesbalansen minskade till noll. Importen ökade med 1,3 % till FIM 88 miljarder. Värdet av energiimporten, FIM 18,5 miljarder, var något mindre än föregående år eller 21 % av importens totalvärde. Konsu-

mentpriserna steg 7,1 %, vilket var 1,3 %-enheter mindre än 1983.

Antalet arbetslösa var så gott som oförändrat, i genomsnitt 158 000, vilket motsvarar 6,2 % av hela arbetskraften.

Energipolitik

I november 1984 godkände statsrådet stamplanen för elförsörjningen för åren 1984–1993. I planen har behovet av nya kraftverk granskats på basen av alternativa utvecklingsutsikter för elektrofrågan.

Programmet för åren 1984–86 omfattar fyra kraftvärmeverk samt ett processkraftverk. Kraftverkens totala elproduktionseffekt uppgår till ca 200 MW. I stamplanen tas inte ställning till bygget av varken vattenkraft eller baskraft. Utbyggnadsprogrammet för elöverföringssystemet omfattar 62 km 400 KV

Morgondimma vid Nuasjärvi
Morning mist at Lake Nuasjärvi

ledningar och fyra transformatorstationer på 400 kV.

Handels- och industriministeriet har av regeringen fått till uppgift att vidareutveckla elförsörjningsplaneringen.

En ny kärnenergilag har förberetts av en ministergrupp. Statsrådet gav lagförslaget till riksdagen i februari 1985. Lagförslaget innehåller bl.a. ett förslag till en statlig kärnavfallsfond, d.v.s. en fond till vilken de som driver kärnkraftverk betalar avgifter för att säkerställa den framtida kärnavfallshanteringen. Förslaget innebär också att riksdagen medverkar vid de viktigaste kärnenergi-

beslutet. Ett principbeslut som fattats av statsrådet om kärnkraftverk eller annan till sin allmänna betydelse anmärkningsvärd kärnanläggning skall behandlas i riksdagen.

Utredningsarbetet med syfte att minska svavelutsläppen med 30 % fram till 1993 från nivån år 1980 fortsatte och tio teknisk-ekonomiska delutredningar publicerades. Arbetet skedde under

ledning av miljöministeriet och representanter för bl a kraftproduktionen deltog.

Energiförbrukningen

Till följd av den ekonomiska tillväxten på 3 % samt den höga utnyttjningsgraden för skogsindustrins och kemiska industrins produktionskapacitet ökade

den totala energikonsumtionen med drygt 4,5 % till 231 TWh. Energiförbrukningen inom den övriga industrien fortsatte att öka stabilt. (De olika energislaggen har omvandlats till primärenergi enligt värmeinnehåll. Vattenkraft, kärnkraft och elimport har till skillnad från officiell praxis omvandlats enligt energiinnehåll, d v s med omvandlingsfaktor 1).

Elkonsumtionen ökade år 1984 med 8,3 % till 48,5 TWh. Elanvändningen fortsatte att öka snabbare än den totala energiförbrukningen. Elektricitetens relativa andel av den totala energiförbrukningen steg från ca 20 % år 1983 till ca 24 % år 1984.

Speciellt inom skogsindustrin och i den kemiska industrien kunde en ökad elanvändning noteras. Även eluppvärmningen ökade. Antalet eluppvärmda bostäder steg med 31 000 till 300 000 år 1984. Största delen av de nybyggda småhusen uppvärms med el.

Effektivare energianvändning med hjälp av el undersöktes bl a inom samhällens energiförsörjning och inom industrien. Bivalent användning av el och bränslen (närvärme) har genomförts i värme produktionen för stora fastigheter utanför regionvärmeverk och regionvärmennät. Uppvärmning sker med växelvis användning av el och bränslen så att basbehovet av värme produceras med el och topparna med olja. Marknadsföringen av närvärme har inletts i över 10 elverksdistrikt.

Energiproduktionen

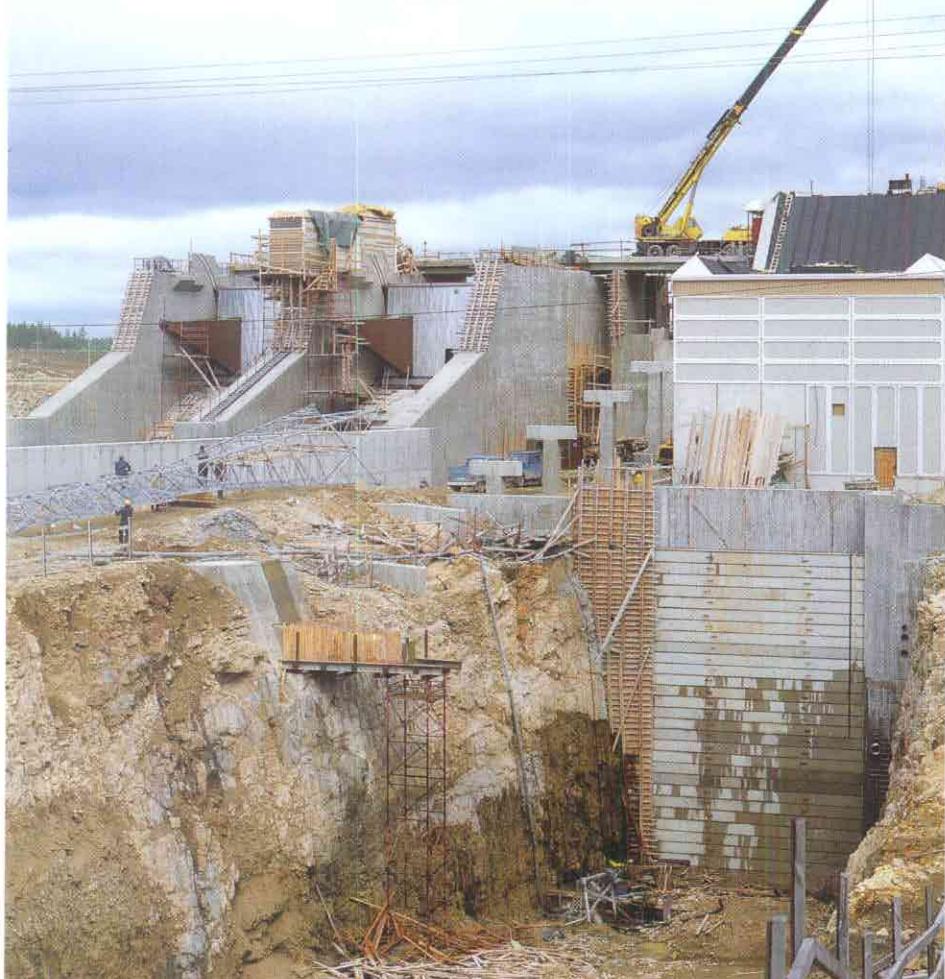
Den inhemska insatsen i energiproduktionen ökade från 29 % år 1983 till 30 % 1984. Av de inhemska bränslena ökade torvförbrukningen mest. Brännoljeförbrukningen fortsatte att minska betydligt och oljans andel av den totala energiförbrukningen sjönk från ca 46 % år 1983 till 44 % år 1984.

Kärnkraftproduktionen steg till 17,8 TWh, vilket motsvarade 41 % av elproduktionen. Kärnkraftens utnyttjningsfaktor var på toppnivå, 89 %. Produktionen av vattenkraft utgjorde 13,2 TWh eller 31 % av den totala produktionen. Med mottryckskraft producerades 10,4 TWh, vilket motsvarar 24 % av produktionen. Andelen övrig produktion var liten, 4 % eller 1,9 TWh. Kraftverkens nettoproduktion var 43,3 TWh.

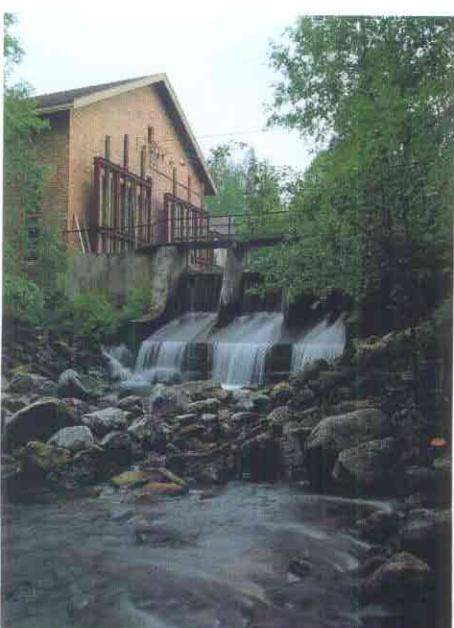
Produktionen av kolkondenskraft ökade blott något från föregående år. Även stenkolsförbrukningen blev liten.

Elimporten från Sovjetunionen var 4,1 TWh, importen från Sverige 1,5 TWh. Exporten till Sverige utgjorde 0,4 TWh. Elleveranserna till elpannorna utgjorde 0,6 TWh.

I Helsingfors blev ett nytt koleldat 150 MW fjärrvärmekraftverk på Sundholmen färdigt. Vajukoski vattenkraftverk på 21 MW i älven Kitinen i norra Finland togs i bruk i oktober.



Byggnadsarbeten på Vajukoski vattenkraftverk som blev färdigt i oktober 1984
Construction work on the Vajukoski hydro-power plant was completed in October 1984



Ett litet, idylliskt kraftverk vid Kärnäkoski, Viitasaari
A small, idyllic power station at Kärnäkoski, Viitasaari

Imatran Voima Oy (IVO) bygger torveldade kraftvärmeverk i städerna Jyväskylä (75/160 MW) och Joensuu (60/120 MW). El- och värmeleveranserna inleds år 1986.

Under 1985 blir Oy Metsä-Botnia Ab:s industriella mottryckskraftverk (42 MW) i Äänekoski färdigt.

Efter lyckade provkörningar med 100–108 % effekt under 1984 höjde Industrins Kraft Ab effekten på sina båda kärnkraftheter i Olkiluoto från 660 MW till 710 MW per enhet den 1.1.1985.

Stamnätet

En 163 km 400 KV ledning Olkiluoto-Kangasala togs i drift i slutet av året. Cirka 450 km nya 110 KV ledningar byggdes. Byggnadsarbetena på Kangasala transformatorstation slutfördes.

Den största stationsstörningen ägde rum i Kangasala, där en ny huvudtransformator (400 MVA 400/110 KV) fattade eld p g a fel i lindningskopplare den 6.9.1984. Felet varade i 250 ms, varefter 400 KV och 110 KV strömbrytarna kopplade bort spänningen från transformatorn men transformatoroljan fattade eld. I branden förstördes också en gammal huvudtransformator (200 MVA). Kostnaden för branden uppgår till över FIM 20 miljoner.

Elpriserna

Tariffpriset på IVO:s engrosel sjönk med ca 2 % under 1984. Elskatten höjdes två gånger, från årets början och den 1 juli, vilket motsvarar en höjning från FIM 14/MWh till FIM 21/MWh. Medelpriiset för elverkens tariffer för hushålls- och lantbruksförbrukare var 32,3 p/kWh i december 1984, eller det samma som i december 1983.

Forsknings- och utvecklingsfrågor

I Forssa inleddes driften av en 500 kW värmepumpanläggning som tar värmen från grundvattnet. I Nystad inleddes byggandet av en 7 MW värmepump-anläggning som utnyttjar renat spillvatten och havsvatten.

Behandlingen av och egenskaperna hos det medel- och lågaktiva avfallet utreddes fortsättningsvis. Planeringen av avfallets slutdeponering förbereddes bl.a med hydrogeologiska prov och med undersökningar av fyllnadsämnenas egenskaper.

För att testa forskningsmetoder för slutdeponeringen av det högaktiva avfallet och det använda bränslet samt för att få data om fältundersökningar borrade Industrins Kraft ett 1000 m djupt hål i Lavia i sydvästra Finland. Utvecklingen av analysmetoder och undersökningar av radionuklidernas beteende i olika

material och i berggrunden försatte med syfte att få underlag för säkerhetsanalysen år 1985.

Utredningarna angående bygget av ett femte kärnkraftverk fortsatte.

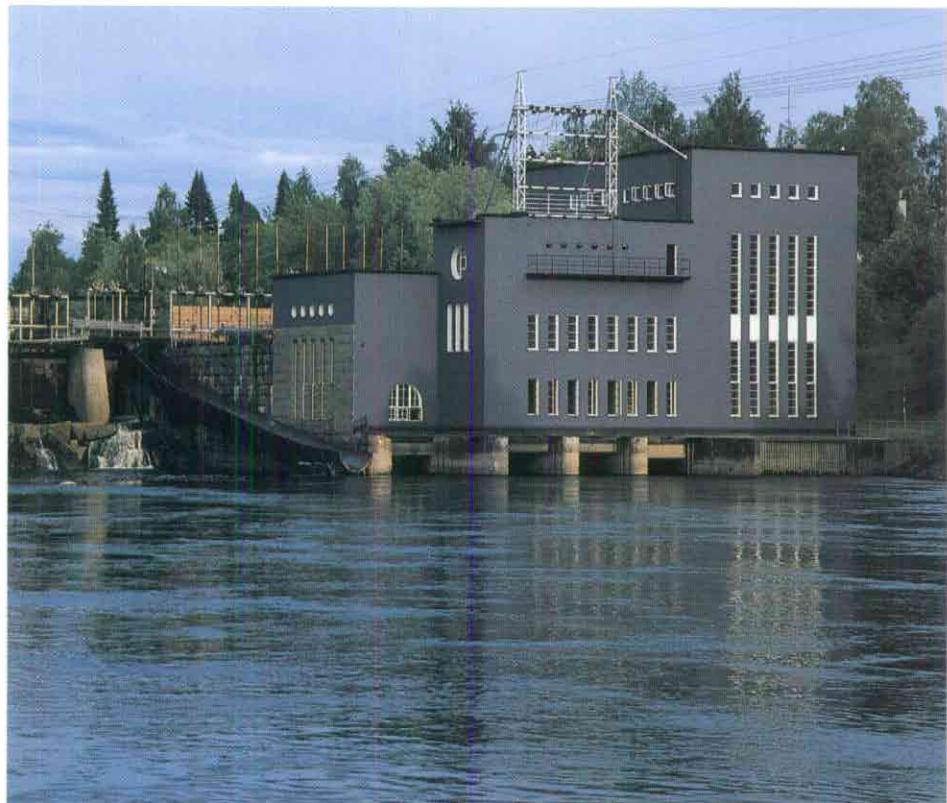
Konkurrensen om Helsingfors energiförsörjning har varit hård. Imatran Voima har inlämnat en offert om bygget av en fjärrvärme rörledning från Ingå kraftverk till huvudstaden. Naturgas och kolkraft har varit andra alternativ.

En omfattande undersökning av Finlands framtida energiförsörjning inleddes i samarbete med tre högskolor. Vissa andra, mindre avgörande men intressanta studier fortsatte. Sålunda slutfördes mätningarna av vindförhållandena i sydvästra Finland. Ett mindre vindkraftverk kommer att i provsyfte

byggas i Kopparnäs, Ingå. Provodling av vide i Kopparnäs fortsatte. Proven utvidgades och nya videarter studerades.

I Haukineva togs en provanläggning i drift under sommaren 1984. Under ca ett halvt år undersöktes produktionen och användningen av ett nytt bränsle som baserade sig på våtkolning av torv. Produktionen av detta bränsle uppgick till ca 800 ton.

Vid planeringen av Joensuu och Jyväskylä torvkraftanläggningar utvecklades nya metoder som möjliggör bl a en bättre driftsäkerhet.



Ämmäkoski vattenkraftverk
The Ämmäkoski hydro power plant



Kangasala transformatorstation skadades i branden den 6.9.1984
Kangasala transformer station was damaged in the fire on Sept. 6, 1984

Island

Elproduktion og elforbrug

Produktionen af elektrisk kraft i Island i 1984 udgjorde i alt 3914 GWh (3766 året før), hvoraf 95,5 % blev produceret ved vandkraft (95,3 %); 4,4 % ved geotermisk kraft (4,5 %) og 0,1 % ved diesekraft (0,2 %).

Bruttoforbruget udgjorde også 3914 GWh i 1984 (3766 GWh), eftersom der hverken er tale om import eller eksport af kraft, hvoraf 3442 GWh fastkraft og 472 GWh ikke-garanteret kraft. Tilvæksten i bruttoforbruget var 3,9 % (5,3 %). I 1984 gik 57,7 % af bruttoforbruget til kraftkrævende industri (56,5 %), hvis forbrug voksede med 6,1 % i dette år (5,5 %). Det almindelige forbrug voksede kun med 1,2 % (5,1 % i 1983).

Installeret effekt i islandske kraftværker var ved udgangen af 1984 917 MW (908 MW), hvoraf 752 MW i vandkraftværker (752 MW); 126 MW i konventionelle varmekraftværker (diesel, kondens, gasturbiner) (127 MW), og 39 MW i geotermiske værker (29 MW).

Den 1. sept. 1984 nåede det geotermiske værk Krafla for første gang fuld nominel effekt, 30 MW, på det ene aggregat som endnu er installeret i værket. Det er endnu ubestemt hvornår det sidste aggregat, også på 30 MW, skal installeres.

Primærnættet

I november måned sluttedes 132 kV ringen rundt Island ved at en 250 km strækning langs sydkysten toges i brug. Dette var en milepæl i elektrificeringens historie i Island, som medfører en stærkt forøget leveringssikkerhed for de fleste forbrugere udenfor Sydvestlandet. Et bevis herpå fik man allerede mellem jul og nytår, da nogle master i ringledningen i den vestlige del af Nord-Island brækkede over i et uvejr, hvorved lederne faldt ned uden dog at gå i stykker. Herved bortkobledes vedkommende strækning i ringledningen automatisk i begge ender. Når lederne faldt ned ramte de en lavspændingsledning hjem til en bondegård, hvorved sikringerne brændte over og gården blev strømløs. Dette var den eneste forbruger i landet som blev strømløs på grund af dette uheld på ringledningen.

Lavere elbeskatning

Den islandske industriminister har bebudet at den såkaldte prisudjævningsafgift på el skal afskaffes etapevis. Som første etape har man særligt den fra 19 til 16 %. De næste etape er endnu ikke bestemt.



Ringledningen runt Island på 132 kV blev færdig i november 1984

The 132 kV national grid around Iceland was completed in November 1984

Ny overenskomst med Alusuisse

De forhandlinger som i midten af 1983 kom i gang mellem den islandske regering og Alusuisse, ejeren af Islands eneste aluminiumsfabrik, førte i oktober 1984 til en tillægsoverenskomst til den oprindelige overenskomst fra 1966. Den blev ratificeret af Altinget den 30. november 1984.

Ifølge tillægsoverenskomsten varierer kraftprisen til ISAL mellem 12,5 og 18,5 mUSD/kWh (0,112 og 0,166 SEK/kWh ifølge dollarkursen den 31. dec. 1984), beroende på aluminiumnoteringer ved London Metal Exchange

og Metals Week i New York, samt Pechineys internationale prisindeks og Alusuisse's pris til uafhængige parter. Prisen justeres hvert kvartal. Den var 12,6 mUSD/kWh (0,113 SEK/kWh) i sidste kvartal af 1984.

För den nye overenskomst var den gældende pris 9,5 mUSD/kWh (0,085 SEK/kWh) ifølge en midlertidig aftale fra sept. 1983.

Nye kraftkrævende industribedrifter

Det af regeringen i sommeren 1983 nedsatte såkaldte storindustriudvalg fortsatte i 1984 sine drøftelser med forskellige multinationale koncerner om mulig deltagelse i etablering af nye energikrævende industribedrifter i Island, med foreløbig uden konkrete resultater. Nogle af disse koncerner har sendt repræsentanter til Island for at diskutere sagen med udvalget og se på lokale forhold; deriblandt Alcan, med hvem man har diskuteret et aluminiumsværk i Nord-Island, i nærheden af Akureyri. Der er dog delte meninger på det lokale plan om et sådant værk, og regeringen har modtaget to sæt underskrifter, på nogle tusinder hvert, for og imod det fra folk i Akureyri og omegn. De to projekter som det for øjeblikket forekommer mest sandsynligt at vil blive realiseret er bygning af et siliciummetallværk i Øst-Island og en 50 % udvidelse af ISALs nuværende aluminiumsværk i Straumsvík, syd for Reykjavík. Beslutninger herom er dog først at vente i slutningen af 1985 eller i 1986.

Afmatning i væksten af det almindelige elforbrug

Vækstraten i det almindelige elforbrug har vist en faldende tendens over de sidste år og har været lavere end prognoserede i elprognosene fra 1981. I 1984 var det temperaturkorrigerede elforbrug omkring 250 GWh under denne prognose, som nu er iøvrigt under revision. Denne afmatning menes at have sin årsag i den økonometiske lavkonjunktur i landet i de senere år, stigning i realprisen på el til almindeligt forbrug i samme tid; langsomme overgang end ventet fra olieopvarmning til elopvarmning samt effektivere elanvending i almindelighed.

Norge



Økonomisk utvikling

Konjunkturoppgangen i norsk økonomi fortsatte gjennom 1984, og bruttonasjonalproduktet økte med 4,3 % fra 1983. Den høye veksttakten skyldes først og fremst veksten i utvinningen av råolje og naturgass. Regnet utenom oljevirksomhet og sjøfart var produksjonsveksten 2,6 %. Både totalt og utenom oljevirksomhet og sjøfart var vekstratene de høyeste siden 1980.

Olje- og gassproduksjonen var i 1984 61 mill. toe; 35 mill. toe råolje og 26 mill. toe naturgass. Samlet økte produksjonen med 11,1 % fra året før. Målt ved bruttoproduktet var inntekten fra oljeutvinning vel 82 milliarder kroner og utgjorde 18,4 % av bruttonasjonalproduktet, nær 10 prosentpoeng høyere enn for fem år siden.

Sterkest vekst utenom oljesektoren

hadde utekonkurrerende industri (vel 11 %) og deler av privat tjenesteyting, mens produksjonen gikk ned i bygge- og anleggsvirksomhet. Det er spesielt boligbyggingen som har hatt sterkt tilbakegang.

I volum økte bruttoinvesteringene i fast kapital med 4,4 % fra 1983. Den sterkeste vektfaktor var investeringene i oljevirksomheten, men også investeringene i maskiner o.l. hadde en klar volumvekst.

Veksten i det samlede konsumet på 1,5 % i 1984 er den laveste siden 1978. Utviklingen i privat og offentlig konsum var som vanlig noe forskjellig, henholdsvis 1,0 % og 2,6 %.

Eksportoverskuddet målt som andel av bruttonasjonalproduktet var i 1984 vel 10 %, ca. 2 prosentpoeng høyere enn året før. Overskuddet på driftsregn-

Transport av Robbins fullprofilmaskin som används för tunnelbörning

Transportation of Robbins tunnel boring machine

skapet overfor utlandet er foreløpig beregnet til 28,5 milliarder kroner, eller 6,4 % av bruttonasjonalproduktet.

Målt i antall årsverk vokste den samlede sysselsetting med 1,0 %, den sterkeste vekst siden 1980. Tallet på sysselsette økte imidlertid bare med 0,7 %. Arbeidsledigheten passerte trolig en topp tidlig i 1984, og situasjonen på arbeidsmarkedet var deretter i bedring. I gjennomsnitt ble det registrert 66.000

helt arbeidsløse i 1984, en økning på 3.000 fra 1983.

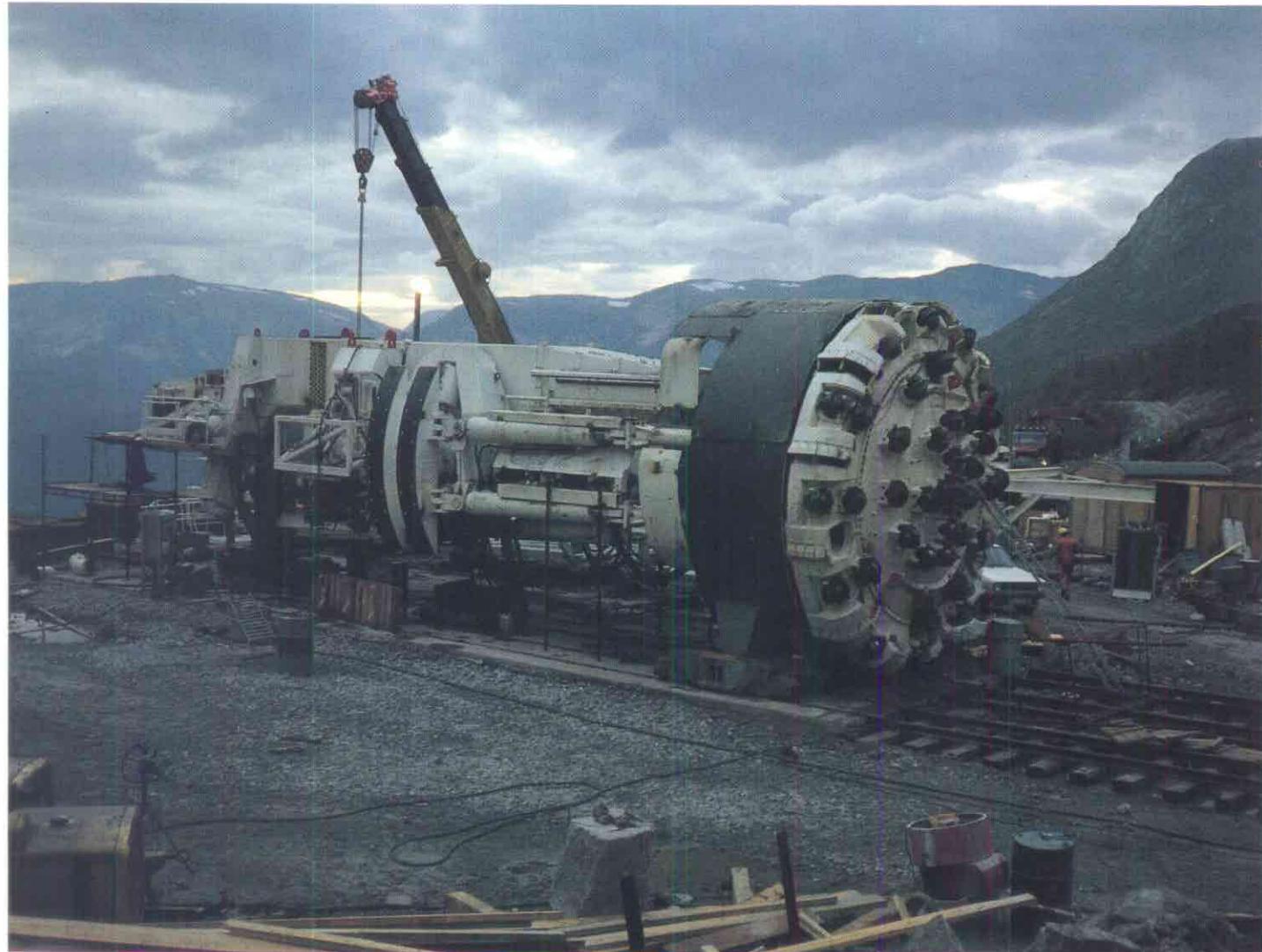
Energipolitikk

Stortinget sluttet seg i juni enstemmig til de nye prinsippene for organiseringen av statens deltagelse i petroleumsvirksomheten. Den nye ordningen

tingsmeldingen "Om petroleumsvirksomhetens framtid". Her understrekkes bl.a. betydningen av en frikoppling mellom opptjening og bruk av inntektene fra oljevirksomheten. For å oppnå en jevn bruk av inntektene vil regjeringen arbeide videre med siktet på en fondsordning. Når det gjelder det framtidige omfanget av oljevirksomheten vil regjeringen bl.a. søke å tilrettelegge aktivitete-

komuner, fylker og til interesseorganisasjonene, ble meldingen lagt frem for Stortinget våren 1985.

Vannkraftprosjektene i Samlet Plan 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. Den første kategorien — tilsammen 11



Fullprofilmaskinen for borrhing av tunneln till Kobbervik kraftverk väger 300 ton
The tunnel boring machine for the boring of the tunnel to the Kobbervik power plant weighs 300 tons

ten slik at totalinvesteringene ikke kommer under et rimelig basisnivå samtidig som en sikter mot jevnhet i investeringsutviklingen.

Miljøverndepartementet fremla 13. september till høring den såkalte Samlet Plan for disponeringen av våre gjenværende vassdrag. Samlet Plan er hverken en utbyggingsplan eller en verneplan, men en samlet fremstilling og vurdering av alle interesser som gjør seg gjeldende i de vassdrag planen omfatter. Målet har vært å komme frem til en gruppevis prioritering som kan danne grunnlaget for en prioritert utbyggingsrekkefølge for vassdragene.

Samlet Plan tar for seg 310 vassdragsprosjekter med over 500 alternativer. Tilsammen er det tale om et potensiale på i underkant av 40 TWh/år. Etter å ha vært sendt till uttalelse i berørte

skal gjelde fra 1. januar 1985 og innebærer bl.a. at en viss andel av Statoils bruttoinntekter og utgifter knyttet til det enkelte felt kanaliseres direkte via statsbudsjettet. Prosentandelen fastsettes etter konkret vurdering av hvert enkelt prosjekt. Statoil vil fortsatt bli tildelt de samlede statlige eierandeler i oljevirksomheten, dvs. minst 50 % i alle tillatelser.

Regjeringen la i oktober fram stor-

TWh/år — er prosjekter som alle kan konsesjonsbehandles straks og fortlopende for å bidra til energidekningen i årene fremover. Kategori II — ca. 7 TWh — er prosjekter som kan nytties til kraftutbygging eller andre formål. I den tredje kategorien er prosjektene som ikke anses aktuelle for kraftutbygging på grunn av meget stor konfliktgrad med andre brukerinteresser og/eller høye utbyggingskostnader.

I slutten av november fremla Regjeringen en stortingsmelding om "Handlingsplan for energiøkonomisering". Meldingen legger til grunn en bredere definisjon av energiøkonomisering enn den som har vært vanlig og som nytties i de fleste land, idet alle tiltak som kan bidra til at landets energiressurser utnyttes på en mer samfunnsøkonomisk og effektiv måte faller inn under begrepet.

Under dagens forhold angir meldingen som en illustrasjon ENØK-potensialet innen elforsyningen til i underkant av 5 TWh, fordelt med 1,1 TWh som tapsreduksjon i nettet og 3,7 TWh innvunnet i produksjon gjennom opprustning av eldre verk (ikke medtatt opprustningsprosjekter som krever vassdragskonsesjon — ca. 5 TWh). På brukersiden er ENØK-potensialet 3—4 TWh i kraftintensiv industri, 10 TWh (elektrisitet og olje) i annen industri og 6—9 TWh (elektrisitet og olje) i bygninger. Gjennomføringen av et ENØK-program av en størrelse som svarer til det antatte ENØK-potensialet vil kreve betydelige økonomiske ressurser. Med en kostnad for innvunnet energi på eksempelvis 1,50—2,50 kr/kWh vil det kreves 30—50 milliarder 1984-kroner å utnytte et ENØK-potensial på 20 TWh. Særlig innen industrien vil tiltakene måtte kombineres med andre industriinvesteringer av langt større omfang enn ENØK-innsatsen.

Elektrisitetsproduksjon

Det nyttbare tilsiget til kraftproduksjonssystemet var ca. 106 % av normalt, svarende til 105,4 TWh. I kombinasjon med en liten netto reduksjon i vannmagasinbeholdningen over året ga dette grunnlag for en vannkraftproduksjon på vel 106,3 TWh. Varmekraftproduksjonen ble i overkant av 0,3 TWh, slik at totalproduksjonen kom opp i 106,7 TWh. Dette er ny årsproduksjonsrekord — 0,5 TWh høyere enn i det tidligere rekordåret 1983.

Den gunstige kraftsituasjonen i 1984 resulterte i en netto eksport på 8,3 TWh, 4,5 TWh til Sverige og 3,8 TWh til Danmark.

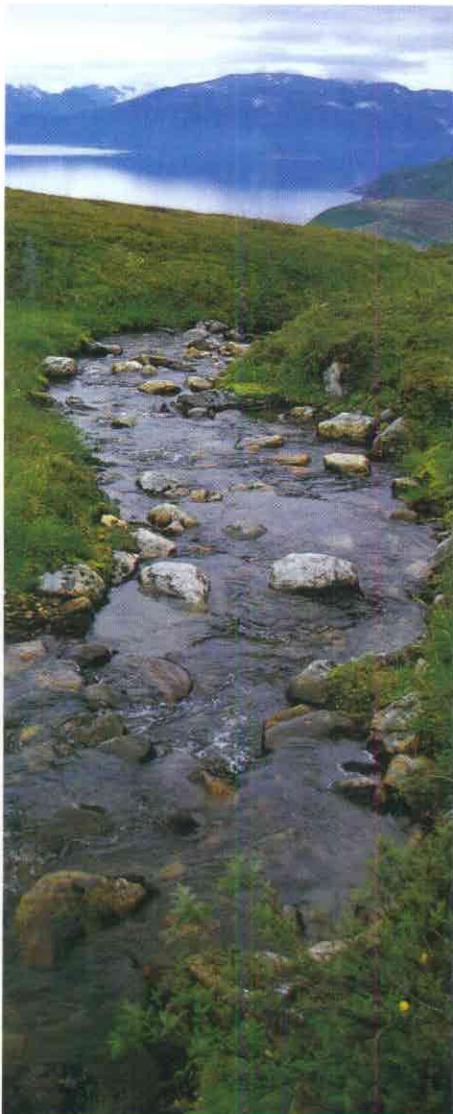
Ved utgangen av 1984 var magasinfyllingen 79,6 % mot vel 70 % som normalt for årstiden. Magasinkapasiteten økte i løpet av året med 0,7 TWh til 65,5 TWh.

Elektrisitetsforbruk

Samlet bruttoforbruk til alminnelig forsyning og kraftintensiv industri økte med 6,0 % fra 1983 til 93,0 TWh i 1984. De siste 10 år har dette forbruket økt med i gjennomsnitt 4,2 % pr. år.

Fastkraftbruket innen alminnelig forsyning økte med 3,9 % til 60,5 TWh referert kraftstasjon. Korrigert for unormale temperaturforhold er stigningen 4,2 % til 61,6 TWh. Sammenlignet med en jevn forbruksvekst fra det faktiske forbruket i 1977 og fram til det prognoserte forbruk i 1985 iflg. Energimeldingen fra 1980, var det temperaturkorrigerte bruttoforbruket 4,4 TWh høyere enn forutsatt. Årsaken til dette antas i første rekke å være at elvarme nå i flere år har vært det klart billigste oppvarmingsalternativ, og omlegging til elvarme har vært større enn antatt i Energimeldingen.

Kraftintensiv industri har gjennom hele året hatt gode avsetningsmuligheter for sine produkter og har produsert opp mot kapasitetsgrensen. Referert kraftstasjon har industrien brukt 32,5 TWh, en stigning på nær 10 % fra 1983. Gjennom egenproduksjon og faste kontrakter er industrien sikret et årlig fastkraftkvantum på ca. 29 TWh.



Fjällbäck i Nordnorge
Mountain creek in northern Norway

Omsetningen av tilfeldig kraft til elektrokjeler var 4,2 TWh brutto. Installasjon av elektrokjel med brenselfyrt reserve har tiltatt i de senere år. Dette har sin bakgrunn i høye oljepriser og god tilgang på rimelig tilfeldig kraft. Det innelandske marked for tilfeldig kraft til elektrokjeler er vurdert til i underkant av 5 TWh på årsbasis. Omrent 70 % av dette markedet har tungolje som fyringsalternativ.

Den maksimale systembelastning er i 1984 anslått til 16 993 MW. Dette er en økning på 11,2 % fra året før.

Elektrisitet dekket i 1984 49,7 % av det teoretiske energiinnholdet i energi-

bærere levert forbruker (netto sluttforbruk). Oljeprodukter dekket 39,4 % mens faste brensler og gass dekket det resterende 10,9 %.

Energipriser

Statskraftprisen for levering til alminnelig forsyning økte fra 13,36 øre/kWh til 14,7 øre/kWh 1. juli 1984. Stortinget har fattet vedtak om ytterligere økning med 5 % til 15,45 øre/kWh fra 1. mai 1985. Prisen er et beregnet gjennomsnitt ved 6000 timers brukstid og referert sentralt sted, nedtransformert.

Gjennomsnittsprisen for elektrisitet levert til husholdninger og jordbruk var 31 øre/kWh i 1984, alle avgifter inkludert. I 1985 antas denne prisen å bli 33,8 øre/kWh. Tjenesteytende virksomhet og industri innen alminnelig forsyning betaler gjennomgående en noe høyere pris for sin kraft. Abonnenter med husholdningstariffer har også i 1984 hatt klare økonomiske fordeler ved å dekke sitt oppvarmningsbehov ved elektrisitet fremfor parafin og lettolje. Energikostnaden i en H-4 tariff — som er den vanligste — var i landsgjennomsnitt ca. 27 øre/kWh inkl. avgifter, mens ekvivalent energikostnad ved lettoljefyring var ca. 40 øre/kWh. Prisdifferansen var likevel mindre enn i de tre foregående år.

Den generelle elektrisitetsavgift som belastets forbruker var i 1984 2,7 øre/kWh, og gjelder for leveringer til både kraftintensiv industri og alminnelig forsyning. For 1985 er avgiften fastsatt til 2,9 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 26,4 øre/kWh inkl. merverdiavgift. Det er da nytta 5 % kalkulasjonsrente og pengeverdi pr. 1.1.1984.

Kraftutbygging

Ved utgangen av 1984 var produksjonsevnen for fastkraft i det norske kraftsystem ca. 94 TWh, medregnet antatte importmuligheter. Nye installasjoner i løpet av året økte produksjonsevnen med 1,1 TWh eller ca. 1,2 %. 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) i det norske systemet var 228 MW i 1984 — alt vannkraft. Av en total maskinkapasitet pr. 31.12.84 på 22 966 MW, hvorav 278 MW varmekraft, eier Statskraftverkene 30,5 %, kommuner og fylkeskommuner 51,9 % og private og industriselskaper eier 17,6 %.

Sverige



Ekonomisk utveckling

Den svenska konjunkturuppgången, som inleddes förra året, har fortsatt under 1984. Bruttonationalprodukten steg enligt preliminära beräkningar med 3,0 %. Till skillnad från 1983 genererades ökningen till betydande del av inhemsk efterfrågan både i form av investeringar och konsumtion.

Den expansiva utvecklingen av exporten fortsatte dock 1984, med en volymökning på drygt 7 %. Importen ökade med nästan 5 %. Den privata konsumtionen visade en positiv utveckling på närmare 1 %.

Produktionen i den svenska industrien har stigit markant från det bottneläge som passerades under hösten 1982. Preliminärt beräknas den faktiska pro-

duktionen 1984 ha ökat med nära 7 %. Industrins kapacitetsutnyttjande har stigit, särskilt inom verkstadsindustrin, järn-, stål- och metallverken samt gruvorna. Flera branscher, bl a massa- och pappersindustrin, redovisar praktiskt taget fullt kapacitetsutnyttjande. Industrins investeringar steg med 16 % under 1984 efter flera år med bottennoteringar. Sveriges totala bruttoinvesteringar steg med 2 %.

Nytillskottet av bostäder har minskat flera år i följd. Antalet inflyttningsfärdiga lägenheter uppgick 1984 till 35 000, dvs ca 8 000 lägenheter färre än 1983. Därav utgjorde ungefär hälften bostäder i småhus.

Utrikeshandeln gav 1984 ett överskott på 24 miljarder kronor — en förbättring med närmare 14 miljarder kro-

Vårflod vid Stornorrhors kraftstation vid Ume älv

Spring flood at the Stornorrhors power plant at the Ume river

nor jämfört med 1983. Förbättringen av handelsbalansen under 1984 kan till betydande del återföras på en förbättring av Sveriges bytesförhållande med utlandet. Bytesbalansen visar preliminärt ett överskott på 1,0 miljarder kronor. Det är första gången sedan 1973 som bytesbalansen visar överskott.

Råolja och petroleumprodukter svarade 1984 för 19 % av totala importvärdena, vilket är 3 procentenheter lägre än 1983. Nedgången beror främst på en volymmässig minskning i importen av petroleumprodukter med 16 %.

Konsumentprisindex steg med 8,0 % under 1984, vilket är en dämpning i inflationstakten jämfört med föregående år. Den svenska prisutvecklingen är emellertid fortfarande hög jämfört med övriga länder inom OECD.

Läget på arbetsmarknaden förbättrades under det senaste året, tack vare den förhållandevis goda konjunkturen. Arbetslösheten beräknas i genomsnitt ha sjunkit till 3,1 %. Antal sysselsatta med arbetsmarknadspolitiska åtgärder sjönk till 3,7 %. Ett problem som äremot har ökat är strukturarbetslösheten. Efterfrågan och utbud på arbetskraft passar inte ihop. Särskilt markant är bristen på tekniker inom verkstadsindustrin.

Energipolitik

Riksdagen antog i juni en plan för utbyggnad av vattenkraften till en total medelårsproduktion av 66 TWh per år. Planen ansluter i huvudsak till vattenkraftberedningens under 1983 framtagda förslag. Avvägningar har gjorts mellan bevarandeintressen, kraftförsörjningsintressen och regionala sysselsättningsaspekter. I riksdagsbeslutet redovisades projekt med en produktion av ca 2,8 TWh per år. Industridepartementet har senare kompletterat planen med förslag till ytterligare 21 utbyggnadsprojekt om sammanlagt 0,7 TWh per år, vilket efter remissbehandling avses ligga till grund för riksdagsbeslut våren 1985.

Riksdagen beslutade under våren 1984 om nya riktlinjer för kolansändning fram till 1990. I riktlinjerna förutsättes en försiktig introduktion av kol under perioden upp till maximalt 3-4 milj ton per år, vilket är 1-2 milj ton mindre än vad som angavs i 1981 års energipolitiska beslut. Samtidigt fastställdes nya bestämmelser beträffande svavelutsläpp från alla nya eller ombyggda koleldade anläggningar. Bidrag ges till reningsanläggningar. Vidare beslutades regler för energipolitisk prövning av kolansändning i anläggningar större än 500 kW tillförd effekt.

Under våren beslutade regeringen om tillstånd till bränslepåfyllning för kärnkraftsreaktorerna Oskarshamn 3 och Forsmark 3.

Riksdagen beslutade i enlighet med en proposition om utvecklad kommunal energiplanering m m att den oljereduktionsplan som skall finnas i varje kommun nu skall utvidgas till att omfatta tillförsel, distribution och användning av energi. Planen skall vara rullande.

På regeringens uppdrag arbetar en kommitté med frågan om konkurrens mellan el och inhemska bränslen. Bakgrund är farhågor att satsningen på inhemska bränslen skulle äventyras på grund av den gynnsamma elkraftsituationen de närmaste åren. Kommittén av-

lämnade under hösten en delrapport: "Oljeersättning, konflikter — lokala lösningar".

Ett nytt treårigt energiforskningsprogram omfattande perioden 1 juli 1984—30 juni 1987 har beslutats.

1981 års energikommitté framlade efter sommaren sitt betänkande "Istället för kärnkraft" (SOU 1984:61). Betänkandet innehåller ingen egentlig avvecklingsplan för kärnkraften. Förslagen, som till stor del gäller nya utredningar, syftar till att öka handlingsfriheten inför kommande beslut. Avvecklingen skall vara genomförd före år 2010. En särskild utredning skall sedermera göras om lämplig avställningstidpunkt för varje block.

Regeringen tillsatte i januari en kommission för att utreda elförsörjningens sårbarhet mot bakgrund av det stora



Tillförsel av bränslelement till block 3 i Forsmarks kärnkraftstation
Charging of unit 3 at the Forsmark nuclear power plant

elavbrottet den 27 december 1983. Kommissionens betänkande "säker elförsörjning" (SOU 1984:69) förelåg i september. Kommissionen anser att planerna för stamnätets utbyggnad och modernisering samt rutiner och principer för dess drift är fullt tillfredsställande. Totalt sett behövs inte någon allmän ökning av reservkraften. Behov finns dock att se över vissa funktioner inom speciella områden.

Sjö -och stamledningen i Sydgas projektet färdigställdes under 1984. Försäljningen av naturgaskontrakt överträffar prognoserna.

Energiskatter

Under 1984 har beslut fattats om flera skattekönningar på energiområdet. Skatten på bensin och motorgas höjdes från 1 maj med 6 öre per liter och på motoralkohol med 3 öre per liter. Från 1 december höjdes bensinskatten ytterligare med 50 öre per liter och uppgick därmed till totalt 2 kr och 27 öre per liter.

Energiskatten på elenergi höjdes den 1 december med 2 öre per kWh. Skatt utgår nu i normalfallet med 7,2 öre per kWh. I vissa kommuner i norra Sverige är skatten 6,2 öre och för industriella förbrukare 5 öre till den del förbrukningen överstiger 40 000 kWh/år.

Från 1 januari 1985 höjdes energiskatten på kolbränslen från 97 kr per ton till 140 kr per ton. Vidare infördes skatt på gasol även för andra ändamål än motordrift med i regel 70 kr per ton (motorgasol beskattas redan tidigare med 92 öre per liter). Naturgas kommer att beskattas med 308 kr per 1000 m³.

För energi, 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.

Elanvändningen

Den totala elförbrukningen i Sverige, inklusive överföringsförluster, uppgick under 1984 till 120,2 TWh. Ökningen jämfört med 1983 var 9,9 TWh, vilket motsvarar 9,0 %. Mellan 1982 och 1983 steg förbrukningen med 10,8 %.

Av den totala elförbrukningen utgjordes 6,6 TWh (5,0) av leveranser till avkopplingsbara elpannor. Den prima elförbrukningen inom landet var således 113,6 TWh, vilket är 8,0 % högre än 1983. Ökningstakten exklusivt elpannor är nära oförändrad jämfört med föregående år.

Industrins elanvändning uppgick 1984 till 46,8 TWh, vilket är 4,4 TWh eller 10,3 % högre än 1983. Ökningstakten avtog något under andra halvåret, men låg fortfarande på samma nivå som genomsnittet för 1983. Av totala industriförbrukningen utgjordes 1,3 TWh av leveranser till avkopplingsbara elpannor. Exkluderas dessa är årsökningen 10,0 %.

Industribranscher som ökat sin elanvändning särskilt starkt är massa- och pappersindustri, kemisk industri och järn- och metallverk. Procentuellt stora ökningar noteras även för livsmedelsindustri, textilindustri och vissa verkstadssektorer.

Järn- och spårvägarnas elförbrukning blev 2,5 TWh, dvs nära 5 % högre än 1983.

Elförbrukningen inom sektorn bostäder, service, värmeverk m m uppgick till 60,4 TWh varav 4,9 TWh var avkopplingsbar elpannekraft. Ökningen jämfört med 1983 är 4,9 TWh (8,7 %), dvs något lägre än mellan 1982 och 1983. De avkopplingsbara elpanneleveranserna ökade med 1,3 TWh.

Belastningens högsta timvärde under året blev 20 666 MWh och inträffade måndagen den 17 december mellan kl 8 och 9. Värdet är ca 200 MWh lägre än 1983 års högsta värde. Den med hänsyn till elbelastningens geografiska fördelning vägda medeltemperaturen kl 7 nämnda dag var ca 3°C under normalvärdet.

Ettillförseln

Elproduktionen inom landet, med avdrag för kraftverkens egenförbrukning, uppgick under 1984 totalt till 119,8 TWh, vilket är 14,5 TWh (13,7 %) mer än 1983. Vattenkraftproduktionen var 670 TWh och överträffade därmed föregående års rekordnivå med 4,4 TWh (7,1 %). Magasinsfyllnadsgraden för samtliga regleringsmagasin var vid årets början nära 77 % och vid dess slut ca 74 %. Avsänkningen under året motsvarar 0,8 å 0,9 TWh. Årstillrinningen översteg medelvärdet för perioden 1950–1980 med 15 %. Vårflodsvolymer var något mindre än normalt.

Den installerade effekten i vattenkraftstationer ökade under 1984 med ca 153 MW. Det enda större nyttiskottet var aggregat 3 i Messaure i Luleälven med 150 MW.

Under året har tio kärnkraftblock med en sammanlagd nettoeffekt av 7 355 MW varit i kommersiell drift. Kärnkraftverkens produktion ökade från 39,1 TWh 1982 till 48,6 TWh, dvs med 9,5 TWh. Kärnkraften svaraade därmed för 40,6 % av landets totala elproduktion. Som följd av den goda vattentillgången utnyttjades inte kärnkraftverkens produktionsförmåga fullt. Nedregleringen under året motsvarar ca 1,6 TWh.

Ur driftsynpunkt var 1984 ett mycket bra år för svensk kärnkraft — som helhet det bästa hittills. Stora påtvingga stopp har förekommit i obetydlig omfattning och produktionsekonomi och säkerhet har helt nått uppställda mål. Den sammanlagda energiutnyttjningsfaktorn för samtliga tio block blev nära 76 %. Det högsta värdet noterades för Oskarshamn 2 med 91 % och det lägsta för Ringhals 2 med 60 %, främst berorande på förlängd revisionstid för åtgärder i ånggeneratorerna.

Bränslepåfyllningen av de två sista kärnkraftblocken, Forsmark 3 och Oskarshamn 3, inleddes under året.

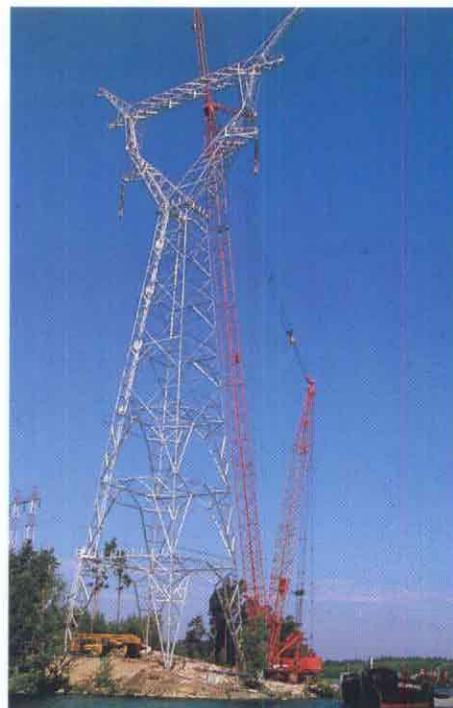
Mottrycksproduktionen uppgick till 4,0 TWh, vilket är 22 % högre än 1983. Större delen baserades på fasta bränslen. Produktionen i kondensverk, gasturbiner och dieslar fortsatte att sjunka

kraftigt och blev under året endast 0,1 TWh. Hela den på konventionella bränslen baserade elproduktionen utgjorde endast 3,5 % av den totala elproduktionen i landet.

Inga nya större värmekraftverk har tillkommit under 1984.

Importen av elenergi uppgick under 1984 till 5,7 TWh (10,4 TWh föregående år). Exporten blev 5,3 TWh, vilket är obetydligt mindre än året innan. Nettoimporten blev således 0,4 TWh mot 4,9 TWh 1983.

För om 1984 har elföretagen beslutat om nya högspänningstariffer, flera företag för 5-årsperioden 1984–1988. Prisnivåen 1984 steg med i genomsnitt 4 % jämfört med 1983 års prisnivå. Eftersom inflationen var dubbelt så hög innebär detta en realprissänkning.



Sveriges största kraftledningsstolpe, 115 m hög, för korsning av Mälaren med dubbla 400 kV ledningar

The greatest power line pylon in Sweden, 115 m high, for the crossing of Lake Mälaren with double 400 kV lines

Den 14 april 1984 infördes allmänt prisstopp som dock hävdes från 1 juli 1984. Prisstoppet påverkade elpriserna på så sätt att vissa elföretag tvingades senarelägga planerad höjning av lågspänningstarifferna. Under 1984 höjdes dock lågspänningstarifferna med cirka 4 % jämfört med 1983 års prisnivå.

Stamnätet

En 400 kV ledning Boden-Hjälta har tagits i drift. Ledningen innebär ökad överföringsförmåga mellan övre och mellersta Norrland.

Utbyggnaden av en dubbel 400 kV

ledning från Forsmark till norra Stockholms-området samt av en del lednings- och stationsutbyggnader i området är i huvudsak färdiga. Arbeten med fortsättning söderut av 400 kV utbyggnaderna inklusive korsning av Mälaren pågår. Mälarkorsningen planeras genomförd under perioden våren–senhösten 1985. Särskilt de avbrott som erfordras i samband med Mälarkorsningen innebär påverkan på nätets överföringsförmåga och driftsäkerhet. Omfattande planering har gjorts för att så långt som möjligt eliminera risken för störningar i samband med avbrotten. Arbetena med 400 kV utbyggnaderna i Stockholms-området planeras helt klara hösten 1987.

För anslutning av Oskarshamn block 3 byggs två 400 kV ledningar. Den ena av dessa, som går norrut till Norrköping, planeras idrifttagen våren 1985. Den andra, som går västerut till en ny 400 kV station vid Alvesta, planeras idrifttagen i slutet av 1985.

Efter omfattande utredningar har Vattenfall och övriga stamnätsföretag enats om att ersätta fem av de sex 220 kV ledningarna från mellersta Norrland till Mellansverige med två 400 kV ledningar. Den första 400 kV ledningen planeras idrifttagen 1991, den andra 1996.

För att höja kortslutningssäkerhet och belastningsförmåga på stamnätet har förstärkningsåtgärder genomförts på ett flertal ledningar och stationer.

Samkörningsförbindelser

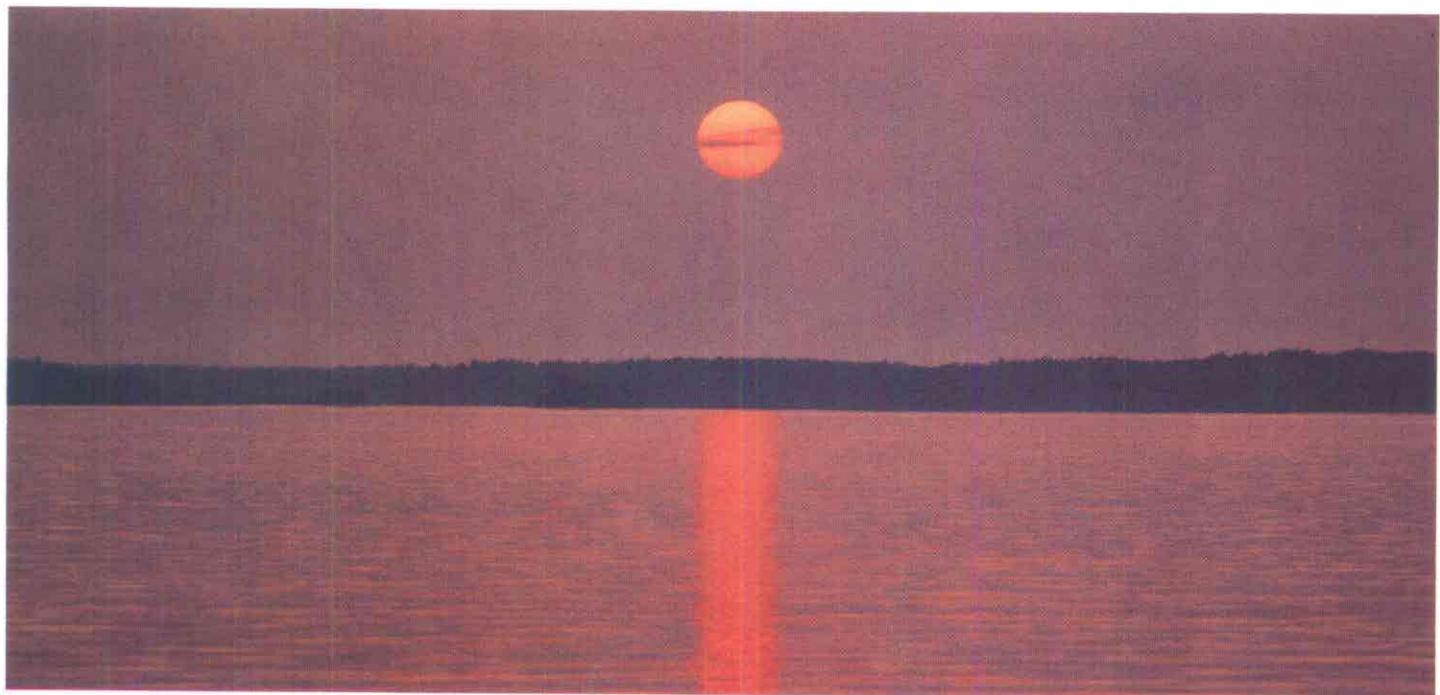
Arbetena med en andra 400 kV växelströms samkörningsförbindelse Sverige-Själland pågår planenligt. Idrifttagning sker i slutet av 1985.

Befintlig likströms samkörningsförbindelse Sverige-Jylland (Kontiskanförbindelsen) är nu 20 år gammal. Förbindelsen närmrar sig sin teknisk-ekonomiska livslängd, vilket medför att en ersättande förbindelse är aktuell. Förhandlingar pågick under 1984 om tidigarelagd förnyelse av förbindelsen med idrifttagning senast maj 1989. Den befintliga förbindelsen skall behållas i drift parallellt med en eventuell ny förbindelse tills man i samråd beslutar att ta den ur drift.

Studier har också pågått om de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för utbyggnad av en likströms samkörningsförbindelse mellan östra Svealand och södra Finland.

Sverige och Norge studerar gemensamt konsekvenserna för samkörningssystemet av en planerad omfattande produktionsutbyggnad i Svartisenområdet i Norge. För att kunna upprätthålla ett tillfredsställande parallellarbete mellan de svenska och norska näten kan en förstärkning av samkörningskapaciteten i området bli erforderlig.

EI ersätter annan energi



Utarbetad av en ad-hoc grupp inom Planeringsutskottet

Inledning

Energisituationen under 1970-talet präglades av stark oro på oljemarknaden och kraftiga prisstegningar på olja. I de flesta nordiska länderna igångsattes omfattande aktiviteter för att minska oljeberoendet och för att sprida energiförsörjningen på olika energiråvaror. Energihushållning blev ett nyckelord i energidebatten. Även under 1980-talet har man fortsatt strävandena att diversifiera energiförsörjningen och öka energisparandet.

Vid den första oljekrisen (1973) var det i första hand brist på energi som

man fruktade. Nu har farhågorna i denna riktning dämpats och strävan har inriktats mot att åstadkomma det ekonomiskt bästa energiförsörjningssystemet.

För de nordiska länderna totalt gäller att ökningstakten i den totala energiutvecklingen, särskilt vad gäller leveranser till konsumenterna, bromsats upp kraftigt medan elenergin fortsatt att öka trots att man funnit flera effektiva metoder att spara el. El har inom många konsumentsektorer ersatt andra energislag. Även aktuella prognosar för elenergi- och totalenergiutvecklingen pekar för Norden totalt på en fortsatt utveckling i samma riktning. De enskilda länderna följer delvis samma utvecklingsmönster, dock med vissa avvikelse länderna emellan.

Det synes sannolikt att man får räkna med att elenergin kommer att svara för en stadigt ökande andel i Nordens energianvändning. För totalenergin förutses däremot en mycket måttlig ökning eller kanske till och med noll tillväxt.

Inom Nordel har det ansetts intressant att något analysera denna utveckling. En studie pågår där man dels ser på utvecklingen under en årsserie för elenergi och övrig energi och dels söker göra en del bedömningar om framtiden.

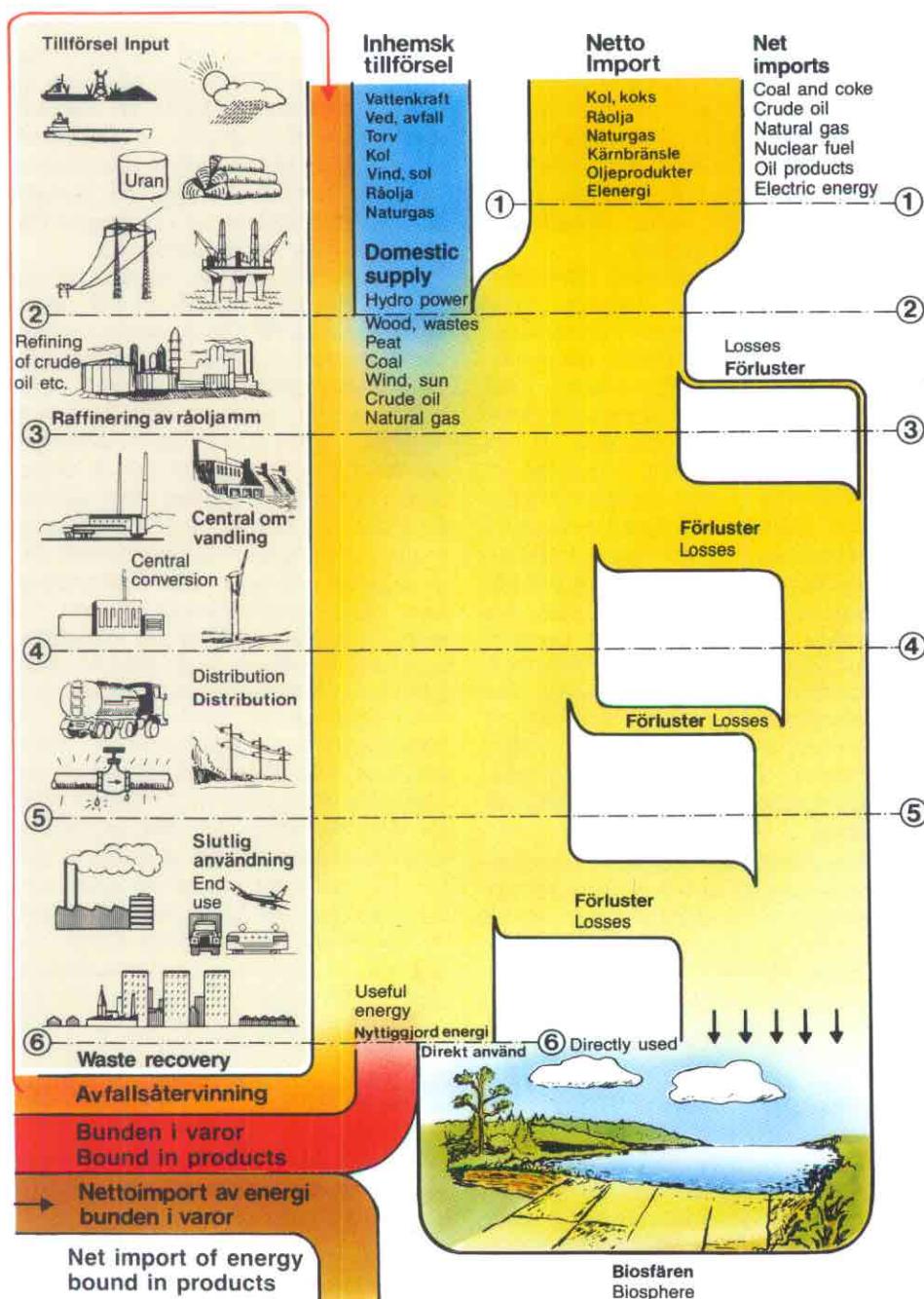
I den här artikeln redovisas några resultat som man redan nu kommit fram till i det pågående arbetet som också kommer att behandla bl a:

— landsvisa redovisningar om energiutvecklingen totalt och att det är sto-

Nordel 1984

Fig 1. Förenklat energiflödesschema. (Källa: Energin i samhället. Utgiven av Nordel 1981)

Fig 1. Simplified energy flow diagram. Source: Energin i samhället (Energy in Society). Published by Nordel in 1981.



ra skillnader i elens andel mellan de olika länderna

- samband mellan energi totalt resp. elenergi och bruttonationalprodukt
- en mera ingående behandling av begreppet "bränsleersättningsfaktor"
- fördelar för el genom dess höga verkningsgrad hos konsumenten
- ekonomiska aspekter i samband med övergång till el.

Samhällets energiförsörjning

Energiförsörjningen i ett modernt samhälle uppvisar en mycket komplicerad struktur. För populärbeskrivningar är det lämpligt att anknyta redovisningen till någon översiktlig figur. En sådan visas i figur 1. Där åskådliggörs på ett förenklat sätt energiförsörjningen som ett system av flöden av energibärare från energikällan fram till användningen hos konsumenten. Schemat är av allmän karaktär men strävan har varit att få med de viktigaste elementen i de nordiska ländernas energiförsörjning.

Genom flödet har lagts snitt som numrerats från 1 till 6 och som motsvarar begrepp som ofta används vid energiredovisning, nämligen

- snitt 1, netto energiimport
- snitt 2, total tillförsel till energiförsörjningssystemet
- snitt 3, energiflödet efter raffinering av råolja m m
- snitt 4, energiflödet efter central omvandling i kraftverk, värmeverk etc
- snitt 5, energi levererad från energiförsörjningssystemet
- snitt 6, hos konsumenterna nyttigjord energi.

I schemat har inte markerats den export av energi som förekommer i olika snitt utan detta beaktas på så sätt att man i tillförselsnittet redovisat netto energiimport. Det kan också vara av intresse att notera att av det totala energiflödet så återförs en betydande del (såväl direkt använd energi som förluster) till biosfären och till havet i form av värme.

Två snitt i energiflödet som är av särskilt intresse att studera är tillförsel till energiförsörjningssystemet (snitt 2) och leveranser från energiförsörjningssystemet (snitt 5). I tillförselsnittet ingår dels inhemsk tillförsel i form av vattenkraft, ved, torv etc och dels importerade energiråvaror i form av råolja, kol etc. För vissa energiråvaror gäller att de återfinns såväl i den inhemskt tillförseln

Nordel 1984

som i importen. Snittet levererad energi är energins sista omvandlingsled innan den nyttiggörs hos olika användare. Det är för den energi som levereras i detta snitt som användarna betalar.

De båda beskrivna snitten är de för vilka den mest fullständiga redovisningen finns i den officiella statistiken. Vad gäller elenergi är det dock vanligast i den officiella statistiken att man redovisar producerad elenergi (snitt 4) i stället för tillförd energi (snitt 2). För att få en önskvärd koppling mellan den officiella statistikredovisningen och redovisningen i artikeln har här valts att för energi totalt välja tillförselvärdens som motsvarar snitt 2 och för elenergiredovisningen produktionsvärdens som motsvarar snitt 4.

För redovisningen om tillförd energi totalt har elproduktionen omräknats till att motsvara snitt 2. Det finns olika sätt att göra denna omräkning för vattenkraft och kärnkraft. För den här artikeln har vi valt att räkna om vattenkrafen till att motsvara vattnets lägesenergi och kärnkraften efterenergiinnehållet i förbrukat kärnbränsle (motsvarar ca 33 % verkningsgrad vid elproduktion i lättvattnereaktorer).

En värderingsmetod för vattenkraft som används i vissa sammanhang (bl a inom WEC och OECD) innebär en värdering av vattenkraften baserad på den alternativa bränsleförbrukning som skulle fördras om produktionen i stället skedde i vanliga kondenskraftverk. Metoden belyser vilka inbesparningar man gör i olja och kol genom elproduktion i vattenkraft. Denna metod ger i ett system med så mycket vattenkraft som det nordiska inte en bra bild av förhållanden. Metoden behandlas därför ej i artikeln.

För den fossileldade elproduktionen sker i diagrammen för energi totalt ingen separateredovisning av denna. De bränslen som åtgått för denna produktion ingår i tillförseldiagrammet inom respektive bränsleslag. Verkningsgraden vid omvandling till el varierar med vilken omvändningsmetod som används och är exempelvis vid produktion i kondenskraftverk ca 40 %.

Elenergiutvecklingen

Den elektriska energin har upptäckt en kontinuerlig tillväxt alltsedan den vid sekelskiftet kom in i det nordiska energisystemet. Särskilt snabb har ökningstakten varit efter andra världskriget.

Diagram över elenergiutvecklingen

för Norden totalt redovisas i figur 2 och för de enskilda länderna i figur 3. Dels sker redovisning av producerad elenergi uppdelad på olika kraftslag och dels av till konsumenterna levererad elenergi uppdelad på olika konsumentgrupper. I produktionsdiagrammen redovisas också kontrakterad import till Finland från Sovjetunionen. Statistikredovisning för perioden 1960–1983 samt prognosser fram till 1995. Enligt för elenergi sedvanlig praxis sker redovisningen i enheten TWh (1 TWh = 10^9 kWh = 3,6 PJ).

Skillnaden mellan summakurvorna för producerad respektive levererad el i figurerna 2 och 3 är överföringsförluster.

På tillförselsidan domineras vattenkraften starkt i det nordiska elproduktionssystemet. Den har varit stadigt ökande under hela den redovisade statistikperioden. Svängningarna mellan åren sammanhänger med de variationer i vattentillgången som beror av det enskilda årets karaktär. För prognosperioden uppvisar vattenkraften en utplanering. Tillskotten härrör väsentligen från utbyggnader i Norge.

Från 1971 finns kärnkraft i drift (Finland och Sverige) och den har under åren därefter svarat för en snabbt ökande produktionsandel. Under de senaste åren har kärnkraftproduktionen i det nordiska elsystemet till storlek passerat den fossileldade produktionen. Två nya kärnkraftblock tas i drift i Sverige år 1985. Därmed är den kärnkraftutbyggnad som tillåts av riksdagen avslutad. I Finland planeras ett ytterligare storkraftverk idräfttaget före 1995, eventuellt något senare om man i stället kan öka importen. Det är ännu inte bestämt om det blir kärnkraft eller kolkondens. Här har förutsatts att utbyggnaden sker med kärnkraft. I Danmark förväntas ny produktionskapacitet idräfttagen under första hälften av 1990-talet, huvudsakligen koleldade kraftverk med uttag för fjärrvärme.

Kärnkraften har möjliggjort betydande minskning av den fossileldade produktionen och har därmed inneburit att man sparar in utbyggnad och drift av konventionell värmekraft som skulle ha medfört såväl högre kostnader som större miljöpåverkan. Kärnkrafttillskottet i Sverige 1985 torde under ytterligare ett antal år möjliggöra en fortsatt låg andel fossileldad produktion. För den fossileldade produktionen som utnyttjas gäller att en betydande del av denna utgörs av olika slag av mottrycksproduktion (kraftvärme och industriellt mottryck). Från slutet av 1970-talet har omfattande ombyggnader från olje- till koleldning genomförts och den helt domi-

nerande delen av fossileldad produktion är nu koleldad.

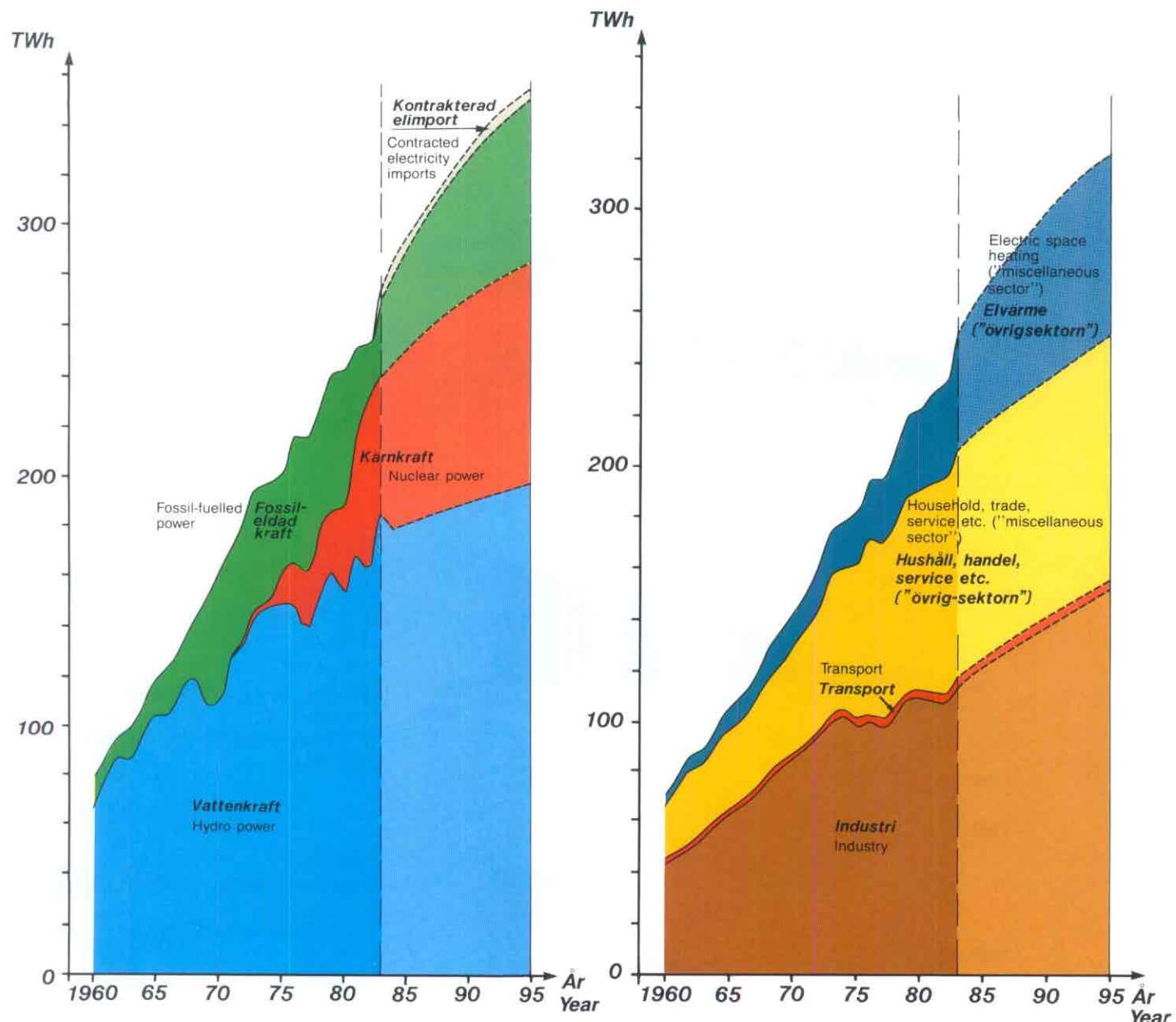
På användarsidan gäller för Norden totalt att ökningstakten i industrins elkonsumtion har avmattats från mitten av 1970-talet. Detta gäller också för Norge och Sverige men ej för Danmark (liten industriandel), Finland och Island. Den väsentliga orsaken till den dämpade elkonsumtionen hos industrin är avmattning i konjunkturutvecklingen men också energisnålare processer har bidragit. Prognoserad utveckling fram till 1995 pekar på ökning av industrins elkonsumtion, vilket gäller såväl för Norden totalt som för de enskilda länderna. Hur det verkliga utfallet kommer att bli är dock starkt beroende av industriutvecklingen och av resultaten av fortsatta energisparatgärder. Det bör här också noteras att för Norges del så gäller för den kraftintensiva industrin att man har särskilda styrmöjligheter av krafttilldelningen, vilket rätt väsentligt kan påverka konsumtionsnivån. Under de senaste åren har den kraftintensiva industrin inte tillåtts att öka i nämnvärd grad.

För sektorn hushåll, handel, service etc ("övrigsektorn") gäller att den uppvisar betydande elkonsumtionsökning under hela den studerade prognosperioden. Detta gäller både Norden totalt och länderna var för sig. Från början av 1970-talet beror en stor del av ökningen på övergång till olika former av eluppvärming och stor ökning inom serviceområdet, bl a beroende på kontorsautomation med datorinstallationer och därav följande behov av luftkonditionering. Den goda kraftbalanssituationen har också medfört omfattande installation av elpannor, ofta styrbara efter elkrafttillgången och i allmänhet kompletterade med fossileldning som alternativ. Utnyttjningen av elpannorna är starkt kopplad till tillgången på vattenkraft och kärnkraft. Från slutet av 1970-talet gäller för Norden totalt att elkonsumtionen inom "övrigsektorn" inkl. elvärme till storlek har passerat industrins elkonsumtion. När man ser på de enskilda länderna så gäller detta också för Norge och Sverige, medan industrin fortfarande är den största konsumentsektorn i Finland och Island. I Danmark är "övrigsektorn" dominerande. Fram till 1995 prognoseras såväl för Norden totalt som för de enskilda länderna en i huvudsak konstant elanvändning inom "övrigsektorn" om man bortser från elvärmedelen. Denna förutsätts däremot öka.

Nordel 1984

Fig 2. Elenergiutvecklingen i Norden totalt 1960—1983 samt prognoser fram till 1995.

Fig 2. Developments in the total electric energy production and consumption in Nordic countries 1960—1983 and forecast up to 1995.



Elenergiproduktion
(snitt 4)

Electric energy production
(plane 4)

Elenergi levererad till användare
(snitt 5)

Electric energy delivered to consumers
(plane 5)

Nordel 1984

Fig 3. Elenergiutvecklingen i de enskilda nordiska länderna 1960—1983 samt prognoser fram till 1995.

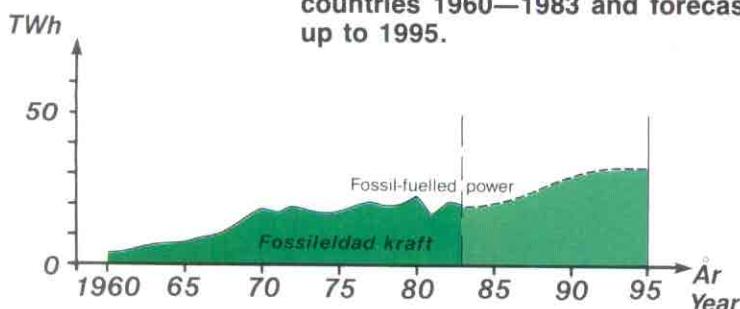
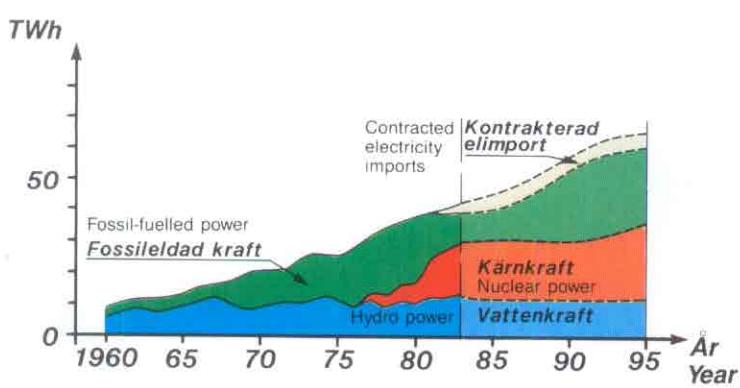


Fig 3. Developments in the production and consumption of electrical energy in the individual Nordic countries 1960—1983 and forecast up to 1995.

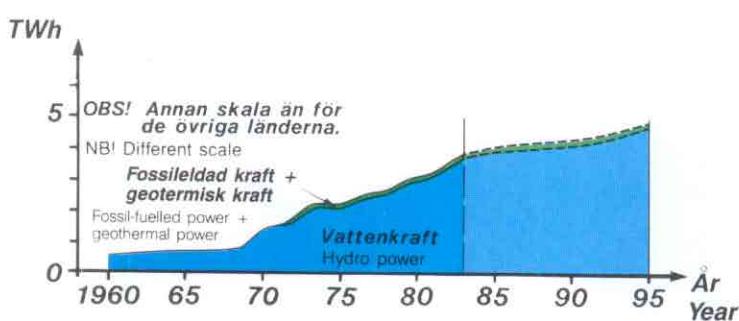


DANMARK

Elenergiproduktion med uppdelning på kraftslag.
(produktion inom landet)
(snitt 4)

DENMARK

Electric energy production by energy source
(production within the country)
(plane 4)

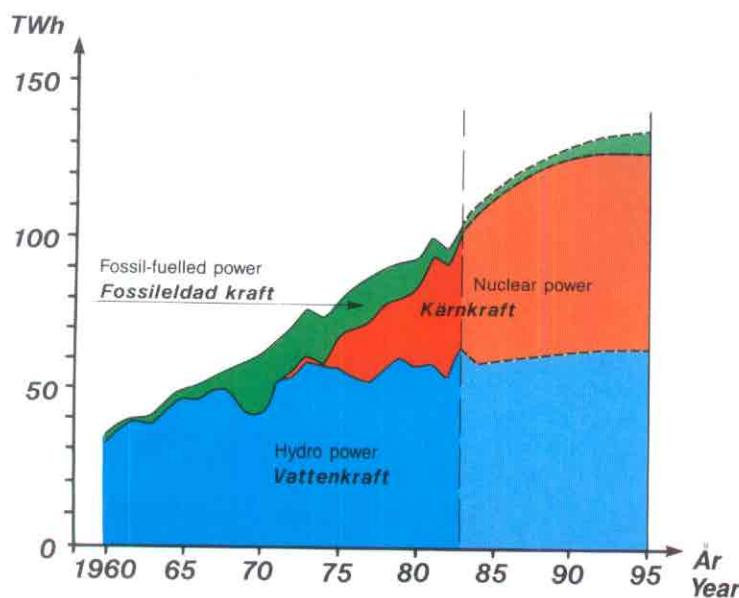


FINLAND

Elenenergiproduktion med uppdelning på kraftslag.
(produktion inom landet samt kontrakterad import)
(snitt 4)

FINLAND

Electric energy production by energy source
(production within the country and contracted imports)
(plane 4)



ISLAND

Elenenergiproduktion med uppdelning på kraftslag
(produktion inom landet)
(snitt 4)

ICELAND

Electric energy production by energy source
(production within the country)
(plane 4)

SVERIGE

Elenenergiproduktion med uppdelning på kraftslag
(produktion inom landet)
(snitt 4)

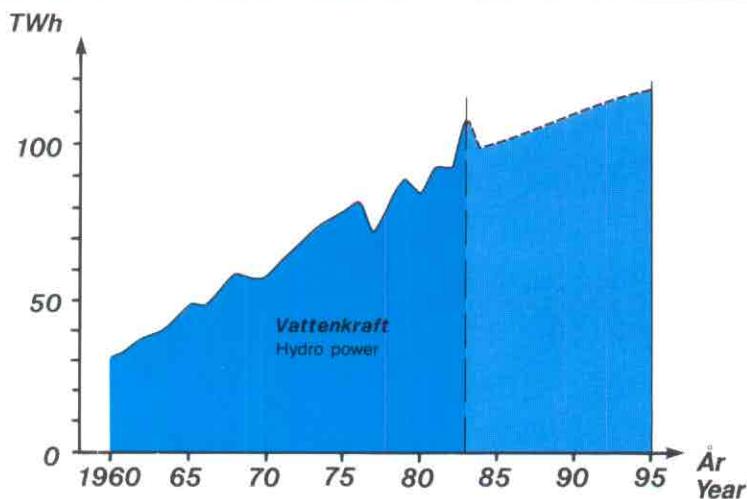
SWEDEN

Electric energy production by energy source
(production within the country)
(plane 4)

Nordel 1984

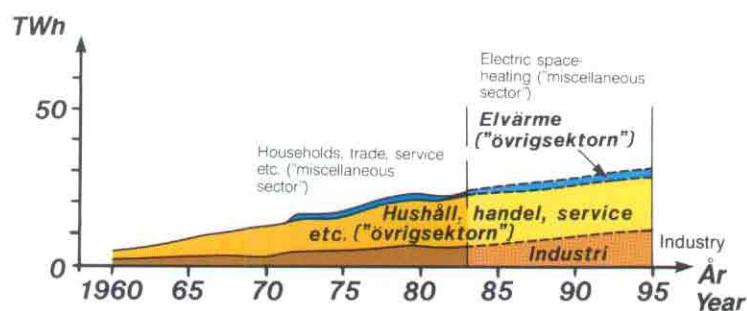
NORGE
Elenergiproduktion med uppdelning
på kraftslag
(produktion inom landet)
(snitt 4)

NORWAY
Electric energy production by energy
source
(production within the country)
(plane 4)



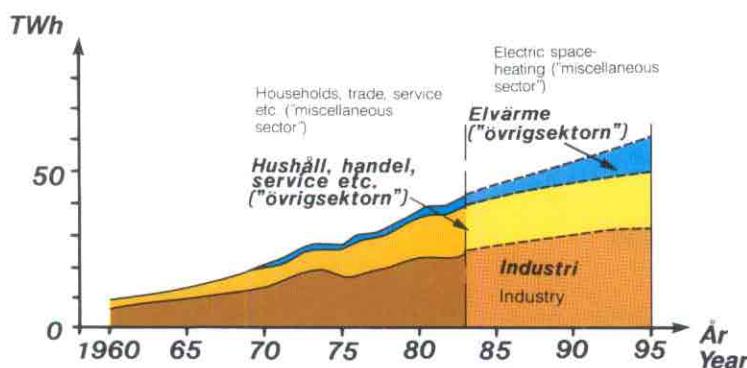
DANMARK
Elenergi levererad till användare med
uppdelning på konsumentgrupper
(snitt 5)

DENMARK
Electric energy delivered to consumers by consumer group
(plane 5)



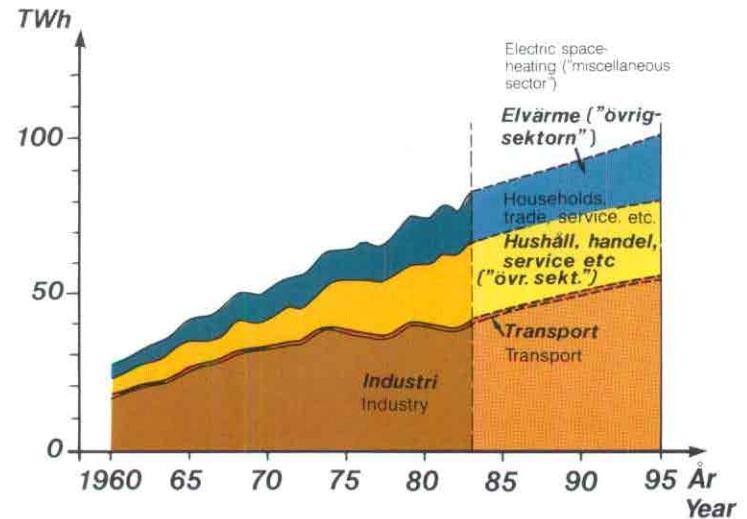
FINLAND
Elenergi levererad till användare med
uppdelning på konsumentgrupper
(snitt 5)

FINLAND
Electric energy delivered to consumers by consumer group
(plane 5)

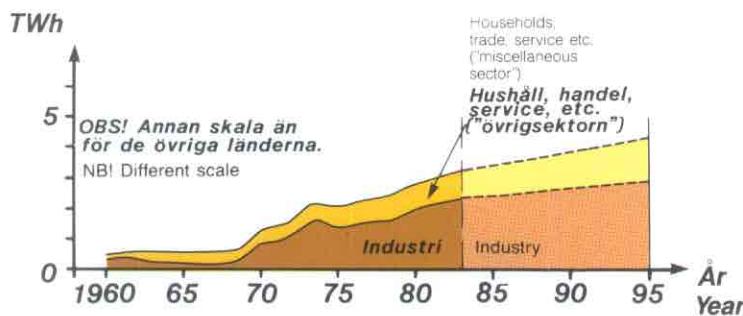


NORGE
Elenergi levererad till användare med
uppdelning på konsumentgrupper
(snitt 5)

NORWAY
Electric energy delivered to consumers by consumer group
(plane 5)



Nordel 1984

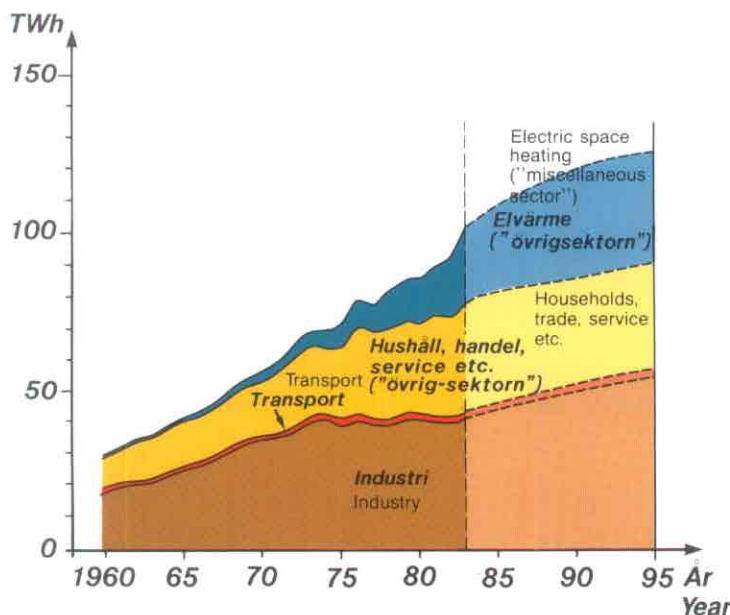


ISLAND

Energi levererad till användare med uppdelning på konsumentgrupper (snitt 5)

ICELAND

Electric energy delivered to consumers by consumer group (plane 5)



SVERIGE

Energi levererad till användare med uppdelning på konsumentgrupper (snitt 5)

SWEDEN

Electric energy delivered to consumers by consumer group (plane 5)

Utvecklingen för energi totalt

Utvecklingen i Norden av den totala energitillförseln och av de totala energileveranserna till förbrukare visas figur 4. I Norden totalt ser man att total energitillförsel samt totala energileveranser till förbrukare kommer att öka under nästa tioårsperiod. Utvecklingen varierar i länderna. Totalförbrukningen i Norden ökar eftersom ökningen är ganska kraftig i Norge och Danmark. Utvecklingen i Sverige och Finland är annorlunda. Både tillförseln och förbrukningen minskar. Elförbrukningen ökar också i Finland och i Sverige, men ändå minskar bränsleförbrukningen, särskilt oljeförbrukningen. I figuren har uppdelning gjorts på olika energislag. Redovisning i enheten PJ ($=10^{15}$ Joule). I tillförseldiagrammet har vattenkraften, i konsekvens med vad som sägs tidigare och till skillnad från redovisningen för elenergi, omräknats till att motsvara vatt-

nets lägesenergi och kärnkraften efter energiinnehållet i förbrukat kärnbränsle utnyttjat i lättvattenreaktorer. Det bör observeras att använd redovisningsmetod för kärnkraft innebär att den i tillförseldiagrammet ju blir redovisad med ett belopp som är ungefärligen tre gånger så stort som producerad elenergi.

Skillnaden mellan summakurvorna för tillförsel respektive leveranser är omvandlings- och transportförluster. För tillförd elenergi redovisas, som redan nämnts, den fossila delade produktionsandelen ej separat utan ingår i bränslen. Det bör vidare noteras att tidigare nämnd omräkningsmetod för kärnkraft gör att det blir stor skillnad mellan tillförd kärnkraft och den elenergiproduktion som härrör från detta kraftslag.

På såväl tillförsel- som leveranssidan har olja dominaterat kraftigt i den nordiska energiförsörjningen. Den intar fortfarande en mycket viktig men inte fullt så dominerande plats.

Tillförsel

Tillförseln av råolja och oljeprodukter ökade snabbt fram till början av 1970-talet. Denna trend har nu brutits och andra energislag har i ökande grad kommit att ersätta olja. Samma utveckling gäller för Norden totalt som för de enskilda länderna, minst utpräglat för Norge som redan i början av den studerade perioden hade en i förhållande till de övriga länderna låg oljeandel.

Naturgas introducerades i Finland 1974 och naturgasnät är nu under uppbyggnad i Danmark och Sverige. Man räknar med en ökning för energislaget, men även 1995 kommer naturgas att svara endast för en blygsam del av den totala energitillförseln.

Tillförseln av kol och koks har ökat under de senaste åren och man förutsätter en fortsatt ökning också under den redovisade prognosperioden. Främst förklaras detta av ökad kolanvändning för el- och fjärrvärmeproduktion.

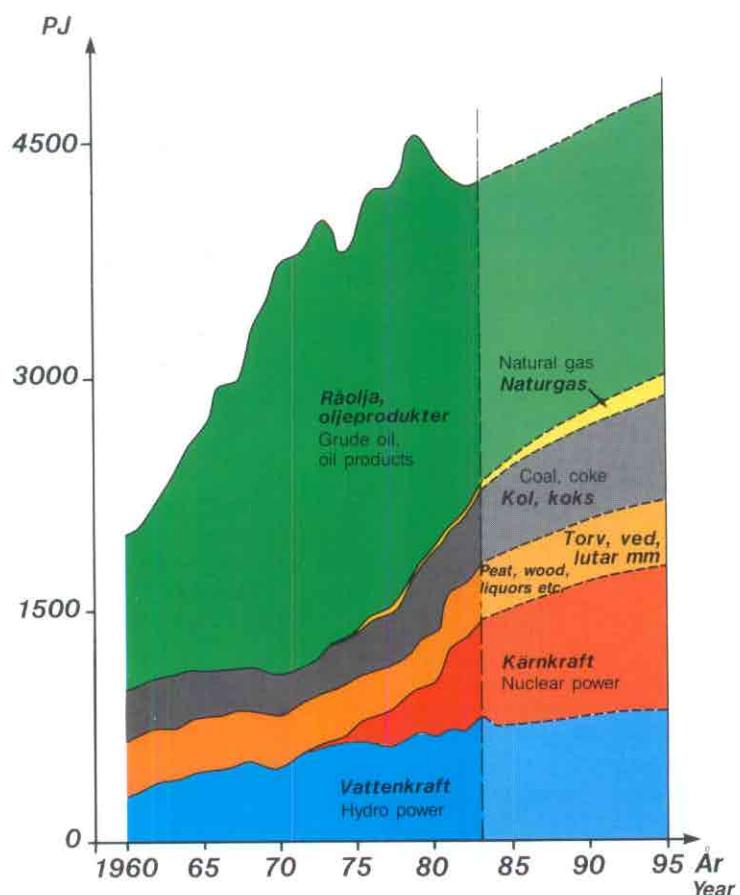
Nordel 1984

Fig 4. Total tillförsel till och totala leveranser från energiförsörjnings-systemet. Norden totalt. Årserie 1960-1983 samt prognoser fram till 1995.

Fig 4. Total input into the energy supply system and total deliveries from it. The entire Nordic region. Based on statistics for 1960—1983 and forecasts up to 1995.

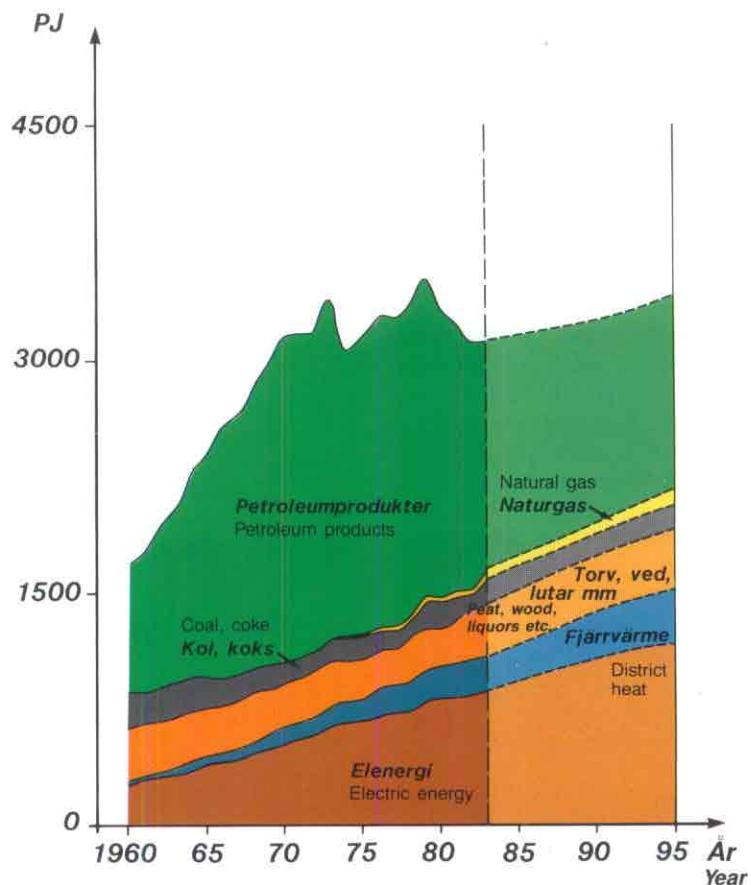
Total tillförsel till energiförsörjnings-systemet
(snitt 2)

Total input to the energy supply system
(plane 2)



Totala leveranser från energiförsörjningssystemet
(snitt 5)

Total deliveries from the energy supply system
(plane 5)



Nordel 1984

För torv, ved, lutar etc skedde en viss minskning i tillförseln fram till slutet av 1970-talet. Därefter har en mindre ökning skett och bedöms fortsätta. Utvecklingen i de enskilda länderna, utom i Finland, följer mönstret för Norden totalt. I Finland svarade dessa energiråvaror redan vid periodens början för en ganska stor andel som volymmässigt varit och förväntas bli ganska oförändrad.

Leveranser

Leveranserna av petroleumprodukter har minskat kraftigt från mitten av 1970-talet, en trend som förväntas bestå också fram till 1995. Minskningen torde främst bero på ökad övergång till el i konsumtionsledet (ex.v. elvärme) och på genomförda energihushållningsåtgärder. Det kan här vara intressant att notera att en betydande del (storleksordningen 1/3) av de totala leveranserna går till transportsektorn. Prognoserad utveckling för leveranser av petroleumprodukter innebär att Danmark, Finland och Sverige minskar, Island ligger kvar på ungefärlig nivå och Norge ökar.

För leveranser av naturgas gäller samma kommentarer som redovisats om tillförsel.

Leveranserna av kol och koks har varit rätt oförändrade under hela perioden fram till 1983 och prognoserna pekar på i stort sett samma volymer också 1995. Ökningen i tillförsel motsvaras således inte av motsvarande ökade leveranser. Detta torde främst förklaras av att i leveransledet så ingår en ökande kolandel i el- och fjärrvärmeproduktionen.

För torv, ved, lutar etc gäller för leveranssnittet samma kommentarer som redovisats för tillförselsnittet.

Fjärrvärmens uppvisar en jämn ökning under såväl statistik- som prognosperioden. Alla länderna, utom Norge (som i stort sett saknar fjärrvärme) uppvisar en med Norden totalt ganska likartad utveckling. Största framtida ökningen förutses i Danmark.

Elenergin har ökat stadigt under hela perioden fram till 1983, en utveckling som också förutsätts fortsätta fram till 1995. En viss avmattnings kan dock skönjas under prognosperiodens senare del.

Figur 5 visar totala leveranser från energiförsörjningssystemet med samma uppdelning på energislag som i figur 4 men med redovisning i procent.

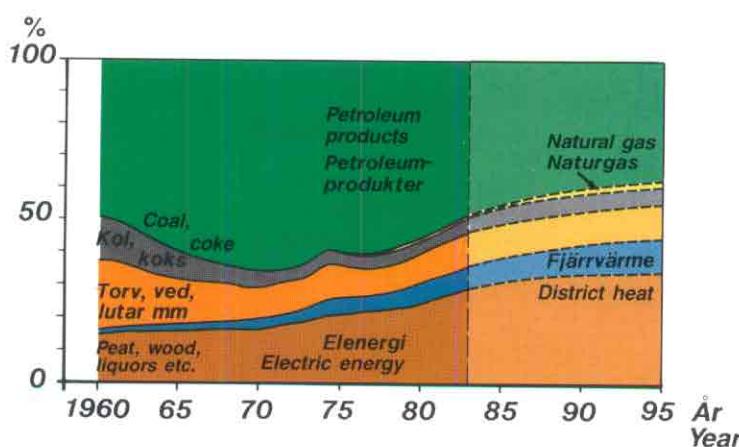


Fig 5. Totala leveranser från energiförsörjningssystemet. (Snitt 5) Procentuell fördelning på olika energislag. Norden totalt. Årsserie 1960-1983 samt prognoser fram till 1995.

Fig 5. Total deliveries from the energy supply system. (Plane 5). Percentage distribution onto different forms of energy. The Nordic countries as a whole. Based on statistical information for 1960—1983 and forecasts up to 1995.

Elandelen i totalt levererad energi ökar

Av leveransdiagrammet i figur 4 och av figur 5 framgår att el är det energislag som ökat mest, både absolut och procentuellt. Denna utveckling prognoseras fortsätta. El har i första hand ersatt olja. Det skall dock betonas att det ju inte är något självständigt att öka eländelen utan att strävan är att åstadkomma det energisystem som är ekonomiskt optimalt. Prisutvecklingen för olja och andra bränslen har under senare år varit ogynnsammare än prisutvecklingen för el. Detta har inneburit att el ofta varit det förmånligaste energialternativet.

Utvecklingen av eländelen uppvisar stora olikheter mellan de enskilda länderna. I tabellen nedan visas för de olika länderna och för Norden totalt elenergins procentuella andel av energilevererad till konsumenterna (snitt 5).

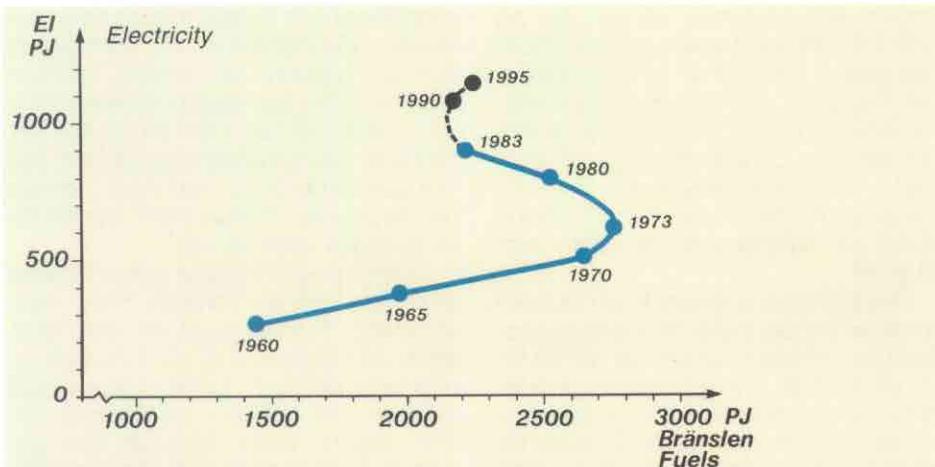
	1960	1983	1990	1995
Danmark	5	15	15	16
Finland	8	21	29	32
Island	10	25	25	26
Norge	37	49	48	47
Sverige	15	29	36	37
Norden totalt	15	27	33	34

Som redan nämnts så gäller för elenergiutvecklingen att det främst är "öv-

rigsektorn" som ökat. Industrins elanvändning har däremot stannat upp, vilket till stor del förklaras av den industriutveckling som varit rådande sedan mitten av 1970-talet. Konjunkturuppgången under 1983 återspeglar direkt i ökande elleveranser till industrien. Elenergiökningen inom "övrigsektorn" förklaras i hög grad av att el i stor utsträckning ersatt olja för uppvärmningsändamål. Till detta har främst elens gynnsamma prisutveckling bidragit. Stora skillnader gäller dock mellan länderna vad gäller elvärmeutvecklingen.

Norge har sedan länge hög elvärmeandel, vilket förklaras av god tillgång på billig vattenkraft. I övriga nordiska länder har elvärmeutvecklingen tagit bra fart efter de stora prisökningar på olja som skedde under 1970-talet. I hög grad bidragande till elvärmeutvecklingen i Finland och Sverige är att elproduktionen i ökande omfattning kunnat baseras på de billiga kraftslagen vattenkraft och kärnkraft. Därigenom har eltaxorna kunnat hållas låga. Också i Danmark har elvärmeutvecklingen varit rätt betydande, även om elvärmen där inte fått samma omfattning. En viktig orsak härtill är att elproduktionen i Danmark ju helt baseras på dyrare fossila kraft. Danmark är också det nordiska land som har den högsta beskattningen av elenergi. På Island är visserli-

Nordel 1984



Figur 6. Diagram över utvecklingen av energi levererad från energiförseringssystemet med uppdelning på el och bränslen. Norden totalt. Årserie 1960—1983 samt prognosser fram till 1995.

Fig 6. Development of the energy delivered from the energy supply system, broken down onto electric energy and fuels. The Nordic countries as a whole. Based on statistics for 1960—1983 and forecasts up to 1995.

gen elproduktionen till den dominante delen baserad på vattenkraft som skulle möjliggöra billig elvärme, men där har man förmånen av att ha stora tillgångar på för uppvärmningsändamål ännu billigare geotermisk energi, som domineras för uppvärmning på Island.

Ett sätt att åskådliggöra utvecklingen av den totala energiförbrukningen (leveranser från energiförseringssystemet, snitt 5) med uppdelning på el och bränslen visas för Norden totalt i figur 6. I posten bränslen har inkluderats fjärrvärme. Kurvan visar ett trendbrott i början på 1970-talet. Då bröts ökningen i bränsleförbrukning medan elförbrukningen fortsatte att öka. Oljepriphöjningarna i slutet på 1970-talet befäste ytterligare denna utveckling. Prognosrad utveckling pekar dock på att minskningen för bränslen kommer att brommas upp, kanske också att vändas i en mindre ökning efter 1990. Elenergin förutses fortsätta att öka och väntas svara för huvuddelen av ökningen i energi totalt (som dock väntas bli mycket måttlig).

Det är stora olikheter mellan de enskilda länderna i el- och bränsleutveckling. I Finland och Sverige ansluter de landsvisa kurvorna rätt väl till summa-kurvan för Norden. Detta gäller också för Danmark fram till början på 1980-talet då bränsleförbrukningen

äter började öka, en trend som prognoseras fortsätta också fram till 1995. För Island och Norge kan man inte notera samma trendbrott som för de övriga länderna utan där har både bränslen och el fortsatt att öka genom hela perioden.

Orsaker till den ökade elanvändningen

Den faktiska och prognosrade utveckling som beskrivs i figur 6 är intressant. Man bör dock inte utan närmare analyser dra alltför långgående slutsatser ur diagrammet. I det följande redovisas några faktorer som torde ha bidragit till den beskrivna utvecklingen.

I alla de nordiska länderna blev man i samband med den första "oljekrisen" år 1973 mycket abrupt uppmärksammad på hur känsligt energisystemet är för störningar och på vikten av att diversifiera energitillförseln på flera energiråvaror, så långt som möjligt inhemska sådana. Betydelsen av aktiva åtgärder accentuerades ytterligare i samband med de stora prishöjningar på olja som skedde 1979—80. Betydande förändringar i energisystemet har skett sedan mitten av 1970-talet och pågår fortfarande.

Bidragande orsaker till att man fått en uppbromsning i användningen av bränslen men en fortsatt ökning av

elanvändningen är höga oljepriser och medvetna satsningar i de flesta av Nordländerna för att minska oljeberoendet. El har ersatt olja på många områden såväl inom industriektor som inom "övrigsektorn". Den gynnsamma elbalanssituationen med god tillgång på billig vatten- och kärnkraft har därvid varit av stor betydelse. Särskilt i Danmark men också i Finland och Sverige har omfattande ombyggnader skett av tidigare oljeeldade el- och värmeproducerande kraftverk till eldning med fasta bränslen, främst kol och i Finland torv. Det i förhållande till oljepriset lägre kolpriset har därvid bidragit till elens gynnsamma konkurrenssituation.

Inom industrien är det massa- och pappersindustrin, aluminium-, järn- och stålindustrin samt den kemiska industrin som är de största energianvändarna. Inom såväl dessa industrigrenar som inom övrig industri har genomförts omfattande åtgärder för energihushållning. I vissa industrier har processer som tidigare varit bränslebaserade ändrats till att bli elbaserade. Det har i många fall visat sig att de elbaserade processerna är mera energiekonomiska.

Elanvändningen inom "övrigsektorn" (hushåll, handel, service etc) har ökat kraftigt trots omfattande åtgärder för energihushållning. Som tidigare nämnts beror detta främst på att elens gynnsamma kostnadsstruktur jämfört med olja inneburit en kraftigt ökad elanvändning för uppvärmningsändamål. Även andra fördelar hos elen har bidragit, bl a är apparater som drivs med el i allmänhet väsentligt billigare än apparater med samma uppgift som har annat drivmedel.

Central omvandling till el i stora anläggningar innebär jämfört med värmeproduktion i små eldningsanläggningar att man kan använda billigare bränslen, ex.v. tungolja och kol i stället för lättolja. Summa anläggningskostnader kan också bli lägre. Även om man använder bränslen med högre svavelhalt så kan de stora anläggningarna innehålla fördelar ur föroringningssynpunkt. Detta eftersom man kan kosta på bättre reningsutrustning och framför allt ha en bättre kontroll av driftens och utsläppen.

Inom "övrigsektorn" är värmepumparnas genombrott en bidragande orsak till ökad elanvändning och minskad användning av bränslen. Detta gäller speciellt stora värmepumpar avsedda för fjärrvärmeproduktion. Ett stort antal sådana värmepumpar har tagits i drift eller är under byggnad på ett flertal platser i de nordiska länderna. De viktigaste värmekällorna är renat avlopps-

Nordel 1984

vatten eller sjövatten. Med dessa värmeväcklor erhålls goda värmefaktorer (över 3). Värmepumparna har bidragit till att minska fjärrvärmens oljeberoende. Även vid individuell uppvärmning har värmepumpansändningen ökat. Här är det ofta andra värmeväcklor (ex.v. luft och jordvärme) som används. Värmepumpen är ett ekonomiskt sätt att minska oljeförbrukningen samtidigt som miljön förbättras.

Utan de åtgärder för energihushållning som vidtagits i form av energisnålare processer, bättre isolering etc så skulle såväl totala energianvändningen som elanvändningen ha varit väsentligt större.

Inom transportsektorn förutses ingen nämnvärd ökning av elanvändningen men ändemot en något ökad oljeanvändning. Bränslesnålare motorer bedöms ej kompensera tillväxten i transporterna.

Elenergin har också fördelar genom sin renhet och sitt enkla handhavande hos konsumenten och dess möjlighet till allsidig användning. El är oumbärligt för alla konsumenter och det finns ett distributionsnät utbyggt till var och en. Det är i allmänhet rätt billigt att förstärka detta för att möjliggöra ökad elanvändning. Den minskning i behovet av importbränslen (särskilt olja) som ökad elanvändning medför har ju för samhället

positiva konsekvenser, särskilt om elproduktionen kan baseras på förnybara energislag. Vidare har el egenskaper som möjliggör utnyttjande av produktivitetshöjande teknik (industrirobotar etc) och den har därvid en viktig roll som motor i samhällsutvecklingen. Även ur miljösynpunkt har el väsentliga fördelar, särskilt om den baseras på vatten- och kärnkraft.

Övergång från bränsle till el i ex.v. en industriell process eller för bostadsuppvärmning innebär i allmänhet att det totala uttaget från energiförsörjningssystemet minskar, eftersom verkningsgraden hos konsumenten är högre för el än för bränsle. Om en sådan övergång också innebär en minskning i tillförselledet är olika från fall till fall. För vattenkraft eller kärnkraft finns ingen alternativ användning än till elproduktion. Då innebär gifvetvis ökad användning en direkt minskning av bränslebehovet. Även vid fossileldad elproduktion så kan övergång till el hos konsumenten innebära bränslebesparningar i tillförselledet. Detta gäller om man uppnår en total verkningsgradsförbättring.

Ett begrepp som allt oftare börjat användas är "bränsleersättningsfaktorn". Vid beräkningen av denna jämförs två energisystem där man kan åstadkomma samma slutresultat genom att använda el eller bränsle. Bränsleersätt-

ningsfaktorn är kvoten mellan den minskade bränsleförbrukning som åstadkommes genom att ersätta bränslet med el och den ökade elförbrukning som detta innebär. Den på så sätt beräknade bränsleersättningsfaktorn kan ses som ett mått på hur man i konsumentledet kan utnyttja elens kvalitet för att hushålla med energi.

Som framgått tidigare pekar aktuella prognosser på en framtida ökad elanvändning i Norden även om man förutsätter oförändrad nivå på den totalt levererade energin. Detta synes också vara en fullt realistisk bedömning om man beaktar elens flexibilitet som gör den användbar på nästan alla samhällsområden, enda egentliga undantaget är härvid ersättning av drivmedel inom transportsektorn. Även strukturella förändringar i samhället, aktiviteter på energisparområdet, handelsbalansomässiga önskemål, krav på bättre miljö etc. är faktorer som verkar i riktning för ökad elanvändning. Vidare är el bekväm för användaren, vilket torde vara av väsentlig betydelse i många sammanhang. En förutsättning för ökad framtida elanvändning är dock att det också i framtiden blir möjligt att bygga ut kraftsystemet så att större höjningar av eltarifferna kan undvikas.

English Summary

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 recommendatory organization aimed at promoting international and mainly Nordic, co-operation in the field of production, distribution 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 collocate consumption forecasts and extension plans drawn up in the respective countries
- to publish an annual report containing information about work completed during the year within Nordel, information about power supply in the Nordic countries, special articles and statistics

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

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



Nordel 1984

Electricity consumption in the Nordel countries increased by 6.9 % compared to 1983 and was 285 TWh. Finland had the greatest increase, 8.3 %, and Iceland the lowest, 3.9 %, compared to 1983.

Hydro production, the base of Nordic power production, amounted to 64.8 % of total production. This is 2.6 % more than in 1984. Nuclear power, which plays a considerable role in the Nordic countries, accounted for 22.6 % and increased by 19 % in 1984. Other thermal power was produced by both condensing and back-pressure power,

and accounted for 12.6 %, an increase of 9.2 %.

The oil-based power production in the Nordic system is minimal. Oil is used only in combination with district heating and industrial back-pressure. In Iceland and Norway power production is mainly covered by hydro, in Denmark by coal. In Finland and Sweden power is produced by several production forms, including nuclear power.

Power exchange between the countries declined from the previous year but was still as high as 14.8 TWh. Norway still exported the most energy and

Denmark imported most. The net imports to Finland and Sweden from other Nordel countries were small. Finland imported, however, a substantial quantity of electricity from the Soviet Union. Denmark did not import much electricity from West-Germany but did export a great deal.

Nordel's Activities in 1984

As there was no need to hold an extra meeting, the chairmen and secretaries of the standing committees gathered in Copenhagen on April 14. The meeting dealt with activities of the committees and other current matters.

The Annual Meeting was held in Savonlinna (Nyslott), Finland, on July 19, 1984. At the meeting reports on the

current power situation and forecasts for the next few years were presented. Committees, working groups and contact persons reported on their activities. There were also reports on international contacts.

Mr. Klaus Ahlstedt from Finland was elected new chairman of Nordel and Mr. Rolf Wiedswang from Norway deputy chairman. The new chairman

thanked Mr. Göran Ekberg on behalf of Nordel for the work he had done during his three years as chairman.

Two Danish members, Mr. Erik Leif Jacobsen and Mr. Jens Aksel Poulsen, resigned at the meeting. They were replaced by Mr. Jens Christian Clausen and Mr. Georg Styrbro.

Mr. Frederik Prytz from Norway also resigned, and Mr. Arne Finstad

was elected as a new member. Mr. **Jonas Norby** from Sweden resigned and was replaced by Mr. **Tage Nyten**. The chairman thanked the resigning members and welcomed the newcomers.

Nordel's cooperation with the Nordic authorities concerning energy continued in 1984. On November 29 representatives of Nordel and Nordic energy authorities met to exchange information about activities in progress and to discuss current questions.

Operations Committee

As in previous years, the Committee dealt continuously with matters regarding joint operations, such as power balances in the Nordic 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 1984. This is mainly due to the economic upswing in industry and conversion from oil to electrical heating in Sweden. Deliveries of excess power to electric boilers have been large.

The hydro power situation in the Nordel system was favourable in 1984. The hydro reserves at the beginning of the year were larger than normal and runoffs have been higher than usual which has resulted in extensive hydro power production.

Nuclear power plants functioned well in 1984. Mainly due to the autumn flood in 1984, nuclear power production was reduced by about 1.5 TWh, primarily in Sweden.

Large quantities of power were exchanged between the Nordic countries during the year. The high level of hydro production generated large exports from Norway and Sweden to Denmark, and fairly large exports from Sweden to Finland. Norway's power exports to Sweden were also large, but as hydro power reserves declined in Norway, the exports were less than in 1983.

The Committee completed a study of power exchanges between the Nordel countries. An analysis of the result is expected to be available in spring 1985.

The Committee has continued discussions on the pricing of temporary power exchanges between the Nordel countries. For example the determination of marginal value and distribution of profits have been dealt with.

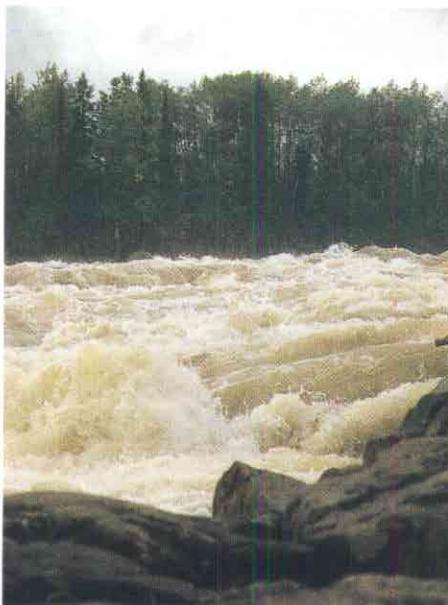
The Committee has completed an overall evaluation of how taxes and charges in various countries influence a country's marginal value.

During 1983 and 1984 the Committee has implemented pilot operations with a reduced composite characteristic. To supplement the basis for an analysis and for a potential new recommendation, the Committee has decided to implement another pilot operation also in 1985.

The Committee follows the work on settings of damping equipment in larger units. The settings will reduce the risk of oscillations.

The Committee studies power balances in dry years through to 1990. The goal is to try to identify potential restrictions on energy exchanges between different subsystems. The study of dry years has revealed the following:

- all energy consumption in the Nordic countries can be covered in extremely dry years according to the forecasts for 1990
- during an extremely dry year expen-



sive oil condensing power will be used

— imports to Norway during an extremely dry year will cost about five times as much as the revenues from exports of a corresponding energy quantity (exchange prices of 1983)

In October 1984, the Committee had a meeting with its continental counterpart, UCPTE, in Trollhättan, Norway. The meeting was considered rewarding and beneficial. The next meeting is scheduled to April, 1986 in Cologne.

Planning Committee

The Planning Committee has a standing assignment from Nordel to follow the development of the transmission capacities on the interconnections and to suggest suitable adjustments to these capacities as deemed necessary. The Committee submitted a report to the 1984 Nordel Annual Meeting, with proposals for the transmission capacities

on the interconnections at the 1990 level. The report states that the changes in the Danish and Finnish power systems between 1985 and 1990 will be relatively small. Numerous new power stations, transmission lines and transformer stations are being built in Norway. The expansions on the 400 kV network are being completed in Sweden for connecting No. 3 units in Forsmark and Oskarshamn. According to the studies carried out, only limited measures (voltage control, compensating etc.) need be adopted to achieve roughly the same transmission capacities at the 1990 level as those recommended earlier for the 1985 level.

Calculations demonstrate that damping is still a serious problem in the Nordel system. The problem must be solved before the recommended transmission capacities can be achieved. It is important to complete the specified measures and investigations.

The following recommendations were adopted by Nordel.

Nordel recommends that:

- the relevant Nordic power utilities take the necessary measures to achieve the transmission capacities tabulated below between the various countries at the 1990 level, presupposing that the transmission capacities will be determined in accordance with the Nordel grid design rules, internally within the various systems as well as on the interconnections.
- the Nordic power utilities take the necessary measures in their power systems to the optimal extent for voltage control and damping, and that they replace certain switchgear components, so that the tabulated values for the transmission capacities on the a.c. interconnections can be achieved and so that the interconnections can be employed for justifiable interchanges of power between the countries, with unimpaired reliability. The costs of these measures are very modest in relation to the costs of the existing lines, and the implementation involves no problems with regard to authorization.

The recommended values at the present stage are valid for the d.c. interconnections. If the current negotiations lead to a decision to reinforce the links, the capacities will increase.

From	To	MW
Sweden	Norway ¹⁾	1600 ²⁾
Norway ¹⁾	Sweden	1300 ²⁾
Sweden	Northern Norway	250
Northern Norway	Sweden	250
Sweden	Finland	900
Finland	Sweden	700 ³⁾

From	To	MW
Sweden	Zealand	700 ⁴⁾
Zealand	Sweden	700 ⁴⁾
Norway	Jutland	510
Jutland	Norway	510
Sweden	Jutland	260
Jutland	Sweden	260

- 1) Excl. northern Norway
- 2) If the load is suitably distributed on the transmission lines between Sweden and Norway, the capacity may be increased to about 2100 MW and about 1600 MW respectively. However, the transmission on the two southern 400 kV links must not exceed the recommended capacities.
- 3) The capacity is 700 MW during most of the year, although it is sometimes restricted (mainly during peak load periods) by the transmission capacity of the Swedish grid. However, this imposes no practical limitations on Finland's opportunities for exporting to Sweden.
- 4) The transmission capacity may often be higher. This depends on the current generation situation and the system's operating conditions.

Work has now been started on studies that will form the basis of a recommendation concerning the transmission capacities of the interconnections at the 1995 level. These studies are being pursued jointly by the Grid Investigation Group and the Generation Group appointed last year. The Generation Group is responsible for the studies of the profitability of increasing the capacity between the systems. Using this material as a background, the necessary grid studies will then be carried out by the Grid Investigation Group. The collaboration between these two groups should result in even more reliable recommendations in the future.

The Grid Investigation Group is also engaged in a review of the Nordel grid design rules. The present rules were adopted by Nordel in 1972. The structure of the Nordic power system has changed fairly substantially since then. An analysis of whether or not the design rules should be changed was therefore considered important.

The Generation Group is developing better calculation aids for studying and rating the electric power supply system.

The Nordel Annual Meeting approved a report on the interest rate and calculation methods used by the power utilities in the Nordic countries. A recommendation in the report that, in joint studies on the interconnected Nordel system, real interest rates of 4 % and 7 % should be used was approved.

A status report submitted to the Nordel Annual Meeting gave particulars of the current data on the heat pump

situation in the Nordic countries in the spring of 1984. The purpose is to constantly monitor developments in the field of heat pumps and submit annual status reports to Nordel.

A joint project between the Planning Committee and the Thermal Power Committee resulted in a report entitled "Costs of different types of power generation". The report was produced in response to an enquiry from the Civil Service Committee for Energy Policies of the Nordic Council of Ministers. For the purpose of comparison, the report gives a general picture of the generation costs in various types of power station that may be of interest for expansions within the Nordel system during the coming ten-year period. The report emphasises that the usability of the costs reported is limited. Subject to certain reservations, the figures can be used to shed light on the actual costs of

tee, Nordel will produce a map of the Nordic high-voltage grid every other year. A map showing the status in January 1984 was produced and submitted to the ECE.

The Planning Committee has submitted a report entitled "HVAC and HVDC Links in the Nordic Power System" to the ECE seminar on HVDC to be held in Stockholm between May 6 and 9, 1985.

Work is in progress on a study concerning supply security criteria for generation. The purpose in the first stage is to present an outline of the criteria now applied in the various systems and to submit proposals for criteria that could be applied in joint studies on the interconnected Nordel system.

As a first partial study entitled "The role of electrical energy in the overall energy pattern", work has been started on a report that will shed light on the fact that the electrical energy consumption is increasing, in spite of an unchanged or even falling total energy consumption. Pages 45—49 of this Annual Report include an article briefly presenting the report, which is currently being prepared.

A report is being planned for submission to the Cigré/UPDEA Symposium in November 1985 (UPDEA = Union of Producers, Conveyors and Distributors of Electrical Energy in African Countries, Madagascar and Mauritius), in which the Nordel collaboration is given as an example of how electrical cooperation can be built up between neighbouring countries.

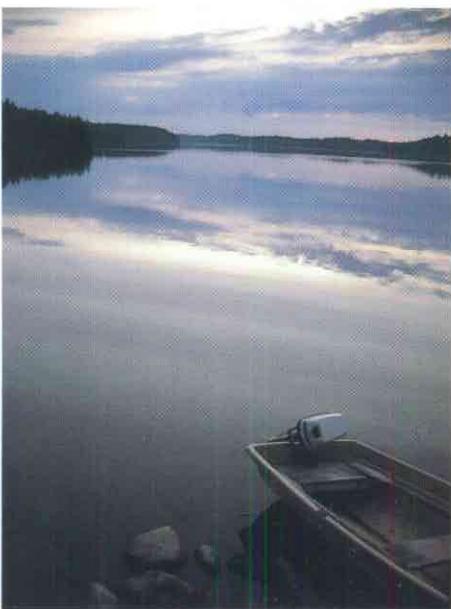
A report to the WEC'86 concerning Nordel is also being planned. This report will be produced in cooperation between the three Nordel Committees.

Thermal Power Committee

The purpose of the Committee's activities is 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, give plenty of opportunities for personal contacts between the thermal power staff of the different countries.

The Committee's Working Group for Nuclear Fuel states in its annual report, that ample access in the world to raw uranium and capacity for enrichment and fuel production still exists. The present situation concerning intermediate storage, reprocessing and final storage of spent fuel, is described. The total operating cost related to nuclear fuel is estimated at SEK 0.068/kWh for April 1984 for a power plant that is to be commissioned in the middle of the 1990's.

The Committee's Working Group for Operation and Maintenance arranges,



a certain type of power, but not for demonstrating the cost price of generation or, to an even lesser extent, the price to the consumer. The report was approved by the Nordel Annual Meeting and has been forwarded to the Nordic Council of Ministers.

On several occasions during the year, representatives of the Planning Committee have been involved in liaison activities between Nordel and the Nordic energy authorities. Representatives of the Committee thus attended a meeting on February 2, with the Nordic Ministers of Energy, and on April 10 and November 29 with representatives of the Nordic energy authorities. The Committee also contributed information for some of the News Letters from Nordel produced for the Nordic Council session in Stockholm between February 27 and March 2.

According to an agreement between Nordel and the ECE Electricity Commit-

every second year seminars for separate categories of power plant personnel. During 1984 operation managers and chemical engineers have had the opportunity to exchange experience regarding such different subjects as efficiency control, condition control and reduction of pollutive discharges. In 1985 a seminar for maintenance managers will be arranged. The Working Group has during its own meetings given special attention to material problems. Through the agency of the group the yearly publication "Availability Statistics for Thermal Power

Plants" has been compiled, accounting for availability and outage data during 1983, for the different types of thermal power plants in the Nordic countries.

During the year, the Thermal Power Committee has in cooperation with the Planning Committee, completed the report "Costs for different kinds of power production" for the Nordic Council of Ministers. The committee has, in accordance with the request from Nordel, followed the legislative work in the Nordic countries regarding restrictions on sulphurous emissions.

The research and development ac-

tivities within the thermal power field have been followed by the Committee. Special attention has been given to the work by NKA (the Nordic Contact Organisation for Nuclear Energy). Its project regarding "Safety-regulated Organisation and Human Reliability" has been presented to the Committee.

Subjects handled by the Committee include:

- the opportunities to extend the life of power plants by refurbishing
- the behaviour of thermal power plants during the blackout in Sweden on December 27, 1983

Denmark

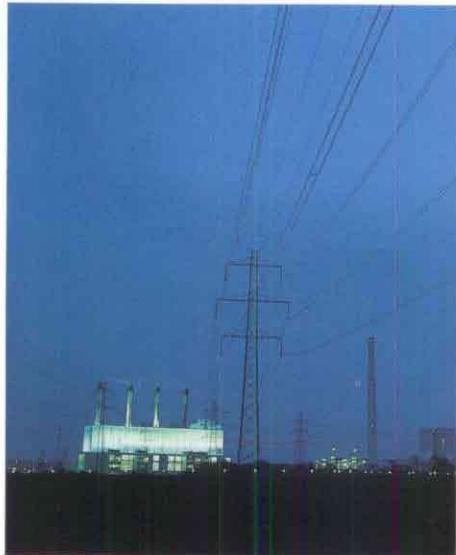
Economic development

Economic trends in the USA and on the important Scandinavian market during 1984 supported the improvement in the Danish economy first noted in mid-1983.

Private consumption and the housing industry in particular were initially the mainstay of this improvement, but in 1984 industrial exports, fixed industrial investments and movements in stock-investments of the urban trades supported the trend. It is therefore estimated that the improvement in the economy has become self-supporting and will continue in 1985.

As expected increased economic activity caused a deterioration in the balance of payments. A deficit of DKK 12-13 million was anticipated, but the final figure turned out to be rather more than DKK 17 million — an increase of about DKK 6.5 million since 1983. This unexpectedly large deficit should be considered against the background of the marked increase in industrial investment and greater than expected growth in private consumption.

Trends were encouraging, however, in a number of other sectors during 1984. For the first time for several years the number of unemployed fell after a marked increase in employment in trade and industry. Domestic prices and costs continued the stable development already noted in 1983. Government budgetary deficits were substantially reduced, partly as a result of the effect of the economic improvement on revenues and expenditure, but also as a result of a very cautious spending policy.



The increase in gross domestic production, measured as gross national product, is estimated to be about 4.5 % for 1984. Improvement lay only in private trade and industry, as activity in the public sector was largely unchanged. Most improvement was seen in agriculture (about 10 %), industry (about 7 %), and the building and construction sector (about 7 %).

Even though present evaluations indicate that economic growth in industrialized countries will be somewhat slower in 1985 than in 1984, conditions should still be favourable for Danish exports in 1985. The exploitation of these opportunities depends to a certain extent on the result of the collective bargaining that will take place this spring. If the outcome implies that the present competitive advantage can be maintained, or improved, then a further

reduction can be expected in unemployment and the Government budgetary deficit.

The balance of payments will continue to be the critical issue in the Danish economy. There are no signs that the marked and lasting reduction of the deficit that is needed will take place in 1985. Therefore a strict financial policy and an incomes policy that ensures that the development in costs keeps below that abroad will have to be maintained for some years to come.

Energy policy

The oil and gas pipelines from the Danish fields in the North Sea came into operation during 1984. With the terminal at Fredericia, the oil pipeline was inaugurated in May while production and landing of Danish natural gas was started on October 1.

By the turn of the year some 230 million m³ of gas had been brought on shore and oil production for the year amounted to about 2.3 million tons. Thus gas and oil made an important contribution to the roughly 17 % of gross energy consumption that was covered by Danish energy sources in 1984.

The sole producer of gas and oil was the Danish Underground Consortium (DUC), which was the only licensee up to until 1984, when 15 exploration permits were granted to seven different groups of companies. These 15 permits cover 6 % of the Danish North Sea area, where DUC now has 25 % at its disposal. The Danish State participates in all the new licensee groups.

In the spring the Danish Government parties and the Social Democrats reached an agreement on the natural gas project. This was necessitated by the fact that sales of gas were smaller than expected. As a result of this agreement the power companies and the Danish Oil and Natural Gas A/S (DONG A/S) had to make an arrangement for the purchase of natural gas to improve the economy of the gas project.

This implies that the power companies will purchase the natural gas that DONG A/S is unable to sell elsewhere, up until September 30, 1991. The maximum amount envisaged is 2.5 million m³, which corresponds to just under 4 million tons of coal, or up to 5 % of the total fuel consumed by the power companies during the period of the agreement. To judge by the trend in natural gas sales in 1984, however, it is expected that the amounts of gas to be purchased by the power companies will be considerably smaller.

At the prices agreed, natural gas is a very expensive power station fuel. In the period 1985-1991 the extra costs of firing with natural gas are expected to increase the price of electricity to consumers by an average of up to about 2 øre/kWh if the power companies take delivery of the whole 2.5 mia. m³ covered by the arrangement.

The power companies decided to carry out modifications to three power stations to make firing with natural gas possible: an intermediate load unit at the Kyndby station, four boilers at the Svanemølle station and unit 3 at Fynsværk.

Coal represents 97 % of total fuel consumption at Danish power stations. Coal is imported from a number of countries in order to reduce the effects of any interruptions in supplies from a single country. Danish power stations purchase large amounts of coal from the Republic of South Africa, but a majority in the Danish Folketing (parliament) wish these deliveries to be discontinued as a protest against the regime in that country.

This led to the evaluation in 1983 and 1984 by a ministerial committee (the Coal Supply Committee, which includes participants from the power companies) of the prospects for and consequences of discontinuing these supplies before 1990. Deliberations also covered alternative supplier countries. The committee issued its report at the beginning of December 1984. Among the conclusions it is noted that the extra costs to Danish electricity consumers of terminating South African coal supplies will amount to DKK 500-1000 million annually in the period 1990-2000.

At the end of the year the power companies decided to step down imports from South Africa so that supplies

from that source would come to an end before 1990.

Colombia will become a large supplier of coal to Danish power stations in future years as contracts were signed for the delivery of up to 30 million tons of coal over a period of 14 years.

In the nuclear power sector a series of reports was completed in 1984. In spite of positive results, it was ascertained in the autumn that a majority in the Danish Folketing were in favour of excluding nuclear energy from energy plans. As a result the power companies have greatly reduced their commitments in this field. However, Danish power companies are of the opinion that nuclear energy should still be included in the energy supply to help ensure reliable and inexpensive supplies of electricity with an eye to environmental considerations.

The environment

Coal firing affects the environment in a number of ways; a constant effort is required to reduce and remove the waste products in a responsible manner.

The ash and slag produced by power stations in 1984 amounted to about 1.2 million tons. In spite of widespread utilization — about 82 % in 1984 — there is still a need to dispose of considerable amounts. Until now it has proved difficult to get official approval of areas for permanent ash dumps because of the fear of the spreading of trace elements.

The emission of sulphur dioxide and nitrogen oxides by power stations contributes little to pollution in Denmark. To help reduce global pollution a law was passed in 1984 limiting the emission of sulphur dioxide by power stations.

This law states that before the year 1995 measures must be taken which, within the framework of a quota arrangement, will reduce the emission of sulphur dioxide by power stations to a total of 125 000 tons per year — i.e., about half the amount that could be expected to be emitted without intervention.

The law assumes that equipment for the removal of sulphur will be installed at power stations; but this depends on a decision being taken before the end of 1985 regarding the utilization and dumping of waste products from power stations.

In 1984 Danish power stations emitted a total of about 120 000 tons of sulphur dioxide. Had there been no imports of electricity, about 150 000 tons would have been emitted.

Attempts are being made to reduce nitrogen oxide emissions by improved control of combustion and by equipping new stations with special firing systems. The power companies are also keeping abreast of technological

developments relating to the removal of nitrogen oxides from flue gases.

Electricity production and consumption

The exchange of energy with neighbouring Sweden, Norway and Germany led in 1984 to imports of about 7.0 TWh and exports of about 1.0 TWh. Net imports thus covered 23 % of Denmark's consumption, as was the case in 1983.

The remaining 77 % of electricity consumption was produced by power stations almost entirely fired on coal, partly in simultaneous production of district heating by CHP stations. The 20.0 TWh thus produced was 4.5 % more than in 1983.

Denmark's electricity consumption in 1984 was 26.0 TWh, an increase of 4.6 % over 1983. The rate of increase was therefore considerably greater than it has been in recent years. Consumption increased most in the industrial consumer group. For example, the consumption of the 500 largest industrial concerns increased by about 7.5 %, an increase clearly reflecting the growth in production and employment.

The fuel consumption of the power companies in 1984 corresponded to about 8.5 million tons, coal representing 97 % of this. Fuel consumption amounted to 29 % of Denmark's gross energy consumption. Supplies corresponded to 8.8 million tons of coal, while stocks at the end of the year corresponded to 7.7 million tons of coal.

Expansion

In Jutland the first of the two new coal/oil-fired CHP units came into operation at the Studstrup power station in 1984. The maximum outputs are 350 and 245 MW with no heat and a maximum heat output of 480 MJ/s, respectively.

Three Danish power stations were undergoing expansion while one was being established in 1984, all work relating to coal/oil-fired CHP units:

At the Studstrup and H.C. Ørsted Stations, units of 350 and 88 MW, respectively, were being erected to start operation in 1985.

At the Amager power station the site was being prepared for the 250 MW unit 3 that will come into operation in 1989.

At Avedøre preliminary investigations were being made for filling the seabord site of the 250 MW unit 1. This will come into operation in 1991.

Suppliers for the turbines and boilers of the two latter units — whose builder is Elkraft — were chosen during the year.

Negotiations between Elkraft and

Elsam for an electrical intertie beneath the Great Belt were suspended at the beginning of 1984. At the end of the year the Minister for Energy appointed a working group to make an overall

analysis of the technical and economic conditions that are crucial for a Great Belt connection. The working group consists of representatives of Elkraft, Elsam, the Ministry of Energy and the

Energy Agency. The group is to report to the boards of Elsam and Elkraft and to the Ministry of Energy in the autumn of 1985.

Finland

Economic development

The recovery that started at the beginning of 1983 continued and economic growth increased in 1984. It was due to the favourable economic trend that Finnish exports to the West continued to increase. As exports to the East decreased, economic growth was smaller than expected. The gross national product increased by 3 % to FIM 304,000 million. The volume of industrial production increased by 4.1 %. Exports increased by 6.1 % to FIM 96,000 million and the deficit in the terms of trade decreased to 0. Imports increased by 1.3 % to FIM 88,000 million. The value of energy imports, FIM 18,500 million, was somewhat smaller than in 1983 and accounted for 21 % of the total value of imports. Consumer prices rose by 7.1 %, which was 1.3 percentage units less than in 1983.

The number of unemployed was almost unchanged. It averaged 158,000, which is 6.2 % of the total work force.

Energy policy

In November 1984 the Council of State approved the general plan for electric power supply for 1983–1993. The plan examines the need for new power plants on the basis of forecasted demand for alternative electricity.

The programme for 1984–86 includes four combined power and heat supply stations and a process power plant. The total electricity production capacity of the power plants is about 200 MW. In the general plan the Council of State does not specify its position on the construction of a hydro-power plant nor on a basic power plant. The programme for extension of the electricity transmission system includes 62 km 400 kV power lines and four 400 kV transformer stations.

The Council of State considers it to be the duty of the Ministry of Trade and Industry to further develop electricity supply planning.

A new Nuclear Energy Bill has been prepared by the Ministry of Trade and



Industry. The Council of State presented the Bill to Parliament in February 1985. The bill includes a proposal for a State-owned nuclear waste fund. Those who operate nuclear power plants will pay fees to secure future nuclear waste disposal. According to the Bill, Parliament will participate in the most important decisions on nuclear energy. A decision made by the Council of State about a nuclear power plant or a nuclear plant of public importance is to be read in Parliament.

The study of the reduction of sulphur emissions by 30 % by 1993 from the 1980 level continued, and ten technical-economic studies were published. The study was carried out under the guidance of the Ministry of the Environment and representatives of power generating companies participated in the work.

Energy consumption

As a result of the 3 % economic growth and the high rate of utilization in the capacity of the wood-processing

and chemical industries, the total energy consumption increased by more than 4.5 % to 231 TWh. Energy consumption in other industries continued to increase steadily. (The different energies have been converted to primary energy according to heating content. Hydro power, nuclear power and net imports have, in contrast to official practice, been converted according to energy content, i.e. with a conversion coefficient of 1.)

Electricity consumption increased in 1984 by 8.3 % to 48.5 TWh. The use of electricity continued to increase more rapidly than the total energy consumption. The proportion of total energy consumption accounted for by electricity rose from about 20 % in 1983 to about 24 % in 1984.

Electricity consumption increased especially in the wood-processing and chemical industries. There was also a rapid increase in the use of electric heating. The number of homes heated with electricity rose by 31,000 to a total of 300,000 in 1984. Most single-family houses are heated with electricity.

Production of coal condensing power increased from the previous year. Production of condensing power also remained low.

More efficient energy use with electricity was studied for example in municipal energy supply and in industry. Bivalent use of electricity and fuels, dual-fuel, has been implemented in heat production for space-heating outside district heating plants and district heat networks. Electricity and fuels are used in parallel, with basic heat demand covered with electricity and peak demand with oil. Dual-fuel marketing has started in more than ten electric utility districts.

Energy production

The indigenous content of energy production increased from 29 % in 1983 to 30 % in 1984. The use of peat increased more than that of any other indigenous fuel. The consumption of fuel oil continued to decline significantly, and oil accounted for 44 % of total

energy consumption against 46 % in 1983.

Nuclear power production rose to 17.8 TWh, which is 41 % of total electricity production. The load factor of nuclear power was high, 89 %. Production of hydro power was 13.2 TWh, or 31 % of total production. Back-pressure production was 10.4 TWh, corresponding to 24 % of total production. Other power production was only 4 %, 1.9 TWh. Net output by power plants was 43.3 TWh.

There was a slight increase in coal condensing power. Also the use of coal remained low.

Electricity imports from the Soviet Union amounted to 4.1 TWh, and to 1.5 TWh from Sweden. Exports to Sweden amounted to 0.4 TWh. Deliveries to electric boilers amounted to 0.6 TWh.

A new 150 MW coal-fired power plant was completed in Salmisaari, Helsinki. Pilot operation of the 21 MW Vajukoski hydro-power plant in the River Kitinen in northern Finland was started in October.

Imatran Voima Oy (IVO) has started the construction of co-generation plants in the towns of Jyväskylä (75/160 MW) and Joensuu (60/120 MW). Deliveries of electricity and heat will be started in 1986.

Oy Metsä-Botnia Ab's industrial back-pressure power plant (42 MW) in Äänekoski will be completed during 1985.

After successful test runs with 100-108 % effect in 1984, Teollisuuden Voima Oy raised the capacity of its two nuclear power plants at Olkiluoto from 660 MW to 710 MW per unit on January 1, 1985.

National grid

A 400 kV power line (163 km) between Olkiluoto and Kangasala was commissioned at the end of the year. About 450 km of new 110 kV power lines were completed. Construction

work on Kangasala transformer station was completed.

The most serious station disturbance took place in Kangasala, where a new main transformer (400 MVA 400/110 kV) caught fire due to the malfunction of a tap changer on September 6, 1984. The duration of the malfunction was 250 ms, after which 400 kV and 110 kV circuit-breakers switched off the voltage to the transformer, but, the transformer oil caught fire. An old main transformer (200 MVA) was also destroyed. The damage caused by the fire cost more than FIM 20 million.

Electricity prices

The average tariff for IVO's bulk electricity decreased by 2 % in 1984. Electricity tax was raised twice, on January 1 and July 1, 1984, from FIM 14/MWh to FIM 21/MWh. The average tariff for household and agriculture was 32.3 p/kWh in December 1984, the same as in December 1983.

Research and development

In Forssa the operation of a 500 kW heat pump demonstration plant, which takes heat from ground water, was started. In Uusikaupunki building of a 7 MW heat pump, which uses treated waste water and seawater, has been started.

Nuclear power

Studies of the management and properties of medium and low activity waste continued. Preparation for the planning of final waste disposal included hydrogeologic tests and tests of the properties of filler. In order to test study methods for the final disposal of high activity waste and spent fuel, as well as

to have data of field studies, an about 1 km deep hole was drilled in Lavia in south-western Finland by Teollisuuden Voima. The development of analysis methods and studies on the behaviour of radionuclides in various materials and in the bedrock continued. The purpose of these studies is to collect data for security analysis in 1985.

Discussion of the construction of a fifth nuclear power plant was continued.

There has been keen competition for the Helsinki energy supply. Imatran Voima has submitted a tender to build a heating line from the Inkoo Power Plant to Helsinki. Natural gas and coal condensing power are other alternatives.

New energy systems

An extensive study on future energy supply in Finland was started, in cooperation with three universities. Some other, less significant, but interesting studies continued.

Wind measurements in south-western Finland were completed. The results will be used when a decision on the building of a wind power plant is made. A small wind power plant will be built at Kopparnäs, Inkoo, for test purposes. Experimental cultivation of willow continued at Kopparnäs. Tests were extended to a new kind of willow.

Peat technology

In Haukineva, a pilot plant was commissioned in summer 1984. During about six months the production and use of a new peat fuel based on the wet carbonization of peat was studied. The production of this fuel amounted to about 800 tons.

At the Joensuu and Jyväskylä peat power plants, new methods were developed to help ensure better reliability in operation.

Iceland

Electricity production and consumption

Total electricity production in Iceland in 1984 amounted to 3,914 GWh (3,766 in 1983), of which 95.5 % was produced by hydro-power (95.3 % in 1983), 4.4 % (4.5 %) by geothermal power and 0.1 % (0.2 %) by diesel power.

Iceland neither imports nor exports electric power. Gross consumption amounted to 3,914 GWh in 1984 (3,766 GWh), of which 3,442 GWh was primary and 472 GWh non-quaranteed energy. Gross consumption grew by 3.9 % (5.3 %). Energy-intensive industry accounted for 57.7 % of gross consumption, an increase of 6.1 % (5.5 %) in 1984 (56.6 %). General consumption

increased by only 1.2 % (5.1 % in 1983).

Installed capacity of Icelandic power plants at yearend 1984 totalled 917 MW (908 MW), of which 752 MW (752 MW) was hydro power, 126 MW (127 MW) conventional thermal power (diesel, condensing, gas turbines) and 39 MW (29 MW) geothermal power.

On September 1, 1984 the Krafla

geothermal power plant for the first time reached nominal capacity 30 MW, on the unit already installed in the plant. It has not yet been decided when the last unit, also 30 MW, will be installed.

National grid

The 132 kV national grid around Iceland was completed in November with the commissioning of a final 250 km link on the south coast. This was a milestone in the history of electrification in Iceland. It increases the reliability of distribution for most consumers outside the southwest. This was demonstrated between Christmas and New Year, when some masts in the power line in the western part of northern Iceland fell in a storm. Conductors fell, but did not break. This section was automatically switched off at both ends. Falling conductors struck a low tension line on a farm, the fuse was blown and the farm was left without electricity. This was the only consumer in Iceland that was left without electricity because of the accident.

Lower electricity tax

The Icelandic Minister of Industry has announced that price levelling tax on electricity should gradually be abolished. In the first stage, the tax has been cut from 19 to 16 %. No decisions have yet been on the next stage.

New agreement with Alusuisse

The negotiations started in the middle of 1983 between the Icelandic government and Alusuisse, owner of the only aluminium smelter in Iceland, resulted in an agreement to supplement

the first agreement of 1966. It was ratified by the Alting (Parliament) on 30 November 1984.

In accordance with the new agreement, the price of power to ISAL will vary from mUSD 12.5/kWh to 18.5 (from SEK 0.112/kWh to 0.116 according to the exchange rate on 31 December 1984). The price depends on the aluminium



prices quoted on the London Metal Exchange, Metals Week in New York, in Pechineys international price index and Alusuisse's price for independent parties. Prices are readjusted four times a year. The price was mUSD 12.6/kWh (SEK 0.113/kWh) during the last quarter of 1984.

In the new agreement the current price was mUSD/kWh 9.5 (SEK/kWh 0.085) in accordance with the temporary agreement of September 1983.

New energy-intensive industries

The Committee on Power-Intensive Industries appointed by the government in 1983 continued discussions with various multinational corporations on

possible participation in establishing new energy-intensive industries in Iceland. However, there have been no concrete results so far. Some of these corporations have sent representatives to Iceland to discuss the matter with the committee and to look into local conditions, among them Alcan, with whom there have been discussions on an aluminium plant in northern Iceland, near Akureyri. However, the opinions of the inhabitants of Akureyri and surrounding area differ and the government has received several thousand signatures for and against the plant. The two projects, the implementation of which seems to be most likely at the moment, are the construction of a silicon-metal plant in eastern Iceland and a 50 % extension of ISAL's present aluminium smelter in Straumsvík, south of Reykjavik. Decisions are not expected to be made until the end of 1985 or 1986.

Slower growth of general energy consumption

There has been a downward trend in the growth of general electricity consumption during the last few years and the rate of growth has been lower than anticipated in the electricity forecast of 1981. In 1984 the temperature-adjusted electricity consumption was about 250 GWh below that forecast, which is now being revised. The slowing down is probably due to the economic recession of the last few years, the increase in the real price of electricity for general use in the same period, slower than expected conversion from oil heating to electric heating and more efficient electricity use in general.

Norway

Favourable economic development continued in Norway throughout 1984 and the GNP increased by 4.3 %. The high rate of growth is primarily due to the exploitation of crude oil and natural gas. Production increased by 2.6 % excluding operations in the oil sector and shipping. The growth rates were the highest since 1980 with regard to total growth and growth excluding activities in the oil sector.

The production of oil and gas amounted to 61 million toe in 1984, of which 35 million toe were crude oil and

26 million natural gas. Total production increased by 11.1 % from the previous year. Revenues from oil exploitation were NOK 82,000 million and accounted for 18.4 % of the GNP, which is almost 10 percentage points more than five years ago.

The oil sector excluded, industries and the private service sector had the highest growth (11 %). Production declined in building construction. The decline in house building was especially great.

Gross investments in real assets increased by 4.4 %. Investments in the oil

sector increased most, but there was also a considerable increase in machinery.

The increase in total consumption, which was 1.5 % in 1984, was the lowest since 1978. Private consumption increased by 1.0 % and public consumption by 2.6 %.

The foreign trade surplus accounted for about 10 % of the GNP, i.e. a 2 % increase from 1983. The surplus in net current account is estimated at NOK 28,500 million, or 6.4 % of the GNP.

Measured in man-labour years, total employment increased by 1.0 %, which

is the highest increase since 1980. The number of persons employed increased, however, by only 0.7 %. The unemployment decreased following a peak at the beginning of 1984. The number of unemployed averaged 66,000 in 1984, an increase of about 3,000 from 1983.

Energy policy

The Norwegian Parliament (The Storting) agreed unanimously on the new principles for the State's participation in petroleum sector operations. The new arrangement will be in force from January 1, 1985, and this means that a share of Statoil's gross revenues and expenditures will be transferred direct via the State budget. The percentage will be set after evaluation of each project. Statoil will hold the government's share of ownership in the oil sector, i.e. at least 50 % share of each field.

The Government presented a White Paper on the future of petroleum activities in October. The importance of separating the earning and use of oil revenues is stressed. To achieve even use of revenues, the Government is planning to set up a fund. As far as the future extent of oil activities is concerned, efforts are being made to see that total investments reach a reasonable basic level, and also remain steady.

On September 13, the Department of the Environment presented a Comprehensive Plan for utilization of Norway's undeveloped watercourses. The comprehensive plan is neither a plan for construction nor conservation, but a comprehensive account and evaluation of all interest groups that have claims on the watercourses included in the plan. The goal has been to form a basis for hydro power construction priorities.

The plan includes 310 hydro power projects with more than 500 alternatives. The total energy potential is 40 TWh/year. After being sent for hearings to municipalities, counties and interest organizations, the Plan was presented to the Storting in spring 1985.

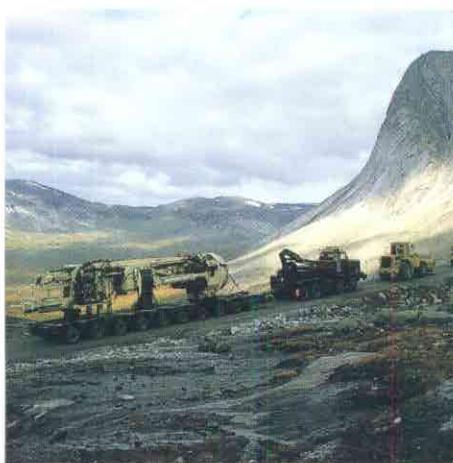
At the end of November, the Government presented a paper on energy economizing. The plan lays the foundation for a wider definition of energy conservation than is normally used according to the policy of most countries. All measures that may contribute to more economical and efficient utilization of a country's energy sources are to be included.

The energy conservation potential (the ENEC-potential) within electricity supply is 5 TWh, with 1.1 TWh as the loss reduction in the networks and 3.7 TWh gained in production through restoration of old plants. In consumption the ENEC-potential is 3–4 TWh in power-intensive industry, 10 TWh (electricity and oil) in other industry and 6–9

TWh (electricity and oil) in buildings. For the implementation of an ENEC-programme of a size corresponding to the estimated ENEC-potential, substantial economic resources are needed. When costs for energy conserved are NOK 1.50–2.50/kWh, a sum of NOK 30,000 to 50,000 million is needed to utilize 20 TWh ENEC-potential. Especially in industry, measures will be combined with other industrial investments.

Electricity production

The usable runoff to the power generation system was about 106 % of the normal, corresponding to 105.4 TWh. In combination with a small net reduction in water reservoir supply during the year, this provided a basis for hydro power production of 106.3 TWh. Thermal power production was 0.3 TWh



so that total production rose to 106.7 TWh. This is a new annual production record — 0.5 TWh higher than the previous record in 1983.

The favourable power situation in 1984 resulted in net exports of 8.3 TWh, 4.5 TWh were exported to Sweden and 3.8 TWh to Denmark.

At the end of 1984 reservoir fillings were 79.6 % against 70 %, which is normal for the season. Reservoir capacity increased during the year by 0.7 TWh to 65.5 TWh.

Electricity consumption

Total consumption increased by 6.0 % in 1983 to 93.0 TWh in 1984. During the last ten years consumption has increased by 4.2 % / year on average.

General consumption of firm power increased by 3.9 % to 60.5 TWh. The increase is 4.2 % to 61.6 TWh after adjustment to normal temperature conditions. The adjusted gross consumption was 4.4 TWh higher than the Government's forecast made in 1980. This is mainly assumed to be due to in-

crease in electric heating, which has for several years been the most inexpensive heating alternative. There has been a more intensive conversion to electric heating than the White Paper on energy of 1980 anticipated.

Throughout the year energy-intensive industry had good marketing conditions for its products and production reached peak capacity. Industry has consumed 32.5 TWh, an almost 10 % increase from 1983.

Deliveries of temporary power to electric boilers were 4.2 TWh gross. Installation of electric boilers with fuel-fired reserve has increased during the last few years due to availability of temporary power and high fuel prices. The electric boiler market for temporary power is today estimated at approximately 5 TWh/year. About 70 % of this market uses heavy fuel oil as reserve.

The maximum load in 1984 is estimated at 16,993 MW, a 11.2 % increase from the previous year.

In 1984 electricity covered 49.7 % of the theoretical energy content in energy delivered to consumers (net final consumption). Oil products covered 39.4%, while solid fuels and gas covered the remaining 10.9 %.

Energy prices

The price of energy delivered by the State Power Board for general consumption increased from 13.36 øre/kWh to 14.7 on July 1, 1984. The Storting has decided on an additional 5 % increase to 15.45 øre/kWh from May 1, 1985. 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 31 øre/kWh in 1984, including all taxes. The price is assumed to be 33.8 øre/kWh in 1985. The industrial and service sectors pay more for electricity in some areas. Subscribers who pay household tariffs also had the advantage of covering their heating demand with electricity instead of paraffin and light fuel oil in 1984. Energy costs with H-4 tariff, which is the most common, were on average about 27 øre/kWh including taxes, whereas the equivalent energy costs with light fuel oil were about 40 øre/kWh. The difference in prices was, however, smaller than during the three preceding years. The general electricity tax was 2.7 øre/kWh in 1984. It applies to energy-intensive industry as well as general consumption. In 1985 the tax will be 2.9 øre/kWh.

The long-term marginal cost indicates the cost of marginal increase in the power system capacity to deliver firm power to consumers already connected to the power system. In general consumption the long-term cost has

been calculated at 26.4 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, 1984.

Expansion of capacity

At the end of 1984 production potential for firm power in the Norwegian

system amounted to 94 TWh, including import potential in dry years. During the year new installations increased production potential by 1.1 TWh, or about 1.2 %. For comparison, the annual increase in potential over the past five years has been about 2.5 TWh annually.

Plant capacity increased by 228 MW in 1984 (maximum capacity in

plants with an output of at least 1 MW — all hydro power. State Power Board owns about 30.5 % of total plant capacity, municipalities and counties 51.9 % and private and industrial corporations 17.6 %. Total plant capacity on December 31, 1984 was 22,966 MW, of which 278 MW was thermal power.

Sweden

General economic development

The business recovery that began in Sweden in 1983 continued during 1984. The country's gross national product rose by 3.0 %, according to preliminary estimates. In contrast to 1983, a significant proportion of this increase was generated by domestic demand, in the form of both investment and consumption.

Exports continued their strong growth in 1984, however, with an increase of just over 7 % in volume. Imports were up by nearly 5 %. Private consumption rose by close on 1 %.

Swedish industrial output has risen sharply since the law of autumn 1982. Preliminary estimates indicate that actual output in 1984 was up by nearly 7 %. Capacity utilization in industry has risen, particularly in the engineering, iron, steel and metal sectors, as well as in mining. A number of sectors, including the pulp and paper industry, report virtually full capacity utilization. Industrial investment was up by 16 % in 1984, following several years with very low figures. Total gross investments in Sweden rose by 2 %.

The number of new housing units produced in Sweden has been on the decline for several years in a row. The number of new units completed in 1984 was 35,000, i.e. about 8,000 fewer than in 1983. Approximately 50 % of the residential units were produced in single-family homes.

Foreign trade in 1984 yielded a surplus of SEK 24 billion, an improvement of nearly SEK 14 billion on 1983. The improvement of the balance of trade in 1984 is largely attributable to an improvement in Sweden's terms of trade. Preliminary figures show a surplus of SEK 1.0 billion in Sweden's balance of current payments. This is the



first time that the balance of payments on current account has shown a surplus since 1973.

Crude oil and petroleum products accounted for 19 % of the total value of imports in 1984, which is three percentage points lower than in 1983. The decline is mainly due to a decrease in the volume of imports of petroleum products by slightly more than 16 %.

The consumer price index rose by 8.0 % in 1984, which represents a slower rate of inflation than in preceding years. However, the rate of price increases is still high in Sweden compared to that of other OECD nations.

The situation on the labour market showed an improvement over the past year, thanks to the fairly good general business climate. Average unemployment is estimated to have dropped to 3.1 %. The number of persons employed as a result of labour market policy measures dropped to 3.7 %. One problem which has increased, however, is structural unemployment. Supply of and demand for labour do not match up. The shortage of technical personnel in the engineering industry is especially striking.

The sea and main pipe line of the Sydgas project were completed during 1984. The sales of natural gas contracts exceed forecasts.

Energy policy

In June the Swedish Riksdag (parliament) adopted a plan for expansion of hydroelectric power that would bring total average hydro power output up to 66 TWh per year. The plan basically follows the proposals presented by the Government-appointed commission on hydroelectric power in 1983. A balance has been struck between conservation interests, power supply interests and regional employment aspects. The Riksdag decision comprised projects yielding a power output of around 2.8 TWh a year. The Ministry of Industry has subsequently supplemented the plan with proposals for an additional 21 expansion projects totalling 0.7 TWh a year. After it has been circulated among various bodies for comment, it is intended that this latter proposal will form the basis for a Riksdag decision in spring 1985.

During spring 1984 the Riksdag adopted decisions on guidelines for coal use in Sweden up to 1990. The guidelines call for a cautious introduction of coal during the period, reaching a maximum of 3-4 million tons per year, or 1-2 million tons less than had been stated in the 1981 energy policy decision. At the same time, new regulations were adopted for sulphur discharges from all new or rebuilt coal-fired plants. Grants are given to purification plants. In addition, rules were adopted for an energy policy review of coal use in plants with rated capacity of more than 500 kW.

During the spring the Government authorized the charging of the Oskarshamn 3 and Forsmark 3 nuclear power reactors.

In accordance with a Government bill on expanded municipal energy planning and related matters, the Riksdag decided that the oil reduction plan which every municipality is required to have must now be expanded to include supply, distribution and use of energy. The plan is to be a rolling plan.

By order of the Government, a committee is currently working on the question of competition between electricity and domestic fuels. The background to this committee's work is the fear that the programme of development of domestic fuels might be jeopardized by the favourable electric power situation in the next few years. The committee submitted an interim report during the autumn entitled "Oil Replacement, Conflict — Local Solutions".

A decision has been made to conduct a new three-year energy research programme for the period July 1, 1984 — June 30, 1987.

At the end of the summer, the 1981 Energy Committee submitted its report, "Instead of Nuclear Power" (SOU 1984:61). The report does not contain an actual plan for the phasing out of nuclear power. The proposals, which propose new studies, are aimed at increasing freedom of action in preparation for future decisions. The phasing-out programme shall be implemented before 2010. A special study will later be carried out to determine the appropriate date for shutting down each particular unit.

A Commission on the Vulnerability of Electricity Supply was set up by the Government in January. Its task was to study electricity supply vulnerability bearing in mind the major black-out on December 27, 1983. The Commission submitted its report "Säker Elförsörjning" (i.e. Safe Electricity Supply) to the Minister for Energy in September.

The Commission found that the plans for reinforcement and modernization of the national grid, as well as routines and principles for its operation, are completely satisfactory.

There is no need for a general standby power increase. The Commission recommends, however, a review of functional reliability in certain fields of application such as hospitals, agriculture etc.

Energy taxes

Decisions were reached in 1984 concerning several tax increases in the energy sector. The tax on gasoline and motor gas was raised by SEK 0.06 per litre and that on motor alcohol by SEK 0.03 per litre as from May 1. As from December 1, gasoline tax was raised by another SEK 0.50 per litre, bringing the total tax up to SEK 2.27 per litre.

The energy tax on electricity was raised on December 1 by SEK 0.02 per

kWh. The tax in normal cases is currently SEK 0.072 per kWh. In certain municipalities in northern Sweden the tax is SEK 0.062 and for industrial consumers SEK 0.05 for all consumption over 40,000 kWh/year.

In January 1985 energy tax on coal fuels was increased from SEK 97 per ton to SEK 140 per ton. In addition, a tax on liquified petroleum gas (LPG) was introduced for LPG uses other than motor fuel, at a general rate of SEK 70 per ton (motor LPG has already been taxed at a rate of SEK 0.092 per litre). Natural gas will be taxed at a rate of SEK 308 per 1000 m³.

For electric energy, fuel oil and the 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 sales value of the

mainly at around the average for 1983. Of the total industrial consumption, 1.3 TWh consisted of deliveries of excess power to electric boilers. If these deliveries are excluded, the annual increase was 10 %.

Industrial sectors which showed especially large increases in electricity consumption were the paper and pulp industry, the chemical industry, and iron and metal works. Large percentage increases were also recorded for the food industry, textile industry and certain engineering sectors.

Electricity consumption by railways and trams was 2.5 TWh, or nearly 5 % more than in 1983.

Electricity consumption in other sectors (households, service, heating plants etc.) amounted to 60.4 TWh, of which 4.9 TWh was excess power to electric boilers. The increase over 1983 was 4.9 TWh (8.7 %), i.e. somewhat smaller than from 1982 to 1983. Deliveries of excess power to electric boilers increased by 1.3 TWh.

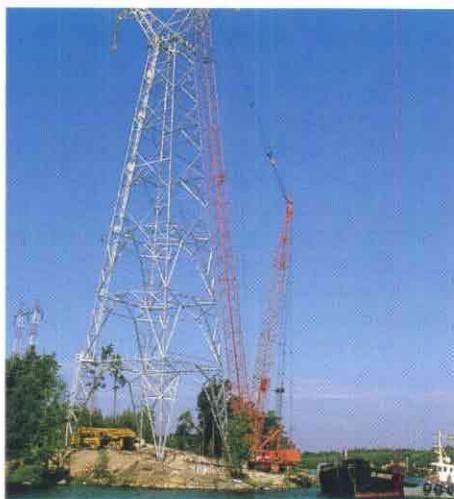
The highest recorded figure for hourly electricity consumption during the year was 20,666 MWh and occurred on Monday, December 17, between 8 and 9 a.m. This figure is about 200 MWh below the peak figure for 1983. The average temperature at 7 a.m. that day, weighted with regard to the geographical distribution of the electricity load, was around 3 degrees Celsius below normal.

Electricity production

Total electric power production in Sweden, excluding the power plants' own consumption, was 119.8 TWh in 1984, which is 14.5 TWh (13.7 %) more than in 1983. Hydro power production was 67.0 TWh, thereby surpassing last year's record level by 4.4 TWh (7.1 %). The storage level for all Swedish regulation reservoirs was nearly 77 % at the beginning of the year and around 74 % at year-end. The decline during the year is equivalent to 0.8—0.9 TWh. The annual runoff was 15 % above the average for the period of 1950—1980. The spring floods were slightly less than the average volume.

Installed hydro-power capacity increased by about 153 MW in 1984. The only major addition of new capacity was unit 3 in Messaure on the River Lule, with 150 MW.

Ten nuclear power units with a total net capacity of 7,355 MW were in commercial operation during the year. Nuclear power output rose from 39.1 TWh in 1982 to 48.6 TWh, i.e. by 9.5 TWh. Nuclear power thus accounted for 40.6 % of Sweden's total electricity production in 1984. As a result of the good supply of water, nuclear production capacity was not fully utilized. The level of underutiliz-



manufactured products. Similarly, deliveries of excess power to electric boilers are still exempt from the electricity tax during periods when electricity is not being produced in oil-fired power plants.

Electricity consumption

Total consumption of electricity in Sweden, including transmission losses, amounted to 120.2 TWh in 1984. This represents an increase of 9.9 TWh, or 9.0 %, on 1983. The increase from 1982 to 1983 was 10.8 %.

Of the total electricity consumption, 6.6 TWh consisted of deliveries of excess power to electric boilers (5.0 TWh in 1983). Excluding these deliveries, electricity consumption in Sweden was thus 113.6 TWh, which is 8.0 % higher than in 1983. The rate of increase is nearly the same as during that year.

Industrial use of electricity was 46.8 TWh in 1984, which is 4.4 TWh, or 10.3 %, higher than in 1983. The rate of increase slackened somewhat during the second half of the year, but still re-

ation during the year was equal to around 1.6 TWh.

From the operating standpoint, 1984 was a very good year for Swedish nuclear power — on the whole, the best ever. Major forced shutdowns were negligible, and goals for production economy and safety were met in full. The overall energy utilization factor for all ten units was nearly 76 %. The highest figure was 91 % recorded for Oskarshamn 2 and the lowest, 60 %, for Ringhals 2, due mainly to extended overhaul for the steam generators.

Charging of the last two nuclear power units, Forsmark 3 and Oskarshamn 3, was started during the year.

Back-pressure production totalled 4.0 TWh, which is 22 % more than in 1983. Most of this production was based on solid fuels. Output from condensing units, gas turbines and diesels continued to decline sharply and amounted to only 0.1 TWh during the year. Total electricity production based on conventional fuels constituted only 3.5 % of total electricity production in Sweden.

No major new combined power and heating plants were built during 1984.

Imports of electric power amounted to 5.7 TWh in 1984 (10.4 TWh in 1983). Exports were 5.3 TWh, which is only slightly less than the year before. Net imports were thus 0.4 TWh, compared with 4.9 TWh in 1983.

Electricity prices

Beginning in 1984 the electricity companies had decided on new high-voltage tariffs, in several cases for the five-year period 1984-1988. In 1984 prices rose on average by 4 % from the 1983 level. Since inflation amounted to 8 % this means a reduction of the real price.

A general price freeze was introduced on April 14, 1984 and relaxed on July 1, 1984. The effect was that certain electricity companies were forced to postpone a planned increase in their low-voltage tariffs. The low-voltage tariffs were raised by around 4 % in 1984 over the 1983 level.

National grid

A 400 kV line from Boden to Hjälta was commissioned in 1984. The new line provides greater transmission capacity between upper and central Norrland.

The construction of a double 400 kV line from Forsmark to the northern Stockholm area, and construction of a number of lines and substations in the area, are essentially complete. Work is under way on a southward continuation of the 400 kV lines, including a crossing of Lake Mälaren. The Mälaren crossing is scheduled to take place some time between spring and late autumn 1985. The interruptions that are required in connection with the Mälaren crossing will have an impact on the transmission capacity and reliability of the grid. Extensive planning has been done to eliminate, so far as possible, the risk of disruptions. Work on the 400 kV lines in the Stockholm area is scheduled for completion in autumn 1987.

Two 400 kV lines are being built for the link-up of Oskarshamn 3. One of these, which runs northward to Norrköping, is scheduled for commissioning in spring 1985. The other, which runs westward to a new 400 kV substation at Alvesta, is scheduled for commissioning in late 1985.

After extensive studies, Vattenfall and the other national grid companies have agreed to replace five of the six 220 kV lines from central Norrland to

Central Sweden by two 400 kV lines. The first 400 kV line is scheduled to go into operation in 1991, and the other in 1996.

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

Work on a second 400 kV alternating-current joint link between Sweden and Zealand is proceeding according to schedule. The link will be commissioned in late 1985.

The existing direct-current joint link between Sweden and Jutland (the Konstiskan link) is now 20 years old. The link is approaching the end of its useful technical and economic life, which means that it is time to begin planning a replacement. Negotiations were conducted during 1984 on the possibility of an early renewal of the link, to be brought into operation at the latest in May 1989. The existing link would be kept in operation along with the new link until the parties decide to phase it out.

Studies have also been going on the technical and economic feasibility of a direct-current joint link between eastern Svealand and southern Finland.

Sweden and Norway are jointly studying the consequences for the joint link system of a planned extensive expansion of production in the Svarthisen area of Norway. In order to maintain a satisfactory degree of parallel work between the Swedish and Norwegian grids, a reinforcement of the joint link capacity in the area may be necessary.

Electricity replaces other energy

By an ad-hoc group within the Planning Committee

Introduction

The energy situation during the 1970s was characterised by a highly volatile oil market and massive increases in the price of oil. Most of the Nordic countries launched intensive activities aimed at cutting down their oil dependence and distributing the energy consumption onto different energy raw materials. Energy conservation became a key word in the energy debate. The efforts to diversify the energy supply and increase the energy savings has continued into the 1980s.

The primary fears during the first oil crisis (in 1973) were that a shortage of energy would arise. These fears have now been allayed, and efforts are instead being concentrated on establishing energy supply system which is economically most beneficial.

In the Nordic countries as a whole, the rate of increase of the overall energy consumption, particularly by the consumers, has slowed down appreciably, whereas the consumption of electrical energy has continued to grow, even though several effective methods have been found of saving electrical energy. In many consumer sectors, other forms of energy have been replaced by electrical energy. Current forecasts concerning electrical energy consumption and total energy consumption suggest that developments in the Nordic countries will continue along the same lines. The individual countries generally follow the same development pattern, although with some differences between the various countries.

In all probability, electrical energy will account for a steadily growing share of the energy consumption in the Nordic countries. On the other hand, the

total growth in the energy consumption is expected to be very moderate or may even stagnate.

Nordel has considered it of interest to analyse this development to some extent. A current study is aimed at assessing the developments in the consumption of electrical energy and other energy over a number of years, and to make a number of assessments concerning the future.

This article presents some of the conclusions that have already been drawn in the current work, and also deals with matters such as:

- overall development in the energy consumption in the various countries and the wide differences between the countries as regards the share supplied by electrical energy
- relationship between the total energy and electrical energy consumption and the gross national product
- a more detailed discussion on the concept of "fuel replacement factor"
- benefits provided by electric power due to the high efficiency at which it is used by the consumer
- economic aspects related to the change-over to electric power

Energy supply in society

The structure of the energy supply system in modern society is very complicated. For a popular presentation, it is advisable to describe it pictorially, in the manner shown in Figure 1. This provides a simple illustration of how energy is supplied by a system of energy flows from the source of energy, right up to the end user. The diagram is of a generalised nature, but its purpose is to include the most important elements in the energy supply of the Nordic countries.

The dashed lines numbered from 1 to 6 drawn across the diagram represent "planes" corresponding to concepts now often used in energy discussions and defined as follows:

- plane 1: net energy import
- plane 2: total input to the energy supply system
- plane 3: energy flow after refinement of the crude oil, etc.
- plane 4: energy flow after central conversion in power stations, district heating stations, etc.
- plane 5: energy delivered from the energy supply system
- plane 6: energy which is usefully employed by the consumers.

The export of energy in the various planes has not been indicated in the diagram, but this has been taken into account in the net energy import shown in the input section. It may also be of interest to note that a significant proportion of the total energy flow (directly employed energy as well as losses) is "recycled" to the biosphere and to the seas in the form of heat.

The two energy flow planes that are of particular interest to study are the input to the energy supply system (plane 2) and deliveries from the energy supply system (plane 5). The input plane includes domestic input in the form of hydro-electric power, wood, peat, etc., as well as imported energy raw materials, in the form of crude oil, coal, etc. Some of the energy raw materials are included in the domestic input as well as in the import. The "energy delivered" plane represents the last energy conversion stage, before the energy is usefully employed by various consumers. What the consumers pay for is the energy delivered at this plane.

The two planes described above are those for which the official statistics are most comprehensive. However, the official statistics for electrical energy usually deal with the electrical energy generated (plane 4) instead of the

Nordel 1984

energy input (plane 2). In order to provide the relationship between the official statistical information and the particulars presented in this article, the total energy corresponding to plane 2 is employed here for the input values and the generation values corresponding to plane 4 are used for the electrical energy.

For the particulars of the total energy input, the electrical energy generated has been converted to correspond to plane 2. This conversion can be carried out in different ways for hydro power and for nuclear power. The method employed in this article is to convert the hydro power to correspond to the potential energy of the water, and for nuclear power, to the energy content of the nuclear fuel consumed (corresponds to an efficiency of approx. 33 % for the generation of electric power from light water reactors).

In the method of valuation sometimes employed (by the WEC and OECD), the valuation of hydro-electric power is based on the fuel which would have been consumed if power had been generated in conventional condensing power stations. The method illustrates the oil and coal saved by the electric power being generated in hydro-electric stations. This method does not provide a good picture of the conditions if it is applied to a system containing as much hydro power as the Nordic system. This method is therefore not discussed in this article. The fossil-fired electricity generation is not shown separately in the total energy graphs. The fuels consumed for this generation are included in the input graphs for each type of fuel. The efficiency of the conversion to electrical energy varies with the method of conversion employed. In a condensing power station, for instance, the conversion efficiency is approximately 40 %.

Developments in the electrical energy consumption

The consumption of electrical energy has grown steadily since the turn of the century, when it first broke through into the Nordic energy system. The rate of increase was particularly brisk during the period after the Second World War.

The development of the electrical energy consumption in the Nordic countries as a whole is shown in Figure

2 and that in the individual countries, in Figure 3. In these figures, the electrical energy generated is shown for the different types of power, and the electrical energy delivered is classified into different consumer groups. The generation graphs also show the contracted import of electrical energy from the U.S.S.R. to Finland. The values shown for the period between 1960 and 1983 are based on statistics, whereas those up to 1995 are based on forecasts. According to common practice for electrical energy, the values are stated in TWh (1 TWh = 10^9 kWh = 3.6 PJ).

The difference between the total curves for generated and delivered electrical energy in Figures 2 and 3 represents the transmission losses.

On the energy input side, hydro-electric power is vastly predominant in the Nordic electrical energy generation system. It has increased steadily throughout the statistical period shown in the graphs. The fluctuations between the years are due to the variations in the availability of water caused by climatic differences from year to year. Hydro-electric power tapers off during the forecast period. The growth is due mainly to new plant built in Norway.

Nuclear power has been in operation (in Finland and Sweden) since 1971, and its share of the energy generated has increased rapidly over the years. In recent years, the energy generated by nuclear power in the Nordic electrical system has exceeded that generated by fossil fired plant. Two new nuclear power units will be taken into operation in Sweden in 1985. This concludes the nuclear power expansion authorised by Swedish Parliament. In Finland, another large power station is scheduled for commissioning before 1995, or possibly somewhat later, if the electrical energy import can be increased instead. Whether this power station will be nuclear or coal-fired has not yet been decided. It is assumed here that a nuclear power station will be built. New generation capacity is expected to be commissioned in Denmark during the first half of the 1990s, consisting principally of coal-fired power stations, with steam extraction for district heating.

The introduction of nuclear power has enabled the generation of fossil-fired power to be substantially reduced, thus eliminating the need for the construction and operation of conventional thermal power stations, which would have involved higher costs as well as greater environmental impact. Due to the boost in the nuclear power genera-

tion capacity in Sweden in 1985, the share of fossil-fired power generation will continue to be low for a number of years ahead. A significant proportion of the fossil-fired generation capacity consists of various types of back-pressure plant (for district heating and for industrial applications). From the end of the 1970s extensive conversions have been carried out from oil-firing to coal-firing, and the vast majority of the fossil-fired generation plant is now coal-fired.

On the consumer side, the rate of increase of industrial electrical energy consumption in the Nordic countries overall has tapered off since the mid-1970s. This also applies to Norway and Sweden, although not to Denmark (small industrial consumption), Finland and Iceland. The major reason for the modest development in the industrial consumption of electrical energy is the downturn in the business activity, although more energy-efficient processes have also made a contribution. The forecast development up to 1995 suggests an increase in the industrial consumption of electrical energy, in the Nordic countries as a whole as well as in the individual countries. However, what the actual situation will be is highly dependent on industrial developments and on the results of further energy conservation measures. It should also be noted that Norway has a special power allocation system for power-intensive industries, and this may have a significant effect on the consumption level. No appreciable growth of power-intensive industries has been sanctioned in recent years.

The domestic, commercial, services, etc. sector ("miscellaneous sector") displays a significant growth in electrical energy consumption throughout the forecast period. This applies to the Nordic countries as a whole and to the individual countries. From the beginning of the 1970s, a large proportion of the increase is due to the change-over to various forms of electric heating and a large increase in the services area, due to factors such as office automation, computerisation, and the consequent need for air conditioning. The good power balance situation has also encouraged extensive installation of electric boilers, which are often controlled by the availability of electric power and are generally supplemented by the alternative of fossil-firing. The utilisation of electric boilers is closely related to the availability of hydro-electric power and nuclear power. From the end of the 1970s, the electrical energy consump-

Nordel 1984

tion in the Nordic countries as a whole within the "miscellaneous sector", including electric heating, has exceeded the industrial consumption of electrical energy. Considering the individual countries, the situation is the same in Norway and Sweden, whereas industry is still the largest consumer sector in Finland and Iceland. The "miscellaneous sector" dominates in Denmark. Up to 1995, the entire Nordic region as well as the individual countries are forecast to have a basically constant consumption of electrical energy within the "miscellaneous sector", apart from the electric heating area, which is expected to increase.

Overall energy developments

The development of the total energy input and the total energy deliveries to the consumers in Nordic countries are shown in Figure 4. The values for the period between 1960 and 1983 are based on statistics whereas those up to 1995 are forecast. The total has been broken down onto the different sources of energy, and the unit used is the PJ (i.e. 10^{15} Joule). As a consequence of what has been mentioned earlier and as opposed to electrical energy, the hydro-electric power in the input graph has been converted to correspond to the potential energy of the water, and the nuclear power has been converted on the basis of the energy content of the nuclear fuel employed in light water reactors. It should be noted that, due to the method of presentation employed for nuclear power, the energy shown in the input graph is roughly three times larger than the electrical energy generated.

The difference between the curves for the total energy input and energy deliveries represents the conversion and transmission losses. As mentioned earlier, the fossil-fired generation share of the electrical energy input is not shown separately and is included in the fuels. As mentioned earlier, it should be noted that, due to the conversion method used for nuclear power, the difference between the nuclear power input and the electrical energy generated by this type of power is large.

Oil has dominated vastly in the Nordic energy supply system, on the input side as well as on the delivery side. Its role is still important, although not quite as dominating as it was in the past.

Input

The input of crude oil and oil products increased rapidly up to the beginning of the 1970s. This trend has now been broken, and other forms of energy have increasingly been used to replace oil. This development pattern is the same for the entire Nordic region as for the individual countries, although least so for Norway, in which the share of oil has been low compared to the other Nordic countries right from the beginning of the period studied.

Finland started using natural gas in 1974, and natural gas networks are now being established in Denmark and Sweden. This energy source is expected to increase, although even in 1995, natural gas will account for only a modest share of the total energy input.

The input of coal and coke has increased in recent years, and a further increase is expected during the forecast period. This is mainly due to the increased consumption of coal for electric power generation and for district heating.

The input of peat, wood, liquors, etc. decreased somewhat up to the end of the 1970s. A slight increase was subsequently recorded and is expected to continue. The pattern of development in the individual countries, with the exception of Finland, follows that of the Nordic region as a whole. In Finland, these energy raw materials accounted for a fairly large share even at the beginning of the period, and they are expected to remain largely unaltered in terms of volume.

Deliveries

Deliveries of petroleum products have decreased substantially from the mid-1970s, and this trend is expected to persist up to 1995. The reduction is probably primarily due to the change-over to electric power at the consumer level (e.g. electric heating) and to the energy conservation measures adopted. It may be of interest to note that an appreciable proportion (of the order of one-third) of the total deliveries is absorbed by the transport sector. According to the forecast, deliveries of petroleum products in Denmark, Finland and Sweden will decrease, will remain roughly unchanged in Iceland and will increase in Norway.

The comments for the deliveries of natural gas are the same as those for the input.

The deliveries of coal and coke have

remained fairly constant throughout the period up to 1983, and the volumes are forecast to remain broadly the same up to 1995. The increase in input is thus not followed by corresponding increases in deliveries. This is primarily due to the fact that the increasing share of coal is included on the delivery side in the generation of electric power and for district heating.

The comments on the delivery of peat, wood, liquors, etc. are the same as those for the input of these energy raw materials.

District heating displays a steady growth during the statistical period as well as during the forecast period. The development in all countries, with the exception of Norway, which basically has no district heating, is fairly similar to that of the entire Nordic region. The largest future increase is expected to occur in Denmark.

The consumption of electrical energy has increased steadily throughout the period up to 1983, and this development is expected to continue up to 1995. However, a certain tapering off can be detected during the latter part of the forecast period.

Figure 5 shows the total deliveries from the energy supply system, with the same breakdown onto different forms of energy as in Figure 4, although it is specified in per cent.

The share of electrical energy in the total energy delivered is increasing

The delivery graphs in Figure 4 and Figure 5 illustrate that electrical energy is the form of energy which increases most, in absolute as well as in percentage terms. According to the forecast, this trend will continue. Electrical energy has primarily replaced oil. However, it must be emphasised that an increase in the share of electrical energy is not an end in itself, but the aim is to achieve an energy system which is economically optimal. In recent years, the prices of oil and other fuels have increased more steeply than the price of electrical energy. As a result, electrical energy has often proved to be the most beneficial energy alternative.

The change in the share of electrical energy displays large differences between the various countries. The table below shows that share as a percentage of the total energy delivered to the

Nordel 1984

consumers (plane 5) in the Nordic region as a whole.

	1960	1983	1990	1995
Denmark	5	15	15	16
Finland	8	21	29	32
Iceland	10	25	25	26
Norway	37	49	48	47
Sweden	15	29	36	37
Nordic total	15	27	33	34

As mentioned earlier, it is primarily the electrical energy for the "miscellaneous sector" which has increased. On the other hand, the industrial consumption of electrical energy has stagnated, which can largely be ascribed to the industrial conditions prevailing since the mid-1970s. The business upswing during 1983 is immediately reflected in increased deliveries of electrical energy to industry. The increase in electrical energy consumption in the "miscellaneous sector" is largely due to electric power replacing oil for heating purposes. The favourable price development has been the primary contributory factor in this respect. However, the growth of electric heating in the various countries differs widely.

Norway has long had a high proportion of electric heating, which was due to good availability of inexpensive hydro power. In the remainder of the Nordic countries, electric heating surged ahead only after the high increases in the price of oil during the 1970s. A major contributory factor to the development of electric heating in Finland and Sweden is the fact that electric power generation in these countries is increasingly based on inexpensive hydro and nuclear power. As a result, the electrical energy tariffs are low. Electric heating has also developed fairly substantially in Denmark, although not to the same extent. An important reason is that the electric power generated in Denmark is based entirely on more expensive fossil-fired plant. The taxation on electrical energy in Denmark is also the highest among the Nordic countries. Although electric power generation in Iceland is predominantly based on hydro power, which ought to pave the way towards inexpensive electric heating, the country has substantial resources of even less expensive geothermal energy, which dominates the heating sector in Iceland.

Figure 6 represents one way of illustrating the development of the total energy consumption (deliveries from the energy supply system, plane 5) in

the Nordic countries, broken down onto electric power and fuels. District heating has been included under the "fuels" item. The curve displays a break in the trend in the beginning of the 1970s. The increase in fuel consumption was then arrested, while the consumption of electrical energy continued to rise. This development was consolidated further by the oil price increases towards the end of the 1970s. However, according to the forecast, the decrease in the fuel consumption will be arrested, or may even turn into a minor increase after 1990. The consumption of electrical energy is expected to continue to increase and will account for most of the increase in the total energy consumption (even though this is expected to be very moderate).

The consumption of electrical energy and fuels differs widely between the individual countries. The curves for Finland and Sweden follow the total curve for all Nordic countries fairly closely. This also applies to Denmark up to the beginning of the 1980s, when the consumption of fuel started increasing again, and this trend is forecast to continue up to 1995. The curves for Iceland and Norway do not display the same break in trend as the curves for the other countries, and fuels as well as electrical energy continue to rise throughout the period.

Reasons for the increased consumption of electrical energy

The actual and forecast developments illustrated by Figure 6 are interesting. However, far-reaching conclusions should not be drawn from the graph without more detailed analyses. Some of the factors which have probably contributed to the development are described below.

In conjunction with the first "oil crisis" in 1973, all of the Nordic countries became suddenly aware of the sensitivity of the energy system to disturbances and of the importance of diversifying the energy input onto several energy raw materials, of domestic origin as far as possible. The importance of active measures was accentuated further by the large increases in the price of oil in 1979—80. Substantial changes have taken place in the energy system since the mid-1970s, and they are still in progress.

Contributory reasons for the slowdown in the consumption of fuels and

the continued increase in the consumption of electrical energy are the high prices of oil and the determined efforts made by most of the Nordic countries to reduce their oil dependence. Electric power has replaced oil in many areas of the industrial sector as well as in the "miscellaneous sector". The favourable energy balance situation, with good availability of inexpensive hydro and nuclear power has been of major importance in this respect. Extensive conversions of earlier oil-fired power stations and combined heat and power plants have been carried out, particularly in Denmark, but also in Finland and Sweden. These plants are now fired with solid fuels, primarily coal and, in Finland, also peat. The fact that the price of coal is lower than that of oil has contributed to the competitiveness of electrical energy.

The pulp and paper industry, the aluminium, iron and steel industries and the chemical industry are the largest industrial energy users. Extensive energy conservation measures have been adopted in these and other industries. In certain industries, processes which were earlier fuel-based have now been modified to use electrical energy. In many cases, processes employing electric power have proved to be more economical on energy.

The consumption of electrical energy in the "miscellaneous sector" (domestic, commercial, services, etc.) has increased substantially, in spite of energy-conservation measures. As mentioned earlier, the use of electrical energy for heating purposes has increased appreciably, primarily due to the cost structure of electrical energy being more favourable than of oil. Other advantages of electric power have also contributed to this development, including the fact that electrical equipment for a given task is generally appreciably less expensive than that employing other sources of energy.

Central conversion of energy raw materials into electrical energy in large plants instead of the generation of heat in small fuel-fired plants offers the advantage that less expensive fuels can be used, e.g. crude oil or coal instead of light oil. The total plant costs may also be lower. Even if fuels with higher sulphur contents are used, the larger plants are more beneficial from the pollution aspect. This is due to the fact that better effluent treatment equipment can be employed and, above all, the operation and emissions can be controlled more effectively.

Nordel 1984

In the "miscellaneous sector", the emergence of heat pumps has contributed to increased utilisation of electrical energy and reduced consumption of fuels. This applies particularly to large heat pumps intended for district heating systems. Many such heat pumps have been taken into operation or are in the course of construction at a number of places in the Nordic countries. The most important sources of heat are the effluents from sewage treatment plants and lake water. High coefficients of performance (better than 3) can be achieved using these heat sources. Heat pumps have contributed to reducing the oil-dependence of district heating systems. The use of heat pumps has also expanded in the heating of individual houses. In this case, it is usually other sources of heat, such as heat from atmospheric air or from the soil, that are normally employed. The heat pump offers an economical means for reducing the oil consumption and improving the environment at the same time.

If energy conservation measures, such as more energy-efficient processes, better insulation, etc., had not been adopted, the total energy consumption as well as the consumption of electrical energy would have been appreciably higher.

No significant increase is expected in the consumption of electrical energy for the transport sector, although the consumption of oil is likely to increase somewhat. More fuel-efficient engines are not expected to compensate for the growth in transport.

Cleanliness, simplicity of use at the consumer end and versatility are further benefits offered by electrical energy.

Electric power is a vital necessity to all consumers, and all of them have access to a distribution network. It is generally fairly inexpensive to reinforce the distribution network, in order to allow for the installation of more electrically powered equipment. Society as a whole benefits by the fact that the need for imported fuels, particularly oil, is reduced as a result of the expanded utilisation of electrical energy, particularly if the generation of the latter can be based on renewable forms of energy. Moreover, electric power can be employed for productivity-boosting techniques, such as industrial robots, etc., and it thus plays an important role as one of the "motive forces" in the development of Society. Electric power also offers significant benefits from the environmental aspect, particularly if it is based on hydro and nuclear power.

The transition from fuel to electric power in applications such as an industrial process or for space heating generally involves a reduction in the total energy drawn from the energy supply system, since the efficiency of energy consumption at the consumer is higher when electrical energy is used than if fuel had been employed. Whether or not this transition involves a reduction at the energy input level varies from case to case. Hydro power and nuclear power have no alternative utilisation than for the generation of electric power. Increased consumption of electrical energy generated from these two sources thus obviously involves a direct reduction in the need for fuels. Even if the electrical energy is generated in fossil-fired plants, fuel savings at the energy input level can also be achieved if the consumer changes over to electric power, provided that the

fuel is utilised at a higher overall efficiency.

"Fuel replacement factor" is a concept which is steadily becoming more widely used. This factor is employed in the comparison of two energy systems which achieve the same end result, one using electric power and the other using fuel. The fuel replacement factor is the ratio of the reduced fuel consumption achieved by replacing fuel with electric power, to the increase in electrical energy consumption caused by this replacement. The fuel replacement factor calculated in this manner can be regarded as a measure of how the consumer can utilise the qualities of electrical energy for conserving energy.

As mentioned earlier, current forecasts indicate that electrical energy will continue to increase in the Nordic countries, even though the total energy delivered is expected to remain largely unchanged. This also appears to be a fully realistic assessment, considering the flexibility of electric power and thus its usability in all areas of Society. The only exception is in the replacement of fuels in the transport sector. The gradual restructuring of Society, activities in the energy conservation area, trade balance requirements, environmental considerations, etc. are additional factors that favour expanded utilisation of electrical energy. Moreover, electric power is convenient to the user, which should be of appreciable importance in many areas. However, expanded utilisation of electrical energy in the future is conditional on scope being available for expanding the electric power supply system in such a manner that major increases in the electrical energy tariffs can be avoided.

Statistik / Statistics

Definitioner

I Nordels definitioner har de använda uttrycken följande betydelse:

Installerad maskineffekt i en kraftstation angives i MW och är summan av de enskilda aggregatens nominella effekt, inklusive stations- och reservenheter.

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

Elproduktion angives i GWh och är den produktion, som vederbörande land uppper 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 angives 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 angives i GWh och är summan av elproduktion och nettoimport.

Nettoförbrukning av elektrisk energi angives i GWh och är summan av de energimängder, som är levererade till och uppmätta hos förbrukarna samt de energimängder, som produceras i industrin 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 angives i GWh som den energimängd, som kan produceras i de nedanför liggande kraftverken vid en engångstömning av fullt magasin.

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

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

Definitions

Used expressions have the following meanings according to Nordel 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, including station service and stand-by units.

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 plus 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 1984

Enbeter

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} = 23,9 toe
PJ	= petajoule = 10^{15} J
kWh	= kilowatt-hour = 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

Symboletter

≈	Ungefärligt värde
—	Värdet noll
○	Mindre än hälften av den använda enheten
••	Uppgift inte tillgänglig eller alltför osäker för 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 1984

Installerad effekt

Den sammanlagda installerade effekten i Nordelländerna steg under 1984 med 979 MW till 73 996 MW, dvs med 1,5 %. Den installerade effekten i vattenkraftstationer utjorde ca 56 %. I Sverige och Finland fanns vid årets utgång totalt 9 665 MW kärnkraft.

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

Installed capacity

In 1984 the total net capacity in the Nordel countries increased by 979 MW to 73 996 MW. Of the total capacity 56 % consisted of hydro power. The nuclear capacity was 9 665 MW.

In Nordel the distribution of hydro and thermal power differs considerably. In Denmark the generating plants are entirely thermal, whereas in Norway they are hydro. In Iceland hydro power predominates 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 31.12.1984 och korresponderande medelårsproduktion för installerad vattenkraft
Installed capacity on Dec. 31, 1984 and corresponding average year production by hydro power

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vattenkraft MW Hydro power MW	8	2 511	752	22 688	15 445	41 404
Medelårsproduktion, GWh Average-year hydro production, GWh	20	11 950	4 000	101 203	61 808	178 981
Värmekraft MW Thermal power	7 706	9 030	165 ²⁾	278	15 413	32 592
Därav of which						
mottryck, fjärrvärme konv. back-pressure, district heating conv.	260	1 680	—	—	2 469	4 409
mottryck, industriell back-pressure, industry	—	1 540	—	165	882	2 587
kondens, process condensing, process	—	110	19	54	—	183
kondens, kärn condensing, nuclear	—	2 310	—	—	7 355	9 665
kondens, konventionell condensing, conventional	7 159 ¹⁾	2 480	—	24	2 932	12 595
gasturbin, diesel gasturbine, diesel	287	910	146 ²⁾	35	1 775	3 153
Totalt installerad effekt Total installed capacity						
1984 MW 1983 MW	7 714 7 336	11 541 11 330	917 ²⁾ 908 ³⁾	22 966 22 738	30 858 30 705	73 996 73 017
Nytillskott under 1984 MW Additions in 1984 MW	380	271	10	228	153	1 042
Bortfall under 1984 MW Retirements in 1984 MW	2	60	1	—	—	63

¹⁾ inkl. kondenssturbiner med uttag för fjärrvärme Incl. condensing turbines with some steam drawn for district heating

²⁾ Härav geotermisk kraft 39 MW Of which 29 MW is geothermal power

³⁾ Härav geotermisk kraft 29 MW Of which 26 MW is geothermal power

Nordel 1984

Fig S2. Nya aggregat tagna i drift under 1984

New power capacity 1984

Kraftslag/ kraftstation Power category/plant	Nyinstallation under 1984 New units taken into operation			Totalt 31.12.1984 Total	
	Antal agr. Number of units	Ny effekt New capacity	Ökning av medelårsprod. Increase in average-year production GWh ¹⁾	Inst. netto effekt Total installed net capacity	Medelårs- produktion Total average- year production GWh ¹⁾
Danmark					
Vattenkraft Hydro power	—	—	—	8	20
Konv. värmekraft Conventional thermal power Studstrupsværket B3	1	380	k/o	7 706	•
	1	380	k/o	795	k/o
Finnland					
Vattenkraft Hydro power Vajukoski	1	21	68	2 511	11 950
	1	21	68	21	68
Konv. värmekraft Conventional thermal power Salmisaari	1	150	k	6 720	•
	1	150	k	150	k
Kärnkraft Nuclear power Effekthöjning i Olkiluoto B1 och B2, 50 MW/block Power extension at Olkiluoto B1 and B2, 50 MW/unit	•	100	•	2 310	•
	•	100	•	1 420	•
Island					
Vattenkraft Hydro power	—	—	—	752	4 000
Konv. värmekraft Conventional thermal power	•	10	•	165	•
Norge					
Vattenkraft Hydro power Tjodan	••	228	1 059	22 688	101 203
	1	117	310	117	310
Kvittingen	1	45	123	45	123
Mosvik	1	37	88	37	88
Konv. värmekraft Conventional thermal power	—	—	—	278	•
Sverige					
Vattenkraft Hydro power Messaure G3	4	153	10	15 445	61 808
	1	150	0	450	1 834
Konv. värmekraft Conventional thermal power	—	—	—	8 058	•
Kärnkraft Nuclear power	—	—	—	7 355	•

¹⁾ Endast för vattenkrafterna. För nyttillskott 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 1984

Fig S3. Beslutade större kraftstationer
Decided large power plants

Kraftslag/ kraftstation Power category/plant	Inst.netto- effekt Installed net capacity	Medelårs- prod. Average- year production	Beslutad nyinstallation Decided new plants			
			Antal aggr. Number of new units	Ny effekt New capacity	Ökn.av medelårsprod. Increase in average- year production GWh ¹⁾	Beräkn. idrifttagn. Estimated commissioning
	MW	GWh ¹⁾		MW	GWh ¹⁾	
Danmark						
Konv. värmekraft Conventional thermal power						
Studstrupsværket B4	795	k/o	1	350	k/o	1985
H.C. Ørstedværket B7	181	k/o	1	88	k/o	1985
Amagerværket B3	256	k/o	1	250	k/o	1989
Avedøreværket	—	—	1	250	k/o	1991
Finland						
Vattenkraft Hydro power						
Raasakka 3	37	200	1	22	25	1986
Konv. värmekraft Conventional thermal power						
Jyväskylä	35	•	1	80	t	1986
Joensuu	—	—	1	60	t	1986
Porvoo	32	•	1	25	a	1987
Kouvola	—	—	1	30	t el.9	1987
Tampere	128	•	1	80	t or 9	1988
Vaskiluoto, kondens	160	•	1	110	k	1990
Vaskiluoto, fjärrv.	160	•	1	50	k	1990
Island						
Vattenkraft Hydro power						
Blanda	—	—	3	150	750	1988
Norge						
Vattenkraft Hydro power						
Solbergfoss	110	720	1	100	177	1985
Steinsfoss	44	376	1	62	123	1985
Ulset	—	—	1	35	151	1985
Ulla/Førre	780	2776	7	1257	1818	1985-86
Noddyvik	—	—	1	100	345	1986
Skarje	—	—	1	150	275	1987
Myster	—	—	1	107	300	1987
Kobbrev	—	—	2	300	691	1987
Alta	—	—	2	150	687	1987
Jostedal	—	—	2	310	1400	1991
Sverige						
Vattenkraft Hydro power						
Stornorrfors G4	410	2019	1	170	125	1985
Laxede G3	130	815	1	70	20	1986
Vargfors G2	70	405	1	58	0	1987
Porsi G3	175	1146	1	95	20	1987
Gallejaure G2	115	646	1	98	0	1988
Kärnkraft Nuclear power						
Forsmark B3	1800	•	1	1050	•	1985
Oskarshamn B3	1020	•	1	1050	•	1985

¹⁾ Endast för vattenkraften. För nyttillskott 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 1984

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 4 100 MW och till Sverige ca 3 700 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 stamnätsförbindelse 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 4 100 MW and to Sweden about 3 700 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 western 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 have for many years been a number of local interconnections. 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 1984 Brought into service in 1984 km	I drift 31.12.1984 In service Dec. 31, 1984 km	Tagna i drift under 1984 Brought into service in 1984 km	I drift 31.12.1984 In service Dec. 31, 1984 km	Tagna i drift under 1984 Brought into service in 1984 km
Danmark	13	816 ¹⁾ ²⁾	0	288 ³⁾	12
Finland	163	3 192	0	2 152	450
Island	—	—	0	468	73
Norge	205	1 360	79	4 913 ³⁾	225
Sverige	667	9 456 ¹⁾	14	5 754 ³⁾	•• 14 000

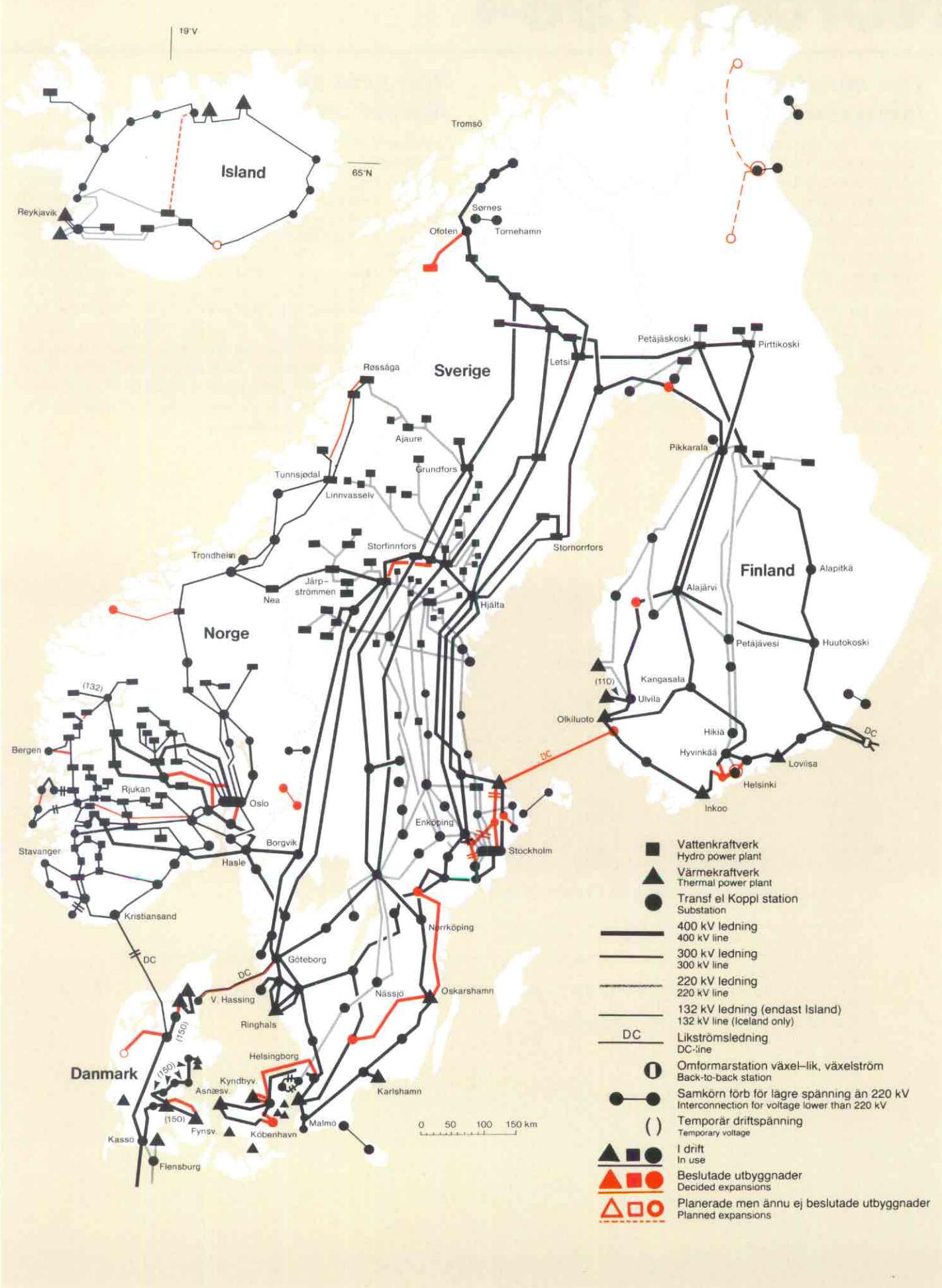
¹⁾ Inkluderar halva kabelförbindelsen (4 km) Sjælland—Sverige
Including half of the cable line (4 km) Zealand—Sweden

²⁾ 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

³⁾ Härav 80 km i Danmark och 96 km i Sverige (Kontiskan) samt 89 km i Danmark och 151 km i Norge (Skagerak) 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 (Skagerak) with 250 kV DC

⁴⁾ Härav 33 km i drift med 60 kV och 96 km med 50 kV
Of which 33 km with 60 kV

Fig S5. Nordel's högspänningssnät
The Nordel main grid



Nordel 1984

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
			MW	km	km
			Från Danmark From Denmark	Till Danmark To Denmark	
Danmark— Norge	Tjele—Kristiansand	±250 =	510	510	240/pol
			Från Sverige From Sweden	Till Sverige To Sweden	
Danmark— Sverige	Teglstrupgård—Sofiero Hovegård—Helsingborg Vester Hassing—Göteborg Hasle (Bornholm)—Borrby	132~ 400~ 250= 60~	350 ¹⁾ 700 ¹⁾ 260 60	350 ¹⁾ 700 ¹⁾ 260 60	23 91 176 47,6
Finland— Sverige	Ossauskoski—Kalix Petäjäkoski—Letsi Pikkarala—Messaure Hellesby (Åland)—Skattbol	220~ 400~ 400~ 70~	900 { 700 { 35	93 230 423 76,5	8 87,5 43,3
Norge— Sverige	Sørnes—Tornehamn Ritsem—Ofoten Røssåga—Ajaure Linnvassselv ⁵⁾ Nea—Järpströmmen Lutufallet—Höljes Hasle—Borgvik Hasle—Trollhättan	132~ { 400~ { 220~ 220/66~ 275~ 132~ 400~ { 400~ {	200 { 260 ³⁾ 50 500 ³⁾ 40 1 100 ³⁾ { 1 100 ³⁾ {	200 100 ³⁾ { 50 500 ³⁾ 20 1 100 ³⁾ 106	39 58 117 — 100 17,5 135
Totalt			4 615	4 235	
Beslutat: Decided			Från Sverige From Sweden	Till Sverige To Sweden	
Danmark— Sverige Norge— Sverige	Hovegård—Helsingborg (1985) Eidskog—Charlottenberg (1985/86)	400 132	6) 100	6) 100	91 13

¹⁾ Även vid paralleldrift är totala överföringsförmågan 700 MW i vardera riktningen.

At parallel operation of the interconnections the total transmission capacity amounts to maximum 700 MW in both directions

²⁾ Kabelsträckan består av fyra trefaskablar som är parallellkopplade två och två.

The cable line consists of four three-phase cables which are parallel connected two by two

³⁾ Med hänsyn till slingdriften över flera samkörningsförbindelser Norge—Sverige och vissa andra driftsituationer kan dimensionerande felfall ge en lägre överföringsförmåga.

Transmission capacity is in some cases reduced by dimensioning fault case

⁴⁾ 100 MW gäller vid maximal produktion i Gejmän—Ajaure—Gardikfors. Vid minimiproduktion i dessa stationer och maximalt 250 MW produktionsöverskott i Höglandet är överföringsförmågan 200 MW.

100 MW maximum production in Gejmän—Ajaure—Gardikfors. With minimum production in these stations and 250 MW surplus production in Höglandet the transmission capacity is 200 MW

⁵⁾ Samkörningslänken är en 220/66 kV transformator i den norsksvenska kraftstationen Linnvassselv.

The interconnection consists of a 220/66 kV transformer in the Norwegian-Swedish power station Linnvassselv

⁶⁾ Överföringsförmågan efter utbyggnaden ännu ej fastställd.

Transmission capacity is at present unknown

Nordel 1984

Fig S7. Maximal belästning 3:e onsdagen i december 1984
 Maximum load on the 3rd Wednesday in December 1984

	Max kraftstationsbelastning		Installerad nettoeffekt MW	Max systembelastning Max system load			
	Max power station output Lokaltid Local time	MW		1983 Lokaltid Local time	MW	1984 Lokaltid Local time	MW
Danmark Väster om Stora Bält (ELSAM) West of the Great Belt Öster om Stora Bält exkl Bornholm (ELKRAFT) East of the Great Belt excl Bornholm	16–17	2 350	4 025	8–9	2 600	8–9	2 740
	8–9	1 100	3 689	17–18	2 012	17–18	2 140
Finland	9–10	7 134	11 541	17–18	6 890	8–9	7 796
Island	10–11	580	917	•	•	•	•
Norge Söder om (south of) 67,5° N Norra om (north of) 67,5° N	8–9 9–10	15 701 1 000	21 632 1 334	9–10 15–16	14 069 936	8–9 9–10	14 377 981
Sverige	15–16	19 805	30 858	15–16	19 652	15–16	20 102
Nordel exkl Island (excl Iceland) Mellaneuropeisk tid Central-European time	8–9	45 237	73 996	8–9	45 080	8–9	47 569

Nordel 1984

Elenergiomsättning/Electric energy turnover

GWh/år
GWh/year

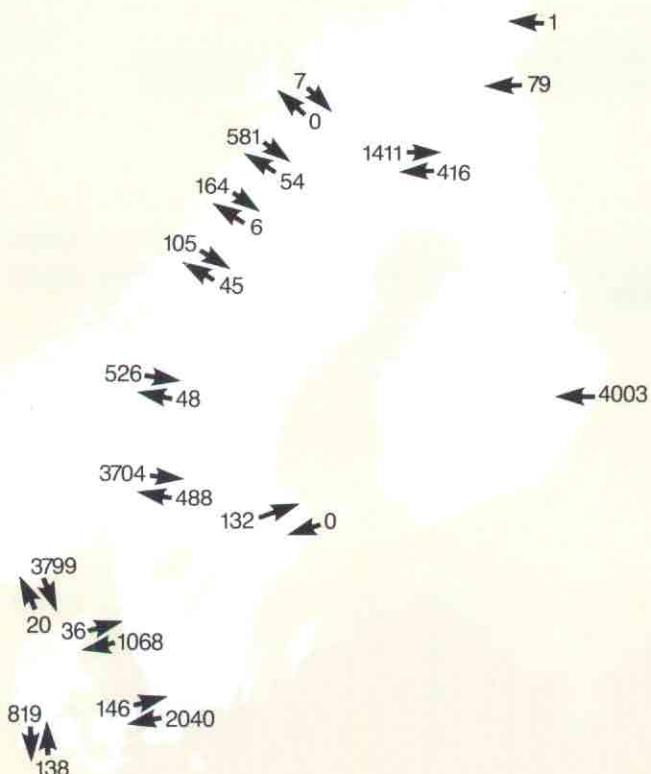


Fig S8. Översikt över omsättningen av elektrisk energi i Nordel 1984

Review of the electric energy turnover in Nordel 1984

Fig S9. Elenergiomsättningen 1984 (GWh)

Electric energy turnover in 1984

	Denmark	Finland	Iceland	Norge	Sverige	Nordel ²⁾
Produktion Production	20 054	43 311	3 914	106 659	119 781	293 719
Därav vattenkraft Of this hydro power	26	13 245	3 738	106 332	67 007	190 348
Import Total produktion och import Total production and Import	7 045 27 099	5 625 48 936	• 3 914	662 107 321	5 685 125 466	4 221 297 940 ²⁾
Export Bruttoförbrukning Gross consumption	1 021 26 078	416 48 520	• 3 914	8 886 98 435	5 292 120 174	819 297 121
Tillförlig kraft till elpannor etc. Excess hydro power to electric boilers etc.	•	644	70	4 441 ¹⁾	6 573	11 728
Bruttoförbrukning exkl. tillförlig kraft till elpannor etc. Gross consumption excl. excess hydro power for electric boilers etc.	26 078	47 876	3 844	93 994	113 601	285 393
Förändring från 1983 % Change as against 1983 %	4.6	8.3	3.9	5.7	8.0	6.9

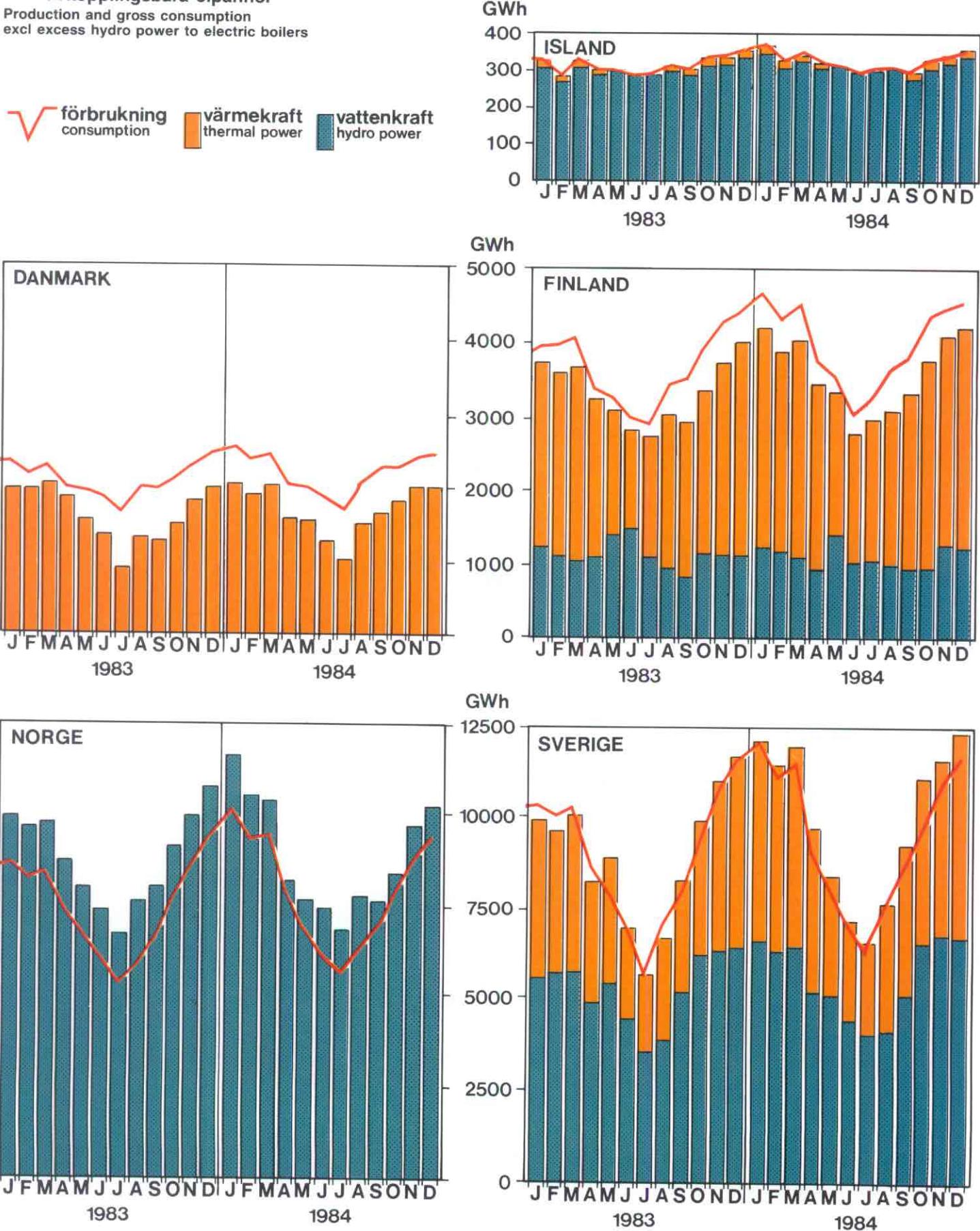
¹⁾ Därav pumpkraft 573 GWh
Of this pumped hydro power 573 GWh

²⁾ Summan inkluderar utbyte med länder utanför Nordel
Total includes exchanges with countries outside Nordel

Nordel 1984

Fig S10. Produktion och bruttoförbrukning
exkl avkopplingsbara elpannor

Production and gross consumption
excl excess hydro power to electric boilers



Nordel 1984

Elproduktion

Den totala produktionen inom Nordel var 293,7 TWh 1984, en ökning med 6,6 % jämfört med 1983. Vattenkraften svarade för 64,8 % och kärnkraften för 22,6 %. Motsvarande siffor för 1983 var 67,4 resp 20,3 %.

Electricity production

The total production in Nordel was 293,7 TWh in 1984. This is an increase of 66 % compared to 1983. Hydro power amounted to 64.8 % and nuclear power to 20.3 % of the total production. The corresponding figures for 1983 were 67.4 % and 20.3 %.

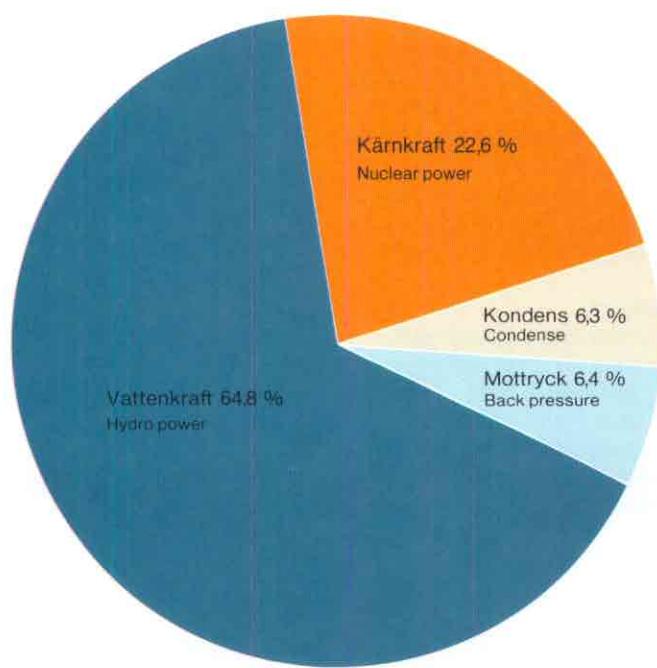


Fig S12. Elproduktion (GWh)
Electricity production

Fig S11. Totala elproduktionen i Nordel
Total electricity production within Nordel

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vattenkraft 1984 Hydro power 1984	26	13 245	3 738	106 332	67 007	190 348
Vattenkraft 1983 Hydro power 1983	20	13 445	3 583	105 908	62 575	185 531
Värmekraft 1984 Thermal power						
Mottryck, fjärrvärme Back-pressure, district heating	3 500	4 806	•	—	1 484	9 790
Mottryck, industri Back-pressure, industry	256	5 619	•	157	2 544	8 576
Kondens, process Condensing, process	—	369	—	—	—	369
Kondens, kärn Condensing, nuclear	•	17 782	•	•	48 613	66 395
Kondens, konventionell Condensing, conventional	16 163	1 473	•	80	84	17 800
Gasturbin, diesel m.m. Gas turbine, diesel etc.	109	17 ¹⁾	176 ²⁾	90	49	441
Värmekraft 1984 Thermal power	20 028	30 066	176 ²⁾	327	52 774	103 371
Värmekraft 1983 Thermal power	19 174	26 902	178 ³⁾	335	42 739	89 328
Total produktion 1984 Total production 1984	20 054	43 311	3 914	106 659	119 781	293 719
Total produktion 1983 Total production 1983	19 194	40 347	3 766	106 243	105 314	274 864
Förändring i procent Change, per cent	4,5	7,3	3,9	0,4	13,7	6,9

1) Därav 17 GWh med naturgas Of this 17 GWh from natural gas
 2) Därav 173 GWh geotermisk kraft Of this geothermal power 173 GWh
 3) Därav 172 GWh geotermisk kraft Of this geothermal power 172 GWh

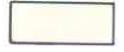
Nordel 1984

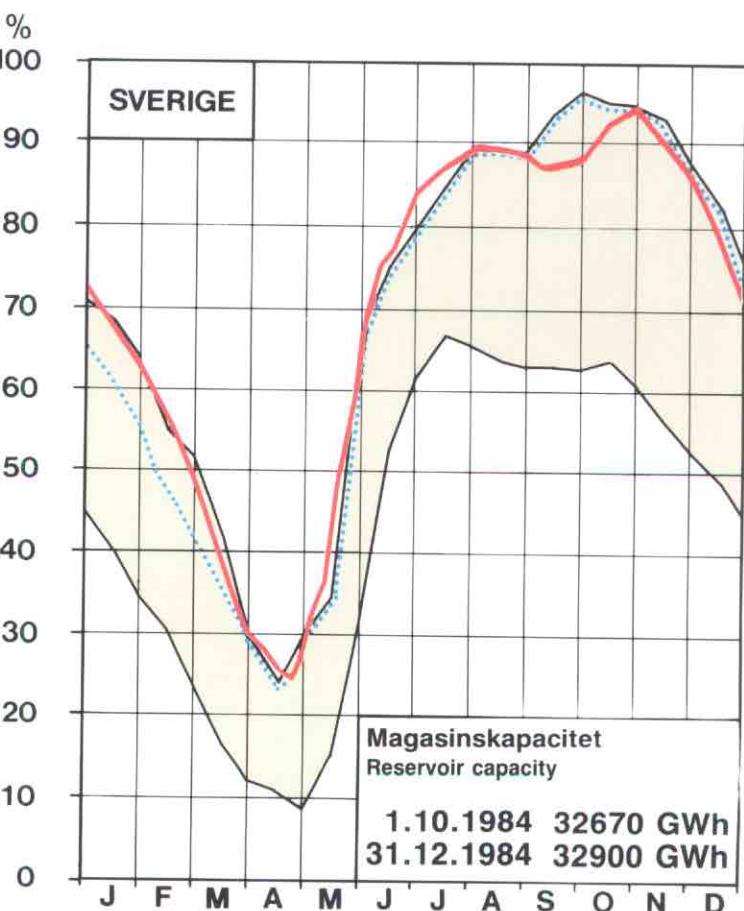
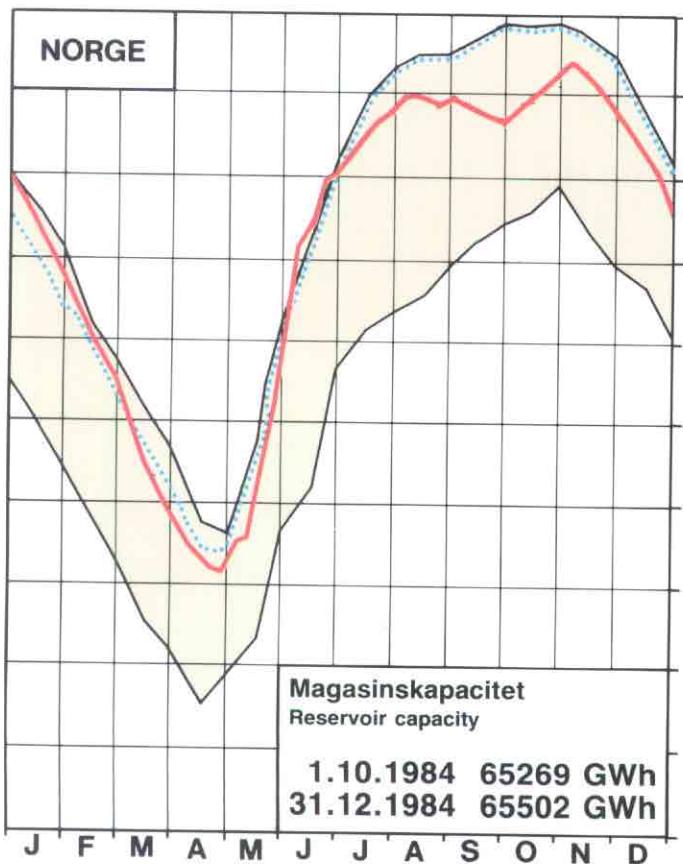
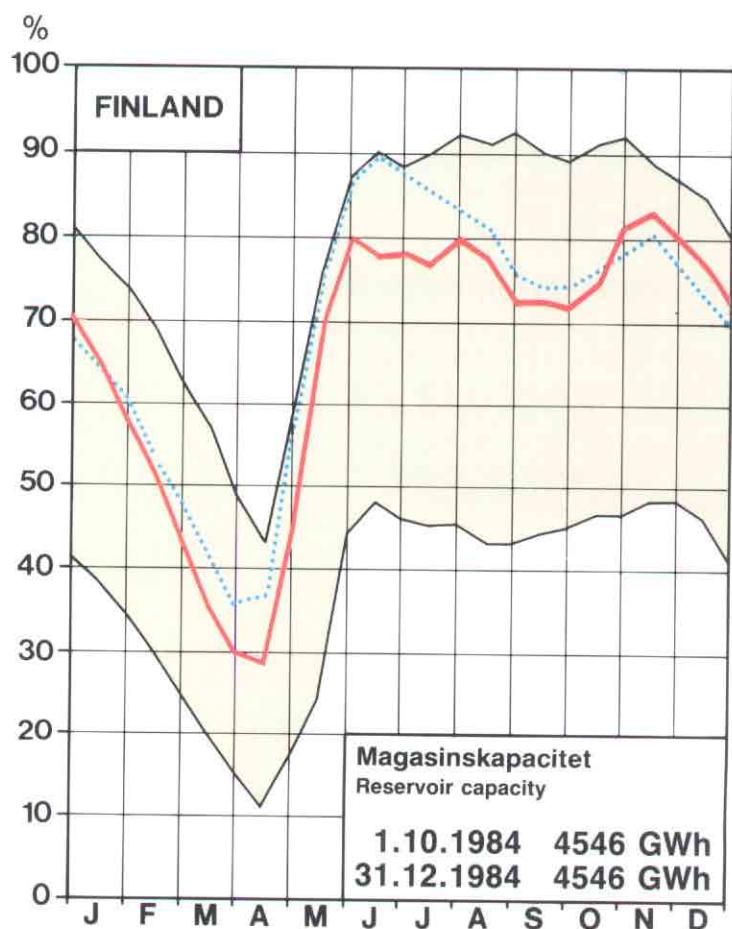
Fig S13. Magasinsfyllnad

Kurvorna visar magasinsfyllnaden i % av helt fyllda magasin under åren 1983 och 1984. De övre och undre begränsningskurvorna för de senaste årens magasinsvariationer är markerade. Begränsningskurvorna är högsta respektive lägsta veckovärden under perioden 1974—1983

Water reservoirs

The curves show the impounded water in per cent of total storage capacity for 1983 and 1984. The field gives upper and lower extremes which are composed of the weekly maximum and minimum recorded for the period 1974—1983

..... 1983 — 1984
 Extremvärden (1.1.1974 – 31.12.1983)
 Extreme values (1.1.1974 – 31.12.1983)



Nordel 1984

Elenergiutbyte

Tabellvärdena avser det avräknade kraftutbytet. Om ett land exporterar el på en samkörningslinje, och samtidigt importerar motsvarande kvantitet el på en annan linje från samma land, medräknas båda utbytena i export- och importangivelserna.

Power exchange

The table values indicate the calculated power exchange. If a country exports electricity via an interconnection line and at the same time imports a corresponding amount of electricity via another line from the same country, both exchanges are included in the export and import figures.

Fig S14. Elenergiutbyte 1984 (GWh)

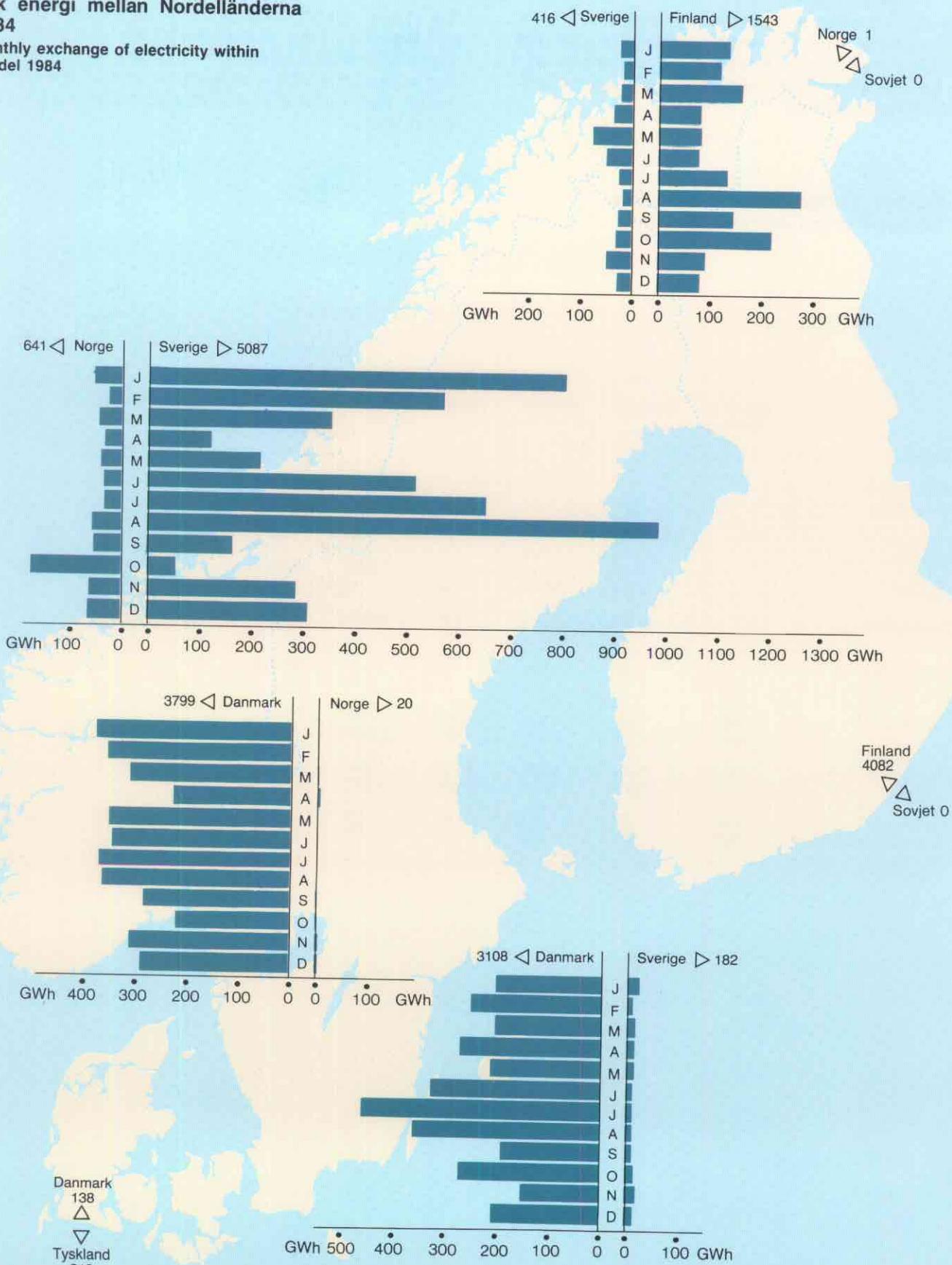
Exchange of electric energy in 1984 (GWh)

	Import till Import to	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Nordel länder Nordel countries	Andra länder Other countries	Total export		
								1984	1983	
Export										
Export från: Export from:										
Danmark		•	•	20	182	202	819	1 021	2 390	
Finland		•	•	•	416	416	—	416	681	
Norge	3 799	—	—	•	5 087	8 886	—	8 886	13 817	
Sverige	3 108	1 543	641	•	5 292	—	—	5 292	5 484	
Nordel-länder Nordel countries	6 907	1 543	661	5 685	14 796	819	—	—	—	
Andra länder Other countries	138	4 082	1	—	4 221	—	—	—	—	
Total import	1984 1983	7 045 8 135	5 625 5 459	662 437	5 685 10 420	—	—	—	—	
Nettoimport	1984 1983	6 024 5 745	5 209 4 778	— 8 224 — 13 380	393 4 936	—	—	—	—	
Nettoimport/ bruttoförbrukning i % Net import/gross consumption in %	1984 1983	23,1 23,0	10,7 10,6	— 8,4 — 15,0	0,3 4,7	—	—	—	—	

Nordel 1984

Fig S15. Månatlig utväxling av elektrisk energi mellan Nordelländerna 1984

Monthly exchange of electricity within Nordel 1984



Nordel 1984

Fig S16. Elförbrukningen fördelad på konsumentgrupper exkl elpannor
 Electricity consumption distributed on consumption groups Excl. electric boilers

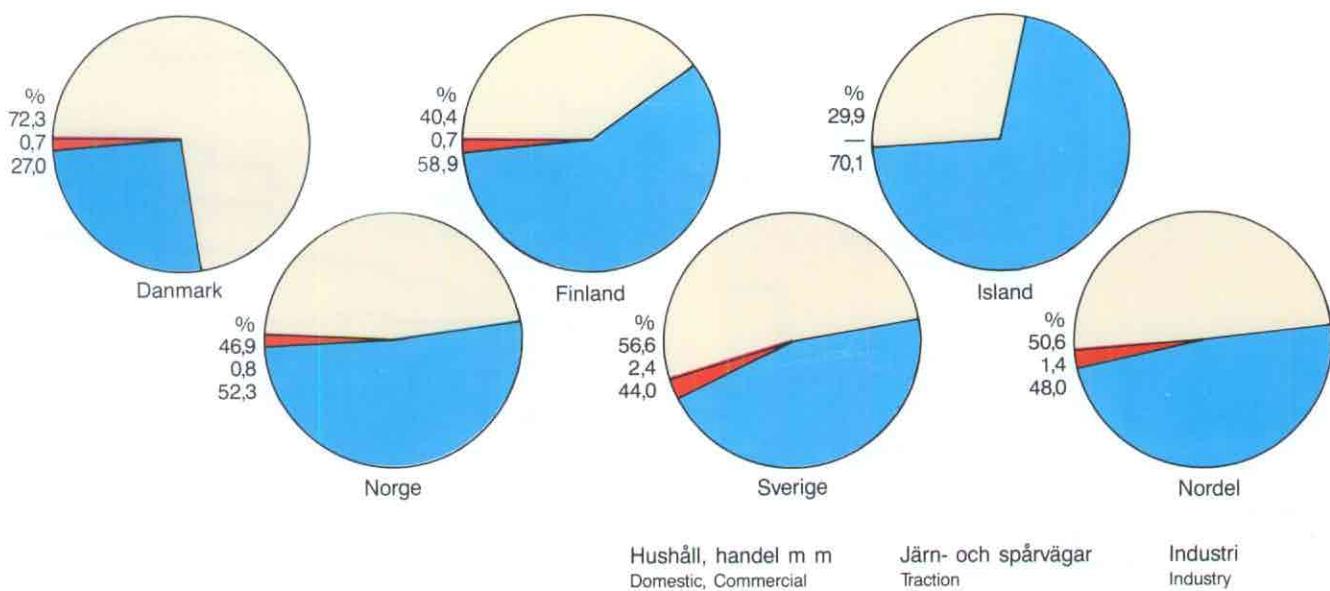


Fig S17. Elförbrukning 1984, GWh

Electricity consumption 1984

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Bruttoförbrukning Gross consumption	26 078	48 520	3 914	98 435	120 174	297 121
Tillfällig kraft till elpannor Excess hydro power to electric boilers	•	644	70	4 441 ²⁾	6 573	11 728
Bruttoförbrukning ¹⁾ Gross consumption	26 078	47 876	3 844	93 994	113 601	285 393
Förluster Losses	2 678	2 820	367	10 275	10 061	26 201
Nettoförbrukning Net consumption	23 400	45 056	3 477	83 719	103 540	259 192
Industri Industry	6 320	26 525	2 437	43 760	45 577	124 619
Järn- och spårvägar Traction	160	327		659	2 462	3 608
Hushåll, handel m.m. Domestic, commercial	16 920	18 204	1 040	39 300	55 501	130 965
Förändring av bruttoförbrukningen jämfört med föregående år i % ¹⁾ Change in gross consumption as against previous year, %	4,6	8,3	3,9	5,7	8,0	6,9
Genomsnittlig förändring av bruttoförbrukningen under de sista 10 åren i % ¹⁾ Average change in gross consumption in the last 10 years, %	4,0	4,9	5,1	3,3	4,1	3,9
Bruttoförbrukning per invånare i kWh ¹⁾ Gross consumption per inhabitant	5 100	9 805	15 990	22 691	13 630	12 565
Medelfolkmängd 1984, milj. Average population 1984, mill.	5,11	4,87	0,24	4,13	8,33	22,69

¹⁾ Exkl tillfällig kraft till elpannor

²⁾ Excl. excess hydro power to electric boilers

Därav pumpkraftverk 573 GWh Of which pumped hydro power 573 GWh

Nordel 1984

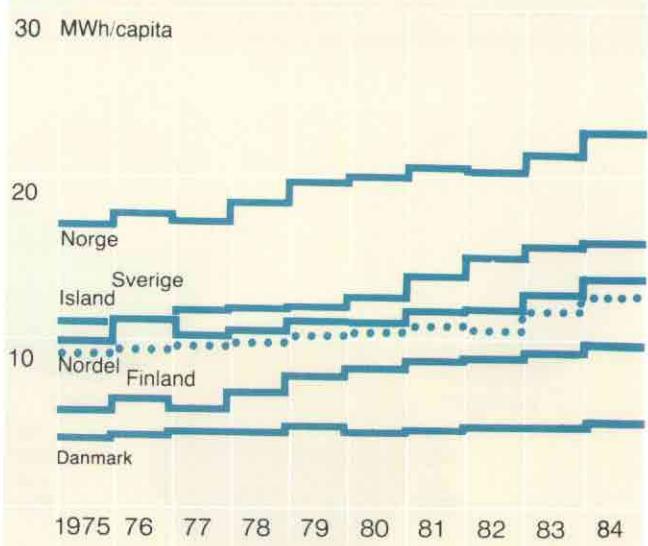
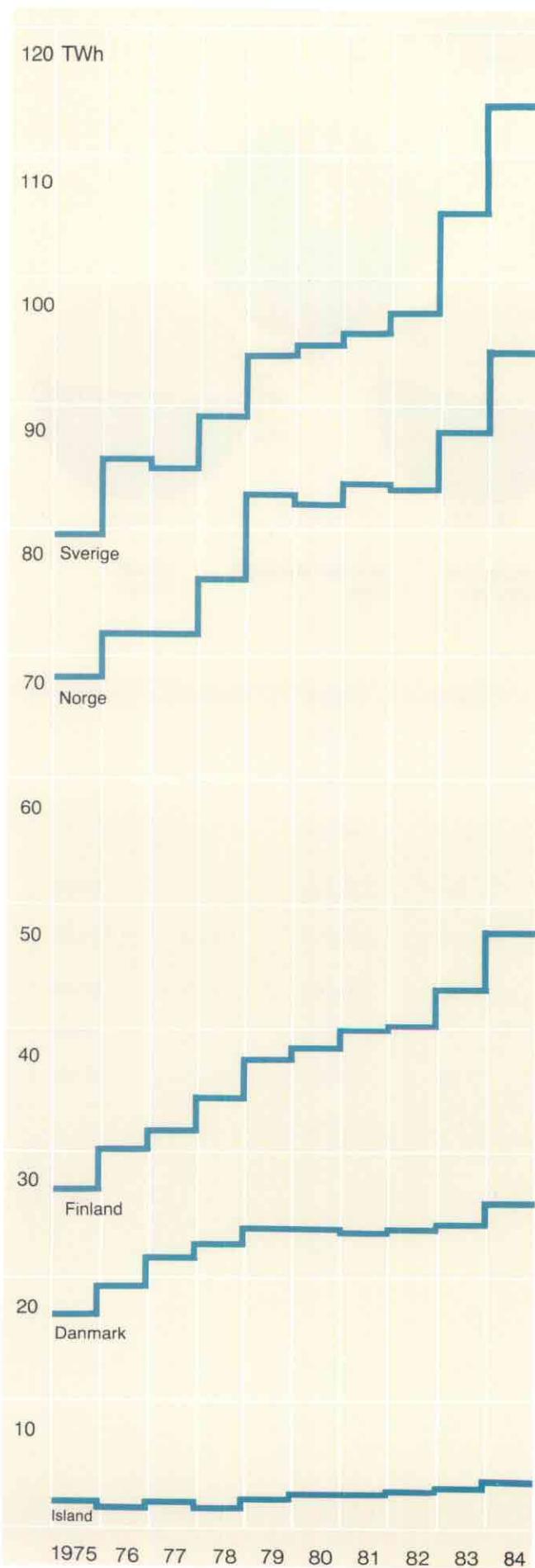


Fig S19. Bruttoförbrukning¹⁾ av elenergi per invånare
Per capita consumption¹⁾

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

Fig S18. Bruttoförbrukningen¹⁾ av elenergi 1975-1984
Gross consumption of electric energy

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

Nordel 1984

Prognosser

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.

Figur S20. Faktisk och prognoserad elenergiförbrukning exkl. elpannor
Electrical energy consumption, and forecast excl. electric boilers

	1984 TWh/år	1990 TWh/år	1995 TWh/år
Danmark	26,1	30	34
Finland	47,9	58	65
Island	3,8	5	7
Norge	94,0	104	114
Sverige	113,6	130	135
Nordel totalt	285,4	327	355
Nordel total			

Figur S21. Faktiska och prognosrade eleffekter exkl. elpannor
Power and power forecast MW excl. electric boilers

	1984 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	5 000	6 100	6 800
Finland	8 000	9 600	10 800
Island	580	750	900
Norge	16 300	19 000	21 300
Sverige	20 700	25 100	25 700
Nordel totalt	50 580	60 550	65 500
Nordel total			

Figur S22. Faktiska och prognosrade installerade effekter inom respektive land (värden per 31.12. respektive år)
Installed and forecasts for installed capacity in each country
(valid per Dec. 31)

	1984 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	7 714	8 000	8 900
Finland	11 541	12 400	15 000
Island	917	1 050	1 050
Norge	22 966	26 550	28 400
Sverige	30 858	34 000	34 050
Norden totalt	73 996	82 000	87 400
Nordel total			

Fig S23. 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 norska kraftproduktionen förutsättes vara dimensionerad med extra fastkraftreserv utöver förbrukningsprognosens, jämför fig S20.

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 eltilförseln
- högra skalan i PJ gäller för övrig energiförbrukning, och är vald så att den också visar vilka bränslemänger 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 S23. shows the energy supply in 1985 and the forecasts for 1990 and 1995. The distribution of electric energy supply (left) and the total energy supply except electricity (right) is shown for each country.

Nordel 1984

(PJ) TWh
(504) 140

PJ
1470

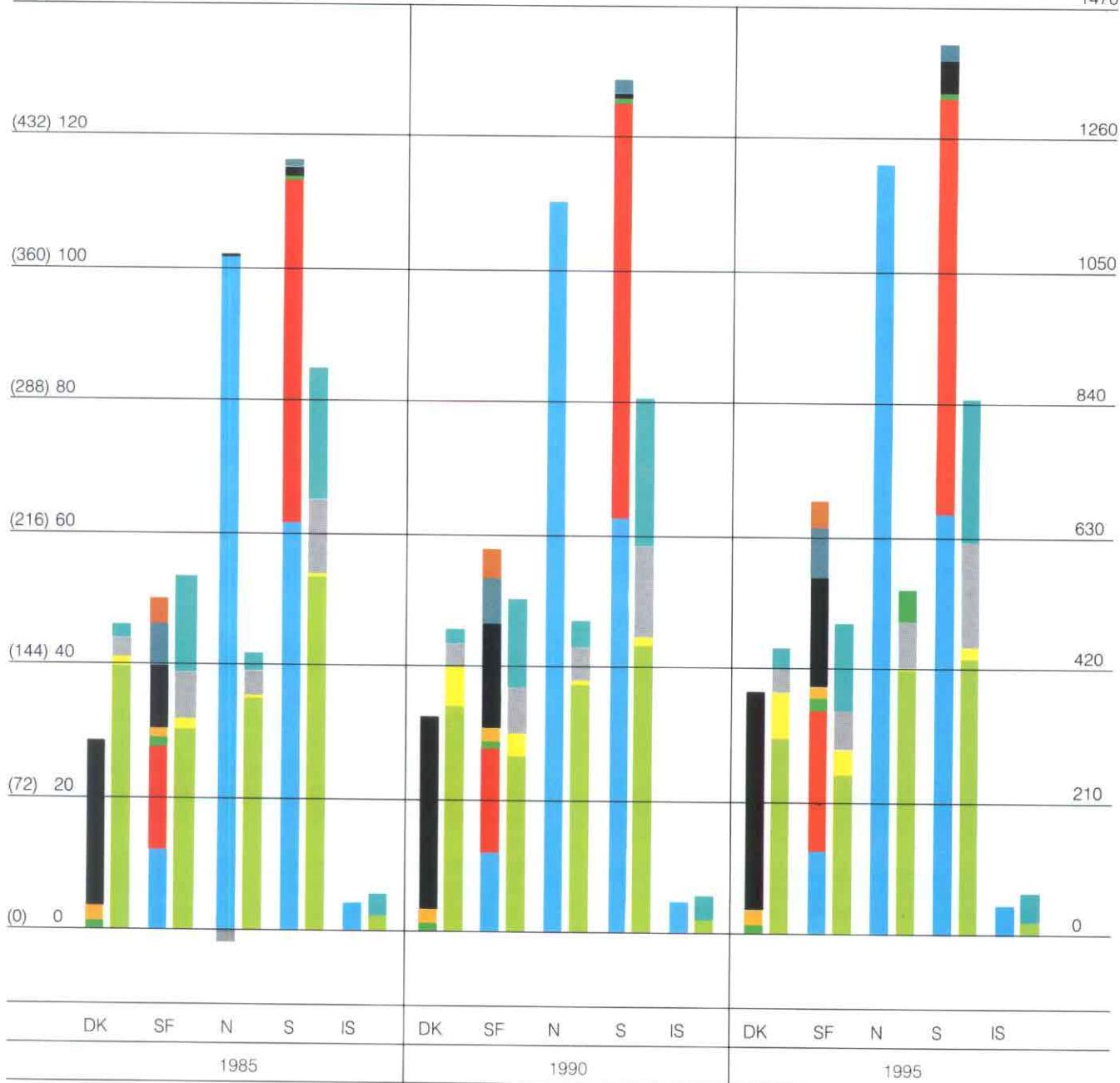


Fig S23. Energitillgång i Norden
Energy supply within the Nordic countries

Fördelning på energislag av eltillförseln
Distribution of electricity on energy sources

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

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

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

Nordel 1984

Total energitillförsel

I äldre tider var de nordiska länderna i stort sett självförsörjande på energi. Ved var den främsta energiråvaran fram till en god bit in på 1800-talet. Från omkring år 1900 började kol och koks att svara för en större del av energiförsörjningen än ved. Omkring 1950 övertog oljan kolens roll som den viktigaste energiråvaran.

Under 1800-talets senare del började vattenkraften användas för elproduktion, och sedan dess har elanden i energiförsörjningen ökat ganska jämt.

I början av 1970-talet introducerades kärnkraft i Finland och Sverige och den svarar nu för en betydande del av elförsörjningen i Norden.

Efter oljekrisen 1973 har målet varit att minska oljeberoendet. Detta har bl a resulterat i att kol har kommit tillbaka och har börjat ersätta olja.

I dag är alltså Norden långt ifrån självförsörjande på energi och en övervägande del av bränslet importeras främst i form av olja och kol.

De inhemska energiråvaror, som är av någon större betydelse, är förutom vattenkraften ved, torv (Finland), kol (Svalbard, Norge) och geotermisk energi (Island).

Olje- och gasfyndigheter finns i de nordiska delarna av Nordsjön och från 1974 har de norska fydigheterna utvecklats till en betydande årsproduktion.

Figuren visar energitillförselns utveckling i Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige under tioårsperioden 1975–84. Vattenkraft och kärnkraft är omräknade efter det teoretiska energiinnehållet, dvs 1 TWh = 3,6 PJ.

Total energy supply

Long ago the Nordel countries were self-supporting for their energy supply. The main energy source was wood. Later a change occurred and coal became the prime source. From about 1950 oil was the most common source of energy.

About a century ago hydro power was introduced and it now accounts for an important share. Nuclear power came about 1970 and is very significant in Finland and Sweden.

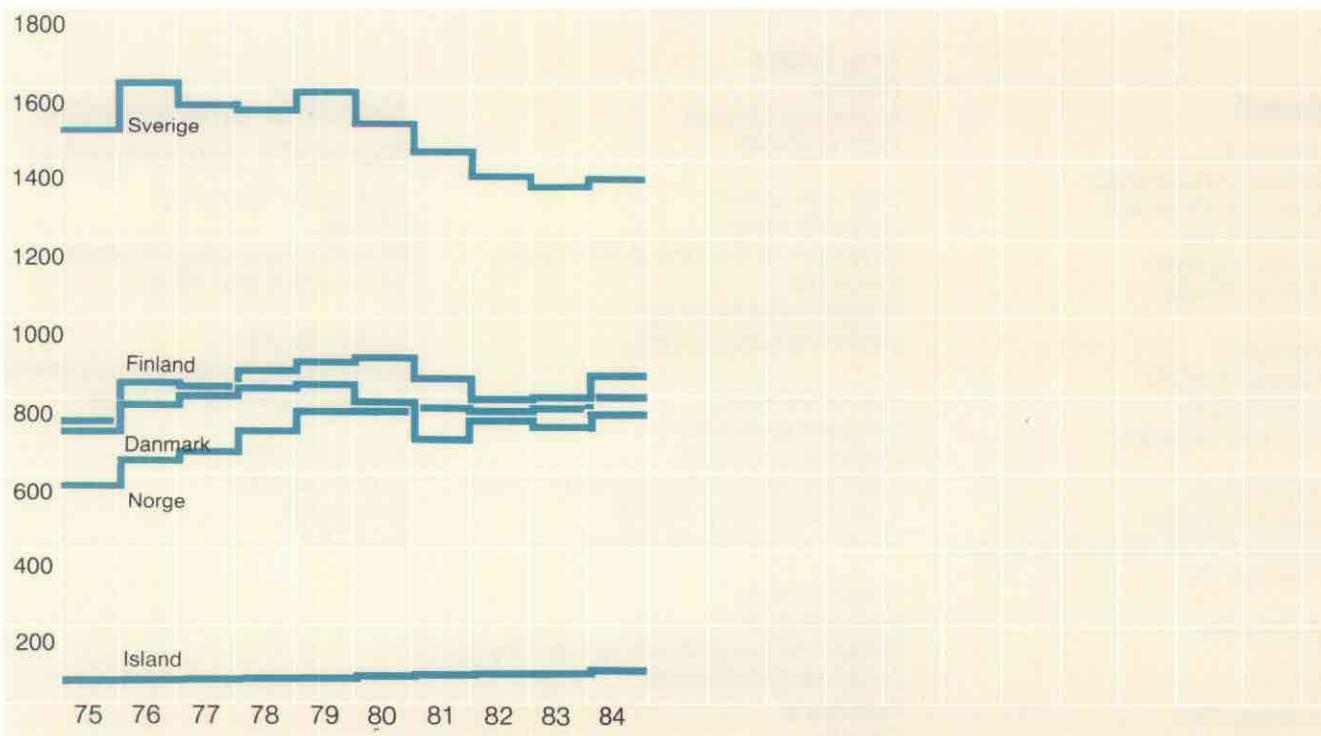
Today the Nordel countries are highly dependent on imported oil and coal for their energy supply. However, since the oil crisis in 1973 the goal has been to become less dependent on imported energy.

The domestic sources of energy in the Nordel countries are in addition to hydro power, wood, peat (Finland), coal in Svalbard, Norway and geothermal energy in Iceland. The oil and gas deposits from the North Sea have developed into a substantial annual production.

The figure shows the energy supply in the Nordel countries during the period 1975–84. Hydro and nuclear power are valued according to their theoretical energy content, i.e. 1 TWh = 3.6 PJ.

Fig S24. Total energitillförsel PJ

Total energy supply



Nordels medlemmar

Nordel's Members

Danmark

Bjarne Andersen
Direktör
Managing Director
Københavns Belysningsvæsen

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

Jens Christian Clausen
Direktör
Managing Director
ELSAM

Georg Styrbro
Direktör
Managing Director
ELSAM

Hans von Bülow
Direktör
Managing Director
Energistyrelsen
Observatør
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 Elektricitetsverk

Halldor Jonatansson
Direktör
Managing Director
Landsvirkjun

Kristjan Jonsson
Direktör
Managing Director
Statens Elverker

Norge

Sigurd Aalefjær
Direktör
Managing Director
NVE-Statskraftverkene

Arne Finstad
Direktör
Managing Director
Oslo Lysverker

Sigmund Larsen
Generaldirektör
Chairman of the Board and Chief
Executive
Norges vassdrags- og
elektrisitetsvesen (NVE)

Rolf Wiedswang
Samkjøringsdirektör
Managing Director
Samkjøringen 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 Ekberg
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 Helsingfors, 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
Afdelingschef, ELKRAFT A.m.b. A.
Danmark

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

K. Montonen
Avdelningsdirektör, Imatran Voima Oy
Finland

A. Palmgren
Direktör, Imatran Voima Oy
Finland

O. Gunnes
Fagsjef, NVE
Norge

R. Wiedswang
Samkjøringsdirektör
Samkjøringen av kraftverkene i Norge
Norge

S. Axelsson
Direktör, Sydkraft AB
Sverige

S. Göthlin
Överingenjör, Statens Vattenfallsverk
Sverige

L. Wiklund (sekreterare)
Civilingenjör, Statens Vattenfallsverk
Sverige

Planeringsutskottet ***Planning Committee***

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

P-F. Bach
Overingenjör, ELSAM
Danmark

M. Buchert
Direktör, Industrins Elproducenters
Förbund r.f.
Finland

L. Mäkelä
Diplomingenjör, Imatran Voima Oy
Finland

S. Fridgeirsson
Overingenjör, Statens Elverker
Island

G. Juliusson
Afdelingsingenjör, Landsvirkjun
Island

O. Guldseth
Sjefsingenjör, Nord-Trøndelag
Elektrisitetsverk
Norge

J. Tveit (ordförande)
Fagsjef, NVE
Norge

B. Lantz
Överingenjör, Sydkraft AB
Sverige

A. Lundberg
Överingenjör, Statens Vattenfallsverk
Sverige

A. Löf (sekreterare)
Avdelningsingenjör, Statens
Vattenfallsverk
Sverige

Värmeraftutskottet ***Thermal Power Committee***

M. Christophersen
Direktör, Isefjordværket I/S
Danmark

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
Teknologie licentiat
Imatran Voima Oy
Lovisa kraftwerk
Finland

T. Asvall
Överingenjör
Norges vassdrags- og
elektrisitetsvesen
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

Nordel 1984

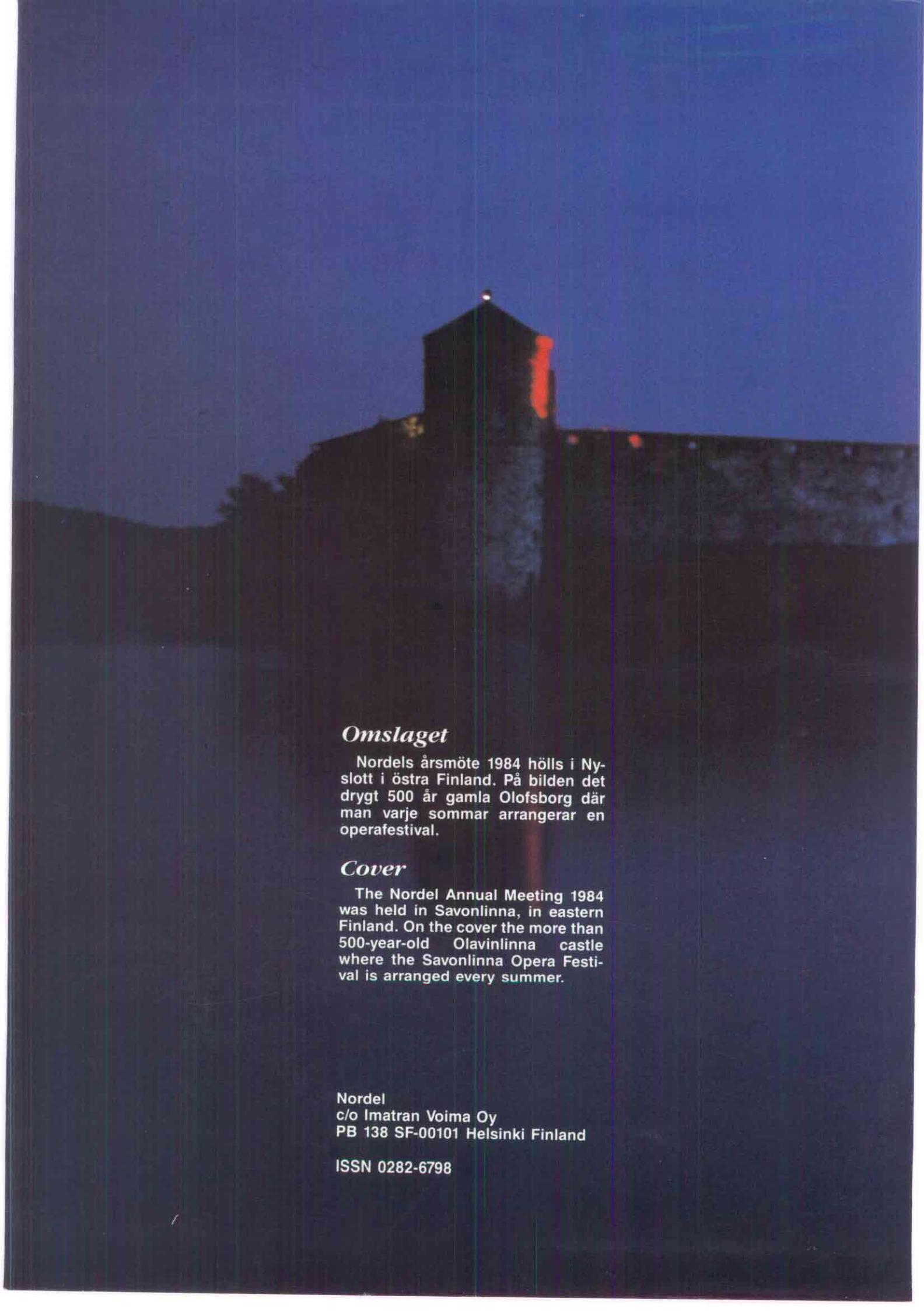
Nordels årsberättelse 1984 är utarbetad under ledning av Johnny Biström. Materialet är sammanställt av Anna-Liisa Perttilä. Statistikmaterialet är sammanställt av statistikkontaktmännen och sekreteraren i Planeringsutskottet.

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

Foto: Fotografierna har levererats av respektive lands kraftföretag och av bl.a. följande fotografer Bengt Johansson, Bo Dahlin, Göran Hansson, Mats Wibe Lund och Jussi Taipale

Tryckt hos F.G. Lönnberg, Helsingfors
1985

Anteckningar:



Omslaget

Nordels årsmöte 1984 hölls i Ny-slott i östra Finland. På bilden det drygt 500 år gamla Olofsborg där man varje sommar arrangerar en operafestival.

Cover

The Nordel Annual Meeting 1984 was held in Savonlinna, in eastern Finland. On the cover the more than 500-year-old Olavinlinna castle where the Savonlinna Opera Festival is arranged every summer.

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

ISSN 0282-6798