

Nordel
ARSBERÄTTELSE **1991**

Värdföretag för
Nordels årsmöte 1991
var Sydkraft.



Skånskt landskap med
Sydkrafts kärnkraftverk
Barsebäck i bakgrunden.
Foto: Arne Lindblad.

INNEHÅLL

Nordel	4
Utvecklingen 1991	5
Nordels verksamhet 1991	6
Danmark	11
Finland	15
Island	19
Norge	22
Sverige	27
Nordel och EG. Utveckling mot en friare kraftmarknad	31
Statistik	39
Nordels medlemmar	57
Nordels utskottsmedlemmar	58

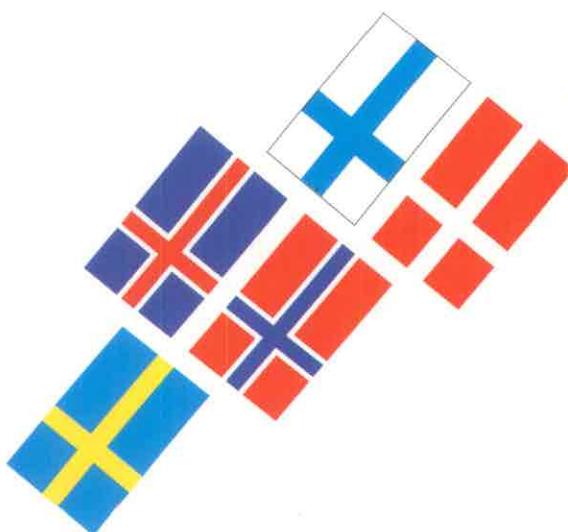
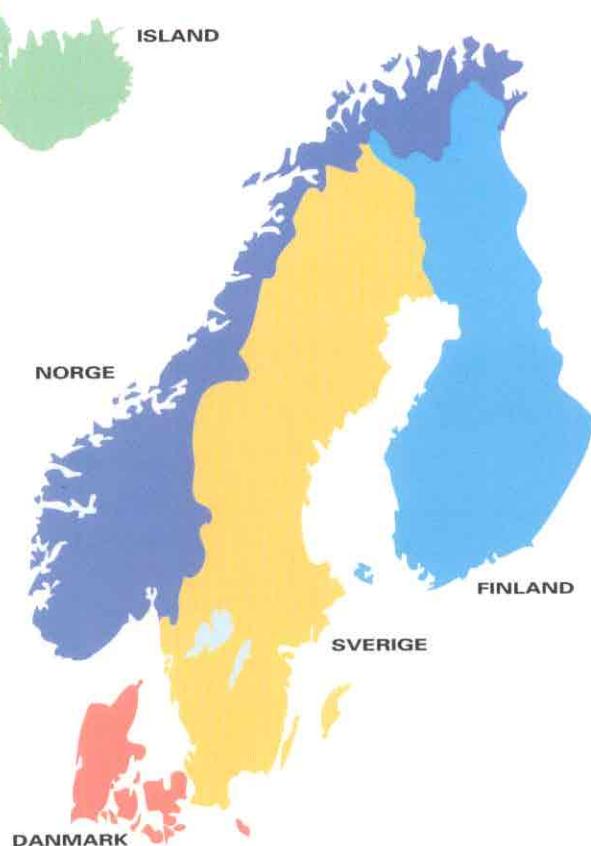
NORDEL

Nordel, som bildades 1963, är ett organ för nordiskt elkraftsamarbete. Nordel består av ledande personer inom kraftförsörjningen i Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige.

Nordel är ett rådgivande och rekommenderande organ med uppgift att främja internationellt, främst nordiskt samarbete när det gäller produktion, distribution och konsumtion av elektrisk energi.

Nordel har följande fasta uppgifter:

- att kontinuerligt följa utvecklingen av produktion och konsumtion av elektrisk energi i de nordiska länderna,
- att sammanställa de olika ländernas prognoser över konsumtionsutvecklingen och deras utbyggnadsplaner,
- att utge en årsberättelse som innehåller en översikt över verksamheten inom Nordel, översikter för de olika länderna, specialartiklar och statistik.



En stor del av Nordels arbete utförs av utskott och arbetsgrupper. Genom dessa är specialister inom alla områden av elförsörjningen tillgängliga.

För insamling av statistik och annan periodisk rapportering finns kontaktpersoner i de olika länderna. Inom Nordel finns det också kontaktpersoner i många internationella organisationer.

Nordels ordförande väljs för en treårsperiod. Ordförandeskapet cirkulerar mellan länderna. Ordföranden utser sekreterare och är ansvarig för sekretariatet.

UTVECKLINGEN 1991

Den internationella ekonomins avmattring nådde sin botton i mitten av 1991. Därefter har en ökad ekonomisk aktivitet kunnat noteras i de länder som ligger tidigast i konjunkturcykeln. Detta gäller länder som USA, Kanada och Storbritannien. Den japanska och den tyska ekonomin däremot förutses gå in i en lugnare utvecklingsfas. För OECD-länderna blev tillväxten under 1991 endast ca 1%.

Utvecklingen visar en stark variation från land till land. I Tyskland var tillväxten 3,2% och i Japan 4,5%. I Norden som helhet var tillväxten 0,2%.

Inflationstakten minskade något jämfört med året innan. Den utvecklingen förutses fortsätta mot bakgrund av den lediga kapaciteten som finns inom industrisektorn och på arbetsmarknaden inom hela OECD-området.

Den ekonomiska utvecklingen i de nordiska länderna präglades av den internationella lågkonjunkturen. Utvecklingen i Finland var särskilt dålig genom att handelsutbytet drabbades hårt av omvälvningarna i det tidigare Sovjetunionen.

BNP-utvecklingen var i Danmark +2% (föregående år +1%), Finland -6,1% (0,3%), Island 1,2% (0%), Norge 1,6% (1,8%) och Sverige -1,3% (1%).

Inflationen var högst i Sverige och Island med 8,1 respektive 7,2%. Den var i Finland 4,1%, i Norge 3,4% och i Danmark 2,3%. För OECD-länderna var genomsnittet 4,2%.

Arbetslösheten var hög i Danmark och Finland med 10,9 respektive 10,5%. Norge hade 5,5%, Sverige 2,7% och Island 1,5%. Genomsnittet för OECD var 7,0%.

Elkonsumentionen i Nordelländerna ökade under 1991 med knappt 2% från föregående år. Bruttokonsumtionen var 333 TWh exklusive 15 TWh tillfällig kraft till elpannor.

Utvecklingen varierade mellan länderna. I Danmark ökade konsumtionen med 3,4%. I Norge var ökningen 2,0%, i Sverige 1,9% medan den i Finland stannade vid

0,3%. Island redovisar en nedgång med 0,8%. Konsumtionen var i Danmark 32 TWh, i Finland 62 TWh, i Island 4 TWh, i Norge 101 TWh och i Sverige 133 TWh.

Elproduktionen uppgick till totalt 347 TWh under 1991. Vattenkraften är den främsta produktionskällan i Nordensystemet och svarade för 190 TWh, d v s 55% av totalproduktionen. Norge, med den största andelen vattenkraft, producerade 111 TWh. Produktionen i Sverige var 62 TWh, i Finland 13 TWh och i Island 4 TWh. Vattensituationen har under året varit i stort sett normal.

I det nordiska kraftsystemet finns totalt 16 kärnkraftsaggregat som producerade 92 TWh eller 26% av totalproduktionen. I Sverige producerades 74 TWh och i Finland 18 TWh. Kärnkraftens tillgänglighet har varit mycket hög.

Den konventionella värmekraften uppgick till 64 TWh, d v s 19%. Produktionen var i Danmark 33 TWh, i Finland 24 TWh och i Sverige 7 TWh. Kol var det viktigaste bränslet, medan naturgas, olja, biobränslen etc svarade för mindre andelar.

Därtill var det 1 TWh vind och geotermisk produktion.

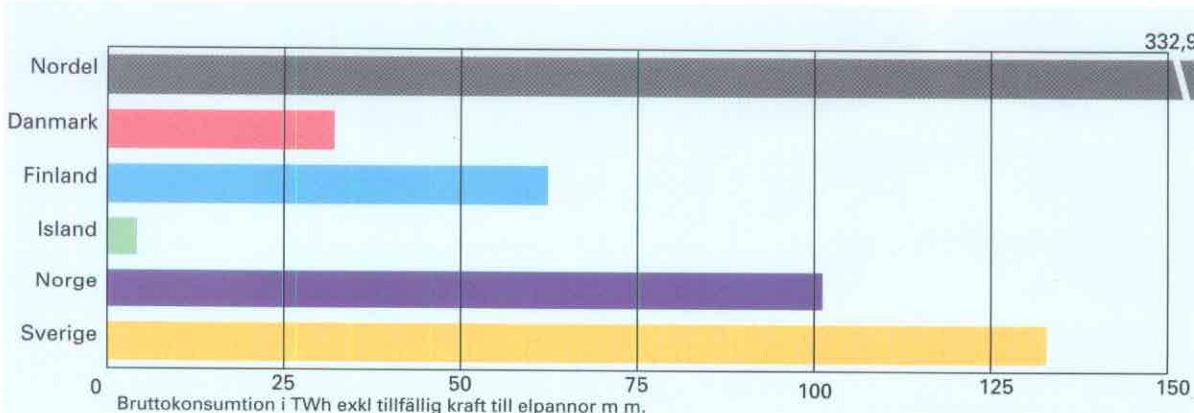
Kraftutbytena mellan Nordelländerna uppgick till 15 TWh. Utbytena utgjorde 4% av totala produktionen. Detta är en minskning från 32 TWh (9%) under 1990 till följd främst av minskad vattenkraftproduktion i Norge.

Sverige och Norge hade de högsta exportsiffrorna, 8 respektive 6 TWh.

Den högsta importen hade Sverige med 6 TWh. Danmark, Finland och Norge importerade vardera 3 TWh.

Den största nettoexportören var Norge med 3 TWh. De största nettoimportörerna var Danmark och Finland med vardera 2 TWh.

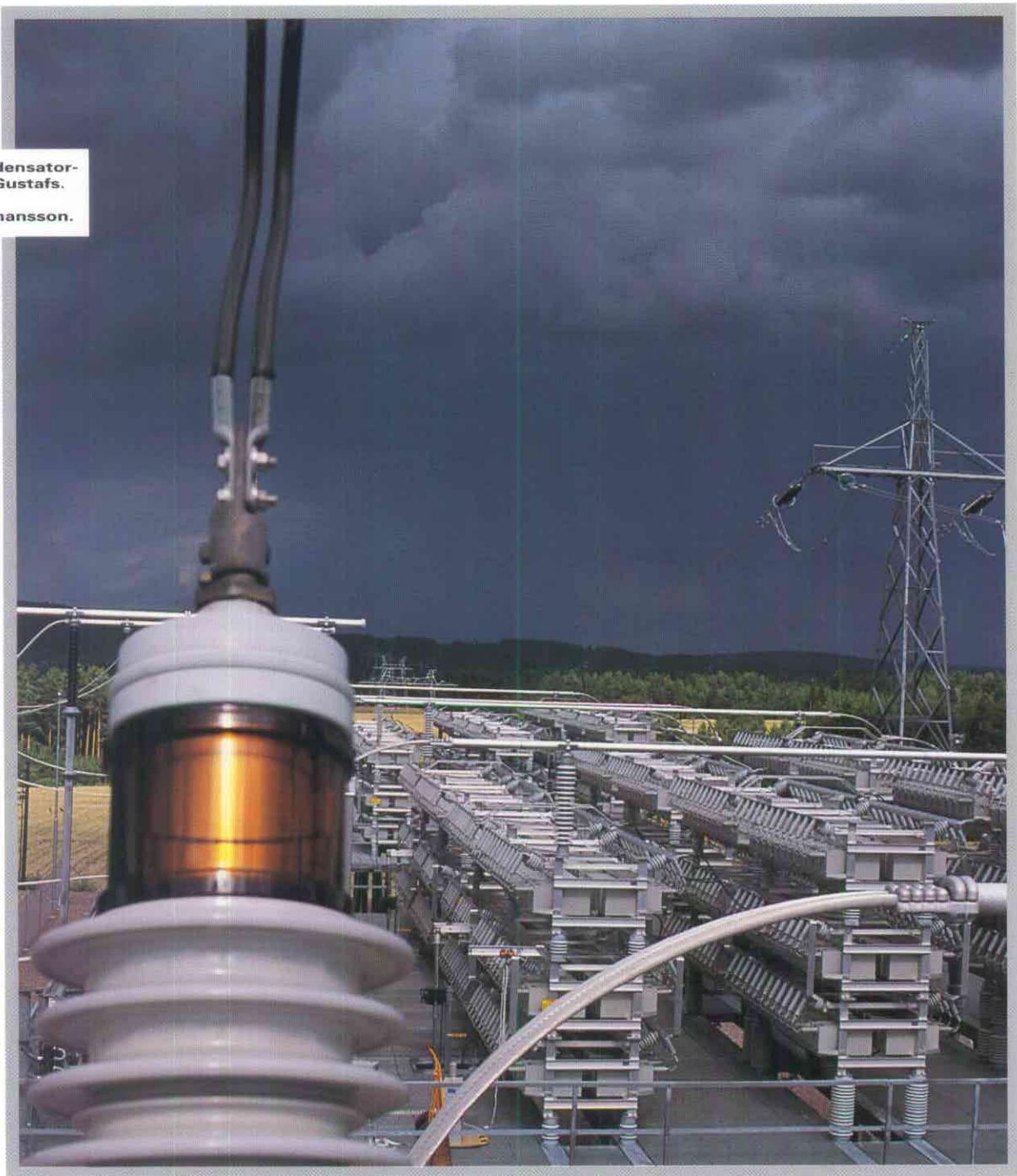
Utöver dessa utbyten importerade Finland 5 TWh från Ryssland och Danmark exporterade 4 TWh till Tyskland (varav 2 TWh tyskägd produktion belägen i Danmark).



NORDELS VERKSAMHET

1991

Seriekondensator-
station i Gustafs.
Foto:
Bengt Johansson.



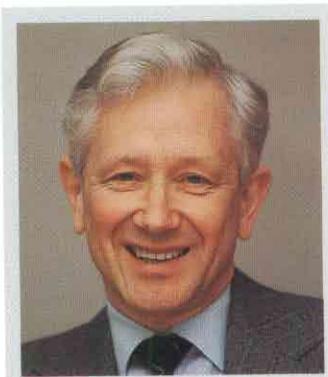
Nordels verksamhet har under året i hög grad präglats av strukturella förändringar av elmarknaden. Därmed har en för branschen mycket intressant utveckling inletts. Inom de enskilda nordiska länderna pågår diskussioner om framtida marknadsstruktur och i ett par av länderna har organisatoriska förändringar redan skett.

Inom den Europeiska Gemenskapen (EG) blir energi en av de varor och tjänster som kommer att omfattas av den inre marknaden. Danmark är ännu så länge det enda nordiska land som ingår i EG, men det är troligt att flera länder kommer att vara medlemmar redan inom några år. Nordel har därför stor anledning att följa utvecklingen inom EG. Vi gör detta dels genom Danmarks medlemskap, dels som associerad medlem i EUR-ELECTRIC, en samarbetsorganisation mellan kraftföretagen i EG-länderna.

Mot denna bakgrund har Nordel funnit det angeläget att analysera verksamheten och hur denna bör utvecklas. Under året har vi bedrivit ett omfattande utredningsarbete där ett stort antal personer från de nordiska länderna medverkat. Utvärderingen av detta arbete kommer att fortsätta under 1992. Jag hoppas att vi som ett resultat härav kommer att ytterligare kunna utveckla vårt samarbete och ännu bättre bidra till en för våra länder billig och säker elförsörjning. Viktigt är emellertid att utvecklingen hela tiden kontinuerligt anpassas så, att vi har full kontroll över förändringarna och att verksamheten kan fungera störningsfritt.

Kraftföretagen i de nordiska länderna har ett förtroendefullt samarbete med myndigheterna inom energiområdet. Som en del i detta samarbete träffas varje år representanter från Nordel och Nordiska Ministerrådets Ämbetsmannakommitté för Energipolitik. Årets möte hölls den 28 november i Helsingfors. Vid mötet utbyttes information och diskuterades aktuella frågor.

Under året har ett samarbete inletts med kraftföretagen i de baltiska länderna. Ett gemensamt seminarium hölls den 14 – 15 november i Riga med deltagande av representanter från Nordel och ett 20-tal representanter från de baltiska länderna. Ömsettlig information utbyttes om energisituation, organisatoriska förhållanden och samkörningsfrågor.



Lennart Lundberg Ordförande Nordel

Nordels årsmöte 1991 hölls den 22 augusti i Arild, Sverige. Som vanligt behandlades utöver strukturella förändringar inom elmarknaden även arbetsprogram för Nordels utskott och arbetsgrupper samt den aktuella och framtida kraftsituationen. Beträffande kraftsituationen noterades att krafttillgången kommer att vara god de närmaste åren, vilket till viss del beror på den svaga industrikonjunktur som råder för närvarande. En aktualiserad rekommendation om kapaciteten på samkörningsförbindelserna mellan Nordelländerna i stadiet år 2000 antogs. Information lämnades om förväntade nya ledningar mellan Nordelsystemet och det mellaneuropeiska kraftsystemet.

Nordelsamarbetet bygger på frivilliga insatser från ett stort antal personer inom ländernas kraftföretag. Då vi nu befinner oss i en förändringsprocess har arbetet under det gångna året varit mer intensivt än vanligt. Jag vill därför hjärtligt tacka för alla engagerade insatser under året.

L. Lundberg

DRIFTUTSKOTTET

Utskottet har fortlöpande behandlat aktuella samkörningsfrågor såsom kraftsituationen i de nordiska länderna, kraftutbytena länderna emellan, driftsäkerhet och drifttekniska frågor. Inga driftstörningar av större omfattning har inträffat under det senaste driftåret.

De av Driftutskottet sammaställda effekt- och energibalanserna för de närmaste tre åren, 1992 – 1994, visar att balanserna är acceptabla.

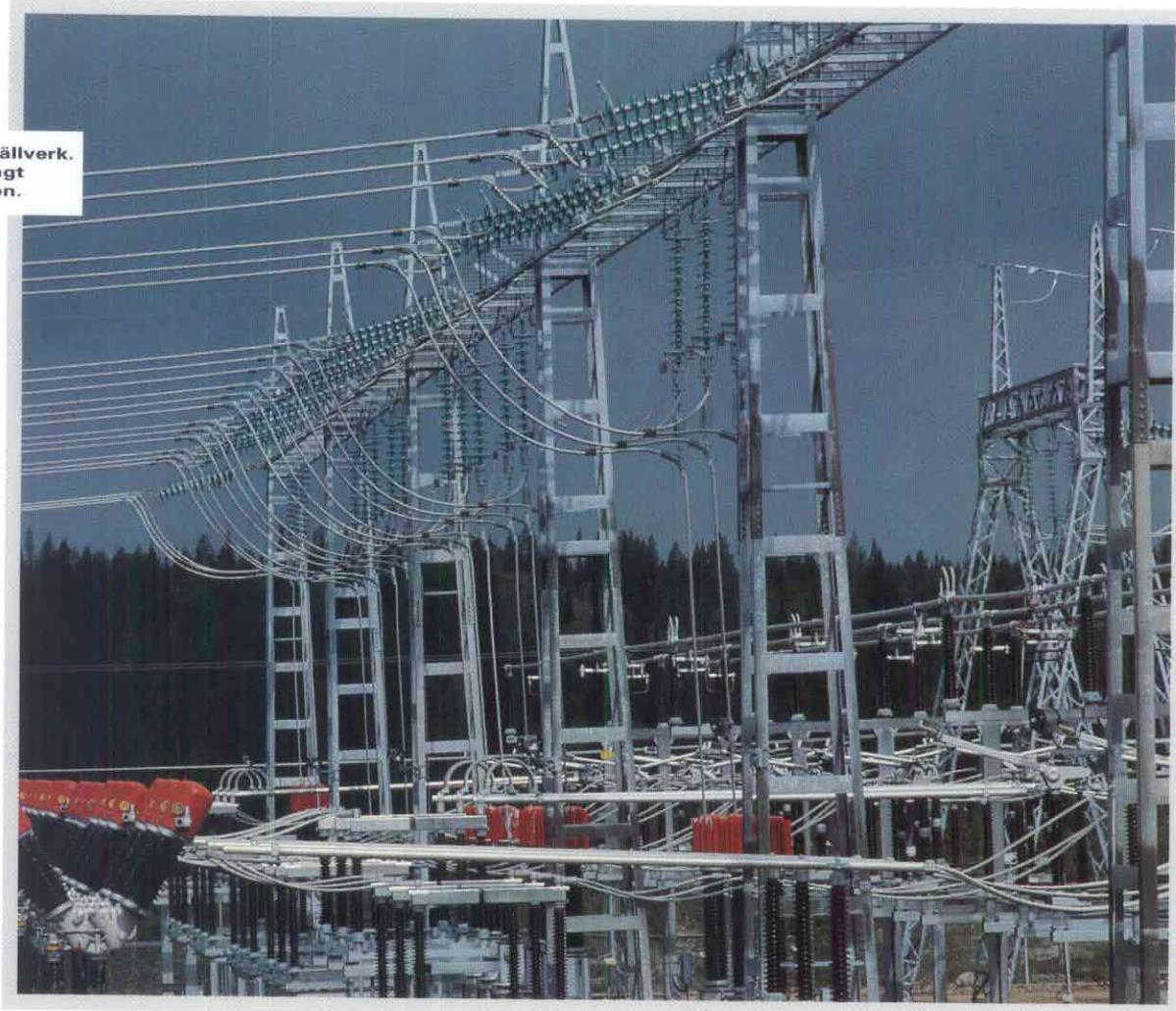
Driftutskottet följer och analyserar arbetet med EG-kommisionens förslag om utökat elkraftsamarbete inom EG. Direktivet om transiteringsrätt för elproducenter trädde i kraft 1 juli 1991 och ett förslag rörande den framtida utvecklingen lades fram av kommissionen i januari 1992.

Driftutskottet arbetar aktivt med frågan om hur en öppnare elmarknad påverkar det nordiska elkraft-

samarbetet. En preliminär rapport "Framtida marknadsutveckling och transitering inom Nordel" presenterades för Nordels årsmöte 1991.

Ett förslag till "Rekommendation om allmänna principer för långsiktig transitering" har utarbetats. Rekommendationen syftar till att transitering genom överordnade transmissionsnät skall kunna ske inom hela Nordelområdet på sätt som uppfyller kraven i EG:s direktiv om transit av elektricitet.

400 kV ställverk.
Foto: Bengt Johansson.



Dessutom har ett förslag till "Rekommendation om överföringsavgifter på kraftutbyten" utarbetats. Målsättningen är att rörlig avgift på överföring av tillfällig kraft skall motsvara verklig rörlig kostnad.

De två nämnda rekommendationsförslagen kommer att behandlas ytterligare inom Nordel under 1992.

Tre arbetsgrupper har bearbetat följande tre frågor som har betydelse för arbetet med att ytterligare förbättra Nordelsamarbetet:

- Vilken driftinformation bör löpande utväxlas i syfte att ytterligare befrämja och förbättra samkörsningen inom Nordel?

Arbete pågår för att utveckla de tekniska förutsättningarna för att effektivt kunna öka informationsutbytet.

- Vad skulle övergång till ett kraftbörssystem inom Nordel innebära jämfört med dagens system?

Driftutskottet bedömer att en kraftbörs enbart kan hantera tillfällig kraft. Först om alla länder etablerat nationella börsar kan man undersöka hur dessa skulle kunna samverka antingen via gemensam Nordelbörs eller enligt andra regler.

- Kan samkörningsnyttan inom Nordel beräknas med hjälp av den svenska modellen för leveranssäkerhetskontroll? Beräkningar indikerar att leveransförmågan i Nordelsystemet ökat markant genom samkörsningen. Det är viktigt att detta så långt som möjligt beaktas i planeringen av kraftsystemet.

Driftutskottet medverkar i Nordels utvecklingsprojekt med målsättningen att utreda en ny samarbetsmodell för Nordel och hur samköringssystemet kan utvecklas.

Driftutskottet har för Nordels

årsberättelse 1991 förberett en specialartikel om "Nordel och EG. Utveckling mot en friare kraftmarknad".

Driftutskottets arbetsgrupp för systemfrågor, NOSY, har arbetat vidare med drifttekniska frågor för Nordelsystemet, bl a med att precisera och å jour-hålla aktuella driftmässiga överföringsgränser för samköningsförbindelserna att delta i pågående arbete med översyn av Nordels nätdimensioneringsregler att sammanställa regler för reglering av spänning och reaktoreffekt samt utvärdera hur risken för spänningsskollaps beaktas i dessa att kartlägga alla befintliga nätskyddsfunktioner i Nordelsystemet samt arbeta vidare med utvärdering av nätskyddens koordinering.

PLANERINGSUTSKOTTET

Nordels utvecklingsprojekt syftar till att anpassa Nordels organisation och arbetsformer till bästa möjliga förutsättningar för att Nordel aktivt skall kunna delta i den integrerade europeiska elmarknad som håller på att växa fram.

Planeringsutskottet har sammordningsansvaret för arbetet med projektet där också såväl de båda övriga Nordelutskotten som medlemmarna i Nordel medverkar. Projektet bedrivs i fyra arbetsgrupper: "Samarbetsmodeller", "Produktion, transmission, samkörning", "Elmarknader" samt en "Scenariogrupp". Sistnämnda grupp analyserar om de tre övriga gruppernas förslag är ändamålsenliga och robusta för olika påverkan från omvärlden. Planeringsutskottets Nät- och Produktionsgrupper bidrar också med underlag.

Preliminär redovisning om projektet kommer att ske dels vid ett extra Nordelmöte i februari 1992 och dels vid en Nordelkonferens i april 1992 (se nedan). Slutlig redovisning och Nordels ställningstagande sker vid Nordels årsmöte i augusti 1992.

En Nordelkonferens om förväntad utveckling av det nordiska elsam arbetet i ett Europa under förändring hålls i april 1992.

Förutom personer engagerade i det nordiska elsam arbetet och i övrigt inom nordiska elföretag har till konferensen inbjudits representanter för branschorganisationer inom energiområdet samt för politiska partier och departement. Vidare har inbjudits ett mindre antal representanter från några europeiska samarbetsorganisationer på elområdet och några europeiska kraftföretag i Nordels närområde.

Konferensen hålls på skandinaviska språk med tolkning till engelska för deltagare från länder utom Norden.

Omfattande arbete har genomförts beträffande översyn av Nordels nätdimensioneringsregler från 1972,

vilka regler har medverkat till att man fått ett väl fungerande kraftsystem där samkörningsförbindelserna integrerats som en del i det maskade nätet.

Förslag till slutrapport samt rekommendationsförslag för nya regler har tagits fram och kommer efter remissbehandling av nordiska kraftföretag och inom Nordelorganisationen att redovisas till Nordels årsmöte i augusti 1992.

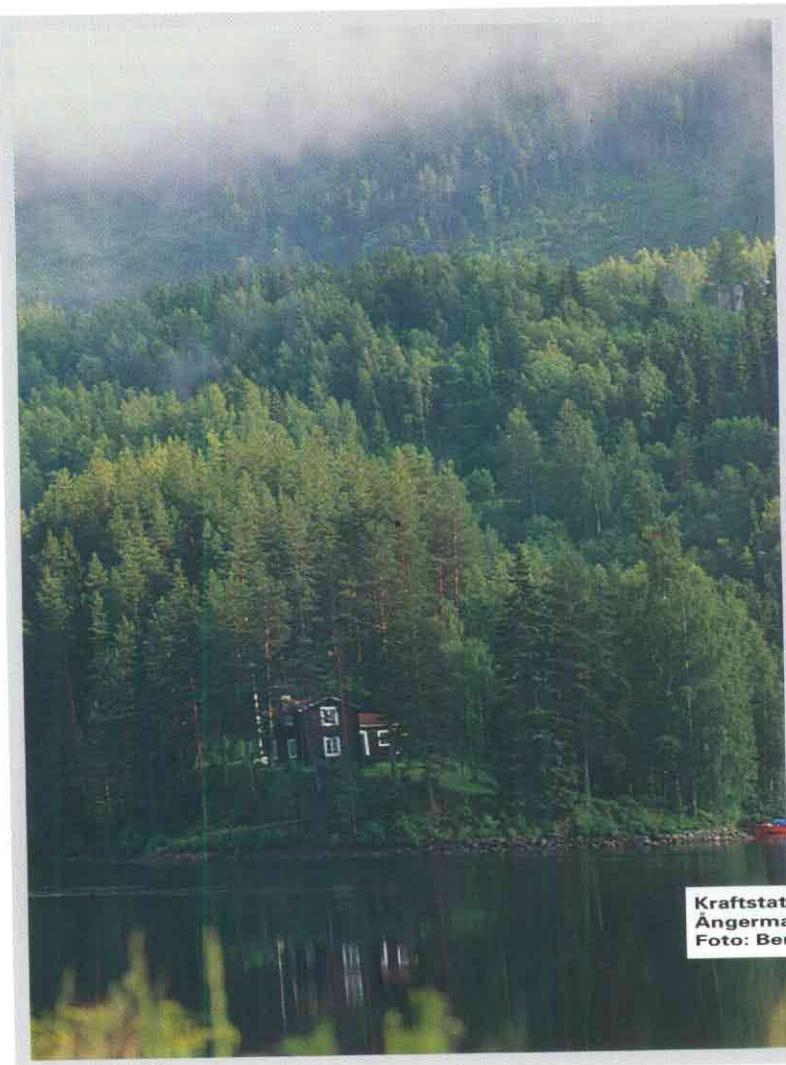
De nya reglerna skall ännu bättre än tidigare framhäva det samkörande näts styrka. De skall i första hand utgöra en bas för den nätdimensionering som påverkar samkörningen och det samkörande näts driftsäkerhet. Däremot skall den regionala nätdimensioneringen ges större frihet än tidigare. Reglerna bedöms ge en mer balanserad

dimensionering av Nordelsystemet, vilket också bör leda till bättre optimal avvägning mellan investeringar, förluster och avbrotskostnad.

Reglerna söker vidare relatera till konsekvenserna av olika felfall. Tillätna konsekvenser definieras för att möjliggöra bättre hänsynstagande till sannolikheten för olika feltyper. För mera sällsynta fel tillåts svårare konsekvenser än för mera vanligt förekommande fel.

Ad hoc-gruppen redovisade till ett Cigré-symposium i Kanada i september 1991 en rapport som redogjorde för arbetet med översynen av nätdimensioneringsreglerna.

Inom Nätgruppen pågår fortlöpande studier om utvecklingen av den nordiska samkörningen samt behov av åtgärder i interna nät och sam-



Kraftstationsmagasin i
Ångermanälven.
Foto: Bengt Johansson.

körningsförbindelser. Arbete har i gångsatts med att utveckla en strategi om den framtida nätsstrukturen inom Nordel.

Viktiga händelser i de nordiska elsystemen har motiverat en översyn av den vid Nordels årsmöte 1990 antagna rekommendationen om överföringskapaciteter på sakkörningsförbindelserna i stadium 2000. Förslag till aktualisering av rekommendation redovisades till och godkändes av Nordels årsmöte i augusti 1991 (redovisas ej här). Den snabba utvecklingen vad gäller sakkörningskapacitet mellan Nordelländerna och även med länder utan-

för Nordel har medfört behov av att i fortsättningen göra årlig översyn av rekommendationen om överföringskapacitet.

Slutarbete pågår med en rapport om miljövänlig kraftöverföring. Rapporten planeras redovisad till Nordels årsmöte i augusti 1992.

Produktionsgruppen har gjort omfattande produktions- och kapacitetsberäkningar på Nordelsystemet i stadium 2000. I detta arbete ingår också preliminär belysning av konsekvenser på Nordelsamkörningen genom utbyggnad av förbindelser mellan Nordel och övriga Europa.

Arbetet planeras avslutat under 1992.

Till Cigré-symposiet i Kanada i september 1991 redovisade Produktionsgruppen rapporten "Multiarea Power Reliability Evaluation in the Nordel System".

Aktivt samarbete sker mellan utskottets Nät- och Produktionsgrupper. Den koordinerade planering av nät och produktion som blir en följd därav ger förutsättningar för fördjupade analyser på Nordelsystemet och därmed säkrare resultat.

MILJØ- OG PRODUKTIONSUDVALGET

Miljø- og Produktionsudvalget ser det som sin hovedopgave at profile re Nordel indenfor miljø og medvirke til, at miljøhensyn bliver en stadig vigtigere del af arbejdet indenfor Nordel.

Med henblik på dette har udvalget igangsat en række udredninger omkring elproduktion og miljø.

Nordiske myndighedskrav til luftforurening fra energiproducerende anlæg beskrives og sammenlignes i en rapport. Det konstateredes, at grænseværdierne i de forskellige lande er angivet på meget forskelligt grundlag.

På trods af forskelle i detaljudformningen er det dog vurderingen, at standarden for luftmiljøet er ensartet i de nordiske lande.

En anden rapport, primært baseret på danske erfaringer, beskriver de miljømæssige påvirkninger fra vindkraften, og hvorledes interesse modsætninger omkring udbygning med vindkraft søges reguleret gennem lovgivningen.

En rapport, som beskriver miljøforhold ved vandkraft, er under udarbejdelse. Desuden har udvalget udarbejdet en Nordel miljøstatistik.

Et emne, som udvalget har arbej-

det meget med, er drivhuseffekten.

Udgangspunktet har været, at selv om der fortsat er usikkerhed om den præcise videnskabelige sammenhæng, bør man stræbe efter at reducere udsendelsen af drivhusgasser.

Udvalget har derfor vurderet hvilke initiativer og aktiviteter til at reducere udsendelse af drivhusgasser, der kan tages af de nordiske elselskaber under hensyntagen til økonomi, forsyningssikkerhed og nationale energipolitikker.

Udvalget har desuden igangsat arbejde vedrørende vurdering af miljørevisioner og miljøpolici hos de nordiske elselskaber.

I praksis udføres arbejdet omkring miljø i udvalgets Miljøgruppe.

Udvalget har også i forbindelse med Nordels udviklingsprojekt arbejdet for, at der skal tages meget hensyn til miljøet, og at de ansvarlige for elforsyningen bør tilstræbe at reducere miljøbelastning. Et intensivt Nordelsamarbejde vil kunne bidrage til dette. Det er vurderingen, at Nordels største muligheder ligger i at bidrage til yderligere reduktion af den regionale luftforurening med SO_2 og NO_x , samt den globale med drivhusgasser.

Udvalgets Drifts- og Vedligeholdesgruppe har afholdt seminar for ca. 60 vedligeholdelseschefer.

Emnerne på seminaret var primært driftserfaring med miljøanlæg, levetidsvurdering af kraftværkskomponenter og fremtidens muligheder med nye materialer i komponenterne.

I lighed med tidligere har en arbejdsgruppe udarbejdet tilgængelighedsstatistik, som viser driftsresultaterne for de nordiske varmekraftenheder.

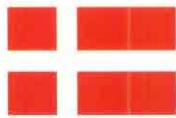
Udvalgets Teknologigruppe har udarbejdet oversigt over de demonstrationsanlæg med ny produktions teknik, som de nordiske elselskaber arbejder med.

Oversigten medvirker således til at udveksle know-how om ny produktionsteknik indenfor Nordel.

Teknologigruppen har færdiggjort en rapport om gasturbiner. Rapporten giver overblik over gasturbiners tekniske stade med vægt på virkningsgrader og emissioner.

Teknologigruppen har også udarbejdet en rapport om vindkraft, som sammenfatter vindkraftens tekniske stade, muligheder og begrænsninger.

DANMARK



Pram for nærimport og lokaldistribution af kul til kraftværkene.
Foto: ELKRAFT.



ENERGIPOLITIK

En af hovedmålsætningerne i dansk energipolitik har i mange år været mindsket afhængighed af importeret brændsel. Anvendelsen af dansk energi er øget støt, især på grund af den stigende produktion af olie og gas i den danske del af Nordsøen.

I 1991 steg andelen af dansk energi i det samlede bruttoenergi-forbrug til 61% fra 51% året før. Olie- og gasproduktionen i den danske del af Nordsøen blev for første gang så stor, at den svarede til Danmarks forbrug af olie- og gasprodukter – 101% mod 84% året før. I alt blev der produceret 7,1 mio. tons olie og 3,7 mia. m³ naturgas.

En anden energipolitisk målsætning er, at elproduktionen skal ske på basis af et energimix, bestående af kul, naturgas og vedvarende energi. I sidstnævnte gruppe vil vind, halm og biogas indtil videre være dominerende. Herudover prioriteres forbedret energieffektivitet højt i såvel produktion som forbrug, både af økonomiske og miljømæssige årsager.

Kul vil i mange år udgøre langt den største del af brændselsforbruget på danske kraftværker, hvor ny teknologi, bl.a. kulforgasning, sikrer væsentligt mindre miljøbelastning end ved produktion på bestående, ældre anlæg.

Den forudsatte anvendelse af naturgas på længere sigt kom på plads i 1991 ved undertegnelsen af en principaftale mellem ELKRAFT/ELSAM og Dansk Naturgas A/S. Aftalen omfatter leverancer på 300 mio. m³ om året fra 1994 til år 2020. På københavnske kraftværker gennemføres til 1994 naturgasprojekter, der sikrer at størsteparten af gassen bliver brugt, hvor den miljømæssigt vil gøre størst nytte.

I december vedtog folketingenet et lovkompleks om CO₂-afgift. For industri bliver afgiften 50 kr pr. ton fra 1.1.1993, for private 100 kr pr. ton. På elområdet gennemføres afgiften ved en nettoforhøjelse i forhold til eksisterende afgifter på 5 øre/kWh for såvel industri som private.

Energitugt industri har dog mulighed for op til 90% refusion og kan også opnå tilskud i forbindelse med energibesparende indsatser. Desuden indføres der et generelt tilskud på 10 øre/kWh til el produceret på vindmøller og centrale kraftvarmeværker fyret med miljøvenligt brændsel. For private vindmølleejere øges dette tilskudd til 27 øre/kWh.

Den politiske udvikling i EF inden for energiområdet vil få stor betydning for danske elselskaber. Det gælder

der ikke mindst liberaliseringen af elmarkedet, hvor første fase gennemførtes i 1991 med ikraftræden af EF's transiddirektiv. Danmark har efterkommet dette direktiv med virkning fra 1. juli gennem en justering af bevillingsvilkårene for ELKRAFT og ELSAM.

Planerne for en videregående åbning af markedet har udviklet sig kraftigt i 1991. Planerne omfatter yderligere to faser. Den første af disse faser skal være gennemført 1.1.1993, og ser ved årets slutning ud til at skulle omfatte:

- Et ensartet bevvillingssystem.
- Særlige og gennemskuelige regnskaber for produktion, transmission og distribution i lodret integrerede selskaber. Desuden må transmissionsdelens systemoperator generelt ikke købe eller sælge elektricitet. Undtagelserne omfatter bla. enheder under 25 MW baseret på kraftvarme, vedvarende energi og affald.
- Trediepartsadgang, dog begrænset til virksomheder, hvis årsforbrug overstiger 100 GWh, samt distributionsselskaber eller samarbejdende grupper af distributionsselskaber, hvis årlige salg overstiger 3% af landets samlede elforbrug. De enkelte lande kan vælge at sætte grænserne lavere, ligesom

de skal stå frit med hensyn til at pålægge distributionsselskaberne forsyningspligt.

Fra 1.1.1996 skal sidste fase gennemføres, men det fremgår endnu

ikke på hvilken måde.

Når/hvis aftalen mellem EF og EFTA om det Europæiske Økonomiske Rum (European Economic Area - EEA) bliver undertegnet, vil

EF's regler også gælde i de andre nordiske lande.

En nærmere redegørelse om Nordel og EF findes i specialartiklen side 31.

ELKONSUMTION

Det samlede elforbrug i Danmark blev i 1991 32,2 TWh, en stigning på 3,4% fra 1990. Det væsentligt mildeste vejr i 1990 i forhold til 1991 er hovedårsagen til, at forbrugsstigningen blev større end ventet. Stigningen ville være blevet ca. 1,6 %, hvis vejrførholdene i de to år havde været ens.

Fordelt efter sektorer skønnes elforbrug og stigningstakt at have været som følger:

30%	industri	2,5%
31%	handel og service	3%
31%	private boliger	4%
8%	landbrug m.m.	4%

Vejrets indflydelse på stigningstakten var særlig markant i boligsektoren, hvor en vejrkorrektion ændrer de 4% stigning till ca. 1% fald.

Elværkerne har i foråret 1991 besluttet at forstærke arbejdet med at sikre rationel anvendelse af elek-

tricitet og undgå unødig forbrug. De samlede omkostninger ventes at blive omkring 130 mio. kr pr. år, svarende til knap 1/2 øre pr. kWh leveret til forbrugerne. Målet for dette arbejde er, at elforbruget i slutningen af 90'erne bliver godt 1,5 TWh mindre om året end det ellers ville have været. På denne baggrund baseres prognoserne for de kommende års elforbrug på godt 2% stigning om året.

ELPRODUKTION

Elproduktionen i Danmark dækkede såvel landets elforbrug som en nettoeksport på 6,1%. Målt i forhold til landets elforbrug fordelte produktionen sig som følger:

102,4%	Dampkraft og gas/diesel på centrale værker
1,4%	Decentrale kraftvarmeværker
2,3%	Vedvarende energi, hovedsagelig vind
106,1%	Produktion i Danmark, i alt

Tidligere års betydelige nettoimport af elektricitet er således i 1991 afløst af en moderat nettoeksport.

Årsagen er, at tilgangen af vandkraft i Norge og Sverige blev moderat som følge af en mere normal nedbørssituation end i de to foregående, nedbørsrike år.

Opgørelsen over elproduktion i Danmark omfatter hele Enstedværkets produktion, hvoraf Preussen-Elektra's andel er eksporteret til Tyskland.

I samproduktion med elektricitet leverede kraftværkerne 61 190 TJ fjernvarme eller 15% mere end den korrigerede leverance i 1990. Den

tidligere nævnte klimatiske forskel mellem de to år har i sig selv givet en væsentlig stigning i forbruget. En anden væsentlig årsag til forbrugsstigning er den fortsatte omlægning fra ren fjernvarmeforsyning til kraftvarme, der i 1990/1991 var særlig omfattende i det østlige Danmark, bl.a. på grund af idriftsættelsen af Avedøreværket i efteråret 1990.

Kraftværkerne forbrugte i 1991 brændsel svarende til 13,2 mia. tons kul med en kulandel på 92%. Udover kul blev der brugt knap 0,3 mia. tons olie og knap 0,2 mia. m³ naturgas.

I 1991 idriftsattes Fynsværkets nye 387 MW kraftvarmeblok 7 med kontinuerlig overbelastningsevne 39 MW, og med maksimal varmedydelse 450 MJ/sek. Desuden blev Amagerværkets blok 1, 136 MW, og Asnæsværkets blok 2, 145 MW, taget i brug efter renovering, der gav forlænget levetid og højere ydeevne.

Endvidere blev Studstrupværkets blok 1, 152 MW, taget i drift to år efter de omfattende brandskader i kontrolrum og elanlæg.

Den samlede ydeevne på årets

nye centrale kraftvarmeværker blev 87 MW (elværksejede). På vindkraftområdet idriftsattes i alt 68 MW, heraf 12 MW i elværksejede anlæg og 56 MW i private. Særlig bemærkelsesværdig var idriftsættelsen af verdens første havmøllepark ved Vindeby et par km ude i havet NV for Lolland. Parken består af elleve 450 kW møller, tilpasset de hårde påvirkninger på havet.

I årets løb er en række gamle kraftværksanlæg med samlet ydeevne 312 MW taget ud af den ordinære planlægning.

Idriftsættelsen af det avancerede SNOX-anlæg på Vendsysselværkets 305 MW blok 2 samt afsvøllingsanlægget på Fynsværkets blok 7 betyder, at i alt 6 blokke med samlet ydeevne på 1 850 MW nu får renset røgen for mere end 90% af svovlet. På én af blokkene, 305 MW, rentes røgen desuden for 95% af kvalstof-oxiderne. Ved årets slutning var yderligere to afsvøllingsanlæg og ét de-NO_x anlæg til blokke med samlet ydeevne på knap 1 350 MW under bygning.

Byggeriet af en ny kul/oliefyret kraftvarmeblok på Vestkraft fort-

satte med henblik på idriftsættelse medio 1992. El- og varmeydeevnen bliver henholdsvis 375 MW og 460 MJ/sek.

Danske elværkers anlægsplaner er under bestandig tilpasning. Blandt ændringerne i 1991 skal nævnes følgende: De to hidtidige kulfor-gasningsprojekter i samarbejde mellem ELKRAFT og Sydkraft, hhv. ELSAM og PreussenElektra, er stillet i bero, samtidig med at muligheden for et ELKRAFT/ELSAM-samarbejde om fælles videre udvikling på dette område undersøges.

Endvidere besluttede ELKRAFT, at H. C. Ørstedværket skal ombygges fra kul- til naturgasfyring, samt

at der til erstatning for andre kulfyrede anlæg skal bygges et nyt 60 MW gasturbineanlæg på Svane-mølleparken, alt til færdiggørelse i 1994. Endelig traf ELSAM beslutning om to højeffektive 400 MW kraftvarmeblokke og en 6 MW hav-møllepark. Planerne for de to store anlæg omfatter en gasfyret 395 MW blok på Skærbækværket til idriftsættelse 1997, og en kulfyret 385 MW blok på Vendsysselværket til idriftsættelse 1998.

Herudover ventes der i resten af dette årti idriftsat 500 – 1 000 MW i decentrale og mindre kraftvarme-værker med blokstørrelser fra få MW til over 50 MW. Endelig skal

der i henhold til en ny, politisk aftale idriftsættes yderligere 100 MW el-værksejet vindkraft før 1994.

På udviklingsområdet har EL-KRAFT og ELSAM i 1991 deltaget i forundersøgelser for etablering af et bølgeenergianlæg ud for Hanstholm på den jyske vestkyst. Der er ikke hermed taget endelig stilling til deltagelse i en egentlig etablering af forsøgsanlægget.

Herudover arbejdes der på udvikling af brændselsceller af Solid Oxide-typen i et bredt dansk sam-arbejde mellem elværker, industri og forskningsinstitutter.

DET PRIMÆRE HØJSPÆNDINGSNET

Der blev i 1991 indgået to omfat-tende, langsigtede aftaler om ud-landsforbindelser og udveksling af elektricitet. I forsommeren faldt ELSAM's aftale med Statkraft på plads, og senere på året kom ELKRAFT's aftale med VEAG.

Statkraftaftalen omfatter en tredie pol på Skagerrak-forbindel-sen, hvilket fra oktober 1993 øger overføringsevnen til 1 000 MW; des-uden får ELSAM fra samme dato fastkraftleverancer på 440 MW, som

medio 1996 ændres til 440 MW pumpekraft i en længere årrække. Endelig indeholder aftalen bestem-melser om gendidige transitrettigheder.

Aftalen med VEAG, der er ans-vær 600 MW. ELKRAFT bygger og finansierer anlægget, og VEAG bi-drager til forrentning af afskrivning gennem en fastkraftaftale, hvor ELKRAFT fra 1996 til 2006 stiller 350 MW til rådighed for VEAG.

ELSAM traf i 1991 beslutning om at færdiggøre den jyske 400 kV ringforbindelse til 1995 bl.a. for at forbedre udvekslingsmulighederne. Projektet omfatter bygning af 100 km 400 kV ledning.

ELPRISE R

Elpriserne faldt en smule i begyndelsen af året, en halv øre/kWh, i gennemsnit, og var herefter stort set uændrede året igennem. Ved års-skiftet 1991/1992 faldt prisen med omkring 2 øre/kWh.

Den gennemsnitlige forbruger-pris ved et årligt forbrug på 2000 kWh er herefter 59 øre/kWh. Elafgift og moms bringer den sam-lede betaling op på 115 øre/kWh. Ved 15 000 kWh/år er de tilsvaren-

de priser 43 og 92 øre/kWh.

En industri med årsforbrug 2,5 GWh betaler i gennemsnit 37 øre/kWh.

FINLAND



Finlands nordligaste transformatorstation i Utsjoki vid 220 kV-ledningen till Norge.
Foto: K Westerberg.

ENERGI POLITIK

Energipolitiska rådet lämnade i september ett förslag till handels- och industriministeriet om en nationell energistrategi. Regeringen ger sedan sin energipolitiska redogörelse till riksdagen i februari 1992.

Målet med energistrategin är att trygga energitillförseln, effektivera energisystemet och dess ekonomi och minska miljöskador orsakade av energiförsörjningen. Till det senare hör behovet av att begränsa utsläppen. Detta förutsätter betydande förändringar i energiförbrukningens mängd och struktur.

Ökningen av energiförbrukningen bör dämpas med ett sparprogram och i produktionen bör renare produktionsformer gynnas. Som styrmedel har föreslagits bl a en gradvis skärpt energibeskattning, mångdubbla statliga medel till forskning, utvecklingsarbete och investeringar inom branschen samt skärpta normer för energiförbrukningen.

För att öka effektiviteten och lönsamheten borde energimarknaden öppnas alltmer för inhemsk och utländsk konkurrens. Förslaget till energistrategi tar inte ställning till kärnkraften.

En utredning av handels- och industriministeriet om möjligheter att spara energi i Finland blev färdig i maj. Enligt ministeriet är det möjligt att spara med teknologiska medel, genom beteendeförändringar, och genom att avstå från s k onödig förbrukning.

De tekniska möjligheterna har bedömts utgående både från den teknologi som idag finns att få och den teknologi som ännu befinner sig på prototypstadiet. Ministeriet uppskattar sparpotentialen till drygt 10%, om man avstår från onödig förbrukning och gör lönsamma investeringar med dagens bästa teknologi.

I samband med den energipoli-

tiska redogörelsen förbereder handels- och industriministeriet ett program om statliga åtgärder som skulle främja energisparandet.

Inom elbranschen har man också aktivt undersökt möjligheter till energisparande, förberett sparstrategier och startat olika projekt för att främja effektiv användning av energi.

Det i våras framlagda förslaget till ekonomiska styrmedel för miljöskydd mötte en nästan enbart negativ attityd från näringslivet, och inga beslut om utsläppsavgifter har fattats. I budgeten för 1992 ingår de år 1990 introducerade kolbaserade miljöavgifterna för bränslen på en högre nivå. Miljöavgifterna höjde elpriset med ca 2 mark/MWh under 1991.

I sitt i juni lämnade betänkande koncentrerade sig koldioxidkommissionen på att granska potentiella



inverkningar som olika föreslagna åtgärder har på utsläppen. Enligt kommissionen kan man inte enbart genom effektiveringsåtgärder uppnå internationellt diskuterade utsläppsnormer.

Miljöministeriet har tillsatt en ny kommission (Koldioxidkommision II) som fortsätter den föregående kommissionens arbete och utredar hur en minskning av koldioxid och andra växthusgaser i Finland kan åstadkommas. En annan

uppgift är att utarbeta ett program för begränsning av utsläpp av växthusgaser. Arbetet skall vara färdigt i slutet av 1993.

Svavelkommision II tillsattes i mars med uppgift att utarbeta ett program för att minska svaveldioxidutsläppen med 80%. I sitt mellanbetänkande har kommissionen framlagt ett förslag om att utvidga användningen av lågvävlig (<1%) tung brännolja i hela landet.

Riksdagen godkände i oktober 1991 ett avtal om ett internationellt energiprogram och dess lagstiftning. I och med avtalet är Finland medlem i OECD:s energiorganisation IEA från och med början av 1992. IEA gjorde en djupgående analys av Finlands energiförsörjning som publiceras i februari.

På basen av resultaten föreslås eventuella åtgärder för en skärpling eller ändring av landets energipolitik.

ELKONSUMTION

Finlands totala energiförbrukning sjönk med ca 1% till 30,3 Mtoe 1991. Detta berodde på att industrin och trafiken förbrukade mindre energi. Elektricitetens andel av den totala energiförbrukningen var på nästan samma nivå som föregående år, ca 25%.

Elförbrukningen 1991 hölls på samma nivå som året innan. Totalförbrukningen ökade med 0,3% till 62,3 TWh. Året var varmare än

genomsnittet, men kallare än föregående år. Efter temperaturkorrigering minskade totalförbrukningen med 0,3%.

Industrins elförbrukning minskade med 4,2% till 31,7 TWh. De andra sektorerna uppnådde för första gången industrins förbrukningsnivå och genomsnittsökningen var 5,0%.

1991 års topplast inföll i februari och var 10 300 MW, 100 MW mindre än året innan. Den mot-

svarande utetemperaturen var -15°C.

Enligt den prognos som Elproducenternas samarbetsdelegation gjort hösten 1990 skulle elförbrukningen öka till 74,4 TWh 1995 och 83,0 TWh år 2000. Genomsnittsökningen skulle vara 2,7% per år 1990 – 2000. Handels- och industriministeriet, som också gör prognosar, har uppdaterat sin elförbrukningsprognos, och enligt den uppskattas förbrukningen till 80 TWh år 2000.

ELPRODUKTION

Total elproduktion och import var 63,1 TWh år 1991, 0,4 TWh högre än föregående år. Importen var 7,8 TWh, en minskning på 29% och fördelades enligt följande: Ryssland 5,0 TWh (+10%), Sverige 2,7 TWh (-58%), Norge 0,1 TWh (±0%). Nettoutbytet stod för 11,5% av bruttoförbrukningen.

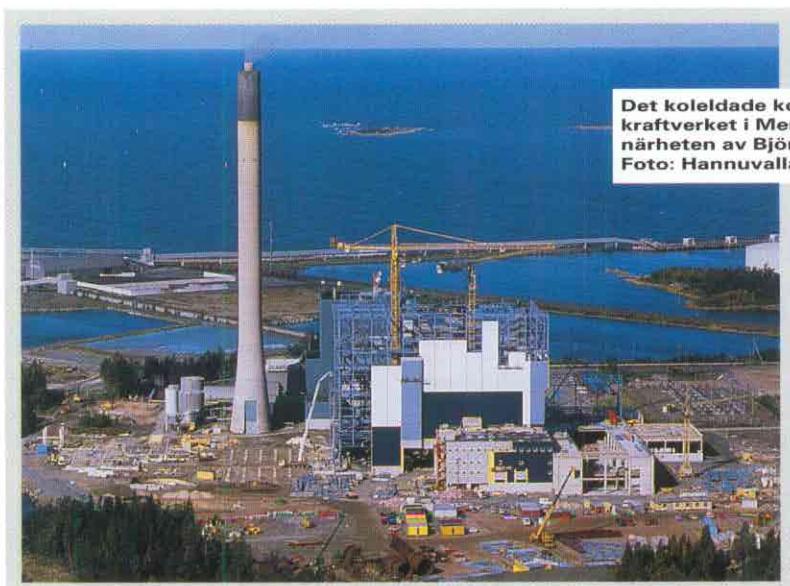
Produktionen av vattenkraft ökade med 21% till 13,0 TWh. Detta är ca 5% mer än medelåret. Kärnkraftproduktionen var 18,4 TWh, en ökning på 1%. Tillgängligheterna förblev höga:

- Lovisa I	87,1%
- Lovisa II	89,2%
- Olkiluoto I	94,7%
- Olkiluoto II	92,4%

Mängden el som producerades med fossila bränslen ökade. Ökningen var 4% för mottryckskraft och 9%

för kolkondenskraft.

Årets svåraste driftstörning inträffade då ett ankare skadade



sjökabeln i Fennō-Skanförbindelsen mellan Sverige och Finland i mars. Driftavbrottet varade en dryg månad och reparationsarbetet kostade drygt 6 miljoner mark.

Sammanlagt 196 MW ny elproduktionskapacitet togs i drift 1991. Av denna var 13 MW vattenkraft, 131 MW industrins processkraft, och 52 MW fjärrvärmekraft.

I början av år 1992 var sammanlagt 1460 MW ny kraftverkskapacitet antingen under byggande eller beslut om byggande hade fattats. Av denna kapacitet är kolkondenskraftverket i Meri-Pori (560 MW, färdigt 1993), och fjärrvärmekraftverket i

Helsingfors Vuosaari (450 MW, färdigt 1996) de största. Under detta är väntas 140 MW kapacitet färdigställas. På detta sätt ökar produktionskapaciteten med ca 1200 MW när man beaktar ersättandet och skrotandet av gamla anläggningar.

De anläggningar, som det nu har fattats beslut om eller som är under byggande täcker kapacitetsbehovet ända till senare hälften av nittioålet.

Våren 1991 lämnade Imatran Voima och Industrins Kraft in en gemensam ansökan till handels- och industriministeriet om ett principbeslut för byggandet av en femte kärnkraftsenhet i Finland. Ministeriet har därefter bett om och i slutet

av året mottagit utlåtanden om projektet av myndigheter och betydande organisationer. Likaså har kraftbolagen mottagit bindande byggnadsofferter av leverantörerna. Om ett positivt beslut i saken fattas under våren 1992, kunde den nya enheten vara i drift i slutet av 1998.

På våren behandlade regeringen i sin aftonskola på nytt bassängprojektet i Vuotos, vilket bordlades då projektet behandlades år 1982. Regeringen beslöt att låta handels- och industriministeriet bereda ett förslag till principbeslutsansökan om byggandet av bassängen. Samtidigt undersöks bassängens inverkan på omgivningen och nationalekonomin.

STAMNÄTET

Under år 1991 togs sammanlagt 250 km 110 kV och 9 km 220 kV ledningar i bruk. De två första 220/20 kV transformatorstationerna, som matar distributionsnätet togs i bruk. I slutet av året blev 400/110 kV stationen i Vihtavuori färdig.

Imatran Voima Oy har cirka 80 km 400 kV ledning under byggnad samt en 400/110 kV transformatorstation. Likaså förlänger IVO

220 kV samkörningsförbindelsen mellan Finland och Norge.

Teollisuuden Voimansiirto Oy fortsatte planeringen av och byggnadssarbetet på en 400 kV ledning från den ryska gränsen till västkusten.

Frågor kring parallell drift av två olika nät undersöktes av STYV (Elproducenternas samarbetsdele-

gation). Centrala frågor var behandlingen av överföringsförluster i normal drift och det stöd näten ger varandra i felsituationer. STYV bekräftade principerna för dessa frågor. Principerna är avsedda att tillämpas mellan TVS och IVO och närmast i 400 kV-nätet. Det möjliggör ett koordinerat byggande och användande av nätet trots att det finns två nätagare.

ELPRISE

Priset på engrosel ändrades tre gånger under år 1991.

Förändringarna kompenserade varandra så, att engrosförsäljningens skattefria medelpriis steg 0,1 p/kWh från föregående år till 15,2 p/kWh.

Den reala prissänkningen på årsnivå var ca 3,5%.

Priset på distributionsel hölls reellt sett ungefär på tidigare nivå. Det genomsnittliga skattebelagda kon-

sumentpriset var i december 1991 48,3 p/kWh i väningshus, 41,9 p/kWh i småhus, 31,2 p/kWh i hus med direkt eluppvärmning och 26,5 p/kWh i hus med ackumulerande eluppvärmning.

ÖVRIGT

Det första skedet i undersökning om möjligheterna att utnyttja Stockmanovskoye gasfält i Barents hav fullbordades.

Undersöckningen fortsätter som samarbetsprojekt mellan Imatran Voima Oy, Metra Oy Ab, Neste Oy, Norsk Hydro a.s, Conoco Overseas Oil Company samt Rysslands bränsle- och energiministerium och ministeriet för ekologi och utnyttjandet

av naturresurser.

IVO, Neste och de största naturgasanvändande industriföretagen och energiverken fortsatte förplaneringen av en LNG-terminal. Projektet fortsätter 1992 med kommersiella förhandlingar samt tekniska studier.

IVO, Vattenfall, Estlands industri- och energiministerium samt Eesti

Energia börjar samarbeta för att utveckla Estlands energiförsörjning. Målet är att införa en på marknads-ekonomi baserad nordisk verksamhetsmodell i Estlands energiekonomi genom att grunda ett gemensamt bolag, som till en början undersöker elförsörjningens utvecklingsbehov i Estland.

ISLAND



Vinterutsikt over et
reguleringsmagasin i
Thjorsá elv, Syd-Island.

ØKONOMISK UDVIKLING

Det opsving i økonomien fra den stagnation som begyndte i 1988 som det tegnede ud til i begyndelsen af 1991 resulterede i en vækst på 1,2% i BNP i 1991 sammenlignet med en nulvækst i 1990.

Realværdien af fiskeriprodukter, landets vigtigste produktkategori, mindskede med 3,0% i 1991 sammenlignet med en tilbagegang på 1,5% i 1990; værdien af øvrige indu-

striprodukter voksede med 2,5% (nulvækst i 1990). Investeringer voksede med 1% 1991 sammenlignet med en vækst på 4,5% i 1990.

Arbejdsløsheden var fortsat lav; 1,5% i 1991 mod 1,7% i 1990. Inflationen var den laveste i mands minde idet konsumentprisindeksen steg med 7,2% fra 31 dec 1990 til samme dato 1991 sammenlignet med 7,5% i samme periode året før. Det i febru-

ar 1990 indgåede "folkeforlig" mellem arbejdsmarkedets parter med støtte fra regeringen var fortsat i kraft frem imod årets sidste kvartal da de fleste overenskomster udløb. Den økonomiskeudsigt var noget dyster ud mod årsskiftet p.g.a. uvisthed om de forestående forhandlinger, nedskårede fiskerikvoter og udsettelsen af aluminiumsværket (se nedenfor).

ENERGI POLITIK

Island fik efter Altingsvalget i april 1991 en ny koalitionsregering bestående af det liberal-konservative Selvstændighedsparti og Socialdemokratiet, som også havde siddet i den afgående koalitionsregering. Der er ikke tale om nogen ændring i energipolitikken.

I den nye regerings arbejdsprogram hedder det om denne at man agter at fuldføre de igangværende forhandlinger om et nyt aluminiumsmedleværk samt at forberede en plan om en yderligere udnyttelse af landets energiresourcer. Bestræbelserne til en øget udnyttelse af energiresourcerne til styrkelse af nationaløkonomien er således fortsat energi-

politikkens centrale tema.

Golfkrigen medførte i årets første måneder en forsinkelse i de forhandlinger mellem myndighederne og den såkaldte ATLANTAL-gruppe bestående af europæiske og amerikanske aluminiumsproducerenter om bygning af et nyt aluminiumsmedleværk i Island som nu har været i gang i flere år. Efter golfkrigens slut gik de dog normalt igen og man håbede at kunne afslutte dem med et positivt resultat tidligt om efteråret. På grund af situationen på de internationale kapitalmarkeder og aluminiumsmarkedet så medlemmerne af ATLANTAL-grup-

pen sig imidlertid i november nød-saget til at udsætte på ubestemt tid planerne om et nyt smelteværk i Island. De betonede samtidigt at der var tale om en udsættelse men ikke at de havde opgivet planerne. Dette var et alvorligt chok for den islandiske økonomi som jo siden 1988 har befundet sig i en stagnationsperiode. Der regnes i øjeblikket med en udsættelse på mindst et år.

Iårets løb har Landsvirkjun foretaget forberedelser til bygning af to vandkraftværker med tilhørende transmissionsledninger med henblik på det nye smelteværk. Dette arbejde er foreløbig indstillet p.g.a. udsættelsen.

ELKONSUMPTION

Elkonsumtionen i Island i 1991 var 4 427 GWh brutto, d.v.s. inklusive transmissions- og distributionstab samt kraftværkernes eget forbrug. Forbruget gik tillbage lidt sammenlignet med 1990. Hele tilbagegangen

fandt sted indenfor kraftkrævende industri. Forbruget bestod af 3 828 GWh fastkraft og 599 GWh ikke-garanteret kraft. Af totalkonsumtionen gik 49,2% til kraftkrævende industri (50,1% i 1990), hvis

forbrug gik tilbage med 2,3%. Det almindelige forbrug voksede med 1,4% uden korrektion for temperaturafvigelser fra normalt. Med denne var væksten 3,1%.

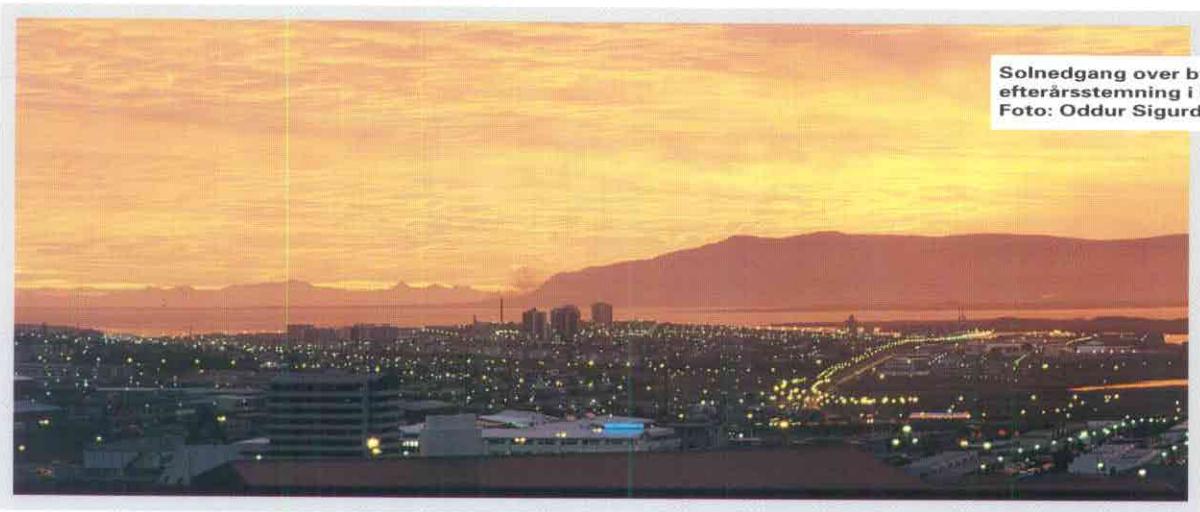
ELPRODUKTION

Elproduktionen, som er lig med bruttokonsumtionen eftersom der hverken er import til eller eksport fra landet, var 4 427 GWh. Af den kom 93,9% fra vandkraft (93,5% 1990), 6,0% fra geotermisk kraft

(6,4% 1990) og 0,1% fra diesel og gasturbiner, hvilket er en uforandret andel fra året før.

Installeret effekt voksede med 20 MW til 936 MW ved udgangen af

1991, inklusive en korrektion nedad på 30 MW af den tidligere opgivne effekt for Burfell kraftværket. Væksten skyldes at det første 50 MW aggregat i Blanda kraftværket af tre ialt kom i drift til efteråret.



Solnedgang over byen. En efterårsstemning i Reykjavik.
Foto: Oddur Sigurdsson.

STAMNETTET

Landsvirkjun byggede i 1991 en 220 kV ledning på 25 km for at forbinde en ledning til hovedtransformerstationen Geitháls øst for Reykjavik i stedet med den nye hovedtransformerstation Hamranes i sydkanten af hovedstadsområdet. Denne ændring var en del af forberedel-

serne til kraftsalg til den nye aluminiumsmelter, omend den også tjenner den almindelige forsyning.

Som et andet led i disse forberedelser valgte Landsvirkjun en tracé for en 220 kV ledning som skal forbinde et nyt vandkraftværk i Øst-Island med 220 kV systemet i den

sydvestlige del af landet. Tracévalget udløste den hidtil største storm af protester i Island mod en højspændingsledning. Indvendingerne gjaldt navnlig påståede visuelle forstyrrelser af en uberoet lavaødeark i det indre af Nord-Island.

ELPRISER

Den 1. januar 1991 trådte i kraft en strukturændring i Landsvirkjuns engrostarif. For distributionsværkerne som helhed var ændringen prisneutral, skønt den for enkelte værker kunne medføre en ændring i prisen på 2 til 3%.

En forhøjelse af den nye tarif på

5% fandt sted den 1. januar, 1. juli og 1. oktober. Den 31. december 1991 var realværdien af engrosprisen 7,6% over værdien den samme dato året før, men 39% under realprisen den 1. maj 1984. Detailprisen hos landets største distributører steg i realværdi med 4–8% i årets løb.

Markedsprisen på råaluminium faldt kraftigt i årets løb, og med den Landsvirkjuns kraftpris til Det islandske aluminiumselskab, ISAL. Den lå på 16,413 mUSD/kWh i første og på 13,672 mUSD/kWh i det fjerde kvartal i 1991.

ØVRIGT

I november afholdtes i Reykjavik en energikongres, arrangeret i fælleskab af de største firmaer, institutioner og forbund indenfor energisektoren i Island. Ialt 81 foredrag blev holdt på kongressen, deriblandt nogle af særlig indbudte internationale forelæsere som dr. John S. Foster, præsidenten for Verdensenergirådet (WEC) og Kaj Lindholm direktør for Svenska Elverksföreningen.

I islandske elværkskredse – og for så vidt også blandt varmeverksfolk – har idéen om aktieselskab som organisationsform i el- og varmeforsyningen været oppe til diskussion i nogen tid.

Den islandske elværksforening arrangerede et seminar om emnet i marts 1990 og det blev også diskuteret på energikongressen i november 1991. I den nye regerings arbejdsprogram indgår bl.a. at ændre Statens

elværker fra nuværende status som statsforetagende til et statsejet aktieselskab og et lovforslag herom er udarbejdet, men endnu ikke forelagt Altinget. Blandt kommunemyndighederne i Reykjavik er der oppe planer om at ændre Reykjaviks elværk til et kommuneejet aktieselskab; muligvis også Reykjaviks fjernvarmeverk. Idéer om sammenslåning af de to værker er også fremkommet.

NORGE



ENERGIPOLITIKK

Energiloven trådte i kraft 1. januar 1991. Energiloven danner basis for organiseringen og etableringen av et mer effektivt kraftmarked. Nettene må reguleres som monopoler, mens kraftomsetningen krever tilsyn for å sikre virksom konkurransen og videre utvikling etter markedsøkonomiske prinsipper.

Det er utarbeidet forskrifter og retningslinjer som ivaretar myndighetenes krav til regulering av nettene og føre tilsyn med konkurransemessige forhold. Det er lagt spesiell vekt på å sikre åpen adgang og ikke-diskriminerende tariffer på alle nivå. Energiverkene skal skille konkurranseutsatte forretningsområder og monopolfunksjoner i selvstendige resultatenheter.

Stortinget sluttet seg til St. prp. nr. 58 (1990 – 91) "Om opphevelse av sentralnetsordningen". Bakgrunnen for proposisjonen var at dagens sentralnettstariffer har klare svakheter. Tariffieringen er sterkt knyttet til geografisk avstand mellom kontraktspartnerne og gir i mange situasjoner betydelige avvik mellom kostnader for brukerne av sentralnettet og den reelle belastningen på nettet. Endringene skal bestå i en tilpassing til energiloven og innføring av nye prinsipper for tariffering. Det arbeides med å innføre et punkttariffsystem der aktørene betaler separat for inngått og uttag og får tilgang til hele sentralnettet. Endringene skal gjøres gjeldende fra 1. mai 1992.

Ved siden av omleggingen av sentralnettstariffene arbeides det også med å tilpasse de regionale netlene til sentralnettet. Man ser for seg et lignende punkttariffsystem som for sentralnettet. Dette vil medføre at alle aktører som er tilkoblet regionalnettet vil få tilgang til både regional- og sentralnets nivå.

Stortinget gjorde 8. november 1991 vedtak vedrørende betingelsene i industriens kraftkontrakter levert fra statens kraftverker. Ved behandlingen av St. prp. nr. 104 (1990 – 91) "Om fornyelse av Statkrafts industri-

kontrakter og vilkårene i kontraktene om foregrepne hjemfall m.v" ble det fremhevet av energi- og industrikomiteens flertall at det nå ble lagt "til rette for langsigte, stabile og konkurransedyktige rammevilkår".

Det ble også vedtatt at de impliserte industribedriftene kunne velge mellom to alternative prisbaner ved forhandlingene med Statkraft SF, gildende fra 1996 og frem til år 2010. Alternativ 1 er en realpriskontrakt hvor man står overfor en realpriskurve. Alternativ 2 er produktrelaterte priser hvor kraftprisen er koblet opp mot avsetningsprisen på bedriftens produkt og varierer følgelig med denne.

Stortinget vedtok, gjennom å slutte seg til St. prp. nr. 94 (1990 – 91) "Bygging og drift av ny Skagerrak-kabel", å bygge en ny kabelforbindelse med Danmark. Byggingen av kabelforbindelsen er en del av en avtale inngått med ELSAM. Kabelen vil få en overføringskapasitet på 440 MW og forventes satt i drift i 1993. I energi- og industrikomiteens merknader ble det lagt vekt på at økt utveksling

med tørråsimport og våtårsekspорт med det danske varmekraftsystemet er et verdifullt bidrag til en mer effektiv utnyttelse av det norske produksjonssystemet og derved også en styrking av Norges fastkraftleveringsevne.

Energiloven setter vilkår om skille mellom de monopolbaserte og konkurranseutsatte aktivitetene i energiverkene. I sin behandling av St. prp. nr. 100 (1990-91) "Omorganisering av Statkraft" vedtok Stortinget å dele Statkraft i to adskilte enheter som medførte at produksjonsvirksomheten og overføringsvirksomheten ble lagt i to foretak, h.h.v. Statkraft SF og Statnett SF. Olje- og energidepartementet mente at en opprettholdelse av det gamle Statkraft kunne gi grunnlag for mistanke om kryssubsidiering blant Statkrafts konkurrenter. De nye foretakene kom i drift 1. januar 1992.

Statkraft SF gis nå muligheten til å konkurrere på forretningsmessige vilkår på lik linje med andre kraftprodusenter. Statkraft SF er fremdeles tillagt en vesentlig rolle i



Revidering av løpehjul på Kværner brug.
Foto: Per-Anders Rosenkvist, Samfoto.

Nattstemning på Aker
Brygge i Oslo.
Foto: P.O. Breifjell.



kraftleveranser til industrien gjennom at foretaket har det forretningsmessige ansvaret for industrikontraktene.

Statnett SF vil ha ansvar for sentralnettet og det overordnede ansvaret for driftskoordineringen ble besluttet lagt til foretaket. Samkjöringen vil i perioden frem til 1. januar 1993 ivareta den praktiske gjennomføringen av driftskoordineringen på vegne av Statnett SF.

Det ble ikke fattet noe vedtak vedrørende omorganisering av utenlandshandelen. Regjeringen vil sannsynligvis fremme en proposisjon i løpet av vårsesjonen 1992.

Statkraft SF er blitt tildelt en midlertidig eksportkonsesjon frem til 1. mai 1992. Statkraft SF skal i denne perioden ivareta utenlands-handelen på en nøytral måte overfor de andre aktørene i kraftmarkedet.

Olje- og energidepartementet tilrådde i St.prp. nr. 91 (1990 – 91) "Om kraftsalg til Sverige fra Oppland og Hedmark" eksport av kraft på faste og langsiktige vilkår. Bakgrunnen for proposisjonen var at

dette ville være en løsning på de økonomiske problemene for de impliserte selskaper. Stortinget sluttet seg ikke til forslaget.

Statsbudsjettet for 1992 viser at regjeringens hovedpunkter blant annet er å verne miljø og styrke sys-selsetningen. Det er gitt tilslagn til ca. 0,5 milliarder kroner for tiltak innenfor energisektoren. En stor del av midlene er rettet mot energiøkonomisering. Det er bevilget 100 millioner kroner i tilskudd til opprustning og utvidelse av kraftverk, 135 millioner kroner til energiøkonomiserende tiltak i statlige, fylkeskom-munale og kommunale bygninger og 100 millioner kroner til nærings-bygg og industrien.

Regjeringen vil i løpet av 1992 legge frem forslag til revisjon av kraftverks-beskattningen, omlegging av den eksisterende el-avgiften, revurdering av Samlet Plan, vedtak om Verneplan IV og utrede nye markedsinstitusjoner for kraftomsetning.

Petroleumsproduksjonen på norsk sokkel i 1991 var på ialt 117,7 Mtoe,

en økning på nær 10% fra året før. Produksjonen var fordelt på 90,2 Mtoe olje og 27 Mtoe gass, kondensat og NGL. Oljeproduksjonen tilsvarte i gjennomsnitt 1,84 millioner fat pr. døgn.

Da Stortinget våren 1991 godkjente utbyggingen av Heidrunfeltet – et olje- og gassfelt 175 kilometer fra kysten av Midt-Norge – ble det i tråd med regjeringens anbefaling vedtatt å utsette beslutningen om gassanvendelsen.

De aktuelle alternativene var islandføring/metanolproduksjon og injeksjon med eventuell senere reproduksjon. Slutten av november fremla regjeringen en stortingsmel-ding der den går inn for at gassen islandføres ved Tjeldbergodden i nærheten av Kristiansund, og at det bygges en metanolfabrikk. Metanol-anlegget anses ikke å være uforenlig med målet om å bidra til global begrensning av nettoutslipp av klimagasser.

Det er imidlertid ikke aktuelt å basere tilgangen på ny kraft på bygging av et gasskraftverk på basis av gass fra Heidrunfeltet.



ELEKTRISITETSFORBRUK

Brutto fastkraftforbruk i Norge var 100,3 TWh i 1991. Dette er en økning på 2,6 TWh fra 1990.

Brutto fastkraftforbruk i alminnelig forsyning var 70,8 TWh som er en økning på 5,5% fra 1990. 1991 var noe varmere enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold er det alminnelige forbruket beregnet til 71,9 TWh, en økning på 2,0% fra 1990. Veksten i det temperaturkorrigerte brutto-forbruket de 2 siste årene er klart lavere enn i første halvdel av 1980-årene.

Kraftintensiv industri reduserte forbruket med 1,1 TWh i 1991 til

29,5 TWh. Bedrifter som produserer jern, stål og ferrolegeringer hadde en nedgang i forbruket på 10,2%, mens bedrifter som produserer kjemiske råvarer hadde en nedgang i forbruket i 1991 på 9,1%. Aluminiumsbedrifter hadde derimot en økning i forbruket på 1%.

Det samlede forbruket av tilfeldig kraft til elektrokjeler og pumpekraft er anslått til 7,4 TWh (brutto) i 1991, en økning på 9,3% fra 1990.

Salget av lette fyringsoljer er redusert med 12,6% fra 1990 til 1991, mens salget av tunge fyringsoljer er redusert med 18%. Nedgangen i salget av fyringsoljer skyldes i hoved-

sak at det er blitt mer lønnsomt å benytte elektrisitet til oppvarming, noe som har ført til overgang fra olje til elektrisitet.

Den maksimale belastningen som refererer seg til det innenlandske forbruk inkl. elektrokjeler og pumpekraft inntraff 8. februar, og er anslått til 18 694 MW. I 1990 var maksimalbelastningen 17 130 MW.

Elektrisitet dekket i 1991 vel 50% av energiinnholdet i energibærere levert til forbrukere (netto sluttforbruk). Petroleumsprodukter dekket 37% og faste brensler 12%. Fjernvarme utgjorde omlag 0,5%.

ELEKTRISITETSPRODUKSJON

Vannkraftproduksjonen ble i 1991 110,5 TWh. Med et tillegg av 0,4 TWh varmekraft ble totalproduksjonen 111 TWh. Dette er nesten 11 TWh lavere enn fjorårets rekordproduksjon.

Det nyttbare tilsiget til kraftproduksjonssystemet var i 1991 97% av det normale. Det ble kun sluppet ubetydelige mengder vann forbindelseskraftverkene.

Magasinkapasiteten er i løpet av

året økt med 0,3 TWh og var ved årets utgang 79,3 TWh. Magasinbeholdningen ved årets utgang var 56 TWh, tilsvarende 70,6% av magasinkapasiteten, en nedgang på 4,8 TWh fra forrige årsskifte.

Pr. 1.1.1991 er produksjonsevnen for fastkraft i det norske vannkraftsystemet beregnet til 102,7 TWh, og middelårsproduksjonen er beregnet til 108 TWh. I tillegg er det i Norge varmekraftverk med en samlet ytelse på 278 MW.

Nye vannkraftinstallasjoner og utvidelser i 1991 økte produksjons-

evnen for fastkraft med omlag 0,01 TWh. Den samlede tilvekst i maskinkapasitet var bare på 3 MW. Total maskinkapasitet ved årsskiftet var 26 892 MW. Statkraft eier 29% av maskinkapasiteten. Vel 55% eies av kommuner og fylkeskommuner, mens resten eies av private og industrikselskaper.

Kraftutvekslingen med utlandet resulterte i en nettoeksport på 2,8 TWh. Dette er hele 13 TWh lavere enn rekorden fra 1990. Til Sverige er det eksportert 4,7 TWh og importert 3,1 TWh. Eksporten til Danmark var 1,2 TWh og til Finland 0,1 TWh. Importen fra Danmark var 0,2 TWh, mens importen fra Finland og Russland var ubetydelig.

HØVEDNETTET

Likestrømskabelen til Danmark som ble vedtatt i 1991, ventes ferdig høsten 1993. Kabelen vil få en spenning på 350 kV og en overføringskapasitet på 440 MW. Dette gir en samlet overføringskapasitet mot Danmark på 990 MW. Det er også inngått en intensjonsavtale med Nederland for utveksling av regulereffekt. Hvis denne blir realisert må en ny likestrømsforbindelse etableres.

Det er vedtatt å bygge en ny spenningsreguleringsenhett i det sentrale østlandsområdet. Når denne er ferdigstilt høsten 1993, vil forholde ved kraftutveksling mot Sverige bedres og dermed opprettholde de

tillatte overføringsgrensene i ekstreme driftssituasjoner.

Bygging av Jostedalen kraftverk og utvidelse av effektinstallasjonen i Aurland I har gjort det nødvendig å forsterke deler av 420 kV overføringen fra Sima/Aurland til Oslo-området. Etter at den nye 420 kV ledningen Aurland I – Hol I ble idrøft-satt og eksisterende 300 kV Hol I – Usta ble oppgradert til 420 kV i desember 1991, er dette arbeidet nå avsluttet.

420 kV forbindelsen fra Svartisen kraftverk til Nedre Røssåga blir ferdig i 1992. Høsten 1991 ble det

vedtatt å bygge 420 kV Salten-Svartisen med planlagt idriftssettelse høsten 1994.

Derved blir det en gjennomgående 420 kV forbindelse mellom Balsfjord og Nedre Røssåga.

Arbeidet med å forsterke 132 kV nettet i nordøstlige del av Nord-Norge (region 4) fortsetter. Høsten 1991 ble Bardufoss – Mestervik II idriftsatt. I januar 1992 ble Guolajokka – Nordreisa II og Nordreisa – Kvænangsbøtn II satt i drift. Adamselv – Tana bru ventes ferdig ved årsskiftet 1992/93.

ELEKTRISITETSPRISER

Statskraftprisen for levering til engrosforetak for alminnelig forsyning økte fra 21,7 øre pr. kWh til 22,6 øre pr. kWh fra 1. mai 1991. For 1992 har Stortinget fattet vedtak om en økning på 3% til 23,3 øre pr. kWh fra 1. mai, men det er gitt anledning til reforhandling av løpende kontrakter.

Statkraft har etter omdannelsen til statsforetak (SF) blitt gitt forretningsmessig frihet. Eksisterende og nye kunder kan nå innlede separate kontraktsforhandlinger med Stat-

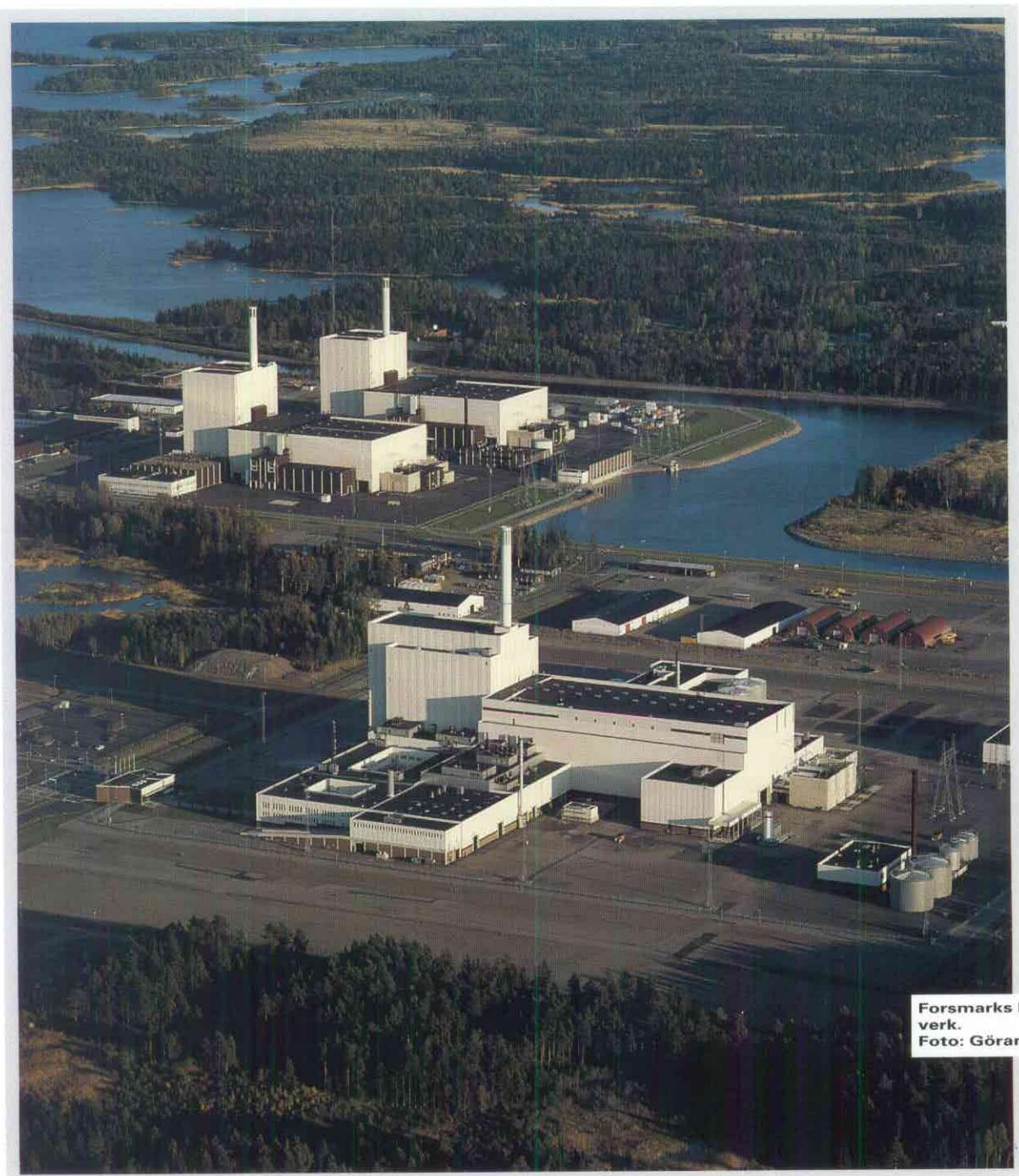
kraft SF uten at kontraktsbetingelser må godkjennes av Stortinget.

Gjennomsnittsprisen for levering til husholdninger og jordbruk i 1991 var 47,3 øre pr. kWh, alle avgifter inkludert. Den forbruksavhengige kostnaden i en H4 tariff, som er den vanligste husholdningstariffen, var i landsgjennomsnitt 42,2 øre pr. kWh inkl. avgifter, mens ekvivalent energikostrad ved lettoljefyring var ca. 46,6 øre pr. kWh, regnet med 75% virkningsgrad.

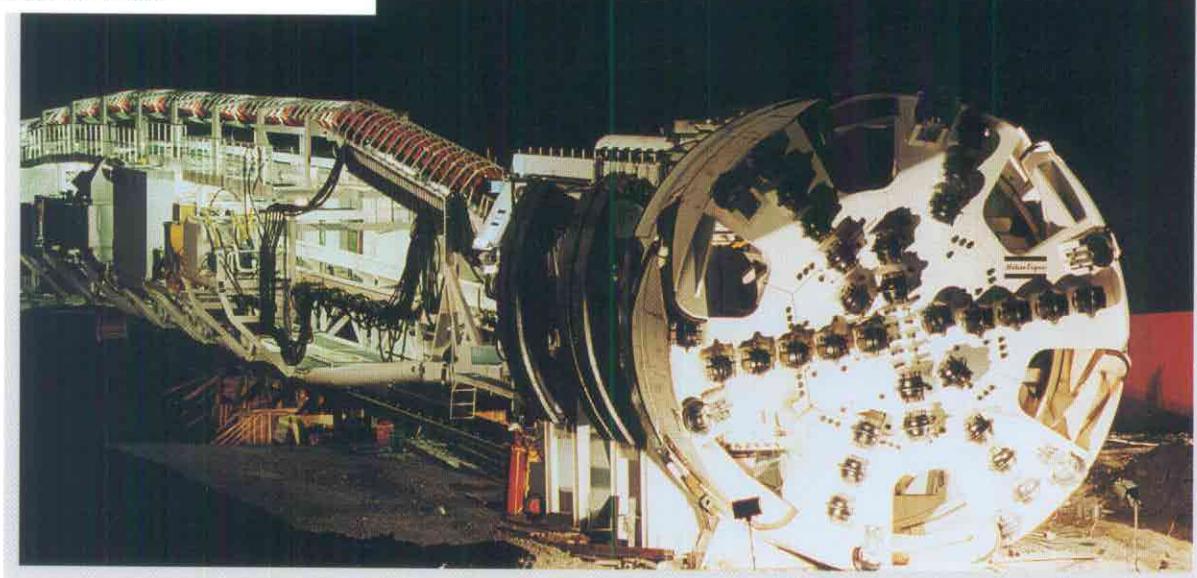
Stortinget vedtok at gjeldende beregningsmåte for merverdiavgiften på elektrisk kraft tas bort fra 1992. Dette medfører at merverdiavgiften skal beregnes på vanlig måte med en sats på 20% av avgiftsgrunnlaget.

Den generelle elektrisitetsavgift som blir belastet forbrukere innenfor alminnelig forsyning var 4 øre pr. kWh i 1991, med unntak av de nordligste delene av landet, som er fritatt. For 1992 er elavgiften fastsatt til 4,15 øre pr. kWh.

SVERIGE



Vid bygget av Klippens vattenkraftstation används världens största aggregat för bergborning. 130 m långt, 780 ton borrhuvud, effekt 4 600 hk. Borrhronans diameter är 6,5 meter.
Foto: Bengt Johansson.



ENERGIPOLITIK

Efter ungefär ett halvår av förhandlingar mellan Socialdemokraterna, Centern och Folkpartiet-Liberaterna slöt de tre partierna 15 januari en uppgörelse om nya riktlinjer för energipolitiken i Sverige. Under vårriksdagen behandlade sedan riksdagen en energiproposition som i sin helhet baserats på överenskommelsen. Riksdagen antog propositionen 12 juni.

Årtafsfrågan beträffande påbörjandet av avvecklingen av den svenska kärnkraften förs nu bort och istället sägs att åtgärder först måste genomföras som ger utrymme för avveckling. Först därefter kan tidsbestämmande avvecklingsbeslut tas. Riksdagsbeslutet innebär att olika former av stöd kommer att ges för ny kraftproduktion baserad på förnybara energikällor.

Vårriksdagen behandlade frågan om bolagiseringen av Vattenfall. I stor enighet beslutade man att Vattenfall från årsskiftet 1991/1992 ska ombildas till aktiebolag. I samband med ombildningen har riksdagen beslutat att bryta ut det svenska

stamnätet inklusive de av Vattenfall ägda utlandsförbindelserna ur Vattenfall. Dessa och det s.k Norrbottensnätet har från årsskiftet överförts till det nybildade Svenska Kraftnät, vilket till organisationsformen är ett statligt affärsverk.

Den lösning man valt är en övergångslösning för 1992. En permanent organisationsform ska vara klar till 1993. Från branschens sida har önskemål om en annan mer branschanknuten organisationsform fört fram.

Riksdagsvalet resulterade i en fyrapartiregering bestående av Moderata Samlingspartiet, Folkpartiet-Liberaterna, Centerpartiet samt Kristdemokratiska Samhällspartiet. Efter sitt tillträde har den nya regeringen förklarat att man ämnar fullfölja det beslut om energipolitiken som riksdagen fattat tidigare under året.

Den 1 juli bildades en ny näringspolitisk myndighet genom sammanslagning av tre tidigare myndigheter: STU (Styrelsen för teknisk utveckling), SIND (Statens Industriverk)

samt STEV (Statens Energiverk). Den nya myndigheten, Närings- och Teknikutvecklingsverket NUTEK, övertar därmed det samlade myndighetsansvaret på energiområdet.

En utredning som behandlade frågan om industrins energiskatter lade förslag till avlösning av det existerande systemet för skattenedsättning. Det nya förslaget går ut på att ta bort energiskatten för tillverningsindustrin samt för växthusnäringen. Detta skulle medföra ett skattebortfall om ca 4 miljarder och huvudförslaget till finansiering är en höjning av skatten på el och olja för hushållssektorn i motsvarande omfattning.

En bärande tanke i förslaget är att anpassa industrins skattebelastning till de nivåer som gäller inom EG-länderna. Förslaget är för närvändande föremål för remissbehandling. Det gamla systemet med en maximal energiskattebelastning om högst 1,7% av saluvärde för den elintensiva industrien gäller därför alltjämt. En proposition i frågan kan förväntas komma under 1992.

ELKONSUMTION

Elkonsumtionen 1991 exkl elpannor uppgick till 132,9 TWh vilket är en ökning med 2,5 TWh jämfört med föregående år.

Vädersituationen under det senaste året utmärktes av en mildare vinter och av en kallare försommar än normalt. Sammantaget innebär detta att elkonsumenten omräknad till normaltemperatur ska uppräknas med 1,4 TWh.

1991 års leveranser till avkopplingsbara elpannor, 8,4 TWh, var den näst högsta som förekommit. Jämfört med föregående år innebar det dock en minskning med 1,2 TWh. Den totala elförbrukningen i Sverige uppgick därmed till 141,3 TWh.

Industrin använde 49,2 TWh vilket är 2 TWh lägre än föregående års förbrukning. Med tanke på den svenska ekonomins svaga utveckling är det inte osannolikt att räkna med en stagnerad eller till och med

viss ytterligare minskad elförbrukning för det kommande året.

Under 1991 minskade BNP med 1,3% och för 1992 bedömer regeringen i finansplanen att BNP kommer att minska med ytterligare 0,2%. Utvecklingen i Sverige avviker därmed markant från OECD-området som helhet där en tillväxt om drygt 2% förutses.

Alla delar av tillverkningsindustrin visar en minskad elförbrukning under 1991. Inom livsmedels- och trävaruindustri minskade elförbrukningen med drygt 6 %.

Massa- och pappersindustrin, som är den mest elintensiva industribranschen minskade sin årsförbrukning med 3% till 19,8 TWh.

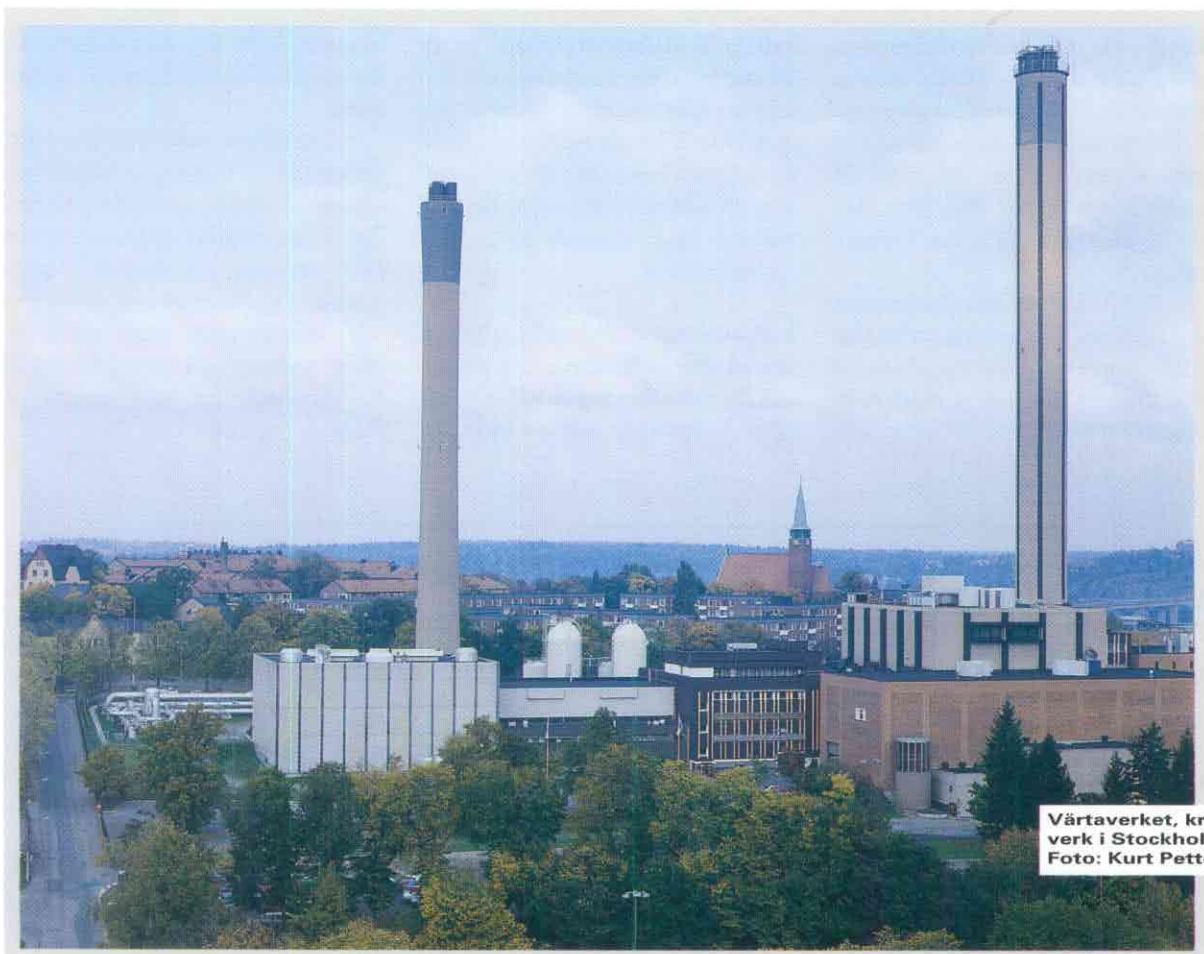
Järn- och spårvägars förbrukning har sedan flera år legat still på 2,5 TWh.

Elförbrukningen inom sektorn bostäder, service, värmeverk m m uppgick till 71,7 TWh vilket är en ökning med 5,4 TWh jämfört med året innan. Temperaturkorrigerat ökade bostadssektorns elanvändning med 3,3 %.

Kraftutbytet med grannländerna var betydligt mindre omfattande än föregående år. Sverige exporterade 7,5 TWh och importerade 6,2 TWh, vilket ger ett exportöverskott om 1,3 TWh.

Förbrukningens högsta timvärde under året blev 24,2 GWh/h och inträffade den 8 februari mellan klockan 8 och 9.

"All-time-high" (26,2 GWh/h) som härstammar från den extremt kalla dagen den 12 januari 1987 står sig fortfarande.



ELPRODUKTION

Elproduktionen i Sverige uppgick till 142,6 TWh vilket är en ökning med 0,8 TWh från föregående år. Det innebär nytt produktionsrekord för landet.

Vattenkraftverken producerade 62,3 TWh vilket ligger 1 TWh under medelårsproduktionen. Jämfört med 1990 är detta en minskning med ca 9 TWh.

En kall försommar gjorde att vattenmagasinen hade en lägre fyllnadsgrad än normalt vid halvårs-skiftet. Sett över hela året var dock fyllnadssgraden ca 4 % över medelvärdet. Magasinfyllnadssgraden vid årets slut var 76,5% vilket motsvarade en energi på 25,7 TWh.

Kärnkraftverkens produktion under 1991 uppgick till 73,5 TWh vilket med bred marginal är nytt produktionsrekord. Den tidigare

högsta årsproduktionen (67 TWh) noterades 1986. Nedregleringen under 1991 var endast 0,6 TWh, en tiondel av föregående års värde.

Årets revisioner av kärnkraften följde uppgjorda planer. Ett fåtal oplanerade stopp noterades. Säkerheten och produktionsekonomin var god. Energitillgängligheten var 89% vilket kan jämföras med ett världsgenomsnitt om 72% för lättvattenreaktorer. Av de svenska reaktorerna noterade Forsmark 3 den högsta tillgängligheten med 94,4% och 94,3% i Barsebäck 2.

Mottrycksproduktionen uppgick till 6,3 TWh, en ökning med 1,6 TWh jämfört med 1990. Produktionen i konventionell kondenskraft, gasturbiner med mera var 0,4 TWh vilket är en ökning med 0,1 TWh.

Utbyggnadstakten av kraftverk är låg för närvarande. Under 1991 minskade t.o.m produktionskapaciteten totalt sett för vattenkraften med 13 MW genom att två aggregat i Porsjus togs ur drift. Därmed räckte inte den under året tillförda kapaciteten i Älvkarleby (+43 MW) till för att hålla den totala kapaciteten på en bibehållen nivå.

I kärnkraftverken höjdes effekten med 30 MW. Höjningen fördelades på 25 MW i Ringhals 2 och 5 MW i Forsmark 3.

För konventionell värmekraft höjdes effekten med 270 MW. Effekttillskottet fördelades på 130 MW i PFBC-pannan i Värtan, 36 MW i Karlskoga, 30 MW i Ängelholm, 20 MW i Lund och resten i mindre anläggningar.

STAMNÄT OCH SAMKÖRNINGSFÖRBINDELSE

Kabelbyte på den 56 km långa svenska delsträckan av HVDC-kabeln Kontiskan I mellan Billdal söder om Göteborg och den danska ön Læsø genomfördes under perioden 24 juni – 11 november 1991. Den danska delsträckan var redan tidigare utbytt.

HVDC-förbindelsen Fennō-Skan mellan östra Sverige och södra Finland (Forsmark-Raumo) skadades den 13 mars 1991 när en bogserbåt, som glömt ta upp ankaret, passerade

kabeln. Kabelbrottet skedde på ca 20 meters djup. Reparationsarbetena kom igång inom ca en vecka och den 29 april kunde kabeln tas i drift igen. Totala kostnaden för avbrottet blev 18 miljoner SEK, varav drygt 4 miljoner SEK beroende på uteblivna kraftaffärer.

Observerade problem med korrosionsskador på linskarvorna i 400 kV och 220 kV näten har resulterat i att mera omfattande arbeten med för-

nyelseatgärder och kartläggning av status på ledningssystemen igångsatts.

I samband med kontinuerligt förnyelsebehov av stamnätsanläggningar studeras förbättringsåtgärder (modernisering/datorisering) av både lednings- och stamnätsanläggningar.

Ombyggnader pågår också av seriekondensatorstationer för att få bort anläggningar som innehåller PCB.

ELPRISEN

Vattenfalls högspänningstariffer höjdes med 11,4% mellan 1990 och 1991, främst beroende på ägarens (statens) ökade avkastningskrav.

Sydkrafts högspänningstariffer var 10,2% högre 1991 jämfört med 1990. Prisutvecklingen inom andra kraftbolag har varit likartad. Inflationen 1991 uppgick till till 8,1%.

Den första januari höjdes Vattenfalls lågspänningstariffer med

12%. Motsvarande höjning inom Sydkrafts distributionsområde var 11%.

Energiskatten på el är 5 öre/kWh för industriell förbrukning. För övriga kunder är skatten 7,2 öre/kWh utom i de norra delarna av Sverige där den är 2,2 öre/kWh. Dessutom tillkommer moms med 25% på elpriset inklusive energiskatt. Moms-

en betalas av slutkonsumenten.

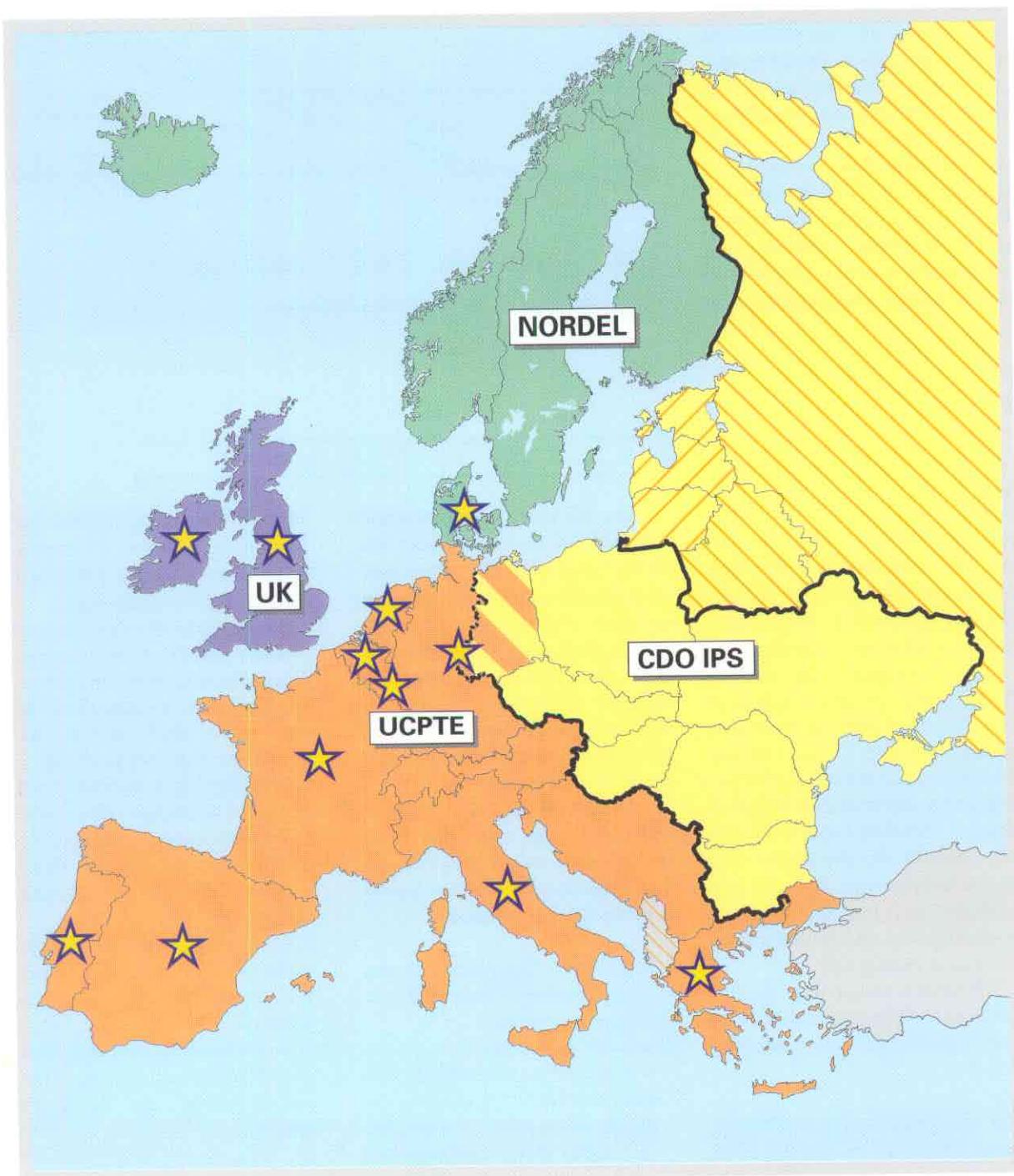
För elenergi, eldningsolja och för bränslen som används i viss industriell tillverkning kan regeringen efter prövning från fall till fall medge nedslättning av energiskatten till 1,7 % av de tillverkade produkternas försäljningsvärde.

Akvopplingsbara leveranser av el till elpannor är från och med den 1 juli 1991 belagda med elskatt.

NORDEL

OCH EG

UTVECKLING MOT
EN FRIARE KRAFTMARKNAD



OLIKA FÖRUTSÄTTNINGAR

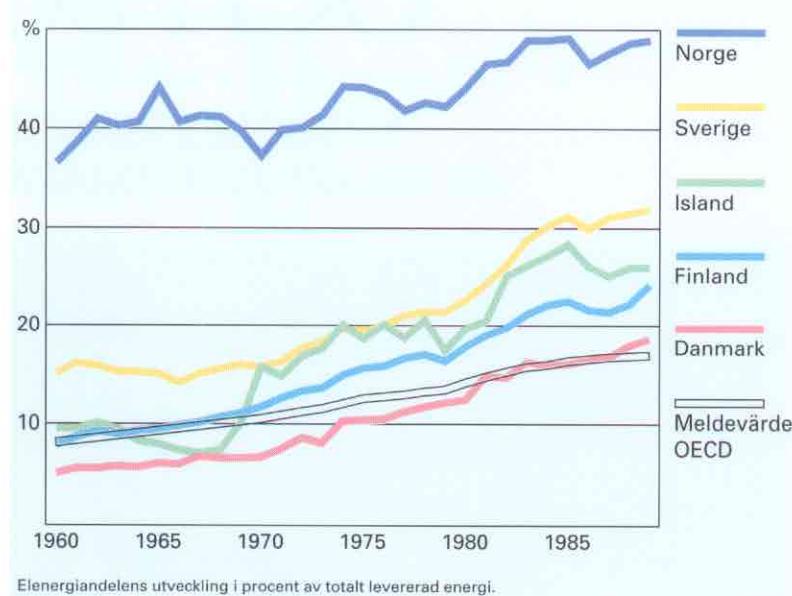
Enrgi är en av de viktigaste tillgångarna i ett modernt samhälle, såväl för att hålla samhällsmaskinriet igång liksom också som en förutsättning för tillväxt.

I alla de nordiska länderna har el en viktig roll i den totala energianvändningen. Elandelen i totalenergin varierar dock betydligt mellan länderna. Högst elandel har Norge med nära 50%, lägst andel har Danmark med knappt 20%. Diagrammet visar för var och ett av de nordiska länderna och som ett medeltal för OECD-länderna elandelen i procent av totalt levererad energi. Värden visas för årsserien 1960-1989.

Olikheter mellan elsystemen i de nordiska länderna har utgjort en naturlig bas för att etablera elsamarbete. Det var tidigt uppenbart att samarbete mellan vattenkraft- resp. värmekraftbaserade produktionsystem innebar betydande fördelar.

Sådant samarbete kom också tidigt till stånd. Efterhand fann man också att elsamarbete mellan ganska likartade produktionssystem innebar

fördelar. Det finns alltid skillnader länderna emellan både när det gäller konsumtions- och produktionsstrukturen.



LÅNGVARIGT SAMARBETE INOM NORDEL

Snabb tillväxt efter andra världskriget av elutbytena mellan de nordiska länderna påkallade ett mera organiserat samarbete. 1963 bildades Nordel med syfte att intensifiera och strukturera samarbetet.

Storkraftnäten i de nordiska länderna har successivt byggts ut och dimensionerats efter gemensamma principer. De har sammabundits med 22 samkörningsförbindelser som under normala förhållanden har tillräcklig kapacitet för att det nordiska elkraftsystemet skall kunna betraktas som en enhet med möjlighet att utnyttja de samlade produktionsresurserna på ett totalekonomiskt riktigt sätt.

Produktionssystemen i de olika länderna har hittills byggts ut för att kunna täcka respektive lands elbehov.

En viktig målsättning med Nordelsamarbetet är att få en trygg elför-

sörjning till lägsta möjliga kostnad och med god leveranssäkerhet. För att nå detta har Nordel valt en samarbetsmodell som kännetecknas av mycket stor öppenhet.

Storkraftnätet dimensioneras efter gemensamma principer och komplett information om nätet är tillgänglig för alla deltagande parter. Information utväxlas om planerade produktionsutbyggnader.

Idriftskedet utväxlas detaljerad information om respektive lands kraftsituation och marginella produktionskostnader, så att en optimal samkörning skall kunna ske.

Genom Nordelsamarbetet har stora tekniska, ekonomiska och miljömässiga fördelar uppnåtts. Bland dessa kan nämnas

- Utnyttjning av det samlade produktionssystemet så att lägsta rörliga produktionskostnad hela tiden erhålls. Detta uppnås genom

löpande överenskommelser om kraftutbyten timme för timme enligt överenskomna enkla och effektiva prissättningsregler.

- Lägre kostnader för produktionsreserver genom att ett stort samkörande system kräver mindre gemensam reserv än summan av de reserver som skulle behövas i delsystemen om dessa ej samkörde.
- Ömsesidig hjälp mellan länder vid stora driftstörningar eller andra svårigheter såsom energibrist i vattenkraftsystem vid torrår. Detta innebär högre leveranssäkerhet till kunder.
- Förbättrad miljö genom att fossilaeldad produktion i vissa situationer kan ersättas av vattenkraft och kärnkraft.
- Minskat behov av produktionskapacitet genom samkörning av värmekraftsystem och vattenkraftsystem.

Det nordiska elsamarbetet kan betraktas som mycket väl utvecklat och har ofta hänvisats till som modell för samarbete mellan andra elkraftsystem. Samkörningen av el-

kraftsystemen i de nordiska länderna bedrivs helt på frivillighetens väg. Det styrs av frivilligt överenskomna rekommendationer och principer och sköts, inom ramen för bila-

terala samarbetsavtal, direkt av de nationella driftledningarna utan behov av direktiv eller styrning från någon överordnad instans.



Kraftledningar i nordisk natur.
Foto: Bengt Johansson.

EUROPAS ELMARKNAD FÖRÄNDRAS

För närvarende pågår en förändring av Europas elmarknad. Den utveckling som sker och de regler som etableras inom olika länder kommer att påverka utvecklingen av Nordelsamarbetet, vilken utveckling dock hela tiden måste gå stevvis så att verksamheten kontinuerligt kan fungera störningsfritt.

Som exempel på interna förändringar kan pekas på uppbrytningen av det statliga elmonopolet i England och privatisering av elförsörjningen där samt den nya ellag som sedan 1 januari 1991 gäller i Norge i syfte att effektivisera el-

marknaden. Även på den svenska elmarknaden pågår en omfattande strukturömvandling.

Möjligheterna att tillvarata energivarorna i östra Europa för en positiv utveckling av energiförsörjningen i hela Europa har behandlats i den s k Lubbers-planen som i december 1991 resulterade i undertecknatet av "The European Energy Charter". Denna innebär en plan för utökad handel med energi, ökad samverkan samt effektivisering. Regler skall skapas för tillträde till och utnyttjning av Europas energiresurser samt för investeringar. En

öppen energimarknad skall skapas liksom gemensamma tekniska specifikationer och säkerhetsregler.

De politiska förändringarna i östra Europa kommer också att påverka strukturen på elsystemet. Till det västeuropeiska elnätet kommer först östra Tyskland att ihopkopplas med växelströmsförbindelser men diskussioner pågår även om ytterligare sammankopplingar av flera länders elnät till väst.

Inom EG har energin blivit en mycket viktig fråga vid etableringen av den inre marknaden som framgår av fortsättningen av denna artikel.

DEN EUROPEISKA GEMENSKAPEN – EG

EG grundar sig formellt på tre olika fördrag: Kol- och Stålunionen (1951), Euratom (1957) och Romfördraget (1957). Samarbetet bygger i hög grad på att man skapar harmoniserad lagstiftning. De grundläggande fördragen reglerar hur de gemensamma bestämmelserna skall införas och tillämpas. Om någon part bryter mot lagarna kan detta hanteras i EG-domstolen.

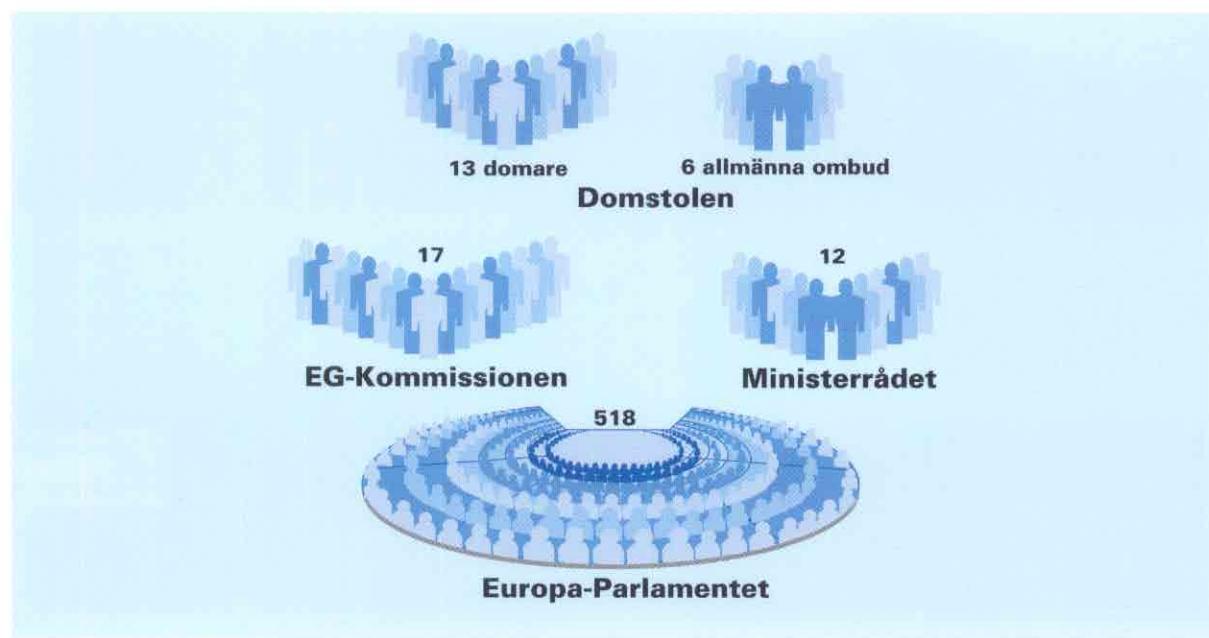
År 1965 sammanfördes de tre ovan nämnda fördragen i gemen-

samma institutioner. Ett ytterligare steg i enhetsriktning togs i december 1985 då man kunde samlas kring den "Europeiska enhetsakten".

EG:s verksamhet syftar till att före utgången av 1992 upprätta en inre marknad med fri rörlighet för varor, tjänster, personer och kapital. Detta kräver i sin tur en gemensam politik på en rad områden. Ett genomgående tema inom EG är avvägningen mellan medlemsländernas och Gemenskapens befogenheter.

Med det nya Unionsfördrag som antogs i Maastricht i december 1991 har denna fråga satts i fokus genom infogande i fördraget av den så kallade "närhetsprincipen".

Ett antal EG-organ har tillsammans i uppdrag att genomföra de uppgifter som anförtrots Gemenskapen. De viktigaste av dessa organ, Kommissionen, Ministerrådet, Parlamentet och EG-domstolen, kallas ibland EG:s fyra grundpelare. Organisationen visas i figuren nedan.



HUR ARBETAR EG?

Kommissionen skall, självständigt och oberoende av de nationella regeringarna, företräda Gemenskapens intressen. Kommissionen har initiativrätten att lägga fram förslag som medlemsländerna sedan får reagera på. Fattade beslut verkställs sedan av Kommissionen som även övervakar genomförandet i de enskilda medlemsländerna.

Vid sidan av detta är Kommissionen EG:s administratör och kan exempelvis inom ramarna för Romfördragets konkurrensregler utdöma böter för otillåtna monopol och karteller.

Ministerrådet är EG:s lagstiftande organ. Rådsmedlemmarna företräder respektive lands regering och vilka ministrar som deltar avgörs av frågans natur. Ministerrådet kan bara behandla förslag från Kommissionen, men kan när Ministerrådet är enigt göra ändringar i Kommissionens förslag.

Europaparlamentets roll är huvudsakligen konsultativ och opinionsbildande. Parlamentet saknar lagstiftnings- och beskattningsrätt. I lagstiftningsärenden, där Parlamentet har rådgivande befogenheter,

skall Parlamentet för de flesta förslag höras två gånger i samband med Ministerrådets behandling. Parlamentet kan föreslå ändringar, men kan ej lägga fram egna förslag. Vid enighet kan dock Parlamentet inlägga sitt veto mot ett förslag.

EG-domstolen är den enda verkligt överstatliga institutionen. Domstolens uppgift är att värna om lag och rätt vid tolkning och tillämpning av fördraget och den lagstiftning som tillkommer inom fördragens ramar. Domstolens utslag kan inte överklagas.

Integrationsarbetet består vanligen av följande moment:

- Kommissionen utarbetar ett förslag till Ministerrådet.
- Ministerrådet beslutar om en gemensam grundsyn till förslaget.
- Förslaget remitteras till bl a Parlamentet samt andra organ och intressegrupper.
- Kommissionen reviderar normalt sitt förslag.

- Det reviderade förslaget tas upp i Ministerrådet.

Proceduren är olika beroende av de juridiska förutsättningarna i varje enskilt fall. Ibland, speciellt när det gäller konkurrensregler, så kan Kommissionen på egen hand besluta i rättsfrågor.

Beslut kan fattas i olika former. Det vanligaste är direktiv som till sitt syfte är bindande för medlems-

staterna. Den nationella lagstiftningen skall inom angiven tidsrymd anpassas till direktivets syfte. Medlemsstaterna har dock viss valfrihet beträffande hur detta skall göras. Andra beslutsformer är förordningar, beslut, rekommendationer och resolutioner.

De två första är omedelbart bindande, de två senare är icke bindande avsiktförklaringar.

BESLUTADE ÅTGÄRDER INOM ELOMRÅDET

Rapporten "The Internal Energy Market", från 1988 utgör en plattform för EG:s fortsatta arbete mot en gemensam energimarknad.

År 1989 kom ett paket med direktivförslag enligt följande:

1. Möjlighet till insyn i priser och leveransvillkor för elleveranser till industrier.
2. Snabbare rapportering om utbyggnadskoncepter samt utökat samråd och informationsutbyte.
3. Transitering av el och gas.

Beträffande den första punkten om större öppenhet vid prissättning av industrileveranser har ett direktiv antagits och trätt i kraft 1 juli 1991.

Vad gäller punkt 2 har förslaget till direktiv om informationsutbyte rörande planerade utbyggnader av produktionsanläggningar framlagts men blivit stoppat tills vidare.

För punkt 3 har EG valt att stimulera konkurrensen inom elkraftbranschen bland annat genom att öppna tillgången till näten.

Direktivet angående transit för el har antagits och trådd i kraft 1 juli 1991. Detta innebär att kraftföretag med ansvar för överordnade nät i olika länder skall kunna avtala om kraftaffärer samt ha rätt att transitera kraften över mellanliggande nät om affärens varaktighet är minst ett år. Transiteringsvillkoren skall vara icke diskriminerande och skäliga. Ett företag kan begära medling vid tvist rörande villkoren. (Ett motsvarande direktiv finns för naturgas).

KOMMISSIONEN VILL GÅ VIDARE

Kommissionen vill nu gå vidare och har i januari 1992 lagt fram förslag till direktiv för fullbordande av den inre marknaden för el och gas. Förslaget har understälts Ministerrådet och samtidigt överlämnats till Parlamentet.

En mer effektiv energimarknad på europeisk nivå bedöms av EG-kommissionen leda till bättre resursanvändning som i sin tur kommer att ha positiv effekt på tillväxten och sysselsättningen.

Denna omställning på energiområdet är ett led i en mer generell liberalisering av traditionellt reglerade sektorer som exempelvis transporter och telekommunikation.

Tre mål anges som centrala för en inre elmarknad:

1. *Fri rörlighet för el*. Detta kräver att en del nationella restriktioner och regleringar avvecklas, att standarder harmoniseras och att nödvändiga nätförbindelser skapas.
2. *Förbättrad försörjningssäkerhet*. En öppnare marknad ger en tryggare försörjning.
3. *Förbättrad konkurrenskraft*. Ju effektivare tillgängliga resurser används desto bättre konkurrenskraft får den energiintensiva industrien på världsmarknaden.

Det förslag man lägger fram för att nå dessa mål bygger på en flerstegsstrategi där Kommissionen föreslår en miniminivå för varje steg. Vidare tillämpas närlightsprincipen som inne-

bär att man anger ett övergripande regelsystem på EG-nivå som varje enskilt land sedan skall fylla ut och anpassa på nationell nivå. Detta bedöms innebära att man undgår stelhet och detaljstyrning och att beslutet tas på rätt nivå.

Steg ett i Kommissionens strategi består av att verkställa redan fattade beslut, först och främst direktiven om transit respektive pristransparens.

Steg två föreslås gälla från 1 januari 1993 och innebär i korthet:

- Avskaffande av de exklusiva rättigheterna att producera elektricitet och att bygga elnät och gasledningar för att förstärka konkurrensen och öppna marknaden för nya operatörer;

- Särredovisning skall ske i vertikalt integrerade företag av produktion, överföring och distribution för att garantera en räkenskapsmässig tydlighet som syftar till en rätvis och icke diskriminerande konkurrens.
- Begränsat införande görs av system för tredjeparts tillgång till nätet, TPA (Third Party Access), genom vilket överförings- och distributionsföretag mot rimlig

ersättning skall erbjuda vissa aktörer (stora industrier och distributionsföretag), tillträde till deras nät i den mån som överförings- eller distributionskapacitet är tillgänglig. Detta arrangemang kommer att tillåta de aktuella förbrukarna att fritt välja elleverantör. *Steg tre* förväntas innebära en utvidgning av TPA i ljuset av resultaten från steg två. Det skulle kunna fullborda den inre marknaden för

gas och el och tanken är att det skall träda i kraft 1 januari 1996. En central tanke är att medlemsstaterna skall få den flexibilitet som krävs för att kunna anpassa reglerna till sin individuella situation.

Detta innebär i fas två att medlemsstaterna själva kan välja hur direktivet skall implementeras, genom konkurrenslagstiftning eller genom att sätta upp en kontrollmyndighet.

KRAFTFÖRETAGEN SAMARBETAR I EURELECTRIC

EURELECTRIC är en organisation som bildades 1990 för att representera elkraftföretagen i EG-länderna i deras kontakter med EG.

EURELECTRIC består av en representant från kraftindustrin i varje medlemsland. Därjämte ingår som associerade medlemmar ordförandena i UNIPEDE¹, UCPTE² och Nordel samt två representanter från de UCPTE-länder som ej ingår i EG.

Inrättandet av EURELECTRIC avspeglar en önskan från kraftföretagen att signifikant bidraga till etablerandet av en inre marknad och utvecklingen av ett elförsörjningsystem för EG varvid beaktats såväl kraftindustrins speciella ansvar och förutsättningar som allmänhetens intressen.

För att möjliggöra ett effektivt deltagande i den dynamiska utvecklingen har kraftföretagen i med-

lemsländerna givit EURELECTRIC klara mål:

- att främja utveckling och effektivitet hos kraftindustrin genom förstärkt samarbete mellan medlemsländerna och genom att stimulera konkurrens.
- att eftersträva gemensam ståndpunkt gentemot EG under beaktande av kraftindustrins viktiga roll samt opinionen i länder vid sidan av EG.
- att representera elkraftföretagen inom EG i deras kontakter med EG-myndigheter.

EURELECTRIC är organiserat i en generalförsamling, en kommitté och tre sektioner. De tre sektionerna är:

- SEN, sektionen för energifrågor
- SIE, sektionen för frågor om inre marknad, konkurrens samt industri- och ekonomipolicy
- SER, sektionen för miljö-, forsknings- och samhällsfrågor.



Representanter för Nordel deltar i de tre sektionerna. Under sektionerna finns ett antal arbetsgrupper.

EURELECTRIC granskar olika förslag från EG-kommissionen och genomför egna utredningar som underlag för alternativa lösningar.

Direktivet om transitering har EURELECTRIC accepterat men har påpekat att det kan skapa vissa drifttekniska problem.

EURELECTRIC ställer sig positivt till ökad konkurrens i produktionsskedet men deras förslag avviker från Kommissionens i steg 2.

När det gäller förslaget om införande av TPA är EURELECTRIC helt avvisande. Detta motiveras bl a med att leveranssäkerheten äventyras och att vissa kundgrupper skulle diskrimineras till förmån för andra. EURELECTRIC framhäller i stället att en harmonisering av skatter och avgifter skulle ge en väsentlig prisutjämning och pekar på att skillnaderna i miljökrav ger svårigheter.

Därtill förordas konkurrens vid utbyggnad av produktion. Man kan säga att i stället för konkurrens i alla led vill man vidareutveckla de samarbetsformer som nu finns vid driften av kraftsystemet.

1) Internationell samarbetsorganisation inom elförsörjningsområdet.

2) Samörörningsorganisation för västra delen av kontinentala Europa.

Dr Alessandro Ortis, ordförande i EURELECTRIC, och Mr Antonio Cardoso e Cunha, ledamot i EG-kommissionen med ansvar för energifrågor, i diskussion på ett seminarium i Stockholm.
Foto: Hans Blomberg.

ÖKANDE KONKURRENS I DE NORDISKA LÄNDERNA

Elmarknaderna i de nordiska länderna har utvecklats mot bakgrund av skilda förutsättningar och målsättningar och uppvisar i dag olika karaktär och struktur. Dagens internationella trend mot öppnare elmarknad återspeglas på olika sätt i de energipolitiska aktiviteterna i Norden.

INorge pågår en utveckling mot avreglering och större inslag av konkurrens och större effektivitet inom elförsörjningen. Som grund för utvecklingen ligger en ny ellag från 1 januari 1991.

Regeringen önskar en organisation med klar åtskillnad av funktioner som kan organiseras genom en marknad och funktioner som är naturliga monopol.

Viktiga element för att förbättra effektiviteten är:

- minskning av antalet företag genom frivilliga fusioner
- etablerande av ett antal oberoende köpare och säljare av kraft med målet att skapa en mer öppen kraftmarknad
- uppbytning av band mellan stora abonnenter och deras nuvarande leverantörer
- omorganisation av statens kraftproduktion (Statkraft) så att företaget blir jämfört med övriga aktörer på marknaden
- ändrad organisation av storkraftnätet.

Genom en regel i lagen om generell koncession kan det ställas villkor om att kraftföretagen skall ställa ledig överföringskapacitet till disposition för producenter och konsumenter av el. Därmed kan de som önskar få en kanal fram till storkraftnätet och delta på marknaden där.

De regionala kraftföretagens leveransplikt att täcka ökande behov utgår, däremot kvarstår plikten att ansluta alla abonnenter. Enligt propositionen kommer ökad efterfrågan av el att tillmötesgås som en följd av kraftföretagens affärsmässiga ansvar gentemot kunderna.

Om vertikal integration uppriphålls önskar myndigheterna separata räkenskaper för produktion och distribution. Därmed främjas en reell konkurrens mellan olika kraftproducenter.

Uppdelning av det tidigare Statkraft i ett statsföretag för produktion (Statkraft SF) och ett för nät (Statnett SF) har genomförts från 1 januari 1992. Företagen är helt statsägda men deras företagsform liknar ett aktiebolags.

Statkraft ges nu möjlighet att konkurrera på likvärdiga villkor med övriga kraftproducenter.

Statkraft har temporärt monopol på utlandshandeln men skall sköta denna på ett neutralt sätt gentemot andra aktörer på kraftmarknaden. Utrikeshandeln liksom sam-

arbetet mellan Statnett och Samkjöringen när det gäller driftskoordineringen kommer att behandlas ytterligare under 1992.

Åven i Sverige har inletts en utveckling mot en friare elmarknad.

De första steget är ombildande av Vattenfall den 1 januari 1992 från ett affärsverk till ett statligt ägt aktiebolag som skall verka under samma förutsättningar som icke-statliga kraftföretag.

I samband med ombildningen separerades storkraftnätet och de statligt ägda samkörningsförbindelserna från Vattenfall och ett nytt affärsverk, Svenska Kraftnät, bildades. Svenska Kraftnät skall förvalta nätet så att den fria handeln med el stimuleras och att leverantörer och brukare av kraft tillförsäkras en hög teknisk och säkerhetsmässig kvalitet på överföringen.

Företagets ställning är under 1992 interimistisk och kommer att behandlas ytterligare under året.

Regeringen har avisrat att den under 1992 ämnar framlägga förslag avseende den svenska elmarknaden i syfte att skärpa konkurrensen och bland annat motverka vertikal integration.

IDanmark och Finland sker vissa diskussioner rörande förändringar i strukturen, men ännu har inga beslut fattats.

NORDELANPASSNING TILL EG:S REGLER

Danmark är enda Nordel-land som nu ingår i EG, men även Finland och Sverige har sökt medlemskap. Det västdanska systemet (Jylland och Fyn) påverkas direkt av de nya EG-förhållandena. Det östdanska systemet (Själland m fl öar) kan inledningsvis ej direkt påverkas eftersom det inte är hopkopplat med det västdanska systemet.

Genom planerade ytterligare samkörningsförbindelser med det mellaneuropeiska systemet knyts

Nordel tekniskt hårdare till EG-samarbetet.

EES-avtalet är ännu ej slutfört. När denna artikel skrivs återstår ett slutgiltigt ställningstagande i EG-domstolen och avtalet skall godkännas av respektive lands parlament. Avtalet kommer att innebära att EFTA-länderna skall underkasta sig EG:s lagstiftning på de områden som berör fri rörlighet för varor, kapital, tjänster och personer.

Avtalet ger EFTA-länderna rätt att delta i expertgrupper under EG-kommisionen och därmed vara med och påverka utredningsarbetet. EG-kommisionen lägger sedan sina förslag utan inblandning av EFTA. Rätten att delta från EFTA-ländernas sida planeras komma att gälla från 1 januari 1993.

För elområdet medför EES-avtalet att EFTA-länderna får samma rättigheter och skyldigheter som EG-länderna. Detta innebär sanno-



likt att direktiven om transit och eventuellt TPA från och med 1993 kommer att gälla även inom EFTA där Sverige, Norge och Finland ingår.

Som en förberedelse för Nordel-systemets anpassning till EG:s

regler har Nordels Driftutskott tagit fram ett förslag till rekommendation om transitering av långsiktigt kontrakterad kraft inom Nordel-området.

Förslaget innebär att transitering genom överordnade transmis-

sionsnät skall kunna ske inom hela Nordelområdet på sätt som uppfyller EG:s direktiv om Common Transit av elektricitet. Detta förslag kommer att behandlas vidare inom Nordel under 1992.

NORDEL UTVECKLAS

Nordel vill verka för att organisationen även i framtiden skall vara i frontlinjen när det gäller elsamarbete. Därför har ett omfattande projekt startats som skall vidareutveckla Nordel till att kunna aktivt bidra i det framtida europeiska elkraftsam arbetet.

Målet för projektet är att lägga grunden till en samarbetsform som leder till optimal utveckling och utnyttjning av kraftproduktionen med beaktande av gemensamma nordiska intressen rörande miljö, leveranssäkerhet och ekonomi.

Emellertid strävar man efter att bevara den värdefulla Nordelprincipen om informellt samarbete baserat på öppet och effektivt ut-

byte av information, respekt för ländernas integritet samt möjlighet att lösa gemensamma uppgifter utan tund byråkrati och organisation.

Nordel har uppnått viktiga resultat på ett flertal samarbetsområden, främst genom en rad rekommendationer och ett mycket öppet informationsutbyte.

Eniktig förutsättning i arbetet med utvecklingen av Nordel är att samarbetet skall bevaras och vidareutvecklas på ett progressivt sätt. Nya samarbetsförutsättningar studeras, bl a fördelar och nackdelar av att i större omfattning än hittills basera samarbetet på fasta och långsiktiga kraftleveranser.

I Europa och i de enskilda nordiska länderna går tendensen i riktning mot vidareutveckling av marknadsekonomin. Marknaden skall öppnas för flera aktörer och barriärerna vid nationsgränserna skall brytas ned.

Dessa tendenser i utvecklingen mot mer konkurrens beaktas i förfyndelsen av Nordelsamarbetet. Viktigt är emellertid att utvecklingen hela tiden måste gå stegvis så att verksamheten kontinuerligt kan fungera störningsfritt.

Artikeln sammanställd av Lars Wiklund, sekreterare i Nordels Driftutskott, baserat på underlag framtaget av Driftuskontet.

INSTALLERAD EFFEKT

Den sammanlagda installerade effekten i Nordelländerna steg under under 1991 med 700 MW till 85 305 MW (inkl 424 MW vindkraft).

Den installerade effekten i vattenkraftstationer utgjorde nära 55%.

I Sverige och Finland fanns vid årets utgång totalt 12 310 MW kärnkraft.

Fördelningen mellan vatten- och värmekraft är mycket olika Nordelländerna emellan. I Danmark användes nästan enbart värmekraft och i Norge nästan enbart

vattenkraft. På Island domineras vattenkraften.

I Sverige är den installerade effekten i värmekraft något större än i vattenkraft. I Finland utgör värmekraften 80% av den installerade effekten.

Fig. S1 Installerad effekt 31.12.1991 och korresponderande medelårsproduktion för vattenkraft.

	DANMARK	FINLAND	ISLAND	NORGE	SVERIGE	NORDEL
Vattenkraft, MW	10	2 718	775	26 611	16 318 ²⁾	46 432
Geotermisk kraft, MW	-	-	45	-	-	45
Kärnkraft, MW	-	2 310	-	-	10 000	12 310
Konv. värmekraft, MW varav	9 002	8 548	116	278	8 150	26 094
Mottryck, MW	564	4 660	-	165	3 619	9 008
Kondens, MW	8 139 ¹⁾	3 026	-	78	2 771	14 014
Gasturbin, diesel, MW	299	862	116	35	1760	3 072
Totalt installerad effekt 1991, MW	9 012	13 576	936	26 889	34 468	84 881³⁾
Nytillskott under 1991, MW	514	196	50	3	358	1 121
Bortfall under 1991, MW	312	83	-	-	67	462
Medelårsproduktion vattenkraft, GWh	35	12 380	4 500	107 997	63 290	188 202
Förändring vattenkraft, GWh	-	60	300	9	60	429

1) inkl. tysk andel i Enstedværket (300 MW)

2) inkl. norsk andel i Linnvassselv (25 MW)

3) Dessutom tillkommer 424 MW vindkraft varav 409 MW i Danmark, 3 MW i Norge och 12 MW i Sverige

Fig. S2 Förändringar i installerad effekt 1991 (större än 10 MW).

Kraftslag/kraftstation	Tillskott	Bortfall	Netto-förändring av medelårs- produktion GWh	Bränsle- slag ¹⁾
	MW	MW		
DANMARK				
Konv. värmekraft, totalt	514	312		
varav				
HC Ørstedværket	–	42		K
Kyndbyværket	–	195		K/O
Hillerød	72	–		G
Renov. Asnæsværket och Amagerværket	28	–		K/O
Fynsværket	387	73		K/O
FINLAND				
Vattenkraft, totalt	13	–	60	
Voikkaa	13	–	60	
Konv. värmekraft, totalt	183	83		
varav				
Pori	35	15		T/O
Pietarsaari	36	18		A
Kaukas	77	29		A
Kaipola	26	11		K(A,T,O)
ISLAND				
Vattenkraft, totalt	50	–	300	
Blanda	50	–	300	
NORGE				
Vattenkraft, totalt	1	–	9	
SVERIGE				
Vattenkraft, totalt	54	67	–	
varav				
Älvkarleby	48	5	60	
Porjus	–	50	–	
Kärnkraft, totalt	30	–		
varav				
Ringhals 2, effektköning	25	–		
Konv. värmekraft, totalt	270	–		
varav				
Lund	20	–		G
Ängelholm	30	–		G
Karlskoga	36	–		G
Värtan, Stockholm	130	–		K
Hudiksvall	14	–		
Linköping	14	–		

1) O=olja, K=kol, G=gas, T=torv, A=avfall

Fig. S3 Beslutade kraftstationer (större än 10 MW).

Kraftslag/kraftstation	Effekt MW	Beräknad idrift- tagning	Medelårs- produktion GWh	Bränsle- slag ¹⁾
DANMARK				
Konv. värmekraft				
Vestkraft	375	1992		K/O
Helsingør	55	1993		G
Ringsted	18	1993		G
Amagerforbr.	15	1993		A
Svanemølleværket	60	1994		G
Næstved	32	1994		A/G
Masnedøværket	14	1995		H
Østkraft	37	1995		K
FINLAND				
Vattenkraft				
Isohaara	54	1993	70	
Konv. värmekraft				
Kaukopää	90	1992		A
Kotka	69	1993		G, A
Uimaharju	95	1993		A
Meri-Pori	560	1993		K
Mussalo	90	1994		G
Vuosaari	450	1996		G
ISLAND				
Vattenkraft				
Blanda	100	1992	450	
NORGE				
Vattenkraft				
Hellandfoss	30	1992	134	
Svartisen	700	1992/97	1 200	
Haukrei	11	1993	47	
Meråker	62	1994	425	
Tevla	30	1994	56	
Hekni	56	1995	230	
Grøa	33	1997	104	
SVERIGE				
Vattenkraft				
Klippen	27	1994	94	
Konv. värmekraft				
Halmstad	172	1993		G

1) O=olja, K=kol, G=gas, H=halim, T=torv, A=avfall

DET NORDISKA HÖGSPÄNNINGSNÄTET

Sverige har förbindelser med Danmark, Finland och Norge. Mellan Finland och Norge finns en 220 kV förbindelse och några ledningar för lokala leveranser från Norge till förbrukare i Finland.

Vid årets utgång var den totala överföringsförmågan på samkörningsförbindelserna mellan Nordelländerna ca 5 600 MW i vardera riktningen. Mellan Danmark (Jylland) och Norge finns en likströmsförbindelse med överföringsförmågan 550 MW i vardera riktningen. Södra Jylland har 400, 220 och 60 kV-förbindelser med Tyskland.

Mellan Finland och Ryssland finns en 1 000 MW likströmsför-

bindelse.

Sedan tidigare finns en mindre samkörningsförbindelse mellan Norge och Ryssland och lokala förbindelser mellan Finland och Ryssland.

Island är ej elektriskt förbundet med de övriga Nordelländerna.

Fig. S4 Existerande samkörningsförbindelser mellan Nordelländer.

Länder	Stationer	Nominell spänning kV	Överföringskapacitet enl. dimensioneringsreglerna, MW	Total ledningslängd, km	Värvakabel km
DANMARK – NORGE					
	Tjelle – Kristiansand	±250=	550	550	240/pol
FINLAND – NORGE					
	Ivalo – Varangerbotn	220~	50	50	228
DANMARK – SVERIGE					
	Teglstrupgård – Sofiero	132~	350 ¹⁾	350 ¹⁾	23
	Hovegård – Helsingborg nr 1	400~	700 ¹⁾	1 100 ¹⁾	91
	Hovegård – Helsingborg nr 2	400~			91
	Vester Hassing – Göteborg	250=	260	260	176
	Vester Hassing – Lindome	285=	300	300	149
	Hasle (Bornholm) – Borrby	60~	60	60	47,6
FINLAND – SVERIGE					
	Ossauskoski – Kalix	220~	900	700	93
	Petäjäskoski – Letsi	400~			230
	Kemimmaa – Svarthbyn	400~	35	35	134
	Hellesby (Åland) – Skattbol	70~			76,5
	Raumo – Forsmark	400=	500	500	235
NORGE – SVERIGE					
	Sørnes – Tornehamn	132~	200	200	39
	Ritsem – Ofoten	400~			58
	Røssåga – Ajaure	220~	260 ²⁾	100 ²⁾³⁾	117
	Linnvassselv, transformator	220/66~	50	50	–
	Nea – Järpströmmen	275~	500 ²⁾	500 ²⁾	100
	Lutufallet – Höljes	132~	40	20	17,5
	Eidskog – Charlottenberg	132~	100	100	13
	Hasle – Borgvik	400~	1 100 ²⁾	1 100 ²⁾	106
	Hasle – Trollhättan	400~			135
TOTALT			5 605	5 625	

1) Värdena 700 MW resp 1100 MW gäller med förbindelserna i paralleldrift. Överföringskapaciteten kan ofta vara högre. Den är beroende av aktuell produktionssituation och driftläggning

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

3) 100 MW gäller vid maximal produktion i Gejmän-Ajaure-Gardikfors. Vid minimiproduktion i dessa stationer och maximalt 250 MW produktionsöverskott i Helgeland är överföringsförmågan 200 MW

Fig. S5 Existerande samkörningsförbindelser mellan Nordel och andra länder.

Länder	Stationer	Nominell spänning kV	Överföringskapacitet		Total ledningslängd, km	Varav kabel km
			MW	MW		
DANMARK – TYSKLAND			Från Nordel		Till Nordel	
Kassø – Audorf	400~				107	–
Kassø – Flensburg	220~		1 000 ¹⁾	1 000 ¹⁾	40	–
Ensted – Flensburg	220~				34	–
FINLAND – RYSSLAND						
Imatra – GES 10	110~	0	100	20	–	–
Yllikälä – St. Petersburg	±85=	1 065	1 065	–	–	–
Nellimö – Kaitakoski	110~	0	50	20	–	–
NORGE – RYSSLAND						
Kirkenes – Boris Gleb	154~	50	50	10	–	–

1) Beroende på driftsituationen kan överföringskapaciteten variera mellan 800 – 1200 MW.

Fig. S6 Beslutade samkörningsförbindelser mellan Nordelländer.

Länder	Stationer	Nominell spänning kV	Överföringskapacitet enl. dimensioneringsreglerna, MW	Total ledningslängd, km	Varav kabel km	Idrifttagning år
DANMARK – NORGE			Från Danmark		Till Danmark	
Tjøle – Kristiansand	350=	440	440	252	127	1993

Fig. S7 Beslutade samkörningsförbindelser mellan Nordel och andra länder.

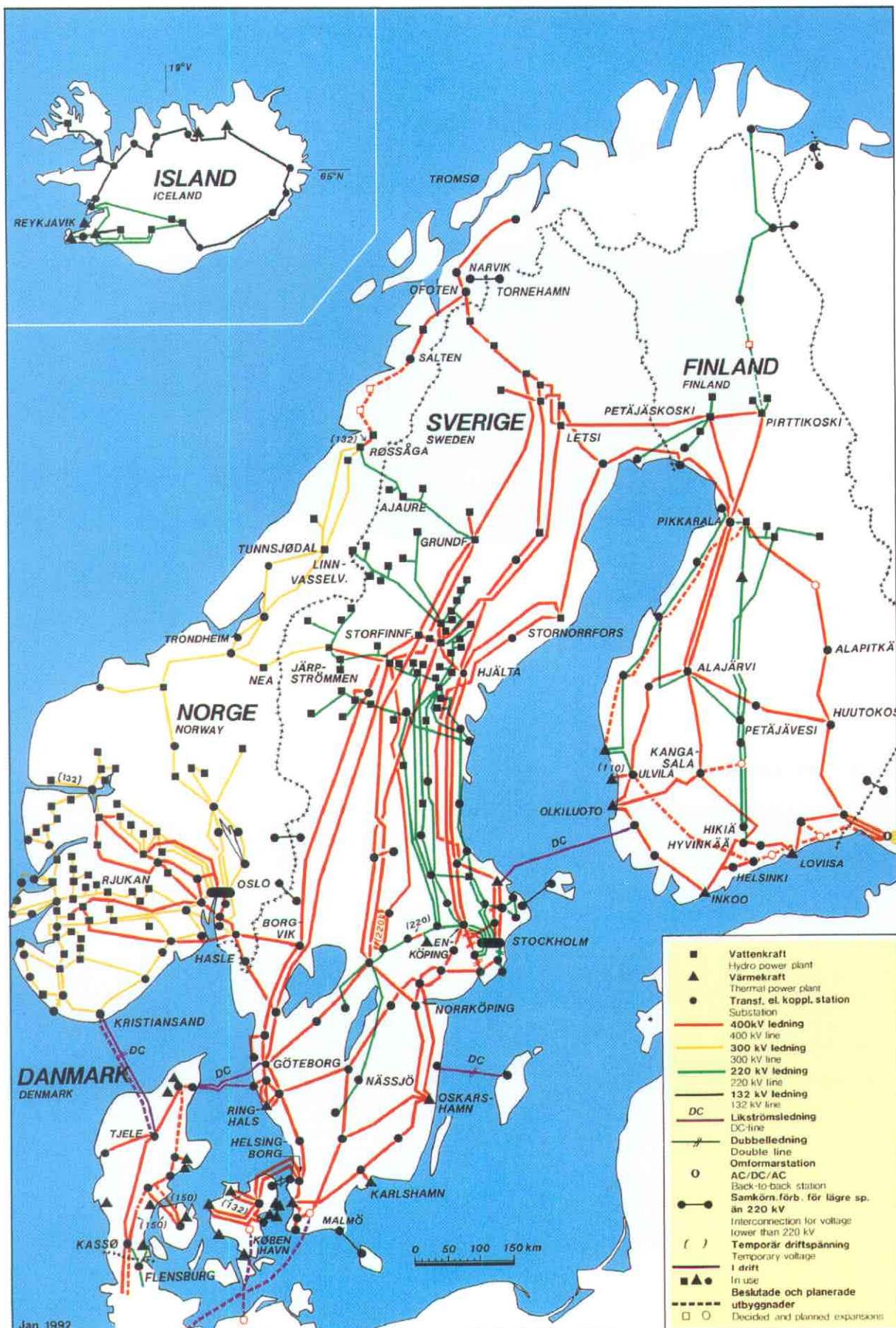
Länder	Stationer	Nominell spänning kV	Överföringskapacitet	Total ledningslängd, km	Varav kabel km	Idrifttagning år
			MW			
DANMARK – TYSKLAND			Från Nordel		Till Nordel	
Spanager – Rostock	400=	600	600	182	64 (prel)	1995
SVERIGE – TYSKLAND						
Arrie – Lübeck	400=	600	600	250	220	1994

Fig. S8 Ledningslängder 110 – 400 kV.

	400 kV AC och DC I drift 31.12.91 km	220-300 kV AC och DC I drift 31.12.91 km	110, 132, 150 kV I drift 31.12.91 km
DANMARK	1 076 ¹⁾	247 ²⁾	3 650 ³⁾
FINLAND	3 399 ⁴⁾	2 480	14 250
ISLAND	–	492	1 390
NORGE	1 841 ³⁾	5 228 ^{2) 5)}	9 700
SVERIGE	10 565 ⁴⁾	4 763 ²⁾	15 000

1) Härav 129 km i drift vid 150 kV och 46 km vid 132 kV
 2) Härav 80 km i Danmark och 96 km i Sverige (Kontiskan), 89 km i Danmark och 151 km i Norge (Skagerrak) i drift med 250 kV likström samt 75 km i Danmark och 74 km i Sverige (Kontiskan 2) i drift med 285 kV likström
 3) Härav 13 km i drift vid 60 kV och 113 km vid 50 kV
 4) Härav 99 km i Finland och 99 km i Sverige likström sjökabel samt 34 km i Finland och 2 km i Sverige likström landkabel (Fenno-Skan)
 5) Inkl 20 km 300 kV-ledning uppgraderad till 400 kV

Fig. S9 Nordels högspänningssnät.



ELPRODUKTION

Fig. S10 Total elproduktion inom Nordel 1991.

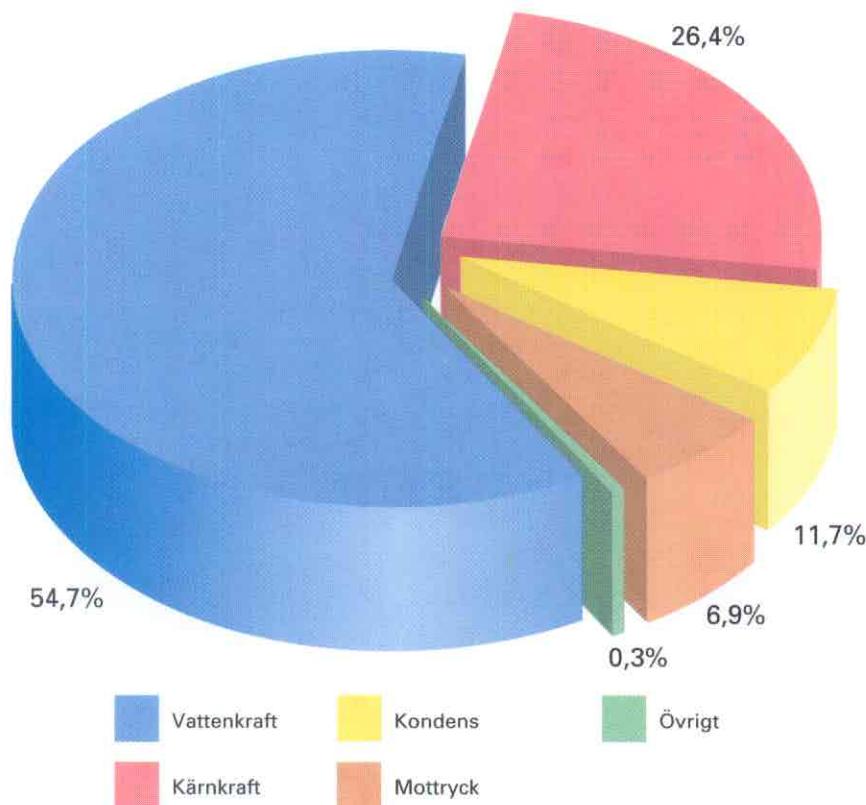


Fig. S11 Elproduktion (GWh).

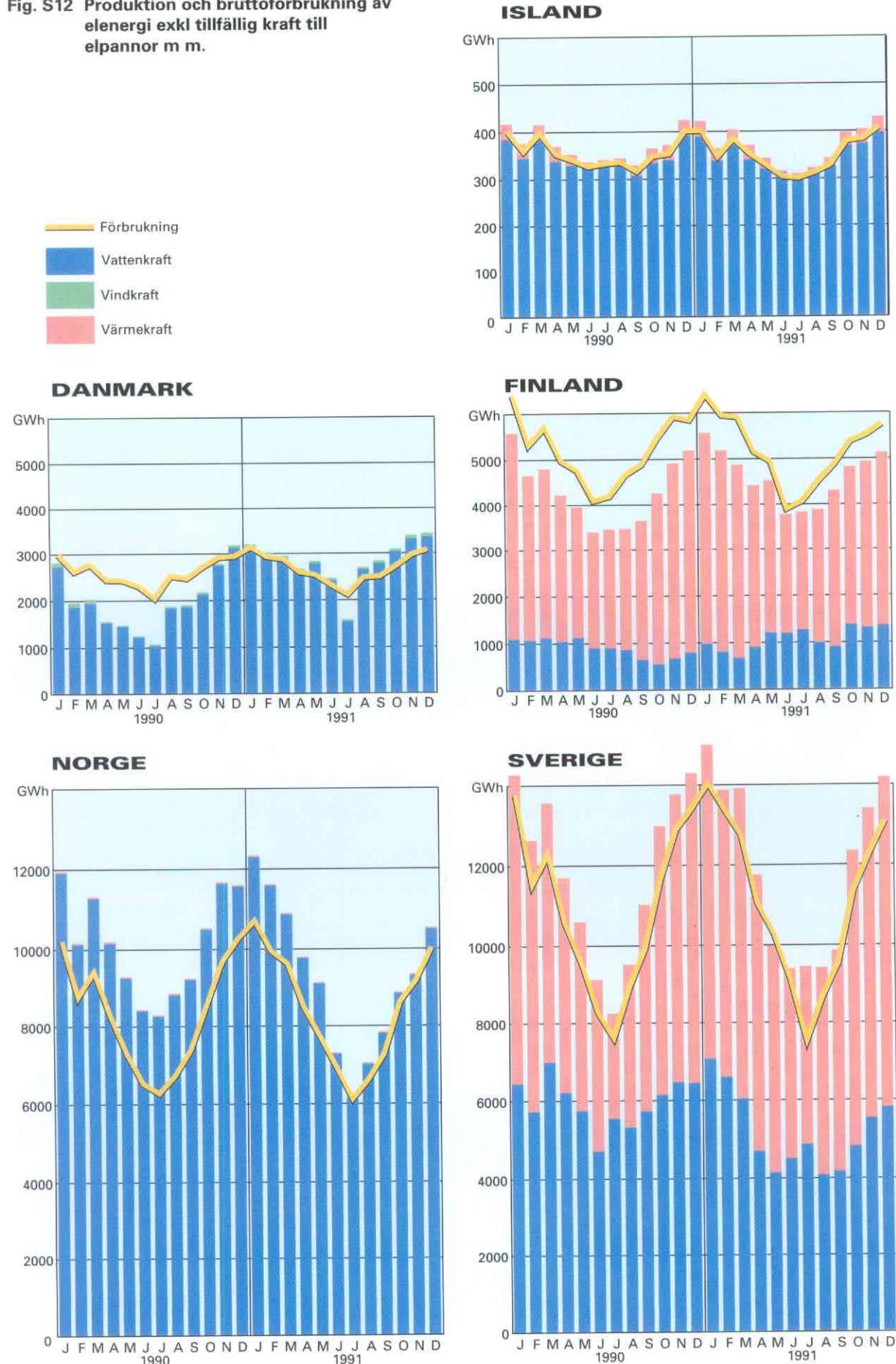
	DANMARK	FINLAND	ISLAND	NORGE	SVERIGE	NORDEL
Vattenkraft	32	12 966	4 154	110 524	62 329 ³⁾	190 005
Vindkraft	728	–	–	–	15	743
Geotermisk kraft	–	–	267	–	–	267
Kärnkraft	–	18 398	–	–	73 513	91 911
Konv. värmekraft varav	33 409	23 868	6	426	6 722	64 431
Mottryck	515	16 694	–	289	6 337	23 835
Kondens	32 894 ¹⁾	7 168	–	130	325	40 517
Gasturbin, diesel m m	–	6	6	7	60	79
Total produktion 1991	34 169 ²⁾	55 232	4 427	110 950	142 579	347 357
Förändring jämfört med 1990	41,9%	7,1%	-0,4%	-8,8%	0,6%	1,0%

1) Inkl. produktion i kraftvärmeverk

2) Härav tysk andel i Enstedværket 2 319 GWh

3) Härav norsk andel i Linnvasselsev 87 GWh

Fig. S12 Produktion och bruttoförbrukning av elenergi exkl tillfällig kraft till elpannor m m.



MAGASINSFYLLNAD

Kurvorna visar magasinsfyllnaden i procent av helt fyllda magasin under åren 1990 och 1991. De övre

och undre begränsningskurvorna för de senaste årens magasinsvariationer är markerade. Begränsnings-

kurvorna är högsta respektive lägsta veckovärden under perioden 1981 – 1990.

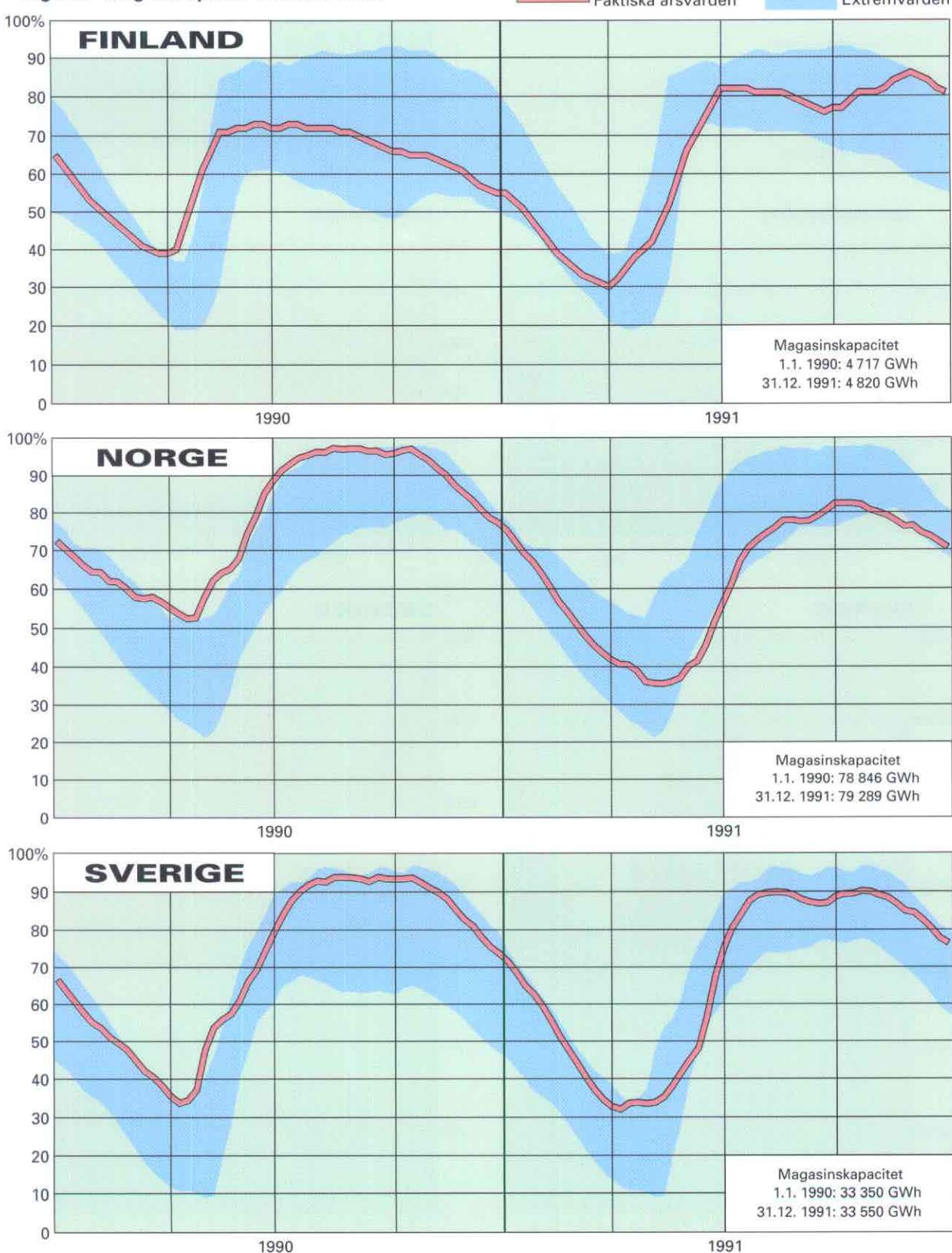
Fig S13 Magasinsfyllnad 1990 och 1991.

Fig. S14 Maximal och minimal belastning 3:e onsdagen i januari och juli 1991.

Installerad netto-effekt 31.12.91 MW	Maximal och minimal systembelastning 1991								
	3:e onsdagen i januari				3:e onsdagen i juli				
	MAX Lokal tid	MW	MIN Lokal tid	MW	MAX Lokal tid	MW	MIN Lokal tid	MW	
DANMARK¹⁾									
Väster om Stora Bält (ELSAM) Öster om Stora Bält exkl Bornholm (ELKRAFT)	4 352 ²⁾ 4 031	08 – 09 17 – 18	3 286 2 482	02 – 03 03 – 04	1 622 1 333	10 – 11 10 – 11	1 916 1 401	04 – 05 04 – 05	1 083 737
FINLAND	13 576	08 – 09	9 589	03 – 04	7 620	12 – 13	6 249	04 – 05	4 546
ISLAND	936	18 – 19	611	03 – 04	468	20 – 21	390	07 – 08	342
NORGE									
Söder om 67,5°N Norra om 67,5°N	25 119 1 773	08 – 09 15 – 16	17 254 1 075	01 – 02 23 – 00	14 162 635	09 – 10 09 – 10	9 465 524	05 – 06 02 – 03	7 096 401
SVERIGE	34 480 ³⁾	08 – 09	23 460	01 – 02	17 133	11 – 12	12 399	04 – 05	8 461
NORDEL exkl Island Mellaneuropeisk tid	83 331	08 – 09	56 910	01 – 02	42 975	11 – 12	31 150	04 – 05	22 322

1) En viss del av effekten är ej tillgänglig vid driftplaneringen, t ex utländskt ägda verk, längtidsavställda verk och vindkraftverk
 2) Inkl tysk andel i Enstedværket 300 MW
 3) Inkl norsk andel i Linnvassselv 25 MW

Fig. S15 Elenergiomsättning 1991 (GWh).

	DANMARK	FINLAND	ISLAND	NORGE	SVERIGE	NORDEL
Produktion	34 169	55 232	4 427	110 950	142 579	347 357
Import	3 075	7 833	–	3 242	6 225	20 375
Total produktion och import	37 244	63 065	4 427	114 192	148 804	367 732
Export	5 046 ¹⁾	665	–	6 025	7 519 ²⁾	19 255
Total elenergiomsättning (inkl elpannor) 1991	32 198	62 400	4 427	108 167	141 285	348 477
Förändring jämfört med 1990	3,4%	0,1%	-0,4%	2,4%	0,9%	1,4%

1) Härav tysk andel i Enstedværket 2 319 GWh
 2) Härav norsk andel i Linnvassselv 1 GWh

ELENERGIUTBYTEN

Fig. S16 Elenergiutbyte mellan Nordelländerna 1963 – 1991.

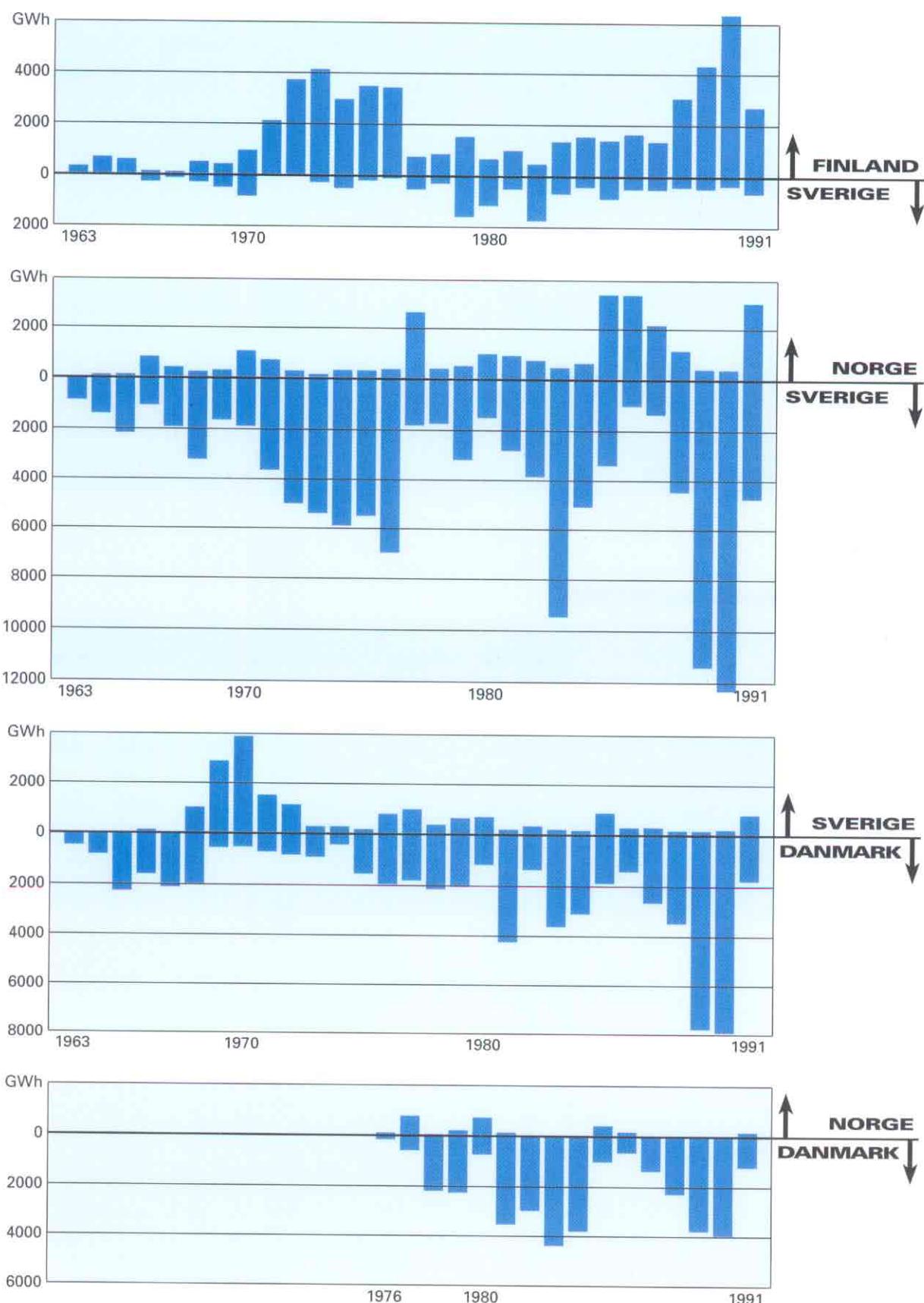


Fig. S17 Utbyten av elenergi inom Nordel 1991 (GWh).

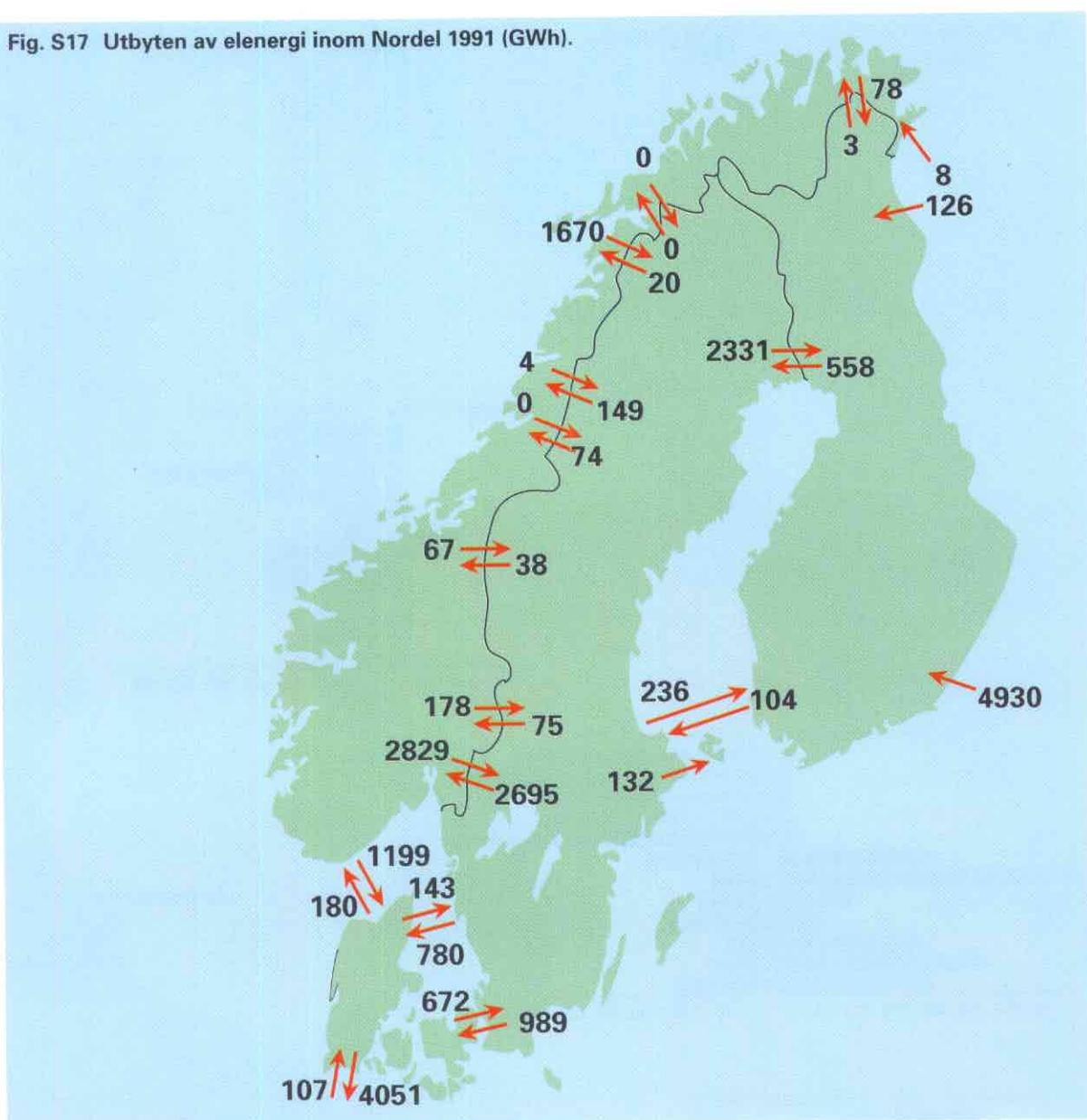


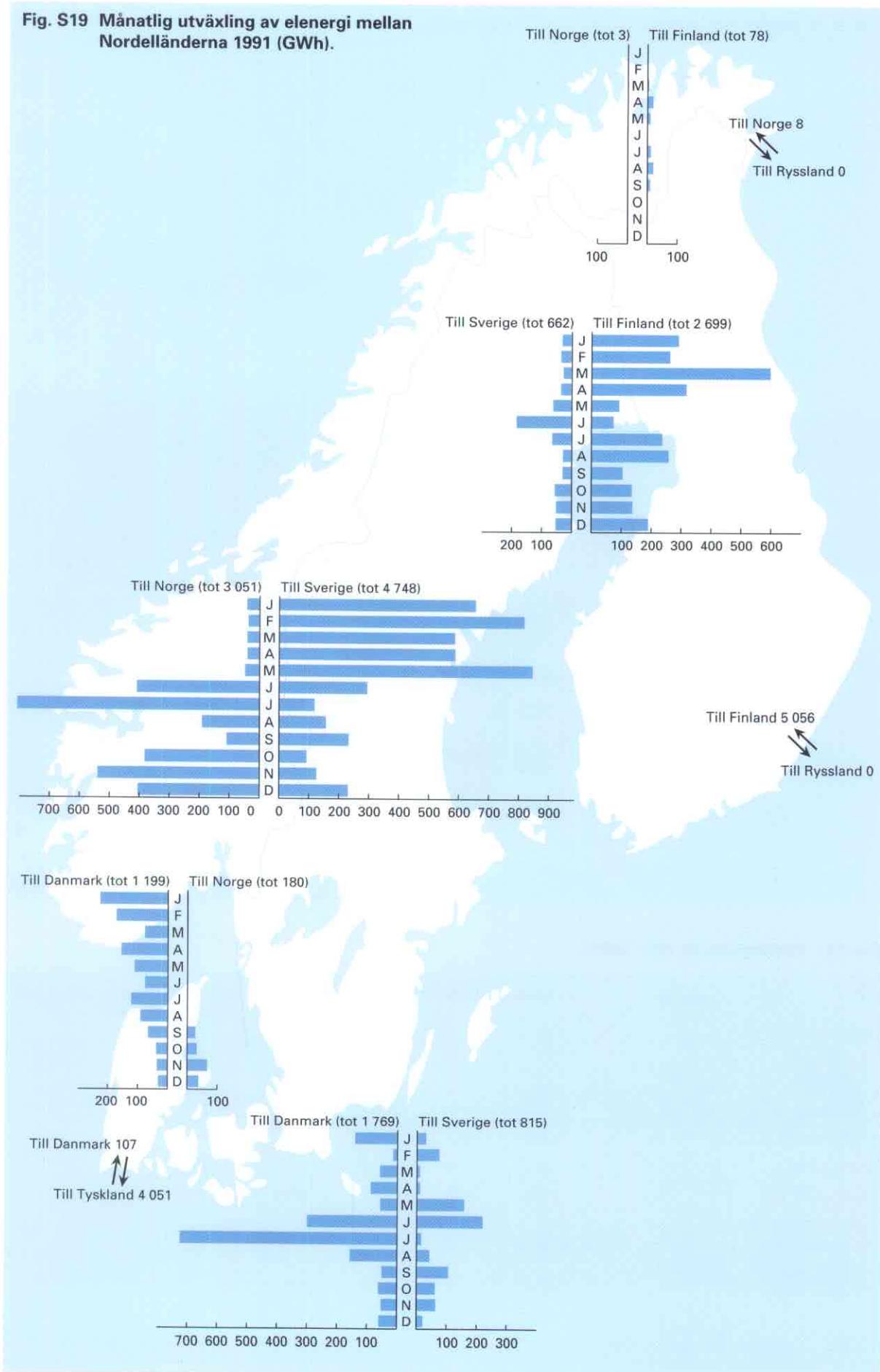
Fig. S18 Elenergiutbyte 1991 (GWh).

Import till:	DANMARK	FINLAND	NORGE	SVERIGE	Nordelländer	Andra länder	Total export 1991
Export från:							
DANMARK	-	-	180	815	995	4 051 ¹⁾	5 046 ¹⁾
FINLAND	-	-	3	662	665	-	665
NORGE	1 199	78	-	4 748	6 025	-	6 025
SVERIGE	1 769	2 699	3 051	-	7 519 ²⁾	-	7 519 ²⁾
Nordelländer	2 968	2 777	3 234	6 225	15 204	4 051	19 255
Andra länder	107	5 056	8	-	5 171		
Total import 1991	3 075	7 833	3 242	6 225	20 375		
NETTOUTBYTE 1991 Import(+)-Export(-)	-1 971	7 168	-2 783	-1 294			
NETTOUTBYTET/ BRUTTOFÖRBRUKNING ³⁾	-6,1%	11,5%	-2,7%	-1,0%			

Footnotes for Fig. S18:

- Härvat tysk andel i Enstedværket 2 319 GWh
- Härvat norsk andel i Linnvasselsev 1 GWh
- Exkl tillfällig kraft till elpannor m m

Fig. S19 Månatlig utväxling av elenergi mellan Nordelländerna 1991 (GWh).



ELFÖRBRUKNING

Fig. S20 Netto elenergiförbrukning fördelad på konsumentgrupper exkl tillfällig kraft till elpannor m m 1991.

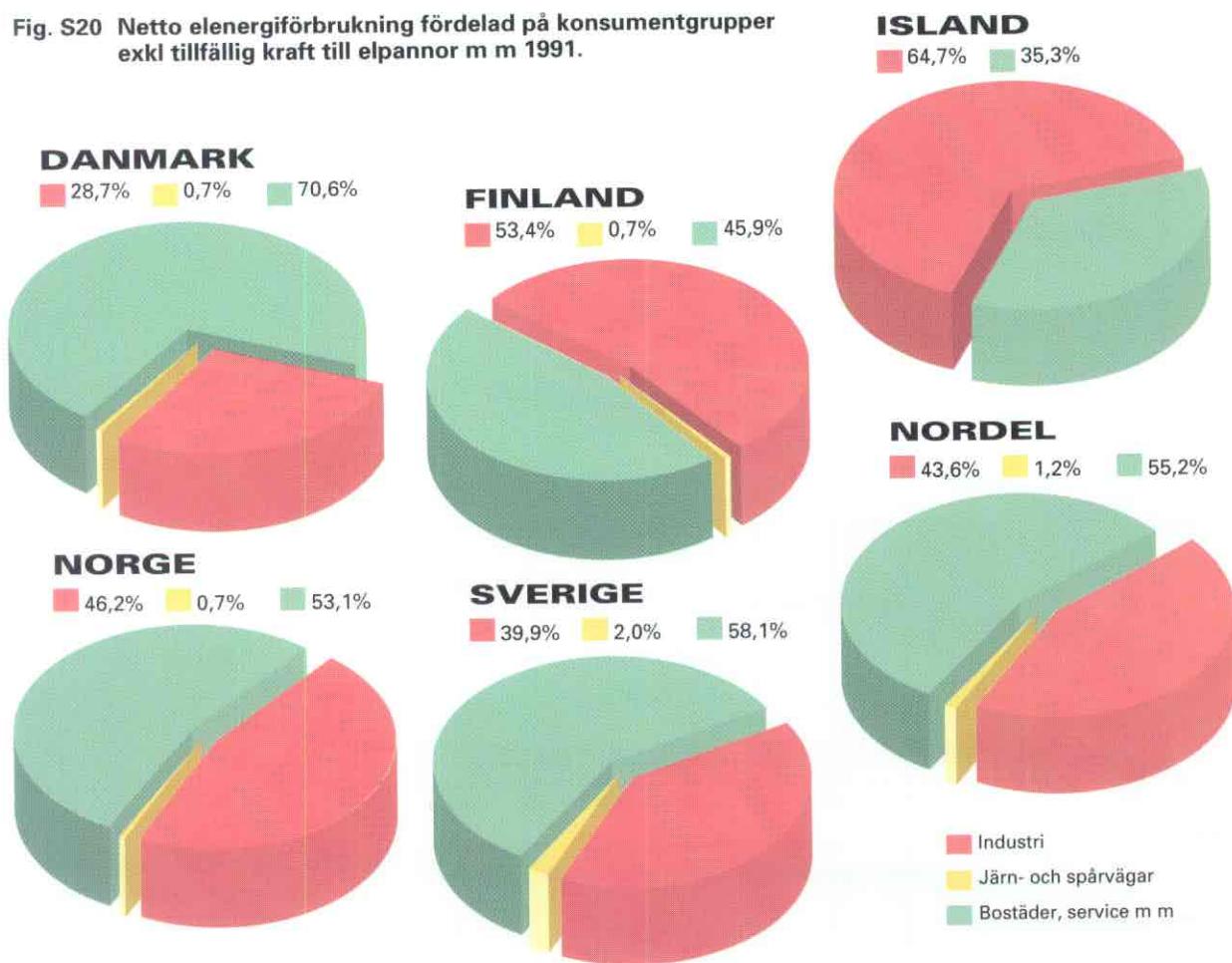


Fig. S21 Elenergiförbrukning 1991 (GWh).

	DANMARK	FINLAND	ISLAND	NORGE	SVERIGE	NORDEL
Elenergiomsättning	32 198	62 400	4 427	108 167	141 285	348 477
Tillfällig kraft till elpannor	-	66	197	6 953 ¹⁾	8 390	15 606
Bruttoförbrukning 1991 ²⁾	32 198	62 334	4 230	101 214	132 895	332 871
Förluster mm	2 300	3 084	423	9 668	9 450	24 925
Nettoförbrukning varav	29 898	59 250	3 807	91 546	123 445	307 946
industri	8 600	31 650	2 465	42 292	49 200	134 207
järn- och spårvägar	200	425	-	650	2 500	3 775
bostäder, service mm	21 098	27 175	1 342	48 604	71 745	169 964
Förändring av bruttoförbrukning jämfört med 1990 ²⁾	3,4%	0,3%	-0,8%	2,0%	1,9%	1,7%
Genomsnittlig förändring av bruttoförbrukningen under de senaste 10 åren ²⁾	2,8%	4,2%	1,7%	1,8%	3,1%	2,9%
Bruttoförbrukning per invånare (kWh)	6 247	12 434	16 400	23 743	15 374	14 267
Medelfolkmängd 1991 (milj.inv.)	5,15	5,01	0,26	4,26	8,64	23,33

1) Härav pumpkraft 659 GWh
2) Exkl tillfällig kraft till elpannor mm

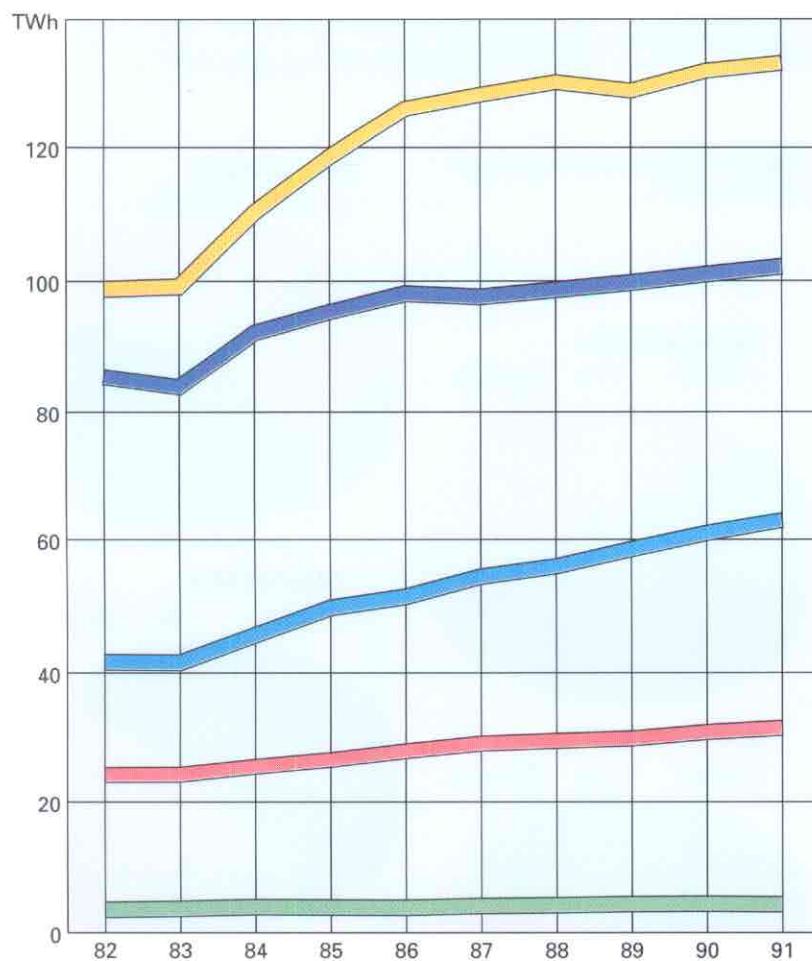


Fig. S22 Bruttoförbrukning¹⁾ av elenergi 1982 – 1991.
1) Exkl tillfällig kraft till elpannor m m.

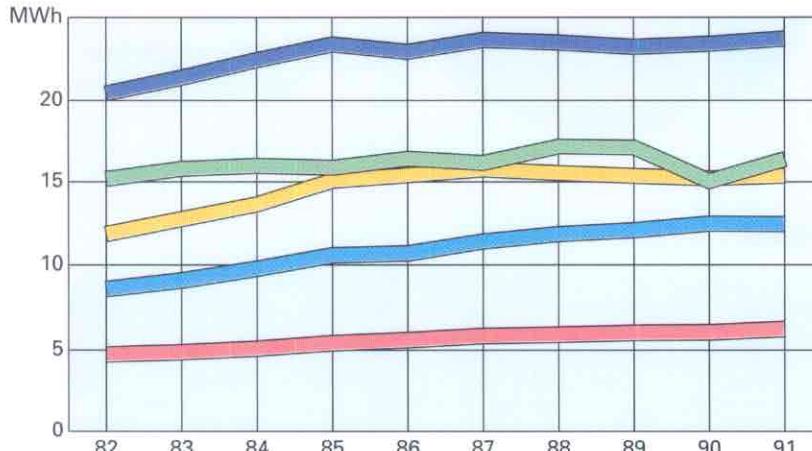


Fig. S23 Bruttoförbrukning¹⁾ av elenergi per invånare 1982 – 1991.
1) Exkl tillfällig kraft till elpannor m m.

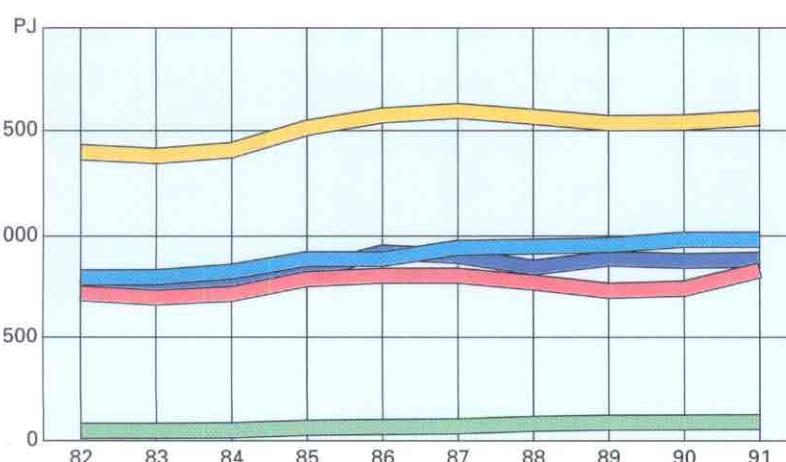
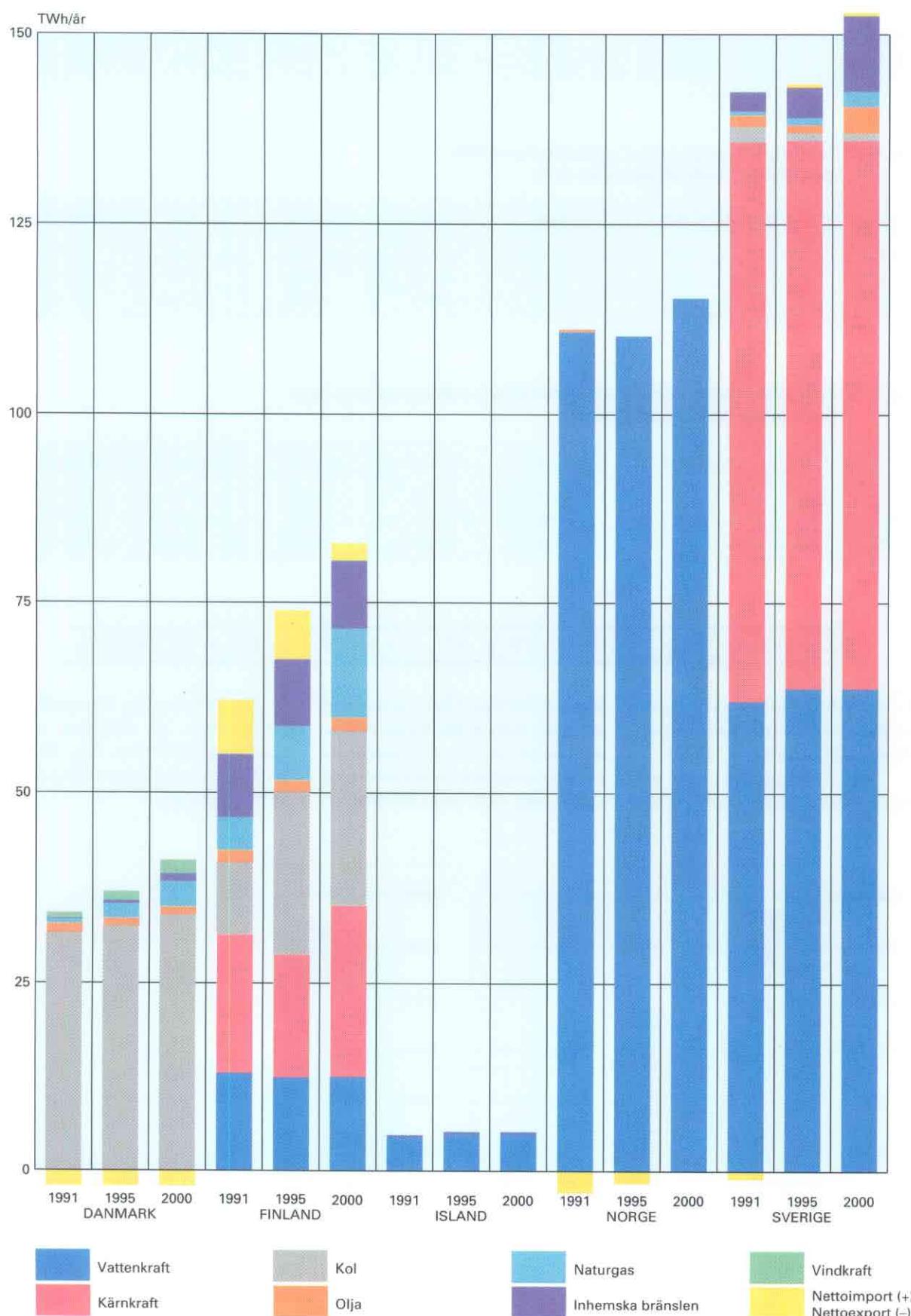


Fig. S24 Total energitillförsel 1982 – 1991.

- SVERIGE
- NORGE
- ISLAND
- FINLAND
- DANMARK

Fig. S25 Eltillförsel med fördelning på energislag.



**Fig. S26 Faktisk och prognoserad elenergiförbrukning i TWh/år,
exkl tillfällig kraft till elpannor m m.**

	DANMARK	FINLAND	ISLAND	NORGE	SVERIGE	NORDEL
1991	32,2	62,3	4,2	101,2	132,9	332,8
1995	35	74	4,9	106	144	364
2000	39	83	5,1	111	153	391

**Fig. S27 Faktiskt och prognoserat eleffektbehov i MW,
exkl tillfällig kraft till elpannor m m.**

	DANMARK	FINLAND	ISLAND	NORGE	SVERIGE	NORDEL
1991	6 200	10 300	670	17 874	24 200	59 244
1995	7 100	13 000	700	19 100	28 500	68 400
2000	7 800	14 600	750	20 300	30 000	73 450

**Fig. S28 Faktisk och prognoserad installerad effekt i MW inom resp land
(värden per 31.12 respektive år).**

	DANMARK	FINLAND	ISLAND	NORGE	SVERIGE	NORDEL
1991	9 012	13 576	936	26 889	34 468	84 881
1995	9 450	15 050	1 050	27 550	35 400	88 500
2000	10 550	16 550	1 050	29 050	35 900	93 100

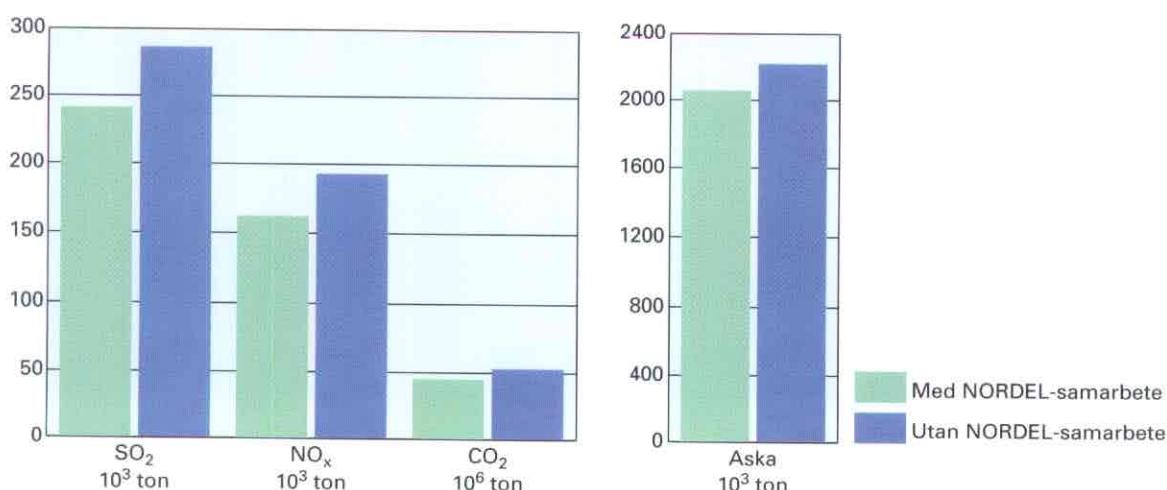
MILJÖMÄSSIGA VINSTER AV SAMARBETET I NORDEL

Det nordiska elsamarbetet innebär miljömässiga vinster i form av minskade utsläpp i naturen.

Med utgångspunkt från den totala elförbrukningen och värme-

kraftproduktionen kan beräkningar göras hur stora miljömässiga fördelar samarbetet inneburit i jämförelse med om varje land producerat med enbart sina egna produktionsresur-

ser. För 1991 innebar den nordiska samkörningen att utsläppen minskade med 45 000 ton SO₂, 30 000 ton NO_x, 8 miljoner ton CO₂ samt 160 000 ton aska.



NORDELS MEDLEMMAR



DANMARK

Ove W Dietrich

Administrerende direktør
SEAS A/S

Knud Fischer

Administrerende direktør
Sønderjyllands Højspændingsværk

John Hebo Nielsen

(*vice ordförande i Nordan*)
Administrerende direktør
ELKRAFT A.m.b.A.

Georg Styrbro

Administrerende direktør
ELSAM

Hans von Bülow (observator)

Kommitteret
Energiministeriet



FINLAND

Klaus Ahlstedt

Vice verkställande direktör
Imatran Voima Oy

Esa Hellgrén

Direktör
Finlands Elverksförening

Anders Palmgren

Produktionsdirektör
Imatran Voima Oy

Kalevi Numminen

Verkställande direktör
Imatran Voima Oy



ISLAND

Jakob Björnsson

Generaldirektör
Statens Energistyrelse

Adalsteinn Gudjohnsen

Administrerende direktør
Reykjavik Elverk

Kristján Johnsson

Administrerende direktør
Statens Elverker

Halldór Jónatansson

Administrerende direktør
Landsvirkjun



NORGE

Erling Diesen

Vassdrags- og energidirektør
Norges vassdrags- og energiverk

Gunnar Vatten

Administrerende direktør
Statkraft

Rolf Wiedswang

Samkjøringsdirektør
Samkjøringen av kraftverkene i Norge

Ragnar Myran

Administrerende direktør
Trondheim Elverk

Asbjørn Vinjar (suppleant)

Energidirektør
Olje- og energidepartementet



SVERIGE

Göran Ahlström

Verkställande direktör
Sydkraft AB

Lennart Lundberg

(*ordförande i Nordan*)
Vice verkställande direktör
Vattenfall AB

Carl-Erik Nyquist

Verkställande direktör
Vattenfall AB

Claes Lindroth

Verkställande direktör
Stockholm Energi AB

Karl-Axel Edin (suppleant)

Direktör
KRAFTSAM

NORDELS SEKRETARIAT

c/o Vattenfall AB

S-162 87 Vällingby, Sverige
Tel. + 46 8 739 50 00

Sivert Göthlin

(*Nordan sekreterare*)
Direktör

Lena Nordkvist

Sekreterare

NORDELS UTSKOTTSMEDLEMMAR

DRIFTUTSKOTTET

Arne Ring-Nielsen

Overingenier
ELSAM, Danmark

Kalervo Nurminen

Försäljningsdirektör
Imatran Voima Oy, Finland

Hans Elg

Överingenjör
Sydkraft AB, Sverige

Hans-Henrik Clod-Svensson

Afdelingschef
ELKRAFT A.m.b.A, Danmark

Thordur Gudmundsson

(*observatör*)

Overingenjör
Landsvirkjun, Island

Gunnar Ålfors (ordförande)

Produktionsdirektör
Vattenfall AB, Sverige

Lauri Mäkelä

Samkörningschef
Imatran Voima Oy, Finland

Odd H. Hoelsæter

Direktör
Statnett SF, Norge

Lars Wiklund (sekreterare)

Civilingenjör
Vattenfall AB, Sverige

Jon Ingvaldsen

Avdelningsdirektör
Statkraft SF, Norge

PLANERINGSUTSKOTTET

Oluf Skak

Afdelingschef
ELKRAFT A.m.b.A, Danmark

Harry Viheriävaara

Generalsekreterare
Elproducenternas Samarbetsdelegation, STYV
Finland

Anders Hedenstedt

Direktör
Vattenfall AB, Sverige

Paul-Frederik Bach

Underdirektör
ELSAM, Danmark

Edvard G. Guðnason

Överingenjör
Landsvirkjun, Island

Per Lindell (ordförande)

Överingenjör
Sydkraft AB, Sverige

Heikki Haavisto

Avdelningsdirektör,
Imatran Voima Oy, Finland

Svein Kroken

Avdelningsdirektör
Statkraft SF, Norge

Anders Löf (sekreterare)

Ingenjör
Vattenfall AB, Sverige

Svein Storstein Pedersen

Avdelningsdirektör
Norges vassdrags- och energiverk, Norge

MILJÖ- OCH PRODUKTIONSUTSKOTTET

Bent Møller-Jensen

Overingenier

Sønderjyllands Højspændingsværk, Danmark

Gisli Juliusson

Overingenjör
Landsvirkjun, Island

Knut Mikalsen

Overingenjör
Oslo Lysverker, Norge

Carl-Erik Lundgren (ordförande)

Direktör

SEAS A/S, Danmark

Hakon Adalsteinsson

Sektionschef

Statens Energistyrelse, Island

Tommy Cervin

Direktör
Sydkraft AB, Sverige

Rauno Linkama

Divisionsdirektör

Imatran Voima Oy, Finland

Thorstein Aspvall

Sjefingenjör

Statkraft SF, Norge

Bertil Agrenius

Direktör

Vattenfall AB, Sverige

Heikki Niininen

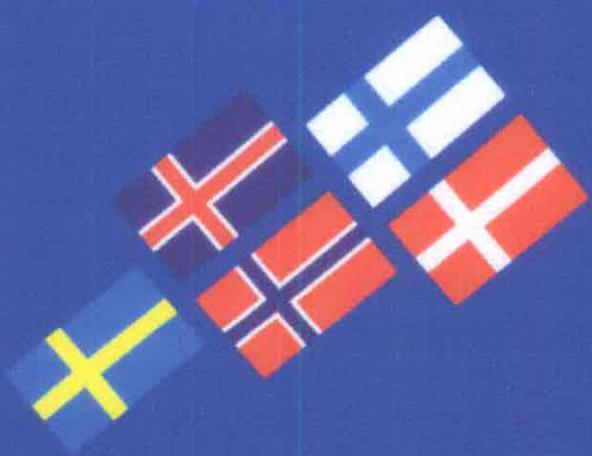
Avdelningsdirektör

Imatran Voima Oy, Finland

Poul Ølsgaard (sekreterare)

Afdelingsingenjör

ELKRAFT A.m.b.A, Danmark



Nordel