

Nordel

ÅRSBERETNING
ANNUAL REPORT

1980



INDHOLD

Contents

	Side
Nordel	1
Nordel i sammendrag	1
Nordels medlemmer 1980/81	2
Nordels virksomhed 1980	3
Statistik	20
— Installeret effekt	21
— De nordiske højspændingsnet	26
— Omsætning af elektrisk energi	30
— Elproduktion	32
— Kraftudveksling mellem landene	34
— Elforbruget	36
— Prognoser	37
Det totale energiforbrug i Norden	39
De dagliga nordiska kraftaffärerna	40
English Summary	48
— Statistics	59
The Daily Power Exchange among the Nordic Countries	61
Nordel in Brief	66
Faste udvalg 1980/81	67

Synonymer for effekt

Synonyms for power

kW kilowatt
MW megawatt = 1000 kW
kVA kilovoltampere
MVA megavoltampere = 1000 kVA

Synonymer for energi

Synonyms for energy

kWh kilowatt-time = 3600 kJ
kilowatt-hour
MWh megawatt-time = 1000 kWh
megawatt-hour
GWh gigawatt-time = 1 million kWh
gigawatt-hour
TWh terawatt-time = 1000 GWh = 1 milliard kWh
terawatt-hour = 1000 GWh = 10^9 kWh
kJ kilojoule = 0,24 kcal
TJ terajoule = 10^{12} J = 23,9 toe
PJ petajoule = 10^{15} J
kcal kilokalorie = 4,19 kJ
kilo-calorie
Mtoe 1 million tons olie (varmeværdi 10.000 kcal/kg)
ækvivalent for energiindhold
1 million tons of oil (calorific value 10,000 kcal/kg)
equivalent energy contents

Forsidebillede: Et stort flertal af den svenske befolkning vedtog i marts 1980 at kernekraft i de kommende 25 år skal dække en væsentlig del af elproduktionen. To af de tolv vedtagne reaktorer indgår i Barsebäckværket ved Malmø.

Front cover: *At the national referendum on nuclear power in March 1980 a great majority of Sweden's population decided that in the next 25 years nuclear power is to cover a major part of the electricity production. Photo: Two of the 12 reactors agreed upon are situated at Barsebäck nuclear power plant.*

Nordel

Nordel, som blev stiftet i 1963, er en sammenslutning af personer, som virker indenfor elforsyningen i Danmark, Finland, Island, Norge og Sverige. Det er et rådgivende og rekommanderende organ med det formål at fremme internationalt, og især nordisk samarbejde vedrørende produktion, distribution og forbrug af elektrisk energi.

Nordel har følgende faste arbejdsopgaver:

- at følge udviklingen af produktion og forbrug af elektrisk energi i de nordiske lande, bl.a. ved at publicere statistik på området
- at sammenstille de enkelte landes prognoser for forbrugsudviklingen samt landenes udbygningsplaner

- at udgive en årsberetning, som foruden rapporter over årets virksomhed indenfor Nordel samt statistik for elforsyningen i de nordiske lande, kan indeholde særlige artikler af interesse vedrørende nordisk samarbejde på energiområdet.

En stor del af Nordels virksomhed foregår i udvalg og komiteer. Udvalgene har i flere tilfælde nedsat arbejdsgrupper med specialister på forskellige områder, og for indsamling af statistik eller anden periodisk rapportering er der udpeget kontaktmænd i de enkelte lande. Der udpeges endvidere kontaktmænd til enkelte internationale organisationer på elområdet.

Nordel i sammendrag

Elenergibalancen indenfor Nordel 1980
Electric energy balance in Nordel 1980

	Forbrug* <i>Consumption</i> TWh	Årets stigning <i>Annual increase</i> %	Netto import <i>Net import</i> TWh	Netto eksport <i>Net export</i> TWh
Danmark	24,3	0,3	0,4	-
Finland	39,9	5,1	1,2	-
Island	3,1	7,6	-	-
Norge	82,0	-0,5	-	0,5
Sverige	94,1	0,3	0,5	-
Nordel	243,5	0,8	1,7	-

* Ekskl. tilfældig kraft til elektrokedler.

For nærmere oplysninger om kraftudveksling, se tabel 9, side 34.
For further information about energy exchange, see table 9, page 34.

Nordels medlemmer 1980/81

Nordel's Members 1980/81

Danmark

Svend Albrechtsen
Direktør
Managing Director
Sydøstsjælland's Elektricitets
Aktieselskab SEAS

Carl Andersen (- 1.11.1980)
Direktør
Managing Director
Isefjordværket

Henning Buhl (3.3.1981 -)
Direktør
Managing Director
ELKRAFT A.m.b.A.

Erik Leif Jakobsen
Direktør
Managing Director
ELSAM
Formand i Nordel
Chairman of Nordel

Jens Aksel Poulsen
Direktør
Managing Director
I/S Vestkraft

Bjarne Andersen (suppl.)
Direktør
Managing Director
Københavns Belysningsvæsen

Finland

Pentti Alajoki
Direktør
Managing Director
Imatran Voima Oy

Osmo Korvenkontio
Direktør
Deputy Managing Director
Imatran Voima Oy

Tapio Kunnas
Direktør
Managing Director
Finlands Elverksförening

Kalevi Numminen
Direktør
Director
Imatran Voima Oy

Island

Eiríkur Briem
Direktør
Managing Director
Landsvirkjun

Jakob Björnsson
Generaldirektør
Director General
Statens Energistyrelse

Adalsteinn Gudjohnsen
Direktør
Managing Director
Reykjavík Elektricitetsverk

Kristján Jonsson
Direktør
Managing Director
Statens Elværker

Norge

Sigurd Aalefjær
Kraftværksdirektør
Director General of the
State Power System
NVE-Statskraftverkene

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

Tor Terjesen (- 3.3.1981)
Direktør
Managing Director
Vestfold Kraftselskap

Frederik Prytz (3.3.1981 -)
Direktør
Managing Director
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk

Rolf Wiedswang
Samkjøringsdirektør
Managing Director
Samkjøringen av
kraftverkene i Norge

Asbjørn Vinjar (suppl.)
Elektrisitetsdirektør
Director General,
Directorate of Electricity
NVE-Elektrisitetsdirektoratet

Sverige

Göran Ekberg
Direktör
Managing Director
Sydkraft AB
Viceformand i Nordel
Deputy chairman of Nordel

Sven Lalander
Driftdirektör
Vice President
Operation and sales
Statens Vattenfallsverk

Jonas Norrby
Generaldirektör
President
Statens Vattenfallsverk

Jan-Erik Ryman
Direktör
Managing Director
Stockholms Energiverk

Bengt Sterne (suppl.)
Direktör
Managing Director
CDL

Nordels sekretariat

c/o ELSAM
DK-7000 Fredericia
Danmark
G. Styrbro
Civ.ing.
Graduate Engineer

Nordels virksomhed 1980

Nordels ordinære årsmøde blev afholdt i Husavík, Island, den 26. juni 1980. Der har ikke været afholdt andre plenarmøder i årets løb.

På årsmødet blev der redegjort for den aktuelle kraftforsyningssituation i de fem nordiske lande og for udsigterne for de nærmeste år. Der blev redegjort for arbejdet i de udvalg og komiteer, der forestår arbejdet indenfor Nordel, og der blev forelagt rapporter fra Nordels repræsentanter og kontaktmænd i forskellige internationale organisationer.

1980 var præget af en ringere vandtilgang end sædvanligt, og vandkraftproduktionen blev derfor ca. 5% lavere end i det foregående år. Tilsvarende blev også kraftudvekslingen mellem de nordiske lande mindre end i 1979. En positiv udvikling var beslutningen ved folkeafstemningen i Sverige i marts om at fuldføre det igangværende program med i alt 12 kernekraftenheder. Som følge af denne beslutning kunne Forsmark B1 tages i drift inden årets udgang, og med idriftsættelsen af Loviisa 2 og Olkiluoto 2 i Finland opnåede man i 1980 en tilvækst i kernekraftproduktionen på 21%. Af Nordel landenes samlede produktion udgjorde kernekraften 13%.

Elforbruget i de nordiske lande som helhed voksede med 0,8% mod 6,4% i 1979. Størst tilvækst havde Island med 7,6%, mens Norge havde et fald på 0,5%.

Driftutskottet

Utskottet har som tidligere fortløbende behandlet aktuelle samkøringsfrågor såsom kraftsituationen i de nordiska länderna samt driftsäkerhet och driftstörningar inom det nordiska kraftsystemet.

För bedömning av kraftsituationen under de 2-3 närmaste åren har effekt- och energibalanser avseende denna tidsperiod upprättats.

Vid utbyte av tillfällig kraft mellan länderna har sedan länge funnits ett överenskommet högsta påslag på säljarens marginella produktionskostnad. Storleken av detta sk pristak höjdes under föregående år från 35 till 50 SEK/MWh. Under året har fortsatta diskussioner förts inom utskottet angående en eventuell ytterligare höjning. Tills vidare gäller dock pristaket 50 SEK/MWh.

80-03-14 inträffade allvarliga effektpendlingar i det nordiska systemet. Utskottet har ingående studerat analysen av dessa pendlingar. På uppdrag av Nordel har utskottet tillsammans med Planeringsutskottet företagit förberedelser för ett seminarium om stabilitetsfrågor som genomförts i början av 1981.

Det ingående arbetet med att upprätta en samordnad nordisk plan för automatisk belastningsfrånkoppling m m har fortgått.

Tillsammans med Planeringsutskottet har en rapport om störningsspel upprättats.

Utskottet har under året undersökt hur Nordels störningsstatistik lämpligen bör hanteras och hur den bör vara beskaffad. På utskottets förslag beslöt Nordel att driftutskottet skulle överta ansvaret för denna statistik.

I samband med att bl a Danmark, Norge och Sverige tillämpade sommartid 1980 för första gången på många år vidtog utskottet åtgärder för att garantera fortsatt smidighet vid kontakter mellan kontrollrum och vid kraftavräkning.

Utskottet har haft ett gemensamt möte med sin motsvarighet på kontinenten (UCPTE).

Planeringsutskottet

Tyngdpunkten i planeringsutskottets verksamhet under 1980 har varit dels fortsatt arbete med en under 1979 påbörjad scenariostudie på Nordelsystemet, dels studier av olika nätfrågor.

En preliminär rapport som redogör för grundläggande begrepp och sammanhang inom energiområdet och för energiflödet i ett samhälle presenterades vid Nordels årsmöte 26 juni 1980. Rapporten har sedan bearbetats av en utbildningsspecialist och framläggs till Nordels möte 3 mars 1981 i form av en bok med rubriken »Energien i samhället». Boken kommer att finnas i dansk, finsk, norsk och svensk språkversion. Den vänder sig i första hand till personer med intresse för eller behov av att sätta sig in i energifrågor.

Omfattande arbete har pågått med en scenariostudie på Nordelsystemet avseende ett stadium i bör-

jan av nästa sekel. Studien behandlar totalenergi, dock med tyngdpunkten på elenergisektorn. Scenariotalternativ med olika förutsättningar om belastnings- och produktionsutveckling har behandlats. Syftet med scenariostudien har bl a varit att analysera möjligheterna till och värdet av utökat nordiskt energisamarbete. Arbetet kommer att fortsätta med detaljstudier av en del samarbetsprojekt som verkar intressanta.

Planeringsutskottet har Nordels uppdrag att följa utvecklingen av överföringskapaciteterna på samkörningsförbindelserna och att med erforderlig framförhållning föreslå lämpliga ändringar av dessa kapaciteter. Utskottet redovisar till Nordelmötet 3 mars 1981 en rapport med förslag till överföringskapaciteter på samkörningsförbindelserna för stadium 1985. En förutsättning för studierna har varit att gällande planer på kraftledningsutbyggnader uppfylls. Vidare har kapaciteterna bestämts med utnyttjande av Nordels nuvarande nätdimensioneringsregler (en översyn av dessa har påbörjats). För att klara de i rapporten angivna gränserna på överföringsförmåga fordras att systemet är tillräckligt dämpat. Dämpningen i det samkörande Nordelsystemet visar nämligen tecken på att bli otillfredsställande om inga dämpningsförbättrande åtgärder vidtas. Rapporten behandlar dämpningsproblemen och föreslår åtgärder för att klara dessa. Rapporten avslutas med följande förslag till Nordelrekommendationer:

1. Nordel rekommenderar att berörda nordiska kraftföretag verkar för att nedan angivna överföringskapaciteter på samkörningsförbindelserna mellan länderna upprätthålls i stadium 1985, varvid förutsätts att överföringskapaciteterna bestäms i enlighet med Nordels nätdimensioneringsregler såväl internt inom de olika systemen som på samkörningsförbindelserna.

Från	Till	MW
Sverige Norge ¹⁾	Norge ¹⁾ Sverige	1500 ²⁾ 1300 ²⁾
Sverige Nord-Norge	Nord-Norge Sverige	200 200
Sverige Finland	Finland Sverige	900 700 ³⁾
Sverige Själland	Själland Sverige	700 700
Norge Jylland	Jylland Norge	500 500
Sverige Jylland	Jylland Sverige	260 260

1) Exklusive Nord-Norge.

2) Maximal prima kapacitet på de två sydliga 400 kV förbindelserna. Överföringen summerad över samtliga norsk-svenska förbindelser exkl de två nordligaste får dock inte överstiga angivet värda.

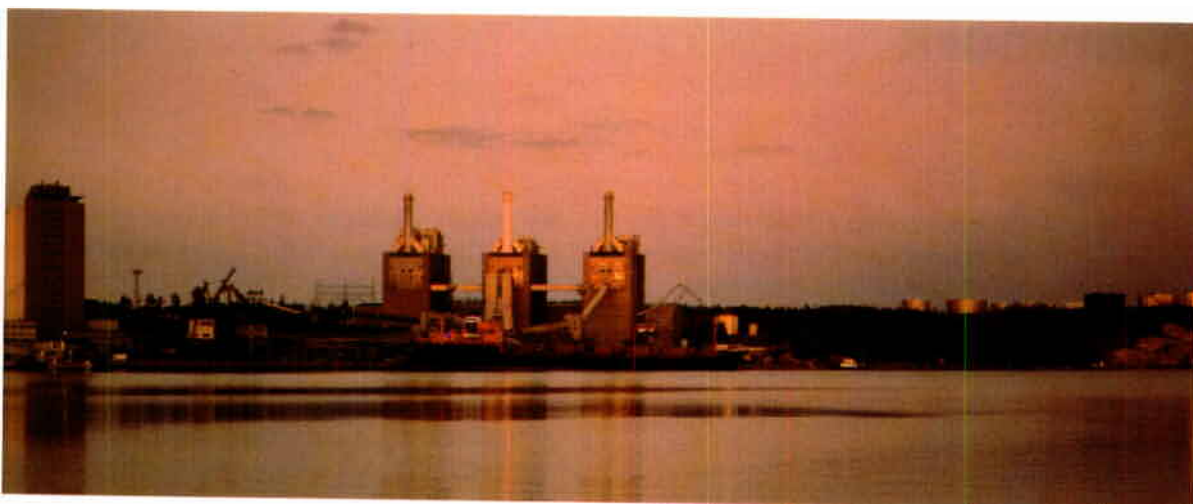
3) Under större delen av året är kapaciteten 700 MW men begränsas ibland (i huvudsak toppeffektid) av överföringsmöjligheterna på det svenska nätet. Detta innebär dock ingen praktisk begränsning av Finlands exportmöjligheter till Sverige av energi.

Ovan angivna kapaciteter förutsätter att åtgärder genomförts som ger tillräcklig dämpning i systemet. Detta beskrivs i särskild rekommendation nedan. Vidare måste översyn av kapaciteterna ske om och när förstärkning av kapaciteten via Skagerak och/eller Kontiskan genomförs.

2. Nordel rekommenderar att berörda kraftföretag i de nordiska länderna vidtar erforderliga åtgärder för att åstadkomma tillfredsställande dämpningsförhållanden i det samkörande Nordel-systemet. Mätningar har visat, att bästa dämpningsförbättrande effekt erhålles genom installation av 200 Mvar tyristorstyrda reaktiv effekt i vardera centrala Finland, norra Sverige och på Själland samt genom att utnyttja, av andra skäl redan beslutade, 360 Mvar tyristorstyrda reaktorer i Norge (Osloregionen). Alternativt kan vissa installationer ersättas med andra åtgärder (främst systemstabiliseringsdon i kraftstationer) om de ger samma dämpningsförbättring som den ovan nämnda tyristorstyrda reaktiva effekten. Lämplig fördelning mellan olika åtgärder kan avgöras av teknisk-ekonomiska skäl inom varje land.

Eventuell utökning av samkörningskapaciteten mellan Sydfinland och östra Sverige genom utbyggnad av en 450 MW likströmslänk har studerats. Resultatet av dessa studier är att genomsnittsnytan under senare delen av 1980-talet ej motsvarar nettokostnaden för utbyggnaden. Nyttan kan dock bli avsevärt större vid svåra störningar i produktionen i endera landet. Sannolikheten för sådana störningar är dock så liten, att det ökade värdet i sådana situationer ej ansetts kunna kompensera underskottet under normala förhållanden. Större delen av de finska energibelopp som kan exporteras kan också överföras via växelströmsnätet i norr. Ekonomiska motiv för likströmshöppkoppling av de båda länderna har därför för närvarande ej ansetts föreligga.

I samband med studierna om ökat elsamarbete Finland-Sverige har från finsk sida tagits upp frå-



Nådendal ångkraftverk der skall leverera fjärrvärme till Åboregionen.

The Nådendal thermal power plant which is to supply the Åbo area with district heating.

gan om möjligheterna till effektleverans från Sverige till Finland under senare delen av 1980-talet. Man räknar i Finland med att då behöva effekttillskott. Frågan kommer att behandlas vidare.

En eventuell framtida hopkoppling av de båda danska systemen via Stora Bält kommer att ha inverkan på det samkörande Nordelsystemet. Värdering ur nordisk samkörningssynpunkt av en sådan hopkoppling förbereds inom utskottet.

Arbete pågår inom planeringsutskottet med att göra en kartläggning av sådana inom de nordiska länderna befintliga, beslutade eller planerade projekt inom områdena värmepumpar/solenergi där kraftföretagen deltar eller är informerade om verksamheten. En rapport i frågan planeras framlagd till Nordels årsmöte i september 1981.

Planeringsutskottet har till ECE:s »Seminar on the medium-term and long-term prospects for the electric power industry«, som hålls i London oktober 1981, utarbetat en rapport om det nordiska el-samarbetet.

I samarbete med driftutskottet har planeringsutskottet förberett arrangemang av ett Nordelseminarium om stabilitetsfrågor. Seminariet hålls 3 februari 1981.

Varmekraftudvalget

Udvalget blev nedsat i slutningen af 1979 som afløser af det tidligere kernekraftudvalg og har i årets løb afholdt to møder, et i Helsingfors og et i Fredericia.

På disse møder blev spørgsmål af fælles interesse inden for varmekraft behandlet, og en del arbejde blev påbegyndt eller videreført som følger:

- Kernebrændselsgruppen (permanent) udarbejdede sin årsrapport 1980, som viste et fortsat fald i kernebrændselspriserne.
- Drifts- og vedligeholdelsesgruppen (permanent) overtog arbejdet fra to tidligere permanente arbejdsgrupper, hvis arbejde overgik til varmekraftudvalget fra driftsudvalget. Gruppen afholdt 3 seminarer for forskellige kategorier af driftspersonale og behandlede tillige spørgsmål som drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, rådighedsstatistikker og unormale kernekraft-hændelser.
- En rapport om FoU-aktiviteter inden for varmekraft blev påbegyndt af en ad-hoc arbejdsgruppe.
- En rapport om kernekraftomkostninger beregnes at blive færdiggjort i begyndelsen af 1981 af en ad-hoc arbejdsgruppe.
- Varmekraftudvalget afholdt et seminar i København om fossilt fyrede kraftværkers konstruktions- og miljøforhold.
- En ad-hoc arbejdsgruppe har udarbejdet et koncept til nye NORDEL specifikationer for varmekraft, som i øjeblikket er til gennemsyn i de enkelte organisationer.
- Varmekraftudvalget har fortsat og uddybet samarbejdet med »Nordisk kontaktorgan for Atomenergispørgsmål« (NKA).

Danmark

Elforbruget

Elforbruget i Danmark steg i 1980 med 0,3% til 24,3 TWh. I hele beretningsåret har der været tale om en stagnerende udvikling i elforbruget.

Produktionen på de danske elværker steg i 1980 ca. 15% fra 20,8 TWh til 23,9 TWh, medens nettoimporten af elektricitet, som i 1979 udgjorde 3,4 TWh, faldt til 0,4 TWh.

I et kontaktudvalg med repræsentanter fra energiministeriet, Danske Elværkers Forening, ELKRAFT og ELSAM behandles spørgsmål vedrørende prognoser for det fremtidige elforbrug. Man er endnu ikke nået til enighed om metoder til udarbejdelse af prognoser. I regeringens Energiplan 81 ventes det, at man vil lægge en prognose på ca. 2% til grund for den forventede udvikling i elforbruget i de kommende 10 år.

Pr. 30. juni 1980 forhøjedes den statslige elafgift fra 8 øre/kWh til 12,5 øre/kWh. Da momsens samtidigt sættes op fra 20,25% til 22%, og der var prisforhøjelser på grund af stigende brændselspriser, kom den gennemsnitlige elpris op på ca. 53,7 øre/kWh. Ved indgangen til 1981 skete yderligere stigninger, således at den gennemsnitlige elpris er på ca. 65 øre/kWh. Heraf udgør afgift og moms 24 øre/kWh.

Energipolitik

I slutningen af 1978 henstillede regeringen til elværkerne at iværksætte en undersøgelse - i nært samarbejde med det daværende handelsministerium og miljøministeriet - med henblik på at påvise, at højaktivt affald fra kernekraftproduktion på betryggende vis kan deponeres i Danmarks undergrund. ELKRAFT og ELSAM besluttede at efterkomme henstillingen på baggrund af, at regeringen herefter ville kunne lægge op til en principbeslutning om indførelse af kernekraft i slutningen af 1980 med efterfølgende folkeafstemning i foråret 1981.

I januar 1980 bekendtgjorde statsministeren imidlertid, at beslutningen om indførelse af kernekraft var udsat på ubestemt tid, men det blev alligevel efter henstilling fra regeringen besluttet, at den påbegyndte affaldsundersøgelse skal gennemføres, og det forventes, at rapporten afleveres i april kv. 1981. Myndighedernes vurdering af rapporten ven-

tes afsluttet i løbet af 1981, men det er fortsat uafklaret, hvornår regeringen mener at kunne lægge op til en beslutning om indførelse af kernekraft.

I erkendelse af, at kul i en lang årrække fremover vil være elværkernes vigtigste energikilde, foranledigede energiministeriet, at der i foråret nedsattes et kulforsyningsudvalg med deltagelse af repræsentanter fra ministeriet, energistyrelsen, ELKRAFT, ELSAM og Danske Elværkers Forening. Udvalgets opgave er at undersøge problemstillingerne omkring Danmarks fremtidige forsyning med kul, og det fastslås i kommissoriet, at det ikke er ministeriets opfattelse, at det offentlige skal involveres i de forretningsmæssige forhold omkring kulhandelen.

De i 1979 vedtagne love om varmemforsyning og anlægslov for naturgas har resulteret i en betydelig varmeplanlægningsaktivitet i kommunerne. I dette arbejde har også elselskaberne ydet en indsats, bl.a. med kortlægning af varmebehov og med vurdering af mulige kraftvarmeprojekter. Her skal særlig bemærkes hovedstadsområdet, hvori der forventes en væsentlig udbygning af kraftvarmeforsyningen. Det har endvidere vist sig, at kraftvarmeforsyning fra modtryksanlæg af størrelser på mellem 15 MW og 50 MW (elektrisk effekt) under visse forudsætninger vil være rentabel i en række mellemstore byer, og enkelte kommuner har derfor foretrukket at basere deres varmemforsyning på sådanne anlæg. Grænsedragningen mellem områder for kraftvarme og områder for naturgas volder imidlertid fortsat problemer, fordi begge opvarmningsformer forudsætter relativt tæt bebyggede områder. Energiministeriet har derfor endnu ikke givet tilladelse til opførelse af de ovenfor omtalte modtryksanlæg.

Elværkerne har gentagne gange påpeget, at direkte elvarme både privatøkonomisk og samfundsøkonomisk er en særdeles fornuftig opvarmningsform i de såkaldte residualområder, dvs. områder, der hverken kan udlægges for kraftvarme eller naturgas. Det er endnu ikke lykkedes at få myndighederne til at acceptere dette synspunkt. Derimod ser man positivt på akkumulerende/afbrydelig elvarme, og man har henstillet til elværkerne at undersøge mulighederne for at ændre elprisstrukturen på en sådan måde, at disse former for elvarme begunstiges.



Asnæsværket ved Kalundborg i det nord-vestlige Sjælland vil med den nye kraftværksenhed, blok 5, være landets største kraftværk på 1.410 MW netto.

In 1981 when unit 5 is brought into service the Asnæs power plant near Kalundborg will be the largest power plant in Denmark with a capacity of 1410 MW (net).

Brændsel

Som det måtte ventes, har den stigende efterspørgsel efter kul, sammen med et reduceret udbud på det internationale marked, ført til stigende kulpriser. Allerede ved årets begyndelse introduceredes væsentlige prisstigninger, og priserne har været jævnt stigende hele året.

I foråret 1980 udgav en international arbejdsgruppe en rapport »World Coal Study«, som påviser, at der frem til år 2000 må ventes en mangedobling af verdens behov for kraftværkskul. Verdens kulressourcer er meget rigelige, men en udnyttelse af disse ressourcer vil kræve en betydelig indsats med etablering af miner, jernbaner og havne samt en betydelig tilgang af skibstonnage.

Dette forhold blev med stor tydelighed understreget, da leverancerne fra Polen ophørte i sidste kvartal af 1980.

Den voksende australske kuleksport har resulteret i mangel på udskibningskapacitet, således at man har måttet begrænse leverancerne til ca. halvdelen af de solgte kvanta. Det eneste andet land, som umiddelbart kan øge sin kuleksport, er USA, og de manglende leverancer fra Polen og Australien er bl.a. søgt erstattet herfra. USAs udskibningshavne har imidlertid ikke kunnet efterkomme stigningen i efterspørgslen, og ventetiden for lastning er derfor

steget fra 4-5 dage ved årets begyndelse til 2 måneder i december. Dette har haft en dobbelt virkning på kulprisen, idet der udover omkostningerne ved ventetiden er kommet et øget pres på fragtmarkedet på grund af den reducerede aktive tonnage.

Når leverancer i små skibe fra Polen skal erstattes af oversøiske leverancer i store skibe, stilles der store krav til modtagefaciliteterne. ELKRAFT og ELSAM har hver en kraftværkshavn, som kan modtage fuldtlastede skibe i 100.000 t klassen for direkte anløb. Endvidere har ELKRAFT yderligere en havn, der kan modtage 150.000 t partlastede skibe, men disse havne kan næppe dække behovet i ret mange år fremover. Der er derfor iværksat en undersøgelse på landsplan af det fremtidige behov for havnekapacitet. Det undersøges bl.a., om der bør etableres en fælles storhavn, som kan modtage de kulkibe på op imod 250.000 t, som måske vil kunne være i drift i slutningen af dette årti. En sådan storhavn vil også gøre det muligt at opbygge større kullagre til imødegåelse af fremtidige forsyningskriser.

Som et led i bestræbelserne på at opretholde en stabil kulforsyning sluttede ELSAM i 1980 kontrakt med et konsortium bestående af Exxon og et colombiansk statsejet selskab om levering af 2 mio. t kul årligt i perioden 1986-2000. Også på transport-



I begyndelsen af februar blev ELSAMs nye kontrolrum taget i brug.
 ELSAM's new dispatch center was taken into use at the beginning of February.

området er der disponeret på langt sigt med beslutningen om at anskaffe to kultransportskibe på hver 132.000 t. Disse skibe leveres i slutningen af 1982 og begyndelsen af 1983.

ELKRAFT har afsluttet en langtidskontrakt med sin Vestcanadiske leverandør på 500.000 t p.a., startende i 1984 til og med 1989 som fortsættelse af den nuværende kontrakt på 300.000 t p.a., en langtidskontrakt med Australien på 300.000 t p.a., startende i 1983 over 10 år, og to langtidskontrakter med USA på hver 300.000-450.000 t pr. leverandør, startende i 1981 over 10 år. Med alle tre lande overvejes yderligere langtidskontrakter. ELKRAFT har endvidere afsluttet en treårig aftale med England på ca. 400.000 t p.a., men derudover er der foretaget betydelige ekstrakøb, således at årsmængden i 1981 bliver 700-800.000 t. ELKRAFT forhandler også med Colombia, men disse forhandlinger er ikke afsluttet.

Oliemarkedet faldt til ro i begyndelsen af 1980, men ved krigsudbruddet mellem Iran og Irak blev den positive tendens atter afløst af prisstigninger. Olie er således fortsat ca. dobbelt så dyr som kul, og der er derfor stadig god økonomi i at øge kulfyringsgraden. Denne voksede for de danske kraftværker til 81% mod 65% i 1979 og 58% i 1978.

Udbygninger

I 1980 blev Fynsværkets B3 (269 MW) taget i drift efter ombygning til kulfyring. Skærbækværkets B2 (269 MW) kom i drift umiddelbart efter årsskiftet 1980/81 efter ombygning. I foråret 1981 idriftsættes den kulfyrede 650 MW enhed Asnæs 5.

Som følge af stagnationen i elforbruget blev der ikke truffet beslutning om udbygning af nye enheder i 1980. Det blev imidlertid besluttet at ombygge endnu to enheder, Vendsysselværkets B1 (133 MW) og Stigsnæs B1 (143 MW) til kulfyring. Disse ombygninger ventes afsluttet i 1982.

I 1984 ventes en ca. 70 MW el- og dampproducerende kraftvarmehenhed idriftsat på H. C. Ørstedværket.

På grund af det stagnerende elforbrug hos ELKRAFT er der truffet en foreløbig beslutning om udskydelse af Amagerværkets B3, en ca. 500 MW kraftvarmehenhed, fra 1985 til 1988. En hurtigtarbejdende gruppe under ledelse af energistyrelsens direktør har fået til opgave at vurdere behovet for og økonomien ved en idriftsættelse tidligere end 1988 af hensyn til kraftvarmeleveringen. Herunder revideres såvel størrelse som beliggenhed af den næste store enhed.

Finland

Ekonomisk utveckling

Den positiva utvecklingen fortsatte under 1980. Bruttonationalprodukten steg med 5,3% och industriproduktionens volym med 7,5% från förra året. Investeringarna ökade med 12,5% och med stora prishöjningar på importerade bränslen bidrog till att underskottet i bytesbalansen ökade FIM 5 mrd.

Antalet arbetslösa var ca 115.000 eller 5% av arbetskraften.

Energiförbrukningen

Jämfört med den snabba ökningen av näringslivets omfattning ökade den totala primära energiförbrukningen endast litet dvs. med 1% till ca. 26 Mtoe. Detta förhållande torde bero dels på en ytterligare förbättrad effektivitet i energiförbrukningen.

Elbehovet ökade däremot med 5,2% till 40,0 TWh. Industrins tillväxt var ca. 3% och den övriga förbrukningens tillväxt ca. 7%. Antalet eluppvärmda bostäder ökade med ca. 16.000 till 190.000 st.

Kapacitetstillskott och utbyggnader

Imatran Voima's kärnkraftenhet på 440 MW i Lovisa fick idrifttagningstillstånd i mitten av maj 1980. Reaktorn laddades men pga en extra inspektion synkroniserades Lovisa 2 i nätet först i början av november. Enheten uppnådde 100% effekt i december och togs i början av januari 1981.

Industrins Kraft's kärnkraftenhet Olkiluoto 2 på 660 MW var i provdrift. Den kommersiella idrifttagningen flyttades över årsskiftet.

Fjärrvärmekraft under byggnad är totalt 210 MW i Helsingfors och Kuopio. I Nådendal sker en ombyggnad av Imatran Voima's kondensenhet för värmeproduktion fr.o.m. 1982 för Åbo regionens kommuner. I Joensuu skall IVO bygga ett 60 MW / 120 MW torrvärmekraftverk 1985...86 och levera fjärrvärme till staden.

Utredningsprojekt

Imatran Voima planerade en utredning beträffande ett 900 MW PWR-verk med franska Sofratome men undertecknandet av överenskommelsen omflyttades över årsskiftet. Med ryska Atomenergo-



Skolningssimulatorn vid Loviisa kärnkraftverk.
Training simulator at Loviisa.

export överenskom man principiellt om att genomföra en likartad studie beträffande en rysk 1000 MW-enhet. Dessa utredningar utgör en del av det underlag som behövs för att år 1982 kunna besluta om utbyggnad av framtida storkraftproduktion med sikte på 1990-talet.

Som alternativ till lokala kolkraftverk i Helsingforsnejden studerade man värmeöverföring från Lovisa-kärnkraftverket. Enligt ett planeringsalternativ skulle värme genereras dels i en mottrycksturbin, som skulle installeras i det nuvarande verket och dels i ett kommande verk med en kapacitet på 1000 MW el och 800 MW värme. Överföringseffekten skulle vara 1200 MW och avståndet till Helsingfors 77 km. Alternativet synes intressant om man räknar med snabbt stigande bränslepriser.

Torv- och kolbaserad fjärrvärme och elvärme verkar ha lovande marknadspotential. Utredningar pågår för definition av optimala områden för olika uppvärmningsformer. Samtidigt analyseras utbyggnadsbehovet av kraftvärmeverk och värmecentraler samt behovet av inhemska bränslen. Intensiva utredningar pågår om torvtillgång och -produktionsmöjligheter samt olika förädlingsmetoder, vilka blir nödvändiga med sikt på en storskalig användning av inhemska bränslen.

Ellagens förverkligande

Den nya ellagen trädde i kraft i början av 1980. Såsom den gamla lagen omfattar den också bestämmelser om elektrisk säkerhet.



Vanda Elverk Ab, Vanda, Finland.

Vanda Elverk Ab, Vanda, Finland.

Den centrala förnyelsen är att lagen reglerar elproduktionen och -distributionen ganska starkt. Enligt lagen skall elförsörjningen planeras på riks- och regional nivå. Som anknytningspunkter fungerar den riks- och regionala elförsörjningsplaneringen å ena sidan, och företagens egna planer å andra sidan.

Enligt den nya ellagen har landet indelats i 20 samarbetsregioner. Under vårvintern 1981 kommer inom varje region att tillsättas en regionkommission för elförsörjning. Medlemmarna i regionkommissionen skall väljas så, att de opartiskt företrädar elverk, partiförsäljare av elektricitet och elproducenter. Betydande elförbrukare inom samarbetsregionen äger rätt att tillsätta en företrädare i regionkommissionen.

Den nya ellagen har även infört begreppet elverkstillstånd. Alla befintliga elverk har varit tvungna att ansöka om sådant tillstånd.

Energipriser

Under året ledde ökningarna av råoljans importpriser till att försäljningspriset för tungolja steg med 43% och priset för lättolja med 38%. Den polska kolhandeln drabbades av vissa svårigheter, vilka ledde till att kol importerades i slutet av året från USA. De ökade transportkostnaderna inberäknade steg kolpriset med 48% under året.

De i januari och juli förverkligade förhöjningarna av partipriset för el utgjorde totalt ca 29%. Eldistributionsföretagen höjde sina detaljtariiffer i genomsnitt med ca. 15%. Konkurrenskraften för el förbättrades därmed under året.

Island

Produktionen af elektrisk energi udgjorde ialt 3142 GWh i året 1980. Heraf stod vandkraften for 97,2% (96,7% i 1979); geotermisk kraft for 1,4% (1,4% i 1979) og dieselmagt for 1,4% (1,9% i 1979). Bruttoforbruget udgjorde 3142 GWh mod 2919 GWh året før, hvilket modsvarer en tilvækst på 7,6%. Heraf gik 56,7% til kraftkrævende industri (52,6% i 1979). Der var i 1980 en vækst på 12,7% i dette forbrug, mod 2,0% i 1979.

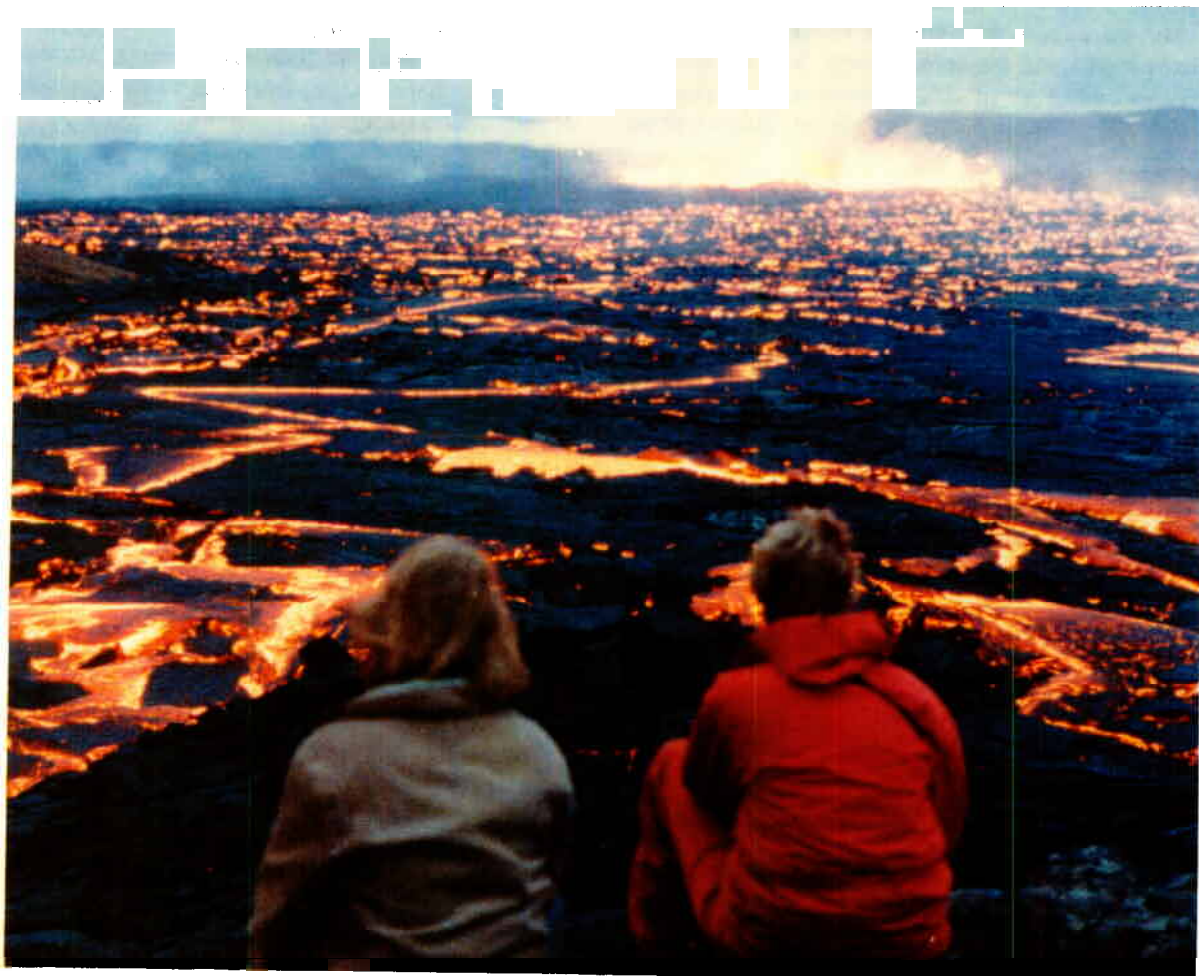
I årets sidste måneder måtte kraftleverancer, hovedsagelig til kraftkrævende industri indskrænkes noget p.g.a. vanskelige tilsigsforhold m.m. Korri-

geres bruttoforbruget for denne rationering kommer det potentielle bruttoforbrug op på 3355 GWh, svarende til en stigning på 14,9% over 1979, og stigningen i efterspørgselen i kraftkrævende industri har således været 26,0%. Denne vækst skyldes først og fremmest idrifttagning af et ferrosiliciumværk sent på året 1979 samt en vis udvidelse af aluminiumsværket i Straumsvík, syd for Reykjavík, også i 1979.

Det øvrige forbrug, der kun i mindre grad påvirkes af rationering, voksede med 1,6% (1,9% korri- get for rationering) mod 8,4% i 1979.

Vulkanaktivitet i Krafla-området fortsætter och försvårar anskaffning av ånga till kraftverket.

Volcanic eruption in the Krafla area is continuing and impedes transfer of steam to the power plant.



Ved udgangen af 1980 var den installerede effekt i islandske kraftværker totalt 670 MW (664 året før), hvoraf i vandkraftværker 542 MW (542 MW); i brændselsfyrede varmekraftværker (diesel, kondens og gasturbiner) 116 MW (114 MW) og geotermiske værker 12 MW (8 MW 1979).

I de sidstnævnte begrænsedes ydelsen ved udgangen af 1980 til 12 MW p.g.a. den tilgængelige mængde geotermisk damp.

Ved Krafla bores tre nye huller i 1980, efter at bor-virkomheden der havde været i en bølgedal mere eller mindre siden 1977, hvoraf eet i et nyt borefelt indenfor jordvarmeområdet ved Krafla, der ligger noget længere fra selve kraftværket end de hidtidige huller, og derfor kræver længere dampledninger. Dette hul er det hidtil bedst lykkede ved Krafla, med en dampmængde modsvarende 7 MW. I 1981 skal der bores yderligere tre huller i det nye felt.

I december 1980 toges i drift et geotermisk modtrykssværk på 8 MW, fordelt på tre aggregater på 1, 1 og 6 MW ved fjernvarmeværket i Svartsengi på Reykjaneshalvøen sydvest for Reykjavík. Spildvarmen fra turbinerne udnyttes i varmeværket sammen med vand fra borehullerne. Kraften bruges i første række til at drive varmeværkets pumper, men overskuddet fødes ind på det lokale kraftsystem.

I Syd-Island, kort nedenfor Sigalda-vandkraftværket, er man i gang med bygning af et nyt vandkraftværk, Hrauneyjafoss. Der skal foreløbig installeres 2×70 MW, med mulighed for et tredje 70 MW aggregat senere. Det første aggregat ventes i drift til efteråret 1981; det næste i 1982.

En 132 kV ledning kom i drift i 1980 op til Nordvesthalvøen (Vestfjordene), som hermed er elektrisk forbundet med det øvrige Island. En væsentlig del af kraftproduktionen i Vestfjordene er hidtil foregået i dieselmotorkraftværker, der nu får rollen som reservewærker. Med denne nye linie strækker 132 kV systemet sig over det meste af Island.

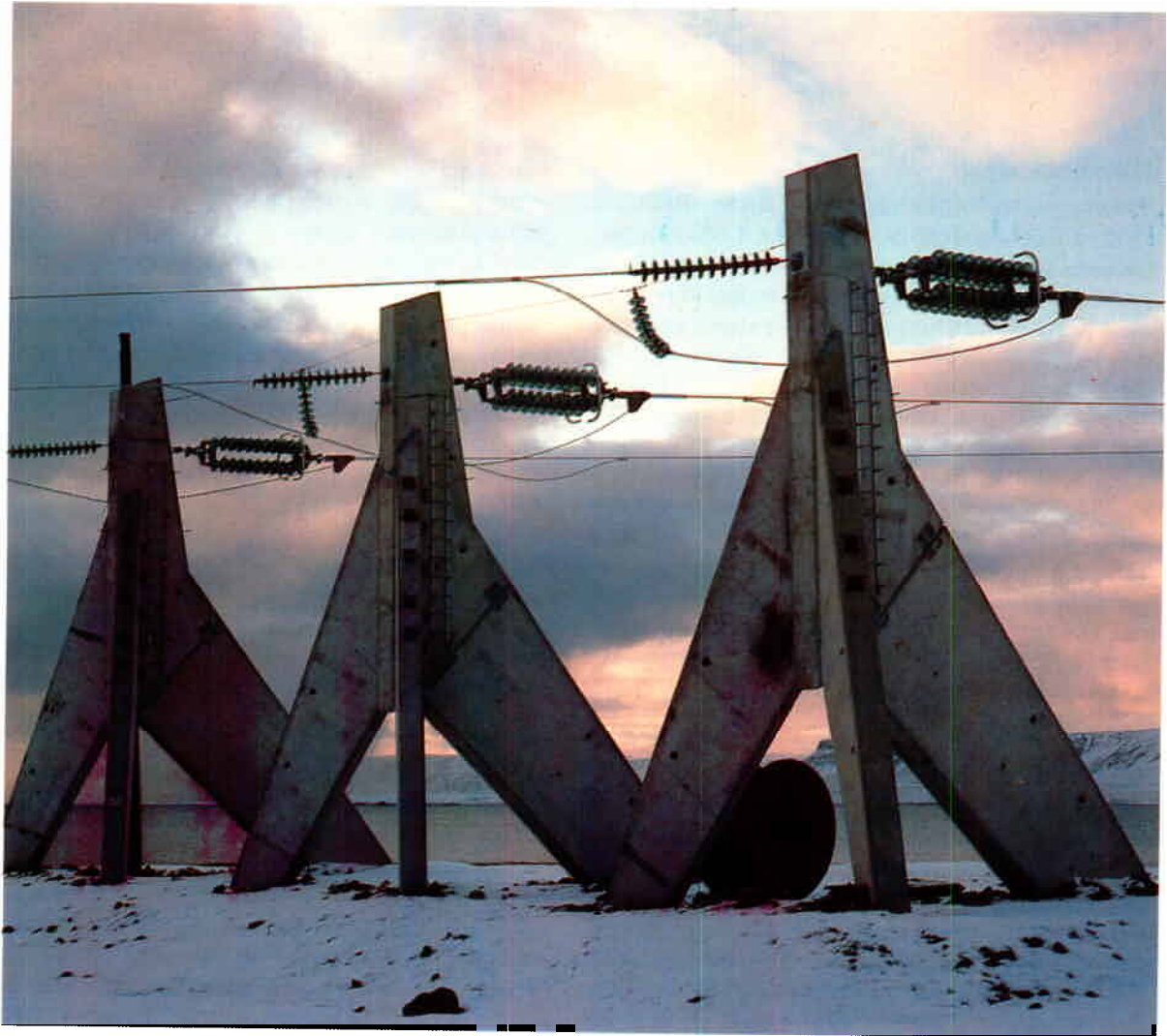
Ferrosilicium-værket på Grundartangi, på Islands vestkyst, toges i drift i 1979, med en smelteovn, og endnu en kom i drift i 1980.

I 1980 forhandlede landets to største elproducenter, Landsvirkjun i Sydvest-Island og Laxárvirkjun i det østlige Nord-Island, der ejes af staten og henholdsvis Reykjavík og Akureyri kommuner, om en fusion. Mod årets slut nåede man til enighed om at en fusion skulle gennemføres i 1983. Staten og de to

kommunestyre har nu ratificeret denne overenskomst.

På trods af at Island kun har udnyttet sine forekomster af vandkraft og geotermisk energi til 10% eller mindre udgjorde importerede olieprodukter dog 44% af den til forbrugerne leverede energi i 1979. Med de stigende oliepriser vejer denne olieafhængighed tungt i nationaløkonomien. Det, samt beredskabsmæssige hensyn, tilsiger således at man i Island som andre steder søger at mindske landets afhængighed af olie. En potentiel vej mod dette mål er produktion i landet af syntetiske flydende brændsler på basis af elektrolytisk hydrogen, baseret på vandkraften og enten lokale kulstofkilder som tørv eller brunkul, som begge findes i Island omend ikke som kommercielle ressourcer under nuværende forhold, eller importerede kul. En af Statens Energistyrelse nedsat studiegruppe indgav i 1980 rapport om en udredning af mulighederne for produktion af denne vej af syntetisk bensin, baseret på importerede kul. Man tænkte sig først at producere metanol af kullene og hydrogenen og derefter at forvandle dette metanol til syntetisk bensin ved hjælp af den såkaldte Mobil-proces. Man kom til det resultat at en sådan bensin var 50% dyrere end importeret bensin (priseniveau medio 1980). Efter at gruppen indgav sin rapport har Industriministeriet engageret et amerikansk konsulentfirma til at yderligere udrede denne mulighed.

Island er som bekendt ikke elektrisk forbundet med andre lande, i modsætning til de øvrige nordiske lande. Statens Energistyrelse lod i 1980, ved et konsulentfirma i London, udrede muligheden for en kabelforbindelse med Storbritannien via Færøerne og økonomien ved en eksport af 2000 MW fra Island til Skotland. Resultatet viste, at for at kunne konkurrere med elektricitet fra britiske kernekraftværker måtte prisen på vandkraftproduceret el i Island være så lav at hele projektet kun ville give en marginel gevinst for Island. I betragtning af den betydelige usikkerhed et sådant projekt uundgåeligt er behæftet med, er dette for lidt til at motivere en nærmere overvejelse af en sådan krafteksport. Udredningen viste, at break-even prisen på vandkraftproduceret elektricitet på Islands østkyst er stærkt sensitiv overfor produktionsprisen fra britiske kernekraftværker. Forhøjes denne med 20% udover det som der regnes med i udredningen, så forhøjes break-even prisen med 46%. En forhøjelse på 30% af overføringsanlæggets anlægskostninger medfører en sænkning i break-even prisen på 34%.



Fastmaster i »Vesturlina«. Fjordspann över Gilsfjord och Thorskafjord i nord-vest Island. Längsta spann 829 m.

Transmission line towers in Vesturlina. Span across the Gilsfjord and the Thorskafjord in north-west Iceland. Longest span 829 m.

Norge

Økonomisk vekst

Volumveksten i bruttonasjonalproduktet (BNP) fra 1979 til 1980 anslås til ca. 3,6% mot 4,5% året før. De siste 10 år har tilsvarende vekst vært tilnærmet stabil på litt over 4%. I senere år har oljevirkksomheten i Nordsjøen bidratt med stadig større andel av den økonomiske veksten i landet. Ser en bort fra oljevirkksomheten var veksten i BNP bare 1,5% fra 1979 til 1980, dvs. en nedgang på 2% i forhold til året før.

Produksjonsveksten var størst i utvinning av olje og gass. Her økte bruttoproduktet i volum med 31%. I industrien var tilsvarende økning bare 1% fra 1979 til 1980 og nivået i industriproduksjonen har ikke endret seg nevneverdig siden 1975. I kraftintensiv industri var det en produksjonsnedgang på ca. 3% fra 1979 til 1980.

Produksjon og forbruk av energi

Produksjonen i det norske kraftsystem var i 1980 84,0 TWh. Dette var en nedgang på 5,6% i forhold til 1979. Nedgangen skyldes at tilsiget til vannkraftsystemet bare var ca. 87% av det normale. I 1979 var tilsiget ca. 103% av normalt. Magasinfyllingen ved årsskiftet 1980/81 var ca. 66% mot ca. 73% året før da magasinfyllingen var nær det normale. Samlet magasinkapasitet økte i løpet av året fra 57,3 til 58,3 TWh eller med 1,7%. Produksjonsevenen for fastkraft i systemet økte med 2,1 TWh/år til ca. 84 TWh/år inklusive importrettigheter.

Bruttoforbruket av fastkraft i landet var 82,0 TWh i 1980. Dette var en nedgang på 0,5% i forhold til tilsvarende forbruk i 1979. De siste 10 år har dette forbruket øket med ca. 3,9% pr. år i gjennomsnitt. Nettoforbruket i alminnelig forsyning økte med 0,8% til 45,6 TWh. Korrigert for unormale temperaturforhold var økningen ca. 3,0% til 44,8 TWh. De sidste 10 år har tilsvarende økning i gjennomsnitt vært ca. 5% p.a. Maksimal belastningen i 1980, referert kraftstasjon, er anslått til 14.182 MW.

Netto sluttforbruk av energi totalt (levert forbruker) i 1980 er anslått til 583 PJ (10^{15} Joule). Dette er en nedgang på 4,9% i forhold til foregående år. De siste 5 år har tilsvarende forbruk økt med ca. 2,0% p.a. i gjennomsnitt. Energiforbruket i 1980 fordeler seg slik (teoretisk energiinnhold): elektrisitet 45,8%, oljeprodukter 48,1% og gass og fast

brensel 6,1%. I 1979 var tilsvarende fordeling henholdsvis 43,9%, 50,1% og 6,0%. Elandelen i energiforbruket har i senere år vært økende bl.a. på grunn av den sterke prisøkning på oljeprodukter.

Forbruksutviklingen var preget av stagnasjon i industriproduksjonen. Kraftintensiv industri hadde en nedgang i sitt kraftforbruk på ca. 3%, blant annet på grunn av avsetningsvansker for ferrolegeringsindustrien i 2. halvår. Den sterke økning i oljeprisene de siste par år har skapt stor ubalanse i prisforholdet olje/el.

Relativt dårlige tilsigsforhold førte til et ubetydelig eksportoverskudd på under 0,5 TWh i 1980 mot 4,6 TWh året før. Salget av tilfeldig kraft til elektriskjeler og pumper var tilsammen 1,5 TWh i 1980 mot 1,9 TWh året før.

Maskinkapasiteten (maks stasjonsytelse i stasjoner med ytelse 1 MW eller mer) i det norske kraftsystemet økte i løpet av 1980 med 1138 MW, dvs. 6,2% til 19622 MW inkl. 193 MW varmekraft.

De siste 10 år har gjennomsnittlig økning vært 4,4% p.a. 29% av kapasiteten eies av Statskraftverkene, kommuner og fylkeskommuner eier 52% og private og industriselskaper eier 19%. De største av de nye kraftverk som er satt i drift i 1980 er: Lang - Sima (500 MW) og Oksla (200 MW) i Hordaland, Rana, 4.aggr. (125 MW) og Skjomen, 3.aggr. (100 MW) i Nordland og Hylene, 1.aggr. (80 MW) i Rogaland.

De viktigste tilskudd til det norske hovednettet i 1980 er 420 kV linjene Sima - Dagali (104 km) og Bålsfjord - Bardufoss (32 km), den siste drives foreløpig med 132 kV spenning.

Produksjonen av råolje i Nordsjøen er anslått til 24,2 mill. tonn i 1980 mot 18,8 mill tonn året før. Tilsvarende tall for produksjon av naturgass er 25,7 og 21,6 milliarder Sm^3 . Det produseres nå fra fire felter: Ekofisk, Frigg, Statfjord og Murchison. Murchison-feltet ble satt idrift i september 1980. Sommeren 1980 ble det startet leteboring nord for 62° N, nemlig på Tromsøflaket og Haltenbanken.

Energipolitikk

Stortinget behandlet i oktober St.meld. nr. 54 (1979-80), Norges fremtidige energibruk og

-produksjon. Dette er den tredje energimelding som er Stortingsbehandlet i løpet av de siste 10 år. Stortinget gav sin tilslutning til hovedpunktene i Regjeringens forslag:

- Energitilgangen bør ikke begrense den økonomiske vekst i Norge i årene fremover.
- Økningen i forbruket av elektrisk energi bør så langt det er mulig dekkes av fornybar vannkraft.
- Elektrisk energi til alminnelig forbruk bør omsettes til priser som tilsvarer langtids grensekostnad for ny og mer kraft fra elsystemet avregnet med kalkulasjonsrente (realrente) på 6% p.a. Verdensmarkedets priser bør derimot legges til grunn ved prissetting av oljeprodukter innenlands.

Forslaget fra Hovedstyret i NVE om å starte konsesjonsbehandlingen av et større varmekraftverk i Oslofjord-området fikk ikke tilslutning i Stortinget. Planen for et slikt verk er foreløpig lagt på is.

Ekvivalent energipris for oljeprodukter er idag klart høyere enn utbyggingskostnadene for ny vannkraft. Dette er den viktigste årsak til den økende elandel i energiforbruket i Norge. Dersom oljeprisene fortsetter å stige vil vannkraftens økonomiske fordeler øke tilsvarende og økende overgang fra olje - til elektrisitet i romoppvarmingen kan føre til at Regjeringens program for kraftutbyggingen ikke er tilstrekkelig. Elverkene i landet er engstelige for at dette vil skje, og mange verk er idag restriktive når det gjelder salg av fastkraft til oppvarmningsformål.

Det er Oddatjørn-dammen, Ulla-Førre-anleggene.

Construction of the Oddatjørn dam at the Ulla-Førre plants.





Vannkraftutbyggingen i Alta har stått svært i fokus det siste året. Her blir en demonstrant båret bort av politiet.

Hydro power development at Alta has been much in focus during the past year. Here, a demonstrator is being carried away by the police.

I Regjeringens utbyggingsprogram er det forutsatt at kraftintensiv industri skal få tildelt 31 TWh/år i 1985 og 34 TWh/år i 1990. I 1980 hadde denne industrien en tilgang på ca. 30 TWh. Industrien selv ønsker vesentlig mer kraft enn den er blitt tildelt.

I mai bekreftet Stortinget etter tredje gangs behandling at Alta-vassdraget skal utbygges. I St.meld. nr. 61 (1979/80) redegjør Regjeringen for arbeidet med å få gjennomført Stortingets tidligere vedtak. Som kjent maktet godt organiserte motstandsgrupper å stanse anleggsdriften. Påstander om ufullstendig underlagsmateriale og feil saksbehandling fra motstandshold ble ikke tatt til følge av Stortinget.

Prisen på statskraft til alminnelig forsyning ble øket til 7,13 øre/kWh fra 1.7.80. Stortinget har vedtatt at prisen skal økes til 8,56 øre/kWh fra 1.7.1981.

Statskraftverkene har underrettet sine avtakere om at det ikke er grunnlag for ny statskrafttildeling i

perioden 1982-84. Samtlige statskraftkontrakter til alminnelig forsyning er sagt opp med virkning fra 1.7.1984.

Som nevnt var tilsigsforholdene i Norge relativt ugunstige i 1980. Statskraftverkene fant det derfor nødvendig, av hensyn til sin energibalanse for driftsåret 1980/81 å redusere kontraktsleveringene til Sverige over Nea med 40% fra 1.10.1980. Da forbruksveksten sist vinter viste seg å bli mindre enn forutsatt er kontraktsleveringen senere gjenopptatt.

Stortinget behandlet i mai St.meld. nr. 58 (1979/80) om ilandføring av olje fra Statfjordfeltet i Nordsjøen og status for en samlerørledning for gass. Av meldingen går det fram at Olje- og energidepartementet vurderer bøyelasting som den beste permanente ilandføringsordning for stabilisert olje fra Statfjordfeltet.

Sverige

Ekonomisk utveckling

Den tillväxt, som präglade den svenska ekonomin sedan mitten av 1978, fortsatte även under första kvartalet 1980. Indikatorer som orderingång, industriproduktion och utrikeshandel visar att konjunkturen nådde sin höjdpunkt i början av året. Vid årets slut var tecknen på konjunkturavmattning mycket tydliga.

Industriproduktionen stagnerade 1980 på ungefär 1974 års nivå. Vändpunkten skedde innan kapaciteten blivit fullt utnyttjad. Den arbetsmarknads-konflikt, som kulminerade i början av maj, medförde ett produktionsbortfall som beräknas ha uppgått till 1,5 à 2% av årsproduktionen, motsvarande drygt 0,5% av bruttonationalprodukten. För hela 1980 beräknas BNP-tillväxten ha blivit 2,2%, vilket kan jämföras med den bedömning på 3,6%, som gjordes i början av året. Den inhemska efterfrågan steg trots åtstramningsåtgärder betydligt mer än produktionen, vilket medförde att bytesbalansunderskottet ökade till över 20 miljarder kronor eller 4% av BNP. Försämringen av bytesbalansen berodde främst på fortsatt försvagning av handelsbalansen, som preliminärt gav ett underskott på 11,5 miljarder kronor. Räntebetalningarna ökade också avsevärt till följd av den stora upplåningen utomlands och stigande räntenivå.

Värdet av nettoimporten av råolja och oljaprodukter uppgick till 28 miljarder kronor eller 5,4% av BNP. Den totala energiförbrukningen blev enligt preliminära beräkningar 4 à 5% lägre än under 1979.

Investeringarna ökade avsevärt mindre än föregående år. Beträffande bostadsproduktionen noteras en minskning med 4000 lägenheter jämfört med 1979. Antalet inflyttningsfärdiga lägenheter blev endast drygt 51.000, vilket är det lägsta tillskottet sedan början av 1950-talet.

Konsumentpriserna steg från december 1979 till december 1980 med 14,3%, vilket är avsevärt högre ökningstakt än föregående år (9,8%). Höjning av mervärdesskatten samt punktskattehöjningar bl a på elenergi, bensin och eldningsolja svarade för 5,4 procentenheter av prisuppgången.

Underskottet i statsbudgeten beräknas 1980 uppgå till 54 miljarder kronor och en ytterligare försämring

väntas 1981. Förslag till omfattande besparingar inom den offentliga sektorn har framlagts av regeringen.

Elförbrukningen

Den totala elförbrukningen i Sverige, inklusive överföringsförluster, uppgick under 1980 till 94,1 TWh. Ökningen jämfört med 1979 var endast 0,3 TWh eller 0,3%. Arbetsmarknadskonflikten under våren förorsakade sannolikt ett förbrukningsbortfall av storleksordningen 1 TWh. Även om man tar hänsyn här till var dock förbrukningsökningen betydligt lägre än de närmast föregående åren. Mellan 1978 och 1979 steg elförbrukningen med 4,5 TWh eller 5,0%.

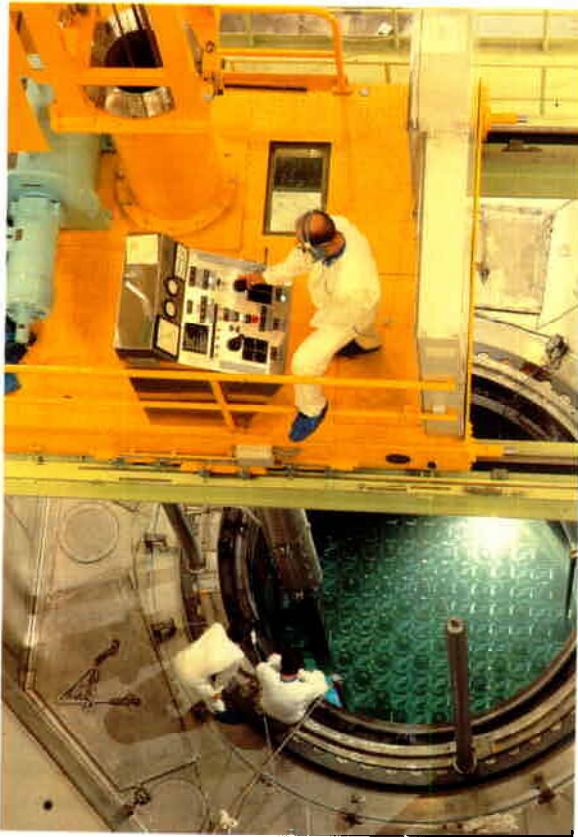
Den ökning av industrins elanvändning, som inleddes i slutet av 1978 fortsatte - om man bortser från de veckor som arbetsmarknadskonflikten varade - i stort sett fram till halvårsskiftet. Efter semesterperioden var industrins elförbrukning i regel lägre än under samma period 1979. För hela 1980 noterades en minskning med ca 1%. Motsvarande värde för 1979 var +4%.

Även inom sektorn hushåll, jordbruk och serviceverksamhet blev elförbrukningsökningen 1980 betydligt lägre än 1979 eller preliminärt 2% mot 6%. De stigande lågspänningstarifferna och höjningen av elskatten förmodas ha dämpat efterfrågan. Förbrukningen är starkt temperaturberoende. För 1980 som helhet förändras dock ej bilden nämnvärt av företagen temperaturkorrigering.

Elproduktionen

Vattenkraftproduktionen blev 57,7 TWh, vilket är 2,5 TWh lägre än 1979. Vattenkraften svarade därmed för 61,7% av den totala inhemska produktionen, som uppgick till 93,6 TWh. Minskningen orsakades av låga tillrinningar, 86% av normalvärdet. Fyllnadsgraden i regleringsmagasinen var vid årets slut endast 46%, vilket är 18 procentenheter lägre än medianvärdet vid motsvarande tidpunkt under den närmast föregående tioårsperioden. Vid årsskiftet 1979/80 var regleringsmagasinen fyllda till 66%.

Kärnkraftproduktionen ökade från 20,1 TWh 1979 till 25,4 TWh (+26%) och svarade därmed för



Mårtensdals kraftvärmeverk.
The Mårtensdals thermal power plant.

27,1% av totala elproduktionen. Produktionsökningen beror på bättre tillgänglighet i de sex tidigare idrifttagna blocken samt på att block 1 i Forsmarksverket och block 3 i Ringhalsverket tagits i provdrift under året. Produktionen i dessa nya block uppgick till 2,5 TWh.

Mottrycksproduktionen blev obetydligt större än 1979 och uppgick till 9,3 TWh. Den oljeeldade kondensproduktionen (inkl gasturbiner och dieslar) sjönk däremot kraftigt från 2,9 TWh 1979 till 1,2 TWh. Den konventionella värmekraften svarade för sammanlagt 11,2% av elproduktionen. Importen minskade från 5,4 till 3,4 TWh.

Den installerade vattenkrafteffekten ökade under 1980 med nära 700 MW, främst genom tillkomsten av nya aggregat i Harsprånget och Porjus. De nya kärnkraftblocken i Forsmark och Ringhals har en nettoeffekt av 900 resp 915 MW.

Stamnätet

För matningen av Stockholmsområdet erfordras förstärkning av nätkapaciteten mellan Forsmark

och Stockholm. Utredningar har visat, att en 800 kV ledning skulle vara tekniskt och ekonomiskt bäst och ansökan ingavs för 800 kV utbyggnad. Regeringen har dock för närvarande ej ansett sig kunna bevilja koncession för denna spänning, varför ledningen kommer att byggas som en dubbel 400 kV ledning i 800 kV stolpar. Idrifftagningen är planerad till 1984.

Ledningen Forsmark-Stockholm är jämfört med de ursprungliga planerna ca 4 år försenad. Dels för att förbättra driftförhållandena under senare delen av förseningsperioden, dels för att förbättra dämpningsförhållandena för Forsmarkblocken har under året beslutats bl a installation av 200 Mvar tyristorkopplade shuntkondensatorbatterier i norra Stockholm. Idrifftagning skall ske 1983.

Flera ledningar och stationer i det svenska nätet har under året förstärkts för att höja kortslutnings-säkerhet och belastningsförmåga.

Utöver egentliga stamnätsutbyggnader kan nämnas att beslut fattats om att bygga en andra likströmslänk till Gotland. Den tekniska överföringsförmågan blir 164 MW och idrifttagning planeras ske driftåret 1983/84.

Energipolitiken

Den folkomröstning om kärnkraften, som ägde rum den 23 mars 1980, berördes redan i årsberättelsen för 1979. Resultatet blev, som där anfördes, att tolvreaktorprogrammet skulle fullföljas, men att inga utbyggnader därutöver skulle ske. Högst tolv kärnkraftblock kan därmed utnyttjas under sin tekniska livslängd, som bedöms vara ca 25 år från idrifttagningen. Den sista reaktorn i Sverige skall stängas senast år 2010.

I april lade regeringen fram en proposition med förslag till vissa allmänna riktlinjer för energipolitiken med utgångspunkt bl a i resultatet av folkomröstningen. Behovet av att minska oljeberoendet och betydelsen av energihushållning betonades. Åtgärder för att höja säkerheten i kärnkraftverken behandlades också. Vidare lade regeringen fram riktlinjer för genomförandet av Sydgasprojektet. En mera omfattande och detaljerad energiproposition skulle föreläggas riksdagen vintern 1981 (framlagd 17 februari). Riksdagen biföll förslagen.

I december 1980 beslutade riksdagen efter förslag från regeringen om ekonomiskt stöd till bl a kommuner och näringsliv för åtgärder för att snabbt ersätta olja eller spara energi. Stödet genom den sk oljeersättningsfonden inriktas på teknik som base-

ras på varaktiga, helst förnybara och inhemska, energikällor med minsta möjliga miljöpåverkan. Även vissa åtgärder inom miljöskyddsområdet kan stödjas. För den första treårsperioden beräknades stödbehovet uppgå till 1700 miljoner kronor. Den nya stödverksamheten påbörjades den 1 januari 1981 och finansieras genom en särskild beredskapsavgift för oljeprodukter.

Under 1980 framlades en lång rad utredningsbetänkanden och rapporter, som bl a utgjort underlag för 1981 års energiproposition. Bl a publicerade Statens Industriverk en ny studie om energiförsörjningen under 1980-talet. Oljeersättningsdelegationen framlade rapporter med program för oljeersättning, introduktion av alternativa drivmedel m m. Övergång till fasta bränslen behandlades i ett betänkande från utredningen om omställbara eldningsanläggningar. Elanvändningskommittén rekommenderade en serie åtgärder för att främja ökad användning av elenergi för uppvärmning. Kommittén föreslog även förbud mot nyinstallation av direktverkande elvärme i permanent bebyggelse, dock med flera undantag. Förslag om den statliga myndighetsorganisationen på energiområ-

det framlades av en särskild enmansutredare. Statens Vattenfallsverks arbetsuppgifter föreslogs utvidgade till värmeförsörjningsområdet i samverkan med bl a kommunerna.

Elpriserna

Under år 1980 har 1978 års högspänningstariffer tillämpats, dock med viss sänkning av indextillägget och halvering av energipristillägget. Inför år 1981 har Statens Vattenfallsverk beslutat om nya högspänningstariffer för perioden 1981-1983. Förutom en reglering av grundavgifterna innebär de nya tarifferna en ändrad princip för bestämning av tilläggsavgifterna. Detta senare baseras sålunda i fortsättningen på den konsumentprisindex, oljepris- och numera också uranpris som noteras för kalenderåret före det aktuella leveransåret. Elpriset blir sålunda känt redan vid årets början.

Även lågspänningstarifferna har reglerats under året och sålunda anpassats till de nya högspänningstarifferna genom en höjning fr o m 1980-10-01.

De tre liniers symboler.

The Symbols of The Three Lines.



Statistik

Statistics

Nordel-statistikkens tal for 1980 er til dels praelimi-nære. Eventuelle justeringer af tallene er saedvan-ligvis sma og vil blive foretaget i naeste aarsberet-ning.

The statistical data for 1980 are preliminary. The necessary adjustments, which are usually small, will be made in the next annual report.

Installeret effekt

Den totale installerede effekt indenfor Nordel steg i 1980 med 3853 MW til 65580 MW, dvs. med 6.2%. Den installerede effekt i vandkraftstationer udgjorde ca. 57%. Kernekraftinstallationer udgjorde ved årets udgang 6810 MW i Sverige og Finland.

Indenfor Nordel-landene er fordelingen mellem vandkraft og varmekraft meget forskellig. I Danmark anvendes næsten udelukkende varmekraft, mens Norge mest bruger vandkraft. Vandkraften dominerer på Island og i Sverige, mens varmekraftinstallationer udgør ca. 78% af den totale installerede effekt i Finland.

Tabel 1

Installeret nettoeffekt 31. dec. 1980 og middellårs-produktion for vandkraft
Installed capacity 31. Dec. 1980 and corresponding average-year production by hydro power

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vandkraft MW <i>Hydro power</i>	8	2420	542	19429	14859	37258
Middellårs-produktion GWh <i>Average-year production</i>	20	11630	3320	90610	61261	166841
Varmekraft MW <i>Thermal power</i>	6733	8710	128	193	12558	28322
Deraf, of which						
modtryk, fjernvarme konv. <i>back pressure, district heating conv.</i>	162	1360	-	-	2293	3815
modtryk industriel <i>back pressure, industry</i>	105	1460	-	116	885	2566
kondens, proces <i>condense, process</i>	-	110	19	18	-	147
kondens, kerne <i>condense, nuclear</i>	-	2200	-	-	4610	6810
kondens, konventionel <i>condense, conventional</i>	6144 ¹⁾	2670	-	24	3001	11839
gasturbine, diesel <i>gasturbine, diesel</i>	322	910	109 ²⁾	35	1769	3145
Total installeret effekt <i>Total installed capacity</i>						
1980 MW	6741	11130	670	19622	27417	65580
1979 MW	6767	10000	664	18484	25773	61688
Tilgang i 1980 MW <i>Additions in 1980 MW</i>	0	1130	6	1141	1654	3892
Afgang i 1980 MW <i>Retirements in 1980 MW</i>	26	-	-	3	10	39

1) Inkl. kondensatorer med udtag for fjernvarme.
Incl. condensing turbines with some steam drawn for district heating.

2) Deraf geotermisk kraft 12 MW.
Of which geothermal power 12 MW.

Definitioner:

Ifølge Nordels definitioner har de anvendte udtryk følgende betydning.

Installeret maskineffekt i en kraftstation angives i MW og er summen af de enkelte aggregaters nominelle effekt, inkl. stations- og reserveenheder.

Overføringsevne for en kraftledning er den effekt i MW, som ledningen kan overføre under normale forhold, også under hensyn til eventuelle begrænsninger som skyldes tilknyttede anlægsdele.

Elproduktion angives i GWh og er den produktion, som de enkelte lande opgiver i deres officielle statistikker.

Modtryksproduktion er elektrisk energi, som produceres i en turbogenerator med damp, som efter turbinen anvendes til et andet formål end elproduktion, f.eks. fjernvarme, industriel procesdamp osv.

Kondenskraftproduktion er elektrisk energi, som produceres i en turbogenerator med damp, som efter turbinen kondenseres, således at dampens energi udelukkende benyttes til elproduktion.

Import og eksport af elektrisk energi angives i GWh og er de energimængder, som afregnes i køb og salg mellem de respektive lande. Nettoimport er differencen mellem import og eksport.

Bruttoforbruget af elektrisk energi angives i GWh og er summen af elproduktion og nettoimport.

Nettoforbruget af elektrisk energi angives i GWh og er summen af de energimængder, som er leveret til og målt hos forbrugerne samt de energimængder, som produceres i industrien til eget brug.

Tab er forskellen mellem bruttoforbrug og nettoforbrug.

Tilfældig kraft til elektrokødlør er elektrisk energi, som anvendes til fremstilling af damp som erstatning for olie eller andet brændsel, og som leveres på særlige betingelser.

Magasinkapacitet for et reguleringsmagasin angives i GWh som den energimængde, som kan produceres i de nedenforliggende kraftværker ved engangs udtapning af fuldt magasin.

Magasinindhold på et givet tidspunkt angives i GWh som den energimængde, som kan produceres i de nedenforliggende kraftværker af vandindholdet over den laveste reguleringsgrænse.

Magasinfyldningsgrad på et givet tidspunkt angives i procent som forholdet mellem magasinindhold og magasin kapacitet.

Definitions:

Used expressions have the following meanings according to Nordel definitions.

Installed capacity: The installed generating capacity of a power station is given in MW and constitutes the arithmetic sum of the rated capacity of the units installed, including station service and stand-by units.

Transmission capacity is the rated capacity in MW of a line with due regard taken to the limits imposed by the transformers connected to it.

Electricity production is given in GWh and represents that output the individual countries officially report.

Back pressure production is the production of electric energy by a generator set driven by steam which, when discharged from the turbine, is applied for a purpose irrelevant to power production (such as district heating, process steam etc.).

Condense power production is defined as the output from a turbogenerator set operated by steam that is expanded in a cooling water condenser to enable the steam to be utilized exclusively for electric power generation.

Imports and exports: The exchange of power is given in GWh for the commercial blocks of power delivered or received by the individual countries. Net import is the difference between import and export.

Gross consumption of electric energy is given in GWh and is the sum of domestic production and net import.

Net consumption of electric energy is given in GWh and is the sum of the power delivered to and metered at the consumers plus the power produced by industry for its own consumption.

Losses are defined as the difference between gross consumption and net consumption.

Excess hydro power to electric boilers is defined as intermittent deliveries of temporary surplus power for raising steam in electric boilers on terms agreed on by the parties concerned.

Storage capacity of a reservoir is given in GWh and is equivalent to the power that is expected to be generated by all downstream power stations by full discharge of the impounded water.

Storage contents of a reservoir at a certain time is indicated in GWh as being the quantity of energy which can be extracted from the water contents above the lowest regulated water level at all power stations below the reservoir.

Rate of storage content at a given time is given as a percentage of the total reservoir capacity in terms of GWh.

Tabel 2

Nye anlæg i drift i 1980.
New power plant capacity in 1980.

Krafttype <i>Power category</i>	Nye anlæg i drift i 1980 <i>New units taken into operation</i>			Installeret nettoeffekt ialt <i>Total installed net capacity</i>	Middelårs- produktion ialt <i>Total average year production</i>
	Antal enheder <i>Number of units</i>	Ny effekt <i>New capacity</i>	Stigning i middelårs- produktion <i>Increase in average year production</i>	31. dec. 80 MW	31. dec. 80 GWh ¹⁾
		MW	GWh ¹⁾		
Danmark					
Vandkraft <i>Hydro power</i>	-	-	-	8	20
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>	-	-	-	6733	-
Finland					
Vandkraft <i>Hydro power</i>	1	8	20	2420	11630
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>	1	12	-	6510	-
Kernekraft <i>Nuclear power</i>	2	1100	-	2200	-
Loviisa 2	1	440	-	880	-
Olkiluoto 2	1	660	-	1320	-
Island					
Vandkraft <i>Hydro power</i>	-	-	-	542	3320
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>	2	6	-	128	-
Norge					
Vandkraft <i>Hydro power</i>	14	1113	2050	19429	90610
Rana G4	1	125	0	500	1830
Skjomen G3	1	100	152	300	1267
Sima, Lang-Sima	2	500	1088	500	1088
Ulla-Førre, Hysten	1	80	110	80	110
Oksla	1	200	155	200	155
Laudal	2	32	156	32	156
Aurland, Vangen	1	35	129	35	129
Faslefos	1	15	67	18	91
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>	1	25	-	193	-
Trondheim (gasturb.)	1	25	0	25	-
Sverige					
Vandkraft <i>Hydro power</i>	6	692	224	14859	61261
Porjus G12	1	225	28	520	1250
Harsprånget G5	1	430	78	940	2240
Granboforsen G1, G2	2	30	110	33	125
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>	4	57	-	7948	-
Kernekraft <i>Nuclear power</i>	1	900	-	4610	-
Forsmark B1	1	900	-	900	-

1) Kun for vandkraft. For den konventionelle varmekraft angives brændselstype
(o = olie, k = kul, g = gas, t = tørv, a = affald).
Only for hydro power. For the conv. thermal power: Type of fuel is stated:
(o = oil, k = coal, g = gas, t = turf, a = garbage, waste).

Tabel 3

Besluttete større kraftstationer
Decided large power plants

Krafttype <i>Power category</i> Kraftværk <i>Power plant</i>	Besluttete nye anlæg <i>Decided new plants</i>					
	Installeret <i>Installed</i> <i>net capacity</i>	Middelårs- produktion <i>Average-year</i> <i>production</i>	Antal enheder <i>Number of</i> <i>new units</i>	Ny effekt <i>New</i> <i>capacity</i>	Stigning i middelårs- produktion <i>Increase in</i> <i>average-year</i> <i>production</i>	Beregnet idrft- sættelse <i>Estimated to</i> <i>be brought</i> <i>into service in</i>
	31. dec. 80 MW	31. dec. 80 GWh ¹⁾		MW	GWh ¹⁾	
Danmark						
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>						
Asnæsværket	760	-	1	650	k/o	1981
Randersværket	19	-	1	45	k	1983
H. C. Ørstedværket	169	-	1	70	k/o	1984
Herningværket	-	-	1	95	k	1982
Studstrupværket	415	-	2	700	k/o	1984/85
Amagerværket	256	-	1	480	k/o	1986/88
Finland						
Vandkraft <i>Hydro power</i>						
Porttipahta	-	-	1	38	90	1981
Anjalankoski	-	-	1	19	90	1983
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>						
Kuopio	36	-	1	60	t	1982
Naantali 3 ²⁾	120	-	1	96	k	1982
Inkeroinen	100	-	1	40	g	1983
Salmisaari 3 ³⁾	92	-	1	140	k	1984
Äänekoski	20	-	1	28	t	1984
Joensuu	-	-	1	60	t	1986
Island						
Vandkraft <i>Hydro power</i>						
Hrauneyjafoss	-	-	2	140	850	1981/82
Norge						
Vandkraft <i>Hydro power</i>						
Osa (omb. + udv.)	7 ⁴⁾	34 ⁴⁾	2	85	270	1981
Kvinen	-	-	1	70	225	1981
Holen	-	-	2	210	510	1981
Steinsland	-	-	2	130	470	1981
Sima, Sy-Sima	500	1088	2	620	1640	1981/82
Tafjord 5	180	-	2	70	265	1981/83
Aurland	755	1710	4	142	575	1981/84
Ulla-Førre	80	110	9	1960	4126	1981/88
Skarje	-	-	1	160	325	1985
Alta	-	-	2	150	625	1987/88
Orkla-Grana	-	-	6	318	1100	1986/88

Tabel 3 (fortsat)
Beslutede større kraftstationer
Decided large power plants

Krafttype <i>Power category</i> Kraftværk <i>Power plant</i>			Beslutede nye anlæg <i>Decided new plants</i>		Stigning i middelårs- produktion <i>Increase in average-year production</i> GWh ¹⁾	Beregnet idrft- sættelse <i>Estimated to be brought into service in</i>
	Installeret <i>Installed</i> <i>net capacity</i>	Middelårs- produktion <i>Average-year production</i>	Antal enheder <i>Number of new units</i>	Ny effekt <i>New capacity</i>		
	31. dec. 80 MW	31. dec. 80 GWh ¹⁾		MW		
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>						
Orkla	-	-	1	21	g	1981
Øye	-	-	1	14	g	1981
Tofte	-	-	1	45	a	1981
Sverige						
Vandkraft <i>Hydro power</i>						
Ligga G3	160	797	1	169	-	1982
Messaure G3	300	1834	1	140	-	1983
Stenkullafors	-	-	1	56	223	1983
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>						
Helsingborg	-	-	1	55	o	1981
Korsta	-	-	1	59	a	1981
Kernekraft <i>Nuclear power</i>						
Ringhals B3	1550	-	1	915	-	1981
Forsmark B2	900	-	1	900	-	1981
Ringhals B4	1550	-	1	915	-	1982
Forsmark B3	900	-	1	1050	-	1985
Oskarshamn B3	1020	-	1	1060	-	1985

1) Kun for vandkraft. For den konventionelle varmekraft angives brændselstype.

(o = olie, k = kul, g = gas, t = tørv, a = affald).

Only for hydro power. For the conv. thermal power: Type of fuel is stated:

(o = oil, k = coal, g = gas, t = turf, a = garbage, waste).

2) Ombygning fra konv. kondenskraft til fjernvarme. Nettoændring -24 MW.

Reconstruction from conv. condense power to district heating. Net change -24 MW.

3) Afgang 92 MW. Nettotilgang 50 MW.

Retirements 92 MW. Net additions 50 MW.

4) Summen af Osfallet og Kvernfallet. Kvernfallet, 1 MW, skrottes.

Sum of Osfallet and Kvernfallet. Scrapping of Kvernfallet, 1 MW.

De nordiske højspændingsnet

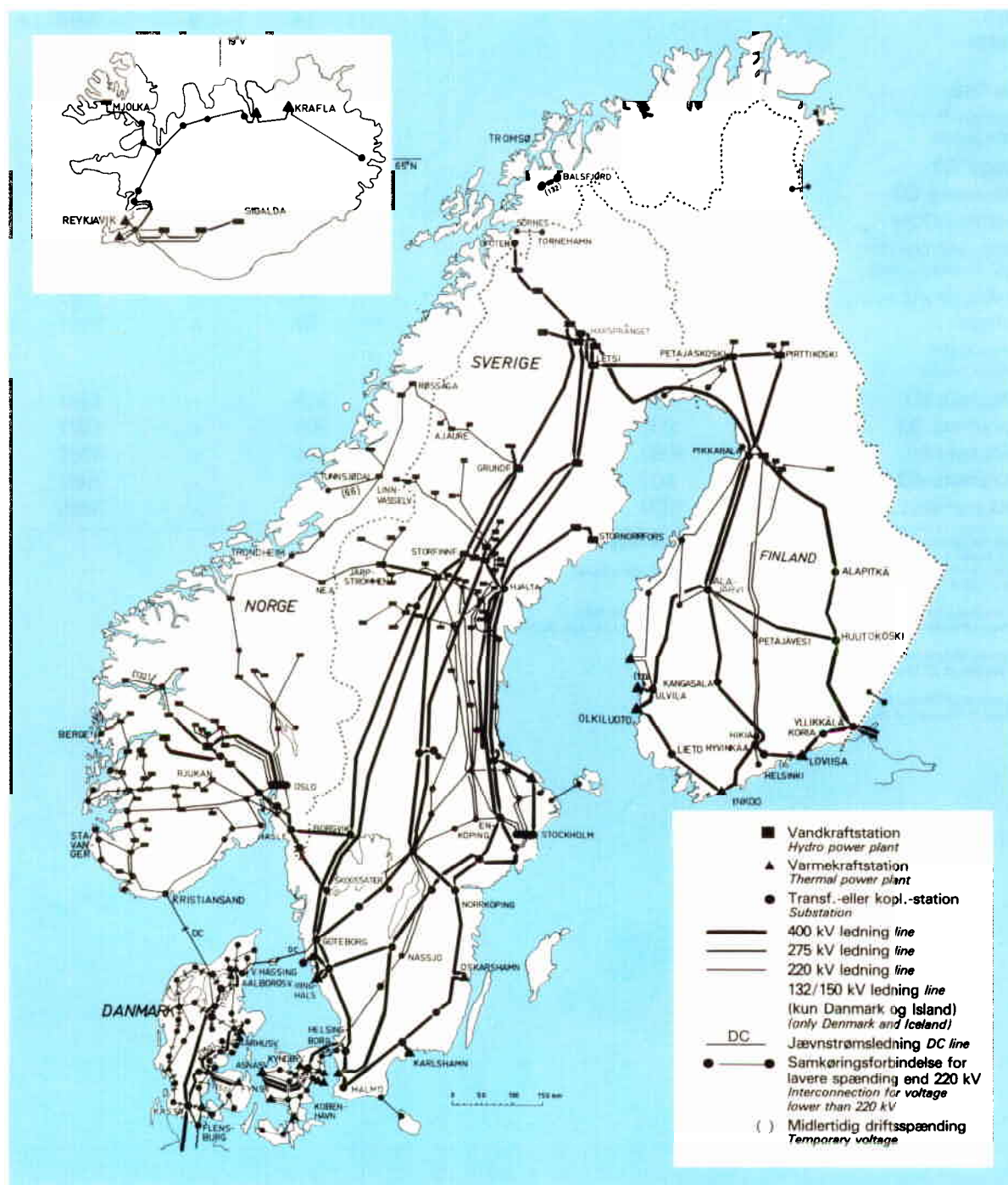
Sverige har forbindelse til Danmark, Finland og Norge. De to sidstnævnte lande er ikke direkte forbundet, bortset fra enkelte lokale leverancer fra Norge til forbrugere i Finland. Den totale overføringsevne fra Sverige var ved udgangen af 1980 3765 MW og til Sverige 2905 MW. Mellem Dan-

mark (Jylland) og Norge er der etableret en 250 kV-jævnstrømsforbindelse. Fra Sønderjylland i Danmark findes 400, 220 og 60 kV-forbindelser til Vesttyskland. Finland har lokale 110 kV og 25 kV-forbindelser og Norge en lokal 154 kV-forbindelse til Sovjetunionen.

Fig. 1.

Det nordiske hovednet 1980

The Nordic Power System 1980



Tabel 4

Transmissionsledninger (km)
Transmission lines (km)

	400 kV		220, 300 kV		110, 132, 150 kV	
	Taget i drift i 1980 <i>Brought into service in 1980</i>	I drift 31. dec. 80 <i>In service 31. Dec. 1980</i>	Taget i drift i 1980 <i>Brought into service in 1980</i>	I drift 31. dec. 80 <i>In service 31. Dec. 80</i>	Taget i drift i 1980 <i>Brought into service in 1980</i>	I drift 31. dec. 80 <i>In service 31. Dec. 80</i>
Danmark	55	816 ^{1), 2)}	–	275 ³⁾	21	3074 ⁴⁾
Finland	–	3029	–	2152	250	10800
Island	–	–	–	314	66	703
Norge	136 ⁵⁾	747 ⁵⁾	15	4533 ^{3), 6)}	100	8000
Sverige	62	8668 ¹⁾	–	5505 ³⁾	..	..

1) Inkluderer halvdelen af 400 kV-kabelforbindelsen (4 km) Sjælland-Sverige.

Including half of the 400 kV cable line (4 km) Sjælland-Sweden.

2) Heraf 13 km i drift med 220 kV, 293 km med 150 kV og 48 km med 132 kV.

Of which 13 km in service with 220 kV, 293 km with 150 kV and 48 km with 132 kV.

3) Heraf 80 km i Danmark og 96 km i Sverige (Kontiskan) samt 89 km i Danmark og 151 km i Norge (Skagerrak) med 250 kV jævnstrøm.

Of which 80 km in Denmark and 96 km in Sweden (Kontiskan) and 89 km in Denmark and 151 km in Norway (Skagerrak) with 250 kV DC.

4) Heraf 23 km i drift med 60 kV og 87 km med 50 kV.

Of which 23 km in service with 60 kV and 87 km with 50 kV.

5) Heraf 32 km i drift med 132 kV.

Of which 32 km in service with 132 kV.

6) Heraf 61 km i drift med 66 kV.

Of which 61 km in service with 66 kV.

Tabel 5

Samkøringsforbindelser mellem Nordel-landene - 31. dec. 1980

Interconnections between the Nordel-countries - 31. Dec. 1980

Land <i>Country</i>	Stationer <i>Terminal stations</i>	Nominel spænding kV <i>Rated voltage kV</i>	Overføringsevne MW <i>Transmission capacity MW</i>	Længde km <i>Length km</i>	Kabel km <i>Cable km</i>
			Fra Danmark <i>From Denmark</i>	Til Danmark <i>To Denmark</i>	
Danmark- Norge	Tjele-Kristiansand	± 250 =	500	500	240/pol 127/pol
			Fra Sverige <i>From Sweden</i>	Til Sverige <i>To Sweden</i>	
Danmark- Sverige	Teglstrupgård-Sofiero	132	350 ¹⁾	350 ¹⁾	25 10 ²⁾
	Hovegård-Helsingborg	400	700 ¹⁾	700 ¹⁾	91 8
	Vester Hassing-Göteborg	250 =	260	260	176 87,5
	Hasle (Bornholm)-Borrby	60	60	60	47,6 43,3
Finland- Sverige	Ossauskoski-Kalix	220	900	400	93
	Petäjäskoski-Letsi	400			230
	Pikkarala-Messaure	400			423
	Hellesby (Åland)-Skattbol	70	35	35	76,5 56
Norge- Sverige	Sørnes-Torshavn	132	200	200	39
	Ofoten-Ritsem	400			58
	Røssåga-Ajaure	220	260 ³⁾	100 ^{3), 4)}	117
	Linnvasselv ⁵⁾	220/66	50	50	–
	Nea-Järpströmmen	275	500 ³⁾	400 ³⁾	100
	Hasle Borgvik	400	800 ^{3), 6)}	700 ^{3), 6)}	106
	Hasle-Trollhättan	400			135
Totalt indenfor Nordel			4265	3405	
Besluttet: <i>Decided:</i>			Fra Sverige <i>From Sweden</i>	Til Sverige <i>To Sweden</i>	
Danmark- Sverige	Hovegård-Helsingborg (1985)	400	7)	7)	91 8

1) Selv med begge forbindelser i drift er den samlede overføringsevne 700 MW i hver retning.

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

2) Kabelforbindelsen består af fire trefasekabler, som er parallellkoblede to og to.

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

3) I tilfælde af paralleldrift over flere samkøringsforbindelser Norge-Sverige og visse andre driftssituationer kan dimensionerede fejltilfælde give en lavere overføringsevne.

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

4) 100 MW gælder ved maksimal produktion i Gejman-Ajaure-Gardikfors. Ved minimal produktion i disse stationer og maksimalt 250 MW produktionsoverskud i Helgeland er overføringsevnen 200 MW.

100 MW at maximum production in Gejman-Ajaure-Gardikfors. With minimum production in these stations and 250 MW surplus production in Helgeland the transmission capacity is 200 MW.

5) Samkøringsforbindelsen er en 220/66 kV transformator i den norsk/svenske kraftstation Linnvasselv.

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

6) Efter udbygninger i Norge forøges denne til 1200 MW fra Sverige og 1000 MW til Sverige.

After extensions in Norway this will increase to 1200 MW Sweden-Norway and 1000 MW Norway-Sweden.

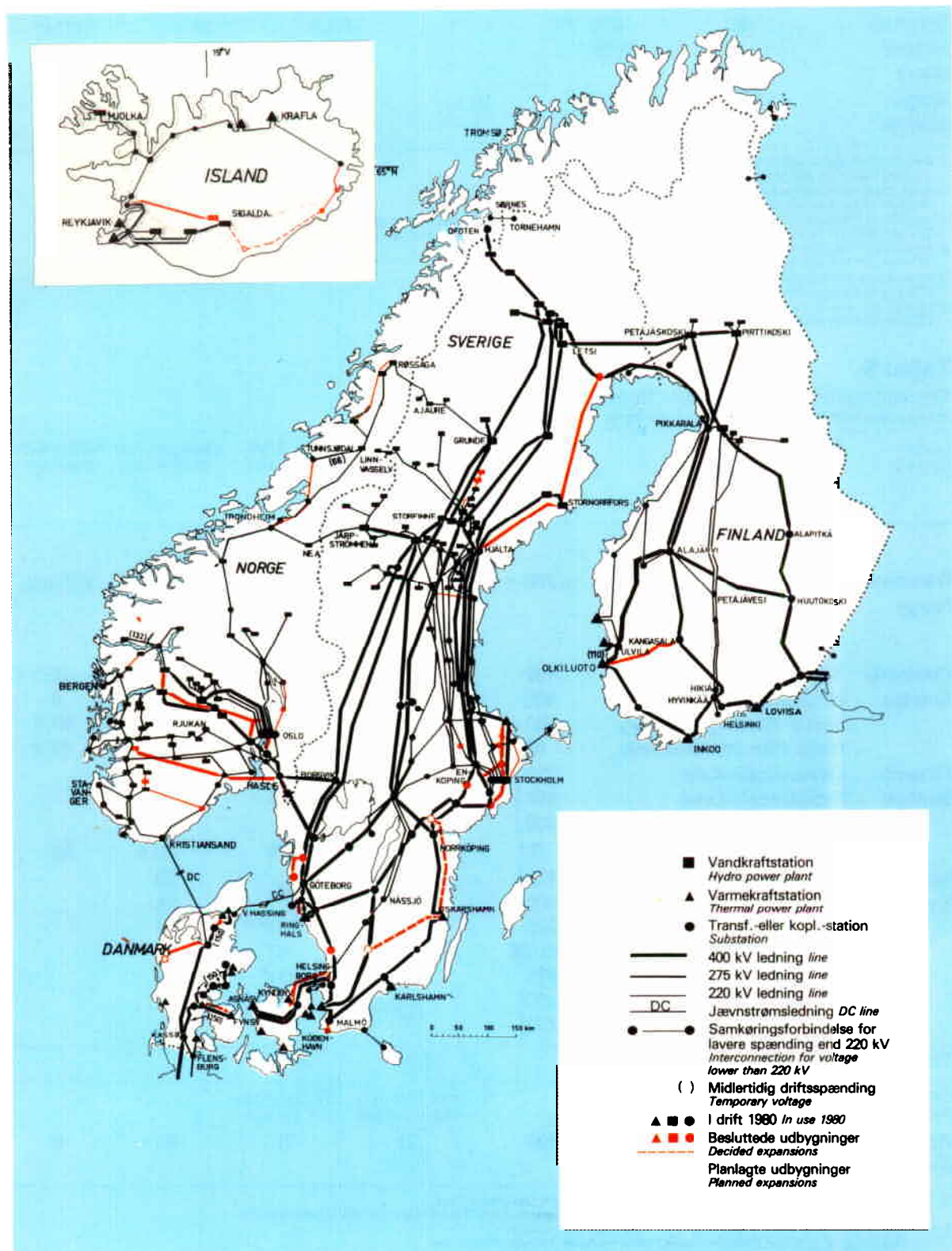
7) Overføringsevnen efter udbygningen kendes endnu ikke.

Transmission capacity is at present unknown.

Fig. 2.

Det nordiske hovednet med besluttede og planlagte udvidelser.

The Nordic Power System, with Future Expansions.



Tabel 6

Maksimal belastning 3. onsdag i december 1980
 Maximum load on the 3rd Wednesday in December 1980

Maximum load on the grid Wednesday in December 1988

	Maks. kraftstations- belastning <i>Max. power station output</i>		Installeret netto- effekt <i>Installed net capacity</i>	Maks. systembelastning <i>Max. system load</i>			
	Lokaltid <i>Local time</i>	MW		MW	1979 Lokaltid <i>Local time</i>	MW	1980 Lokaltid <i>Local time</i>
Danmark							
Vest for Storebælt (ELSAM) <i>West of the Great Belt</i>	17-18	1970	3664	8-9	2395	17-18	2501
Øst for Storebælt ekskl. Bornholm (ELKRAFT) <i>East of the Great Belt excl. Bornholm</i>	17-18	2057	2854	17-18	2050	17-18	1888
Finland	16-17	6071	11130	7-9	6185	17-18	6494
Island							
Syd-, vest- og nord-Island <i>South, West and North Iceland</i>	21	411	632	-	-	-	-
Norge							
Syd for (<i>south of</i>) 67,5° N	8-9	12611	18460	9-10	12790	9-10	11979
Nord for (<i>north of</i>) 67,5° N	14-15	715	1162	17-18	793	14-15	766
Sverige	8-9	17064	27417	8-9	17334	8-9	17489
Nordel ekskl. Island (<i>excl. Iceland</i>)							
Mellemeuropæisk tid <i>Central-European time</i>	8-9	40667	64687	8-9	40927	8-9	40834

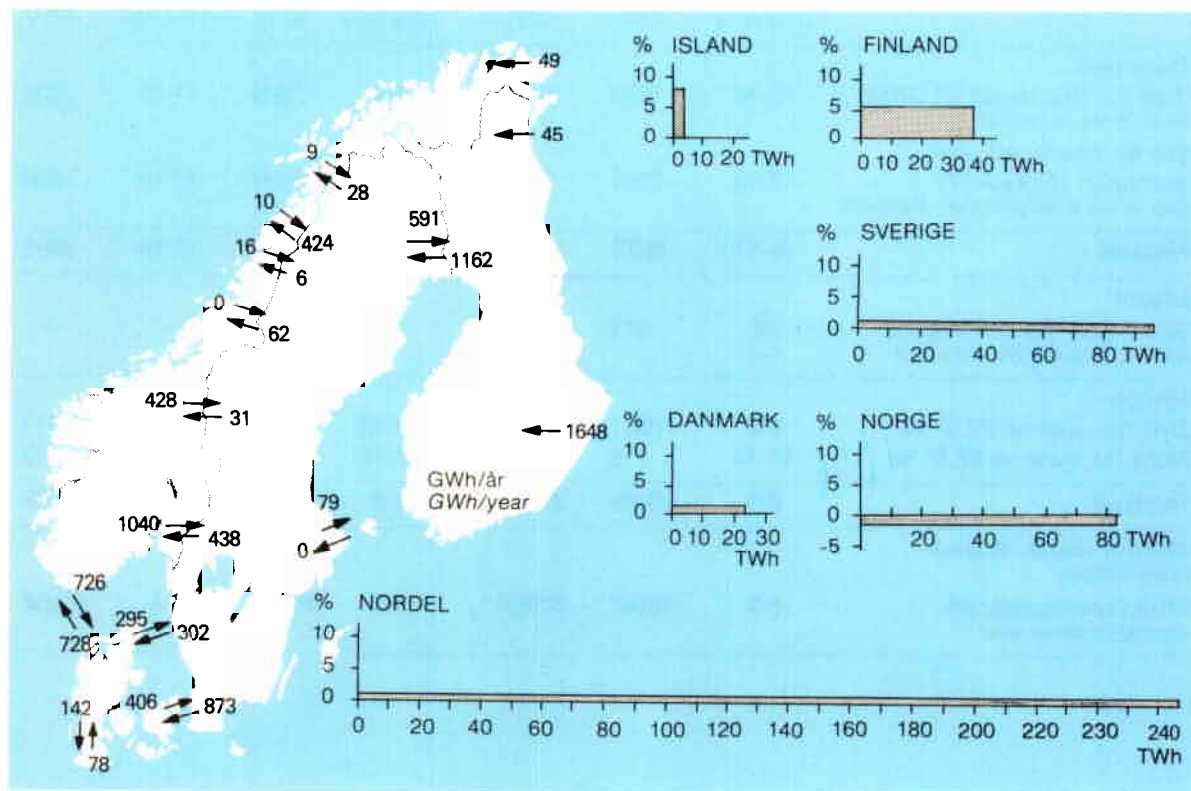
Omsætning af elektrisk energi

Tabel 7

Oversigt over omsætningen af elektrisk energi i Nordel 1980.

Review of the electric energy turnover in Nordel 1980.

Af de små diagrammer til højre for kortet fremgår forbrugsstigningen i de enkelte lande og for Nordel totalt. Stigningen i % ses i forhold til forbruget det foregående år, og stigningen i TWh er proportional med arealet af de markerede flader.



Tabel 7

Oversigt over el-energiomsætningen i Nordel 1980 (GWh)

Review of the electric energy turnover in Nordel in 1980

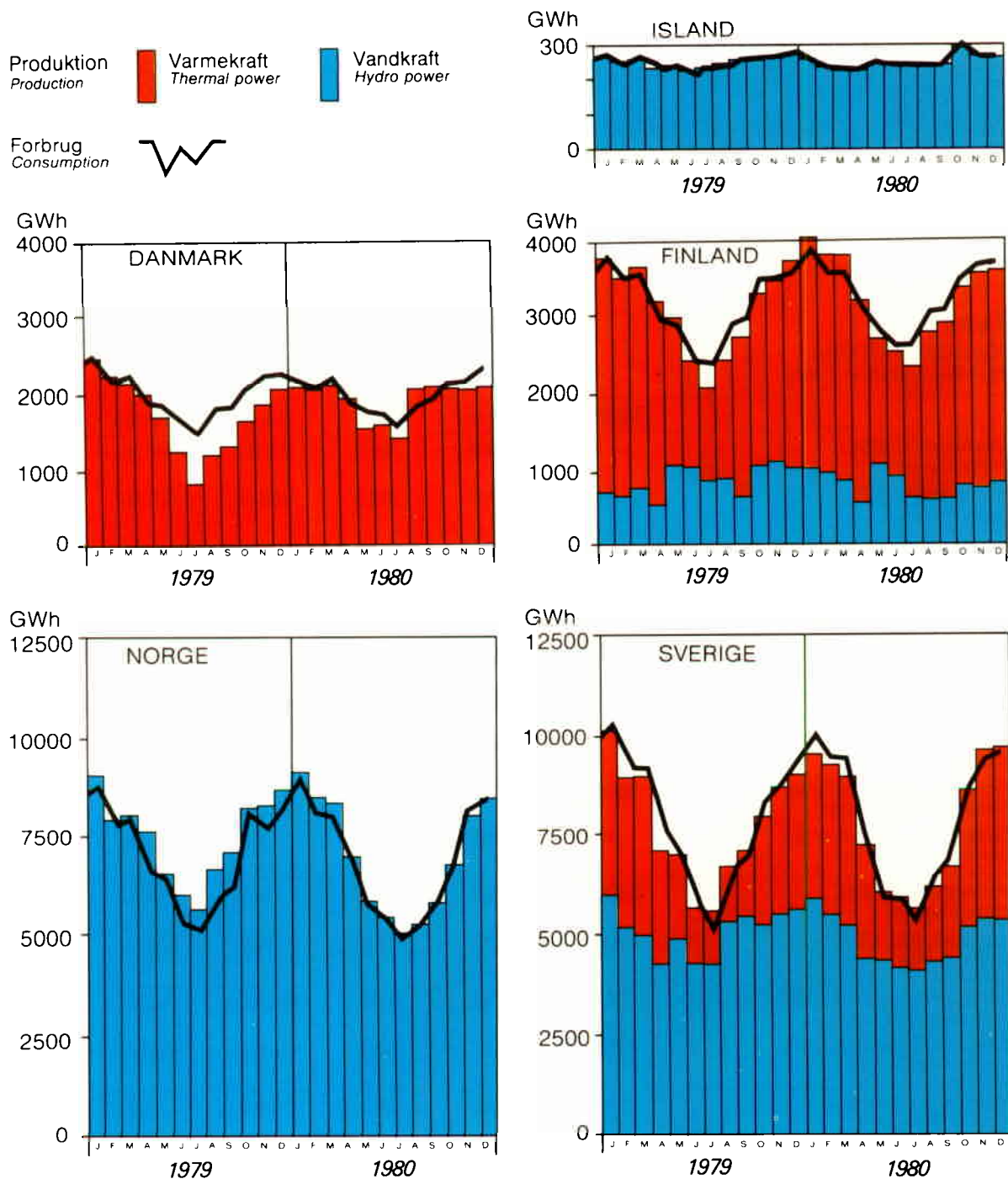
	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Produktion <i>Production</i>	23876	38725	3142	83980	93570	243293
Heraf vandkraft <i>Of this hydro power</i>	20	10094	3053	83835	57696	154698
Import	1978	2363	-	1767	3366	1820
Total produktion og import <i>Total production and import</i>	25854	41088	3142	85747	96936	245113
Eksport	1572	1162	-	2228	2834	142
Bruttoforbrug <i>Gross consumption</i>	24282	39926	3142	83519	94102	244971
Tilfældig kraft til elektrokedler etc. <i>Excess hydro power for electric boilers etc.</i>	-	4	-	1510 ¹⁾	-	1514
Bruttoforbrug ekskl. tilfældig kraft til elektrokedler etc. <i>Gross consumption excl. excess hydro power for electric boilers etc.</i>	24282	39922	3142	82009	94102	243457
Stigning fra 1979 % <i>Increase as against 1979 %</i>	0,3	5,1	7,6	-0,5	0,3	0,8

¹⁾ Heraf pumpekraft 490 GWh.
Of this pumped storage power 490 GWh.

Fig. 3.

Produktion og bruttoforbrug, ekskl. tilfældig kraft til elektrokedler.

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



Elproduktion

Tabel 8 giver en oversigt over elproduktionen, opdelt på vandkraft og varmekraft i 1979 og 1980. Den totale produktion inden for Nordel var i 1980 243,3 TWh, altså 0,3% højere end i 1979. Vandkraftens andel af totalproduktionen var 64% mod 67% i 1979.

Fig. 4 viser, hvordan produktionen i 1980 fordelte sig på de forskellige kategorier.

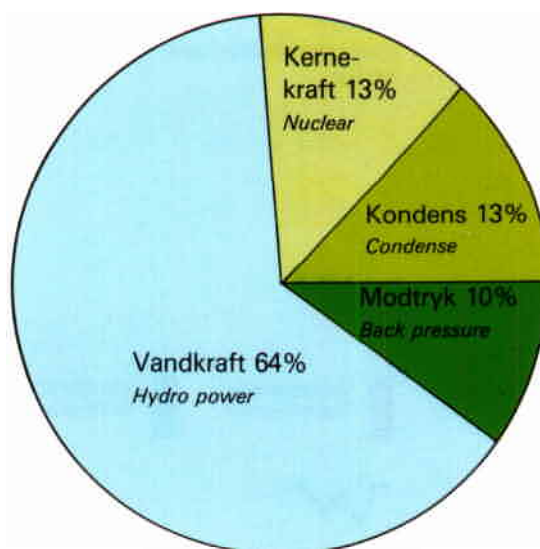


Fig. 4.
Total elektricitetsproduktion inden for Nordel
Total electricity production within Nordel

Tabel 8.

Elproduktion (GWh)
Electricity production (GWh)

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vandkraft 1980 <i>Hydro power</i>	20	10094	3053	83835	57696	154698
Vandkraft 1979 <i>Hydro power</i>	20	10762	2819	88840	60188	162629
Varmekraft 1980 <i>Thermal power</i>						
Modtryk, fjernvarme <i>Back pressure, district heating</i>	2830	4197	-	-	4960	11987
Modtryk, industriel <i>Back pressure, industry</i>	259	6545	-	70	4385	11259
Kondens, proces <i>Condense, process</i>	-	433	-	-	-	433
Kondens, kerne <i>Condense, nuclear</i>	-	6675	-	-	25373	32048
Kondens, konventionel <i>Condense, conventional</i>	20651	10566	-	35	972	32224
Gasturbine, diesel m.v. <i>Gas turbine, diesel etc.</i>	116	215 ¹⁾	89 ²⁾	40	184	644
Varmekraft 1980 <i>Thermal power</i>	23856	28631	89 ²⁾	145	35874	88595
Varmekraft 1979 <i>Thermal power</i>	20814	26575	100 ³⁾	146	32246	79881
Total produktion 1980 <i>Total production 1980</i>	23876	38725	3142	83980	93570	243293
Total produktion 1979 <i>Total production 1979</i>	20834	37337	2919	88986	92434	242510
Stigning i procent <i>Increase, per cent</i>	14,6	3,7	7,6	-5,6	1,2	0,3

1) Heraf 202 GWh med naturgas.
Of this 202 GWh from natural gas.

2) Heraf 44 GWh geotermisk kraft.
Of this geothermal 44 GWh.

3) Heraf 46 GWh geotermisk kraft.
Of this geothermal 46 GWh.

Elforbruget

Fig. 7.

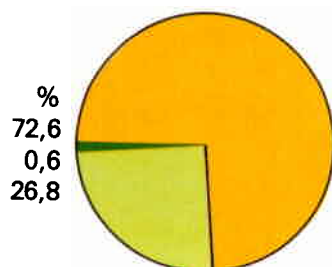
Elforbrug fordelt på konsumentgrupper

Electricity consumption distributed on consumer groups

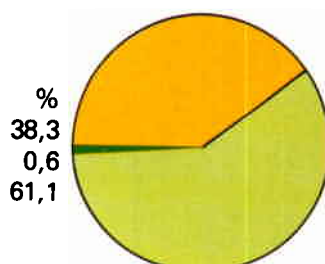
■ Husholdn., handel etc. Households, trade etc.

■ Samfærdsel Communication

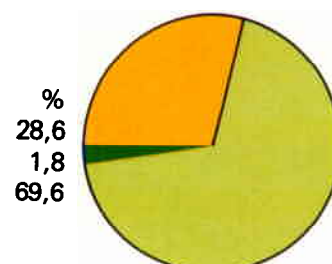
■ Industri Industry



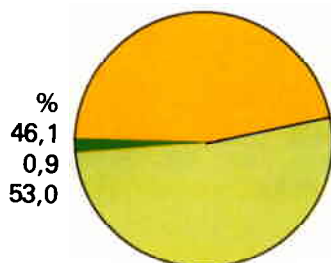
Danmark



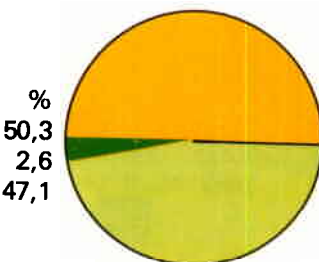
Finland



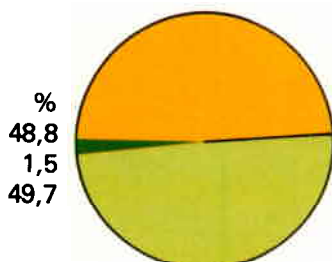
Island



Norge



Sverige



Nordel

Tabel 10

Elforbrug

Electricity consumption

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Bruttoforbrug GWh <i>Gross consumption</i>	24282	39926	3142	83519	94102	244971
Tilfældig kraft til elektrokedler GWh <i>Excess hydro power to electric boilers</i>	-	4	-	1510 ¹⁾	-	1514
Bruttoforbrug* GWh <i>Gross consumption</i>	24282	39922	3142	82009	94102	243457
Tab GWh <i>Losses</i>	2282	2422	296	8409	8219	21628
Nettoforbrug* GWh <i>Net consumption</i>	22000	37500	2846	73600	85883	221829
Industri GWh <i>Industry</i>	5900	22900	1979	39030	40408	110217
Samfærdsel GWh <i>Communications</i>	130	230	52	620	2262	3294
Husholdn., handel m.v. GWh <i>Households, trade etc.</i>	15970	14370	815	33950	43213	108318
Stigning i bruttoforbruget* i forhold til foregående år i % <i>Increase in gross consumption as against previous year, %</i>	0,3	5,1	7,6	-0,5	0,3	0,8
Gns. stigning i bruttoforbruget* indenfor de sidste 10 år i % <i>Average increase in gross consumption in the last 10 years, %</i>	5,0	6,3	8,0	3,9	3,7	4,3
Bruttoforbrug* pr. indb. i kWh <i>Gross consumption per inhabitant</i>	4740	8340	13710	20040	11310	10800

^{*)} Ekskl. tilfældig kraft til elektrokedler.
Excl. excess hydro power to electric boilers.

¹⁾ Heraf pumpekraft 490 GWh.
Of which pumped storage power 490 GWh.

Fig. 6

Månedlig udveksling af elektrisk energi mellem
Nordel-landene 1980

Monthly exchange of electricity within Nordel 1980

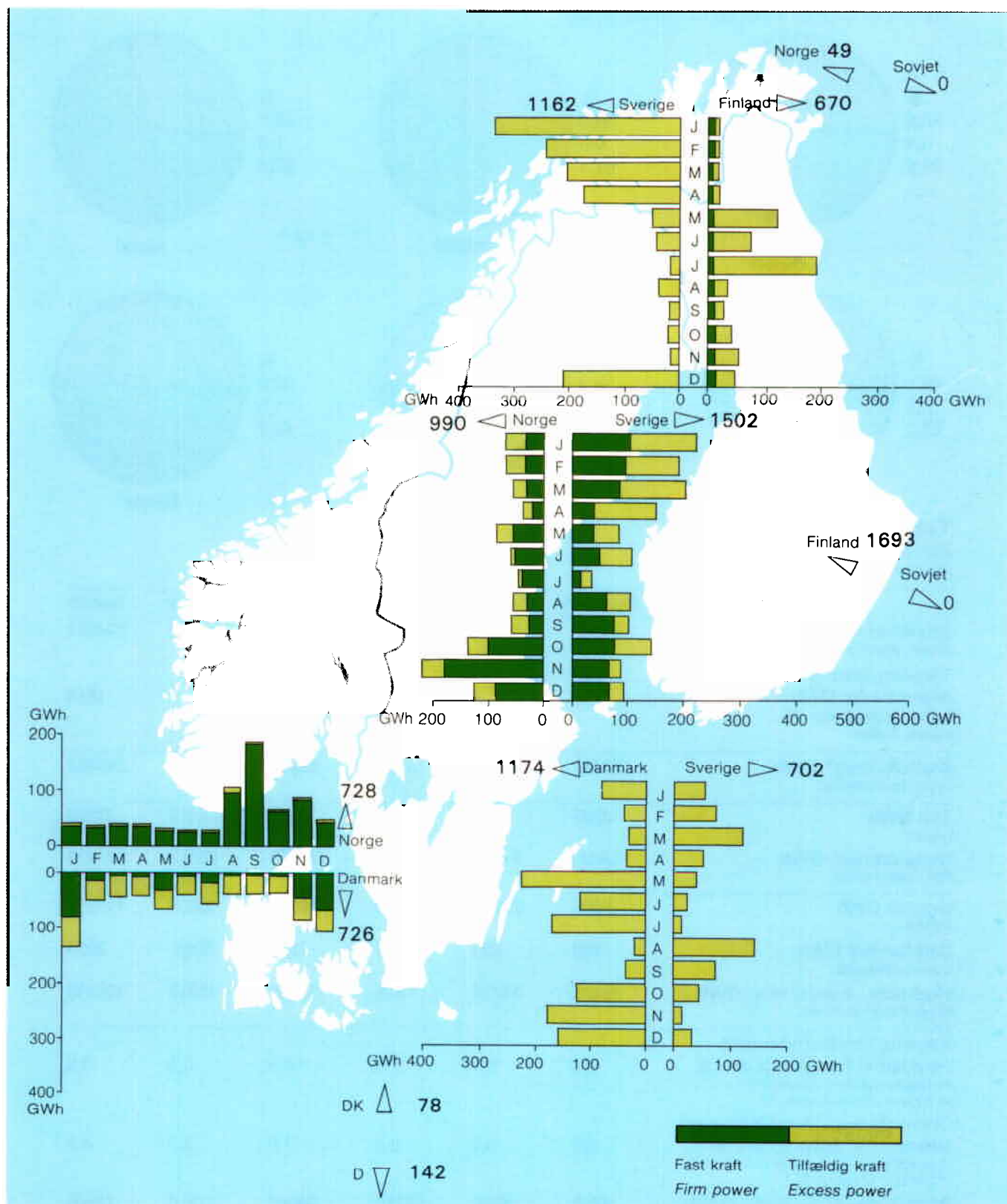
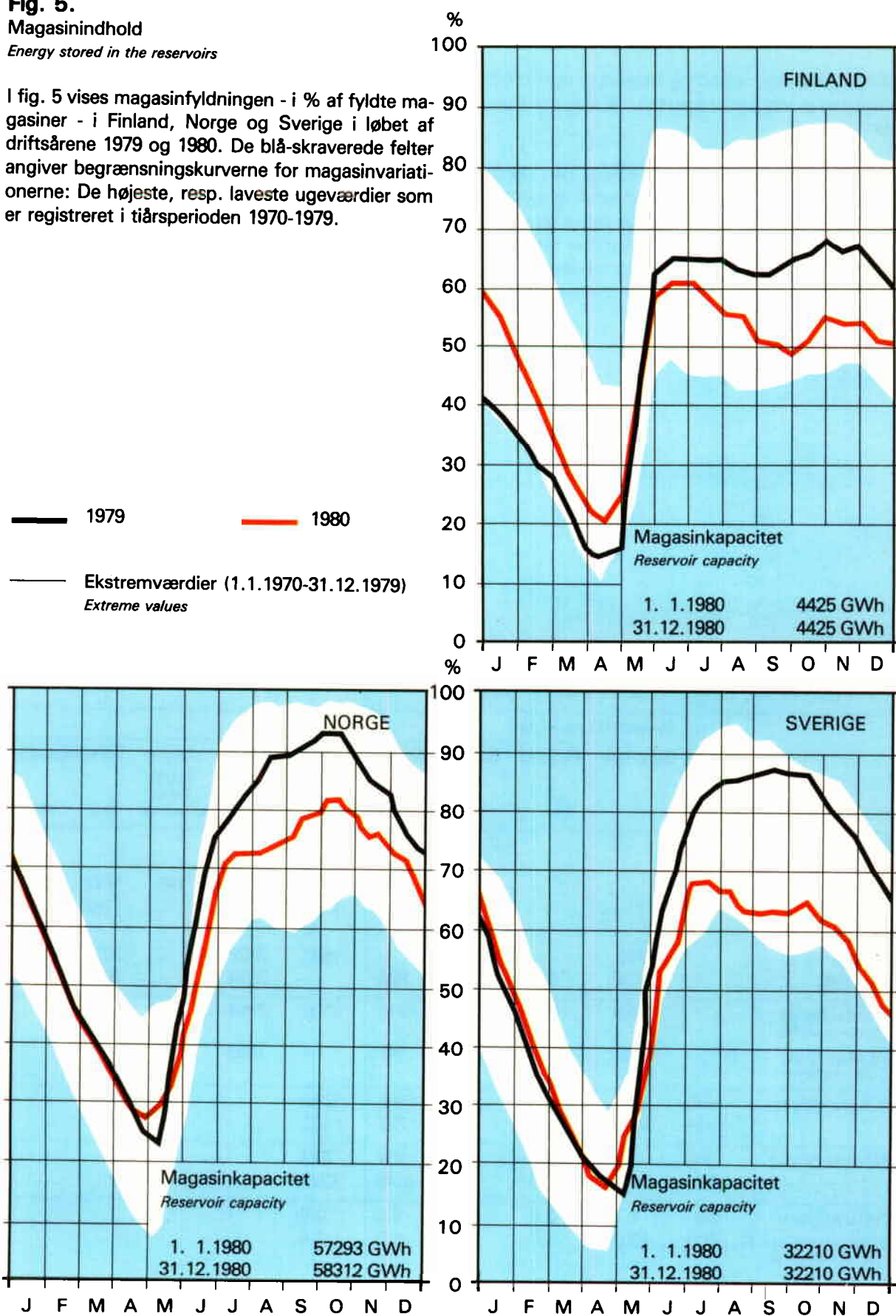


Fig. 5.**Magasinindhold***Energy stored in the reservoirs*

I fig. 5 vises magasinfyldningen - i % af fyldte magasiner - i Finland, Norge og Sverige i løbet af driftsårene 1979 og 1980. De blå-skraverede felter angiver begrænsningskurverne for magasinvariationerne: De højeste, resp. laveste ugeværdier som er registreret i tiårsperioden 1970-1979.



Kraftudveksling mellem landene

Nordel-landenes import og eksport er vist i tabel 9. Desuden er vist nettoimporten i % af bruttoforbruget.

Værdierne i tabel 9 og fig. 6 omfatter den afregnede udveksling. Modsvares en udveksling mellem to lande af en samtidig og modsat rettet udveksling på en anden samkøringsforbindelse mellem de samme lande, medregnes begge udvekslinger i de respektive import- og eksportangivelser.

Tabel 9

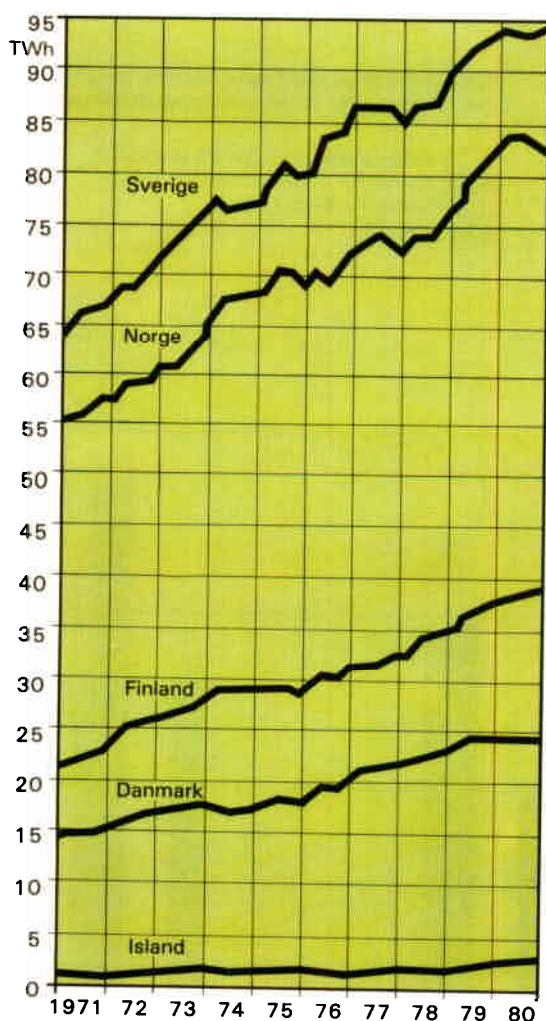
Nordel-landenes el-energiudveksling 1980 (GWh)
The Nordel-countries' exchange of electric energy in 1980 (GWh)

	Import til / Import to								
	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel- lande <i>Nordel countries</i>	Andre lande <i>Other countries</i>	Total eksport <i>1980</i>	 <i>1979</i>
Eksport fra: <i>Export from:</i>									
Danmark	-	-	-	728	702	1430	142	1572	1030
Finland	-	-	-	-	1162	1162	-	1162	1594
Island	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norge	726	-	-	-	1502	2228	-	2228	5442
Sverige	1174	670	-	990	-	2834	-	2834	4086
Nordel-lande <i>Nordel countries</i>	1900	670	-	1718	3366	7654	142		
Andre lande <i>Other countries</i>	78	1693	-	49	-	1820			
Total import	1980	1978	2363	-	1767	3366			
	1979	4406	2243	-	797	5432			
Nettoimport	1980	406	1201	-	-461	532			
	1979	3375	649	-	-4645	1346			
Nettoimport/ bruttoforbrug i %	1980	1,7	3,0	-	-0,6	0,6			
<i>Net import/gross consumption in per cent</i>	1979	13,9	1,7	-	-5,5	1,4			

Fig. 8

12-måneders kurve for bruttoforbruget* 1971-1980

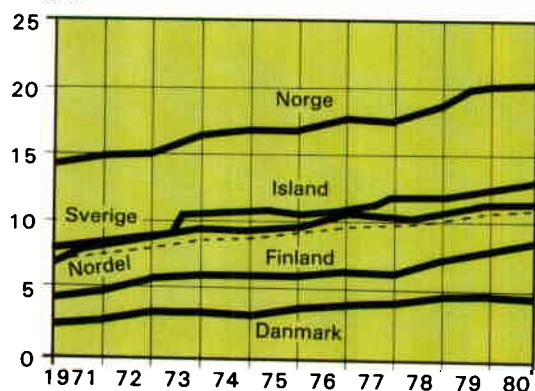
12-months curve for gross consumption* 1971-1980

**Fig. 9**

Bruttoforbrug* pr. indbygger

Per capita consumption*

MWh/capita



* Ekskl. tilfældig kraft til elektrokedler.
Excl. excess hydro power to electric boilers.

Prognoser

Nedenstående tabeller bygger på elforsynings egne vurderinger af elforbrugets sandsynlige udvikling, for 1980 og 1980/81 dog på konstaterede værdier. Prognoserne danner grundlag for planlægningen af den videre udbygning af elforsyningen. Hvis den faktiske udvikling viser et lavere forbrug, end der regnes med i prognosen, kan denne uden vanskelighed tilpasses år for år.

Tabel 11

Prognoser for elenergiforbruget (TWh/år)

Forecasts for the electric energy consumption (TWh/år)

	1980	1985	1990
Danmark	24,3	27	33
Finland	40,0	49	57
Norge ¹⁾	82,0	92	105
Sverige	94,1	121 ²⁾	138 ²⁾
Nordel totalt (excl. Island)	240,4	289	333

1) Excl. tilfældig kraft til elektrokedler. Baseret på NVEs prognoser for almindelig forsyning plus regeringens program for kraftintensiv industri.
Excl. excess hydro power to electric boilers. NVE's forecasts for ordinary supplies and the government's programme for power intensive industry.

2) En revideret prognose ventes publiceret i sommeren 1981.
A revised forecast is expected to be published in the summer of 1981.

Tabel 12

Effektprognoser (MW)

Power forecasts (MW)

	1980/81	1985/86	1990/91
Danmark	4700	5400	6600
Finland	7000	8800	10000
Norge	13900	15500	17700
Sverige	17700	22800	26000
Nordel totalt (excl. Island)	43300	52500	60300

Tabel 13

Prognoser for installeret effekt i MW i de enkelte lande (pr. 31. dec)

Forecasts for installed capacity in MW in each country (valid per 31. Dec.)

	1980	1985	1990
Danmark	6591	8450	9050
Finland	11130	11350	12000
Norge	19622	24600	27200
Sverige	27417	33300	35500
Nordel totalt (excl. Island)	64760	77700	83750

Fig. 10

Energitilgang i Norden

Energy supply within the Nordic countries

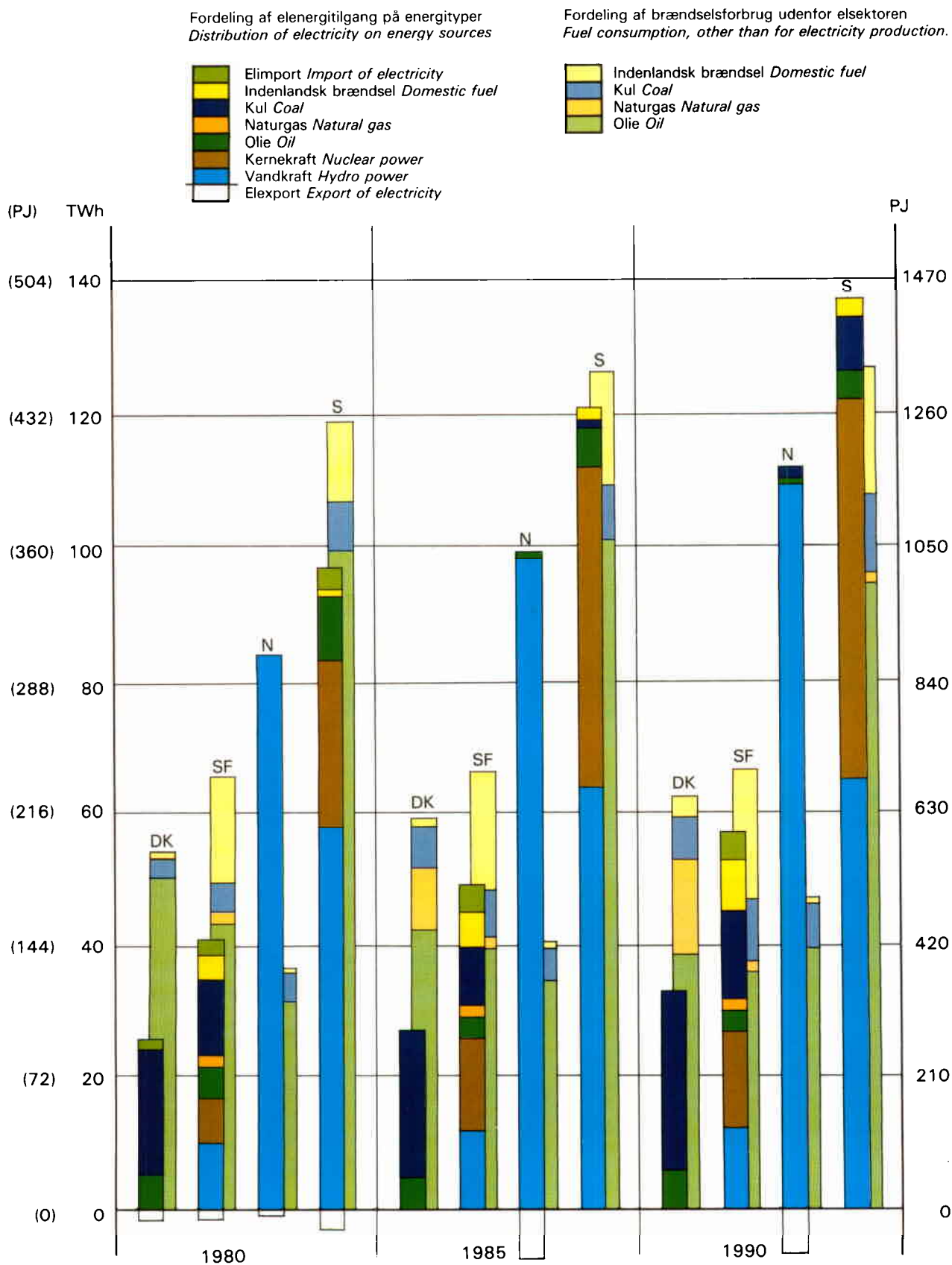


Fig. 10 viser fordelingen af elenergitilgang (produktion + import) i de 4 lande Danmark, Finland, Norge og Sverige på de forskellige kategorier af vandkraft, kernekraft og anden varmekraft baseret på forskellige brændselstyper. Der vises prognoser for årene 1985 og 1990. For vandkraften er der for årene 1985 og 1990 regnet med middellårs-produktion. Dette indebærer for Norge betydelige mængder tilfældig kraft, som kan udnyttes i indenlandske elektrokedler og/eller eksporteres. Det norske kraftproduktionssystem forudsættes dimensioneret med en ekstra fastkraftreserve i tillæg til den forbrugsprognose, som anses for mest sandsynlig, jvf. tabel 11. Inkl. importrettigheder vil produktionsevnen for fastkraft være 97 TWh/år i 1985 og 110 TWh/år i 1990.

Elenergifordelingen er vist på baggrund af landenes energiforbrug uden for elsektoren. For hvert af årene er der for hvert land indtegnet to søjler. Den

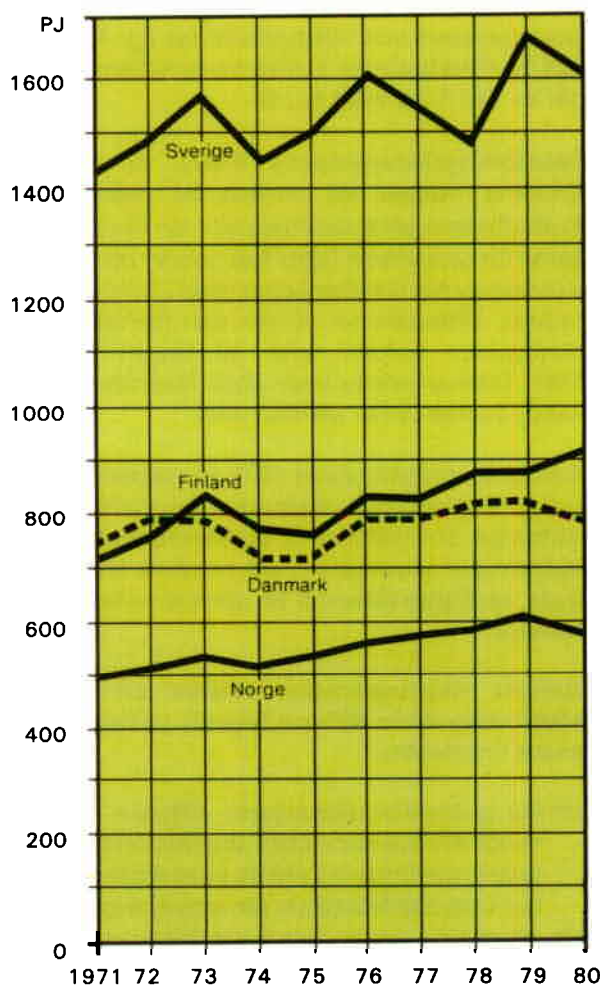
venstre, forreste, søjle viser fordelingen af elenergien. Den højre, bageste, søjle viser det øvrige energiforbrug.

For skalaerne i figuren gælder følgende:

- Venstre skala i TWh gælder for elenergitilgangen.
- Højre skala i PJ gælder for det øvrige energiforbrug og er således valgt, at den også viser, hvilke brændselsmængder, der i moderne varmekraftværker medgår til produktion af de elektricitetsmængder, der indgår i venstre søjle (10,5 PJ pr. TWh).

Figuren giver grundlaget for en sammenligning mellem elsektoren og de øvrige energisektorer. Specielt viser figuren meget tydeligt vandkraftens dominerende rolle i norsk energiforsyning.

Fig. 11
Totalt energiforbrug
Total energy consumption



Totalt energiforbrug

De dominerende energikilder i verden er kul, olie og naturgas. Indtil udvindingen af olie og gas i Nordsøen kom i gang, kunne ingen af disse energikilder regnes blandt de indenlandske energikilder i de nordiske lande. Vandkraftens andel i verdens energiforsyning er kun ca. 5%, men med undtagelse af Danmark har alle de nordiske lande gode vandkraftressourcer, og de har i stor udstrækning kunnet basere deres elforsyning på vandkraft. Dette gælder først og fremmest i Norge, hvor praktisk talt al elektricitet hidtil er produceret med vandkraft, og hvor der endnu i nogle år er mulighed for udbygning af vandkraften.

Foruden vandkraften har de nordiske lande i en vis udstrækning indenlandsk brændsel, træ, tørv (fortrinsvis Finland), kul på Svalbard (Norge) og varmekilder (Island). Den helt overvejende del af brændslet har imidlertid måttet importeres, først og fremmest i form af olie og kul.

Fra 1974 har udnyttelsen af olie- og gasfundene i den norske del af Nordsøen udviklet sig til en årsproduktion i 1980 på 24 mio. t olie og 26 mia. Nm³ gas, svarende til i alt ca. 2000 PJ.

Fig. 11 viser udviklingen af det totale energiforbrug i Danmark, Finland, Norge og Sverige i 10-årsperioden 1971-80 angivet i PJ. Vandkraft og kernekraft er her omregnet efter det teoretiske energindhold, dvs. 1 TWh = 3,6 PJ.

De dagliga nordiska kraftaffärerna

av Driftchef Gunnar Ålfors, Statens Vattenfallsverk

Genom ett väl fungerande driftsamarbete inom elförsörjningsområdet mellan de nordiska länderna (exkl Island) kan den totala nordiska elkraftproduktionen åstadkommas till lägsta kostnad. Skulle varje land producera enbart för det egna behovet utan utbyte med grannländerna skulle totalkostnaden bli avsevärt högre. Förutom högre kostnad skulle också mer ändliga resurser, t ex eldningsolja, behöva användas. Strävan är att den vinst som de, genom kraftaffärerna, lägre totalkostnaderna ger upphov till skall fördelas rättvist mellan länderna. Samarbetet bidrar dessutom till hög driftsäkerhet.

Allmänna förutsättningar för kraftaffärerna

Målsättningen för Nordel-samarbetet är att få tryggast möjliga elförsörjning till lägsta kostnad. Ett viktigt led i denna strävan är att fördela den totala elproduktionen mellan de samkörande kraft-

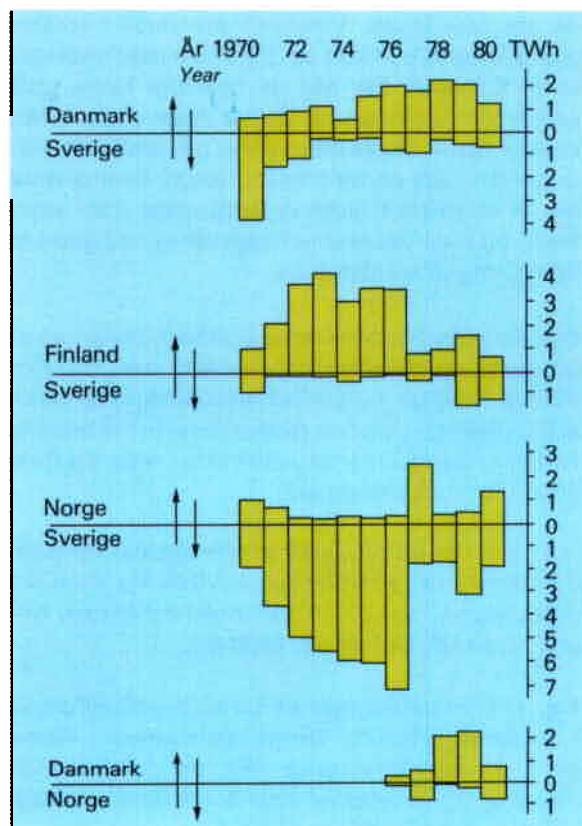
verken så att de produktionsberoende kostnaderna blir så låga som möjligt dvs att utnyttja de kraftstationer, som för ögonblicket är mest fördelaktiga. De fyra samkörande länderna är tillsammans en betydande elkraftproducent. Vattenkraften står totalt sett för huvuddelen av elproduktionen i det totala systemet men kärnkondens och kolkondens svarar för en allt större del (se tabell 7, fig 3 och 4).

Det nordiska elkraftsamarbetet började redan 1915 då den första sjökabeln mellan Danmark och Sverige togs i bruk. Detta var såvitt känt den första gång i världen som ett elsamarbete inleddes mellan två länder. Samkörningsförbindelserna mellan de nordiska länderna har framförallt under de senaste två decennierna förstärkts kraftigt och består i dag av ca 15 olika förbindelser. Förutom Skageracksförbindelsen mellan Danmark och Norge går alla förbindelserna mellan Sverige och något annat land. Dessutom finns samkörningsmöjligheter med Sovjetunionen och Västtyskland (se fig. 1 och tabell 5). Elkraftutbytet mellan nordelländerna framgår av bild 1 (se även fig. 6).

Bild 1

Elenergiutbytet mellan Nordelländerna
Åren 1970-80.

*Exchange of Electrical Energy between the Nordel Countries.
The Years 1970-80.*



Samkörningsförbindelserna mellan de nordiska länderna medger ett omfattande elsamarbete. Kraftutbytena görs upp bilateralt men förutsättningarna för samarbetet läggs fast genom rekommendationer av Nordel efter behandling i Nordels Driftutskott. Driftutskottet tillkom som Nordels första permanenta utskott redan då Nordel bildades 1963. Driftsamarbete hade dock förekommit i liknande former redan dessförinnan.

Nordel rekommenderade 1971 en rapport utarbetad av Driftutskottet. Rapporten har titeln »Förutsättningar och metoder för optimering av det driftekonomiska samarbetet i det nordiska kraftsystemet«, vanligtvis förkortat till »Driftsamarbete inom Nordel«.

Nordels rekommendation innebar att berörda kraftföretag skulle tillämpa följande principer, som anges i rapporten.

att vid produktionsplaneringen tillämpa den s k marginalvärdesprincipen, dvs låta de olika produktionsenheternas rörliga produktionskostnader vara bestämmande för utnyttjningen, att eftersträva jämförbara beräkningsmetoder vid bestämning av kraftvärdet,

- att lägga kalkylerat kraftvärde till grund för produktionsplanering och överenskommelser om kraftutbyten,
- att vid bilaterala kraftutbyten eftersträva en lika vinstfördelning,
- att vid kraftutbyten begränsa priset till ett visst belopp utöver säljarens produktionskostnad, s k pristak - f n 50 SEK/MWh.

Sedan tillkomsten av rapporten har Driftutskottet löpande analyserat kraftutbytenas omfattning och ställt denna i relation till rapportens principer. I stort sett har utskottet funnit att rapportens principer fortsättningsvis är giltiga och att kraftaffärerna fungerar mycket bra.

Principer för utbyten av tillfällig kraft

Med utbyten av tillfällig kraft avses uppgörelsen för kortare tid (vanligen timme för timme) och priset bestäms av aktuella rörliga produktionskostnader. Även andra typer av kraftutbyten förekommer mellan länderna men då enligt långsiktiga kontrakt där priset även innefattar fasta avgifter. Den ojämförligt största delen av utbytena - såväl energimässigt som värdemässigt - utgörs dock av de tillfälliga kraftutbyten som beskrivs här.

Mellan två likartade kraftsystem finns vissa fördelar med samkörning. Om kraftsystemen däremot är olika uppnås avsevärt större fördelar. Eftersom de nordiska ländernas kraftsystem är mycket olika är förutsättningarna för utbyte av tillfällig kraft mycket stora.

Norge är helt vattenkraftdominerat och Danmark helt värmekraftdominerat medan Sverige och Finland har en blandning av vatten- och värmekraft. Den danska värmekraften är till största delen kolbaserad, den finska kol- och kärnkraftbaserad och den svenska kärnkraft- och oljebaserad.

Den danska och finska elkraftproduktionsapparaten är effektdimensionerad. Detta betyder att om kraftstationerna tillsammans bara kan klara årets maximala elförbrukning inklusive överföringsförluster finns inget problem med att täcka det totala energibehovet. Det förutsätts då att bränsle kan köpas i tillräcklig omfattning och att kraftstationerna tillsammans har en väsentligt större installerad effekt än vad som motsvarar maximala elförbrukningen med hänsyn till fel, revision och behovet av driftreserv. Normalt kan ett värmekraftblock köras ca 85% av tiden, eftersom resten går åt till revisioner och reparationer.

Den norska och svenska elkraftproduktionsapparaten är däremot energidimensionerad. Detta bety-

der att om bara årets - eller i viss utsträckning två på varandra följande år (vattenmagasin för flerårs-lagring finns) - elförbrukning inklusive överföringsförluster kan klaras finns inget problem med att klara årets maximala elförbrukning. För att kunna klara år med liten nederbörd, måste energiproduktionskapaciteten i Norge och Sverige vara större än prognostiserad elförbrukning inklusive överföringsförluster. Variationerna i tillrinning i Norge framgår av bild 2 och 3 och i Sverige av bild 4.

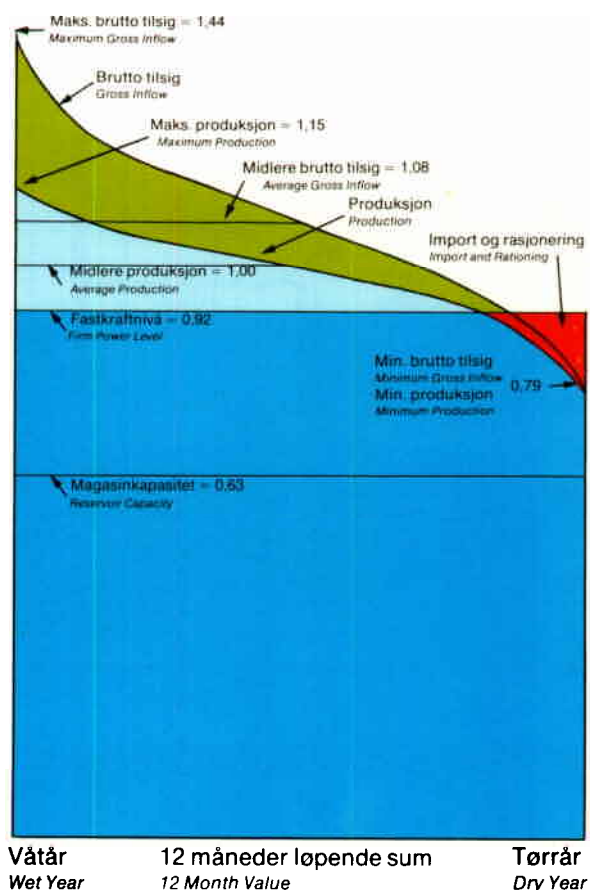
Bild 2

Det norske vannkraftsystem pr. 1. 1. 1981.

Karakteristiske data i forhold til midlere produksjon.

The Norwegian Hydro Power System 1981-01-01.

Characteristical Data Compared to Average Production.



För både ett effekt- och ett energidimensionerat kraftsystem gäller att hänsyn också måste tas till risken för långvariga maskinhaverier och högre elkonsumtion än prognostiserat.

När ett effekt- och ett energidimensionerat system kopplas ihop för det med sig stora fördelar. En del av dessa fördelar nyttiggörs genom fasta kontrakt som gör att varje lands system kan dimensioneras med något mindre produktionsreserv. Mer fast kraft kan därigenom säljas inom landet vid givet

produktionsapparat. Ett torrår i Norge kan då delvis klaras med kraft från t ex Sverige eller Danmark. Tillräcklig kapacitet för högsta årsbelastningen i Danmark kan delvis klaras genom t ex import från Norge. De kraftutbyten som kommer till stånd baserade på fasta kontrakt är dock vanligtvis avsevärt mindre än de som görs upp som tillfällig kraft.

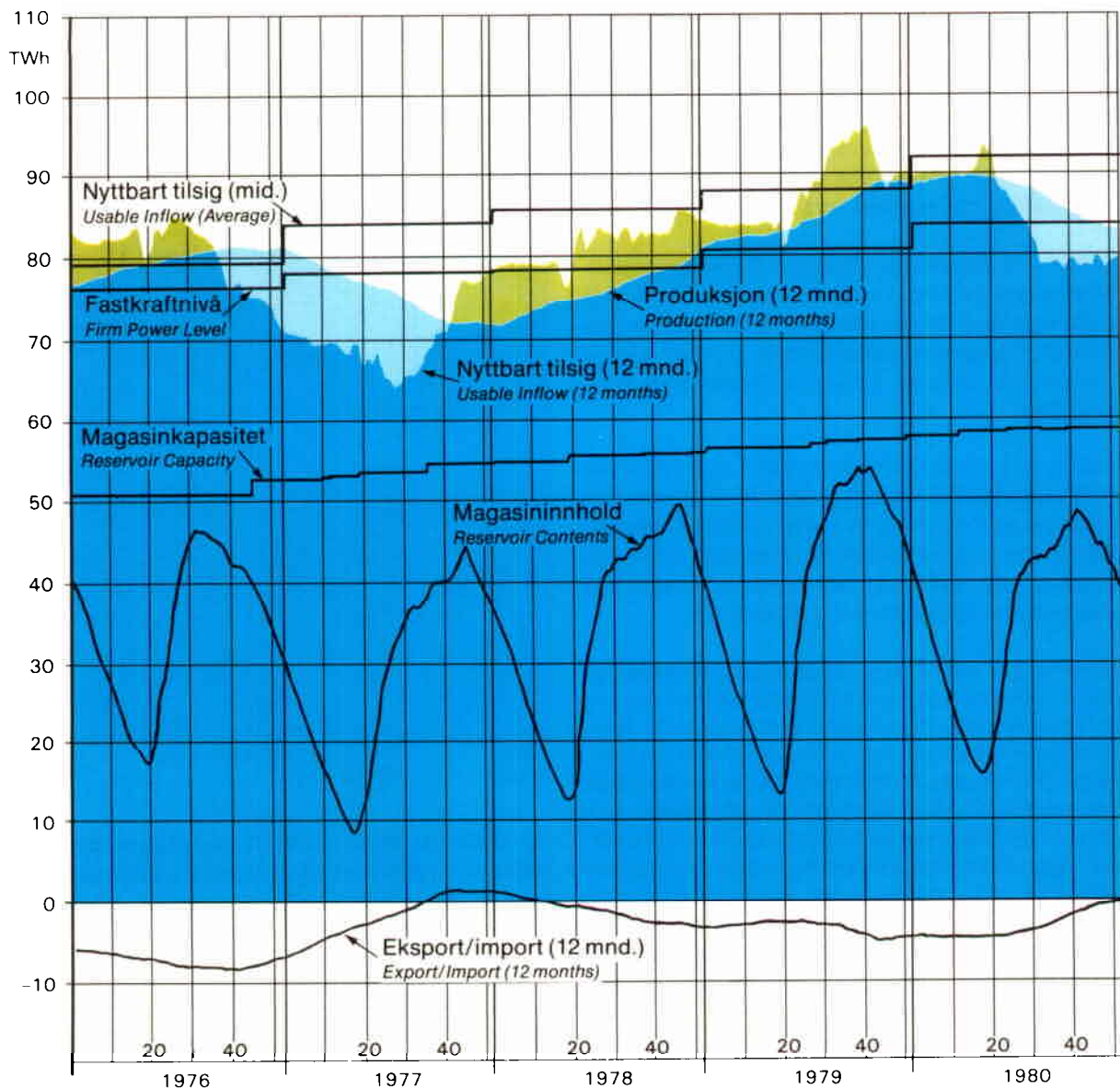
De stora fördelarna med utbyten av tillfällig kraft är lägre total produktionskostnad och därmed ekonomiska vinster, vilket ytterst kommer konsumenterna tillgodo. Även dessa fördelar blir extra stora då de olika länderna ömsom är effekt- och ömsom

energidimensionerade. En vanlig situation är att man i det effektdimensionerade systemet, t ex Danmark slipper starta anläggningarna med de högsta rörliga kostnaderna (de minst bränsleeffektiva) under höglastperioden genom att köpa tillfällig kraft från Norge eller Sverige. Ett mindre vanligt men ändå - genom att risken för det ständigt måste beaktas - viktigt fall är att ransonering under torra år kan undvikas i de energidimensionerade systemen genom att värmekraftverken i de effektdimensionerade systemen körs även under låglastperioden och tillfällig kraft säljs till Norge eller Sverige.

Bild 3

Driftsresultater 1.1.1976-31.12.1980

Operation Results 1976-1980



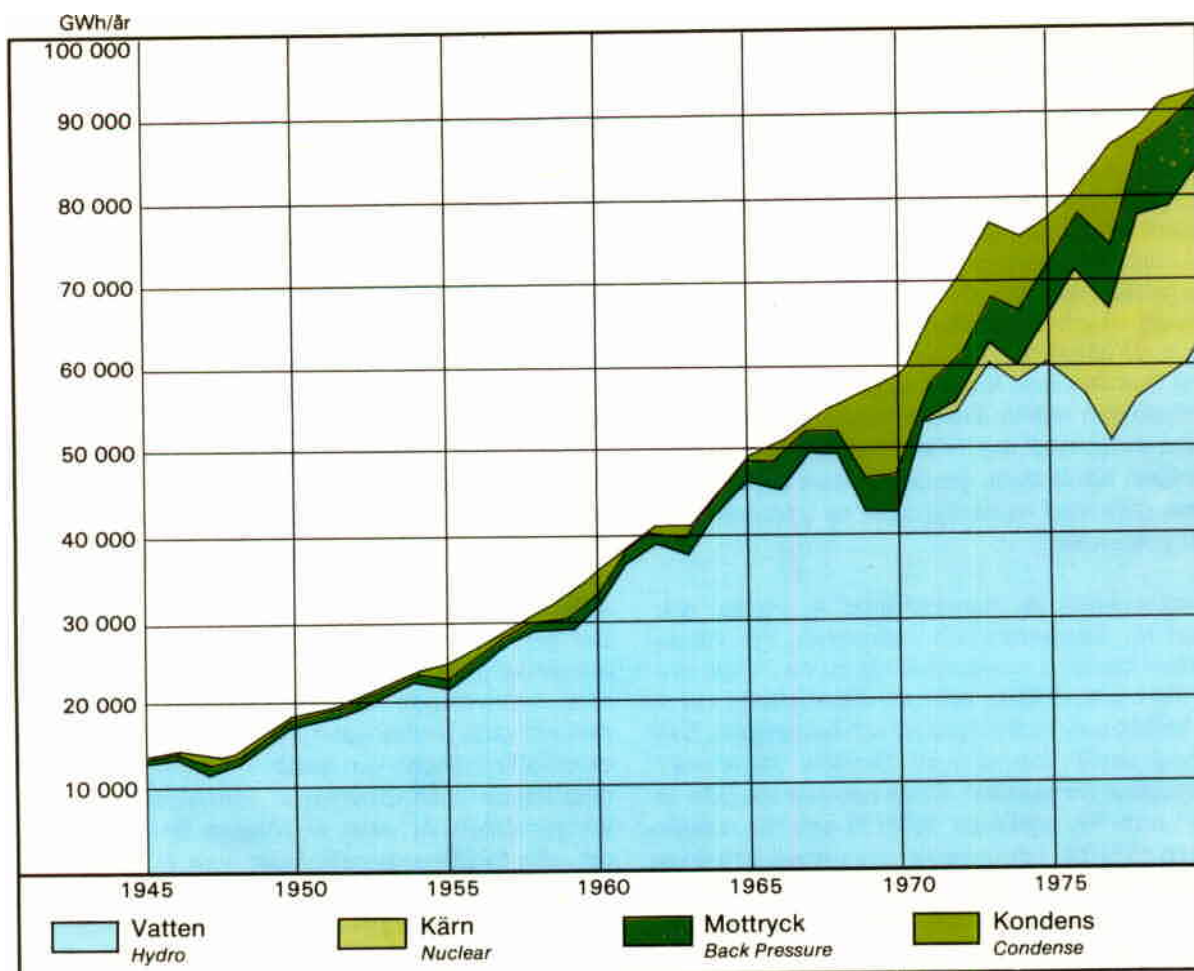


Bild 4

Vatten- och värmekraftproduktionens fördelning på kraftslag under perioden 1945-1979/80 i Sverige.
The Relation between Hydro and Thermal Power Productin during 1945-1979/80 in Sweden.

För att samarbetet skall fungera på bästa sätt har gemensamma principer tagits fram av Nordels Driftutskott. Målet är att minimera de sammanlagda driftkostnaderna i de nordiska kraftsystemen. Det är dock inte nödvändigt att man når ända fram till detta mål för att samkörningen skall vara värdefullt. Om ett tilltänkt kraftutbyte betraktas enbart ur den ena partens synpunkt kan man konstatera att vissa förhållanden måste föreligga för att denna part skall vilja utbyta tillfällig kraft. Om det presumtiva utbytet antas vare en försäljning är säljaren beredd att träffa avtal om priset överstiger kostnaden för merproduktionen. För köparen gäller på motsvarande sätt att priset måste vara lägre än den egna alternativa produktionen. Under förutsättning att man beräknar sina egna produktionskostnader på ett riktigt sätt, kan man uppenbarligen alltid försäkra sig om att alla kraftutbyten man deltar i ger vinst. Detta gäller oberoende av om den andra parten beräknar sina kostnader rätt och kör sitt system optimalt eller ej. Eftersom man i vart och ett

av de samkörande systemen försöker att använda så bra metoder som möjligt för kostnadsberäkning och driftplanering närmar man sig en totaloptimering för hela systemet. Om någon skulle lyckas mindre väl med detta, drabbas i första hand det egna systemet av förluster men sannolikt även övriga samkörande i så måtto att kraftutbyten, som skulle varit lönande för alla parter, inte kommer till stånd.

Marginalvärde

Den nödvändiga grundvalen för att kunna fatta riktiga beslut om utbyten av tillfällig kraft med främmande företag är således en korrekt beräkning av elkraftproduktionens marginalvärde i varje ögonblick, dvs värdet hos en liten ökning eller minskning av kraftproduktionen i det egna systemet. Det förutsätts då att det egna systemet dessförinnan drivs optimalt både vad avser aktuella och framtida förhållanden. För värmekraftsystemen räcker det

vanligen att betrakta enbart den aktuella situationen (dvs de närmaste timmarna). I vattenkraftssystemen måste man noggrannt beakta den »sannolika utvecklingen« up till två år framåt. Genom kraftutbytena utjämnas skillnaderna i marginalvärde i görligaste mån, vilket innebär att den ekonomiskt bästa utnyttningen av de sammanlagda produktionsresurserna uppnås. De olika systemens marginalvärden ger en indikation på om det är aktuellt att utbyta tillfällig kraft. Kraften skall naturligtvis då gå i riktning från den med lägre och i riktning mot den med högre marginalvärde. Vid stora kraftutbyten måste även beaktas att utbytet kan ändra marginalvärdet för endera eller bägge parter. Vanligen klaras detta genom att flera affärssuppgörelser görs med mellanliggande ny bestämning av marginalvärden.

Bestämningen av marginalvärde är mycket olikartad för värmekraft och vattenkraft. För värmekraften bestäms marginalvärdet av de rörliga produktionskostnaderna som till övervägande del är en funktion av verkningsgrad och bränslepris. Svårigheten består främst i att beräkna återanskaffningspriset för bränslet. Detta har varit speciellt utmärkande för oljekrisen 1973/74 och för oljepriskrisen 1979/80. I driftskedet körs värmekraftverken i turordning efter den rörliga produktionskostnaden. Det vill säga värmekraftssystemets marginalvärde är lika med den rörliga produktionskostnaden i det i drift varande aggregatet med den högsta rörliga kostnaden. I Danmark och Finland kan detta vara kolkondensaggregat med rörlig produktionskostnad på 100-150 SEK/MWh (vid kolpriser på över 10 SEK/GJ) eller oljekondens, som kostar 250-400 SEK/MWh (vid oljepriser på ca 25 SEK/GJ). I Sverige och Finland kan det någon gång vara kärnkraft med rörlig kostnad på ca 50 SEK/MWh. I flera av länderna förekommer också mottrycksanläggningar, där den rörliga produktionskostnaden vid oljeeldning ligger på 100-150 SEK/MWh.

Vattenkraftens direkta rörliga kostnader är i jämförelse med värmekraftens så små att de brukar försummas i dessa driftplaneringssammanhang. Vad som noggrannt måste beaktas är emellertid att råvaran, vattnet, visserligen fås gratis men att tillgången är begränsad. En viss vattenkvantitet, som vid ett visst tillfälle används för kraftproduktion i stället för att sparas i magasin, blir man därför i allmänhet tvungen att ersätta med någon alternativ produktion vid ett senare tillfälle. De alternativ, som kan komma ifråga är, t ex en ökning av kraftinköpen från andra företag eller en ökad insats av egen värmekraft, om sådan finns i systemet. Kostnaden för denna alternativa produktion definierar

ett värde på vattenkvantiteten ifråga, det s k vattenvärdet och det förutsätts då att systemet alltid körs optimalt utifrån den kännedom om läget, som man har i varje ögonblick. Eftersom systemet inrymmer många storheter, som har karaktären av slumpvariabler - framförallt tillrinningen till magasinen - måste vattenvärdet bestämmas med sannolikhetsberäkningar i form av ett förväntat värde. Hänsyn måste då också tas till ytterligheter, dvs att antingen vattentillgången blir extremt god så att den använda vattenkvantiteten aldrig behöver ersättas (framtida kraftbalansspill - vattenvärdet noll) eller att tillgången blir extremt dålig, så att ingen ersättning blir möjlig (ransonering av elkonsumtionen måste tillgripas - mycket högt vattenvärde). Vattenvärdet, som är en funktion av magasininnehåll och tidpunkt på året, har en fundamental betydelse för driften av produktionssystem, som innehåller vattenkraft med långtidsmagasin. Det gör det möjligt att för vattenkraften ange en marginalproduktionskostnad, som kan jämföras med motsvarande för värmekraften, varigenom den vid varje tillfälle optimala fördelningen mellan de olika kraftslagen kan bestämmas. Denna fördelning fås om man utnyttjar all värmekraft och alla inköpsmöjligheter, som är billigare än vattenvärdet, alla försäljningsmöjligheter som är dyrare än detta värde samt täcker det återstående behovet med vattenkraft. Vattenvärdet kan variera mellan noll och mycket höga värden (över 500 SEK/MWh). Vattenvärdet och den optimale fördelning mellan kraftslagen, som kan bestämmas med hjälp av detta, hänför sig till den långsiktiga (månader - två år) planeringen. Därutöver fordras en korttidsplanering för att få en mer detaljerad plan för den närmaste veckan resp dygn. Ur denna korttidsplan bestäms det aktuella marginalvärde, som skall tillämpas vid kortsiktiga kraftutbyten. Det är beroende förutom av värdet på vattnet i långtidsmagasinen, även av sådana faktorer som överföringsförluster och vattenkraftaggregatens verkningsgrad vid den aktuella tappningen samt reglerbarheten och begränsningen i överföringsförmågan på samkörningsförbindelserna.

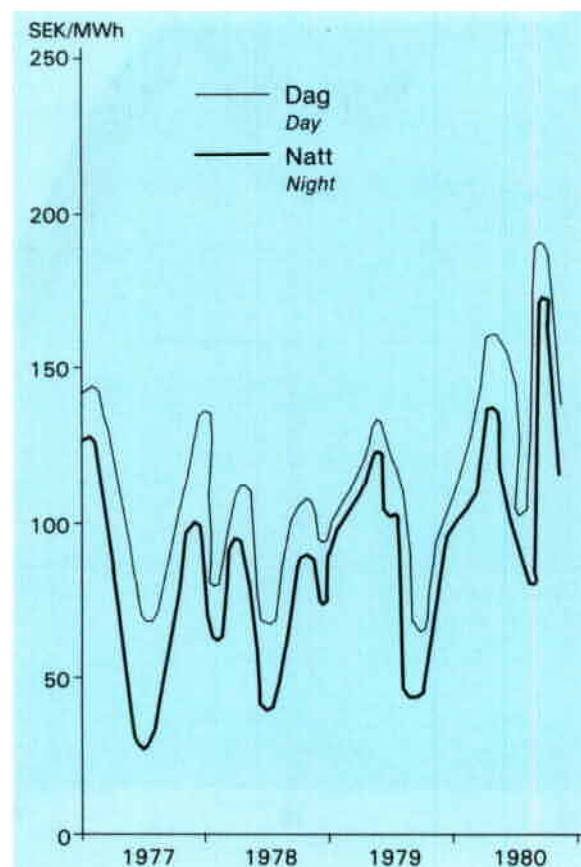
Beräkningen av vattenvärdet görs med hjälp av datoriserade komplicerade modeller av kraftsystemet. Optimal utnyttning av kraftsystemet görs då i modellen för en lång tid (1-2 år). I modellen är tiden indelad i många små perioder. Som ingångsvärden i datormodellen används en mängd olika parametrar: Perioduppdelad elförbrukningsprognos, perioduppdelade möjligheter till köp och försäljning av kraft, spill- och ransoneringsmöjligheter m m. det mest komplicerade är dock en perioduppdelad tillrinningsstatistik för flera decennier. Olika modeller används i de olika länderna. Nordels driftutskott

har ingående undersökt modellerna och funnit dem väl anpassade för det nordiska utbytet av tillfällig kraft.

Et exempel på hur marginalvärdena kan variera framgår av bild 5.

Bild 5

Svenskt marginalvärde 1977-1980
Swedish Marginal Generation Value 1977-1980



Prissättning av tillfällig kraft

Eftersom utbytena av tillfällig kraft på lång sikt förutsättes gå lika ofta i den ena som i den andra riktningen är det rimligt och allmänt accepterat att den uppkomna vinsten skall delas lika mellan de två inblandade parterna. Denna likadelning uppnås tämligen väl genom att man sätter utbytespriset lika med medelvärdet av de båda parternas marginalvärden. Det är endast undantagsvis nödvändigt att betrakta någon kostnadselasticitet.

Av flera olika skäl har det befunnits rimligt att begränsa säljarens vinst, då köparen oförskyllt råkat i en besvärlig bristsituation. Ett pristak har därför införts, som maximerar säljarens vinst till $f \approx 50$ SEK/MWh över det egna marginalvärdet.

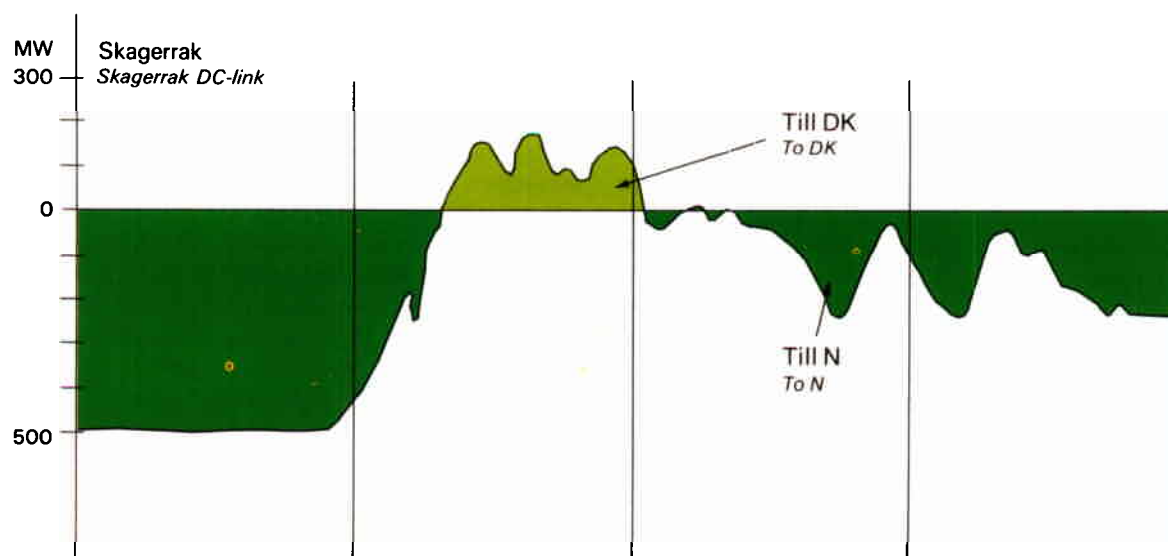
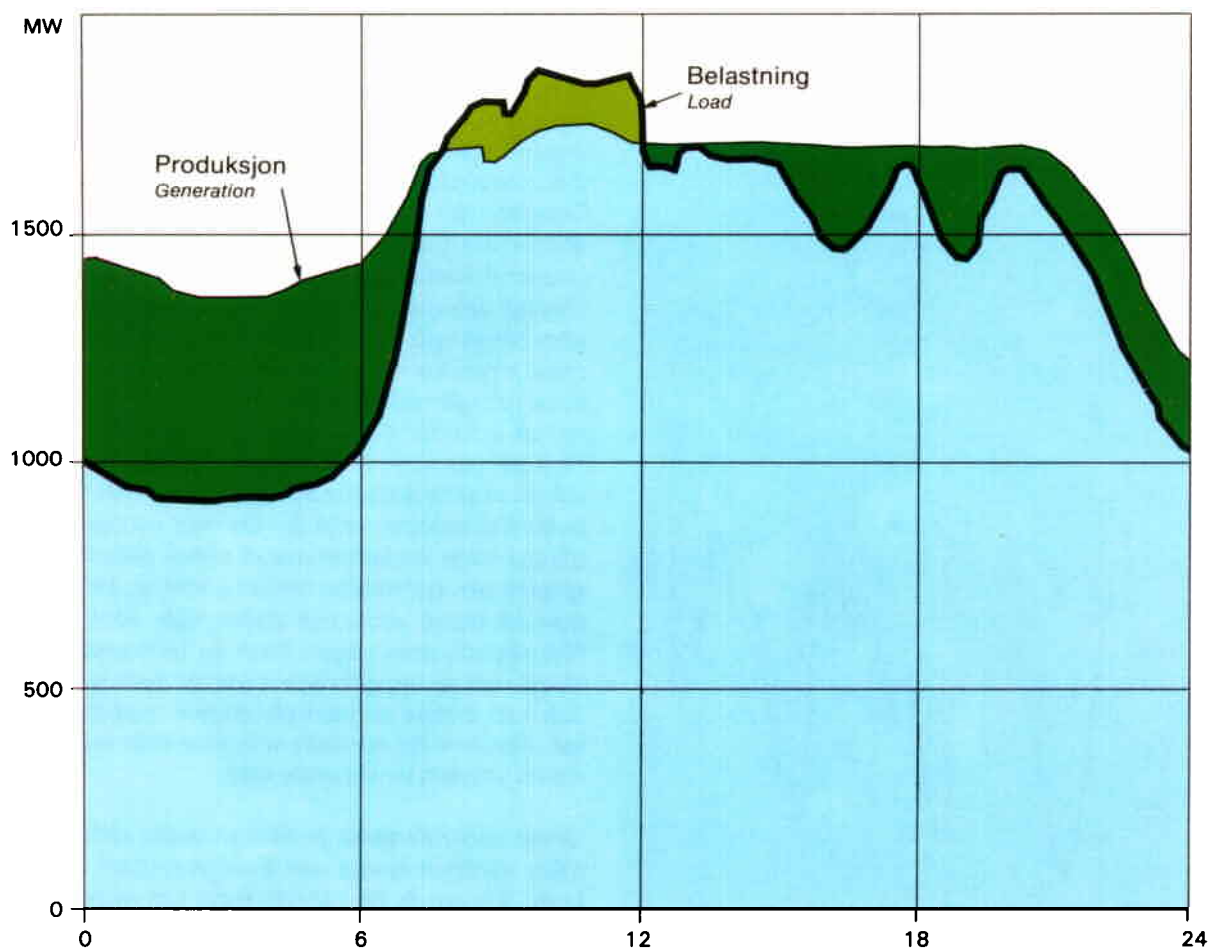
Utbyten av tillfällig kraft

Utbyten av tillfällig kraft mellan länderna varierar kraftigt både kvantitativt och prismässigt. Variationerna är stora mellan åren, mellan olika årstider, under veckorna och till och med mellan dygnets olika timmar. Ibland kallas verksamheten för »kraftbörsen». Dette är dock något oegentligt. Dels finns inte något inslag av spekulation, vilket annars kan vara förknippat med börsverksamhet, dels är antalet deltagare för få för att berättiga uttrycket börs. Utbytespriserna bestäms ej heller på samma vis som aktiekurser. Förutom kontrollrum vid huvudstäderna är endast två (Malmö och Skærbæk på Jylland) direkt inblandade. De fleste affärer kan ändras av de vakthavande ingenjörerna i kontrollrummen med kort varsel (drygt en timme i förväg) och många ändringar och helt nya affärer görs också upp av personalen i de sex kontrollrummen. Innan kontrollrummen hanterar affärerna har dock vanligen en hel del information utbytt mellan de olika länderna. Nordels driftutskott behandlar flera gånger varje år ländernas kraftbalanser. Dessutom sker flere bilaterala kraftbalans- och kraftutbytesdiskussioner varje år. En eller vanligen flera gånger varje vecka diskuteras också aktuella marginalvärden per telefon mellan parterna. I vissa fall görs då också veckovisa affärer upp, vanligen då förknippade med någon form av leveransgaranti. Merparten av uppgörelserna saknar dock garantier och kan ändras av kontrollrummen med kort varsel. Förutom de nordiska utbytena sker inom länderna utbyten av liknande slag.

Under nederbördsrika år, liksom under vårflostdid, säljer vanligen Norge och Sverige mycket tillfällig kraft. Köpare är då i första hand Danmark men i vissa situationer även Finland. Säljarens marginalvärde kan då variera kring låga värden, t ex 10-60 SEK/MWh, medan köparens marginalvärde varierar i ett högre område, t ex 70-160 SEK/MWh. Utbytespriset sätts då vanligen som mittpris och kan följaktligen variera mellan 40 och 110 SEK/MWh. Personalen i kontrollrummen följer de löpande variationerna i egna marginalvärden, ringer upp varandra och överenskommer om ändrade utbyteskvantiteter och ändrade priser. Omsättningen för Kraftkontroll i Stockholm, som hanterar flest utbyten har under senare år legat i genomsnitt på storleksordningen 2 Mkr/dygn (inkl de svenska utbytena), men med stora variationer mellan olika dygn. Vinsten för säljaren och köparen tillsammans utgör ca 20% av omsättningen för vardera parten.

Variationerna under kortare tid kan som nämnts vara betydande. Mellan Sverige och Danmark har t

Bild 6



ELSAM tisdag den 30 augusti 1977
 ELSAM Tuesday 1977-08-30

ex under senare år utbytena av tillfällig kraft ofta växlat riktning ett par gånger per dygn. Under höglasstid, t ex på förmiddagen, har Sverige sålt kraft till Danmark - svenskt marginalvärde kan t ex ha varit 170 SEK/MWh - för att man i Danmark skall slippa starta och köra dyr oljekondens med t ex marginella produktionskostnaden 230 SEK/MWh. Utbytespriset har i exemplet blivit 200 SEK/MWh och vardera parten har tjänat 30 SEK/MWh. Under natten har Danmark sålt tillfällig kraft till Sverige. Danskt marginalvärde kan då ha varit t ex 80 SEK/MWh (nedreglering i kol-kondens) och svenskt 120 SEK/MWh och utbytespriset 100 SEK/MWh. En liknande reglering mellan dag och natt förekommer mellan Danmark och Norge, enligt ett långfristigt avtal med delvis andra prissättningsprinciper (En begränsning - uppåt och nedåt - av priset beroende av rörliga produktionskostnaderna i Danmark). Hur detta utbyte kan se ut en dag och hur det påverkar samspelet mellan produktion och elförbrukning i det västdanska systemet framgår av bild 6.

Under extremt torra år importerar Norge och Sverige tillfällig kraft från Finland och Danmark. Under 1969/70 då Sverige förutom ett andra torrår i rad drabbades av haveri på den största värmekraftenheten och extremt hög elförbrukning (kall vinter) importerade Sverige under lång tid maximalt tillfällig kraft från såväl Finland som Danmark. Den maximala gränsen sätts av överföringsledningarnas tekniske begränsningar eller av det sammankopplade kraftsystemets stabilitetsförmåga gentemot elektriska pendlingar.

Øvrigt i anslutning till det nordiska elkraftsamarbetet

Samarbetet mellan kontrollrummen omfattar förutom de tillfälliga kraftutbytena även närliggande tekniska frågor. Det gäller sålunda hur den momentana och timvisa produktionsstyrningen skall genomföras efter det att kraftutbytenas omfattning är fastställd. Detta är avgörande för hur ansvaret att hålla den gemensamma nätfrekvensen (50 perioder/sekund) skall fördelas och hur detta får påverka tidsavvikelsen på elektriska klockor. Varje vecka bestäms vidare den gemensamma nordiska driftreserven som skal klara svåra störningar i produktions- och överföringssystemen.

Såväl dessa tekniska som de ovan behandlade ekonomiska frågorna behandlas förutom av Nordens Driftutskott även vid regelbundna konferenser mellan utskottet och motsvarande organ på kontinenten (UCPTE).

Sammanfattning

Samkörning mellan olika kraftsystem innebär ekonomiska vinster för alla inblandade parter. Vinsterna blir speciellt stora om kraftsystemen är mycket olika, vilket är fallet i det samkörande nordiska systemet.

Ett väl genomarbetat och smidigt fungerande system möjliggör stora affärer med tillfällig kraft med kort varsel så att dessa vinster dagligen kan tillföras de nordiska länderna. Systemet bygger på lika delad vinst och har som mål att utnyttja det totala produktionssystemet så bra som möjligt. Under ett par decennier med intensiv affärsverksamhet har en hög grad av måluppfyllelse kunnat påvisas. Genom samarbetet har insatsen av ändliga resurser som t ex olja och kol kunnat minimeras.

Nordel's Activities in 1980

The ordinary annual meeting of Nordel was held at Husavik, Iceland, on June 26th, 1980. No other plenary meetings were held in 1980.

At the annual meeting the actual power situation within the five Nordic countries and future prospects were reviewed. Besides, there were reports from a number of the committees and ad hoc working groups being responsible for and co-ordinating the work within Nordel, and from Nordel's representatives and contact groups within various international organizations.

As compared to previous years, 1980 was characterized by somewhat reduced run-off conditions, which resulted in a decline in hydro power production by about 5%, and a corresponding decline in power exchanges within the Nordic countries. A positive trend was the decision made in connexion with the referendum in Sweden in March to the effect that the 12 reactor programme was to be pursued. Thus, Forsmark B1 could be put into operation by the end of the year. This, together with the commissioning of Loviisa 2 and Olkiluoto 2 in Finland resulted in an increase in nuclear power production by 21%. From the total production of electricity of the Nordel countries hydro power accounted for 64% and nuclear power for 13%. Of the remaining 23%, 13% was based on coal, 8% on oil and 2% on domestic fuels and natural gas.

Total electricity consumption in the Nordic countries increased by 0.8% as against 6.4% in 1979. The increase was highest in Iceland with 7.6%, whereas Norway experienced a decline of 0.5%.

The Committee for Operating Problems

As previously, the committee has been engaged in the routine treatment of current questions of joint operation as well as the power situation within the Nordic countries, and matters relating to reliability of operation and to disturbances within the Nordic power system.

For appraisal of the power situation during the next 2 to 3 years, power and energy balances have been established with respect to this period of time.

On exchange of excess power between the countries an agreed highest surcharge to the seller's marginal production costs has since long existed. Last year the amount of this so-called price ceiling was increased from 35 to 50 Skr./MWh. During the year a possible further increase has been discussed within the committee. However, a price ceiling of 50 Skr./MWh will apply so far.

On March 14, 1980, a serious case of power swing conditions occurred in the Nordic system. The committee has thoroughly studied the analysis of this case. Nordel has asked the committee, in co-operation with the Planning Committee, to prepare a symposium on questions of stability which is to be held at the beginning of 1981.

Work on the question of establishing a joint Nordic plan for automatic load rejection was continued in 1980.

Together with the Planning Committee, the committee has prepared a report on system simulators.

Further studies in progress have been evaluation of how to work out and handle Nordel's statistics of disturbances of operation. Nordel decided, on the committee's initiative that the responsibility for the above statistics should be taken over by the committee for Operating Problems.

In connexion with the decision to introduce summertime in Denmark, Norway and Sweden as from 1980 the committee took measures to guarantee continued flexibility in coordinating contacts between dispatch centres and in power accounting.

A joint meeting of representatives from the operational committees of Nordel and UCPTE was held at Basle.

The Planning Committee

In the year under review the main activities of the Planning Committee have been a continuation of the scenario study of the Nordel system, which study was initiated in 1979, and investigations of various matters concerning the network.

A preliminary report on basic concepts and aspects of energy and the energy flow in a society was presented at the annual meeting of Nordel on June 26, 1980. An educational adaptation of the report has resulted in a book entitled »Energy in Society«, which is to be submitted to Nordel at its meeting on March 3, 1981. It will be published in Danish, Finnish, Norwegian and Swedish editions. It is mainly intended for persons with an interest in or seeking knowledge about energy questions.

Comprehensive work has been done on a scenario on the Nordel system extending into the beginning of the next century. The study comprises total energy with main emphasis on the electrical energy sector. Alternatives with different assumptions for the development of load and production have been drawn up. The purpose of the scenario study is to analyse the possibilities and benefits of an extended Nordic collaboration in the energy field. Work is proceeding with further investigation of some co-operation projects which seem to be of interest.

Nordel has charged the Planning Committee with the task of following the expansion of transmission capacities through interconnections and proposing such changes of the capacities as are deemed necessary. The Committee has revised a report containing proposals for the transmission capacities of interconnections at 1985 level to be presented at the Nordel meeting on March 3, 1981. These investigations have been based on the assumption that the current programme of primary network extension is carried through. Furthermore, the transmission capacities of interconnections are defined by the present Nordel network dimensioning criteria (these criteria are being updated). In order to attain the transmission capacities mentioned in the report the system will have to be sufficiently damped. If no improvements are made in this respect the damping of the interconnected Nordel system is likely to become insufficient. The report deals with the damping problems, and measures to improve the damping are suggested. The report concludes with the following proposals for Nordel recommendations:

1. Nordel recommends that the Nordic power companies involved should endeavour to maintain at 1985 level the transmission capacities of the interconnections indicated below. The transmission capacity should be determined in accordance with the Nordel network dimensioning criteria, both for national systems and for interconnections.

From	To	MW
Sweden	Norway ¹⁾	1500 ²⁾
Norway ¹⁾	Sweden	1300 ²⁾
Sweden	Northern Norway	200
Northern Norway	Sweden	200
Sweden	Finland	900
Finland	Sweden	700 ³⁾
Sweden	Denmark, east	700
Denmark, east	Sweden	700
Norway	Denmark, west	500
Denmark, west	Norway	500
Sweden	Denmark, west	260
Denmark, west	Sweden	260

1) Excl. Northern Norway

2) Maximum capacity of the two 400 kV interconnections in the south. The aggregate transfer of power through the total number of Norwegian-Swedish interconnections excl. the two interconnections in the north must not exceed the value indicated.

3) Capacity amounts to 700 MW, although with temporary limitations (mainly during peak power periods) resulting from the transmission capability of the Swedish network. This does not practically affect the possibilities of Finland to export energy to Sweden.

The capacities indicated are based on the assumption that measures are carried through which result in sufficient damping of the system. A recommendation on this is described below. The capacities will have to be reconsidered at the time of reinforcement of the Skagerrak and/or the Konti-Skan links, if such reinforcement is decided upon.

2. Nordel recommends that the Nordic power companies involved take steps to attain satisfactory damping of the interconnected Nordel system. Measurements have proved that optimum damping improvement is attained by installing 200 MVar thyristor controlled reactive power in Central Finland, Northern Sweden and Sjælland, and by using the 360 MVar thyristor controlled reactors in Norway (in the region of Oslo) which have been decided

for purposes other than damping. Alternatively, some of these installations can be replaced by other arrangements, such as stabilizing control equipment in power plants, if the same degree of improved damping can be provided. Technical and economic aspects in the respective countries may decide which means are best suited to obtain effective damping.

An extension of the interconnection between Southern Finland and Eastern Sweden with a 450 MW DC link has been investigated. The expected average use of the link in the years after 1985 has not been found to justify the net costs of this scheme. The interconnection would be of considerably greater use in case of severe disturbances of production in one or other of the countries, but the probability of such disturbances occurring is very small. Besides, the greater part of energy exports from Finland to Sweden can be transferred through the AC network in the north. At present, therefore, no economic motive for a DC interconnection between Finland and Sweden has been found to exist.

In connection with these investigations Finland has brought up the question of power supplies from Sweden to Finland in the years after 1985 to cover an expected power shortage in Finland. This question is under consideration.

A connection across the Great Belt to link the eastern and western Danish power systems together will influence the interconnected Nordel system. An evaluation of the advantages to the Nordic system of the link is being made by the Committee.

Work is in progress in the Committee on the mapping of heat pump projects and the use of solar energy either approved or planned in the Nordic countries in which the power companies are involved or of which they are informed. A report on this subject is expected to be presented at the annual meeting of Nordel in September 1981.

For the ECE seminar on the medium-term and long-term prospects for the electric power industry to be held in October 1981 in London the Planning Committee has prepared a report on the Nordic co-operation in the power supply field.

In collaboration with the Committee for Operating Problems the Planning Committee has made the arrangements for a Nordel seminar on stability on February 3, 1981.

The Thermal Power Committee

As at September 1st, 1979, the Nuclear Power Committee was succeeded by the Thermal Power Committee. The committee had two meetings in 1980, one at Helsingfors and one at Fredericia.

At the meetings the following questions of joint interest within the thermal power field were discussed:

- The working group on nuclear fuel (permanent) submitted its annual report 1980 which showed at continued decline in prices of nuclear fuel.
- The working group on operation and maintenance (permanent) took over the work from two former permanent working groups whose work was transferred from the Committee for Operating Problems to the Thermal Power Committee. The working group held 3 seminars for various groups of operating personnel. Questions on operating and maintenance costs, statistics on availability and unusual nuclear power incidents have been discussed within the group, too.
- A report on research activities within the thermal power field is being prepared by an ad hoc working group.
- The report by the ad hoc working group for nuclear power costs is to be presented at the beginning of 1981.
- The thermal power committee held a seminar in Copenhagen on the construction and environmental aspects of fossil-fueled power plants.
- A draft of new NORDEL specifications for thermal power has been prepared by an ad hoc working group. The draft is at present being studied by the individual organizations.
- The thermal power committee has continued and intensified the collaboration with »The Nordic Nuclear Coordination Committee« (NKA).

Denmark

Electricity Consumption

In 1980 electricity consumption in Denmark increased by 0.3% to 24.3 TWh. During the year under review the development in electricity consumption has been stagnant.

The volume of industrial production in Danish power plants increased in 1980 by about 15% from 20.8 TWh to 23.9 TWh, whereas net imports of electricity decreased to 0.4 TWh as against 3.4 TWh in 1979.

So far, the contact committee, which was set up by the end of 1979 between the Ministry of Energy, the Danish Association of Electricity Supply Undertakings (DEF), ELKRAFT and ELSAM has not yet reached an agreement on methods for preparation of future electricity forecasts. According to the Government's Energy Plan 81 the expected development in electricity consumption in the next 10 years will probably be based on a forecast of about 2%.

As at June 30th, 1980, the State tax on electricity was raised from 8 to 12.5 øre/kWh. Together with an increase in the value-added tax from 20.25% to 22% and higher fuel prices, the average price of electricity reached about 53.7 øre/kWh. At the turn of the year 1980/81 prices rose further and the average price of electricity now amounts to about 65 øre/kWh of which taxation and value-added tax account for 24 øre/kWh.

Energy Policy

By the end of 1978 Danish Folketing (Parliament) asked the electricity supply undertakings to carry out an investigation - in close co-operation with the Ministry of Trade and the Ministry of Environment - with a view to investigating whether high-level radioactive waste from nuclear power plants could be safely disposed of underground in Denmark.

ELKRAFT and ELSAM decided to follow the request so that the government could then decide in principle on the question of introduction of nuclear power in Denmark by the end of 1980 with a subsequent referendum in the spring of 1981.

However, in January 1980, the Prime Minister announced that the decision on introduction of nuclear power was postponed indefinitely. Following the government's request it was, however, decided that the initiated investigation on radio-

active waste disposal should be carried out, and a report on this subject is to be presented in the 2nd quarter of 1981. During 1981 the authorities will have finished their evaluation of the report. It is still uncertain, however, when the government will permit the actual introduction of nuclear power into Denmark.

Realizing that for many years ahead coal will be the most important source of energy of the power plants, in the spring the Ministry of Energy suggested that a committee on coal supplies should be set up with participation of representatives from the Ministry, the Danish Energy Agency, ELKRAFT, ELSAM and the Danish Association of Electricity Supply Undertakings (DEF). The committee is to discuss the problems related to Denmark's future coal supply and according to the commission it has been ascertained that the Ministry is not of the opinion that the government should interfere in the commercial matters involved in coal trade.

The two bills passed in 1979: Law on Heat Supply and Law on Introduction of Natural Gas, have resulted in considerable heat planning activities in the municipalities. The utilities, too, have contributed greatly to this work, e.g. in connexion with mapping of the need for heating and with evaluation of combined power and heating projects. A major expansion of the supply of combined power and district heating is especially expected in the metropolitan area. Moreover, supply of combined power and district heating from back pressure plants of between 15 and 50 MW (electrical capacity) has, under certain conditions, proved remunerative in a number of medium sized towns, and some municipalities have, therefore, preferred that their heat supply should be based on such plants. However, drawing a line between areas for combined power and district heating and areas for natural gas is still difficult, as both heating methods are only feasible in relatively densely populated areas. Therefore, the Ministry of Energy has not yet granted permission for the building of the back pressure plants in question.

On several occasions the utilities have pointed out that direct electric heating, both from a national as well as from a private economic point of view, is a most sensible heating method in the so-called residual areas, i.e. areas that can neither be laid out for combined power and district heating production nor for natural gas. So far, the authorities have refused to accept this fact. Accumulating- or interruptible electric heating have, on the other hand, been positively accepted,

and the authorities have asked the utilities to investigate the possibilities of changing the structure of electricity prices in a way that these methods of electric heating are being favoured.

Fuel

As might be expected the increasing demand for coal has, together with declining supplies on the international coal markets, resulted in rising coal prices. Already at the beginning of the year appreciable price increases were launched, and prices have increased steadily throughout the year.

In the spring of 1980 an international working group published a report entitled »World Coal Study« which demonstrates that up to the year 2000 a multiplication of the world's need for thermal coal must be expected. The world abounds in coal resources. Utilization of these resources, however, calls for great efforts to be made in connexion with establishment of mines, railways and harbour facilities together with a heavy addition of shipping tonnage.

This fact was clearly emphasized when Polish supplies came to an end in the last quarter of 1980.

The growing volume of Australian coal exports has resulted in shortage of harbour facilities so that supplies have had to be reduced to half the quantities sold. Only the USA can immediately increase its volume of coal exports, and efforts have been made to replace the outstanding supplies from Poland and Australia by supplies from the USA. The ports of disembarkation of the USA have not been adequate to meet the increasing demand and therefore, the period of waiting for loading has gone up from 4 to 5 days at the beginning of the year to 2 months in December. This has had a dual effect on coal prices as, together with the costs of waiting, the reduced active tonnage has increased the strain on the freight market.

Heavy demands are made on the loading facilities when supplies in small vessels from Poland have to be replaced by overseas supplies in large vessels. Both ELKRAFT and ELSAM have established harbours for direct call of fully loaded vessels of up to 100 000 tons. Furthermore, ELKRAFT has a harbour for the call of part loaded vessels of up to 150 000 tons. However, these harbours are not likely to meet the demand for many years ahead. A nation-wide study of the future need for harbour facilities is, therefore, under review, including the study of the need for a joint great harbour for the

call of coal vessels of up to 250 000 tons, which might probably be in operation by the end of this decade. Such a great harbour will make possible the building up of large coal stocks to meet future crises of supply.

As part of its endeavours to maintain a stable coal supply, in 1980 ELSAM concluded a contract with a consortium consisting of Exxon and a Colombian State-owned company on supply of 2 million tons of coal annually during the period 1986 to 2000. Another decision on a long term view is the purchase of two coal vessels each of 132 000 tons which are to be delivered at the end of 1982 and at the beginning of 1983.

ELKRAFT has concluded a long-term contract with its West Canadian supplier on 500 000 tons annually, starting in 1984 up to and including 1989. The contract is a continuation of the existing contract of 300 000 tons annually. A long-term contract with Australia on 300 000 tons annually, starting in 1983 running over 10 years, and two long-term contracts with the USA each of 300 000 - 450 000 tons per supplier, starting in 1981 running over 10 years, have been concluded, too. Additional long-term contracts are being considered with the three countries in question. In addition to the contracts mentioned, ELKRAFT has concluded a three-year agreement with Great Britain on supply of about 400 000 tons annually. Together with considerable additional purchases total 1981 supplies will amount to 700 000 - 800 000 tons. ELKRAFT is also negotiating with Columbia. However, these negotiations have not yet been concluded.

At the beginning of 1980 oil markets settled down. However, at the outbreak of war between Iran and Iraq the positive trend was again replaced by price increases. Thus, oil continues to be about twice the price of coal, and an increase in the share of coal-firing will, therefore, still be good economy. In 1980 Danish utilities increased this share to 81% as against 65% in 1979 and 58% in 1978.

Capacity Expansions

In 1980, Fynsværket B3 of 269 MW was put into operation after conversion to coal-firing. Skærbækværket B2 of 269 MW became operational immediately after the turn of the year 1980/81 after conversion. In the spring of 1981 the coal-fired 650 MW unit, Asnæs 5, will be put into operation.

As a result of the stagnation in electricity consumption no decisions on new units have been

made in 1980. It was, however, decided to convert another two units: Vendsysselværket B1 of 133 MW and Stignæs B1 of 143 MW to coal-firing. These conversions will be completed in 1982.

In 1984, an electricity and steam producing unit for combined power and district heating production of about 70 MW is expected to be put into operation at the H. C. Ørstedværket.

Due to ELKRAFT's declining electricity consumption, Amagerværket B3, a unit of about 500 MW for combined power and district heating production has so far been postponed from 1985 to 1988. A working group presided over by the director of the Danish Energy Agency, has been instructed with the shortest possible delay, to evaluate the need for and the economy in a commissioning before 1988 taking the supply of combined power and district heating into consideration. A revaluation of both size and location of the next big unit is also being studied by the working group.

Finland

Economic Development

The positive economic trend was continuing during 1980. The gross national product increased by 5.3% and the volume of industrial production increased by 7.5% as compared to 1979. Investments increased by 12.5%. Together with heavy price increases in fuel imports the balance of payments deficit thus increased by FIM 5 billion.

The average number of unemployed was approx. 115 000 persons, i.e. 5% of the labour force.

Energy Consumption

Compared to the rapid increase in the volume of industrial production and trade, total energy consumption only increased by 1% to about 26 Mtoe, which might to some extent be due to an improved efficiency in energy consumption. Electricity demand increased by 5.2% to 40.0 TWh. The growth in industrial production amounted to about 3%, and growth in other consumption was about 7%. The number of electrically heated dwellings increased by about 16 000 to 190 000 units.

Capacity Growth and Expansions

Imatran Voima's nuclear power unit of 440 MW in Loviisa was licensed for operation mid May 1980.

The reactor was loaded, but due to further inspection, Loviisa 2 was synchronized into network only in early November. The unit reached full capacity in December and was taken over in early January 1981.

Teollisuuden Voima's nuclear power unit Olkiluoto 2 of 660 MW has been in trial operation. The commercial commissioning has been transferred over the turn of the year.

Total amount of district heating power under construction is 210 MW in Helsinki and at Kuopio. Imatran Voima's condensing unit in Naantali is being reconstructed for heat production to supply the municipalities in the Turku area with district heating as from 1982. In Joensuu Imatran Voima is to build a 60/120 MW peat-fueled thermal power plant in 1985/86 to supply the town with district heating.

Investigation Projects

In co-operation with Sofratome (France) Imatran Voima has started an investigation on a 900 MW PWR plant, but signing of the actual contract has been transferred over the turn of the year. Agreement has been reached, in principle, with Atomenergoukspor (USSR) on a similar investigation concerning a Soviet 1000 MW unit. These investigations form part of the basis needed for a decision, in 1982, on future construction of large power plants with a view to the 1990s.

As an alternative to local coal-fueled power plants in the Helsinki area, heat transmission from Loviisa nuclear power plant has been under review. According to a design alternative heat should be generated, partly in a back-pressure turbine that should be installed in the existing plant, and partly in a future plant with a capacity of 1000 MW electricity and 800 MW heat. The transmission capacity should be 1200 MW and the distance to Helsinki 77 km. Considering the heavily increasing fuel prices, this alternative looks interesting.

Peat and coal based plants for district heating and electric heating seem to have promising market potentials. Investigations are being carried out in order to define the optimal fields for various heating methods. Simultaneously, the need for combined power and district heating plants and the need for district heating plants are being studied as well as the need for domestic fuels. Intensive investigations are being made on supply and production of peat and also on various reprocessing methods that will be necessary with a view to vast application of domestic fuels.

Law on Electricity

The new Law on Electricity took effect at the beginning of 1980. Like the old law, this law contains stipulations on electric security.

The main renewal is that the law regulates production and distribution of electricity rather strictly. According to the law energy supply is to be planned on a nation-wide and regional level. On the one hand there is a nation-wide planning, and on the other hand the utilities' own planning.

According to the new law the country has been divided into 20 co-operation regions. During the early spring of 1981 a regional committee on electricity supply will be set up within each region. The committee members are to be chosen in a way that they are impartially representing local electricity distribution, wholesale dealers of electric power and power producers. Large-scale electricity consumers within a co-operation region have the right to add a representative to the regional committee. The new Law on Electricity has also introduced the concept of licensing for electricity undertakings. All existing electricity undertakings have been compelled to apply for such a licence.

Energy Prices

Heavy increases in import prices for oil products resulted in an increase in the price for heavy fuel oil of 43%. Light products increased by 38%. Polish coal trade was met by certain difficulties, and by the end of the year coal was imported from the USA. Increased carrying charges included, the coal price rose by 48% in 1980.

Advances in wholesale prices of electricity carried into effect in January and July amounted to about 29%. Electricity distribution companies increased their retail tariffs by about 15% on an average. The competitiveness of electricity thus improved during the past year.

Iceland

In 1980 electricity production amounted to 3142 GWh, of which 97.2% was hydro power production, 1.4% geothermal production and 1.4% was produced by diesel units. The corresponding figures for 1979 were 96.7%, 1.4% and 1.9% respectively.

Gross consumption increased by 7.6% from 2919 GWh to 3142 GWh. Power intensive industries consumed 56.7% as against 52.6% in 1979.

During the last months of the year power supplies, mainly to power intensive industries, had to be somewhat reduced due to poor run-off conditions.

Adjusted for this reduction the actual gross consumption amounts to 3355 GWh, corresponding to an increase in 1979 of 14.9%. Thus, increase in demand in power intensive industries amounted to 26.0%. This growth is primarily owing to commissioning of a FeSi smelting plant in late 1979, and expansion of the aluminium plant i Straumsvik, south of Reykjavik, in 1979, too.

Consumption for other purposes increased by 1.6% (1.9% adjusted for reduction) as compared to 8.4% in 1979.

By the end of 1980 installed capacity was 670 MW, of which hydro power accounted for 542 MW, fossil-fueled units (diesel, condense and gas turbines) for 116 MW and geothermal units for 12 MW, the capacity of which was limited by the amount of geothermal steam available. The corresponding figures for 1979 were 664 MW, 542 MW, 114 MW and 8 MW respectively.

In December a geothermal back pressure plant of 8 MW, distributed on 3 units of 1, 1 and 6 MW was commissioned in the district heating plant in Svartsengi on the Reykjanes peninsula south west of Reykjavik. Waste heat from the turbines is being utilized in the plant together with water from drilling holes. Power is primarily used for working the pumps of the heating plant, but surplus power is fed into the local power system.

In southern Iceland, near the Sigalda hydro power plant, a new hydro power plant, Hrauneyjafoss, is being constructed. So far, two new units of 70 MW each are to be installed. The units are expected to be in operation in the autumn of 1981 and 1982 respectively. A third 70 MW unit may be added at a later time.

A 132 kV transmission line to the north-west was commissioned in 1980. By this the north-west is electrically connected to the remaining part of Iceland, and the 132 kV system now covers the greater part of Iceland. So far, a major part of the power production in the north-west has taken place in diesel units. These units will now be considered stand-by units.

The FeSi smelting plant in Grundartangi on the west coast was commissioned in 1979 with one smelting furnace. A second furnace was added in 1980.

In 1980, the country's two largest power producers, the Landsvirkjun in south-west and the Laxarvirkjun in the eastern part of north Iceland, owned by the state and the municipalities of Reykjavik and Akureyri were negotiating a merger. By the end of the year agreement was reached to the effect that a merger should be carried through in 1983. This agreement has now been ratified by the state and by the local governments of Reykjavik and Akureyri.

Though Iceland has only utilized its resources of hydro power and geothermal power by 10% or less, imported oil products nevertheless accounted for 44% of the energy supplied to consumers in 1979. Considering the sharply increasing oil prices, this oil dependence heavily strain the political economy. Therefore, and for reasons of stockpiling, Iceland as well as other countries are trying to reduce their oil dependence.

In 1980 a working group set up by the National Energy Authority submitted a report on the possibilities of production of synthetic petrol based on imported coal. The first intention was to produce methanol from coal and hydrogen and afterwards turn this methanol into synthetic petrol by means of the so-called Mobil process. However, this kind of petrol turned out to be 50% more expensive than imported petrol (price level mid 1980). An American firm has now been engaged by the Ministry of Industry to further investigate this possibility.

Contrary to the remaining Nordic countries Iceland is not electrically connected with other countries. In 1980 the National Energy Authority asked a London consulting firm to study the possibility of a cable connection to Great Britain through the Faroe Islands, and to study the economics of export of 2000 MW from Iceland to Scotland. The result of the investigation proved that in order to be able to compete with electric power from British nuclear power plants the price of electricity produced from hydro power in Iceland had to be so low that the entire project would only yield a marginal profit that, considering the great uncertainties involved in such a project is too small to justify further consideration of such power exports. The investigation proved that the break-even price of electricity produced by hydro power on the east coast of Iceland is strongly sensitive to the production price of electricity from British nuclear power plants. In case this price is increased by 20% or more above the price provided for in the investigation, the break-even price will increase by 46%. An increase of 30% of

the initial costs of the transmission lines will result in a reduction of the break-even price of 34%.

Norway

Economic Growth

Preliminary data indicates that the gross national product (GNP) increased by 3.6% (by volume) during 1980 as compared to 4.5% in 1979. The GNP growth rate has been quite steady at little more than 4% during the past 10 years. Oil production in the North Sea and associated activities have contributed an increasing share to the overall economy in recent years. If oil activities on the Norwegian continental shelf are excluded, the »mainland GNP« increased by about 1.5% during 1980, as against a drop of 2% in 1979.

Production of oil and gas increased by 31%. Industrial production only increased by about 1% during 1980. The volume of industrial production has not advanced significantly above the 1975-level. Power intensive industries (aluminium, steel, ferro alloys and chemical raw materials) registered a drop in production volume of approximately 3% in 1980 due to the world recession.

Production and Consumption of Energy

Production of electric energy dropped by 5.6% to 84 TWh in 1980 as compared to 1979. The Norwegian power system is practically speaking 100% based on hydro power and the total, useful runoff was about 13% below normal in 1980. During the year the firm power capacity of the power system, including import agreements, increased by 2.1 TWh/year to a total of 84 TWh/year.

Gross consumption of firm power declined by 0.5% to 82 TWh in 1980. During the past 10 years the average annual growth of this consumption has been about 3.9%. Net general consumption of electric energy (excluding power intensive industries) increased by 0.8% to 45.6 TWh. Corrected for abnormal temperatures the increase was 3% to about 44.8 TWh. The average annual increase during the past 10 years has been about 5%. Peak load, referred to the power stations, during the year was 14 182 MW.

Total net energy consumption (delivered to consumers) has been estimated at about 583 PJ (10¹⁵ Joule) in 1980, i.e. a decrease of 4.9% from the previous year.

This corresponds to an average increase of about 2% per year during the past 5 years. In 1980 the net energy consumption (theoretical energy content) was met by 45.8% electric energy, 48.1% oil products and 6.1% solid fuels and gas. Since electric energy is transformed into useful energy at the consumers at very high efficiency, electric energy is believed to meet in excess of 60% of total useful energy consumption in Norway.

The drop in overall energy consumption was largely due to the recession in world markets and a loss of market share by Norwegian industry. The sharp increase in oil prices in recent years has made hydro power much more competitive in the energy markets. This has created an economic incentive to switch from oil to electric energy in space heating, and the share of electric energy in the total energy market is increasing.

Due to relatively poor runoff conditions net exports of electric energy dropped to 0.5 TWh in 1980 as from 4.6 TWh the previous year. Excess power sold to electric boilers and pumped storage was 1.5 TWh as compared to 1.9 TWh in 1979.

Maximum capacity of Norwegian power stations increased by 1138 MW or by 6.2% to 19622 MW in 1980. Only 193 MW of this total capacity is thermal power, the rest is hydro power.

Crude oil production on the Norwegian continental shelf has been estimated at 24.2 million tons in 1980, from 18.8 million tons in 1979.

Corresponding figures for production of natural gas were 25.7 and 21.6 billion Sm³ respectively. Four fields are now in operation: Ekofisk, Frigg, Statfjord and Murchison, the latter being started up in September 1980. Exploratory drilling was started north of the 62nd parallel at the Tromsøflaket and the Haltenbanken during the summer of 1980.

Energy Policy

The Government's white paper on energy (St.meld. No. 54 (1979/80)) was discussed in the Storting (Parliament) in October. The Storting approved the main points of the Government's proposals:

- The supply of energy should not be a constraint to economic activity in Norway in the years ahead.
- Increased consumption of electric energy should preferably be met by increased capacity of renewable hydro power.

- Electric energy for general consumption should be priced corresponding to the longterm marginal cost of increasing the capacity of the power system. Real return on capital should be calculated at 6% p.a. Domestic prices for oil products, on the other hand, should be based on world market prices.

Rapid increases in oil prices in recent years have created a significant imbalance in the demand for electric energy based on hydro power. The share of electric energy in space heating is increasing, and some utilities are reluctant to commit new deliveries of firm power to certain space heating applications because they fear the Government's programme for hydro power development may be inadequate in the years ahead.

Power intensive industries, which today consume around 30% of hydro power production, will not have their requests for more power fully met. The Government plan is to increase guaranteed deliveries to these industries from about 30 TWh/year today to 31 TWh/year in 1985 and 34 TWh/year in 1990.

In May the Storting reaffirmed its decision to approve the Alta power project in the Finnmark. The Government's white paper, St.meld. No. 61 (1979/80), reports on the efforts of the Administration to facilitate the construction of the new power plant. The project has been plagued by stiff resistance from well organized environmentalists and some local minority groups.

The State Power Board has informed its consumers that all power available for general consumption up to July 1, 1984 has been sold.

Sweden

General Economic Development

The growth in economy which has characterized the Swedish economy since the middle of 1978 was continuing during the first quarter of 1980. Indicators such as new orders, industrial output and foreign trade show that the trade cycle reached its peak at the beginning of the year. By the end of the year, the signs of a recession were quite clear.

Industrial production stagnated in 1980 at approximately the same level as in 1974. The downward

trend occurred before full capacity utilization had been achieved. The labour market conflict which culminated in early May led to a loss of output estimated at 1.5-2% of total annual output, or the equivalent of slightly more than 0.5% of the gross national product. For the whole of 1980 GNP growth is estimated to have been 2.2%, a figure that can be compared with the estimated 3.6% from the beginning of the year. Despite austerity measures, domestic demand rose significantly more than production, resulting in an increase in Sweden's current accounts deficit to more than SEK 20 billion, or 4% of the GNP. The deterioration of the current accounts balance was mainly due to a continued weakening of the trade balance, which preliminarily yielded a deficit of SEK 11.5 billion. Interest payments increased considerably, too, as a result of Sweden's considerable borrowing abroad and the rising interest rates.

The value of Sweden's net imports of crude oil and oil products amounted to SEK 28 billion, or 5.4% of the GNP. Total energy consumption was approx. 4 to 5% lower than in 1979.

Investments increased considerably less than in the previous year. With respect to housing construction, a decline of 4,000 units was registered as compared to 1979. The number of housing units ready for occupation was only slightly more than 51,000, the lowest figure since the early 1950s.

Consumer prices increased by 14.3% from December 1979 to December 1980, a considerably higher rate of increase than the previous year (9.8%). An increase in the value added tax as well as increases in selective taxes on items such as electricity, petrol and fuel oil accounted for 5.4 percentage points of the total increase.

The Swedish government budget deficit is estimated at SEK 54 billion for 1980 and further deterioration is expected in 1981. Proposals for far-reaching economy measures in the public sector have been presented by the Government.

Electricity Consumption

Total consumption of electricity in Sweden, including transmission losses, amounted to 94.1 TWh in 1980. Compared with 1979, the increase was only 0.3 TWh, or 0.3%. The labour market conflict during the spring probably accounted for a decline in consumption of the order of 1 TWh. But even after taking this fact into consideration, the increase in consumption was considerably less

than that of the years immediately preceding. Between 1978 and 1979 electricity consumption rose by 4.5 TWh, or 5.0%.

The increase in consumption of electricity by industry which began at the end of 1978 was continuing on the whole until the middle of the year - disregarding the weeks affected by the labour market conflict. After the holiday period electricity consumption by industry was lower than during the same period in 1979. A decline of around 1% was noted for the whole of 1980. The corresponding figure for 1979 was an increase of 4%.

The increase in electricity consumption in the household, agriculture and service sectors was also considerably lower in 1980 than in 1979 - 2% as compared to 6%, according to preliminary calculations. It may be assumed that the rising low voltage tariffs and the increase in electricity tax tended to restrain demand. Consumption is highly dependent on the temperature. However, for 1980 as a whole the picture remains essentially unchanged even after corrections for temperature have been made.

Electricity Production

Hydro power production was 57.7 TWh, or 2.5 TWh lower than in 1979. Hydro power thus accounted for 61.7% of total domestic production, which was 93.6 TWh. The decrease was due to low run-off, 86% of normal levels. Reservoir storage factor at the end of the year was only 46%, which is 18 percentage points below the median value for the corresponding times during the preceding ten years. Reservoir storage factor at the end of 1979 was 66%.

Nuclear power production increased from 20.1 TWh in 1979 to 25.4 TWh (+ 26%), accounting for 27.1% of total electricity production. The increase in production was due to greater accessibility of the six previously commissioned units, as well as to the fact that Unit 1 in the Forsmark plant and Unit 3 in the Ringhals plant were brought into trial operation during the year. Production in these new units amounted to 2.5 TWh.

Back pressure production was insignificantly greater than in 1979, totalling 9.3 TWh. Production from oil-fired condensing units (including gas turbines and diesels), on the other hand, dropped sharply from 2.9 TWh in 1979 to 1.2 TWh. Conventional thermal power accounted for a total of 11.2% of all electricity production. Imports decreased from 5.4 to 3.4 TWh.

Installed hydro power capacity rose by nearly 700 MW in 1980, owing mainly to the addition of new units in Harsprånget and Porjus. The new nuclear power units in Forsmark and Ringhals have net outputs of 900 and 915 MW, respectively.

National Grid

A reinforcement of the trunk-line capacity between Forsmark and Stockholm is currently required in order to meet the needs of the Stockholm area. Studies have shown that a 800 kV line would be the best solution from a technical and economic standpoint, and an application was submitted for the construction of such a line. However, the Government does not at present feel that it can grant a concession for that voltage. Consequently, the line will be built as a double 400 kV line on 800 kV towers. The line is scheduled to be brought into operation in 1984.

The Forsmark-Stockholm line is now around 4 years behind the original schedule. In order to improve operating conditions during the latter part of the delay and, at the same time, to improve damping conditions for the Forsmark units, it was decided during the year to install 200 Mvar thyristor-coupled shunt condenser batteries in northern Stockholm. Operation is scheduled to begin in 1983.

Several lines and substations in the Swedish grid were reinforced during the year in order to improve short-circuit conditions and loading capacity. In addition to expansions of the national grid itself, it may be mentioned that decisions were made to construct a second direct-current link to Gotland. Its technical transmission capacity will be 164 MW and it is planned to be taken into use during the 1983/84 operating year.

Energy Policy

The national referendum on nuclear power which took place on March 23, 1980, was discussed in the 1979 annual report. As was mentioned at that time, the outcome of the referendum was that the 12 reactor programme was to be pursued but that no further units were to be built. Thus, a maximum of twelve nuclear power units may be utilized during the technical lives of the units, which is estimated to be around 25 years from the time of commissioning. The last reactor in Sweden is to be shut down by the year 2010 at the latest.

In April, the Government presented a bill containing proposals for certain general guidelines for the nation's energy policy, based in part on the outcome of the referendum. The need to reduce de-

pendence on oil and the importance of energy conservation were stressed. Measures to increase safety in nuclear power plants were also dealt with. In addition, the Government presented guidelines for the implementation of the »Sydgas« project. A more comprehensive and detailed energy policy bill was to be presented to Parliament in the winter of 1981 (presented on February 17th). Parliament approved the proposals.

In December 1980 Parliament, acting on a proposal from the Government, decided to offer economic aid to municipalities, private undertakings and others for measures aimed at rapidly replacing oil or at saving energy. The aid, provided via the so-called Oil Replacement Fund, is aimed at technologies based on lasting, preferably renewable and domestic, sources of energy with the least possible environmental impact. Certain measures in the environmental protection area also qualify for aid. Aid requirements have been estimated at 1,700 million kronor for the first three-year period. The new aid programme was established on January 1, 1981, and is financed by the special emergency surcharge for oil products.

During 1980 a large number of official Government studies and reports were presented which served as the basis for the 1981 energy policy bill. Among these reports was a study on energy supply during the 1980s published by the National Swedish Industrial Board. The Oil Replacement Delegation presented reports with programmes for replacement of oil, introduction of alternative motor fuels, etc. The transition to solid fuels was dealt with in the findings of the Commission on Convertible Heating Plants. The Electricity Use Committee recommended a series of measures to promote increased use of electrical energy for heating. The committee also proposed a ban on new installation of direct-operating electrical heating in permanent housing, although it provided for several exceptions. Proposals with respect to the organization of Government agencies in the energy field were presented by a special one-man study. It was recommended that the tasks of the Swedish State Power Board be expanded to the heating supply area in cooperation with the municipalities and other bodies.

Electricity Prices

The 1978 high-voltage tariffs were applied during 1980, although the index increment was reduced somewhat and the energy price increment was halved. As 1981 begins Vattenfall has decided to adopt new high-voltage tariffs for the 1981-83 period. In addition to a regulation of the basic

charges, the new tariffs represent a new principle for determining the price increments. The price increments will thus be based on three indices - the consumer price index, the oil price and, beginning in 1981, the uranium price, which are registered for the calendar year preceding the delivery year in question. Hence, the electricity price can be determined already at the beginning of the year.

Low voltage tariffs were also adjusted during the year, thus bringing them into line with the new high voltage tariffs by an increase as from October 1, 1980.

Statistics

Some of the 1980 Nordel statistical data are preliminary. However, the deviations are only minor, and corrected figures will be included in next year's Nordel report.

Installed Capacity

In 1980 the total capacity in the Nordel countries increased by 3853 MW to 65580 MW, or by 6.2%. Of the total capacity 57% consisted of hydro power plants. The values given in this report are net capacity values.

In the Nordel the relation between hydro and thermal power capacity differs considerably. In Denmark, the generating plants are almost entirely thermal, whereas in Norway they are hydro. Hydro power predominates in Sweden and in Iceland, while in Finland thermal capacity is predominating.

The Grid System in the Nordel Countries

Sweden is connected with Denmark, Finland and Norway. The latter two countries are not interconnected except for a few lines between Finland and Norway for local consumption in Finland. The total transmission capacity from Sweden was 3765 MW and to Sweden 2905 MW. The ± 250 kV DC cable connection between Denmark (Jutland) and Norway was commissioned in 1976 and 1977. From Southern Jutland in Denmark there are 400, 220 and 60 kV interconnection links to western Germany. Finland has local 110 and 25 kV intercon-

nections with the Soviet Union, and Norway has a 154 kV link with the same country.

Electric Energy Turnover

Figure 3 shows the monthly production and gross consumption of power, excluding excess hydro power to electric boilers, in 1979 and 1980. Further details of the monthly exchanges of firm and excess power are given in Figure 6 in the section discussing power exchanges between the countries.

On the map relating to table 7 are given the blocks of power delivered over the transmission links between the Nordel and non-Nordel countries. The 400 kV and 220 kV links joining Finland with Sweden as well as the 70 kV cable-connection between Sweden and Finland's Aaland Isles are regarded, for accounting purposes, as one line.

The small diagrams to the right of the map give the increase in consumption for the individual countries and for Nordel as a whole. From the diagrams can be read the percentage increase for each country and Nordel (y-axis), as well as the actual power increases in TWh, since the dark areas are proportional to the increases.

The grand total for Nordel rose by 0.8% to 243.5 TWh. Corresponding increase in 1979 was 6.4%. Table 6 gives the maximum station and system loads on the third Wednesday in December. For Sweden and Finland the data apply to the countries as a whole while other countries are broken down into pooling areas.

Production of Electrical Energy

In table 8 is given the power production in 1979 and 1980 divided into hydro and thermal generation. The total Nordel output increased by 0.3% from 1979 to 1980. The share of hydro power of the total production was 64% as against 74% during the 5-year period 1971-75. The output of nuclear power was 32.0 TWh, which is 13% of the total production.

The sector diagramme in Figure 4 shows the breakdowns of the total power output within Nordel in hydro power condense and back pressure power.

Figure 5 gives the impounded water in per cent of total storage capacity in Finland, Norway and Sweden for the operating years 1979 and 1980. The extremes give the weekly maxima and minima recorded for the ten year periods 1st January 1970 to 31st December 1979.

Exchange of Electrical Energy Between the Countries

Imports and exports of the Nordel countries are shown in table 9 together with net imports in relation to gross consumption. The exchange of electrical energy between the Nordel countries was 7.7 TWh. Figure 6 shows monthly imports and exports.

Electricity Consumption

Figures 7-9 and table 10 show the development in electricity consumption in different Nordel countries and Nordel as a whole. Total consumption increased in 1980 by 0.8% from previous year to 243.5 TWh. Of the net power consumption within Nordel, excluding excess hydro power to electric boilers, industry accounted for 49.7%, communications for 1.5% and the rest, 48.8% to households, trade etc.

Total Energy Consumption

The predominant primary sources of energy in the world are at present coal, oil and natural gas, but on the whole they have until recently been lacking as domestic energy sources in the Nordic countries. The share of hydro power in the energy supply of the world is only about 5%, but Finland, and especially Iceland, Norway and Sweden have had the advantage of good hydro power resources and have been able to obtain the main part of their supply of electric energy from hydro power, while Denmark depends entirely on thermal power. In addition to hydro power, the Nordic countries, especially Finland, use domestic fuel (Iceland hot springs) to some extent in their energy supply, but the major part of the fuel (oil, coal and natural gas) has to be imported. From 1974, exploitation of the oil and gas resources in the Norwegian part of the North Sea has developed up to a quantity of approx. 2000 PJ in 1980.

It is, of course, of great interest to compare the role of electricity with that of other energy sources. Estimates are shown in Fig. 10 for the years 1985 and 1990. For each year there are two columns for each country. The left column shows electric energy available in each of the countries and its distribution on sources of energy. The right-hand column represents consumption of fuels for other purposes than electricity production. The left-hand scale in TWh is for electricity. The right-hand scale, corresponding to the fuel columns, has been so chosen that it also shows the amount of fuel required for producing the quantities of electricity in the left-hand columns (10.5 PJ/TWh).

Figure 10 shows that the degree of oil dependence differs very much for the Nordic countries. The most conspicuous point being perhaps the major importance of hydro electricity to Norwegian energy supply. It also shows the assumed contribution of coal and nuclear electricity in 1985 and 1990.

Figure 11 shows the development of the total energy consumption (energy supplied) in PJ (petajoule). Hydro and nuclear energy are included with the theoretical content, that is 1 TWh = 3.6 PJ.

The Daily Power Exchange among the Nordic Countries

by Gunnar Ålfors, Operations Manager, Swedish State Power Board
(For illustrations refer to Swedish language article page 40).

By means of a well-functioning system of cooperation among the Nordic countries (except Iceland) in the area of electric power supply, the total production of electricity in the Nordic area is achieved at the least cost. If each of the countries were to maintain production solely for its own requirements, without an exchange with neighboring countries, the total cost would be appreciably higher. Besides, the higher cost, more finite resources such as heating oil, would have to be used. The objective is to make an equitable distribution among the countries of the savings derived as a result of the power transactions. This system of cooperation, in addition, contributes toward maintaining a high level of operating reliability.

General Prerequisites for Power Exchange Transactions

The objective of mutual Nordic electric power cooperation (generally abbreviated Nordel), is to ensure the supply of electric power at the lowest possible cost. One important element in bringing this about is to distribute the total production of electricity among the jointly-operating power plants in such a way as to reduce production-related costs to the lowest possible level; in other words, to utilize the power stations which at the moment are most advantageous. The four cooperating countries, as an aggregate, constitute an important producer of electric power. Hydro power accounts for the major portion of the total production of electricity but an increasingly greater share is being based upon nuclear energy and coal (See Table 7, Figs. 3 and 4).

Cooperation among the Nordic countries in the area of electric power began in 1915 when the first underwater cable between Denmark and Sweden was put into operation. As far as we know, this was the first time that two countries had undertaken to collaborate with each other in the area of electric power anywhere in the world. The number of lines in operation between the Nordic countries has been strongly reinforced, particularly during the past two decades, and consists today of approximately 15 different connections. Other than the Skagerrak linkage between Denmark and Norway, all connections go between Sweden and so-

me other country. In addition, the possibilities exist for joint operations with the Soviet Union and West Germany (See Fig. 1 and Table 5). The exchange of electric power among the Nordel countries is shown in Illustration 1 (See also Fig. 6).

The joint-operation links between the Nordic countries permit extensive cooperation in the area of electric power. The agreements involving power exchanges are entered into bilaterally but the basic conditions governing collaboration are established by means of recommendations by Nordel after consideration by Nordel's Committee for Operating Problems. The Committee for Operating Problems was established as Nordel's first permanent committee when Nordel was formed in 1963. Similar forms of cooperation had already been carried on earlier, however.

A report worked out by the Committee for Operating Problems in 1971 was recommended by Nordel. It was entitled »Requirements and Methods for Achieving the most Economical Operating Cooperation in the Nordic Power System«, usually abbreviated as »Joint Operations in Nordel«.

According to Nordel's recommendation, the participating power companies were to adhere to the following principles as stated in the report:

- to apply what is referred to as the »marginal value principle« in production planning; that is, to allow the various production units' variable production costs to be the determining factor for utilization,
- to strive for the use of comparable methods of calculation in determination of power value,
- to use the calculated power value as the basis for production planning and for agreements covering exchanges of power,
- to work for an equal distribution of profits in bilateral power exchanges,
- to maintain a price ceiling, i.e., to limit the price of power exchanges to a specified amount in excess of the seller's production costs; at present 50 SEK pr MWh.

Since the publication of the report, the Committee for Operating Problems has conducted an analysis on a continuing basis of the extent of the power exchanges in relation to the principles of the report. The committee has found in general that the principles of the report remain valid and that the power transactions function very well.

Principles for Exchanges of Excess Power

Exchanges of excess power refer to agreements for shorter periods (usually hour by hour), and where the price is determined by current variable production costs. Other types of power exchange also take place among the countries but in such cases under long-term contracts where the price includes fixed fees as well. The major share by far of the exchanges (from the point of view of energy as well as value), consists, however, of the exchanges of excess power which are described here.

There are certain advantages to joint operation of two similar power systems. If the power systems on the other hand are different, the advantages to be gained are substantially greater. And since the power systems of the Nordic countries are very different from one another, the prerequisites for the exchange of excess power are very considerable indeed.

In Norway hydro power is entirely predominant while thermal power is predominant in Denmark. Sweden and Finland have combinations of both hydro and thermal power. Danish thermal power is based for the most part upon coal. Thermal power in Finland is based upon coal and nuclear energy, and in Sweden upon nuclear energy and oil.

The Danish and Finnish electricity production structures are dimensioned for power. This means that, if the power stations collectively can produce sufficient electric power to meet the maximum consumption demands for the year, including transmission losses, there will be no difficulty in satisfying total energy requirements. This presupposes that fuel can be purchased in sufficient quantities and that the aggregate capacity of the power stations is substantially greater than the maximum amount of energy required in consideration of breakdowns, revisions, and the need for an operating reserve. Normally, a thermal power block can be kept in operation approximately 85% of the time, the remainder of the time being necessary for revision and repairs.

On the other hand, the Norwegian and Swedish electricity production structures are dimensioned for energy. This means that, in case the year's total demand for electricity can be met, including transmission losses (or even two consecutive years under certain conditions, since water reservoirs for several years' storage exist), there will be no difficulty in supplying sufficient energy to cover the maximum usage for the year. In order to meet demands in years of little precipitation, energy production capacity in Norway and Sweden must be greater than forecast consumption, including transmission losses. The variations in natural water replenishment in Norway are shown in Illustrations 2 and 3, and in Sweden in Illustration 4.

Whether the system is dimensioned for power or for energy, the possibility of prolonged machine breakdowns and electricity consumption in excess of expectations must be taken into consideration.

The coupling of a system dimensioned for power and a system dimensioned for energy affords great advantages. Some of these advantages are realized by means of firm contracts which allow each country's system to be dimensioned with a somewhat smaller production reserve. In this way, more permanent power can be sold within the country at a given productive potential. A dry year in Norway can then be partly covered by power from, for example, Sweden or Denmark. Sufficient capacity to help meet the year's heaviest load in Denmark might be imported from Norway. The power exchanges which take place under firm contracts, however, are usually a good deal smaller than those which are carried on under temporary power agreements.

The great advantages in exchanges of excess power are to be found in reduced production costs, resulting in financial gains which ultimately benefit the consumer. These advantages can be further enhanced as well, since the various countries are alternately dimensioned for power and for energy. A common situation is one in which the power-dimensioned system, for example, Denmark, is spared the expense of starting the installations with the highest variable costs (lowest fuel efficiency), during heavy load periods by buying excess power from Norway or Sweden. A less common but nevertheless important case (since the possibility must always be kept in mind), is that rationing in dry years can be avoided in the systems dimensioned for energy as the thermal power plants in the systems dimensioned for power remain in operation even during minimum load periods, with excess power being sold to Norway or to Sweden.

In an effort to aid this system of collaboration in functioning in the best way possible, certain common principles have been worked out by Nordel's Committee for Operating Problems. The aim is to minimize the total operating costs of the Nordic power systems. It is not necessary, however, to be totally successful in this respect to make joint operation valuable. If a contemplated exchange of power is considered from the point of view of one of the parties only, it is clear that certain conditions must exist if that party is to be willing to exchange excess power.

If we assume that the presumptive exchange is to be a sale, the seller would be prepared to enter into an agreement, if the price exceeds the cost of the surplus production. Correspondingly, the price for the buyer must be lower than the cost of his own alternative production. Clearly, a party who calculates his own production costs correctly can always ensure that all power exchanges in which he participates will produce a profit. This applies regardless of whether the opposite party calculates his costs correctly or not, or whether he operates his system at maximum efficiency or not. Since every one of the jointly-operating systems tries to use the best methods possible for calculation of costs and the planning of operations, one approaches a point of optimum efficiency for the entire system. If anyone should be less successful in this respect, his own system would be the first to incur losses, but it is likely that the other joint operations would suffer as well insofar as power exchanges which should be profitable for all parties do not materialize.

Marginal Value

The necessary basis for being able to make correct decisions with regard to exchanges of excess power with foreign countries then, is a reliable estimate of the marginal value of electric power production at any given moment; that is, the value of any small increase or decrease in power production provided of course that the system is operating at maximum efficiency up to that point with respect to both current and future conditions. For thermal power systems it is usually sufficient to appraise the current situation only, i.e., the next few hours. In hydro electric power systems one must very carefully consider »probable developments«, up to two years ahead. Through power exchanges differences in marginal values are evened out as far as possible, which means that the most economical utilization of aggregate production resources is achieved. The marginal values of the various sy-

stems provide an indication as to whether it is opportune to exchange excess power at a given time. The flow of power should naturally proceed from the lower to the higher marginal value system. Where large exchanges of power are involved, it must also be considered that the exchange can alter the marginal values of either or both parties. This is usually dealt with by means of several consecutive agreements, with intervening review and re-establishment of the marginal values.

The determination of marginal value is quite different for thermal power and hydro power. For thermal power, marginal value is determined by the variable production costs, which for the most part is a function of efficiency and fuel price. The difficulty lies mainly in estimating the replacement price of the fuel. This has been especially noticeable during the oil crisis of 1973-74 and the oil price crisis of 1979-80. In the operational phase the thermal power plants are operated each in turn according to their variable production costs. That is to say, the marginal value of the thermal power system is equal to the variable production cost of the unit in operation which has the highest variable cost. In Denmark and Finland this might be a coal-based installation with a variable production cost of 100 to 150 SEK per MWh (at coal prices of over 10 SEK per GJ), or an oil-based unit, which costs 250 to 400 SEK per MWh (at oil prices of approx. 25 SEK per GJ). In Sweden and Finland nuclear power might sometimes be the case, with a variable cost of approximately 50 SEK per MWh. In several of the countries there are also back pressure installations where the variable production costs, with oil heating, are 100 to 150 SEK per MWh.

The direct variable costs of hydro power in comparison with thermal power are negligible and are usually disregarded in operational planning. What must be considered very carefully, however, is that the raw material, the water, may be obtained free of charge, but the supply is limited. A quantity of water which is once utilized for power production instead of being stored in a reservoir must, therefore, generally speaking, be replaced by some form of alternative production at a later date. The alternatives which can be resorted to are, for example, increased purchases of power from other companies, or increased production of thermal power, if thermal power is available in the system. The cost of this alternative production provides us with a value of the quantity of water in question, the »water value«, a condition being that the system is always operated at maximum efficiency with regard to the knowledge one has of the situation prevailing at the time.

Since the system contains several elements which have the character of random variables (particularly as concerns replenishment of reservoirs), the water value must be determined by probability calculation using anticipated values. The extreme cases must then also be taken into account; that is, either the water supply is extremely good so that the water quantity used need never be replaced (future power balance overflow; water value = zero), or the water supply is extremely poor so that no replacement is possible (rationing of electricity necessary; very high water value). The water value, which is a function of the content of the reservoirs and the time of year, is of fundamental importance to the operation of production systems with long-term reservoir storage. It makes it possible to ascertain the marginal production cost for hydro power which may then be compared with the corresponding cost of thermal power and thus determine the optimum distribution between the different power types at any time. One can achieve this distribution by utilizing all thermal power and all purchase possibilities which are cheaper than the water value, and all sales possibilities which are more expensive than this value, and by covering any remaining needs by hydro power. The water value can vary from zero to very high values (above 500 SEK per MWh).

The water value and the optimum power type distribution, as determined with the aid of the water value, relate to long term planning i.e., a period of months, up to two years. In addition to this, short-term planning is necessary in order to establish a more detailed plan for the immediate day or week, respectively. This short-term plan is used in determining the current marginal value to be applied in short-term exchanges of power. It is dependent, in addition to the value of the water in the long-term storage reservoirs, also upon such factors as transmission losses and the efficiency of the hydro power installations at the time of transmission, as well as the adjustability of the jointly-operating lines of transmission and the limitations on their capacity.

The calculation of water value is done with the aid of complicated computerized models of the power system. Optimum utilization of the power system is carried on in the model for an extended period (1 to 2 years). Time, in the model, is divided up into many short periods. The computer model input consists of a great many different parameters; a forecast of electrical energy usage, divided into periods, the possibilities for purchase and sale of power, also by periods, overflow and rationing possibilities, etc. Most complicated, however, are perio-

dic statistics dealing with natural replenishment over a period of several decades. Different models are used in the different countries. Nordel's Committee for Operating Problems has examined the models very closely and found them to be well-adapted to the Nordic exchange of excess power.

An example of how the marginal values may vary is shown in Illustration 5.

Pricing of Excess Power

Since the exchange of excess power can be expected in the long run to flow just as often in the one direction as in the other, it is reasonable and generally accepted that any resulting profits be shared equally between the two parties involved. This equal distribution is achieved rather well by setting the average of the two parties' marginal values as the exchange price. Only in the exceptional case is it necessary to take the element of cost elasticity into account.

For several reasons it has been found judicious to limit the seller's profit if the purchaser, through no fault of his own, should run into a troublesome shortage situation. A price ceiling has therefore been instituted which maximizes the seller's profit. At the present time the maximum is 50 SEK per MWh above the seller's marginal value.

Exchanges of Excess Power

There is wide variance in the exchanges of excess power between countries, both quantitatively and with regard to price. Variations are great between years, between seasons of the year, between days of the week, and even between the hours of the day. The activity is sometimes looked upon as a type of commodity or stock exchange, which is perhaps a somewhat inappropriate description. First of all, there is no element of speculation involved, which is often associated with the activities on a commodity exchange. Secondly, the number of participants is too few to justify the designation »exchange«. Neither are power exchange prices determined in the same manner as share prices on the stock exchange. Other than the dispatch centres located in the capital cities, only two (Malmö, and Skaerbaek in Jutland), are directly involved. Most of the transactions can be altered at short notice (a little more than an hour in advance) by the operating personnel on duty, and many changes are carried out and new transactions entered into by the personnel in the six dispatch centres.

Before the transactions reach the dispatch centres, however, a good deal of information has usually already been exchanged between the various countries.

Nordel's Committee for Operating Problems reviews the countries' power balances several times a year. In addition, several bilateral discussions take place each year concerning power balances and power exchanges. Once, or more often several times each week, the parties also discuss current marginal values by telephone. Weekly agreements are sometimes reached on these occasions, usually in conjunction with some form of delivery guarantee. The majority of the agreements, however, lack guarantees and can be altered by the dispatch centres personnel at short notice. Aside from the Nordic transactions, similar exchanges take place within the countries.

During years of heavy precipitation, just as during the spring flood season, Norway and Sweden usually sell a great deal of excess power. The purchaser most often is Denmark, but under certain conditions Finland as well. The seller's marginal value at such times may vary around low values as, for example, 10 to 60 SEK per MWh, while the purchaser's marginal value might fluctuate at a higher level, perhaps 70 to 160 SEK per MWh. Ordinarily, the exchange price would then be the mean price, and would consequently vary between 40 and 110 SEK per MWh. The personnel in the dispatch centres follow very closely the variations in their own marginal values, contact each other by telephone, and agree upon changes in exchange quantities or prices. The Stockholm Power Control Company, which handles most of the exchanges, has maintained an average turnover of approximately 2 million kronor per day in recent years (including the Swedish exchanges), but with wide variation between days. The profit for the seller and the purchaser together naturally varies a good deal, but may be estimated at approximately 20% of the turnover for each of the parties.

As already pointed out, variations during shorter periods of time can be considerable. Exchanges of excess power between Sweden and Denmark, for example, has often changed direction a couple of times per day in recent years. During heavy load periods as, for example, forenoons, Sweden has sold power to Denmark (the Swedish marginal value might have been, say, 170 SEK per MWh), in order that Denmark might be spared the necessity of starting and operating expensive oil condense units with a marginal production cost of, for example, 240 SEK per MWh. The exchange price

in this example was 200 SEK per MWh, each party benefiting by 30 SEK per MWh. During the night Denmark sold excess power to Sweden. The Danish marginal value might then have been, for example, 80 SEK per MWh (downward adjustment in oil condense), and the Swedish 120 SEK per MWh, the exchange price being 100 SEK per MWh. A similar night and day arrangement exists between Denmark and Norway under a long-term agreement comprising in part other pricing principles (a rate limitation, both upward and downward, depending upon the variable production costs in Denmark). The possible future outlook for this exchange and how it may affect the interplay between production and power usage in the west-Danish system is shown in Illustration 6.

During years of extreme dryness, Norway and Sweden import excess power from Finland and Denmark. In 1969-70, when Sweden underwent a second dry year in succession, and a breakdown occurred in her largest thermal power unit at a time of extremely high electric power consumption (cold winter), Sweden imported excess power to a maximum extent and for a long period of time from both Denmark and Finland. The maximum extent is dependent upon the technical limitations of the transmission lines or the stability of the interconnected power system with respect to electrical oscillations.

Other Factors Relating to Nordic Cooperation in Electric Power

In addition to the excess exchanges of power, the cooperation between dispatch centres applies as well to related matters of a technical nature. An important question concerns the hourly and momentary control of production after the extent of power exchange has been established. This is vital in determining how the responsibility for maintaining the common network frequency (50 cycles per second) is to be shared, and how it may influence the time variations of electric clocks. The combined Nordic operational reserve which is considered necessary in the event of serious disturbance in the production and transmission systems is reviewed and re-established each week as well.

Besides being dealt with by Nordel's Committee for Operating Problems, these technical matters as well as the economic questions discussed in the foregoing also come up for consideration at regular conferences which take place between the committee and corresponding agencies on the continent (UCPTE).

Summary

Joint operations between different power systems are financially beneficial to all parties concerned. This is particularly true where the power systems are very different, which is the case in the jointly-operating Nordic system.

A well-organized and smoothly-functioning system permits large-scale excess power transactions to be made at short notice, allowing the profits to be conveyed to the Nordic countries on a daily basis. The system is based upon an equal division of profits, and its aim is to utilize the total production system as effectively as possible. Over a period of two decades of intensive business activity, it has been shown that we have come a long way toward attaining this goal. Through cooperation, we have been able to minimize our use of such finite resources as oil and coal.

Nordel in Brief

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

Nordel has the following permanent tasks:

- to continually follow developments in production and consumption of electrical energy in the Nordic countries by, for example, publishing suitable statistics
- to collocate consumption forecasts and extension plans drawn up in the respective countries
- to publish an annual report which, in addition to information about work completed during the year in question in Nordel, and statistical information about power supply in the Nordic countries, can also contain special articles of interest in the field of Nordic power cooperation.

A considerable amount of Nordel's work takes place in standing and special committees. Standing committees have been appointed to deal with recurrent questions while special committees deal with questions of a more transient nature. In some cases contact groups have also been appointed.

Faste udvalg 1980/81

Committee Members 1980/81

Driftsudvalget

The Committee for Operating Problems

J. Krogh

Afdelingsingeniør, Danmark

A. Ring-Nielsen

Driftschef, Danmark

R. Linkama

Avdelningsdirektör, Finland

K. Montonen

Avdelningsdirektör, Finland

A. Teigset

Overingeniør, Norge

R. Wiedswang, (formand)

Samkjøringsdirektør, Norge

S. Axelsson

Direktör, Sverige

S. Göthlin

Överingenjör, Sverige

G. Älfors, (sekr.)

Driftchef, Sverige

Varmekraftudvalget

The Thermal Power Committee

M. Christophersen

Teknisk direktør, Danmark

C. E. Lundgren

Underdirektør, Danmark

G. Lund-Jensen, (formand)

Direktør, Danmark

J. Pedersen, (sekr.)

Civilingeniør, Danmark

A. Palmgren

Driftchef, Finland

T. Rask

Avdelningsdirektör, Finland

T. Asvall

Overingeniør, Norge

K. A. Ahlberg

Överingenjör, Sverige

L. Gustafsson

Teknisk direktör, Sverige

I. Wernius

Överingenjör, Sverige

Planlægningsudvalget

The Planning Committee

J. Ehlert

Overingeniør, Danmark

Poul-Frederik Bach

Overingeniør, Danmark

L. Nevanlinna

Avdelningsdirektör, Finland

J. Salmela

Direktör, Finland

M. Buchert, (suppl.)

Diplomingenjör, Finland

H. Viheriävaara, (suppl.)

Diplomingenjör, Finland

O. Guldseth

Sjefingeniør, Norge

J. Tveit

Fagsjef, Norge

B. Lantz

Överingenjör, Sverige

B. Nordström, (formand)

Planeringsdirektör, Sverige

A. Löf, (sekr.)

Avdelningsingenjör, Sverige

T. Berglund, (suppl.)

Civilingenjör, Sverige

L. Norlin, (suppl.)

Direktör, Sverige