

Statistik

Statistics

Nordel-statistikens tal for 1978 er til dels prælimerende. Eventuelle justeringer af tallene er sædvanligvis små og vil blive foretaget i næste årsberetning.

The statistical data for 1978 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 1978 med 1746 MW til 59745 MW, dvs. med 3,0%. Den installerede effekt i vandkraftstationer udgjorde ca. 58%. Kernekraftinstallationer udgjorde ved årets udgang 4130 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 varmekraft-installationer udgør ca. 74% af den totale installerede effekt i Finland.

Tabel 1

Installeret nettoeffekt 31. dec. 1978 og middel-årsproduktion for vandkraft
Installed net capacity 31. dec. 1978 and corresponding average-year production by hydro power

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vandkraft MW <i>Hydro power</i>	8	2420	542	17505	14101	34576
Midl. årsproduktion GWh <i>Average year production</i>	20	11610	3320	86800	61046	162796
Varmekraft MW <i>Thermal power</i>	6441	6910	121	168	11529	25169
Deraf, of which						
modtryk, fjernvarme konv. <i>back pressure, district heating conv.</i>	163	1360	–	–	2160	3683
modtryk, industriel <i>back pressure, industry</i>	105	1450	–	80	842	2477
kondens, proces <i>condense, process</i>	–	110	19	–	–	129
kondens, kerne <i>condense, nuclear</i>	–	420	–	–	3710	4130
kondens, konventionel <i>condense, conventional</i>	5848 ¹⁾	2670	–	66	3125	11709
gasturbine, diesel <i>gasturbine, diesel</i>	325	900 ³⁾	102 ²⁾	22	1692	3041
Totalt installeret effekt <i>Totally installed capacity</i>						
1978 MW	6449	9330	663	17673	25630	59745
1977 MW	6453	9070	607	17235	24634	57999
Tilgang i 1978 MW <i>Addition in 1978 MW</i>	–	320	58	438	1101	1917
Afgang i 1978 MW <i>Retirements in 1978 MW</i>	4 ⁴⁾	60	2	–	105	171

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

2) Deraf geotermisk kraft 8 MW.
Of which geothermal power 8 MW.

3) Deraf 110 MW naturgas-grundlastproduktion.
Of which 110 MW base-load production from natural gas.

4) Nedskrivning af ydelse.
Capacity adjustment.

Definitioner:

Ifølge Nordel's 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 el-produktion, f.eks. fjernvarme, industri- el 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 industri- en til eget brug.

Tab er forskellen mellem bruttoforbrug og nettoforbrug.

Tilfældig kraft til elektrokedler 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 nedenfor- liggende kraftværker ved engangs udtapning af fuldt maga- sin.

Magasinindhold på et givet tidspunkt angives i GWh som den energimængde, som kan produceres i de nedenforliggen- de kraftværker af vandindholdet over den laveste regule- ringsgrænse.

Magasinfyldningsgrad på et givet tidspunkt angives i pro- cent som forholdet mellem magasinindhold og magasinkapa- citet.

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 trans- formers 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 irrele- vant 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 re- ceived by the individual countries. Net import is the differen- ce 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 con- sumers plus the power produced by industry for its own con- sumption.

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

Excess hydro power to electric boilers is defined as inter- mittent 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 equi- valent to the power that is expected to be generated by all downstream power stations by full discharge of the im- pounded water.

Storage contents of a reservoir at a certain time is indicated in GWh as being the quantity of energy which can be ex- tracted 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 per- centage of the total reservoir capacity in terms of GWh.

Tabel 2

Nye anlæg i drift i 1978. Nogle af de større nye enheder er specificeret.
New power plant capacity in 1978. Some of the large units are specified.

Krafttype Power category Kraftværk Power plant	Nye anlæg i drift i 1978 New units taken into operation			Installeret nettoeffekt ialt Total installed net capacity	Gns. års- produktion ialt Total average year hydro production
	Antal enheder Number of units	Ny netto- effekt Total new net capacity MW	Ny gns. års- produktion (vandkraft) Increase in hydro production (GWh ¹)	31. dec. 78 MW	31. dec. 78 GWh
Danmark					
Vandkraft Hydro power	—	—	—	8	20
Varmekraft Thermal power	—	—	—	6441	—
Finland					
Vandkraft Hydro power	—	—	—	2420	11610
Konv. varmekraft Conv. thermal power	2	310	—	6910	—
Inkoo 4	1	260	k/o	1040	—
Kokkola	1	50	a	115	—
Kernekraft Nuclear power	—	—	—	420	—
Island					
Vandkraft Hydro power	1	50	—	542	3320
Sigalda	1	50	—	150	800
Varmekraft Thermal power	3	17	—	121	—
Krafla	1	8 ⁴)	—	8	—
Norge					
Vandkraft Hydro power	11	426	1999	17505	86800
Duge	1	100	122	200	244
Leirdøla	1	100	465	100	465
Sarpsfoss	1	80	254	80	254
Bingsfoss	2	22	143	33	180
Melkefoss	1	22	120	22	120
Braskereidsfoss	1	22	114	22	114
Rygene	1	44	211	99	486
Hønefoss	1	12	37	24	120
Langvatn I	1	5	28	5	28
Konv. varmekraft Conv. thermal power	1	12	—	168	—
Bjølvo	1	12	0	12	—
Sverige					
Vandkraft Hydro power	11	930	1031	14101	61046
Ritsem	1	300	460	300	460
Harsprånget G4	1	159	33	489	2114
Juktan ²)	1	335	140	335	—
Konv. varmekraft Conv. thermal power	4	171 ³)	—	7819	—
Karskär B4, omb.	1	120	o/a	168	—
Svartvik	1	35	o	35	—
Kernekraft Nuclear power	—	—	—	3710	—

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

2) Pumpekraft. Angivet energitilskud skyldes øget produktion i andre stationer ved overledning af vand mellem to elvgrene.
Pumped storage. Stated increase in hydro power production is due to increased production in other hydro plants.
 Selve pumpekraftstationen giver intet energitilskud.
The pumped storage plant gives no additional energy production.

3) Herfra går 182 MW pga. ombygninger og skrotning, dvs. nettoændringer –11 MW.
With a reduction of 182 MW due to modifications and scrappings, the net change is –11 MW.

4) Geotermisk kraft.
Geothermal power.

Tabel 3

Besluttete større kraftstationer.
Decided large power plants.

Krafttype <i>Power category</i> Kraftværk <i>Power plant</i>	Installeret nettoeffekt <i>Installed net capacity</i>	Gns. års- produktion <i>Average year production</i>	Besluttede nye anlæg <i>Decided new plants</i>		Stigning i den gns. årsprod. <i>Increase in average year production</i>	Beregnet idrift- sættelse <i>Estimated to be brought into service in</i>
			Antal enheder <i>Number of new units</i>	Ny effekt <i>New capacity</i>		
	31. dec. 78	31. dec. 78				
	MW	GWh		MW	GWh ¹⁾	
Danmark						
Konv. varmekraft <i>Conv. thermal power</i>						
Enstedværket	201	—	1	620 ²⁾	o/k	1979
Asnæsværket	760	—	1	650	o/k	1980
Herningværket	—	—	1	85	o/k	1982
Studstrupværket	415	—	1	350	o/k	1983
Finland						
Vandkraft <i>Hydro power</i>						
Porttipahta	—	—	1	38	90	1981
Kernekraft <i>Nuclear power</i>						
Loviisa 2	420	—	1	420	—	1979
Olkiluoto 1	—	—	1	660	—	1979
Olkiluoto 2	—	—	1	660	—	1981
Island						
Vandkraft <i>Hydro power</i>						
Hrauneyjafoss	—	—	2	140	850	1981/82
Norge						
Vandkraft <i>Hydro power</i>						
Kjela	—	—	1	60	240	1979
Lomi	—	—	2	112	350	1979
Rana G4	375	—	1	125	—	1979
Aurland II + III etc.	450	1293	7	402	1140	1979/83
Kolsvik	—	—	2	128	460	1980
Skibotn	—	—	1	72	350	1980
Oksla	—	—	1	200	160	1980
Skjomen G3	200	1064	1	100	152	1980
Eidfjord	—	—	4	1120	2440	1980/81
Ulla-Førre	—	—	10	2000 ³⁾	4350	1980/87
Osa (omb. + utv.)	7 ⁴⁾	34 ⁴⁾	2	78	270	1981
Kvinen	—	—	1	70	225	1981
Holen	—	—	2	210	510	1981
Steinsland	—	—	2	130	470	1981
Tafjord 5	180	—	2	70	265	1981/82
Sildvik	—	—	1	56	200	1982
Orkla-Grana	—	—	5	270	1100	1982/87
Alta	—	—	2	150	625	1985
Skarje	—	—	1	150	325	1985

Tabel 3 (forts., cont.)

Besluttete større kraftstationer.
Decided large power plants.

Krafttype Power category Kraftværk Power plant	Besluttete nye anlæg Decided new plants					
	Installeret nettoeffekt Installed net capacity	Gns. års- produktion Average year production	Antal enheder Number of new units	Ny effekt New capacity	Stigning i den gns. årsprod. Increase in average year production	Beregnet idrift- sættelse Estimated to be brought into service in
	31. dec. 78 MW	31. dec. 78 GWh				
Sverige						
Vandkraft Hydro power						
Harsprånget G5	489	2114	1	464	208	1980
Porjus G12	295	1400	1	226	28	1980
Ligga G3	160	797	1	169	—	1982
Messaure G3	300	1834	1	140	—	1983
Stenkullafors	—	—	1	56	230	1983
Konv. varmekraft Conv. thermal power						
Gasturbin GT200	—	—	1	80	0	1979
Kernekraft Nuclear power						
Ringhals B4	1550	—	1	915	—	1981
Forsmark B2	—	—	1	900	—	1981
Ringhals B3	1550	—	1	915	—	1982
Forsmark B1	—	—	1	900	—	1982
Forsmark B3	—	—	1	1050	—	1985
Oskarshamn B3	1020	—	1	1060	—	1986

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

2) Heraf tilhører 310 MW Nordwestdeutsche Kraftwerke.
Of which 310 MW is owned by NWK of the Federal Republic of Germany.

3) Deraf 320 MW kombineret pumpe/turbine.
Of which 320 MW combined pump/turbine.

4) Summen af Osfallet og Kvernfallet.
Sum of Osfallet and Kvernfallet.

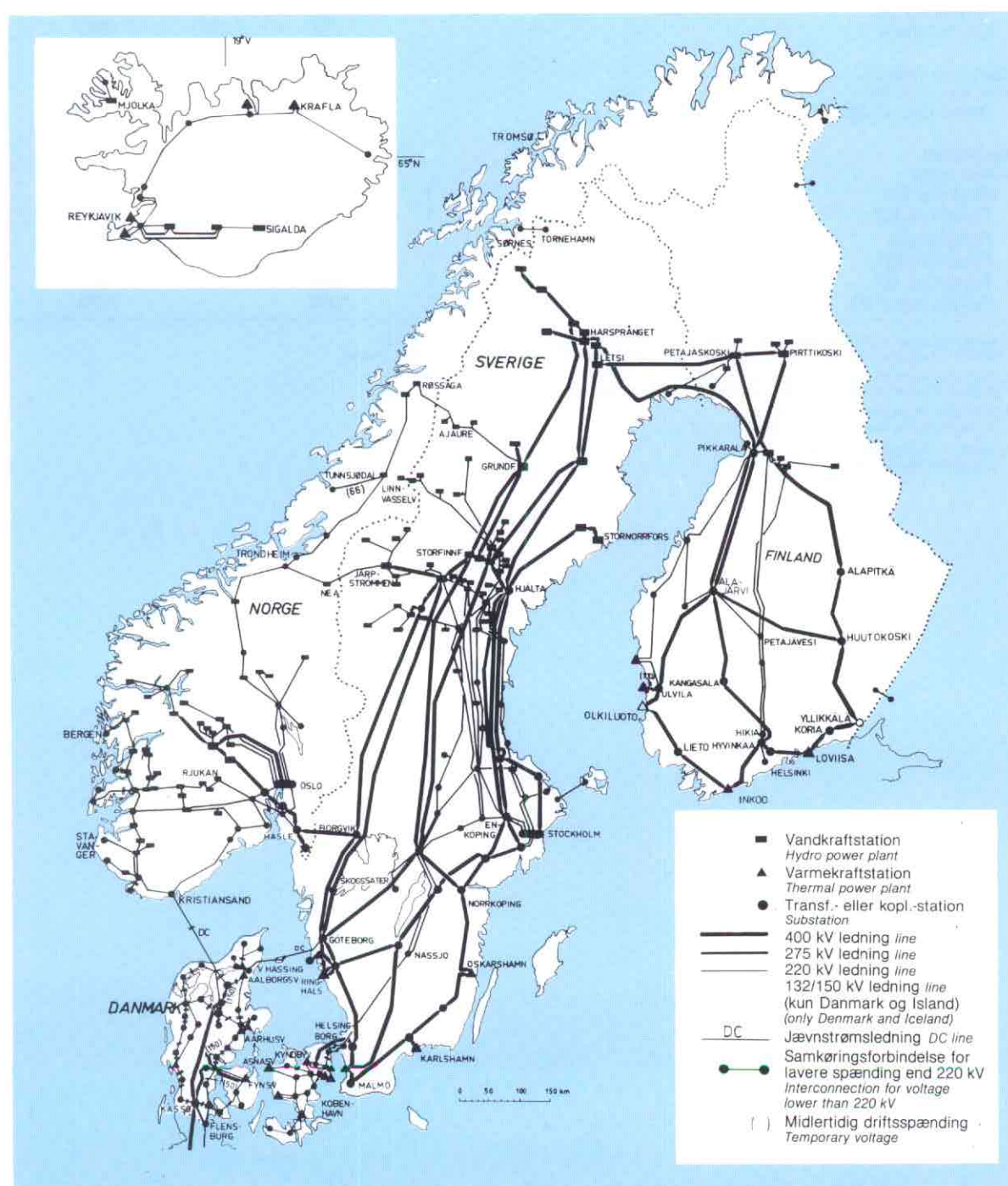
De nordiske højspændingsnet

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 overførselssevne fra Sverige var ved udgangen af 1978 3655 MW og til Sverige 2745 MW. Mellem Dan-

mark (Jylland) og Norge er der etableret en 250 kV-jævnstrømsforbindelse. Fra Sønderjylland i Danmark findes 220 kV-forbindelser og en 60 kV-forbindelse 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 1978
The Nordic Power System 1978



Tabel 4

Transmissionsledninger (km)
Transmission lines (km)

	380, 400 kV		220, 275 kV		110, 132, 150 kV	
	Taget i drift i 1978 <i>Brought into service in 1978</i>	I drift 31. dec. 78 <i>In service 31. dec. 78</i>	Taget i drift i 1978 <i>Brought into service in 1978</i>	I drift 31. dec. 78 <i>In service 31. dec. 78</i>	Taget i drift i 1978 <i>Brought into service in 1978</i>	I drift 31. dec. 78 <i>In service 31. dec. 78</i>
Danmark	–	499 ¹⁾ 2)	–	213 ³⁾	44	3009 ⁵⁾
Finland	654	2979	121	2152	350	10100
Island	–	–	–	314	142	495
Norge	93	573	127	4509 ³⁾	100	7630
Sverige	316	8478 ¹⁾	30	5505 ³⁾ 4)	–	–

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, 204 km med 150 kV og 48 km med 132 kV.
Of which 13 km in service with 220 kV, 204 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 61 km i drift med 66 kV.
Of which 61 km in service with 66 kV.

5) Heraf 23 km i drift med 60 kV.
Of which 23 km in service with 60 kV.

Tabel 5

Samkøringsforbindelser mellem Nordel-landene – 31. dec. 1978
Interconnections between the Nordel-countries – 31. dec. 1978

Land <i>Country</i>	Stationer <i>Terminal-stations</i>	Nominel spænding kV <i>Rated voltage kV</i>	Overføringssevne 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
Finland– Sverige	Ossauskoski–Kalix	220 }	1100 ³⁾	600 ³⁾	93	56
	Petäjäskoski–Letsi	400 }			230	
	Pikkarala–Messauri	400 }			425	
	Skattbol–Hellesby (Åland)	70	35	35	76,5	
Norge– Sverige	Sørnes–Torshavn	132	50	80	39	
	Røssåga–Ajaure	220	260	100 ⁴⁾ 5)	117	
	Linnvasselv ⁶⁾	220/66	50	50	–	
	Nea–Järpströmmen	275	500 ⁴⁾	400 ⁴⁾	100	
	Hasle–Borgvik	400	700 ⁴⁾	600 ⁴⁾	106	
Totalt indenfor Nordel			4155	3245		
Besluttet: <i>Decided:</i>			Fra Sverige <i>From Sweden</i>	Til Sverige <i>To Sweden</i>		
Norge– Sverige	Halden–Trollhättan (1979)	400	1200 ⁷⁾	1000 ⁷⁾	110	
	Ritsem–Skjomen (1979)	400	250 ⁸⁾	250 ⁸⁾	58	

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

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

2) Kabelstrækningen består af fire trefasekabler, som er parallellkoblet to og to.
The cable distance consists of four three-phase cables of which two and two are connected in parallel.

3) Maximal overføringssevne med alle tre forbindelser i drift. Kapaciteten mod Sverige kan begrænses af overføringssituationen i det svenske net.
In parallel operation of the three lines. Transmission capacity to Sweden is limited by conditions in the Swedish network.

4) Med hensyn til paralleldrift over flere samkøringsforbindelser Norge-Sverige og visse andre driftssituationer kan dimensionerede fejltillæde give en lavere overføringssevne.
Transmission capacity is in some cases reduced by dimensioning fault case.

5) 100 MW gælder ved maksimal produktion i Gejmån-Ajaure-Gardikfors. Ved minimal produktion i disse stationer og maksimalt 250 MW produktionsoverskud i Helgeland er overføringssevnen 200 MW.
100 MW at maximum production in Gejmån-Ajaure-Gardikfors. With minimum production in these stations and 250 MW surplus production in Helgeland the transmission capacity is 200 MW.

6) 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.

7) Preliminær maksimal overføringssevne med begge forbindelser Hasle-Borgvik og Halden-Trollhättan i drift, efter idriftsættelse af netudbygning på norsk side bl.a. 400 kV krydsningen over Oslofjorden (marts 1981).
Preliminary value of transmission capacity with both lines from Hasle to Sweden in parallel, after commissioning of network extensions in Norway (March 1981).

8) Preliminær overføringssevne.
Preliminary capacity.

Det nordiske hovednet med besluttede og planlagte udvidelser.



Tabel 6

Maksimal belastning 3. onsdag i december 1978
Maximum load on the 3rd Wednesday in December 1978

	Maks. kraftstations- belastning ¹⁾ <i>Max. power station output</i>		Installeret netto- effekt <i>Installed net capacity</i>	Maks. systembelastning ²⁾ <i>Max. system load²⁾</i>			
	Lokaltid <i>Local time</i>	MW		MW	1977 Lokaltid <i>Local time</i>	MW	1978 Lokaltid <i>Local time</i>
Danmark³⁾							
Vest for Storebælt (ELSAM) <i>West of the Great Belt</i>	8–9	1880	3426	8–9	2185	8–9	2365
Øst for Storebælt ekskl. Bornholm (ELKRAFT) <i>East of the Great Belt excl. Bornholm</i>	10–11	1593	2950	8–9	1845	17–18	1988
Finland	8–9	5934	9330	18–19	5325	8–9	6210
Island							
Syd-, vest- og nord-Island ⁴⁾ <i>South, West and North Iceland</i>	17–18	369	663				
Norge							
Syd for (<i>south of</i>) 67,5° N	9–10	12670	16733	8–9	10908	9–10	11587
Nord for (<i>north of</i>) 67,5° N	14–15	728	940	8–9	566	14–15	747
Sverige	8–9	16114	25630	8–9	14987	8–9	16182
Nordel, ekskl. Island <i>(excl. Iceland)</i>							
Mellemeuropæisk tid <i>Central-European time</i>	8–9	38696	59009	8–9	35149	8–9	38937

1) Højeste registrerede værdi for netto-elproduktion i MWh/h i kraftværket eller i området.

The highest value noticed of the electricity production in MWh in 1 hour in the station or in the area, net production.

2) Den maksimale systembelastning for et samkøringsområde eller for hele landet er den højeste registrerede værdi i MWh/h for bruttoforbruget inkl. tilfældig kraft til elektrokedler.

The max. system load of a co-operating area or of the whole country is the highest noticed value of the gross consumption incl. excess hydro power to boilers in MWh in 1 hour.

3) Ekskl. industriens egenproduktion.

Excl. industrial selfproducers.

4) Ekskl. Skeidsfossområdet.

The Skeidsfoss area is not included.

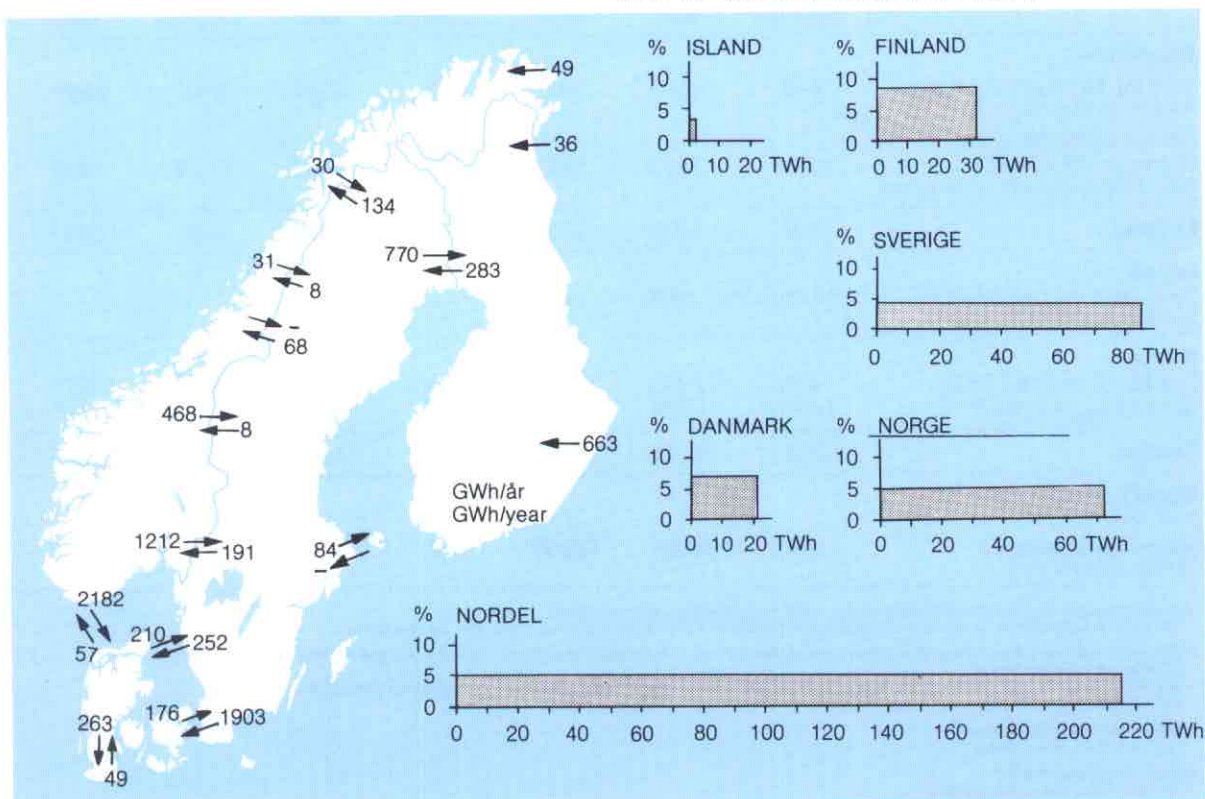
Omsætning af elektrisk energi

Tabel 7

Oversigt over omsætningen af elektrisk energi i Nordel 1978.

Review of the electric energy turnover in Nordel 1978.

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 1978 (GWh)

Review of the electric energy turnover in Nordel in 1978

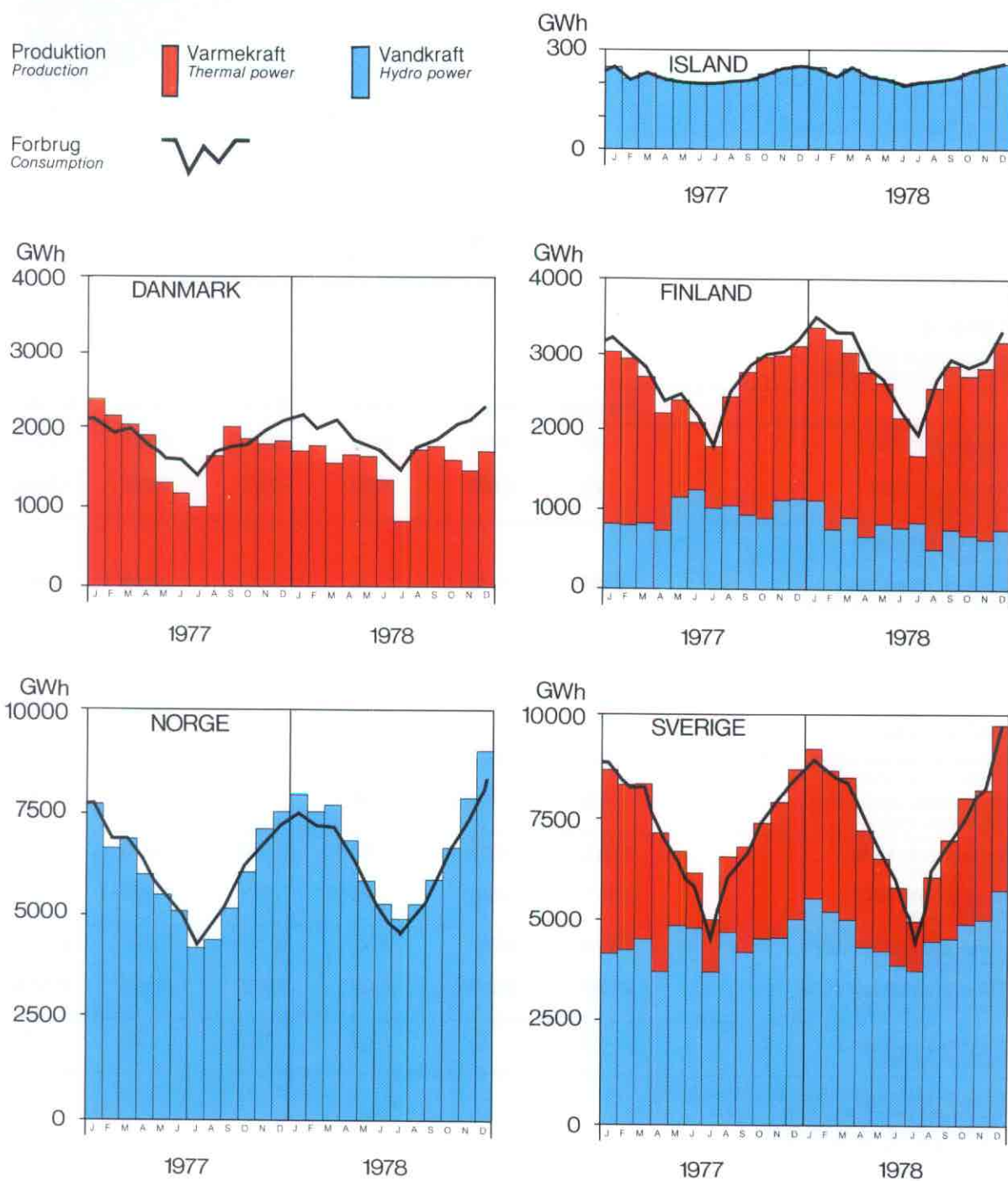
	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Produktion <i>Production</i>	19525	33983	2673	81100	90223	227504
Heraf vandkraft <i>Of this hydro power</i>	20	9744	2605	80960	56907	150236
Import	4693	1553	—	466	2410	748
Total produktion og import <i>Total production and import</i>	23911	35536	2673	81566	92633	228252
Eksport	706	283	—	3923	3418	263
Bruttoforbrug <i>Gross consumption</i>	23205	35253	2673	77643	89215	227989
Tilfældig kraft til elektrokedler etc. ¹⁾ <i>Excess hydro power for electric boilers etc.</i>	—	3	—	1430	—	1433
Bruttoforbrug ekskl. tilfældig kraft til elektrokedler etc. <i>Gross consumption excl. excess hydro power for electric boilers etc.</i>	23205	35250	2673	76213	89215	226556
Stigning fra 1977 % <i>Increase as against 1977 %</i>	6,9	8,7	2,7	4,9	4,3	5,4

¹⁾ Heraf pumpekraft 215 GWh.
Of this pumped storage power 215 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 1977 og 1978. Den totale produktion inden for Nordel var i 1978 227,5 TWh, altså 5,8% højere end i 1977. Vandkraftens andel af totalproduktionen var 66% mod 65% i 1977 og ca. 74% i 5-års-perioden 1971-75. Fig. 4 viser, hvordan produktionen i 1978 fordelte sig på de forskellige kategorier.

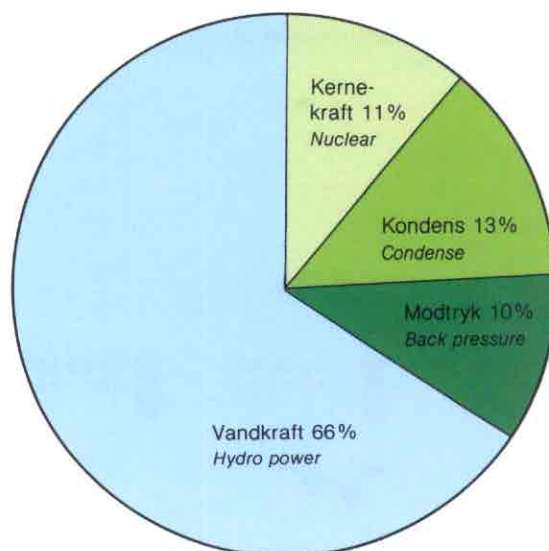


Fig. 4
Total elektricitetsproduktion inden for Nordel
Total electricity production within Nordel

Tabel 8

Elproduktion (GWh)
Electricity production (GWh)

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vandkraft 1978 <i>Hydro power</i>	20	9744	2605	80960	56907	150236
Vandkraft 1977 <i>Hydro power</i>	22	12000	2520	72203	52805	139550
Varmekraft 1978 <i>Thermal power</i>						
Modtryk, fjernvarme <i>Back pressure, district heating</i>	2488	3712	–	–	5318	11518
Modtryk, industriel <i>Back pressure, industry</i>	260	5874	–	70	3925	10129
Kondens, proces <i>Condense, process</i>	–	496	0	–	–	496
Kondens, kerne <i>Condense, nuclear</i>	–	3106	–	–	22744	25850
Kondens, konventionel <i>Condense, conventional</i>	16627	10825	–	31	1213	28696
Gasturbine, diesel m.v. <i>Gas turbine, diesel etc.</i>	130	226 ³⁾	68 ¹⁾	39	116	579
Varmekraft 1978 <i>Thermal power</i>	19505	24239	68 ¹⁾	140	33316	77268
Varmekraft 1977 <i>Thermal power</i>	21075	19563	82 ²⁾	229	34601	75922
Total produktion 1978 <i>Total production 1978</i>	19525	33983	2673	81100	90223	227504
Total produktion 1977 <i>Total production 1977</i>	21097	31563	2602	72432	87406	215100
Stigning i procent <i>Increase, per cent</i>	–7,5	7,7	2,7	12,0	3,2	5,8

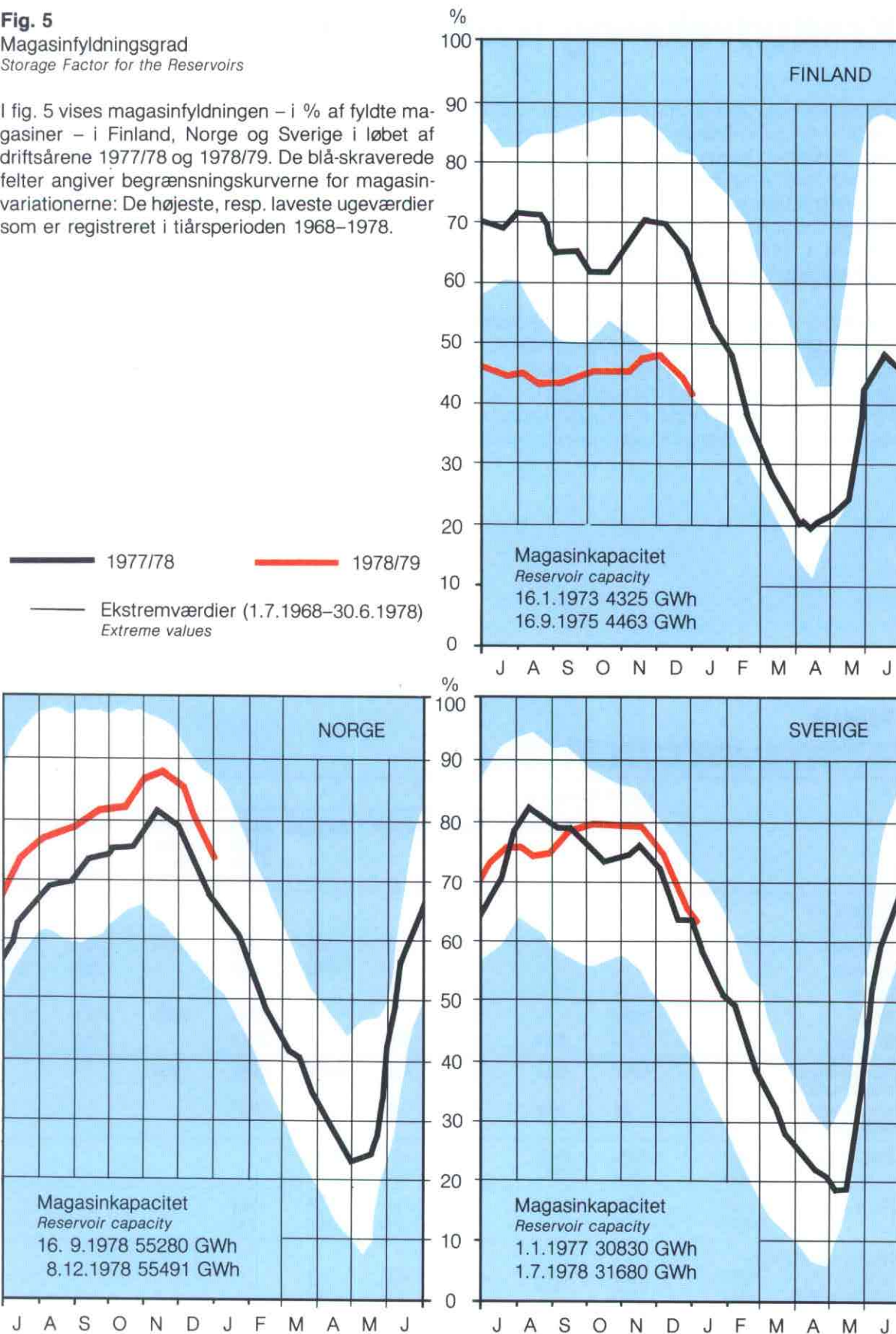
1) Heraf geotermisk kraft 18 GWh (1978).
Of this geothermal 18 GWh (1978).

2) Heraf geotermisk kraft 16 GWh (1977).
Of this geothermal 16 GWh (1977).

3) Heraf 221 GWh naturgas – grundlastproduktion.
Of this 221 GWh base-load production from natural gas.

Fig. 5**Magasinfyldningsgrad***Storage Factor for the Reservoirs*

I fig. 5 vises magasinfyldningen – i % af fyldte magasiner – i Finland, Norge og Sverige i løbet af driftsårene 1977/78 og 1978/79. De blå-skraverede felter angiver begrænsningskurverne for magasinvariationerne: De højeste, resp. laveste ugeværdier som er registreret i tiårsperioden 1968–1978.



Kraftudveksling mellem landene

Nordel-landenes import og eksport er vist i tabel 9. Desuden er vist nettoimporten i % af bruttoforbruget. Danmark havde den største import på 4,4 TWh, hvoraf det meste fra Norge. Nettoimport til Danmark blev på 3,7 TWh mod 0,6 TWh i 1977. Sverige havde en nettoeksport på 1,0 TWh mod 1,9 TWh i 1977. Finlands nettoimport blev på 1,3 TWh mod 0,9 TWh i 1977.

Værdierne i tabel 9 og fig. 6 omfatter de fysiske udvekslinger, dvs. hvis en udveksling mellem to lande modsvarer af en samtidig og modsat rettet udveksling på en anden samkøringsforbindelse mellem de samme to lande, medregnes begge udvekslinger i de respektive import- og eksportsaldi.

Tabel 9

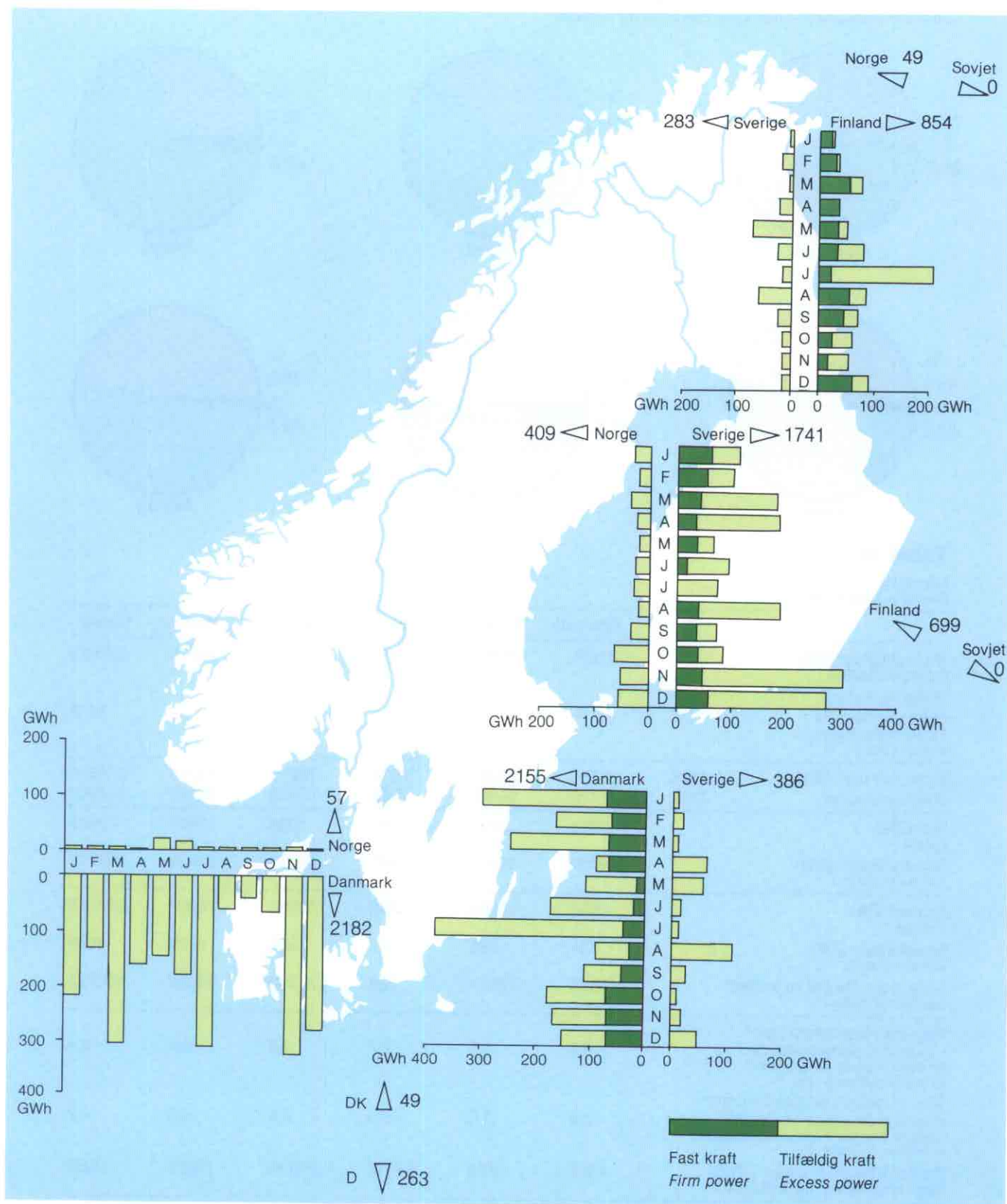
Nordel-landenes el-energiudveksling 1978 (GWh)
The Nordel-countries' exchange of electric energy in 1978 (GWh)

		Import til/Import to						Total eksport	
		Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel- lande Nordel countries	Andre lande Other countries	1978 1977
Eksport fra: Export from:									
Danmark		–	–	–	57	386	443	263	706 1900
Finland		–	–	–	–	283	283	–	283 502
Island		–	–	–	–	–	–	–	–
Norge		2182	–	–	–	–	1741	3923	3923 1570
Sverige		2155	854	–	409	–	3418	–	3418 5183
Nordel-lande Nordel countries		4337	854	–	466	2410	8067	263	
Andre lande Other countries		49	699	–	49	–	797		
Total import	1978	4386	1553	–	515	2410			
	1977	2529	1393	–	2653	3328			
Nettoimport	1978	3680	1270	–	–3408	–1008	534		
	1977	629	891	–	1083	–1855	748		
Nettoimport/brutto- forbrug i % Net import/gross consumption in per cent	1978	15,9	3,6	–	–4,4	–1,1			
	1977	2,9	2,7	–	1,5	2,4			

Fig. 6

Månedlig udveksling af elektrisk energi mellem
Nordel-landene 1978

Monthly exchange of electricity within Nordel 1978



Elforbruget

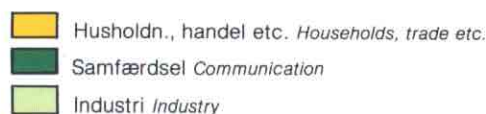


Fig. 7

Elforbrug fordelt på konsumentgrupper
Electricity consumption distributed on consumer groups



Tabel 10

Elforbrug
Electricity consumption

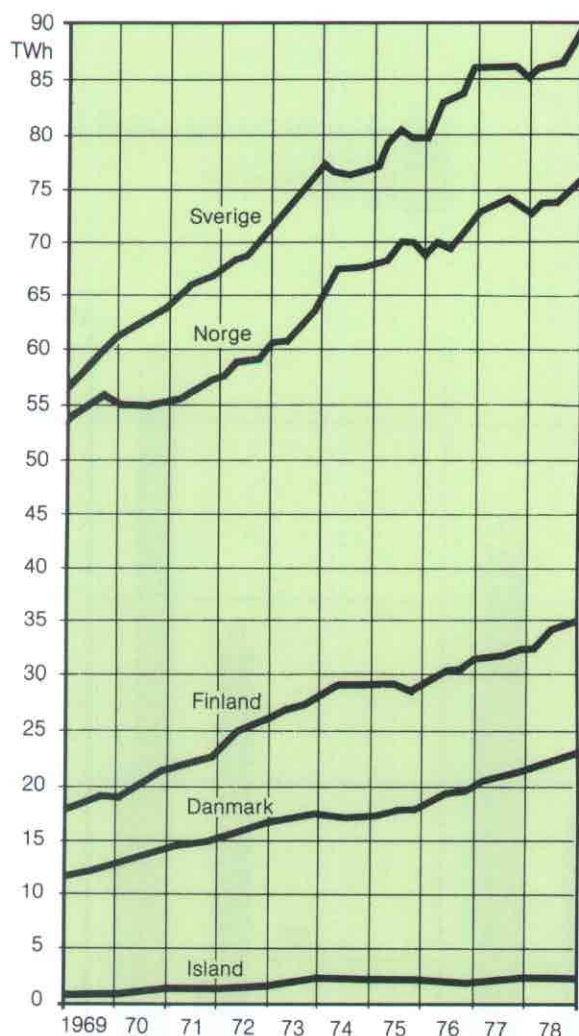
		Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Bruttoforbrug GWh <i>Gross consumption</i>		23205	35253	2673	77643	89215	227989
Tilfældig kraft til elektrokedler GWh <i>Excess hydro power to electric boilers</i>		–	3	–	1430 ¹⁾	–	1433
Bruttoforbrug* GWh <i>Gross consumption*</i>	1978	23205	35250	2673	76213	89215	226556
	1977	21726	32442	2602	72633	85551	214954
Tab GWh <i>Losses</i>		2575	2250	280	7883	7857	20845
Nettoforbrug* GWh <i>Net consumption*</i>		20630	33000	2393	68330	81358	205711
Industri GWh <i>Industry</i>		5400	20000	1598	36320	38591	101909
Samfærdsel GWh <i>Communications</i>		125	155	67	620	2112	3079
Husholdn., handel m.v. GWh <i>Households, trade etc.</i>		15105	12845	728	31390	40655	100723
Stigning i bruttoforbruget* i forhold til foregående år i % <i>Increase in gross consumption* as against previous year, %</i>		6,9	8,7	2,7	4,9	4,3	5,4
Gns. stigning i bruttoforbruget* indenfor de sidste 10 år i % <i>Average increase in gross consumption* in the last 10 years, %</i>		5,8	7,2	14,0	3,5	4,5	4,2
Bruttoforbrug* pr. indb. i kWh <i>Gross consumption* per inhabitant</i>		4540	7426	11917	18742	10769	10099

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

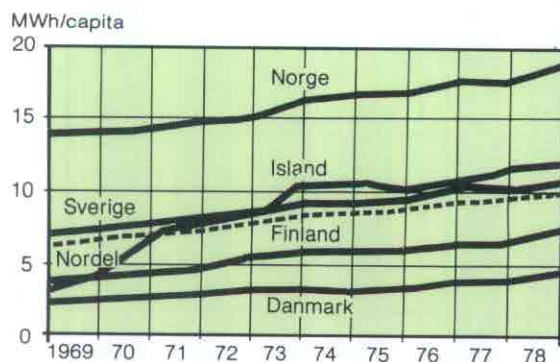
¹⁾ Elektrokedler (1215) + pumpekraft (215).
Incl. energy used for pumped storage.

Fig. 8

12-måneders kurve for bruttoforbruget* 1969-1978
12-months curve for gross consumption* 1969-1978

**Fig. 9**

Bruttoforbrug* pr. indbygger
Per capita consumption*



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

Prognoser

Nedenstående tabeller bygger på elforsyningens egne vurderinger af elforbrugets sandsynlige udvikling. Disse prognoser 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 el-energiforbruget (TWh/år)
Forecasts for the electric energy consumption (TWh/year)

	1978	1980	1985	1990
Danmark	23,2	26	34	43
Finland	35,3	38	47	57
Norge	76,2	80	96	110
Sverige	89,2	100	127	145
Nordel totalt*	223,9	244	304	355

* Ekskl. Island
Excl. Iceland

Tabel 12

Effektprognoser (MW)
Power forecasts (MW)

	1978/79	1980/81	1985/86	1990/91
Danmark	4650	5350	7000	8800
Finland	5930	6600	8200	10000
Norge	12500	13675	16700	19400
Sverige	17753	19000	24000	27000
Nordel totalt*	40833	44625	55900	65200

* Ekskl. Island
Excl. Iceland

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.)

	1978	1980	1985
Danmark	6449	7300	8850
Finland	9330	10350	11450
Norge	17673	19500	24800
Sverige	25630	26600	33500
Nordel totalt*	59082	63750	78600

* Ekskl. Island
Excl. Iceland

Fig. 10

Fordeling af elenergitilgang på energityper.
 Til vandkraft er alene medregnet fast krafttilgang.
 Yderligere tilgang af vandkraft vil medføre et mindsket forbrug af fossilt brændsel.
Distribution on energy sources of electricity (production and import)

Fordeling af brændselsforbrug uden for elsektoren.
Fuel consumption, other than for electricity production.

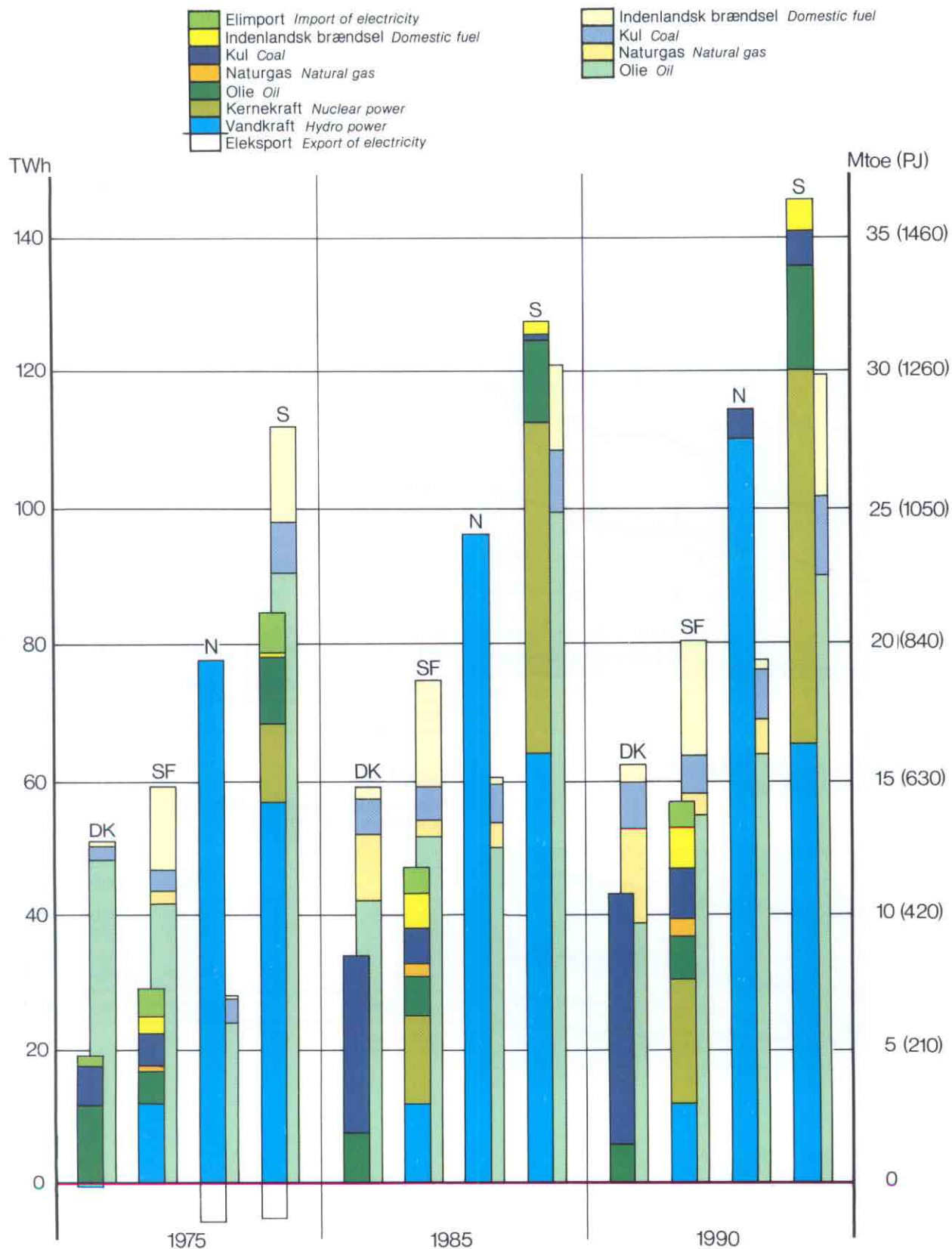


Fig. 10 viser fordelingen af elenergitilgang (produktion + import) i de 4 lande Danmark, Finland, Norge og Sverige i 1975 på de forskellige kategorier i vandkraft, kernekraft og anden varmekraft baseret på forskellige brændselstyper. Endvidere vises prognoser for årene 1985 og 1990. (For vandkraften er der regnet med middel årsproduktion). Som yderligere information er for enkelte lande og år vist eksporten af elektrisk energi.

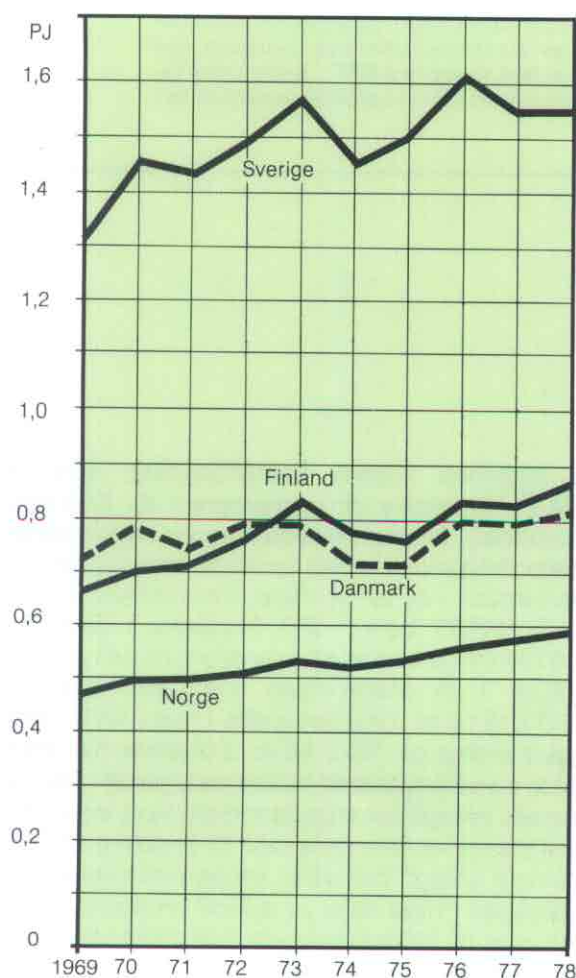
Elenergifordelingen er vist på baggrund af landenes energiforbrug uden for elsektoren. For hvert af årene er der for hvert land indtegnet to søjler. Den venstre, forreste, søjle viser fordelingen af elenergien. Den højre, bageste, søjle viser det øvrige energiforbrug.

For skalaerne i figuren gælder følgende:

- Venstre skala i TWh gælder for elenergitilgangen.
- Højre skala i Mtoe (mill. t olieækvivalent) 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 (0,25 Mtoe 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 ved 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 varme kilder (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 1978 på 17,2 mill. t olie og 13,2 mia. m³ gas, svarende til i alt ca. 1300 PJ.

Fig. 11 viser udviklingen af det totale energiforbrug i Danmark, Finland, Norge og Sverige i 10-årsperioden 1969–1978, angivet i PJ. Vandkraft og kernekraft er her omregnet efter det teoretiske energiindhold, dvs. 1 TWh = 3,6 PJ.

De nordiska kraftföretagens utvecklingsverksamhet

– en översikt av den aktuella situationen.

Av sekr. i Nordels planeringsutskott Anders Löf, Statens Vattenfallsverk, i samarbete med kontaktmän hos de nordiska elkraftföretagen.

Forsknings- och utvecklingsverksamhet (FoU-verksamhet) på energiområdet har under senare år aktualiserats och intensifierats i de flesta länder, speciellt i de industrialiserade länderna. En händelse som i hög grad bidragit härtill var den så kallade oljekrisen hösten 1973.

Forskningsorganisationen världen över har genomgått en omfattande upprustning och stora belopp satsas årligen på energi-FoU. Största insatserna sker i de stora industriländerna, kanske främst i USA, men även i små länder som de nordiska bedrivs en i förhållande till ländernas storlek omfattande verksamhet.

Denna artikels syfte är i första hand att informera om den utvecklingsverksamhet som de nordiska elkraftföretagen bedriver. Som en allmän bakgrund lämnas dock inledningsvis en översikt över den totala satsningen på energi-FoU i de nordiska länderna.

Det bör redan här noteras, att utvecklingsverksamhet på främst elenergiområdet sedan gammalt ingått som en naturlig del i kraftföretagens verksamhet.

Island intar på energiområdet en särställning i Norden. Landet har i förhållande till befolkningsstorleken mycket stora vattenkrafttillgångar, vilka hittills endast behövt utnyttjas i begränsad omfattning. Island är också det enda av länderna som har konventionella geotermiska energitillgångar. Dessa utnyttjas för uppvärmning av bostäder, växthus och simbassänger, på senare tid också inom industrin och för elproduktion. Av Islands befolkning bor nu närmare hälften i hus uppvärmda med geotermisk energi. Man bedömer, att denna andel kan ökas till upp mot 80%. I denna artikel behandlas ej isländsk energi-FoU, eftersom förhållandena i Island ju är så väsentligt annorlunda än i de övriga nordiska länderna.

I. Översikt av den totala FoU-verksamheten i Norden

Danmark

Danmark är i sin energiförsörjning helt beroende av importerade energiråvaror. Det är mot denna bakgrund naturligt, att man arbetar aktivt på att åstadkomma en spridning av försörjningen på så många energislag som möjligt. Från en oljeandel i totala energiförsörjningen på ca 87% år i 1975 är målsättningen en minskning till ca 60% år 1985 och till mindre än 50% år i 1995.

Huvudansvaret för den statliga satsningen på energi-FoU åvilar Handelsministeriet. Det är dock Energistyrelsen som sköter den praktiska hanteringen och administrationen av verksamheten. För de olika projekten har utsetts projektledningar, vanligen vetenskapliga institutioner. Man eftersträvar en stark knytning av den danska industrin till de olika FoU-projekten.

I rapporten »Dansk Energiforskning; april-maj 1976«, framlades ett stomprogram för FoU-verksamheten. Baserat på detta program vidarebearbetades frågan och en rad konkreta forskningsprojekt initierades. I en första etapp, som omfattade perioden 1976/77 t.o.m. 1979, beviljades i december 1976 statliga anslag till energiforskningen på 45.3 MDkr. I en andra etapp omfattande perioden 1977/78 t.o.m. 1982 beviljades i mars 1978 ytterligare anslag på 150.9 MDkr. Därutöver har statsstöd också beviljats till danskt deltagande i internationellt energiforskningssamarbete inom International Energy Agency (IEA) samt till forskning om geotermisk energi. Vad gäller geotermisk energi finns nämligen i vissa delar av Jylland varmvattenförande lager på ett djup som kan möjliggöra utnyttjning för bostadsuppvärmning.

Nedanstående tabell visar fördelningen av hittills beviljade statsmedel på olika projekt.

Projekt	Anslag för perioden 1977 t.o.m. 1982, MDkr
- Uran, olje- och gas-resp. kol- prospektering Grönland	45.2
- Försök med urananvändning	36.3
- Kolförbränning	5.3
- Fusion	5.9
- Energilagring	12.5
- Vindkraft	33.4
- Energiförbrukning i byggnader	37.1
- Energiförbrukning inom jordbrukssektorn	8.5
- Stöd till uppfinningar. Utredningar	12.0
- International Energy Agency	5.6
- Geotermisk energi	37.0
	238.8

Utöver ovan redovisade belopp bidrar de danska elverken och en rad industrier ekonomiskt eller i form av arbetsinsatser i energiforskningen.

Finland

I Finland hade man redan före energikrisen 1973 en ganska god spridning av energiförbrukningen på olika energiråvaror. Kol var ett rätt vanligt bränsle i kraftverken. Även den inhemska energitillgång som finns i de finska torvmossarna utnyttjades. Finland har också vattenkrafttillgångar som ger värdefullt inhemskt bidrag till energiförsörjningen.

Importen av energiråvaror är betydande. År 1977 motsvarade värdet därav 23 % av landets totala import. Oljeandelen i den totala primära energianvändningen var 1977 styvt 50 %. Energiråvarornas reella världsmarknadspris bedöms fortsätta att stiga. Utan åtgärder för att begränsa denna import kommer den att innebära ökande ansträngning av bytesbalansen och även ökad känslighet för störningar i tillförseln.

En arbetsgrupp tillsatt av Handels- och industriministeriet framlade i mars 1978 förslag dels om statliga anslag till energi-FoU, dels om hur verksamheten skall organiseras och administreras. Förslagen godkändes i mars 1979 av regeringen.

Man har sökt anpassa anslagets storlek till att motsvara det verkliga behovet. Tidigare har de varit knappt tilltagna. Föreslagen fördelning på forskningsområden för åren 1979 och 1983 redovisas i nedanstående tabell. Den inkluderar alla statliga anslag till energi-FoU, således ej bara de som finansieras av Handels- och industriministeriet.

Forskningsområde	1979 MFmk	1983 MFmk
- Energikonsumtion och sparande	9.0	17.3
- Inhemska energikällor	4.0	7.0
- Kärnenergiteknik	19.0	24.5
- Energisystem	1.3	1.8
- Övrigt	2.0	3.2
	35.3	53.8

Satsningen på kärnkraftteknik har hittills varit mycket dominerande. Området energikonsumtion och -sparande föreslås fortsättningsvis ges en ökande betydelse. Som en väsentlig del inryms däri forskning om energibesparande åtgärder i industrin. Även området inhemska energikällor föreslås få ökat anslag, främst forskning om torv och träavfall som energiråvara.

Energiforskningen administreras när det gäller budgetmedel av Handels- och industriministeriet. Ett energipolitiskt råd behandlar dimensionering av och huvudsaklig målsättning för verksamheten. De viktigaste energipolitiska mål som uppställts är: att spara energi, att öka andelen inhemsk energi samt att effektivisera skötsel och planering av energihushållningen. Ett utskott under Energipolitiska rådet har tagit fram ett FoU-program för energisektorn. För att behandla viktigare delområden inom energiforskningen bildas särskilda specialistgrupper som utarbetar program för dessa områden och yttrar sig om enskilda forskningsprojekt.

Ministeriets arbetsgrupp betonar, att energiforskningen till övervägande del bör vara målinriktad och sträva till vissa konkreta resultat. Sådana objekt där praktiska resultat snabbt kan utnyttjas bör prioriteras. Vad gäller viktiga områden som fordrar stora investeringar betonas enda möjligheten ofta vara att delta i internationella samarbetsprojekt.

Norge

Norge har mycket stora vattenkrafttillgångar. Den billiga vattenkraften har medfört, att den norska energiförsörjningen i högre grad än i de övriga nordiska länderna kunnat baseras på elkraft. Mer än 50 % av den nyttiggjorda energin utgöres av elenergi. Redan före oljekrisen hade man börjat utvinna olja och naturgas i Nordsjön och man räknade redan då med, att bli exportör av olja och naturgas.

Även i Norge har man gått in för FoU-verksamhet på energiområdet. Detta gäller såväl konventionell energi som energiekonomisering och nya energikällor. Huvudsakligen administreras den norska energiforskningen av Olje- och energidepartementet.

De statliga anslagen till energiforskning var före mitten av 1970-talet relativt små. Första gången några större anslag beviljades var 1977. De statliga anslagen för 1978 till de olika forskningsområdena framgår av nedanstående tabell.

Forskningsområde	Anslag för 1978 MNkr
– Energiekonomisering	30.5
– Olja och naturgas	79.5
– Kärnkraft	19.0
– Vattenkraft	25.5
– Övriga förnyelsebara energikällor	9.5
– Diverse	6.0
	170.0

Medan huvudparten av energiforskningen med sikte på kraftförsörjning, miljöfrågor och långsiktiga forskningsprojekt finansieras med offentliga medel så gör industrin betydande satsningar när det gäller ombyggnader för ändringar i energiutnyttjandet vid olika processer, energisparande m.m. Industrins totala satsning på energiforskning har för 1978 uppskattats till 150–180 MNkr.

Inom forskningsområdet nya energikällor intar våg-energin en framskjuten plats. Av för 1979 totalt beviljade ca 18 MNkr är ca 13.5 MNkr avsedda för vågenergiforskning.

De statliga anslagen fördelas via många olika kanaler. Den framtida organisationen, samordningen och administrationen av energiforskningen är under utredning. Det kommer inte att upprättas något nationellt organ för energiforskningen, utan den förutsätts väsentligen fortsätta där den nu bedrivs. Man eftersträvar dock en bättre styrning och samordning, varför Olje- och energidepartementet föreslår, att det inrättas en Rådgivande kommitté för energiforskning.

Sverige

Sverige har betydande vattenkrafttillgångar och även stora uranförekomster. Vattenkraften har utnyttjats sedan länge. Om urantillgångarna kommer att bli utnyttjade är för dagen osäkert. Sveriges oljeberoende är mycket stort, för närvarande ca 70%. Det är därför naturligt, att FoU-insatserna på energiområdet i hög grad går ut på att minska detta beroende.

Det statliga programmet för forskning och utveckling inom energiområdet kallas Huvudprogram Energiforskning. Det är indelat i 6 program, som i sin tur kan vara indelade i delprogram. För planering och genomförande svarar en rad statliga s.k. programansvariga organ.

I nedanstående tabell redovisas de olika energiforskningsprogrammen och anslaget till energi-FoU för treårsperioden 1978/79–1980/81.

Program	Anslag för treårsperioden 1978/79–1980/81, MSkr
1 Energianvändning i industriella processer m.m.	86
2 Energianvändning för transporter och samfärdsl	32
3 Energianvändning för bebyggelse	155
4 Energiproduktion	393
5 Allmänna energisystemstudier	15
6 Energirelaterad grundforskning	30
– För senare fördelning (större försöksanläggningar)	96
– Programsamordning m.m.	12
– Med huvudprogrammet sammanhängande insatser, bl.a. internationellt samarbete	23
	842

Programmet Energianvändning i industriella processer är uppdelat på flera delprogram avseende dels allmänna studier, dels studier som behandlar olika industrigrenar och industriella processer.

Inom programmet Energianvändning för transporter och samfärdsl har uppdelning gjorts på delprogram för åtgärder i transportsystemet och energianvändning i drivsystem.

Programmet Energianvändning för bebyggelse omfattar delprogram för bl.a. effektivare energianvändning, värmepumpar och solvärmesystem, energilagring m.m. I regeringens energiproposition mars 1979 föreslås för detta program ytterligare anslag på 142 MSkr för de närmaste tre åren.

Programmet Energiproduktion inrymmer en rad delprogram för inhemska bränslen, kol, vindenergi, lättvattenreaktorer, fusionsenergi m.m. Man har ägnat stort intresse åt vindenergi och har byggt en mindre vindkraftstation (60 kW) vid Älvkarleby. Två stora prototypanläggningar (vardera 2–4 MW) är för närvarande i offertskedet. Inom övriga delprogram finns ännu inga projekt som kommit så långt som till slutredovisning.

Delegationen för energiforskning ansvarar för att ta fram underlag för planering av forskning och utveckling inom energiområdet i ett långsiktigt perspektiv och skall även verka för samordning av forsknings- och utvecklingsprogrammen. Delegationen är ansvarig för programmet Allmänna energisystemstudier och har ett samordningsansvar vad gäller programområdet Energirelaterad grundforskning.

Utöver ovan beskrivna Huvudprogram Energiforskning pågår FoU-verksamhet på energiområdet inom flera såväl statliga som enskilda verksamheter och vid de tekniska högskolorna.

II. De nordiska kraftföretagens utvecklingsverksamhet

Det är väsentligen utvecklingsverksamhet som bedrivs av de nordiska kraftföretagen och endast i mycket begränsad omfattning forskning.

Som redan tidigare nämnts är utvecklingsarbete på energiområdet inget nytt verksamhetsfält för kraftföretagen. De har av tradition haft en betydelsefull roll för att inom sitt verksamhetsområde bidra till att föra utvecklingen framåt. All introduktion av ny teknik föregås av ett intensivt utvecklingsskede. Tyngdpunkten för satsningen har dock varierat och kommer även i fortsättningen att anpassas efter de nya krav, som ställs av den tekniska utvecklingen eller omgivningen.

Behovet att inrikta verksamheten på nya områden har aktualiserats, eftersom ökande energianvändning förutsätter, att nya energiformer och ny energiteknik tas i bruk. Också upprätthållandet av existerande energisystem fordrar insatser på olika områden. Kraftföretagens verksamhetsområde har under senare tid också ofta påverkats av det förhållandet, att många elverk övergått till att bli energiverk med ansvar även för värmeförsörjning. Denna utveckling väntas fortsätta.

Det bör här framhållas, att kraftföretagens utvecklingsinsatser väsentligen sker av personal som tillika är engagerad i planerings-, drift- eller utbyggnadsverksamhet. Några speciella utvecklingsavdelningar inom företagen är således i allmänhet ej organiserade. Det finns dock branschinstitut organiserade för speciella forskningsuppdrag. På flera håll pågår aktiviteter för att i större utsträckning samordna verksamheten.

I det följande behandlas i detta avsnitt verksamheter inom områdena:

- A. *Energiomvandling* med underrubrikerna vattenkraft, kärnkraft, fossila bränslen, nya energislag.
- B. *Energitransporter och energilagring* med underrubrikerna elöverföring, värmeöverföring, energilagring.
- C. *Energianvändning*.
- D. *Ekonomiska och personella insatser*, ett försök att ge en indikation om de nordiska kraftföretagens samlade satsning på utvecklingsarbete.

Efterföljande redovisning har inga anspråk på att vara heltäckande. Den antyder dock, att kraftföretagen gör betydande insatser vad gäller utveckling inom sitt verksamhetsområde.

A. Energiomvandling

Vattenkraft

Vattenkraftutbyggnader av konventionellt slag baseras på väl etablerad teknik. Uppföljning av den tekniska utvecklingen och anpassning av aktuell verksamhet därtill sker rutinmässigt inom kraftföretagen.

Efterhand som andra energislag även i vattenkraftländerna övertar en ökande produktionsandel innebär detta en förändrad roll för vattenkraften. Den kommer alltmera att utnyttjas som topp- och reglerkraft. Ökad utbyggnadsgrad i vissa vattendrag och kraftstationer förutses. Utvecklingsinsatser erfordras för att anpassa vattenkraften till denna nya roll i kraftsystemet. Särskilt om nya energislag introduceras i större omfattning i produktionssystemet så kommer detta att leda till väsentliga förändringar i utnyttjningen av den snabbt reglerbara vattenkraften med goda magasineringsmöjligheter.

Speciellt i Norge, som är det enda av de samkörande Nordel-länderna där mera omfattande nyutbyggnad av vattenkraft nu sker, pågår omfattande modellundersökningar av vattendrag. Det är inte bara älvarna och kraftverken som studeras utan också bl.a. hur utbyggnaderna påverkar genomströmningen i sjöar. För tunnlar har utförts både teoretiska och experimentella undersökningar.

Ökat krav på rationell utnyttjning av den tillgängliga vattenkraften ställer stora krav på den teknisk-ekonomiska driften av anläggningarna. Körning av kraftstationerna på optimal verkningsgrad är angelägen. Man har i ökande omfattning tagit datamaskiner till hjälp i detta optimeringsarbete.

Tidigare fanns i mindre åar och bäckar många små vattenkraftstationer för elförsörjningen av lokala områden eller industrier. Efterhand som stora och specifikt billigare produktionsanläggningar byggts ut och så gott som alla konsumenter blivit anslutna till det samkörande elnätet, så har dessa små anläggningar förlorat i betydelse och blivit oekonomiska. Flertalet har lagts ned. Med ökande specifika utbyggnadskostnader och även brist på utbyggnadsobjekt har under senare år intresset ökat för att åter etablera små enheter för elproduktion, så kallade minikraftverk. Kraftföretagen har i samarbete med den tillverkande industrin startat utvecklingsverksamhet som bl.a. syftar till standar-

diserade konstruktioner. Några prototypanläggningar har byggts och tagits i drift. Som regel är kostnaderna relativt höga.

Vad gäller vattenkraftmagasin, såväl stora som små, fordras ökade kunskaper om dammsäkerheten under dammarnas hela livslängd. Utvecklingsverksamheten avser såväl befintliga som tillkommande dammar.

Utvecklingsinsatserna inom miljövårdsområdet har, när det gäller vattenkraftutbyggnader, i hög grad koncentrerats kring att minska den negativa påverkan genom neddämning av markområden och kring fiskevårdsfrågor.

Kärnkraft

Hittills är det inom Norden bara Finland och Sverige som har kärnkraftstationer i drift.

Statliga insatser i de olika länderna på kärnenergiområdet har redovisats i översikten om den totala FoU-verksamheten. Vad gäller ländernas deltagande i utvecklingen av brytareaktorer och andra avancerade bränslecykler och reaktorsystem sker detta främst genom internationellt samarbete.

Kraftföretagens utvecklingsinsatser på kärnenergiområdet avser väsentligen lättvattenreaktorer, d.v.s. den reaktortyp som nu är i drift och under byggnad i Finland och Sverige. Verksamheten domineras av strävan att åstadkomma minsta möjliga miljöpåverkan vid elproduktion med kärnkraft. Här ingår t.ex. ytterligare reduktion av stråldoserna för den personal som arbetar i kärnkraftverken och med hanteringen av avfallet från dessa. Utvecklingsinsatser görs också för att åstadkomma ökad tillgänglighet och tillförlitlighet hos anläggningarna.

Kärnbränsleförsörjningen tillmäts stor betydelse. Insatserna på detta område syftar dels till att åstadkomma största möjliga försörjningstrygghet, dels till att åstadkomma förbättrad ekonomi genom ökad utbränning av bränslet.

Övervakningen av frågor rörande kärnkraftverkens säkerhet handhas av myndigheter. Enbart i Sverige befinner sig ca 120 forskningsprojekt i olika stadier, från avslutade till pågående. Företag med kärnkraftverk i sin produktionsapparat måste erlagga forskningsavgifter till dessa myndigheter. Kraftföretagen medverkar också med personalinsatser i deras arbete.

Utvecklingsarbetet inom avfallshanteringens område, som är av mycket stor betydelse, innebär

väsentligen vidareutveckling av metoder och hjälpmedel för hantering och slutförvaring av det radioaktiva avfallet.

Under senare tid har allt oftare diskuterats utnyttjning av värme från kärnkraftverken för uppvärmningsändamål. Kraftföretagen är engagerade i omfattande utvecklingsverksamhet vad gäller sådan värmeutnyttjning. Det bör dock noteras, att detta innebär viss reduktion av elproduktionsförmågan i de anläggningar som berörs. Även introduktion av rena kärnvärmeverk är föremål för undersökningar, där kraftföretagen är engagerade. Således studeras i Finland, som en bland flera alternativa möjligheter, värmeproducerande reaktorer i samband med planeringen av Helsingfors-regionens energiförsörjning. (Se även avsnittet om värmeöverföring under rubriken Energitransporter och energilagring).

Utnyttjande av det varma kylvattnet från kärnkraftverk, men även från fossileldade anläggningar, för fisk- och växtodling studeras, liksom olika kylvattnearrangemang ur teknisk, ekonomisk och miljömässig synpunkt.

Fossila bränslen

Danmark, Finland och Sverige har alla stora fossileldade kraftverk i sina produktionssystem. I det norska systemet finns däremot endast några små fossileldade anläggningar. I Sverige är den helt dominerande andelen fossileldade produktionskapacitet oljeeldad, medan i Danmark och Finland många anläggningar är koleldade, ofta med möjlighet att variera mellan kol och olja. I Danmark har skett och pågår fortfarande ombyggnader av tidigare oljeeldade anläggningar till koleldning. Man räknar där med att under 1980-talet uppnå, att ca 80% av elproduktionen blir baserad på kol. I Finland finns också anläggningar som eldas med torv eller naturgas.

Förväntad framtida brist på olja och ökande pris på denna energiråvara bedöms leda till ökad utnyttjning av kol som bränsle för såväl el- som värmeproduktion. Inom Norden finns redan stor praktisk erfarenhet av koleldning, men betydande utvecklingsinsatser på området är ändå angelägna.

Utvecklingsarbete pågår inom kraftföretagen för att minska den miljöpåverkan som koleldning innebär. Ett dansk-svenskt samarbetsprojekt pågår om avsvavlingsproblematiken vid kolförbränning. Mätmetoder för spridningen av olika tungmetaller utvecklas, liksom studier sker om hur deponeringen av de resulterande reduktionsprodukterna bäst bör

ske. Rening av kolet före förbränning och av avgaserna efter förbränning är en framkomlig väg, vilken dock bedöms leda till stora miljöproblem vid omhändertagandet av de avfallsprodukter som erhålls. En bättre framkomstväg torde därför vara att söka åstadkomma ny förbränningsteknik för kolet, exempelvis fluidized-bed-förbränning eller kolför-gasning. En sådan förbättrad förbränningsteknik bedöms innebära mindre miljöbelastning.

Svenska regeringen kommer att ge Vattenfall i uppdrag att i samarbete med andra kraftföretag, Naturvårdsverket m.fl. snarast möjligt redovisa en utredning om, hur hälso- och miljöproblemen vid koleldning kan lösas på ett godtagbart sätt.

Utnyttjande av de stora askmängder som skulle erhållas vid ökad kolförbränning är föremål för studier. En betydande del av den aska som man nu får används inom cementindustrin. Andra användningsområden som kan bli aktuella är för betong-framställning och som vägbyggnadsmaterial.

Ökat kolutnyttjande innebär också kolförsörjningsproblem, såväl vad gäller marknads-, transport- som lagringsfrågor. Insatser erfordras för att kartlägga och lösa dessa problem.

Ett stort antal projekt för att förbättra befintlig kraftverksteknologi och därmed höja anläggningarnas tillgänglighet och verkningsgrader är under arbete.

Torv som bränsle har länge använts i Finland. Man utnyttjar främst torven i kraftvärmeverk. Studier pågår också rörande värmecentraler och om utnyttjande av ny förbränningsteknik, liksom om möjligheterna att förädla torven genom våtkolning. En studie om att utnyttja torv för kondensproduktion planeras. Intresset för torvutnyttjning har under senare år ökat också i Sverige. Man räknar med att genomföra utbyggnad av några torveldade anläggningar. Utvecklingsarbete pågår om förutsättningarna för torvutnyttjning i värmeverk liksom beträffande förbränningstekniken för torv.

Ur beredskapssynpunkt är torv ett intressant bränsle, som kan få ökad betydelse.

Nya energislag

Behovet av att på sikt åstadkomma utnyttjning av nya energikällor, främst förnyelsebara sådana, är odiskutabelt. Utnyttjandet av nya energislag har också i hög grad dominerat energidebatten under senare år. Det är dock angeläget att här betona, att inget av dessa energislag ännu är utvecklat för storskalig användning och att det sannolikt ännu dröjer avsevärd tid innan så är fallet.

Solenergin är det energislag till vilket man för närvarande knyter de största förhoppningarna om, att det inom rimlig tid i nämnvärd grad skall kunna bidra till energiförsörjningen. I de nordiska länderna är det inom värmeförsörjningsområdet som man förutser bidrag från solenergin. Det är i första hand i Danmark och Sverige som utvecklingsarbete på solenergiområdet bedrivs. Hittills har dessa aktiviteter främst skett utom elkraftföretagens krets, men under senare tid har även dessa i ökande grad engagerat sig i verksamheterna. Angelägna problem för kraftföretagen att studera är dels möjligheterna att säsonglagra solenergin, dels hur ett ökat utnyttjande av energislaget för uppvärmningsändamål återverkar på elbehovet över året. Även solenergi i kombination med säsonglagring och värmepump är föremål för utvecklingsinsatser från kraftföretagens sida.

Vindenergi studeras, liksom solenergi, främst i Danmark och Sverige. I Danmark är kraftföretagen direkt engagerade i vindenergiforskningen genom att Danske Elværkers Forenings Utredningsafdeling (DEFU) är projektansvarigt för en studie om vindkraftens teknik och ekonomi på stora vindkraftverk. I en första etapp deltar kraftföretagen i Danmark i uppförandet av två 600 kW vindkraftverk vid Nibe i Jylland. I Sverige har Vattenfall medverkat vid uppförandet av en 60 kW vindkraftstation vid Älvkarleby. Vattenfall och Sydkraft har nyligen engagerats som byggherrens ombud vid uppförandet av ett par 2-4 MW vindkraftstationer, vilka för närvarande är föremål för projektering och upphandling. Kraftföretagens utvecklingsverksamhet på vindenergiområdet avses dock i första hand inriktad dels på lagringsproblematiken, dels på hur anslutningen av vindkraftverk inverkar på det samkörande elnätet.

Beträffande övriga nya energislag har aktiviteterna hittills främst ägt rum utom elkraftföretagens krets. Dessa följer och studerar dock den utveckling som äger rum. De energislag som kan bli aktuella är vågenergi för elproduktion i Norge, geotermisk energi för värmeproduktion i Danmark och utnyttjning av biomassa, främst skogsavfall, för värmeproduktion i Sverige. Om något av dessa energislag kommer till utnyttjande kan vissa utvecklingsinsatser inom kraftföretagen bli aktuella.

B. Energitransporter och energilagring

Elöverföring

Kraven på överföringssystemet har skärpts väsentligt de senaste åren på grund av att nytillkommen kraftproduktion i hög grad koncentrerats till några få, stora anläggningar. Kostnader och teknologi ändras också snabbt, vilket medför att eltransport-systemets uppbyggnad och utformning kontinuerligt måste värderas i belysning av detta förhållande.

Et omfattande utvecklingsarbete har genomförts för att få fram principer för termisk och mekanisk dimensionering av ställverk och ledningar vid de höga felströmmar som kan uppträda. Utförda beräkningar har verifierats genom prov i full skala.

Det ökade beroendet av elkraft för såväl industri som allmänhet har helt naturligt gjort, att driftsäkerheten kommit i blickpunkten. Nya metoder har studerats för förebyggande underhåll. För att kunna bemästra den ökade risken för driftstörningar i samband med de saltstormar, nedisning m.m., som kan förekomma på vissa håll, har omfattande fält- och laboratorieprov utförts på olika isolatortyper.

Intresset för miljön har ökat hos såväl allmänhet som myndigheter. Kraftledningar betraktas av många som ett störande inslag i naturen. Med hänsyn till detta har möjligheten att göra kraftledningsstolpar mera miljövänliga studerats. En utredning har gjorts om hur dessa skall utformas med hänsyn till miljö, teknik och ekonomi. Några provstolpar har utförts i full skala. Ett annat sätt att tillgodose miljökraven vore att ersätta luftledningar med kablar. Tyvärr omöjliggör vid högre spänningar den stora kostnadsskillnaden att en sådan lösning tillämpas generellt. Undersökningar pågår emellertid om att vid lägre spänningar minska förläggingskostnaderna genom att plöja ner kablarna i marken.

Ett 800 kV system planeras i Sverige för introduktion i början på 1980-talet. Dessa ledningar bedöms kunna komma att påverka miljön i deras närhet. Det elektriska fältets inverkan på människor och djur skall klarläggas. Utländska undersökningar som gjorts pekar dock mot, att ledningarna ej har någon negativ påverkan.

Mycket av den tekniska utvecklingen vad gäller kontrollutrustningar har de senaste åren baserats på elektroniska komponenter. Detta har i många avseenden inneburit nya och bättre lösningar men har även skapat problem som varit nödvändiga att bemästra.

Stor uppmärksamhet har ägnats åt att undersöka den elektroniska utrustningens känslighet mot elektriska störningar. Omfattande provningar har utförts och tillämpningsföreskrifter har tagits fram.

Ett annat utvecklingsområde omfattar beräkningsmetoder och -modeller för användning både vid drift och planering av elnäten. Som exempel kan nämnas optimering av nätutbyggnader, stabilitetsberäkningar, likströmsöverföring. Man fäster stor uppmärksamhet på den teknisk-ekonomiska planeringen av elnäten samt frågor rörande elleveransernas tillförlitlighet och kvalitet. Många projekt, som behandlar automation och fjärrövervakning av elnäten, är under arbete.

Verksamheter som avser systemutveckling pågår också på omvandlingssidan.

Värmeöverföring

I alla de nordiska länderna har elkraftföretagen i ökande utsträckning övergått till att bli energiföretag med ansvar också för produktion och distribution av värme. Denna nya uppgift har naturligt lett till, att företagen engagerat sig också i utvecklingsfrågor betr värmeöverföring.

Som en följd av det tidigare nämnda önskemålet att utnyttja värme från kärnkraftverken har storskalig värmetransport över långa avstånd aktualiserats. I Finland och Sverige är kraftföretagen engagerade i detta utvecklingsarbete. I Sverige studeras överföring av hetvatten från Barsebäck till Malmö-Lund, från Ringhals till Göteborg och från Forsmark till Uppsala-Stockholm. Utvecklingsarbetet har i Sverige kommit längst för Barsebäcksprojektet. Provsträckor (rördiameter 1 m) har byggts i anslutning till existerande fjärrvärmesystem i Malmö. I Finland sker motsvarande studier i anslutning till planeringen av värmeförsörjningen för Helsingfors-regionen. Billigare överföringsledningar för hetvatten till de större tätorternas fjärrvärmenät skulle möjliggöra en effektivare utnyttjning av kärnkraftanläggningarna.

Värmeöverföring från konventionella anläggningar är som tidigare föremål för undersökningar. Således studeras i Finland överföring från kondenskraftverket Nådendal till Åbo. I Danmark sker studier om värmeöverföring till Köpenhamns- och Aarhus-områdena.

Beträffande de möjligheter som lågtemperaturtekniken ger för utnyttjande av alternativa material för förbilligande av värmeöverföringen pågår flera projekt men hittills med begränsade ledningsdimensioner.

Energilagring

Energilagring möjliggör utjämning av den tidsvariation som ofta finns mellan konsumenternas energibehov och den för varje ögonblick aktuella möjligheten att utnyttja produktionsanläggningarnas kapacitet. Lagringsmöjligheterna leder till ett mera ekonomiskt utnyttjande av produktionssystemet.

Energilagring i vattenkraftmagasin är en i vattenkraftsystemen väl fungerande teknik. Energilagring i värmekraftsystem sker i olje- eller kollager, också det är en väl etablerad teknik. Många andra former av energilagring är dock tekniskt möjliga, även om metoderna ännu ofta befinner sig i ett tidigt utvecklingskede.

Vissa undersökningar görs om möjligheterna att utnyttja saltvatten för drift av pumpkraftverk.

För att kunna nyttiggöra solenergi på ett ändamålsenligt sätt är värmelagring en angelägen uppgift. Härvid är det önskvärt att kunna lagra solvärmen från sommar till vinter. Bergförläggning av vattenlager är en metod som synes passa väl in för den kompetens som finns hos kraftföretag med erfarenheter av bergarbeten i samband med vattenkraftutbyggnader. Bergförlagda vattenlager bedöms också miljömässigt kunna bli attraktiva. I kraftföretagens utvecklingsverksamhet inom området energilagring avses berglager bli närmare studerade. Insatserna inriktas närmast på att åstadkomma demonstrationsanläggningar för lagring och nyttiggörande av lågtemperaturvärme för lokal uppvärmning.

Om större kvantiteter vindkraft kommer att ingå i produktionssystemet blir lagringsfrågan för detta energislag en mycket angelägen uppgift. Vindenergens tillgänglighet kommer nämligen att uppvisa stora tidsvariationer. Vattenkraftmagasinen kan här komma att tjäna en ny uppgift. Kraftföretagens verksamhet inrymmer studier om förutsättningarna att utnyttja vattenkraftmagasinen för utjämning av den energitillförsel som erhålls från vindkraftanläggningar.

Även vissa övriga nu icke konventionella energislag kan komma att påverka lagringsbehovet och värdet av att via olika slags energilager kunna utjämna tillgången på produktionskapacitet.

C. Energianvändning

Relativt stora satsningar görs beträffande införande av värmepumpar. Ett större antal av olika typer och fabrikat har testats i villor. Intresset inriktas även mot medelstora och stora värmepumpar för

företrädesvis bostadsuppvärmning och tappvarmvatten i hyreshus eller gemensamma för gruppbebyggelse. Härigenom kan anläggningarna få en bättre ekonomi och bättre tekniska prestanda. Värmeällor kan vara omgivningsluft, grundvatten, yttjordvärme, jordvärme på stora djup, spillvärme från industri, avloppsvatten m.m. Kombinationer med solenergi studeras likaså.

Solvärme testas i solfångare utsatta för naturlig utomhusmiljö. Avsikten är att vinna erfarenheter beträffande alla de egenskaper som blir aktuella vid införandet av solfångare för uppvärmningsändamål och tappvarmvatten.

Lågtemperatursystem blir nödvändiga när värmepumpar och solfångare skall utnyttjas med hög verkningsgrad. Sådana system testas i fullskaleanläggningar och klimatkammare i laboratorium.

I Finland genomförs ett omfattande projekt, där man jämför, olika slag av uppvärmning för enfamiljshus. Studerade uppvärmningsmetoder är elvärme, direkt eller ackumulerande, kombination av elvärme och inhemska bränslen, värmepump, även i kombination med solvärme. Projektets målsättning är att jämföra de olika uppvärmningsformerna i ca 1000 enfamiljshus byggda 1979–80.

I Danmark har kraftföretagen gjort grundliga undersökningar om avgränsningsproblematiken mellan olika uppvärmningsformer, fjärrvärme, naturgas eller elvärme. Dessa studier baseras på en omfattande kartläggning av värmebehovet område för område i landet. Man har också utvecklat ett beräkningsinstrument som möjliggör en snabb analys av ekonomin vid de olika uppvärmningsformerna.

För mer än en tredjedel av alla danska bostäder gäller, att de ej på rimliga ekonomiska grunder kan få rörbunden värmeförsörjning via ett fjärrvärme- eller naturgassystem. Att även för dessa bostäder uppnå ett minskat oljeberoende är angeläget. Kraftföretagen har startat undersökningar om möjligheterna att förse dessa bostäder med elvärme, eventuellt i kombination med solenergi, vindenergi eller värmepumpar.

I ett norskt utvecklingsprojekt har man studerat det beslutsunderlag som bör läggas till grund vid val av uppvärmningssystem för bostäder. Som ett led i detta projekt har energiflödet i det norska systemet kartlagts och olika utvecklingslinjer för den framtida energiförsörjningen skisserats.

I ökande omfattning har man tagit datamaskinen till hjälp när det gäller att göra energianalyser. Bl.a.

studeras energibehovets koppling till samhällsutvecklingen. Man räknar med att på detta sätt kunna åstadkomma bättre underbyggda konsumtionsprognoser. Samarbete mellan de nordiska länderna har etablerats.

I samtliga länder har under senare tid alltmer uppmärksamats värdet för kraftföretagen av att aktivt delta i kommunernas energiplanering. I Sverige har en matematisk modell utvecklats, vilken bedöms kunna bli av stort värde i detta sammanhang.

D. Ekonomiska och personella insatser

Någon sammanfattande redovisning om de nordiska kraftföretagens satsning ekonomiskt och av personella resurser på utvecklingsprojekt inom energiområdet är ej möjlig att åstadkomma. Till stor del förklaras detta av det faktum som redan tidigare nämnts, nämligen att en betydande del av denna verksamhet sköts av personer som dessutom är engagerade i planerings-, drift- och byggnadsverksamhet.

Försök har dock gjorts i de olika länderna att åstadkomma en grov uppskattning av kraftföretagens insatser. För det närmaste verksamhetsåret har detta överslag resulterat i

- en ekonomisk satsning på ca 150–200 MSkr
- en personalinsats motsvarande ca 400–500 manår.

III. Avslutande kommentarer

I alla de nordiska länderna pågår omfattande verksamheter inom området energi-FoU och stora belopp satsas årligen. De naturliga förutsättningarna för olika energislag varierar betydligt mellan länderna. Vad gäller elkraftföretagens verksamhet har inom Nordel diskuterats värde av och möjligheter till en samordning länderna emellan. Även vad gäller den totala FoU-satsningen på energiområdet synes det rimligt, att man eftersträvar viss samordning. Detta borde kunna leda till snabbare resultat och lägre totala kostnader.

Nordel's Activities in 1978

The ordinary annual meeting of Nordel was held at Haugesund on August 31st, 1978. No other plenary meetings were held in 1978.

At the annual meeting, Mr. Erik Leif Jakobsen, Denmark, was elected new chairman for the 3-year period 1978-81. He succeeded Mr. Sigurd Aalefjær, Norway, who was chairman from 1975. At the same time the Nordel secretariat was moved from Norway to Denmark.

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

The Committee for Operating Problems made a proposal for a Nordel recommendation on the serious 1977 New York black-out. Immediately after this black-out the committee started an investigation to find out what experiences could be gained from this and how these experiences could be applied to the Nordic countries. A report on this subject was presented at the annual meeting, and Nordel passed the following recommendation:

»Nordel recommends that the Nordic power supply undertakings should take notice of the experiences gained from the 1977 New York black-out«.

Together with the report from the Committee for Operating Problems the recommendation was sent to the power supply undertakings in the Nordic countries.

In a report from the Committee for Operating Problems the principles of price estimation for occasional exchanges of surplus energy between the Nordic countries were reviewed.

It was decided to maintain the principles laid down in a Nordel recommendation in 1971, even though conditions have changed somewhat during the past years.

The Planning Committee submitted its annual report on »Electricity Consumption Forecasts and System Expansion Plans« with actual forecasts and development plans, and the report »Electric Power Production in the Nordic Countries about 1985/86« concerning studies partly relating to the effect of special operating conditions, and partly to the effect of new interconnections between Nordel countries.

The Nuclear Power Committee submitted an up-to-date survey on the market situation for the nuclear fuel cycle.

1978 was characterized by good run-off conditions in the hydro system in Norway, a moderate run-off in Sweden and a considerably reduced run-off in Finland. Most of the Norwegian hydro surplus was exported to Denmark and Sweden. The export to Denmark covered about 9% of the country's electricity consumption, thus resulting in a considerable reduction of the oil consumption. The Finnish deficit was mainly covered by an increased coal consumption. In Finland and in Sweden the very high reliability of the nuclear power plants and the commissioning in 1977 of the plants Loviisa 1 and Barsebäck 2 have contributed to a reduction of the oil consumption.

The total electricity consumption in the Nordic countries increased by 5.4% in 1978 as against 0.8% in 1977. The increase is divided more equally on the individual countries than in 1977, but it still reflects the different economic conditions of the countries.

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.

The committee has discussed experiences from the 1977 New York black-out. On the motion of the committee Nordel has passed a recommendation that the Nordic power supply undertakings should take notice of the experiences gained from the committee's analysis.

The committee has thoroughly discussed the principles of price estimation for occasional exchanges of electric energy, and a report has been presented to Nordel.

On the basis of discussions by one of the committee's working groups the questions of frequency control and load rejection (BKF) have been discussed within the committee. Experiments with a new method for frequency control have been initiated and a joint Nordic BKF plan has been discussed.

A joint meeting of representatives from the operational committees of Nordel and UCPTA was held at Aarhus.

The Planning Committee

For the ordinary annual meeting of Nordel the Planning Committee submitted its regular report on electricity

consumption forecasts and system expansion plans.

Furthermore a report on electric power production in the Nordic countries about 1985/86 was presented. A survey on energy taxation and actual energy studies in the Nordel countries was also reviewed by the committee.

The report on electric power production in the Nordic countries about 1985/86 deals with the importance of the Nordel interconnection under severe fault conditions, and the importance of a further extension of the interconnections between the Nordic countries, especially including an extension of the Skagerrak-connection.

Nordel's annual report 1977 contained the article »The Energy Flow Diagram« worked out by one of the committee's working groups. Nordel has asked the Planning Committee to turn this article into a Nordel-report. The report should be available in the autumn of 1979.

In the next few years the work by the Planning Committee will largely be concentrated on the transmission lines. As an alternative or possibly a supplement to the above mentioned extension of the Skagerrak-connection, an extension of the Konti-Skan-connection is also under review. Besides, the need for a reinforcement of the connection between Sweden and Sjælland is under review. Further studies in progress are evaluation of the need for capacity on the interconnections in the mid-1980s, and the question of the importance of exchange of power with countries outside Nordel.

On several occasions the committee has discussed the possibilities of meeting the demand for energy up to the turn of the century.

A working group is now evaluating the conditions of the Nordel-system immediately after the turn of the century. The purpose is to study the extent to which the Nordic countries can be selfsufficient in energy. It is expected that a final report will be available at the annual meeting of Nordel in the autumn of 1980.

Nordel has asked the committee to pursue the development in the Nordic countries on the subject »renewable energy« and to consider the possibilities of a co-ordination of the efforts made by the individual countries in this field. In the future the committee will report annually on this work.

The Nuclear Power Committee

The committee had two meetings in 1978, one at Malmö and one at Eidfjord. At the meetings the following questions have been discussed: Improvement of reliability, the work of the nuclear fuel working group, the Planning Committee's scenario 2000, nuclear research within Nordel, radioactive waste co-operation, the KBS-project (KBS = Nuclear Fuel Safety), nuclear district heating and operating experience for nuclear plants.

The working group on nuclear fuel has updated its report on the market situation in the nuclear fuel cycle. KBS/SKBF have informed Nordel of the situation in the KBS-field 27.9.1978. Exchange of internal reports is continuing and co-operation on new research projects is aimed at.

The co-operation within Nordel in the nuclear field is characterized by completely different situations in the Nordel countries: In Norway there is a total stop, in Denmark negotiations for the acceptance are going on, in Sweden the completion of existing projects is being negotiated, and in Finland three units are under construction.

Also on the long view the conditions are expected to be so different that the work of the Nuclear Power Committee will mostly be limited to the exchange of information and experiences. Closer contact between Finland and Sweden, in particular in the field of operating experience, could, however, be useful.

Denmark

Electricity Consumption

In 1978 the electricity consumption in Denmark increased by 6.9% from 21.7 TWh to 23.2 TWh as compared to 6.3% in 1977. The average rate of increase during the past two years of 6.6% is in good accordance with the forecast made by the power supply undertakings, which states an annual increase of 6.5% in the period up to 1980.

The almost unchanged increase is a natural reflection of the economic conditions in Denmark in 1978. Thus industrial production increased by almost 2% in 1978 as compared to 1.5% in 1977. House building decreased by 1 000 to about 34 000 units as compared to 1977. Private as well as public investments showed an increase of 2 to 3%, which is a modest increase as compared to 1977.

Energy Policy

By the Government reconstruction in the autumn of 1978 lines were laid down for the future energy policy of the country. Both government partners agreed that nuclear power is necessary to Danish energy policy. However, final decision on the question of introduction of nuclear power in Denmark has been postponed until 1980. At that time the feasibility of a geological repository in Denmark for high-level radioactive waste from nuclear power plants should be sufficiently demonstrated. At the same time the Ministry of Trade has asked the power supply undertakings to proceed with the other preparatory works in the field of nuclear power.

The government has decided that natural gas from the North Sea is to be used in Denmark. The Danish Folketing (Parliament) has not yet passed this decision. So far 55 billion m³ gas are to be supplied during the period from 1984 to 2009.

In June a government committee reported on the future supply of energy for home heating. The Danish Association of Electricity Supply Undertakings (DEF) has suggested to the Ministry of Trade that the power supply undertakings, as district heating suppliers, be involved in this planning. Besides, DEF has protested against the role given to electric heating by the committee. In the report electric heating is treated on the same level as alternative energy, biogas and straw burning.

In an application to DEF the Ministry of Trade has laid down a number of proposals aiming at a reduction of one percent-point of the annual increase of the electricity consumption. By this the Ministry hopes to obtain a reduction of the power demand, so that by 1985 the total investments in the power industry can be reduced by 10%.

After studying the Ministry's proposals the power supply undertakings had to conclude that the proposals do not form any realistic basis for the achievement of significant savings.

Fuel

1978 has been characterized by equilibrium between supply and demand in Europe for high sulphur fuel oil (max. 3% sulphur content). From a price level of about 80 \$/t in January prices decreased during the summer to about 72 \$/t, but by the end of the year prices increased again to the same level as at the beginning of the year. However, measured in Danish kroner, the fuel oil price decreased in 1978 because of the heavy fall of the dollar rate.

Just like in previous years the coal market has been buyers' market. Throughout the year prices increased less than inflation. The reasons for the low price increase are the fall of the dollar rate and the growing use of large vessels. During 1978 the average price for coal has been about 30 to 32 \$/ton c.i.f. Danish harbour.

The main coal supplier has been Poland, but the power supply undertakings are increasingly trying to spread their purchases. Australia, Canada and South Africa supplied almost 30% of the coal imported.

To be in a position to buy overseas coal at reasonable prices harbours must be established for the call of ships up to 100-150 000 tons. The first such coal harbour was opened at Enstedværket in August 1978 and a similar harbour at Stigsnæsværket will be opened in 1979. In 1978, supply as well as prices favoured the use of coal instead of oil in the power plants.

In 1978 electricity production by coal accounted for 5.8%. It is expected that this share will go up to 70% at the beginning of the 1980s and 80% at the end of the 1980s.

With the increasing coal consumption growing problems with deposition of the big amounts of fly ash produced must be foreseen. During the past two years

intensive investigations have been carried out in order to find methods for utilization of fly ash. As a result of this work ELSAM and ELKRAFT have, in co-operation with Aalborg Portland, established the joint company I/S DANASKE, which is to be responsible for sale and distribution of fly ash to the cement and concrete industry.

Organization

By the end of 1978 a set of new rules for DEF was agreed upon. Through these rules DEF is bound more closely to ELKRAFT and ELSAM, which are responsible for almost all electricity production in Denmark.

Since 1954 the power supply undertakings east of the Great Belt have co-operated through Kraftimport I/S. Formally this company has only been responsible for the co-operation with Sweden, but in the course of time a close co-operation on joint operation and development planning has developed. In 1978 this co-operation was further strengthened, as the partners in Kraftimport, Isefjordværket, Københavns Belysningsvæsen and SEAS established the joint company ELKRAFT A.m.b.A.

Finland

Economic Development

The economic development in Finland gradually turned towards upswing in 1978. The volume gross national product is estimated to have increased by 2% in 1978 as against an increase of less than 0.5% during previous year. With regard to total energy demand the most significant factor was an increase in the exploitation of the production capacity of wood-processing industry due to improved export situation.

The volume of entire industrial production increased by 3% and production of wood-processing industry increased by approx. 10%.

The rise in the amount of goods exported resulted in a surplus of approx. 2 000 million Fmk in the balance of current payments. This was partly due, however, to the fact that investments were further reduced and were about 5% less than during the preceding year. The volume of private spending is expected to have remained at the same level as in 1977. Instead, the volume of public spending is expected to have increased by approx. 5%.

The annual level of inflation was about 7.5% and is expected to remain at the same level. The monetary market became less tight during the year. In 1978 the Finnish mark was devaluated by 8%.

When compared to the previous year the unemployment situation became worse and the average number of unemployed was 169 000 persons, i.e. about 7.5% of work force. No rapid improvement in employment can be expected in the near future.

Energy Consumption

Energy consumption increased in 1978 by 5% from 22.8 Mtoe in the previous year to 24.0 Mtoe. Consumption of electricity increased by 8.6% from the year before to 35.3 TWh; the amount of raw energy used to generate this power was 7.7 Mtoe. The consumption of electric power per capita was 7 500 kWh.

Domestic sources of energy amounted to 27% of the total energy consumption. The use of peat in power generation trebled from the previous year mainly because of new peat-fueled district heating units.

Of foreign energy sources the coal consumption increased most from 2.6 Mtoe in 1977 to 3.7 Mtoe. Due to bad water-flow conditions generation of hydroelectric power was considerably less than during the previous year. The energy gap was compensated mainly by coal-fueled plants. The use of oil and natural gas remained at the level of the previous year. In 1978 the first unit of Loviisa nuclear power station produced 3.0 TWh, on 9% of the entire power consumption. The time availability of the unit was 86%. The maximum continuous reactor power permitted by authorities was, however, 92% and the load factor was thus 78% when calculated from the unit maximum capacity of 440 MW (net) /465 MW (gross).

Capacity Growth

During the past year the fourth coal-fired unit of 250 MW in Imatran Voima Oy's Inkoo station as well as Outokumpu Oy's back-pressure power plant of 60 MW in Kokkola were completed. Additionally, Teollisuuden Voima Oy's first 660 MW unit of Olkiluoto NPS was in start-up state in September. At the end of 1978 the installed power plant capacity was 9330 MW.

Another two nuclear power units are also being constructed in Finland. Of these the second unit of 420 MW in Loviisa will come into operation in 1979, and the second unit of 660 MW in Olkiluoto in 1980.

Future Projects

According to the report issued by Power Producers' Co-ordinating Council in January 1978 the power production capacity of plants presently operating or under construction is sufficient for an annual production of 55 TWh. According to present estimates on future economic development the upturn will be slower than was previously assumed. The power consumption will not reach the above mentioned capacity until in the late 1980s. Power Producers' Co-ordinating Council considers, that emphasis in the addition of capacity should be put on district heating plants, whenever there is sufficient economic background for them. Provisions for generation of district heating power are expected to cover the growth in electricity demand so that new separate large-scale power plants will not be needed until at the end of 1980s.

According to an agreement between Finland and the Soviet Union concerning energy co-operation, Imatran

Voima Oy has continued with preparatory design of a nuclear power station of 1000 MW which was started during previous year. Actual design of the power station is intended to be started in the spring of 1979. The final decision concerning its construction will depend on estimated demand prospects for electric power in the early 1980s.

In 1977 Imatran Voima Oy concluded an agreement on co-operation with municipalities in Turku Area concerning district heating in that area. According to Imatran Voima Oy's proposition the generation of district heating power in Naantali power station would be started in 1981, i.e. three years earlier than originally planned, whereas two of the power station units in Naantali would be reconstructed to suit district heating purposes. Imatran Voima Oy and the municipalities in Turku Area founded a joint company Turun Seudun Kaukolämpö Oy (Turku Area District Heating Company) which undertakes the construction of a heat transfer pipeline from Naantali to municipal networks.

Government Energy Reports

In the spring of 1978 the government submitted a report on energy policy to Parliament, which was used as a basis in the discussions by Parliament on guidelines of energy policy in Finland. Preparation of a national energy programme which should be based on the above report was started in the Ministry of Trade and Industry and its Energy-Political Commission. The commission is expected to deliver its report in the course of 1979.

The government's report aims at sufficient reliability and at decreased dependence of imports in energy production. Active participation of the government in energy planning strive for saving of energy, increased use of domestic energy sources and for more effective management and planning of energy supplies, taking into consideration, however, effectiveness and economy.

Several surveys were published in 1978 to support the report on energy policy. Perhaps the most significant of these was the survey prepared by the Ministry of Trade and Industry with the aid of a group of experts concerning effects of energy saving and domestic energy supplies on prospects of energy supply. According to this survey the overall consumption of energy increases more slowly in the 1980s and is expected to reach 32 Mtoe/a in 1990 without any special saving measures. By implementing energy saving investments of approx. 8 000 million Finnish marks a saving of about 3 Mtoe could be attained in the annual energy consumption in 1990. If exploitation of domestic sources is increased at the same time the share of domestic energy would grow from 25% to 33%.

The Ministry of Trade and Industry completed also its survey on prospects of energy supply until the year 2000. The survey deals with effects of various factors, i.e. economic development, availability of energy and implemented energy programmes on development of energy supply in Finland in the long run. In addition to

these surveys a number of surveys dealing with special aspects of energy supply were also issued.

Electricity Law

During the autumn Parliament discussed the government's electricity bill in February 1979; the new law replaces the previous one relating to the use of electric power. Furthermore, the law pertains to electric energy supply; it requires that all utility companies that undertake production or transmission of electric power, of a countrywide importance, shall participate in co-operation in the field of electric energy supply management; this co-operation will be supervised by the Ministry of Trade and Industry. A separate Commission for Electric Power Supply will be set under the Ministry of Trade and Industry; the task of the Commission is to prepare a programme for management of energy supply in the whole country which will be submitted to the state council for approval.

Permits for building of power stations and transmission networks will be granted by the Ministry of Trade and Industry and permits for construction of nuclear power stations by the government. No permit is, however, required for construction of back-pressure power stations or process power stations up to 65 MW.

To organize co-operation in different regions the country will be divided into co-operation regions. Regional plans shall conform to national, general plans.

Iceland

The production of electric energy amounted to 2 673 GWh in 1978, as against 2 602 GWh in 1977, an increase of 2.7%. The power intensive industry consumed 53.9%, which was a decrease of 0.5%. The consumption for other purposes increased by 6.9%. The hydro part of the production was 97.4%.

Installed capacity was 663 MW by the end of 1978, of which 542 MW was hydro, 8 MW geothermal and 113 MW thermal capacity.

In 1978 the third and final 50 MW set was commissioned at Sigalda hydro plant. The first 35 MW set of the 70 MW geothermal plant at Krafla was ready for commissioning, but the steam available gave a production of 7-8 MW only. Energy production started in February 1978.

Construction for the 140 MW hydro plant Hrauneyjafoss, near Sigalda, began in 1977. The first set of 70 MW will be commissioned in 1981 and the second one in 1982.

The 132 kV system was extended to the East in 1978. An additional extension to the North-West was started in 1978 and is expected to be commissioned in 1980.

The construction of a FeSi smelting plant at Grundar-

tangi on the West coast continued in 1978. It will be commissioned in 1979.

A reorganization of the Icelandic electric industry has been discussed in various committees in the last five years. Final decision has not been made yet.

Norway

Economic growth slowed down appreciably during the past year (1978) compared to prevalent growth rates in recent years.

The gross national product (GNP) increased by 2.9% from 1977 to 1978. The average growth rate in the post-war era has been around 4.6% per annum. Industrial production declined by 2.5% during the year 1978 and the production level was about 6% below the 1974 level. Services and the energy sector, on the other hand, expanded.

The supply of electric power in Norway is practically speaking 100% based on hydro power. Run-off conditions during the year were satisfactory and the energy content of the reservoirs increased.

Hydro power production increased by 12% to 81.1 TWh from 1977 to 1978. The average production increase over the past 10 years has been 3.1%. At the end of 1978 the Norwegian power system had a firm power production potential of 79 TWh/a (including dry year import agreements).

Gross domestic consumption of firm power increased by 5% during 1978 to 76.3 TWh. Average yearly increase over the last 10 years has been 3.1%. General consumption increased by 4.4% to 42.3 TWh. Corrected for abnormal weather conditions (more than half of Norwegian homes are heated electrically) the increase was 3.5%.

The ten year average growth rate has been about 5.5%. Maximum load supported by the power stations during the year was 12 766 MW.

Although the industry as a whole experienced a decline in production, there was a marked production increase in the power intensive industries (aluminium smelters, ferroalloys and chemical raw materials producers). The electric power consumption in these industries increased by 5.4% during the year.

A moderate surplus of energy due to good run-off conditions in the hydro power system gave rise to net export of 3.4 TWh occasional power to Sweden and Denmark. 1.2 TWh occasional power was sold domestically.

Net increase in generating capacity of the Norwegian hydro power system was 438 MW or 2.5%. Total generating capacity at the end of the year was about

17.7 GW, 160 MW of which was thermal capacity and the rest hydro capacity. The Norwegian State Power System owned 26% of the generating capacity, counties and municipalities owned 54% and private companies the remaining 20%.

A Government appointed committee has considered the safety aspects involved in operating nuclear power stations, including transport and permanent storage of radioactive waste. The committee's report is published in NOU 1978: 35A »Kjernekraft og sikkerhet» (available from the Government printing office). The main conclusion of the report (supported by 18 out of 21 committee members) states that nuclear power stations would represent tolerable safety risks provided certain provisions and safety requirements were met.

The Government has recently presented a white paper on energy conservation. (St.meld. No. 42 (1978/79)). The white paper surveys the potential for energy conservation in different sectors of the economy and discusses possible conservation measures. The white paper proposes that electricity prices should reflect the long term marginal costs involved in increasing the supply of electricity.

The Storting (Parliament) has decided to increase the price of bulk electricity sold for general consumption by the State Power System to 5.94 øre/kWh, effective July 1st, 1978.

A tax of 2 øre/kWh for electricity sold to all consumers has been levied as of July 1st, 1978. The tax is temporary and is part of the Government's fiscal policy introduced last year. Previously a permanent tax of 1 øre/kWh was levied on all electric power sales for end consumption except on deliveries to domestic households.

Sweden

General State of Business

During the first six months of 1978 Swedish economy was characterized by increasing exports but weak domestic market. Private consumption decreased and so did imports. The same condition applied to industrial production and investments, and the labour market situation deteriorated.

In June/July there was a turn. Demand rose, with resulting increasing industrial production. Towards the end of the year there was also a rise in investments in industry and commerce. During the whole year, however, construction of dwellings has increased, altogether by 19%. Total production, GNP, rose by some 2% in 1978.

Consumption of Electricity

The total electricity consumption in Sweden, incl. transmission losses, amounted in 1978 to 89.2 TWh which is an increase of 4.3% as compared with 1977. Between 1976 and 1977 there was a decrease of 0.7%. It is

worth mentioning that out of the total increase in 1978 of 3 664 GWh, 1 253 GWh were consumed in December which was an extremely cold month.

In the policy for energy-economy determined by Parliament for the period 1973–1985, electricity consumption is expected to increase by 6% per annum. The development for the years 1973–78 shows 3% per year and is consequently considerably below the average figure mentioned above.

The turn of the state of business in June/July meant an alteration upwards also for electricity consumption above all in the paper and pulp industry. Total industrial electricity consumption in 1978 rose by 1.5% and this increase is to be related to the last part of the year.

Retail consumption in the year increased by 5.9% which is approximately the same rate of increase as last year. The low temperature during the last part of the year considerably contributed to the increase being so big.

Production

Hydro power still answers for the predominant share of Swedish electricity supply and in 1978 it consisted of 63.1% (56.9 TWh) of total production. This means an increase in comparison with 1977 (52.8 TWh) and is connected with the extensive build-up of the storage reservoirs that year and good run-off in 1978.

Nuclear power production also increased its share of domestic production in 1978 to 25.2% as against 21.7 in 1977. The rise is due to the commissioning of Barsebäck 2 in the summer of 1977 and on the gradual improvement of the availability resulting in peak values during the last few months of the year.

Back-pressure production in 1978 increased by somewhat more than 1 TWh, while oil-furnaced condense power production only had to be used to a limited extent. The decrease of the use of fossil-fuelled thermal power corresponds to a reduced oil consumption of 1.4 million cu.m. at a value of 700 million Skr.

In 1978 no less than 865 MW new peak power were taken into service meaning a considerable increase of Sweden's reserve power capacity. The hydro units, which have been commissioned, are Ritsem G1 of 300 MW, Juktan G1 of 335 MW and Harsprånget G4 150 MW. Besides, 80 MW gasturbine power have been installed at Stallbacka.

The Grid

In the national Swedish 400 kV grid only connection links for the power stations Ritsem and Juktan have been added in 1978. Concession has been obtained for a fourth 400 kV line from Ringhals planned to be commissioned in the autumn of 1980. Several lines and stations have been subjected to reconstructions for increasing the short-circuit security.

In September 1978 the second 400 kV joint operation link with Finland, Messaure-Pikkarala, was taken into service. Works are proceeding on the 400 kV links between Trollhättan-Hasle and Ritsem-Skjomen. The first line mentioned is planned for commissioning in March, 1979 and the second at the turn of 1979/80.

Forecast from the National Industrial Board

In connection with 1978s long-term study (LU78) the National Industrial Board has made an investigation of the energy supply up till and including 1983. Against the background of the picture of the long-term study of the general economic development, the total final use of energy is estimated to increase by some 2% per year during the period 1977–1983. The use of electricity is expected to rise by approx. 5% annually during the period.

Energy Conservation

During the spring of 1978 Parliament decided on a plan for energy conservation in existing houses. The aim is that the net use of energy shall be reduced by some 35 TWh or 25 to 30% in the ten-year-period 1978–1988. The plan comprises investments of in total 31 000–48 000 million Skr. The municipalities play a central role in this context and shall answer for the necessary planning. The technical advisory function and the inspection activity which the municipalities shall be responsible for, are being built-up.

The Nuclear Power Situation

Also in 1978, nuclear power was in the centre of the political debate in Sweden. Vattenfall – the Swedish State Power Board – presented in December 1977 its application according to the Nuclear Power Plant Act for charging the Ringhals 3. A corresponding application was delivered in April 1978 by the Forsmarks Kraftgrupp AB for charging the Forsmark 1. The applications were considered by the Government in October 1978. It was found then that the method for storing the highly active waste from reprocessing principally meets the requirements of the Act. However, the Government claimed complementary geological basic material. Such information has been presented and a supplementary application has been handed over.

After the nuclear power incident at Harrisburg in the US it has been decided that a referendum on the further extension of nuclear power in Sweden shall take place in the beginning of 1980. No new reactors will be taken into operation before the referendum. This goes for both the above mentioned reactors and the two blocks Ringhals 4 and Forsmark 2 which are almost completed.

Apart from the units mentioned above concession has been granted according to the Atomic Energy Act for another two blocks, i.e. Forsmark 3 and Oskarshamn 3. Today it is uncertain if these two units will be completed.

Electricity Prices

The heavily rising costs for production and distribution of electricity in the last few years have necessitated large increases in the prices of the power utilities for both high voltage and low voltage power. As an example can be mentioned that Vattenfall as from 1st January increased its high voltage tariffs by 5 to 10% in addition to the automatic augmentations resulting from the price regulation clauses. At the same time also the low voltage tariffs, which have no price regulation clauses, were increased by about 13%.

The cost development, moderated in 1978, in combination with good availability in nuclear power broke the above mentioned price trend. Therefore, Vattenfall was able to avoid further increases in the low voltage tariffs in 1978 and at the beginning of 1979. In 1979, furthermore, the automatic rises in the high voltage tariffs will be limited. The increasing oil prices will, however, force up electricity prices during the second part of 1979.

Statistics

Some of the 1978 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 1978 the total capacity in the Nordel countries increased by 1 746 MW to 59 745 MW, or by 3.0%. Of the total capacity 58% 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 4 155 MW and to Sweden 3 245 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 two 220 kV interconnection links and one 60 kV link to Western Germany. Finland has local 110 and 25 kV interconnections 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 1977 and 1978. Further details of the monthly exchanges of firm and excess power are given in Figure 6 in the section discussing the power exchange 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 Åland 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 from 214.9 TWh to 226.6 TWh or by 5.4%. Corresponding increase in 1977 was 0.8%. 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 1977 and 1978 divided into hydro and thermal generation. The total Nordel output increased by 5.8% from 1977 to 1978. The share of hydro power of the total production was 66%, as against 74% during the 5-year period 1971–75. The output of nuclear power was 25.9 TWh, which is 11% 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 1977/78 and 1978/79. The extremes give the weekly maxima and minima recorded for the ten year periods 1st July 1968 to 30th June 1978.

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 8.1 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 1978 by 5.4% from previous year to 226.6 TWh. Of the

net power consumption within Nordel, excluding excess hydro power to electric boilers, industry accounted for 49.5%, communications for 1.5% and the rest, 49.0% 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. 31 Mtoe in 1978.

It is, of course, of great interest to compare the role of electricity with that of other energy sources, as is shown in Fig. 10 for the years 1975 (statistics), 1985 and 1990 (estimates). 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 categories, hydro and thermal. The back-ground column represents consumption of fuel for other purposes than electricity production. The left-hand scale in TWh is for electricity. The right-hand scale in Mtoe (millions of tons oil equivalent) is for fuel, and is adjusted to give also the quantities of fuel required to produce the quantities of thermal electricity in the left columns (0.25 Mtoe per 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 is included with the theoretical content, that is 1 TWh = 3.6 PJ.