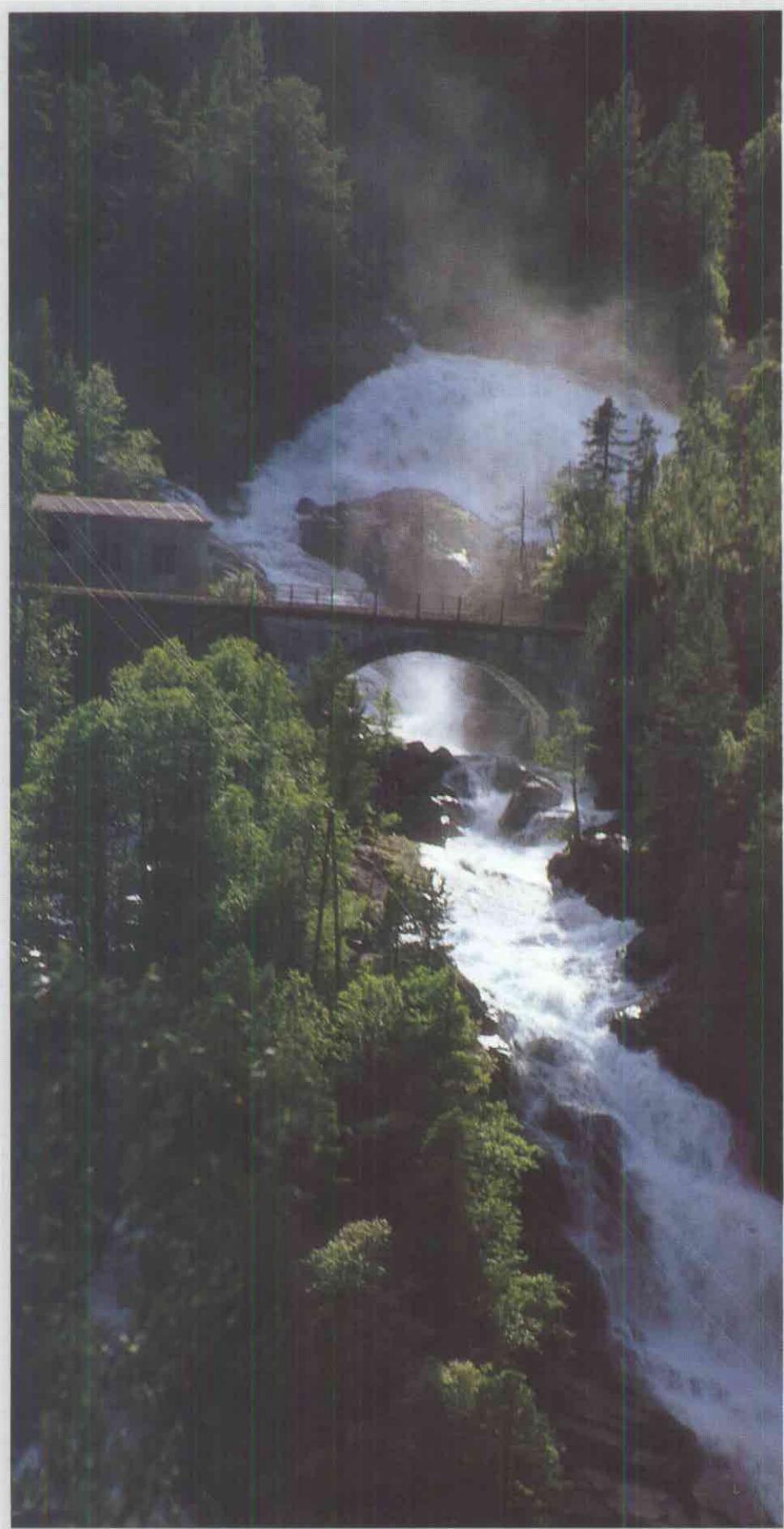


Årsberetning  
Annual Report

# Nordel 1988





## Innhold

	Side
Nordel .....	4
Nordel 25 år .....	5
Nordel 1988 .....	9
Nordels virksomhet 1988 .....	10
Danmark .....	15
Finland .....	17
Island .....	20
Norge .....	22
Sverige .....	26
Miljöaspekter vid kol- och oljekraftverk .....	30
Statistikk .....	62
Nordels medlemmer .....	81
Nordels utvalgs-medlemmer .....	82

## Contents

	Page
English summary .....	37
Nordel .....	38
Nordel 1988 .....	39
Nordel's Activities in 1988 .....	40
Denmark .....	43
Finland .....	45
Iceland .....	47
Norway .....	49
Sweden .....	53
Environmental aspects by coal- and oil-fired power plants .....	56
Statistics .....	62
Nordel's members .....	81
Committee members .....	82

# Nordel



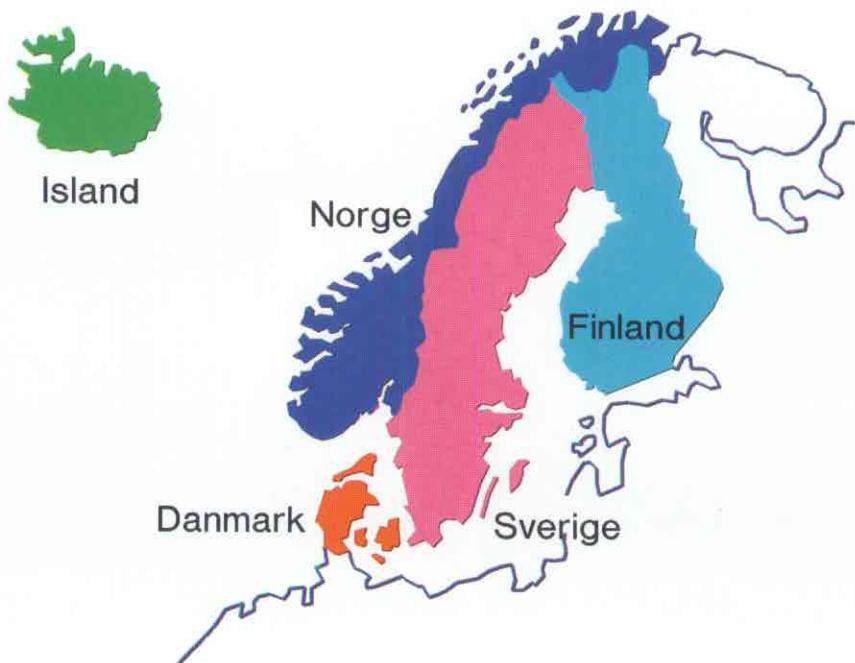
**N**ordel, som ble stiftet i 1963, er en sammenslutning for nordisk elkraftsamarbeide. Nordel består av ledende personer innen kraftforsyningen i Danmark, Finland, Island, Norge og Sverige. Nordel er et rådgivende og rekommenderende organ med formål å fremme internasjonalt, først og fremst nordisk samarbeide når det gjelder produksjon, distribusjon og forbruk av elektrisk energi. Nordel har følgende faste arbeidsoppgaver:

- å kontinuerlig følge utviklingen av produksjon og forbruk av elektrisk energi i de nordiske land.
- å sammenstille de enkelte lands prognosenter for forbruksutviklingen og deres utbyggingsplaner.

- å utgi en årsberetning som inneholder oversikt over virksomheten innen Nordel, de enkelte lands årsoversikter, spesialartikler og statistikk.

En stor del av Nordels arbeide utføres av utvalg og arbeidsgrupper. Gjennom disse er spesialister innen alle områder av elforsyningen tilgjengelig. For innsamling av statistikk og annen periodisk rapportering er det kontaktpersoner i de ulike land. Innen Nordel er det også kontaktpersoner i mange internasjonale organisasjoner.

Nordels formann velges for en periode på tre år. Formannsvervet sirkulerer mellom landene. Formannen utpeker sekretær og er ansvarlig for sekretariatet.



# Nordel 25 år

## 1963-1988

**N**ordel markerte 25 års utbytterikt samarbeide i 1988. Disse sider gir glimt fra den historiske utvikling av det nordiske kraft-samarbeidet.

Sammenkopling av enkelte kraftforsyningssystemer til et felles samkjørende system gir økt sikkerhet og lavere omkostninger. Leveringsevnen fra det samlede system blir større enn summen av hva de enkelte delsystemer kan levere alene. Disse gjensidige fordeler har ført til store sammenhengende samkjøringsnett.

I Norden var og er viljen til samarbeide over grensene meget sterk. Dermed har det vært mulig å nå svært

langt i det nordiske samarbeidet innen kraftforsyningen.

**N**ordel celebrated twenty-five years of profitable cooperation in 1988. These pages provide some glimpses of the historical development of Nordic electric power.

The linking of various electric power systems to one cooperating system means increased reliability and lower costs. The supply capacity from the coordinated system is more than the sum of the capacity the individual subsystems can supply alone. These

mutual advantages have led to large cooperating networks.

In Scandinavia the will to cooperate across national boundaries was and is still very strong. This has made it possible to go a very long way in Nordic cooperation in the electric power systems.

*Foto: S. E. Dahl/Samfoto.  
Fra Nordels årsmøte 1988 i Oslo.  
From Nordel Annual Meeting 1988 in Oslo.*



## **Nordisk kraftsamarbeide før Nordel**

Kraftsamarbeidet i Norden har lange tradisjoner. Allerede i 1912 ble den første internordiske samkjøringsavtale undertegnet. Det var Sydkraft i Malmö og NESAs i København som ble enige om at Sydkraft skulle levere overskuddskraft fra sine vannkraftverk til Sjælland. I desember 1915 var en 25 000 volts kabel mellom Skåne og Sjælland driftsklar og det praktiske kraftsamarbeidet startet opp.

Utbrygningen av samkjøringssystemet kom for alvor igang fra slutten av 1950-tallet.

Utviklingen av nye samkjøringsforbindelser hadde i 1963 ført til at de landsomfattende samkjøringssystemene i Finland og Sverige var sammenkoplet med det danske nettet på Sjælland og med de fleste samkjøringsområdene i Norge.

Kraftsamarbeidet i Norden var blitt så omfattende at det var nødvendig å danne en felles samarbeidsorganisasjon.

## **Nordic power cooperation before Nordel**

Power cooperation in the Nordic countries has a long history. As early as 1912 the first cooperation agreement was signed. It was Sydkraft in Malmö and NESAs in Copenhagen who agreed that Sydkraft would supply surplus power from its hydropower system to Zealand. In December 1915 a 25000 volt cable between Scania and Zealand was taken into operation and practical power cooperation was started.

The expansion of the interconnected system gathered speed in from the end of the 1950s on.

By 1963 the development of the new links had meant that the nationwide

joint operation systems in Finland and Sweden were linked up with the Danish network on Zealand and with most joint operation areas in Norway.

Electric power cooperation had become so extensive that it became necessary to form a organization for Nordic electric power cooperation.

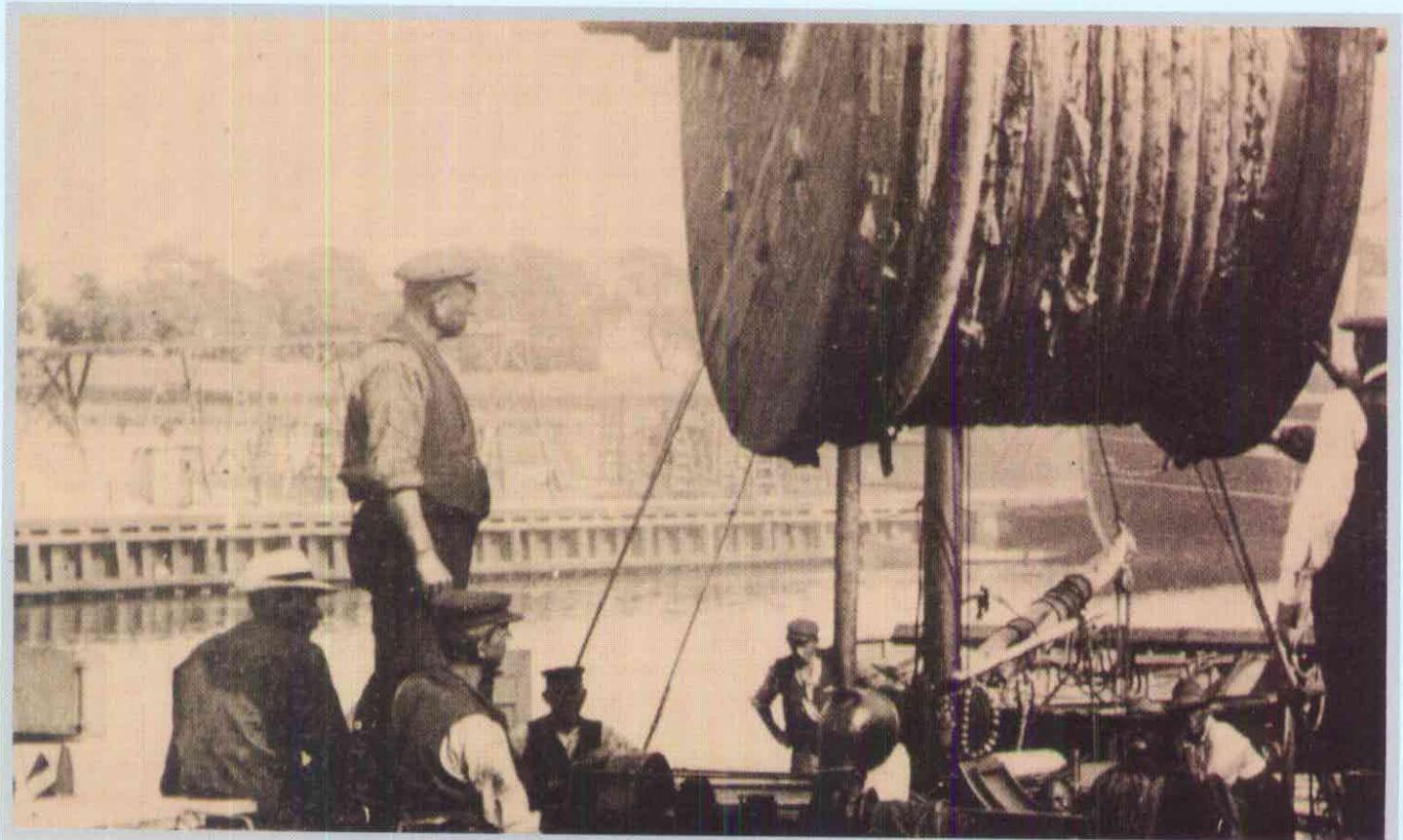
## **Etablering av Nordel**

Under en samkjøringskonferanse i Stockholm den 13.12.1962 ble representanter for de større kraftselskapene i Norden enige om å danne et nordisk samarbeidsorgan på elkraft-forsyningsområdet. Navnet ble Nordel, og det var enighet om de prinsipielle retningslinjer for det nye organet.

Nordisk Råd ble underrettet om beslutningen og anså at denne var i overensstemmelse med intensjonene i Rådets rekommendasjon om nordisk kraftsamarbeide. Det konstituerende

*Den första internationella samkörningsförbindelsen i Norden togs i drift redan 1915. Det var en 25 kV sjökabel mellan Sjælland och Skåne. Bilden visar kabelns utskeppning från Helsingörs hamn.*

*The first interconnection between two Nordic countries started operations as early as 1915. This was a 25 kV submarine cable between Zealand and Scania. The picture shows the cable being shipped out from Elsinore harbour.*



møtet i Nordel fant sted den 9. mai 1963 i København.

Elektrisk energi produseres hovedsakelig i vannkraftverk, kjernekraftverk og konvensjonelle varmekraftverk (basert på kull, olje eller gass). Innen Norden er sammensetningen av produksjonsystemene i de enkelte land svært forskjellige. Produksjonen i Danmark er basert på konvensjonell varmekraft, mens Norge har ren vannkraftproduksjon. Finland og Sverige har blandede systemer med betydelige innslag av vannkraft og kjernekraft.

Kraftsystemene i de nordiske land er blitt stadig sterkere sammenkoplet, og nye samkjøringsforbindelser planlegges. Utbyggingen av samkjøringskapasiteten fører til at det totale nordiske kraftsystemet i stadig større grad fungerer som en enhet. Nordel har utarbeidet felles retningslinjer for dimensjonering og drift av det samlede nordiske kraftsystem. De enkelte kraftselskaper følger Nordels anbefalinger og oppnår

dermed størst mulig nytte av den nordiske samkjøringen.

### ***Establishment of Nordel***

During a conference in Stockholm on the 13.12.1962 representatives of the major power companies in Scandinavia agreed to form a Nordic cooperative body in the electrical energy area. It was given the name Nordel and the fundamental guidelines for the new body were agreed.

The Nordic Council was informed of the decision and considered that it complied with the intentions of the Council's recommendations for Nordic power supply cooperation. The statutory meeting of Nordel took place on the 9th of May 1963 in Copenhagen.

We obtain electrical power mainly from three different types of production: hydroelectric power, nuclear power and conventional thermal power (based on coal, oil or gas). Within the Nordic

countries the composition of the production systems in the individual countries differs greatly. Production in Denmark is based on conventional thermal power, while Norway has pure hydroelectric production. Finland and Sweden have mixed systems with substantial use of hydroelectric and nuclear power.

The power systems in the Nordic countries have become increasingly strongly linked, and new links are planned. The expansion of the transmission capacity means that the overall Nordic power system is to an increasing extent functioning as an electrically integrated unit. Nordel has drawn up recommendations for dimensioning and operation of the Nordic power system as a whole. The power companies use the recommendations, and in this way they obtain the greatest possible benefit from the Nordel system.

*Konstituerende møte i Nordel, København 1963.*

*Nordel statutory meeting, Copenhagen 1963.*





## Nordel 25 år

Nordel har nå arbeidet i 25 år. Mye er utrettet til fordel for den nordiske kraftforsyning i denne tiden. I jubileumsåret var arbeidet igang med nye viktige samkjøringsforbindelser. Bygging av naturgassledninger og introduksjon av gasskraft gir nye utfordringer.

Nordelsamarbeidet er preget av en dyptgående gjensidig tillit og forståelse. Dette gir grunnlag for et åpent og fordonsfritt arbeide med felles problemer, og for løsninger alle er tjent med.

## Nordel 25th anniversary

Nordel has now been working for 25 years. Much has been done to benefit the Nordic power supply during this period. In the anniversary year work is being done on new, important interconnection links. The construction of natural gas pipelines and the introduction of gas power present new challenges.

Nordel cooperation is typified by deeply-felt mutual trust and understanding. This provides a basis for frank, unprejudiced work on joint problems and for solutions that benefit all.

Foto: S. E. Dahl/Samfoto.  
Fra Nordel's 25 års jubileum 1988.  
Øverst fra venstre:

Generaldirektør Jacob Björnsson (IS), direktør Klaus Ahlstedt (SF), generaldirektør Carl-Erik Nyquist (S), direktør Henning Buhl (DK), samkjøringsdirektør Rolf G. Wiedswang (N) (formann).

From the Nordel 25th Anniversary 1988.  
From top left:

Director-General Jacob Björnsson (IS), Director Klaus Ahlstedt (SF), Director-General Carl-Erik Nyquist (S), Director Henning Buhl (DK), Managing Director Rolf G. Wiedswang (N) (Chairman).

**D**et internasjonale konjunkturbildet endret seg vesentlig i løpet av året. Den samlede produksjonsveksten er blitt sterkere enn forventet. For OECD-området er veksten i 1988 anslått til ca. 4%, mens den er oppjustert til 3,6% for 1987 etter ny statistikk. For Vest-Europa har ikke samlet produksjonsvekst vært sterkere siden 1976.

Prisstigningen i OECD-området under ett var svakt høyere enn året før, og konsumprisene økte 3,75% mot 3,6% i 1987. Gjennom året var det en tendens til økende priser. Arbeidsledigheten i OECD-området har gått ned de siste årene, men er fortsatt høy. Størst nedgang var det i USA, der den i gjennomsnitt for 1988 ble 5,5% av arbeidstyrken. Vest-Europa hadde en gjennomsnittlig ledighet på 10,25%.

Den økonomiske utvikling i de nordiske land var fortsatt forskjellig i 1988. Finland hadde den klart største økonomiske vekst, med 4,6% økning i bruttonasjonalproduktet. Sverige hadde en svakere utvikling med 1,4% økning, mens Norge hadde 1,5% økning i BNP. Danmark hadde omrent uendret BNP fra 1987 til 1988. Island hadde en nedgang på 1,5%, det var fortsatt meget høy inflasjon og konsumprisene økte 20,6%. Prisstigningen var mer moderat i Norge med 6,7%, i Sverige med 6,3% og i Finland med 5,1%. Danmark hadde en inflasjon på 4–5%. Arbeidsledigheten var fortsatt høyest i Danmark med ca. 9,5%, og i Finland med ca. 5,1%. Norge hadde 3,2% ledighet i middel, men med økende tendens i løpet av året. I Sverige og Island var det lav ledighet, henholdsvis 1,1% og 0,7%.

Hovedinntrykket er fortsatt at Nordel-området har høyere inflasjon enn OECD-området, mens arbeidsledigheten er vesentlig lavere.

Det samlede elforbruk i Nordelandene hadde en moderat økning i 1988 og ble 0,6% høyere enn i 1987. Bruttoforbruket var 323,7 TWh, eksklusive 13,0 TWh tilfeldig kraft til elektrokjeler. Utviklingen i landene var forskjellig. Forbruket økte i Danmark med 1,2%, i Finland med 4,2% og på Island med 6,3%. I Norge og Sverige var det en mindre nedgang i forbruket med 0,1% og 0,7%. Sverige har det største elforbruk med 131,2 TWh. Forbruket i Norge er 99,2 TWh, i Finland 58,6 TWh, i Danmark 30,4 TWh og på Island 4,3 TWh.

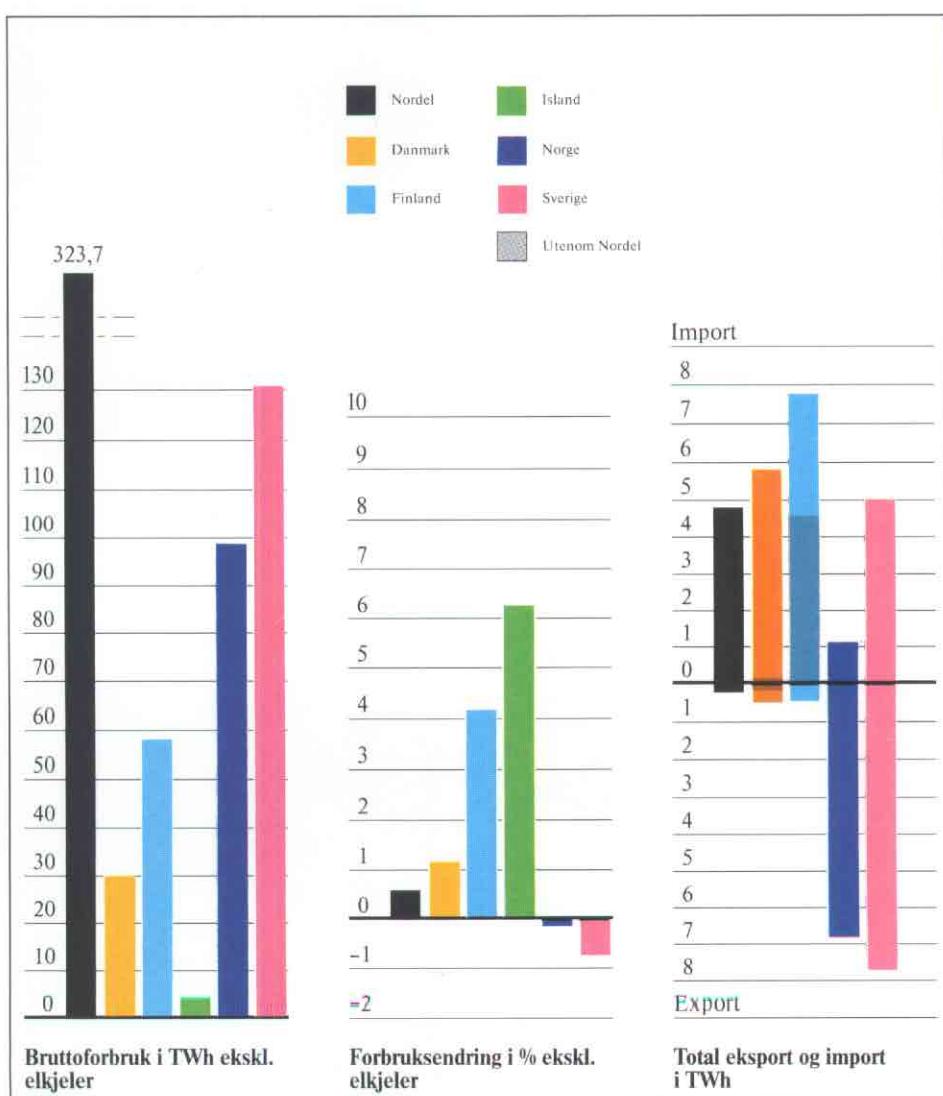
Vannkraften er den dominerende elproduksjonen i Nordel. I 1988 sto den for 195,9 TWh eller 59% av den totale

produksjon som ble 332,1 TWh. Norge har mest vannkraft, med 109,6 TWh produksjon i 1988. Vannkraftproduksjonen i Sverige ble 68,8 TWh, i Finland 13,4 TWh og på Island 4,2 TWh. Danmark har ubetydelig vannkraft. Kjernekraften er også betydelig, og den sto for 84,8 TWh eller 25,5% av total produksjon. Sverige produserte 66,4 TWh og Finland 18,4 TWh kjernekraft. Øvrig varmekraftproduksjon i Nordel-området ble 51,1 TWh, eller 15,4% av total produksjon, og denne var hovedsakelig i Danmark, Finland og Sverige. Kull var det viktigste brensel, mens olje og naturgass hadde mindre andeler.

Kraftutvekslingen mellom Nordelandene ble betydelig større enn forrige år, totalt 15,2 TWh. Dette utgjorde 4,6% av den totale produksjon. Størst import dette året hadde Danmark med 5,8 TWh og Sverige med 5,1 TWh. Størst eksport hadde Sverige med 7,7 TWh og Norge med 6,8 TWh. Den største nettoim-

portør innen Nordel var også Danmark med 5,5 TWh, mens den største nettoeksportøren var Norge med 5,6 TWh. Finland hadde i 1988 en nettoimport på 2,7 TWh, mens Sverige hadde en nettoeksport på 2,6 TWh.

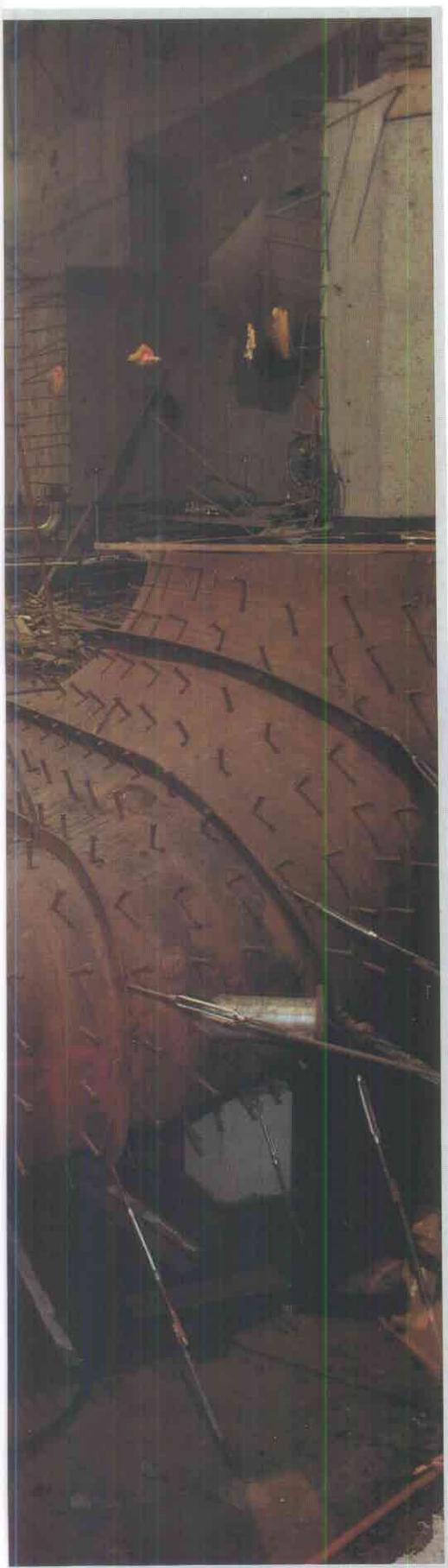
I tillegg til disse utvekslinger importerte Finland 4,7 TWh fra Sovjet. Danmark hadde en liten utveksling med Vest-Tyskland. Nordel hadde totalt sett en nettoimport på grunn av importen fra Sovjet.



# Nordens virksomhet 1988

*Bygging av det nye kraftverket ved Blanda,  
Island.  
Construction of the new hydro power plant  
Blanda, in Island.*





**N**ordel markerte sitt 25 års jubileum i forbindelse med årsmøtedagene 4.–6. mai 1988 i Oslo. Utvalgene hadde møter samtidig og deltok i arrangementene. Den norske energiminister Arne Øien holdt en middag i anledning Nordels 25 årsjubileum. Oslo Kommune inviterte til middag i Oslo Rådhus med ordfører Albert Nordengen som vert.

Årsmøtet behandlet årsberetningen for 1987, den aktuelle kraftsituasjonen i de nordiske land og kraftbalansene de nærmeste tre år. De faste utvalgene rapporterte om virksomheten siste året og fremmet sine planer for kommende år. Virksomheten til utvalgene og de kontaktpersoner og grupper som rapporterer direkte til Nordel, ble diskutert. Det ble rapportert fra kontakten med den europeiske samarbeidsorganisasjonen UCPTE.

Nordels rolle i det nordiske naturgass-samarbeidet ble tatt opp i årsmøtet. Planleggingsutvalget hadde utarbeidet et diskusjonsgrunnlag for behandling av denne saken. Nordel vedtok i årsmøtet en uttalelse om Nordel og naturgassen.

Representanter fra Nordel hadde det årlige kontaktmøte med Nordisk Ministerråds embetsmannskomite for energipolitikk den 21. november 1988 i Oslo. Dette er et ledd i samarbeidet med de nordiske energimyndigheter, og det skjer her en gjensidig utveksling av informasjon og diskusjon av aktuelle energispørsmål.

Nordel holdt et formann- og sekretærsmøte den 21. januar 1988 i Stockholm, der utvalgenes og sekretariatets virksomhet ble behandlet.

### Driftsutskottet

Utskottet har forløpende behandlet aktuella samkörningsfrågor såsom kraftsituationen i de nordiska länderna, kraftutbyttena länderna emellan, driftsäkerhet och drifttekniska frågor samt störningar inom det nordiska kraftsystemet. För bedömnings av kraftsituationen under de närmaste tre åren har effekt- och energibalanser avseende denna tidsperiod upprättats.

Temperaturkorrigerad förbrukningsökning (längs 12-månadersvärde) i Nordelländerna varierar mellan 0 och 5% och är för Nordelsystemet totalt cirka 2,5%.

Vårfloden inträdde under 1988 vid i stort sett normal tidpunkt och blev något intensivare än normal. Försommarens torra väderlek medförde tillrinningsunderskott vilket emellertid

förbyttes i en mycket riklig vattensituation pga en mycket regnrik sensommars och höst. Tillrinningarna i Finland, Sverige och Norge blev respektive 30,15 och 5% över de normala under året.

Magasinsläget var vid årsskiftet normalt i alla tre länderna.

Kärnkraften har fortsatt att fungera mycket väl. Tillgängligheten har varit och fortsätter att vara mycket god. Effekthöjningar planeras att ske under 1989 för blocken Ringhals 1 och 2, Forsmark 3 och Oskarshamn 3.

Under året har kärnkraften nedreglerats med mindre än 1 TWh huvudsakligen i Sverige.

Kolpriset och oljepriset har under året varierat kring i stort sett samma nivå. Vid årets slut var oljepriset något högre än kolpriset.

Genom den rika vattensituationen har Sverige exporterat kraft till Finland och Danmark hela året. Till Danmark har exporten varit mycket stor under sommaren och hösten. Norge har från mitten av sommaren haft en omfattande export till Danmark och Sverige.

En detaljerad effektbalansanalys för vinterperioden 1988/89 har genomförts. Effektreserven inom varje delsystem (egen reserv och överförbar via samkörningsförbindelserna) bedöms som tillfredsställande för varje delsystem vid prognosrad topplastsituation.

De av Driftutskottet sammanställda effekt- och energibalanserna för de närmaste tre åren 1989–1991 visar att balanserna är acceptabla. Med anledning av att balanserna blir successivt mer ansträngda har effektbalanserna analyserats och redovisats på ett betydligt mera detaljerat sätt än tidigare. Driftutskottet har beslutat att även energibalanserna fortsättningsvis skall analyseras och redovisas betydligt mera detaljerat.

Nordels rekommendation avseende driftreservernas storlek gäller vid normal driftsituation. Med anledning av den mera ansträngda effektbalansen har Driftutskottet slutfört ett arbete syftande till en klarare precisering av kraven på driftreserver inom delsystemen när svårigheter föreligger att upprätthålla kraven på reserver. Utgångspunkten har varit att söka etablera gemensamma generella krav på momentan reserv i bristsituationer samt att analysera hur sådana bristsituationer skall hanteras.

Slutsatsen är att i en situation med brist på momentan reserv i Nordelsystemet kan generella krav på reserver ej föreskrivas. Ett krav måste dock upp-

fyllas, nämligen att delsystem med brist är skyldigt att informera samkörande delsystem om sin bristsituation. Varje driftledning måste sedan fatta beslut om och vidtaga åtgärder inom sitt respektive delsystem i enlighet med sin egen nationella driftfilosofi. Delsystem med brist måste acceptera att bli bortkopplat från angränsande system om dessa så önskar.

Driftutskottets arbetsgrupp för systemfrågor, NOSY, har arbetat vidare med drifttekniska analyser på Nordelsystemet. Gruppen har bl.a. arbetat med

- att precisera och ajourhålla aktuella överföringsgränser på samkörningsförbindelserna
- att följa upp beslutade åtgärder för att förebygga systempendlingar
- att kartlägga olika produktionsresursers regleregenskaper
- att utarbeta synpunkter på Nordels nätdimensioneringsregler inför Planeringsutskottets översyn av desamma.

Den omfattande samköringen av ländernas kraftsystem som sker för att eftersträva en bästa utnyttjning av de totala resurserna säkerhetsmässigt och ekonomiskt kräver ett successivt ökat datautbyte mellan ländernas driftcentraler. Med utgångspunkt från tidigare inventeringar har Driftutskottet påbörjat en kartläggning av det framtida behovet av datautbyte för att senare utreda lämpliga lösningar.

På uppdrag av Nordel har Driftutskottet och Planeringsutskottet utarbetat gemensamt förslag till det fortsatta arbetet med hur planeringen och driften av de nordiska el- och gassystemen kan samordnas på ett ändamålsenligt sätt. En ad-hoc grupp under Planeringsutskottets ansvar arbetar vidare med en djupare analys av centrala frågeställningar, varvid Driftutskottet hålls underrättat om arbetet.

Foto: Bengt Johansson.  
Monumentet "kraft" i Porjus manifesterar den  
stora betydelsen av vattenkraftsutbygg-  
naderna i Luleälven.  
The monument "kraft" in Porjus symbolizing  
the importance of the hydro power in the river  
"Luleälven".





## Planeringsutskottet

Aktuella *nät- och produktionsstudier* syftar till att belysa förhållandena i ett stadium kring sekelskiftet. Insamling och bearbetning av kraftsystemdata pågår, liksom förberedelser för beräkningar på stadiet. Nät- och Produktionsgrupperna samarbetar i frågan. Nätgruppen har också genomfört en temadag om miljövänlig kraftöverföring. Huvudsyftet med temadagen var att se på hur miljöaspekterna påverkar planeringen, exempelvis när det gäller utvecklingen av stolpar och ledningskonstruktioner bl.a. kablar. Däremot syftade temadagen inte till att belysa medicinska aspekter. Produktionsgruppen arbetar också med analyser av förutsättningarna att använda en existerande flerområdesmodell för effektrisk för effektstudier på Nordelsystemet.

Ett omfattande arbete på nätmrådet är den *översyn av Nordels nätdimensioneringsregler* som pågår i en av Planeringsutskottet tillsatt ad hoc-grupp. En första etapp som innebär en omfattande förstudiesfas är i huvudsak slutförd. Nästa etapp innebär fördjupade studier i de ämnen som har störst betydelse för reglerna. Etappen planeras ta ca 12 månader, alltså i princip hela 1989. Därefter återstår Planeringsutskottets behandling av de förslag som ad hoc-gruppen kommer fram till. Eventuellt förslag till ny Nordelrekommendation i frågan planeras kunna förläggas Nordels årsmöte 1990.

Förutsättningar och hinder för en *samordning inom Norden av el- och naturgasfrågor* studeras av en ad hoc-grupp inom Planeringsutskottet. Frågor om ökat Nordelengagemang i naturgasfrågor har aktualiserats under senare år. Naturgas används redan för elproduktion i Nordelsystemet och sådan utnyttjning förutses öka väsentligt. Detta är också en förutsättning för att naturgasen skall bli en betydande energiråvara i Norden. Elkraftföretagen kan förutses bli gasföretagens största kunder. För att kunna uppnå de ur samhällssynpunkt bästa lösningarna är det viktigt att åstadkomma ett systemtekniskt samspel mellan el- och naturgassystemen. Det synes också naturligt att ett nära samarbete etableras mellan el- och gasföretagen. Vid Nordels årsmöte 1988 fick Drift- och Planeringsutskotten i uppdrag att göra en del förberedande studier om Nordels naturgasengagemang. Dessa studier har gjorts och indikerar att i varje fall i ett första samarbetskede, så är det inom planeringen som samarbets-

resultat kan uppnås. Det gäller att åstadkomma produktions- och överföringsanläggningar på rätt plats, vid rätt tidpunkt och med rätt kapacitet. I planeringen måste dock noga beaktas att målsättningen är en ökad flexibilitet i driften av det samlade nordiska energisystemet. Det är mot ovanstående bakgrund som Planeringsutskottet ad hoc-grupp nyligen påbörjat sitt arbete.

För att möta de stora osäkerheterna på energiområdet ser Planeringsutskottet *scenariosstudier på Nordelsystemet* som en möjlig framkomstväg. En del scenarioarbete pågår redan inom de enskilda Nordelsystemen, liksom också vissa förberedelser för scenariostudier på det samkörande Nordelsystemet. Hösten 1988 arrangerade Planeringsutskottet ett seminarium om scenariofrågor med planerare vid Nordelföretagen som deltagare. I seminariet medverkade också ett par utomstående föreläsare. Seminariet gav en hel del uppslag för det fortsatta arbetet. Att sätta igång omfattande scenariostudier på hela Nordelsystemet kräver betydande förberedelser. Det har därför bedömts lämpligt att tills vidare koncentrera det fortsatta arbetet på landsvisa studier och att dra erfarenheter av dessa inför studierna på det samlade Nordelsystemet. Parallelt med de landsvisa studierna övervägs lämpliga utgångspunkter för att komma igång med aktiviteter på en bred nordisk bas.

I praktiken finns det en rad begränsningar mellan ideal och verlig planeringssituation. I vissa av Planeringsutskottets studier på det samkörande nordiska kraftsystemet har dock utgångspunkten varit den ideala förutsättningen att Norden är en enhet utan nationsgränser. Detta har fört till resultat som inte alltid varit realistiska, eftersom man i praktiken stöter på en rad begränsningar, både rationella och irrationella. Nordel har ansett det viktigt att kartlägga vilka de olika begränsningarna är och att mot bakgrund av denna kartläggning formulera så realistiska planeringsförutsättningar som möjligt. Planeringsutskottet har fått i uppdrag av Nordel att göra denna kartläggning och har satt igång arbetet. Där det bedöms möjligt att påverka förhållandena i positiv riktning kommer utskottet att peka på detta. Vidare är avsikten att i redovisningen också peka något på de möjligheter som Nordelsamarbetet innebär.

En redovisning om *vindkraftens kostnader* lämnades vid Nordels årsmöte. Detta var en å jour-föring av de

Foto: Malmö Energi AB.

Heleneholmverket i Malmö. Det första kraftverket i Sverige som använder naturgas i sin el- och värmeproduktion.

Heleneholmverket in Malmö. The first power plant in Sweden fired with natural gas.



kostnader som redovisades i en rapport från Planeringsutskottet 1986. Avsikten är att utskottet i fortsättningen årligen skall redovisa å jour-förda vindkraftkostnader.

Enligt överenskommelse mellan Nordel och ECE:s elkommitté (ECE = United Nations Economic Commission for Europe) skall Nordel vartannat år ta fram en *karta över de nordiska stamnäten*. En sådan karta avseende stadium januari 1988 har tagits fram och redovisats till ECE.

Som ett led i Nordisk råds beslut att 1988 skulle vara ett nordiskt teknologiår hölls den 26–28 september *Nordisk energikonferens* i Stavanger. Arrangör för konferensen var Norske Sivilingenjörers Forening i samarbete med Nordel. Planeringsutskottets ordf och sekr ingick i planeringskommittén för konferensen, vid vilken bl.a. flera Nordelmedlemmar medverkade som föredragshållare.

## Värmekraftutskottet

Utskottet har under året fortsatt att utväxla erfarenheter och synpunkter inom värmekraftområdet i Norden.

Bl.a. har organiseringen av samarbetet på miljöområdet diskuterats livligt. Utgående från Driftsutskottets effektbalanser har värmekraftens tillgänglighet behandlats inom Värmekraftutskottet. Statusrapporter från de olika länderna har gått igenom på utskottets möten och då har speciell vikt lagts på att beskriva existerande problem samt de lösningar som är funna eller planlagda. Utskottet har under 1988 hållit två möten där följande rapporter från dess arbets- och ad hoc-grupper, genom vilka största delen av utskottets arbete sker, har behandlats.

Utskottets Drift- och Underhållsgrupp har under året anordnat i Danmark ett seminarium för driftchefer. Huvudtemat för seminariet var livstidsförlängning av gamla kraftverk. Även rökgasrenings och olika naturgasprocesser gicks igenom. På seminariet deltog 50 driftchefer, vilket är ett rekord i antal. Mötet gav deltagarna många nya idéer och impulser. Ett motsvarande möte för underhållchefer planeras att hållas på hösten 1989 i Finland.

Ad hoc-gruppen för miljöfrågor har gjort en sammanställning av de nordiska och västtyska emissionsbegränsningskraven samt de nordiska luftkvalitets-

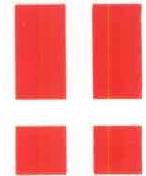
normerna. Vidare har gruppen utarbetat ett förslag till program för ett miljöseminarium med rubriken «Hur miljövänlig skall framtidens energiproduktion vara?»

Tillsammans med Drift- och Underhållsgruppen har Ad hoc-gruppen för miljöfrågor sammanställt artikeln *Miljöaspekter vid kol- och oljekraftverk* för denna årsberättelse.

Forsknings- och utvecklingsverksamheten inom NKA (Nordiska kontaktorganet för atomenergifrågor) har fortsättningsvis bevakats av utskottets konaktgrupp. Det har bl.a. framhävts att huvudavsikten med NKA:s säkerhetsprogram bör vara att få en samstämd uppfattning i Norden om säkerhetsförhållandena, t.ex. när det gäller händelsesförfloppet vid havarer, deras beräkning och verkningen av konstruktionsändringar.

Under året har direktör J Ricken/IFV ersatts med överingenjör J Rosbjerg/IFV samt kraftverksdirektör E Ericsson/Vattenfall med kraftverksdirektör E Lennartsson/Vattenfall. Värmekraftutskottet tackar de avgående för ett aktivt deltagande och gott samarbete.

# Danmark



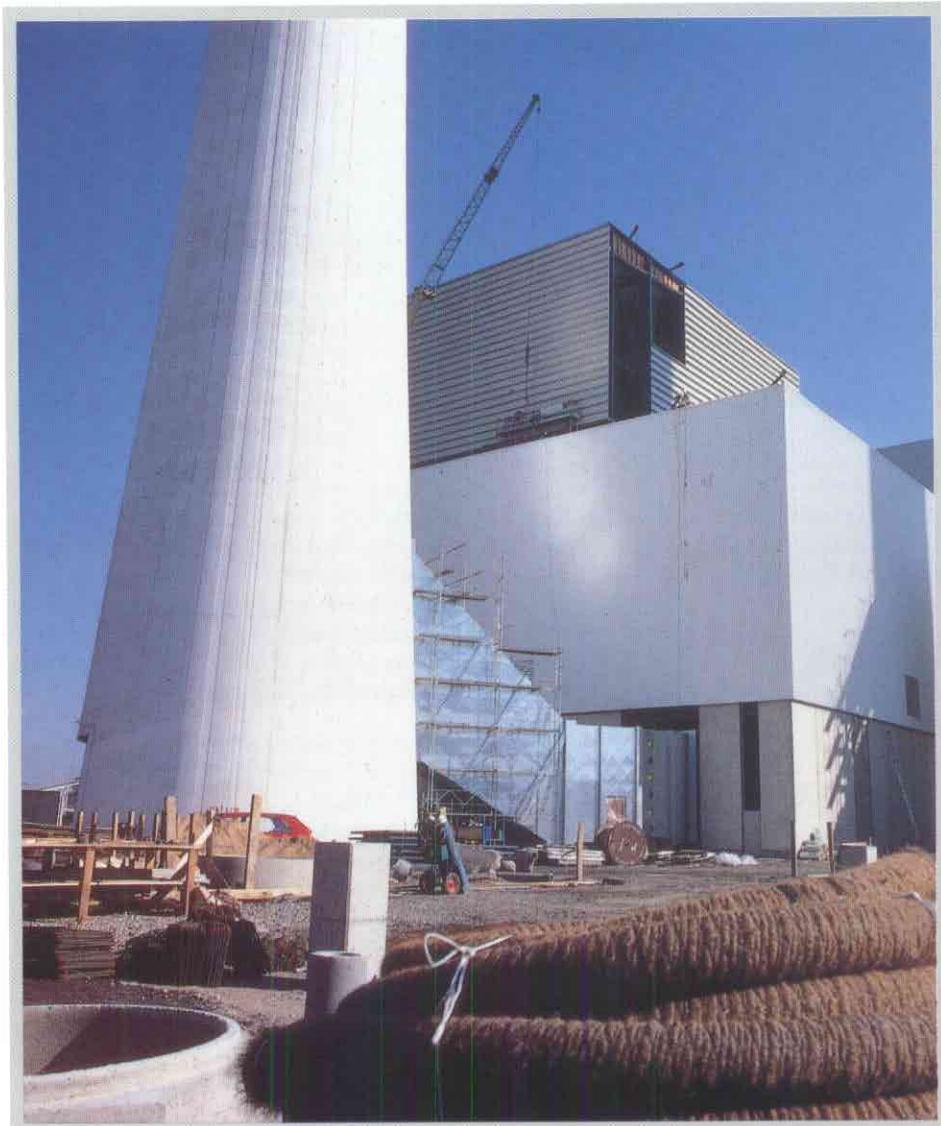
## Energipolitik

Danmarks afhængighed af importeret energi blev yderligere mindsket i 1988 ved en øget produktion af dansk Nordsø-gas. Andelen af dansk energi i det samlede bruttoenergiforbrug steg herved til 41%, mod 38% året før. Forbrug og eksport af dansk olie blev henholdsvis 2,9 og 1,8 mio. tons. De tilsvarende tal for dansk naturgas var 1,6 og 0,7 mia. m<sup>3</sup>.

Trots flere koncessionerede grupperes efterforskningsaktivitet i den danske undergrund er det fortsat kun Dansk Undergrunds Consortium, der producerer olie og naturgas.

Elværkernes pligtkøb af naturgas under aftalen med Dansk Naturgas A/S var i 1988 0,13 mia. m<sup>3</sup>.

ELKRAFT har i 1988 fortsat undersøgelserne om anvendelse af naturgas på kraftværkerne. Hvis gas anvendes



som brændsel vil udbygningen sandsynligvis ske med kombi-anlæg – kombinerede gas- og damp-turbineanlæg. Elværkernes forhandlinger med DANGAS A/S om pris- og leveringsbetingelser blev ikke tilendebragt i 1988.

Sideløbende har elværkerne set på kulforgasningsanlæg som alternativ gasforsyning – anlæg som er i stand til at forgasse alle typer kul. En nærmere undersøgelse af egnethed er gennemført. Hovedkonklusionen er, at kulforgasning både økonomisk og miljømæssigt er et attraktivt alternativ, som kan danne grundlag for kulfyret udbygning.

For FN udgav Brundtland-kommisionen i 1987 en rapport om miljø og udvikling, «Vor fælles fremtid». Rapporten analyserer den langsigtede udvikling og giver en række anbefalinger, bl.a. med hensyn til fossilt brændsel, energiudnyttelse, forsuring

og drivhuseffekt. I december 1988 forelagde statsministeren i Folketinget en handlingsplan om disse emner som et oplæg til politisk debat.. Inden for de enkelte samfundssektorer er det søgt vurderet, i hvilket omfang der allerede leves op til principippet om bæredygtig udvikling, dvs. den udvikling, der tilfredsstiller den nuværende generations behov uden at mindske fremtidige generationers muligheder for at tilfredsstille deres behov.

Med udgangspunkt i denne vurdering er ansørt en række initiativer, som kan bidrage til bæredygtig udvikling.

Handlingsplanen må opfattes som en hensigtsklärering, der understreger regeringens vilje til seriøst at vurdere energi- og miljøpolitiske problemer i lyset af Brundtland-rapportens anbefalinger.

Energiministeren vil i folketingsåret 1989/90 fremlægge en handlingsplan,

der angiver konkrete muligheder for at reducere energiforbruget og dets miljøbelastning på kortere og længere sigt. Slutforbruget fremhæves af energiministeren som et indsatsområde, der navnlig på elområdet ikke hidtil har fået den samme opmærksomhed fra samfundet som andre dele af energisektoren.

Elværkerne er allerede engageret i betydelige aktiviteter på væsentlige områder inden for den fremlagte energipolitik, og vil fortsætte denne linie i fremtiden.

Fra elværksside er der givet udtryk for den opfattelse, at dansk eksport af know-how samt salg af nyudviklet, energiøkonomisk teknologi kan give et væsentligt større bidrag til opfyldelse af Brundtland-raportens mål, end vi nationalt kan opnå.

## Elforbrug

Det samlede elforbrug i Danmark blev i 1988 ca. 30 TWh, en stigning på ca. 1,2% fra 1987, svarende til knap 2%, når der korrigeres for det varmere vejr.

Det var industrien og handels- og servicesektorerne, som øgede elforbruget. Stigningerne var her omkring 3% i forhold til 1987. Forbruget i private husholdninger og landbruget faldt ca. 1% bl.a. efter det væsentligt mildere klima i 1988 i forhold til foregående år.

I 1988 fordelte elforbruget sig med 32% på private husholdninger, med 32% på handel og service, med 28% på industri og med 8% på landbrug m.m.

Prognoserne for de kommende års elforbrug baseres på moderate stigningstakter omkring 2,5% p.a.

## Elproduktion

Den installerede effekt på danske elværker var ved udgangen af 1988 ca. 8140 MW, knap 1% mindre end i 1987.

Effekten fordeler sig med 93,7% på dampkraftanlæg, 4,1% på gasturbine- og dieselanlæg, 2,1% på vindkraft og 0,1% på vandkraft. Opgørelsen omfatter ca. 300 MW privatejede produktionsanlæg, heraf alene ca. 170 MW vindkraft.

En væsentlig del af effekten findes på kraftvarmeværker, hvor ydeevnen reduceres, når der leveres fjernvarme. Under topbelastning udgør denne reduktion op imod 500 MW.

Dampkraftanlæggene dækkede 80,8% af årets elforbrug, vindkraft 1,0% og vandkraft 0,1%. De resterende 18,1% dækkes af nettoimporten.

I samproduktion med elektricitet

leverede kraftvarmeværkerne ca. 52.500 TJ fjernvarme.

Kraftværkerne forbrugte i 1988 brændsel svarende til ca. 10,3 mio. tons kul med en kulandel på 94%.

Byggeriet af nye store kraftvarmeblokke på Amagerværket, Avedøreværket og Fynsværket fortsatte med henblik på idriftsættelse i henholdsvis 1989, 1990 og 1991. På Vestkraft i Esbjerg påbegyndtes et tilsvarende byggeri. Ydeevnen på el- og varmesiden af de fire blokke er henholdsvis 250, 250, 385, 350 MW og 330, 330, 500, 450 MJ/sek.

Udbygningen med vindmøller under elværkernes 100 MW-aftale med regeringen forløber stadig noget langsommere end forudset, især på grund af manglende lokal accept, hvor møllerne placeres. Ved årets slutning var henved 35 MW vindkraft i dette program sat i drift, fordelt på syv vindmølleparkere og fem mindre klynger. Der arbejdes ihærdigt på at sikre idriftsættelse af de resterende godt 65 MW inden for de næste to år.

I den private sektor er aktiviteten på vindkraftområdet fortsat stor. Der blev i 1988 idrftsat ca. 55 MW i spredt placerede, mindre, subsidierte vindmøller.

Arbejdet med centrale kraftvarmeværker, som sker i overenstemmelse med den politisk aftale om den fremtidige eludbygning, skred godt frem i 1988. Der arbejdes med projekter på forskellige stadier i 30-40 byer. Alle projekter baseres på fyring med dansk brændsel. Værkernes ydeevne varierer fra under 1 MW el til omkring 60 MW el. Ved årets slutning var to centrale kraftvarmeværker sat i drift, med samlet ydeevne ca. 20 MW, og en hel række følger efter i 1989 og 1990. Programmet for de centrale værker - der i alt omfatter 450 MW - var ved årsskiftet inde i en forsøgs- og demonstrationsfase. Det må forventes, at en del af de mindre - især halmfyrede - kraftvarmeanlæg vil få en dårlig økonomi.

## Elpriserne

Efter stigningen på ca. 7 øre/kWh i januar har elprisen været uændret i 1988. Den gennemsnitlige elpris for en forbruger med et årligt forbrug på 3000 kWh var knap 49 øre/kWh uden afgifter og ca. 99 øre/kWh med afgifter. Energiafgift og moms udgjorde således 51% af forbrugerprisen.

Fra 1. januar 1989 steg elprisen, i gennemsnit med 7,7 øre/kWh, eksklusive afgifter, for en forbruger med 3000 kWh årligt forbrug. Elprisen før tillæg af afgifter er herved blevet den samme

som i 1982-83, uden justering for inflation.

## Eltransmissionsnettet

Konti-Skan 2 forbindelsen mellem Jylland og Sverige blev taget i kommerciel brug 1. november '88. Overføringsevnen er 300 MW ved 285 kV D.C. Forbindelsen er bygget i fællesskab af Vattenfall og ELSAM, og betyder dels en fornyelse af Konti-Skan forbindelsen fra 1965, dels en væsentlig forøgelse af overføringskapaciteten frem til midten af halvfemserne, indtil Konti-Skan 1 (260 MW) skrottes.

## Projektassistance

ELKRAFT har i 1988 stiftet et 100% ejet datterselskab, ELKRAFT-Consult A/S. Selskabets formål er at yde rådgivning og projekteringsarbejde i ind- og udland vedrørende energiforsyningsanlæg. Ved løsning af aftalte opgaver trækker ELKRAFT-Consult på den samlede ekspertise i ELKRAFT-gruppen.

Markedsføring af danske elværkers indsatser angående kraftværker og eltransmission sker gennem Danish Power Consult A/S (DPC), hvor ELKRAFT-Consult og ELSAMPREJEKT A/S i juli har overtaget hver sin 40%'s andel. De sidste 20% ejes af en række danske rådgivende ingeniørvirksomheder.

Tilsvarende sker markedsføring på områderne vindkraft, miljøanlæg og fjernvarme gennem Danish Power Utilities (DPU), en forening med ELKRAFT-Consult og ELSAMPREJEKT som de eneste medlemmer.

## Forskning og udvikling

Elværkerne har i de senere år brugt mange kræfter på forskning og udvikling. Disse aktiviteter gennemføres, for at danske elværker kan opfylde fremtidens krav til kraftværker, og for at støtte den tekniske udvikling i dansk industri. Elværkernes indsats beløb sig i 1988 til ca. 135 mio. kr. Hovedparten af emnerne tilhørte områderne forbrændingsteknik og miljøanlæg, hvor sidstnævnte er nærmere omtalt i denne beretnings artikel «Miljöaspekter vid kol- och oljekraftverk».

## *Ekonomisk utveckling*

**E**n snabb högkonjunktur fortsatte i den finländska nationalekonomin år 1988. Industriproduktionen ökade med mer än 4% och inom vissa branscher hämmedes produktionsökningen av kapacitetsbrist. Brutto-nationalprodukten ökade med ca 4,6%. Till tillväxten bidrog inte bara den kraftiga inhemska efterfrågan utan också ökningen av skogsindustrins export. Bruttonationalproduktens marknadspolis var ca FIM 437 miljarder, ca USD 104 miljarder (USD 21 000 invånare). Exporten till väst ökade med ca 4%, däremot fortsatte exporten till öst att krympa med ca 5%. Totalt ökade exporten med ca 4%. Handelsbalansen visade något överskott, bytesbalansen däremot ett underskott på nästan FIM 13 miljarder, eller 3% av bruttonationalprodukten.

Inflationen blev något snabbare jämfört med föregående år, d.v.s. 5,1% på årsnivå. Arbetslösheten sjönk till ca 5% av arbetskraften, vilket innebär en sänkning på 0,5 procentenheter. Samtidigt rådde brist på arbetskraft inom många branscher. De reala totalinvesteringarna ökade år 1988 med ca 9% till 108 miljarder mark, vilket utgör 25% av bruttonationalprodukten.

Energikonsumtionen ökade år 1988 bara lite. Ökningen var 1,7% och konsumtionen ca 29,7 Mtoe. Inom industrin och transporten ökade energikonsumtionen, men det exceptionellt milda vädret i början av 1988 minskade energibehovet för uppvärmning kännbart.

## *Energipolitik*

Den nuvarande finländska ellagen har varit i kraft i knappt 10 år och under två års tid har en ändring förberetts. Den 6 maj 1988 framlade regeringen till riksdagen en proposition om ändring av ellagen. Riksdagen antog lagen i slutet av 1988 och lagen samt förordningarna träder i kraft den 1 april 1989. I och med att den nya lagen träder i kraft, förenklas och effektiveras planerings- och tillståndssystemet. Enligt ellagen behövs byggnadstillstånd enbart för kraftverk med en effekt på minst 250 MW. I lagen ingår varken beslut om byggande av kärn- och vattenkraft eller elimport, eftersom det finns skilda lagar och förordningar om dessa. Den nya kärnenergilagen, som antagits tidigare, trädde i kraft den 1 mars 1988. Enligt lagen fattar riksdagen i fortsättningen beslut om bl.a. byggande av nya kärnkraftverk.

I juni inleddes statens kärnavfallsfond sin verksamhet. Samtidigt mottog fonden kärnavfallsavgifter på ca FIM 1,5 miljarder från de bolag som producerar kärnkraft. Till fonden insamlas pengar för nedläggning av gamla kärnkraftverk och för slutförvaring av kärnavfall.

För tiden 1.3.1988–28.2.1991 tillsatte statsrådet två nya kommittéer inom kärnenergibranschen. I handels- och industriministeriet fungerar en kärnenergikommitté som förbereder ärenden angående användning av kärnenergi. I anslutning till Strålsäkerhetscentralen arbetar en kärnsäkerhetsdelegation som ett rådgivande organ. Delegationen förbereder frågor kring kärnenergisäkerhet.

I slutet av 1988 blev ett förslag till ändring av atomansvarslagen färdigt i handels- och industriministeriet. Enligt lagförslaget tar Finland och de bolag som producerar kärnenergi hand om sitt atomansvar inom ramen av det internationella system som NEA (Nuclear Energy Agency) svarar för. Systemet baserar sig på Paris' konvention och Bryssels tilläggsavtal, som kompletterar konventionen. Då går ansvaret upp till SDR 100 miljoner, vilket är 13,5 gånger så mycket som i dag. Det energipolitiska rådet i Finland har ställt sig positivt till ändring av atomansvarslagen. Lagen torde komma till riksdagens godkännande i början av 1989.

Som ett led till de principbeslut som statsrådet tidigare fattat om svavelutsläpp, tillsattes i mars 1988 en arbetsgrupp som skulle förbereda gränserna för utsläpp av kväve från energiproduktionsanläggningar. Arbetsgruppens förslag, som är på remiss, bygger på den bästa tillgängliga förbränningstekniken för nya pannor och gasturbiner. För nya stora kolkraftverk innebär utsläppsgränserna katalytisk renin av rökgaserna. När man satt utsläppsgränsar har målet varit att beakta kostnadseffektiviteten och nedfrysningen av kväveoxidutsläppen på dagens nivå fram till 1995. Man har fortsatt arbetet för att bereda normer för kväveoxidutsläpp från gamla kraftverk. Arbetsgruppen torde bli färdig med sitt förslag i mars 1989. Tidigare har man redan fattat principbeslut om kväveoxidutsläpp inom trafiken.

I början av oktober 1988 trädde en ny konkurrenslag i kraft. Syftet med lagen är att effektivisera konkurrensen och därmed den ekonomiska verksamheten. Lagen effektivisrar övervakningen av monopol. Övervakningen utvidgas så att den också gäller lokala monopol, såsom el- och fjärrvärmeverk.



*Imatran Voimas nya kontor i Myrbacka, Vanda. Togs i bruk i början av 1988. The new office of Imatran Voima in Myrbacka, Vanda, put into use in 1988.*

Enligt lagen är monopolställning och dominerande ställning på marknaden inte förbjudna, däremot är deras missbruk förbjudet och konkurrensverket och konkurrensrådet har möjlighet att ingripa i misstänkt missbruk och bestämma de lägsta eller högsta priserna. Lagen har inverkan också på energisektorn, t.ex. på elverkens prissättning.

Industrins kraftbolag grundade i mars 1988 bolaget Teollisuuden Voimansiirto Oy (Industrins Kraftöverföring Ab). Bolaget, som inleddes sin verksamhet den 1 januari 1989, kommer att använda ägarnas kraftöverföringsnät, bygga nya kraftöverföringsledningar samt svara för samkörsningen av kraftverken. Bolagets verksamhet omfattar också elimport och partiförsäljning. Det nya bolaget innebär att det i Finland uppstår två landsomfattande nätbolag som konkurrerar med varandra.

En energikommitté på hög nivå som arbetat i närmare två år har som uppgift att bl.a. utreda de olika energiformernas samhälleliga effekter och risker i förhållande till andra samhälleliga funktioner. Kommittén skall lämna sitt utlåtande den 31.3.1989.

## Elförbrukning

År 1988 fortsatte elförbrukningen att öka raskt. Totalförbrukningen uppgick till 58,7 TWh, d.v.s. 2,2 TWh, vilket är 4,2% mer än år 1987 trots att 1988 var ett betydligt varmare år än 1987. Den temperaturjusterade förbrukningen ökade med inte mindre än 6%.

Ökningen fördelade sig jämnt mellan industri och övrig förbrukning. Industrins elförbrukning ökade med 6% och utgjorde 30,9 TWh. Den goda marknadssituationen för den finländska industrin inverkade på produktionsmängden och ökningen av elbehovet, i synnerhet inom träförädlingsindustrin.

Elförbrukningen inom den övriga sektorn var 27,8 TWh, en ökning på 2%, efter temperaturjustering 6%. Elförbrukningen ökade kraftigt i synnerhet på servicesektorn. Elförbrukning för uppvärmning sjönk något jämfört med föregående år, vilket berodde på den milda vintern. Eluppvärmningen har fortsatt att gå framåt och antalet eluppvärmda bostäder steg med 27 000 till över 410 000. Med el uppvärms mer än 80% av nya småhus och 50% av radhus. Totalt bor ca 1,5 miljoner finländare i eluppvärmda hus. Elektricitetens andel av slutförbrukningen av energi steg till ca 24% gentemot ca 23% år 1987.

Elförbrukningen var högst i december 1988, då toppeffekten uppgick till ca 10 000 MW. Toppeffekten blev alltså lika hög som under rekordkolden år 1987. Nu var vädret dock normalt.

Elbehovsprognoserna reviderades under 1988. Enligt den prognos som Elproducenternas samarbetsdelegation publicerat överstiger elförbrukningen 71 TWh år 1995 och år 2000 är den ca 77 TWh, d.v.s. 4 TWh högre än vad den tidigare prognosens förutspått. I synnerhet den privata elförbrukningen och elförbrukningen på servicesektorn kommer att öka mer än vad som tidigare beräknats. Även handels- och industriministeriet har justerat sina prognoser uppåt.

## Elanskaffning

År 1988 var elproduktionen ca 51,3 TWh, eller bara 0,5 TWh större än år 1987. Det ökade behovet tillgodosågs främst med importökning, vilket steg till ca 7,8 TWh, eller 13,2% av den totala anskaffningen.

Vattenkraftproduktionen fortsatte att vara rekordstor och produktionen var 13,4 TWh, vilket är 10%mer än under ett genomsnittligt vattenår. Mottryckproduktionen uppgick till 13,8 TWh, där ökningen utgjorde 0,5 TWh jämfört med föregående år. Med övrig värmekraft, främst kolkondens, producerades 5,0 TWh och med processkondenskraft 0,4 TWh.

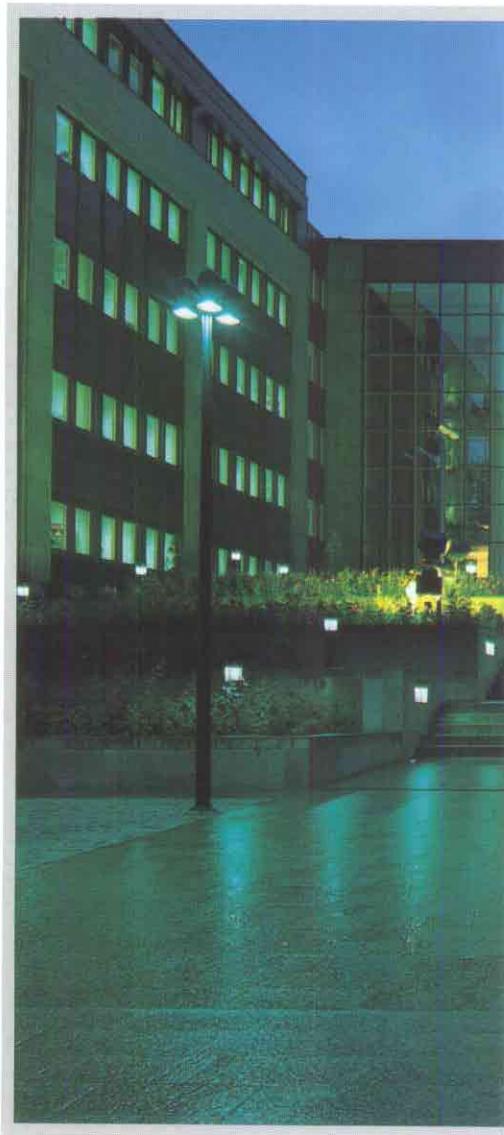
Kärnkraftproduktionen var nästan lika stor som föregående år, eller 18,4 TWh, vilket stod för 36%av totalproduktionen. Alla kraftverksenheter har fungerat klanderfritt och de genomsnittliga driftfaktorerna inkl. revisioner var följande:

Lovisa I	86,7%
Lovisa II	93,1%
Olkiluoto I	92,9%
Olkiluoto II	91,9%

Lovisas låga driftfaktor jämfört med de andra enheterna berodde på den sk. 'långa revisionen'.

Ca 300 MW ny kraftverkskapacitet färdigställdes under 1988. Den största enheten var det naturgaseldade kraftvärmeverket i Tammerfors om 132 MWe. Elimporten från Sverige steg från 100 MW till 200 MW den 1.1.1989.

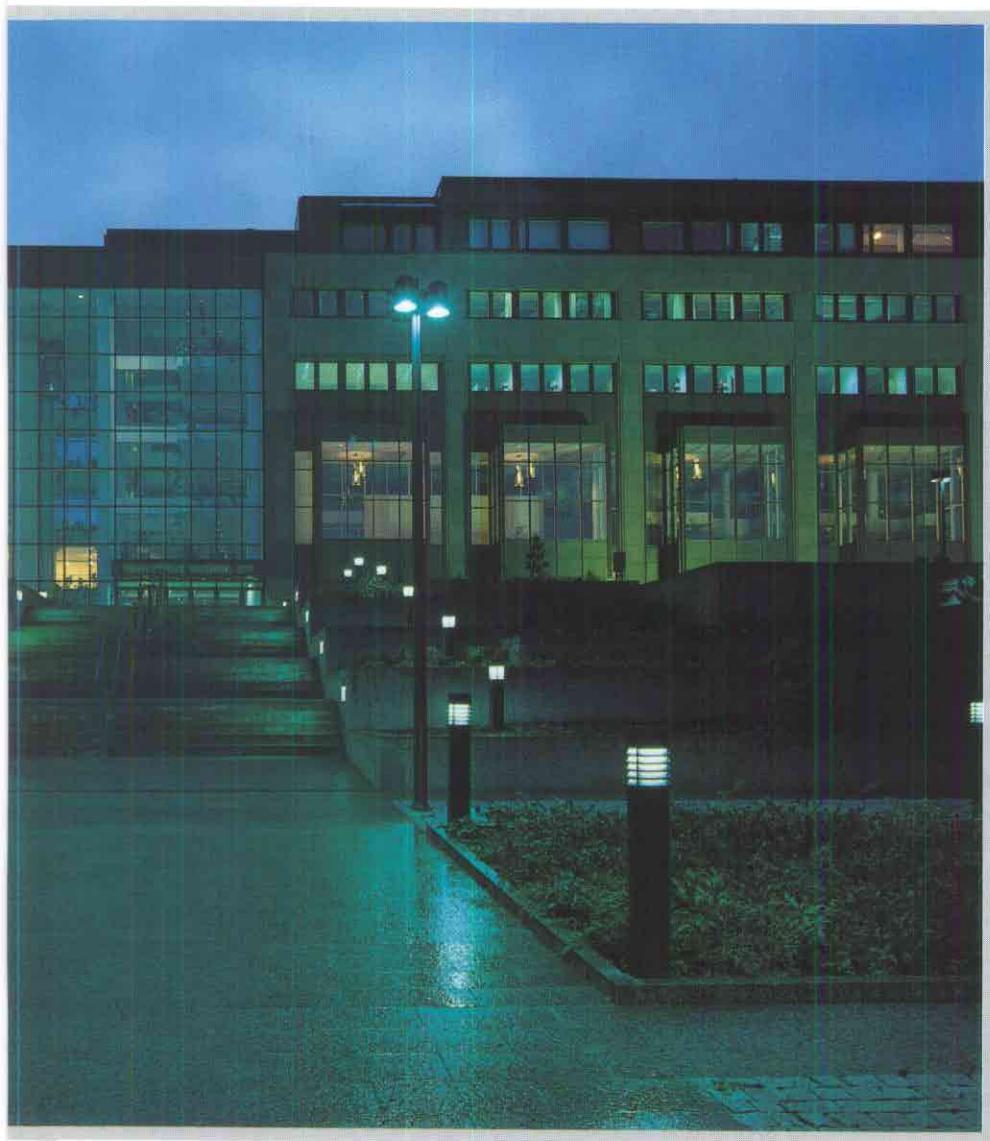
Under byggnad finns kraftverkskapacitet på nästan 1000 MW, varav 630 MW blir färdigt under 1989. Av dessa är de största torvkondenskraftverket på 150 MW i Haapavesi och det olje- och koleldade kondenskraftverket på 260 MW i Kristinestad. Under byggnad är



också kraftvärmeverken på 105 MW i Seinäjoki och 158 MW i Helsingfors. I Kokkosniva byggs ett vattenkraftverk på 25 MW.

Under våren 1988 undertecknades ett intentionsavtal om elimport från Norge och man kom preliminärt överens om eltransitering via det svenska nätet till Finland. Förhandlingarna om själva importen fortsätter.

I september 1988 kom Imatran Voima Oy och det sovjetiska V/O Mashinoexport överens om elimport på 1990-talet. Enligt avtalet importeras IVO el med en effekt på 600 MW under 1990-1992 och från och med 1993 fram till slutet av århundradet med en effekt på 900 MW. Även Teollisuuden Voimansiirto Oy (Industrins Kraftöverföring Ab) har av statsrådet fått tillstånd att importera el från Sovjetunionen.



För-handlingarna med försäljaren pågår fortfarande.

Imatran Voima och Teollisuuden Voima Oy (Industrins Kraft Ab) har förhandlat om byggandet av ett nytt kolkraftverk på ca 500 MW i Björneborg. Något beslut om byggandet har dock inte ännu fattats.

## Elpriset

Elektricitetens detaljförsäljningspris förblev nästan stabil under 1988. Realpriset sjönk med ca 5%. Den 1.1.1989 var det genomsnittliga konsumentpriset för hushållsel 41,2 p/kWh i flervåningshus och 35,9 p/kWh i småhus samt 27,6 p/kWh i hushåll med direkt elvärme och 22,7 p/kWh för ackumulerande el. Storindustrins skattefria konsumentpris för

el var 13,1 p/kWh, sänkningen utgjorde 0,2 p/kWh.

Partipriset på el sjönk under året med ca 1%, vilket berodde på att priset på uranbränsle gick ner. Under slutet av året steg priset på kol kraftigt, vilket kommer att återspeglas på elpriset under 1989.

## Stamnätet

Under 1988 färdigställdes något över 200 km 220 kV kraftledningar när ledningen från Ivalo till Varangerbotn i Norge togs i drift den 11.10.1988. Cirka 160 km 110 kV kraftledningar färdigställdes.

Teollisuuden Voimansiitto Oy, TVS, (Industrins Kraftöverföring Ab) har meddelat att det bygger en 400 kV

kraftledning från Ulvila till Anttila (ca 250 km). För import från Sovjetunionen bör man dessutom bygga en 185 km lång 400 kV ledning från gränsen till Kymi och Anttila. TVS har som avsikt att sammankoppla sina nuvarande kraftöverföringsnät så att de skall täcka hela kustområdet. Övriga planer beträffande 400 kV ledningar är Tammisto-Nurmijärvi (28 km) samt Kristinestad-Vasa (105 km).

Elproducenternas samarbetsdelegation (STYV) godkände en rekommendation om elöverföringsprinciper i januari 1989. Rekommendationen innehåller principer för överföring och kostnadskalkyler. Rekommendationen gäller för alla nät på 400 kV-20 kV.

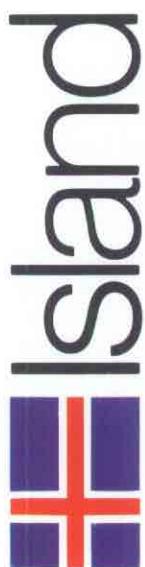
## Övrigt

Det finländska avsvavlingssystemet LIFACs absorptionsgrad förbättrades med hjälp av de testkörningar och processjusteringar som genomfördes vid Ingå kraftverk. Kunskap inhämtas också för att begränsa kväveutsläppen från gamla kraftverk med förbränningsteknik och därför beslöt man installera 'low nox förbrännare' till en enhet i Ingå kraftverk för att planera förbränningarrenoveringar vid hela kraftverket.

I Kopparnäs, Ingå, där IVO undersöker nya energiformer skall förutom vind och biomassa också ett tredje energislag testas, då byggandet av ett soldrivet elverk på 30 kW blir färdigt under årets lopp. År 1988 var vindkraftverkets produktion mindre än år 1987 på grund av rotorfel, även om vindarna var kraftiga.

Utvecklingen har också inriktas på ett PFBC-system (förbränning i virvelbädd), ett dieselkraftverk för multibränsleanvändning; idrifttagande av en biologisk metod för förstöring av radioaktivt kraftverksbränsle samt förlängning av gamla kraftverks livslängd.

*En utsikt over Reykjavik.  
Wiew of Reykjavik.*



## **Økonomisk udvikling.**

**A**ret 1988 var i Island præget af en svag økonomisk recession i modsætnig til en kraftig vækst i årene forinden. BNP gik tilbage med 1,5% sammenlignet med en vækst på 8,7% i 1987. Realværdien af fiskeriprodukter, landets vigtigste produktkategori, gik også tilbage; med 2,5% (vækst på 6,1% i 1987); værdien af øvrige industriprodukter gik tilbage med 1,5% (vækst på 4% i 1987). Investeringer mindskede med 2% i forhold til 1987 da de voksede med 18,9% fra året før. Arbejdsløsheden lå i gennemsnit på 0,7% af arbejdsstyrken (0,5 % i 1987). Inflationen var stadig et problem; den voksede fra 18,3% p.a ved indgangen til 1988 til ca. 25,4% p.a. ved dets slut. Konsumentprisindeksen steg med 20,6% fra d. 31. dec. 1987 til samme dato 1988 (24,3% i samme periode året før).



## **Energipolitik og lovgivning.**

Island fik en ny regering den 28. sept. 1988. I den nye regerings program hedder det om energi- og industripolitik at «organisationsstrukturen indenfor energiproduktion og energifordeling skal revideres med sammenslåning af energiforetagender for øjne. Landets energikilder skal udnyttes til en udbygning af erhvervslivet». Man vil således fortsat arbejde for etablering af nye energikrævende industrier.

Stort set er energi- og industripolitikken uændret fra den forrige regering med undtagelse af klausulen om strukturrevisionen som er et nyt element.

Industriministeren nedsatte i september 1987 en arbejdsguppe for at udføre en prefeasibilitystudie af bygning af et aluminium-smelteværk på 180.000 tons årskapacitet ved siden af det eksisterende smelteværk i Straumsvík, ca. 15 km syd for Reykjavik.

Arbejdsguppen indgav en indstilling i januar måned som pegede på at et sådant smelteværk, bygget i to etaper i årene 1991 - 1994, ville fremvise en akceptabel rentabilitet. Man besluttede at præsentere dette resultat for europæiske aluminiumproducenter som havde vist interesse for at deltage i en udvidelse af den islandske aluminiumindustri, og undersøge mulighederne for at etablere et fælles studieselskab for en mere dybtgående analyse af disse muligheder. Projektet fik navnet Atlantal. På et møde i London den 14. juni mellem repræsentanter for den islandske regering og fire europæiske aluminiumproducenter, nemlig Alumined Beheer N.V., Holland, Austria Metal AG, Østrig, Gränges Aluminium AB, Sverige og Alusuisse S.A., Svejts, enedes man om at oprette et sådant studieselskab som skulle foretage en grundig feasibilitystudie af Atlantalprojektet. Samtidig indledtes

ministeriet og Landsvirkjun i fællesskab et markedskontor for energi med det formål at markedsføre islandsk energi til energikrævende industrier i landet eller til eksport.

I januar måned fandt orienterende drøftelser sted mellem den islandske industriminister og Storbritanniens energiminister, om den i forrige årsbetragtning omtalte eventuelle krafteksport fra Island til Skotland. Den britiske minister pegede på de situationer og muligheder som den forestående privatisering af elforsyningssindustrien i Storbritannien skaber for udenlandske elproducenter som ønsker at komme ind på det britiske elmarked.

Landsvirkjun afsluttede en studie af rentabiliteten af en krafteksport i februar. Resultatet var stort set det samme som af tidligere studier, nemlig at projektet var teknisk muligt, men på grænsen til at være rentabelt under nuværende forhold. Rentabiliteten vil imidlertid forbedres med tiden sålænge elpriser i Storbritannien viser en stigende tendens. Diskussioner mellem Landsvirkjun og mulige elköbere efter privatiseringen er planlagt i første kvartal af 1989.

### **Elkonsumptionen.**

Elkonsumptionen i Island i 1988 udgjorde 4417 GWh brutto, d.v.s. inklusive transmissions- og distributionstab samt elværkernes egetforbrug. Tilsvarende tal for 1987 var 4153 GWh. Det modsvarer en vækst på 6,4%.

I 1988 gik 51,7% af totalforbruget til kraftkrævende industri mod 52,1% året før. Dens forbrug voksede med 5,5%. Det almindelige forbrug voksede med 7,2% uden temperaturkorrektion; med denne var væksten 3,1%. Forbruget bestod af 3787 GWh fastkraft og 630 GWh ikke-garanteret kraft.

### **Elproduktionen.**

Elproduktionen i Island i 1988 udgjorde 4417 GWh mod 4153 GWh

året før. Heraf blev 94,3% produceret i vandkraftværker (samme andel som i 1987); 5,6% i geotermiske værker (igen uforandret andel fra forrige år) og 0,1% i diesekraftværker (0,1% i 1987).

Installeret effekt i islandske kraftværker var 923 MW ved udgangen af 1988 (922 MW i slutningen af 1987), hvoraf 752 MW i vandkraftværker (uforandret fra forrige år); 130 MW i konventionelle varmekraftværker, diesel, kondens og gasturbiner (129 MW året før) og 41 MW i geotermiske værker (uforandret fra forrige år).

Bygningen af Landsvirkjuns 150 MW vandkraftværket ved Blanda i den vestlige del af Nord-Island fortsatte i 1988, med idrifttagning i 1991 for øje. Reykjaviks Fjernvarmeverk begyndte i 1988 bygning af et geotermisk kraftvarmeverk Nesjavellir i Syd-Island på 300 MW nyttiggjort varme + mindst 50 MW el. Som første etape regnes der med 100 MW nyttiggjort varme ca. 1990, men foreløbig uden elproduktion.

### **Elpriser.**

Den 1. maj. 1988 forhøjede Landsvirkjun sin en-gros elpris med 3,7% og med 8,0% den 1. juli. Den inflationskorrigerede en-gros pris den 1. jan. 1989 var 3,7% lavere end den 1. jan. 1988, og 33,8% lavere end den 1. maj 1984.

Prisnoteringer på råaluminium forblev relativt høje i 1988, og dermed også Landvirkjuns kraftpris til Det islandske aluminiumselskab (ISAL), som steg fra 15,8 mUSD/kWh i første kvartal af 1988 til 18,5 i fjerde kvartal. (fra 0,097 SEK/kWh til 0,114 SEK/kWh ifølge kursen den 31. dec 1988).

### **En ny brændselprognose.**

Det såkaldte Energiprognoseudvalg udsendte i 1988 en prognose over forbrug af fossile brændsler i Island i perioden 1988–2015. Nedenstående tabel viser et uddrag af denne prognose (i petajoule, PJ). Forbruget består til over 90% af olieprodukter.

Forbrugs-kategori	År						
	1987*	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Opvarmning	0,88	0,27	0,12	0,10	0,11	0,11	0,12
Fiskefartøjer	8,70	8,66	8,76	8,74	8,66	8,57	8,53
Industri	5,13	5,07	4,97	4,69	4,65	4,57	4,53
Biler	7,56	8,11	8,67	9,18	9,35	9,52	9,65
Luftfart	6,27	3,64	3,50	4,08	4,70	5,20	5,57
Skibsfart	5,89	5,78	6,01	6,01	6,19	6,34	6,50
Svind	0,38	0,36	0,37	0,38	0,40	0,40	0,40
Ialt, PJ	34,81	31,89	32,40	33,18	34,06	34,71	35,30

\* Virkelige tal



Foto: H. Østhagen.  
Brakketransport m/helikopter.  
Transporting of barracks by helicopter.



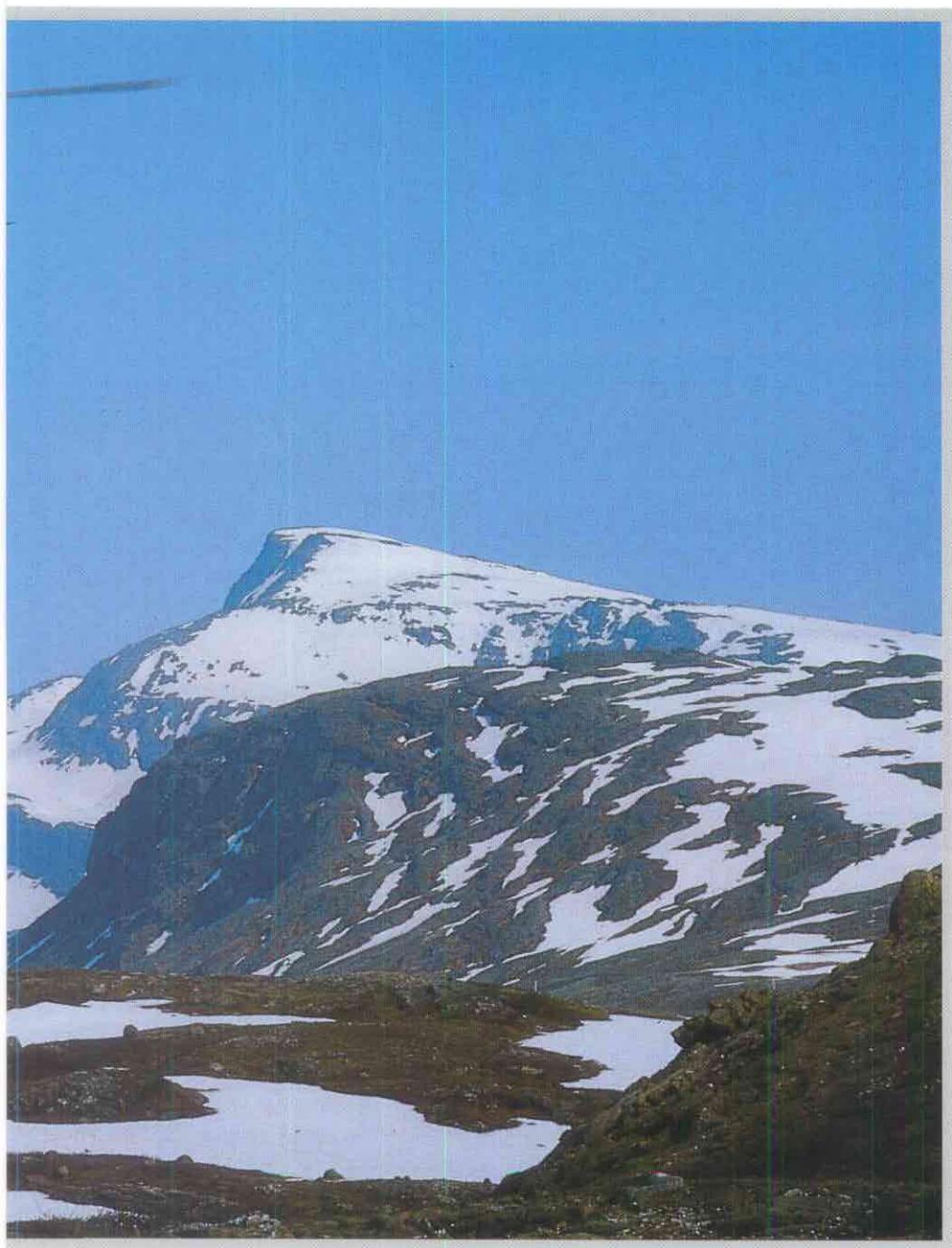
### Energipolitikk.

Stortinget behandlet i juni 1988 Energimeldingen (St.meld. nr. 38 1986-87) og Tilleggsmeldingen (St.meld. nr. 19 1987-88). Innstillingen fra Energi- og industrikomiteen og debatten i Stortinget ga ingen avklaring av spørsmålet om innenlandsk bruk av naturgass. Komiteen peker på at det siden framleggelsen av de to energimeldingene har skjedd endringer på flere vesentlige områder med betydning for en framtidig gass-strategi. Dette gjelder bl.a. kraftbalansen, bruksområder for gass, distribusjon av gass og organisasjonsmodeller for gasskraftverk i Norge.

Komiteen mener derfor at Regjeringen må legge fram en ny melding, eller på annen måte må medvirke til at Stortinget får drøftet disse spørsmålene i lys av utviklingen den siste tiden.

Stortinget sluttet seg til Regjeringens standpunkt om at utsiktene for kraftbalansen tilsier at det ikke er behov for et gasskraftverk i 1991, slik at en kan utsette vedtak om bygging av det første større gasskraftverk i Norge. Det er særlig etterspørselen fra den kraftkrevende industrien som forventes å bli lavere enn de 36 TWh i 1995 som tidligere var forutsatt.

Flertallet i Stortinget ga i debatten et klart uttrykk for at planene for utnytting



av naturgass i innenlandsk energiforsyning markerer et vendepunkt i norsk energipolitikk som åpner nye og spennende perspektiver. Komiteen understreker at når viktige sider ved innføring av gass og gasskraft i energisystemet skal fastlegges, må de industripolitiske sidene tillegges stor vekt.

Som prinsipp for prising av gass innenlands sier Stortinget at markedsprinsippet skal legges til grunn. Det kan være rimelig å operere med flere markeder innenlands slik at prisen kan variere mellom disse markedene, men prinsippet vil føre til om lag samme pris innen de enkelte markeder. Prisen på gass bør fastsettes gjennom kommer-

sielle forhandlinger mellom selger og kjøper.

Olje- og energidepartementet er det nedsatt en ekspertgruppe under ledelse av departementsråd Himle som skal utarbeide forslag til en norsk gass-strategi og bl.a. få fram «grunnlaget og forutsetningene for å bygge opp et gassmarked i Norge, Sverige og Danmark». Det forventes at utvalget vil legge fram sine konklusjoner i løpet av 1989.

Statoil, Norsk Hydro a.s, Saga Petroleum A/S, Oslo Lysverker, Statkraft og Fylkeskraft Østlandet A/S har i løpet av året presentert de to rapportene «Naturgass til Østlandet» del I og del II som omhandler tekniske, miljømessige og

kostnadsmessige sider ved bygging av gassrørledning over land, ulike gasstilførselsalternativ samt kostnader for kraftsektoren ved ulik lokalisering av gasskraftverk. Rapporten har vurdert fire alternative traseer for gassrørledning fra Midt-Norge til Østlandet/Sverige og en trase fra Kårstø på Vestlandet. Kostnadstall i rapportene antyder at det er nødvendig med et årlige kvantum på 7-8 milliarder Sm<sup>3</sup> gass for å kunne gi økonomisk grunnlag for et gassrør til Østlandet.

Petroleumsslovutvalget la i mai 1988 fram sin utredning om forslag til lov om planlegging, bygging og drift av rørledning for transport av petroleum over land (NOU 1988:18). Utvalget foreslår at rørledninger ikke kan bygges, drives eller eies uten tillatelse. I sin søknad om tillatelse må eieren påleggås å vedlegge en utredning av de miljømessige virkninger og farene for forurensinger, samt de økonomiske og samfunnsmessige virkninger som virksomheten kan ha for andre næringsinteresser og berørte distrikter.

Våren 1988 har Stortinget vedtatt å bygge ut Snorre-feltet i Nordsjøen, som er et oljefelt med noe assosiert gass. Gassen vil bli brukt som brensel på Statfjordfeltet. Stortinget har videre vedtatt å gå inn for tidligproduksjon av olje fra Heidrunfeltet samtidig som Olje- og energidepartementet har foreslått utbygging av Draugenfeltet. Både Heidrun og Draugen ligger på Haltenbanken utenfor Midt-Norge. Tidligproduksjonen på Heidrunfeltet var planlagt å starte i 1990. Assosiert gass fra tidligproduksjonen vil måtte brennes, men en vesentlig del av feltets gassreserver på 40-50 milliarder Sm<sup>3</sup> vil bli produsert fra gasskappen sent i feltets levetid. Problemer vedrørende valg av produksjonsløsning for tidligproduksjonen på Heidrun kan føre til utsettelse av planlagt produksjonsstart. Assosiert gass fra Draugen-feltet forutsettes injisert i reservoaret fram til 1996 med mulighet til videre injeksjon etter 1996.

Norsk oljeproduksjon økte med om lag 14 prosent fra 1987 til 1988 mens gassproduksjonen var om lag uendret. For 1989 forventes fortsatt økning i oljeproduksjonen mens gassproduksjonen vil reduseres noe. I løpet av de 2-3 nærmeste årene vil omrent alle kjente resterende oljefelt være under utbygging og oljeproduksjonen vil falle raskt etter 1995 dersom det ikke i løpet av de nærmeste par årene oppdages nye store oljereserver som kan utbygges.

Gassreservene på norsk sokkel er meget store. De påviste reservene på

norsk sokkel er tilstrekkelige til å opprettholde dagens produksjonsnivå i 100 år. Samtidig er det rimelig å forvente at det påvises mer gass i de kommende årene. Mulighetene for økt gassproduksjon begrenses først og fremst av markedsforholdene. Olje- og energiminister Øien har på denne bakgrunn lansert følgende mål for norsk olje- og gass-politikk: «Finn mer olje – selg mer gass!»

Samlet plan for vassdrag (St.meld. nr. 53 1986-87) ble behandlet i Stortinget i juni 1988. Flertallet i Stortinget sluttet seg til departementes forslag til inndeling av prosjekter i kategorier. Kategori I omfatter prosjekter som kan konsesjonsbehandles straks og omfatter i alt 12,5 TWh, en økning på 1,2 TWh fra forrige gang Samlet plan ble behandlet i Stortinget.

I kommunal- og miljøvernkomiteens innstilling til meldingen går komiteens flertall i mot at eventuelt økt behov for magasinkapasitet bl.a. i forbindelse med innsføring av gasskraft skal gi grunnlag for å klarlegge prosjekter i kategori II og III for konsejonsbehandling.

Lederen for Verdenskommisjonen for miljø- og utvikling, Norges statsminister Gro Harlem Brundtland, uttalte under en internasjonal konferanse om luftforerensing i Toronto at det norske energiforbruket skal stabiliseres ved år 2000. I kommisjonens rapport fra 1987 heter det at energiøkonomisering må være spydspissen i nasjonal energipolitisk strategi for en bærekraftig utvikling.

Energi- og industrikomiteen peker i sin innstilling til Stortinget om energimeldingen spesielt på målsetningen om å effektivisere og redusere energiforbruket. Energiøkonomisering er et område det vil bli satset spesielt på. Komiteen understreker at selv om mye av miljøulempene er av internasjonal karakter og må løses gjennom internasjonale avtaler, har alle land et eget ansvar for å gjennomføre tiltak som kan føre til bedre energieffektivitet, mer miljøvennlig energiteknologi og bruk av fornybare energikilder. Olje- og energidepartementet arbeider med en ny stortingsmelding om handlingsplan for energiøkonomisering som vil bli lagt fram våren 1989.

Norges vassdrags- og energiverk (NVE) la 1. desember 1988 fram sin uttalelse i anledning den kommende enøkmeldingen. I denne uttalelsen presenteres forslag til en handlingsplan for enøk-arbeidet. Handlingsplanen setter som mål å realisere 3 TWh av enøkpotensialet i produksjon gjennom opprust-

ning av eldre vannkraftverk og kontraktsfeste 2 TWh mer fastkraft fra dagens system mot år 2000 ved å presse systemet. I hovedfordelingsnettet og fordelingsnettet setter planen som mål å innvinne 0,8 TWh, mens det på brukersiden er satt som mål å realisere 43 PJ av enøk-potensialet innen år 2000 (både elektrisitet og fossilt brensel).

Enøk-arbeidets betydning i energiforsyningen har vært fokusert gjennom at Norges Energiverkforbund markerte 1988 som enøk-året. En undersøkelse over status i enøk-arbeidet er gjennomført i denne forbindelse. Den viser at 80 prosent av everkene i Norge ikke har noe aktivt enøk-program. De 20 prosent som er og har vært aktive står imidlertid for 80 prosent av energiomsetningen. En viktig målsetning med enøk-året har vært å arbeide for et større engasjement innen enøk fra everkene.

Enkelte energiverk med kraftoverskudd fra nye prosjekter har i 1988 hatt problemer med å få avsatt denne kraften gjennom fastkraftkontrakter. Samtidig har energiverk uten full dekning med fastkraft valgt å kjøpe tilfeldig kraft fra Samkjøringen framfor å inngå nye kontrakter om kjøp av fastkraft. Dette er noe av bakgrunnen for en økt interesse for alternativer til dagens system for kraftomsetning. Kraftpriser, kraftmarked og kraftbalanse er droftet i en rapport utarbeidet for Olje- og energidepartementet. Rapporten konkluderer med at arbeidet med å effektivisere kraftmarkedet må prioriteres høyt. På flere hold innen energiforvaltningen arbeides det nå videre med disse spørsmålene.

## **Elektrisitetsforbruk.**

Bruttoforbruket av fastkraft i alminnelig forsyning og kraftintensiv industri ble tilsammen 99,3 TWh i 1988. Dette er en reduksjon på 0,1% fra 1987.

I alminnelig forsyning er bruttosforbruket beregnet til 67,5 TWh som er en reduksjon på 1,6 TWh. I gjennomsnitt var 1988 klart mindre enn 1987. Korrigert til normale temperaturforhold økte bruttosforbruket i alminnelig forsyning med 1,2 prosent, fra 67,1 TWh til 67,9 TWh. Veksttakten for forbruket i alminnelig forsyning er redusert fra 1987 og er lavere en gjennomsnittlig vekst i perioden 1980-87 som var på 3,6 prosent pr. år. Den reduserte veksten må ses på bakgrunn av den generelle økonomiske utvikling. Bruttonasjonalproduktet for fastlandsøkonomien økte med 0,4 prosent fra 1987 til 1988. Privat konsum ble redusert med 1,6 prosent, mens offentlig konsum økte med 1,1 prosent.

Salget av lette fyringsoljer var i 1988 9,6 prosent lavere enn i 1987. Denne nedgangen kan forklares med temperaturforholdene. Energiekvivalent pris for lettolje er for landsgjennomsnittet 25 prosent lavere enn den energiavhengige del av husholdningstariffen for elektrisitet. På tross av dette var det i 1988 ingen substitusjon fra elektrisitet til olje.

Kraftintensiv industri økte i 1988 forbruket med 1,0 TWh til i alt 30,7 TWh referert kraftstasjon. Det var vekst i elforbruket for alle de kraftintensive næringer. Aluminiumsindustrien gikk inn i 1988 med svært høy kapasitetsutnytting og på tross av svært gode priser på verdensmarkedet gjennom hele 1988 var elforbruket i 1988 bare 1,5 prosent over forbruket i 1987. Markedet for jern, stål og ferrolegeringer bedret seg betydelig gjennom 1988 og næringens elforbruk økte med vel 7 prosent. Markedsutsiktene for kjemiske råvarer er mer usikre og etter klar vekst i næringens elforbruk siste halvår 1987 ble forbruket i 1988 noe redusert mot slutten av året. I gjennomsnitt ble forbruket i 1988 2 prosent høyere enn i 1987.

Kraftintensiv industri har i 1988 sagt opp flere kontrakter for kjøp av fastkraft, samtidig som ingen bedrifter har inngått nye fastkraftkontrakter. Som erstatning for kraftuttak gjennom faste kontrakter har industrien kjøpt tilfeldig kraft fra Samkjøringen til priser langt under de som tilbys i nye fastkraft-kontrakter.

Det registrerte salget av tilfeldig kraft til store elektrokjeler var på 4,5 TWh referert kraftstasjon. Dette er en økning 0,4 TWh fra 1987. Mesteparten av økningen kommer fra treforedlingsindustrien som også i 1988 har kunnet kjøpe tilfeldig kraft fra Samkjøringen til lavere energipris enn for tungolje. Forbruket av fastkraft i treforedlingsindustrien følger produksjonen og var det samme i 1988 som i 1987.

Den maksimale belastning som refererer seg til det innenlandske forbruk inntraff 1. desember og er anslått til 17501 MW. I 1987 var maksimalbelastningen 18440 MW.

Elektrisitet dekket i 1987 48,0 prosent av energi-innholdet i energibærere levert til forbrukere (netto sluttforbruk). Petroleumsprodukter dekket 39,2 prosent og faste brensler 12,3 prosent. Fjernvarme dekket de resterende 0,4 prosent.

## **Elektrisitetsproduksjonen.**

Vannkraftproduksjonen ble i 1988 på 109,6 TWh. Med tillegg av 0,5 TWh

varmekraft ble totalproduksjonen 110,1 TWh. Dette er 5,8 TWh mer enn i 1987. Produksjonen i 1988 er den høyeste som noen gang er registrert, og er 3,4 TWh over tidligere rekord fra 1984.

Det nyttbare tilsiget til norske vannkraftverk var i 1988 105 prosent av det normale. Bare i liten utstrekning har det vært nødvendig å slippe vann forbi driftsklare maskiner. Magasinkapasiteten er i løpet av året økt med 0,3 TWh og var ved årets utgang 76,8 TWh.

Pr. 1.1.1988 er produksjonsevnen for fastkraft i det norske vannkraftsystemet beregnet til ca. 100 TWh. Nye installasjoner i løpet av året gav en økning i produksjonsevnen på 279 GWh. Midlere produksjonsevne for hele systemet er beregnet til 105 TWh. De største nye installasjonene er Tonstad (320 MW) i Vest-Agder og Stuvane (38 MW) i Sogn og Fjordane og Ormsetfoss (40 MW) i Nord-Trøndelag. Den samlede tilveksten i maskinkapasitet var på 421 MW. Total maskinkapasitet ved årsskiftet var 25 961 MW, hvorav 314 MW er varmekraft. Statkraft eier i underkant av 30 prosent av maskinkapasiteten. Vel 50 prosent eies av kommuner og fylkeskommuner, og resten eies av private og industriselskaper.

Kraftutvekslingen med nabolanlene resulterte i en netto eksport på 5,6 TWh. Mot Sverige er det eksportert 4,5 TWh og importert 1,1 TWh. Eksporten til Danmark var 2,3 TWh. Det har vært meget liten import fra Danmark og liten kraftutveksling med Sovjet og Finland.

## **Elektrisitetspriser**

Statkraftprisen for levering til engrosforetak for alminnelig forsyning økte fra 18,20 øre/kWh til 20,50 øre/kWh 1. mai 1988. Stortinget har fattet vedtak om ytterligere økning med 7 prosent til 21,90 øre/kWh fra 1. mai 1989. Prisen er beregnet gjennomsnitt ved 6000 timers brukstid og levert nedtransformert fra hovednettet.

Gjennomsnittsprisen for elektrisitet levert til husholdninger og jordbruk var 41,5 øre/kWh, alle avgifter inkludert. Den forbruksavhengige kostnaden i en H-4 tariff, som er den vanligste husholdningstariffen, var i landsgjennomsnitt 37,2 øre/kWh inkl. avgifter, mens ekvivalent energikostnad ved lettoljefyring var ca. 29,6 øre/kWh.

Den generelle elektrisitetsavgift som belastes forbruker innenfor alminnelig forsyning var 3,6 øre/kWh. For 1989 er elavgiften fastsatt til 3,7 øre/kWh. For kraftrevende industri var elavgiften 3,4 øre/kWh i 1988, med unntak av ferro-



legeringsindustrien som ble belastet med 2,8 øre/kWh. I 1989 vil all kraftrevende industri bli avgiftsbelagt med samme sats som alminnelig forsyning.

For 1989 er det innført prisregulering på salg av elektrisk kraft. Det er kun tillatt å øke engrosprisene med inntil 0,9 øre/kWh og detaljprisene med inntil 1,3 øre/kWh, noe som vil gi en gjennomsnittlig prisøkning på 4 prosent.

Langtidsgrensekostnad for fastkraft til alminnelig forsyning referert forbrukers vegg er beregnet til ca. 37 øre/kWh. Det er da benyttet 6 prosent kalkulasjonsrente og pengeverdi pr. 1.1.1988. Landsgjennomsnittet for energileddet i H-4 tariffen pr. 1.1.1988 var til sammenligning 31,6 øre/kWh inklusiv elektrisitetsavgift.

## **Hovednettet.**

I oktober 1988 ble den første direkte samkjøringsforbindelsen mellom Norge og Finland satt i drift. Den går fra Varangerbotn i Norge, via Ivalo på finsk side og videre til Porttipatha. Spenningsnivået er 220 kV, og overføringskapasiteten med rimelige tap er rundt 50 MW. Når de tilknyttede nett i begge land antas å være videre utbygget om en del år, vil kapasiteten øke til 70-75 MW.

*Foto: K. O. Hillestad.  
Landskapsbilde fra Suldal.  
Landscape from Suldal.*

Maksimal overføringsevne vil da kunne bli henimot 150 MW.

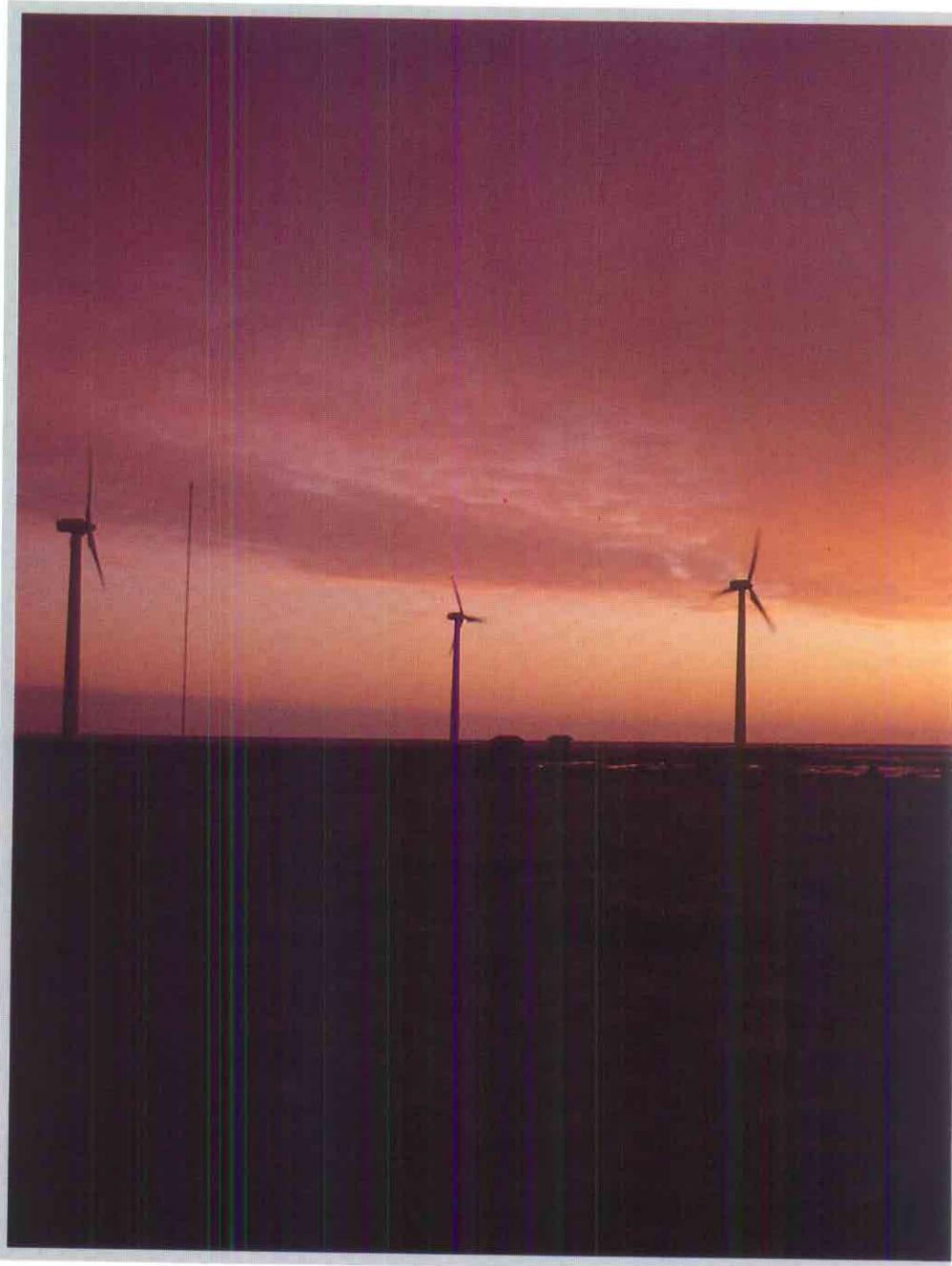
I desember ble en 300 kV ledning fra Aura til Ørskog på Nord-Vestlandet satt i drift. Dette er første seksjon av en planlagt gjennomgående forbindelse mellom Aura og Høyanger-området. Omrent samtidig ble en ny 420 kV ledning fra Kvilldal til Flesaker driftsklar. Ved Flesaker er den koplet sammen med tidligere bygget seksjon Flesaker-Sylling slik at det nå er gjennomgående 420 kV overføring Kvilldal-Sylling.

Det er gjennomført en studie av mulige forsterkninger av hovednettet Rana-Trøndelag-Østlandet ved ulike overføringsbehov. Når det gjelder utbyggingsplanene for Svartisen i Nordland, går man nå inn for en redusert utbygging på 350 MW i første byggetrinn, og med antatt idriftsettelse i 1993. Neste trinn i utbyggingen er utsatt på ubestemt tid. Med den reduserte utbyggingen, blir det foreløpig heller ikke behov for ny ledning Rana-Trøndelag.

# Sverige



Foto: Hans Blomberg.  
Grupp med fyra 80 kW vindkraftaggregat vid  
Alsvik på sydöstra Gotland.  
A group of four 80 kW wind power plants at  
Alsvik in the south-eastern part of Gotland.

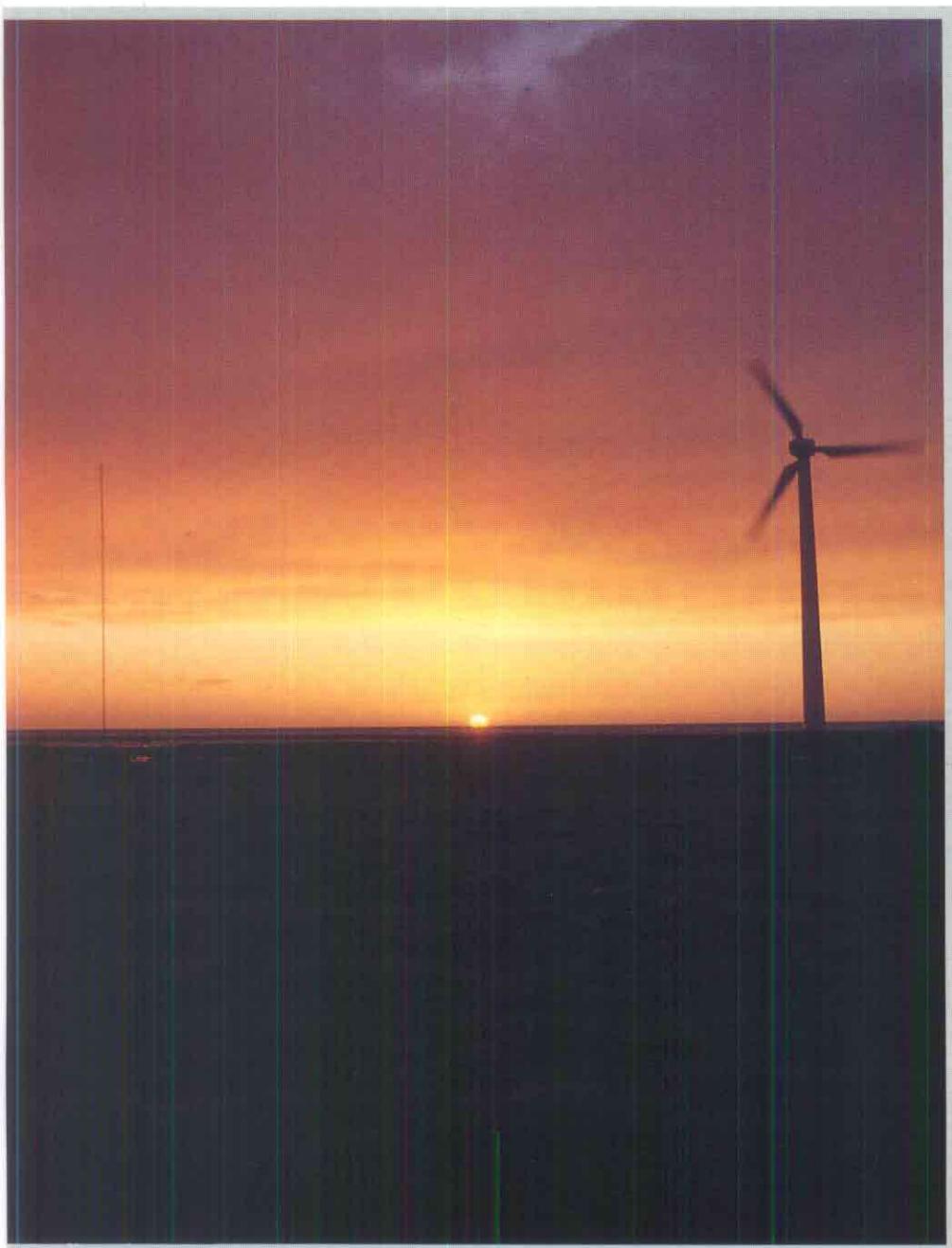


## Energipolitik

Regeringen lade i mars 1988 fram en proposition om energipolitiken inför 1990-talet (Prop 1987/88:90). Avvecklingen av kärnkraften skall enligt propositionen genomföras utan att landets elförsörjning hotas och utan att samhällsekonomiska, sociala eller miljöpolitiska mål äventyras. En reaktor i Ringhals och en i Barsebäck blir de två första kärnkraftreaktorer som tas ur drift – den ena 1995 och den andra 1996. Valet har inte gjorts för att reaktorerna i Barsebäck och Ringhals är mindre säkra. Barsebäck har valts för att

det ligger i ett tätbefolkat område och Ringhals bl a för att arbetsmarknaden där är bättre än på de andra kärnkraftorterna. 1990 skall regeringen fatta det definitiva beslutet om den förtida avvecklingen samt föreslå vilka reaktorer som skall väljas, samt ordningsföljden dem emellan.

Ett program för effektivare elanvändning och en energiteknikfond inrättas. En första avstämning av elanvändningens utveckling görs 1990. Då skall till exempel de fördelningspolitiska konsekvenserna av avvecklingen utvärderas.



Avvecklingens effekter för den elintensiva industrin följs av en särskild arbetsgrupp. Aven här ska man 1990 föreslå åtgärder för att tillförsäkra industrin rimliga konkurrensvillkor. De ökande kostnaderna som uppstår när ny kapacitet skall till, måste dock få påverka elpriset. Fram till mitten av 1990-talet stiger priset med 5–10 öre per kWh.

Vidare säger man i propositionen att kärnkraftsavvecklingen inte får leda till att försurningen ökar – tvärtom så skärps miljökraven för all energianvändning. Kärnkraften skall i första hand ersättas med effektivare elanvänd-

ning och i andra hand genom att inhemska bränslen, solvärme, naturgas mm utnyttjas istället för elektricitet för uppvärming. Först i tredje hand skall nya elproduktionsanläggningar bli aktuella. Principen skall vara att man tar till hushållningsåtgärder så länge kostnaden för att spara en enhet elenergi är lägre än kostnaden för att tillföra en ny.

Riksdagen beslöt under försomaren att följa regeringens förslag angående vårens energiproposition.

I en promemoria från miljö- och energidepartementet framkommer det att de kraftföretag som stänger av sina

kärnkraftverk i samband med kärnkraftsavvecklingen skall få ersättning från staten, förutsatt att reaktorn varit i gång i mindre än 25 år. Ersättningen skall förhandlas fram mellan reaktorinnehavaren och staten i varje enskilt fall.

Regeringen har nu slutgiltigt sagt ja till det nya lagret för slutlig förvaring av låg- och medelaktivt radioaktivt avfall (SFR) vid Forsmark i Uppland.

Vattenfall har sedan något år tillbaka haft för avsikt att bygga ett demonstrationskraftverk i Oxelösund av typen kolkondens med en effekt på 300–600 MW el. Projektet har emellertid lagts ned efter höstens kommunalval, då det numera saknas politiskt stöd i kommunen. Vattenfall söker nu efter alternativa platser för demonstrationsanläggningar, men intresset hos kommunerna i landet är ljumt.

Förutsättningarna för att bygga ut vindkraften i Sverige är goda. Det säger vindkraftsutredningen SOU 1988:32 som i sitt slutbetänkande anger möjliga lägen för cirka 4 000 vindkraftverk – en tredjedel på land och två tredjedelar till havs, och samtliga lokaliseras till södra och mellersta Sverige. Stora delar av havsområdena längs Gotland och Svealand har lämpliga vattendjup och bottenförhållanden. De lämpligaste landområdena finns i Skåne och på Gotland. Dock råder stark opinion mot sådan lokalisering av vindkraft ur miljömässig synpunkt. De föreslagna placeringarna utgör bl a värdefulla fritidsområden och känsliga områden för fiskerinäringen.

Effektbalansen är idag tämligen ansträngd och vid sträng kyla kan man tvingas till roterande bortkoppling, vilket innebär att man områdesvis gör planerade elavbrott enligt ett förutbestämt schema. Systemet är bara något år gammalt och har ännu inte behövt användas.

Vattenfall ges nya ekonomiska styrformer i Prop 1987/88:87. Det egna kapitalet skrivs upp, avkastningskravet ökar och planeringen blir friare och mer långsiktig. De skärpta kraven på Vattenfall skall främst mötas med rationaliseringar och – i andra hand – med höjda elpriser. Eftersom Vattenfall är prisledande, kommer detta på sikt att leda till en allmän prishöjning.

Det nya avkastningskravet skall vara helt infört verksamhetsåret 1991, men införs successivt 1989 och 1990. Av vinsten skall en del lämnas som utdelning till staten och en lika stor del inlevereras som motsvarighet till skatt. Resten får Vattenfall disponera självt.

Foto: Bo Dahlén.

Reparationsarbeten på distributionsnäten  
efter störningar p.g.a. storm och snö.

Repairs on transmission lines after  
disturbances.



## Elanvändningen

Elförbrukningen 1988 exklusive elpannor var 131 TWh, vilket är ca 1% lägre än 1987. Orsaken till minskningen finner man i väderförhållandena. Både vintern och sommaren 1988 var varmare än normalt medan 1987 var kallare än normalt. Efter omräkning till normaltemperatur får man följande värden på utvecklingen av elförbrukningen.

1985-86 + 4 TWh (+ 3%)  
1986-87 + 4 TWh (+ 3%)  
1987-88 + 2 TWh (+ 2%)

Leveranserna till avkopplingsbara elpannor uppgick till 7,6 TWh (5,7 året före). 1988 års elpanneleveranser är de mest omfattande som förekommit hittills.

Den totala elförbrukningen i Sverige uppgick således under 1988 till 139 TWh.

Industrins elanvändning uppgick 1988 till 54 TWh, vilket är 5% mer än 1987. Mellan 1986 och 1987 steg industrins elanvändning med 6%. Högkonjunkturen inom industrin visade under

1988 inga tecken på avmattning. Av den totala industriförbrukningen utgjordes 2 TWh av leveranser till avkopplingsbara elpannor. Exkluderas dessa är årsökningen 4%. De branscher som procentuellt ökat sin elanvändning mest jämfört med 1987 är textilindustrin (+ 12%) och livsmedelsindustrin (+ 10%). Den enda bransch som har minskat sin elanvändning är gruvindustrin. Massa- och pappersindustrin är, med en årsförbrukning på 20 TWh, den mest elintensiva industribranschen.

Järn- och spårvägarnas elförbrukning har sedan flera år tillbaka legat stilla på ca 2,5 TWh.

Elförbrukningen inom sektorn bostäder, service, värmeverk m.m. uppgick till 71 TWh varav 6 TWh avkopplingsbar elpannekraft. Färre konverteringar till elvärme och ett mildare klimat har inneburit en minskning, med ca 3% jämfört med 1987.

Exporten under 1988 uppgick totalt till 7,7 TWh vilket är 1,4 TWh mer än året innan. Kraftutbytet med grannländerna resulterade i ett exportöverskott på

2,6 TWh. Flera vattenrika år i följd har bidragit till att exporten de senaste åren varit omfattande. Exporten har främst gått till Danmark och Finland för att ersätta fossilkraftproduktion.

Förbrukningens högsta timvärde under året och hittills högsta decembervärde blev 25,1 GWh/h och inträffade den 1 december mellan kl 8 och 9. Den högsta timförbrukningen någonsin, 26,2 GWh/h, uppmättes den 12 januari 1987.

## Eltillförsel

Elproduktionen, som under 1988 uppgick till 141 TWh, låg kvar på ungefär samma nivå som året före. Mellan 1986 och 1987 ökade elproduktionen med 6%. Den största andelen av produktionen 1988 stod vattenkraften för med 49%, kärnkraften svarade för 47% medan fossilkraftverken svarade för 4%.

Vattenkraftverken producerade 69 TWh elkraft. Jämfört med 1987 års rekordproduktion på 71 TWh innebär det en minskning med 3%. Även 1988 låg dock långt över normalårsproduktionen 63 TWh. Årstillrinningen översteg medelvärdet med 13%. Det är andra året i följd med god vattentillgång. Magasinfyllnadsgraden var vid årets slut ca 68%, vilket motsvarar en lagrad energimängd av 23 TWh. Det här är ett normalt magasinsläge vid denna tidpunkt.

Kärnkraftverkens produktion under 1988 uppgick till 66 TWh, vilket är 3% mer än året före. De svenska kärnkraftverken gick bra under 1988 i likhet med de senaste åren. Ett fatal oplanerade stopp inträffade. Säkerheten och produktionsekonomin var god. Energitillgängligheten under året blev i medeltal 84% vilket kan jämföras med världsgenomsnittet 70% för lättvattenreaktorer. Av de svenska reaktorerna noterade Barsebäck I det högsta tillgänglighetsvärdet med 95%.

Mottrycksproduktionen uppgick till 5,8 TWh vilket är 4% mindre än 1987. Produktionen i kondensverk, gasturbiner mm var 0,5 TWh, vilket är 12% mindre än året före. 1988 års produktion av fossilkraft kan närmast betecknas som minimiproduktion.

Importen av elenergi uppgick under 1988 till 5,1 TWh, vilket är en kraftig ökning jämfört med 2,2 TWh året före. Importen består till största delen av norsk vattenkraft, som dels har förbrukats i Sverige och dels exporterats till Danmark och Finland.

Utbyggnaden av kraftverk har under

1988 varit tämligen begränsad. Kraftbolagen har svårt att få tillstånd för nybyggnad av både vatten- och värmekraftverk.

Den installerade effekten i vattenkraftstationer ökade under 1988 med 111 MW. Det enda stora tillskottet är Gallejaur (101 MW) i Skellefteälven.

Under året har en effekthöjning med 10 MW genomförts för Forsmark. I Barsebäck har effekten höjts med 15 MW. Den totala nettoeffekten i de svenska kärnkraftverken uppgick vid slutet av året till 9700 MW.

Några kraftverk drivna med fossila bränslen har inte tagits i drift under 1988. Däremot har den första svenska gruppen av vindkraftverk uppförts. Det rör sig om 4 mindre kraftverk (180 kW) på södra Gotland. I Göteborgs hamn har ett medelstort (750 kW) vindkraftverk tagits i drift under året.

## Stamnät och samkörningsförbindelser

Arbeten pågår med inriktningen att fem av sex 220 kV överföringsledningar från mellersta Norrland till Mellansverige skall ersättas med två 400 kV ledningar. Den första 400 kV ledningen med sträckningen Midskog-Örebro planeras vara idrifttagen på hela sträckan 1991. På en delsträcka byggs ledningen med den nyutvecklade «T-stolpen» som i markplanet ger väsentligt lägre magnetisk och elektrisk fältstyrka. Inriktningen på det fortsatta arbetet är att den andra nya 400 kV ledningen skall tas i drift 1996.

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

Ombyggnader pågår av seriekondensatorstationer för att få bort anläggningar som innehåller PCB. Arbetena syftar till att alla PCB-anläggningar skall vara borta 1995.

En annan samkörningsförbindelse för högspänd likström (HVDC) mellan Lindome på svenska västkusten och Vester Hassing på Jylland, Kontiskan 2, togs i drift den 1 november 1988. Anläggningen är utförd för nominella spänningen 285 kV och har överföringsförmågan 300 MW i båda riktningarna. Den nya HVDC-förbindelsen skall ersätta tidigare existerande förbindelse Kontiskan 1, som togs i drift 1965 och som närmar sig slutet av sin teknisk-ekonomiska livslängd. Under några år kommer de båda HVDC-förbindelserna att drivas parallellt.



## Elpriserna

Vattenfall har haft en löpande kontraktstid för högspänningskunder gällande från 1984 till 1988 medan Sydkraft under 1988 haft ettårsavtal. Såväl Vattenfalls som Sydkrafts högspänningstariffer var 2,5% högre under 1988 jämfört med 1987. Prisutvecklingen inom andra kraftföretag har varit likartad. Inflationen under 1988 uppgick till ca 6%.

Den 1 januari 1988 höjdes Vattenfalls lågspänningstariffer med 4%. Motsvarande höjning inom Sydkrafts distributionsområde var 3,5%.

Under 1988 var energiskatten på el 5 öre per kWh för industrier. För övriga kunder är elskatten 7,2 öre per kWh utom i vissa delar av norra Sverige där den är 6,2 öre per kWh. För elenergi, eldningsolja och fasta bränslen som används i viss industriell tillverkning kan regeringen efter prövning från fall till fall medge nedsättning av energiskatten till 1,7% av de tillverkade produkternas försäljningsvärdé. Avkopplingsbara leveranser till elpannor har även under 1988 varit befriade från elskatt under

perioder då elenergi inte producerats i oljeeldade kraftverk.

*Foto: Bengt Johansson.*

*Arbete på den första av de två 400 kV kraftledningar som skall ersätta fem av sex 220 kV överföringsledningar mellan Norrland och Mellansverige.*

*Construction of a 400 kV transmission line between the northern and the middle part of Sweden. Five 220 kV transmission lines are going to be replaced by two 400 kV lines.*

# Miljöaspekter vid kol- och oljekraftverk

## Innehåll

Introduktion

Försurningsproblemen är välkända

Drivhuseffekten undersöks

Internationella överenskommelser  
mot luftförorening

Många metoder för avsvavling

Restprodukter återanvänds eller  
deponeras

Avskiljning av kväveoxider

Omfattande forskning i Norden

Nya kraftverkstekniker

Miljön ställer krav på den nya tekniken

Nordisk elproduktion är mångsidig

Artikelen har sammanställts av Nordels Värmekraftutskott med hjälp av ad hocgruppen för miljöfrågor samt Drifts- och underhållsgruppen.

## Introduktion

**B**ehovet att skydda och bevara miljön gör sig allt starkare påminn både i nationella och internationella sammanhang. Elproducenterna inom Nordel följer uppmärksammt med utvecklingen och går målmedvetet in för att hela tiden med rimlig marginal leva upp till gällande miljökrav. Det bedrivs en aktiv forskning kring energisnåla och miljömässigt avancerade tekniker för elproduktion.

Elektricitet är ofta den bästa lösningen när det gäller att förbättra miljön. Det gäller såväl inomhusmiljön med bättre belysning, luftkonditionering och ljudlösa rökfria maskiner, som den yttre miljön med eldrivna tåg och andra transportmedel, energiförsörjning till storföretag och eluppvärmning.

Produktionen av elkraft genom värmekraftteknik betraktas däremot ofta som en av samhällets stora föroreningskällor. Kraftverken kan påverka dels närmiljön med buller, stoft m.m., dels också fjärrmiljön genom olika luftföroreningar.

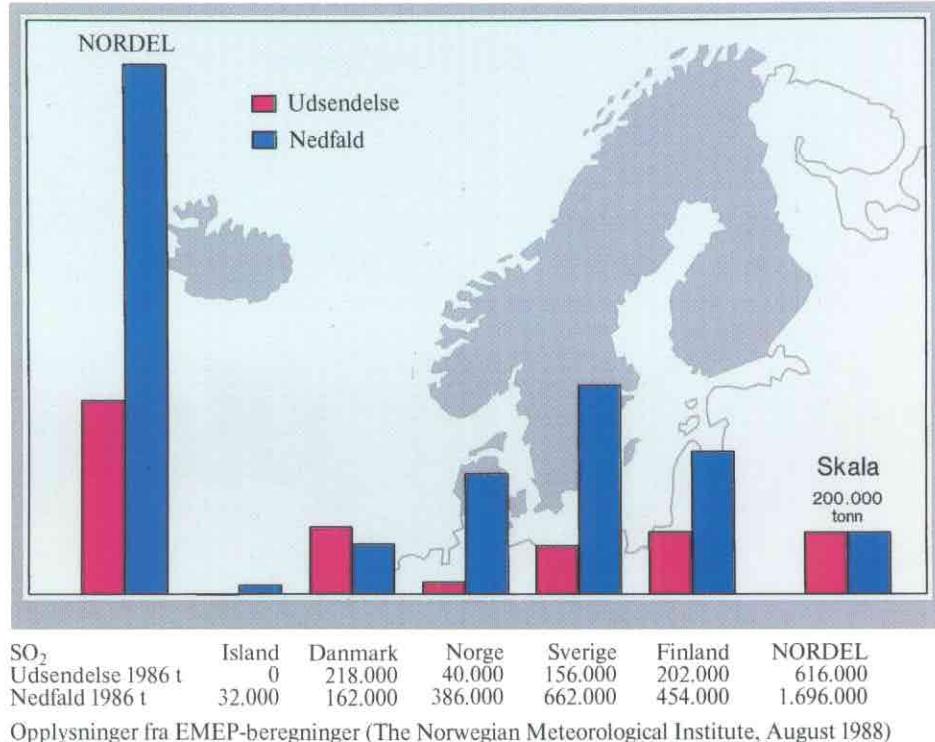
Elproducenterna står emellertid inte rådlösa. De minimerar påverkan av närmiljön genom bullerisolering, partikelrenings och inbyggnings av anläggningen. Samtidigt har fjärrmiljön under det senaste årtiondet varit föremål för omfattande förbättringsåtgärder. I denna artikel beskrivs situationen i de nordiska länderna och vilka åtgärder de nordiska elproducenterna inom Nordel vidtagit för att åstadkomma en bättre fjärrmiljö.

Värmebruksproducenternas påverkan på miljön är likartad elproducenternas.

## Försurningsproblemen är välkända

Energiproduktionen medverkar till miljöbelastningen främst då fossila bränslen kommer till användning. Vid förbränningen av fossila bränslen som kol, olja och naturgas avges bl.a. koldioxid ( $\text{CO}_2$ ), vattenånga svaveldioxid ( $\text{SO}_2$ ) och kväveoxider ( $\text{NO}_x$ ) till atmosfären. I atmosfären omvandlas  $\text{SO}_2$  och  $\text{NO}_x$  efterhand till svavelsyra och salpetersyra, som kan påverka miljön på flera olika sätt – ekologiskt, materiellt och hälsomässigt.

År 1987 var ca 15% av Nordens elproduktion baserad på fossila bränslen och



bidrog på så vis till det globala utsläppet av svavel. Eftersom vattenkraften och kärnkraften utgör en stor del av produktionen inom Nordel-området, är svavelutsläppen här relativt sett mindre än i många andra industriländer. Å andra sidan får de nordiska länderna ta emot stora mängder svavel från andra länder och har alltså, trots relativt litet eget bidrag, ett förhållandevis omfattande nedfall av svavel.

Nedfallets roll som försurande miljöfaktor har redan i flera år varit ett angeläget debattämne. Minskningen av fiskbeståndet i ett stort antal sjöar i Sydnorge och södra Sverige på 60- och 70-talet var i första hand orsaken till debatten om eventuella miljöskador till följd av sur nederbörd. Man hade iakttagit ett samband mellan sjunkande pH (försurning) och samtidigt biologiska förändringar i sjöarna som var så kraftiga att man allmänt började tala om «döda sjöar». Det är karakteristiskt för dessa sjöar att de blir klarare. De mest iögonfallande biologiska förändringarna är att många fiskarter försvinner – i synnerhet laxfisk – samtidigt som försurningståliga trådalger och vitmossor breder ut sig på sjöbottnen. Många viktiga arter av ryggradslösa djur försvinner, nedbrytningen av organiska ämnen går långsammare så att ekosystemet generellt blir artfattigare och mindre produktivt. Många näringsskedjor ändras också radikalt på grund av att rovdjur och byte försvinner.

Försurningen är idag ett välkänt och

vetenskapligt dokumenterat fenomen. Sverige, Norge och Finland är särskilt drabbade eftersom de har en mycket kalkfattig jordgrund. I syfte att snabbt och på kort sikt förbättra situationen tillämpas ofta kalk i de försurade sjöarna. En förbättring på lång sikt kan dock uppnås bara genom att utsläppen av försurande ämnen minskas internationellt.

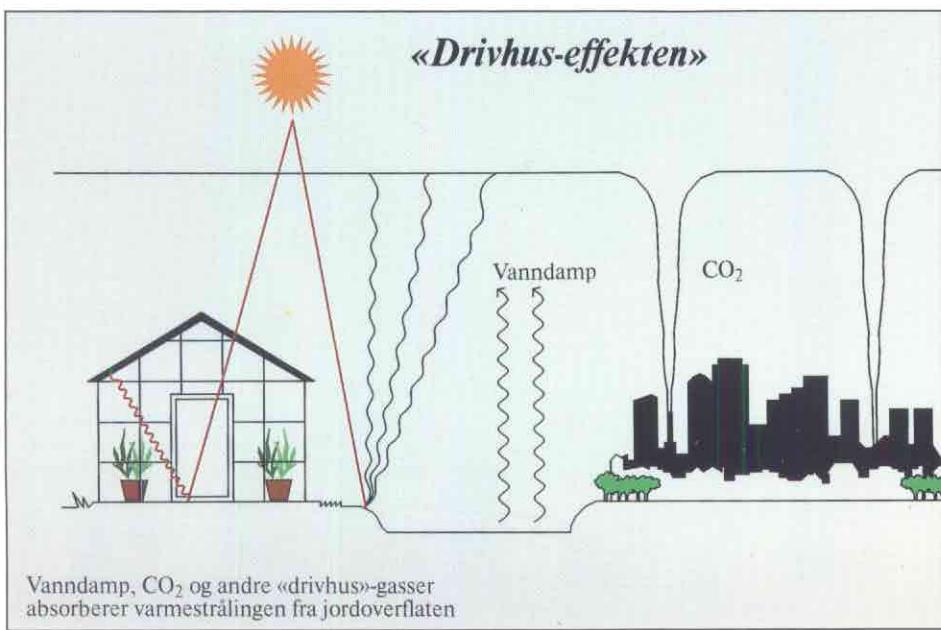
Västtyskland, Holland och Österrike har hunnit relativt sett längst när det gäller åtgärder mot svavelförorening. De nordiska länderna behöver dock inte skämmas för sina insatser och kan gott framstå som föredöme för de flesta övriga länder i Europa.

Åtgärderna mot de försurande ämnena koncentrerades till en början till svavel, men idag är man i lika hög grad sysselsatt med att reducera utsläppen av kväveoxider ( $\text{NO}_x$ ). Utsläppen av  $\text{NO}_x$  härstammar främst från transportsektorn och från energiproduktionen. Spridning, fjärrtransport och nedfall av  $\text{SO}_2$  och  $\text{NO}_x$  har beskrivits i olika datamodeller som visar varifrån nedfallet i enskilda områden härstammar.

I figur 1 visas resultatet av sådana beräkningar för  $\text{SO}_2$  för Norge, Sverige, Finland, Island och Danmark.

## Drivhuseffekten undersöks

Drivhuseffekten och möjligheten av en global uppvärmning har diskuterats snart 100 år – under de senaste åren med starkt växande intensitet. Den populära



benämningen har uppstått genom att koncentrationerna av s.k. drivhusgaser – med  $\text{CO}_2$  som den viktigaste – verkar som glaset på ett drivhus på värmestrålningen från jorden.

Det debatteras för närvarande huruvida de klimatobservationer som hittills utförts har visat några tydliga tecken på de förutspådda förändringarna i jordens klimat. Stora naturliga variationer kan också förekomma.

Trots en allmän osäkerhet angående effekten av stigande koncentrationer av  $\text{CO}_2$  och andra drivhusgaser (freonföreningar, metan,  $\text{N}_2\text{O}$  och ozon) och påföljande eventuella klimatändringar råder det inom forskningen enighet i fråga om följande:

- koncentrationen av  $\text{CO}_2$  och andra drivhusgaser i atmosfären är stigande.  $\text{CO}_2$ -koncentrationen har stigit från ca 280 ppm i slutet 1800-talet till 348 ppm år 1988.
- under de senaste 30 åren har koncentrationen av  $\text{CO}_2$  i atmosfären stigit med drygt 1 ppm per år, även om  $\text{CO}_2$ -utsläppen från olika aktiviteter som människorna skapat under samma period har tredubblats.
- temperaturen på det norra halvklotet har stigit med i genomsnitt ca  $0.6^\circ\text{C}$  sedan sekelskiftet.
- det råder ett visst, om också inte enkelt samband mellan  $\text{CO}_2$ -emissionerna från fossila bränslen och ökningen av  $\text{CO}_2$  koncentrationen i atmosfären.
- klimatmodellerna förutsäger att temperaturen är ännu inte pålitliga.
- om drivhuseffekten inte existerade, skulle jordens medeltemperatur vara ca.  $30^\circ\text{C}$  lägre.

Drivhuseffekten leder enligt somliga experter till betydande förändringar i jordens klimat, med därtill hörande negativa och positiva effekter. Det är emellertid viktigt att slå fast att utsläppet av  $\text{CO}_2$  inte ensamt bär ansvaret.

Ansvaret för en möjlig ökning av den globala medeltemperaturen kan på basen av vissa uträkningar fördelas på följande sätt, under förutsättning att den nuvarande bränsleanvändningen i världen hålls konstant:

- 15%  $\text{CO}_2$  från förbränning av olja
- 15%  $\text{CO}_2$  från förbränning av kol
- 10%  $\text{CO}_2$  från förbränning av naturgas
- 10%  $\text{CO}_2$  från röjning av huvudsakligen regnskog
- 50% andra drivhusgaser: metan ( $\text{CH}_4$ ), lustgas ( $\text{N}_2\text{O}$ ), ozon ( $\text{O}_3$ ) och freonföreningar (CFC-gaser).

Freonföreningarna har samtidigt en nedbrytande effekt på jordens skyddande ozonlagrar. Under de senaste åren har detta problem ägnats ett allt större intresse bland forskare.

## *Internationella överenskommelser mot luftförorening*

Arbetet mot försurningseffekten av  $\text{SO}_2$ - och  $\text{NO}_x$ -utsläpp inleddes på internationellt och nationellt plan i mitten av 70-talet.

På det internationella planet har 34 länder och EG-kommissionen undertecknat en konvention om långväga gränsöverskridande luftföroreningar,

utformad av FN:s ekonomiska kommission för Europa (ECE) i Genève den 13.11.1979. Genève-konventionen har sedan dess utvidgats med ett svavelprotokoll som syftar till att minska ländernas samlade  $\text{SO}_2$ -utsläpp med 30% under perioden 1983–1993 i relation till emissionerna år 1980. Svavelprotokollet har undertecknats av 21 länder. Protokollet har ratificerats av 16 länder, bland dem Danmark, Finland, Norge och Sverige. Det trädde i kraft den 2.9. 1987.

De nordiska länderna har därefter i sammordnad regi beslutat om minskning av  $\text{SO}_2$ -utsläppen med 50% eller mer fram till år 1995, jämfört med 1980 års nivå.

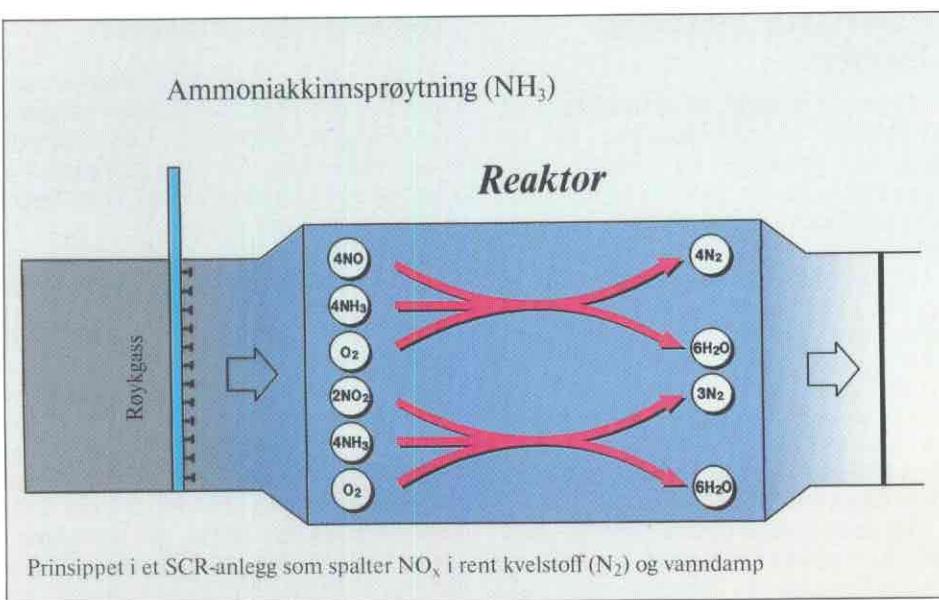
År 1988 har Danmark, Finland, Norge och Sverige tillsammans med tolv andra länder undertecknat en deklaration i anslutning till svavelprotokollet som förpliktar länderna att minska  $\text{NO}_x$ -utsläppen från samtliga källor – kraftverk, bilar, industri etc. – med minst 30% från och med 1998. Danmark har också som medlem av EG förbundit sig att begränsa utsläppen av  $\text{SO}_2$  och  $\text{NO}_x$ . Alla de nordiska länderna har nationella begränsningar av  $\text{SO}_2$  och  $\text{NO}_x$ -utsläpp, som det dock skulle bli alltför omfattande att gå in på i detta sammanhang.

Koldioxidutsläppen togs upp vid en konferens i Toronto i juni 1988. Konferensen rekommenderade en total minskning av  $\text{CO}_2$ -utsläppen med 20% av 1988 års nivå, som skall vara genomförd år 2005.

Aktionen mot utsläpp av freonföreningar inleddes med det s.k. Montrealprotokollet från september 1987, som alla de nordiska länderna har undertecknat. Protokollet innebär att utsläppen av de olika freonföreningarna i 24 länder skall reduceras med 50% före år 1999. Sverige antog i juni 1988 en reduktionsplan enligt vilken användningen av freonföreningar i stort sett upphör från den 1.1. 1995, och i Norge dryftas ett liknande förslag.

Brundtland-kommissionens rapport från 1987 om miljö och utveckling, «Vår gemensamma framtid», ger en rad rekommendationer inom energisektorn som kan sammanfattas i följande:

- Användningen av fossila bränslen måste begränsas av hänsyn till miljön.
- Utvecklingen av energiförbrukningen och energieffektiviteten måste ändras av hänsyn till miljön.
- Utsläppen av  $\text{SO}_2$  och  $\text{NO}_x$  måste begränsas på grund av försurningsproblemen.
- Drivhuseffekten måste tas på allvar.



Det är en internationell uppgift att försöka lösa problemet.

I Danmark lämnade regeringen i december 1988 en handlingsplan som uppföljning av rekommendationer i Brundtlandkommissionens rapport. I de övriga länderna diskuterades Brundtlandrapporten också. År 1990 hålls en uppföljande konferens i FN:s regi i Bergen.

## Många metoder för avsvavling

Fossileldade kraftverk (kol, olja, gas) kan idag utrustas med teknik för långtgående rening av svavel och kväveoxider. Den reningsteknik som används varierar beroende på kraftverkets typ, storlek, drifttid, bränsle och reningskrav.

Stränga miljölagar har i bl.a. Västtyskland och Japan resulterat i en massiv satsning på reningsanläggningar till framför allt kolpulverelade kraftverk. Reningsanläggningar kan emellertid inte installeras utan komplikationer eftersom de medför nya kemiska processer, kräver utrymme och ökat underhåll, ger sämre verkningsgrad och ställer krav på hantering av nya restprodukter.

För avsvavling av rökgaser finns idag ca 200 metoder beskrivna, av vilka 5–6 är seriösa. I dessa processer förvandlas rökgasernas innehåll av svavel på kemisk väg till sulfit, gips, elementär svavel-ammoniumsulfat eller svavelsyra. Två av dessa metoder har fått vid-

sträckt utbredning och man har redan några års erfarenhet av dem. Deras prestanda och tillgänglighet i samband med större kraftverk har visat sig fullt acceptabla.

De två metoderna är våt respektive våt-torr metod. Helt dominerande i världen numera är den våta metoden med gips (Japan och Västtyskland) eller deponislurry (USA) som slutprodukt. Den våt-torra metoden ger en restprodukt som idag deponeras, men stora ansträngningar görs för att hitta användningsmöjligheter för den, t.ex. som utfyllnadsmaterial vid väg- och anläggningsarbeten.

Utom Norden är det främst i USA, Japan och Västtyskland man har betydande erfarenheter av rökgasavsvavling. Enbart i Västtyskland fanns år 1986 beställningar på ca 130 anläggningar för ca 35 000 MWe. Största delen av dessa var satta i drift före den 1.7. 1988. Över 90% av dem fungerar enligt den våta metoden.

De anläggningar som idag är i drift i Norden – sex i Sverige och en i Finland (Helsingfors) – är dock av den våt-torra typen. På Studstrupsverket på Jylland tas Danmarks två första våt-torra anläggningar i bruk 1989 respektive 1990. De första våta avsvavlingsanläggningarna i Norden tas i drift på Amagerverket och Avedöreverket i Köpenhamn 1989 respektive 1990.

Den våta metoden är lämpad att nå höga avsvavlingsgrader även vid kol med hög svavelhalt. Denna metod är ca 15–20% dyrare i anläggningskostnader än den våt-torra, men har lägre driftskostnader på grund av billigare råvara.

Till den våta metoden används kalksten, medan den våt-torra behöver bränd kalk. Totalekonomiskt är de båda metoderna ungefärligt jämförbara. Metoderna är emellertid dyrbara att använda i anläggningar med intermittent drift, d.v.s. topplastanläggningar som startas och stoppas varje dag.

## Restprodukter återanvänds eller deponeras

Flygaska har hittills varit den enda restprodukten från den koleldade kraftvärmeproduktionen. När det gäller flygaska har det under tidens lopp byggts upp en marknad för återanvändning bl.a. inom cementindustrin. Under år 1986 återanvändes t.ex. ca 1,7 milj. ton aska och slagg från de danska kraftverken. Det motsvarade 118% av produktionen det året, vilket möjliggjordes av att en del tidigare deponerad aska grävdes upp. Målsättningen är att också för avsvavlingsprodukterna få en omfattande användning. Flera av avsvavlingsprocesserna medför restprodukter, som antingen kan återanvändas eller deponeras.

Restprodukten från våt-processen, gips, kan ersätta naturgips inom flera användningsområden. Den största mängden kan användas vid produktion av gipsplattor, men också i cementproduktionen kan avsvavlingsgips ersätta den hittills använda gipsen. Avsvavlingsgips är således en produkt som har goda avsättningsmöjligheter. En massiv satsning på avsvavling med gips som restprodukt kan dock leda till att gipsproduktionen överstiger avsättningsmöjligheterna i respektive land. Stort arbete läggs numera ner på att finna mer användbara gipsprodukter.

Utöver denna restprodukt medföljer den våta processen ett utsläpp av avloppsvatten som kan kräva speciell rening. Då avloppsvattnet renas, resulterar det i en ny restprodukt, en form av slam, som sedan återanvänds eller deponeras.

Kostnaderna för svavelrening har beräknats för nordiska förhållanden och visas i tabellen i följande kapitel. Av tabellen framgår hur kostnaderna påverkas av kraftverkets årliga driftstid och vald avskrivningstid. Både investerings- och driftskostnader ingår. I gynnsamma fall, då kraftverket antas vara igång hela året (6 000 h), är kostnaden för att rena 90% av svavelsläppet ca 3 öre/kWh.

## Avskiljning av kväveoxider

För att klara stränga miljökrav vid utsläpp av kväveoxider utnyttjas både förbränningstekniska åtgärder i pannan och rökgasrenings. Moderna pannor konstrueras så att uppkomsten av  $\text{NO}_x$  minimeras. Det innebär bl.a. att brännarna görs som s.k. low- $\text{NO}_x$  brännare och att pannan i övrigt är konstruerad för att ge en låg  $\text{NO}_x$ -bildning. Detta räcker emellertid inte alltid för att nå tillräckligt låga utsläpp av kväveoxider på stora och nya anläggningar. Processer för rening av rökgasen måste då också installeras.

Den enda metoden som förverkligats kommersiellt i stor skala är en katalytisk reningsmetod, den s.k. SCR-processen (Selective Catalytic Reduction). Denna metod klarar reningsgrader upp till 80%. SCR har utvecklats i Japan, där tekniken började installeras 1975 och där det idag finns över 200 anläggningar i drift. I slutet av 1984 var den totala SCR-kapaciteten i Japan 25 000 MWe, därav 20% koleldade anläggningar.

I Europa har utvecklingen gått snabbt. År 1984 fanns ingen anläggning i drift, 1987 fanns ca 8 000 MWe och 1990 beräknas SCR-anläggningar med en sammanlagd kapacitet på ca 12 000 MWe vara i drift. Den helt övervägande delen av dem finns i Västtyskland.

Principen för katalytisk rening är att ammoniak doseras in i rökgaserna innan de når katalysatorn. I katalysatorn sker sedan en omvandling av kväveoxider till vanlig kvävgas och vatten.

På samma sätt som för svavelrening har kostnaderna för rening av kväveoxider beräknats enligt nedanstående tabell.

Drifttid (h)	Avskrivn.tid (år)	Kostnad (öre/kWh)	
		$\text{SO}_2$	$\text{NO}_x$
6 000	25	2,7	2,4
	10	3,6	3,1
4 000	25	3,3	2,9
	10	4,7	3,9

För kraftverk som fungerar som topplastverk med mindre drifttimmar blir kostnaden för avskiljning av såväl  $\text{SO}_2$  som  $\text{NO}_x$  betydligt högre. Reningsresultaten blir också sämre till följd av den alltför korta drifttiden p.g.a. starterna.

## Omfattande forskning i Norden

I bl.a. de nordiska länderna pågår ett omfattande utvecklingsarbete för att finna nya processer för rökgasrenings. Målsättningen är huvudsakligen att hitta alternativa restprodukter, billigare anläggningar och allmänt taget att bidra till den industriella utvecklingen. Det är t.ex. fråga om processer med svavelsyra eller rent svavel som restprodukt samt teknik för samtidig reduktion av svavel och kväveoxider. När det gäller katalytisk rening försöker man också utveckla katalysatorer för högre och lägre rökgastemperaturer än vad dagens katalysatorer klarar av.

En metod att avlägsna både  $\text{SO}_2$  och  $\text{NO}_x$  har prövats i Danmark, först vid en pilotanläggning på Amagerverket och senare vid en demonstrationsanläggning på Skaerbaekverket. Metoden – den s.k.  $\text{SNO}_x$ -processen – har ren svavelsyra som restprodukt. En fullskaleanläggning på 300 MW är beslutad. För reduktion av  $\text{NO}_x$  enligt SCR-metoden har på Stignæsverket uppförts en demonstrationsanläggning för utveckling och avprövning av katalysatorer.

Ett annat danskt utvecklingsprojekt syftar till en fullskaleanläggning för kvävereduktion enligt en icke-katalytisk reningsmetod, den s.k. SNR-metoden (Selective Noncatalytic Reduction). Meningen är att minska kväveemissionerna med minst 60% och med ett maximalt utsläpp av oreakerad ammoniak på 15 ppm. Testresultaten har varit goda vid låg belastning. Vid full belastning har resultaten inte varit tillfredsställande och olika möjligheter övervägs för att utvidga temperaturområdet för processen.

Vid Ingå kraftverk i Finland installeras nya low- $\text{NO}_x$  brännare inom ramen för ett forsknings- och utvecklingsprojekt där syftet är att klärlägga hur effektiv kvävereduktion man kan uppnå och samtidigt beräkna en realistisk kostnadsnivå.

En fullskaleanläggning för avskiljning av svavel enligt en ny metod har testats i Finland från början av 1988. Denna i Finland utvecklade s.k. LIFAC-metod baserar sig på injektion av kalksten i processen. Avsvavlingskostnaderna enligt LIFAC-metoden är väsentligt lägre än vid andra kommersiella metoder, speciellt i samband med mindre kraftverk. Metoden är också konkurrenskraftig vid större redan existerande kraftverk.

## Nya kraftverkstekniker

Idag sker storskalig kolbaserad elproduktion uteslutande med kolpulvereldning. Av denna teknik finns det ca 50 års erfarenhet. De mest närliggande alternativen till konventionell kolpulvereldning under utveckling är:

- atmosfäriska fluidiserande bäddar
- trycksatta fluidiserande bäddar
- förgasning

De «konventionella» atmosfäriska fluidbäddarna domineras av två tekniker – den bubblande och den cirkulerande bädden. För dessa typer gäller att förbränningen sker med samtidig svavelabsorption genom kalktillsats till bädden. För att erhålla god svavelavskiljning krävs att temperaturen hålls mellan ca 800 och 900°C. Eftersom förbränningstemperaturen är låg, är även bildningen av kväveoxider låg.

I en trycksatt fluidiserande badd åstadkoms trycksättningen med hjälp av en kompressorförsedd gasturbin där den trycksatta bädden utgör brännkammare. En kombicykel erhålls genom att rökgaserna dessutom kyls ned genom en ångprocess med ångturbin. Även här sker förbränningen vid låg temperatur, vilket innebär goda förutsättningar för svavelavskiljning direkt i bädden. Fyra sådana anläggningar har beställts, var och en med en termisk effekt av 200 MW. Två av dem byggs i Stockholm.

På grund av sin miljövänlighet är naturgasen ett framtidsbränsle. Med gasens ökande användning utvecklas också processerna så att de blir billigare och utnyttjar bränslet bättre.

I ett förgasningskraftverk förgasas kol eller andra fasta bränslen till en brännbargas. Denna gas driver sedan en kombicykel. Den brännbara gasen renas från svavel och stoft innan de förbränns i en gasturbin eller en dieselanläggning. Mycket låga utsläpps-värden kan på detta sätt uppnås. Anläggningar av denna typ planeras på flera håll i Norden. Utanför Norden finns redan ett flertal demonstrations- och pilotanläggningar.

De nya tekniker som minskar luftföroreningarna skapar i stället andra och nya miljöverkningar i form av restprodukter och spillovatten. Dessa nya miljöeffekter arbetar elproducenterna på att lösa vid en framtida användning av nya tekniker.

## Miljön ställer krav på den nya tekniken

Vidare utveckling av en miljövänlig

el- och värmeproduktion förutsätter ett energisystem baserat på såväl vattenkraft och kärnkraft som på fossila bränslen, d.v.s. kol, olja och naturgas samt på nya energikällor som vindkraft, solpaneler, bränsleceller och biomassa.

Vattenkraft och kärnkraft ger inga luftföroreningar. En fortsatt satsning på och utveckling av dessa energikällor innebär miljömässiga fördelar i fråga om utsläpp av  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  och  $\text{CO}_2$ . Såsom tidigare konstaterats är andelen vattenkraft och kärnkraft inom Nordelområdet stor, liksom också samproduktionen av värme och el. Därför är utsläppen relativt sett mindre än från många andra industriländer.

Den nordiska energiproduktionen måste fortsättningsvis till en del basera sig på fossila bränslen. Miljömässigt är

naturgasen det bästa bränslet, men globalt sett är gasresurserna de mest begränsade. Trenden pekar också på en fortsatt utveckling av tekniker för förbränning och rökgasrenings, med bättre miljö som resultat. En annan utveckling är ökad samproduktion av el och värme samt större elproduktion i förhållande till värmeproduktion.

Det blir i framtiden också nödvändigt med miljömässiga och ekonomiska överväganden huruvida nya tekniker och energikällor skall testas i decentralisera energisystem eller i samband med en centraliserad energiförsörjning. Det blir också fråga om överväganden huruvida el skall ersätta direkt användning av bränsle för att minska den lokala luftföroreningen.

## Nordisk elproduktion är mångsidig

De nordiska länderna har mycket olika system för produktion av el och värme. Danmark kan karakteriseras som ett kolkraftland, Norge och Island som vattenkraftländer, Sverige som ett kärn- och vattenkraftland och Finland som en kombination av dem alla. Gaskraftens andel och betydelse förväntas öka i alla länder. Inom Nordelområdet sker 85% av den totala elproduktionen med kärnkraft och förnybar vattenkraft. Av den totala energikonsumtionen inom Norden utgör elproduktionen 30%.

Miljömässigt är det en fördel att energisystemet i Norden är baserat på olika produktionsformer. De nordiska elproducenterna står på så sätt välrustade inför utvecklingen av ett mångsidigt energieffektivt, energisparande och därmed miljövänligt energisystem.

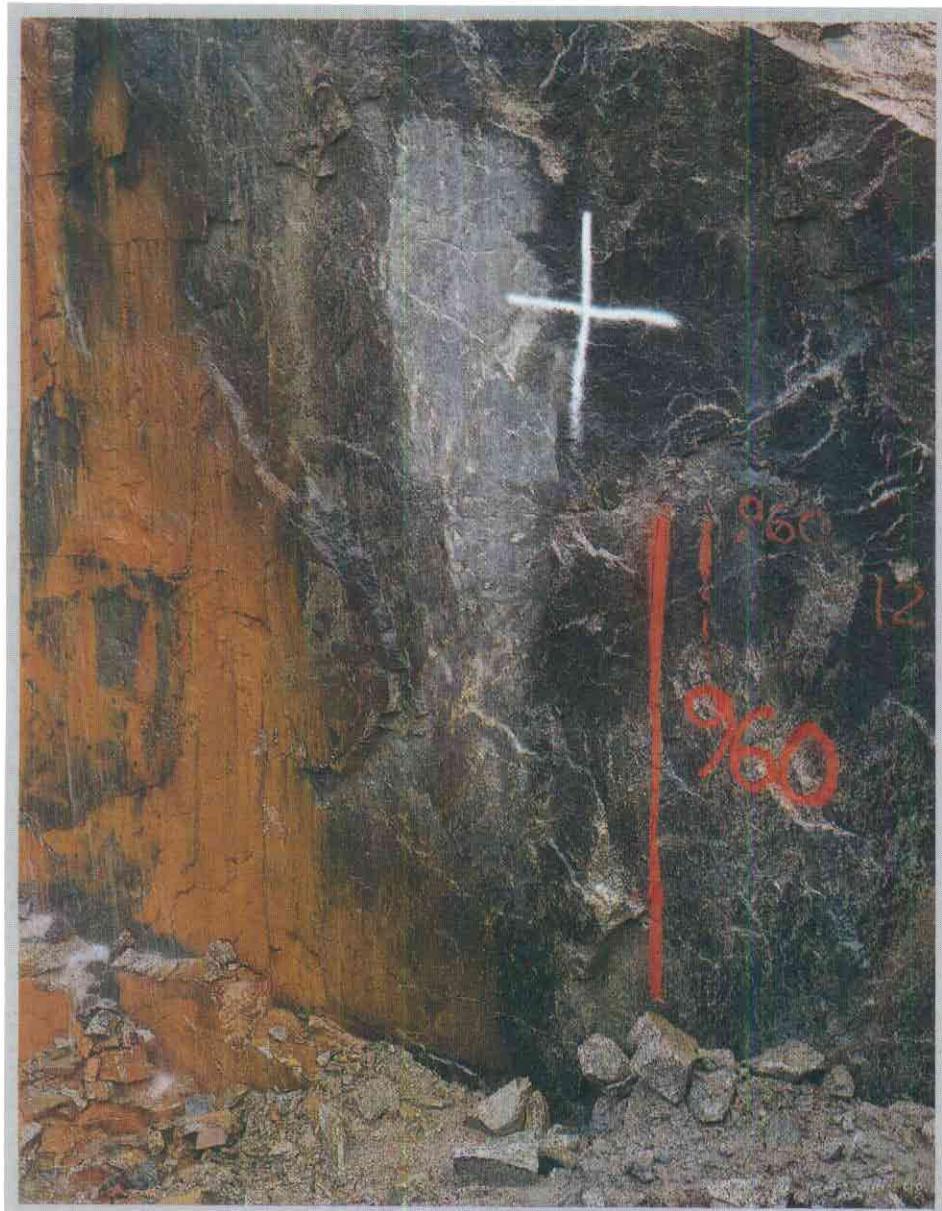
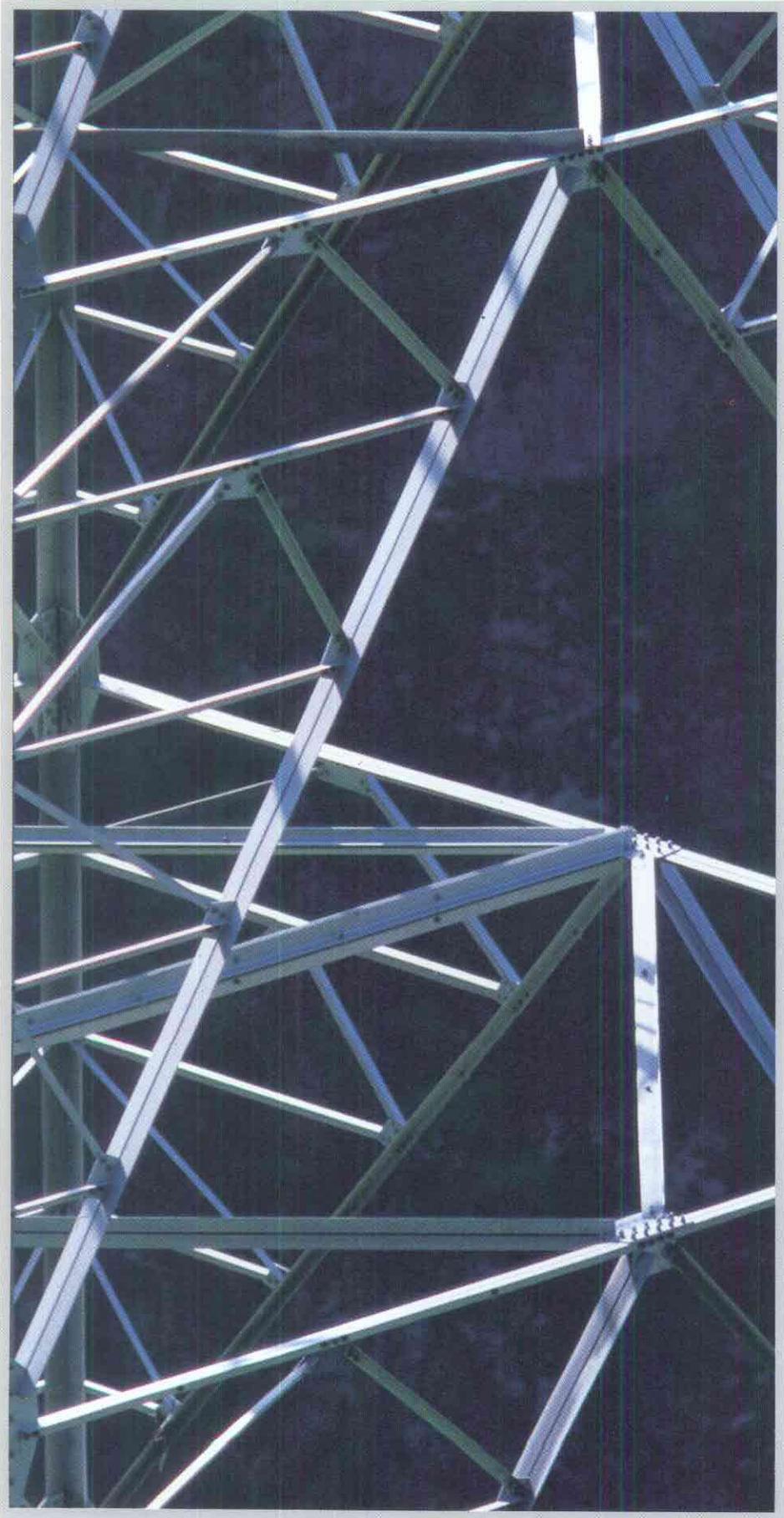


Foto: Bengt Johansson.  
Symbolbild (från bergarbeten på vattenkraftstationen Slagnäs i Skellefte älv).  
Species of rock (from the hydro power plant Slagnäs in the river Skellefte älv.)



# English Summary

## Contents

Nordel

Nordel 1988

Nordel's Activities in 1988

Denmark

Finland

Iceland

Norway

Sweden

Environmental aspects by coal- and  
oil-fired power plants



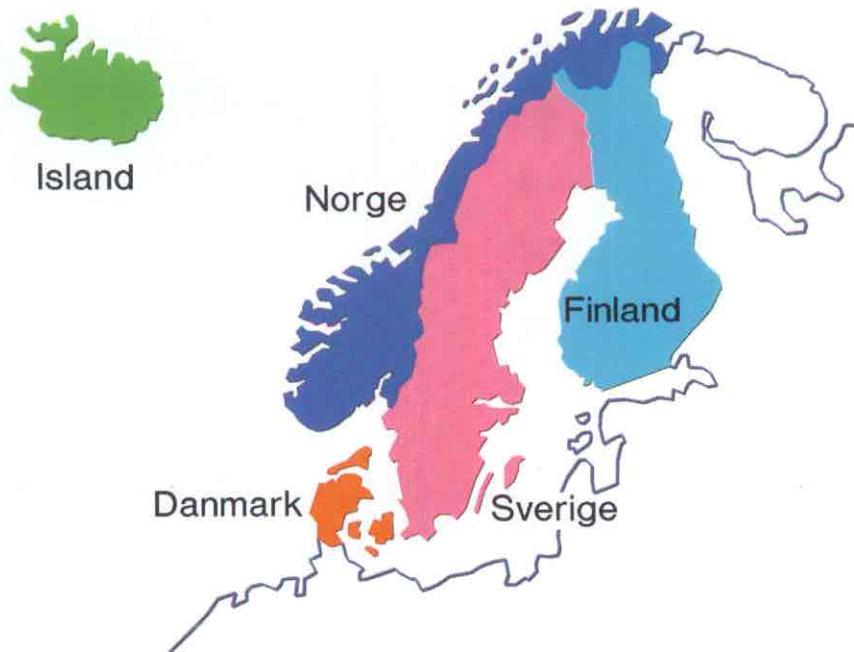
**N**ordel, founded in 1963, is an association for people active in the field of power supply in Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden. It is an advisory and recommendatory organization aimed at promoting international, mainly Nordic, cooperation in the field of production, distribution and consumption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

Nordel has the following permanent tasks:

- to continuously follow developments in production and consumption of electric energy in the Nordic countries
- to compile consumption forecasts and extension plans drawn up in the respective countries
- to publish an annual report containing information about work completed during the year within Nordel, information about power supply in the Nordic countries, special articles and statistics.

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

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



**I**nternational trade conditions altered drastically during the course of the year, giving a total production growth stronger than expected. For the OECD area, the 1988 growth estimate is approximately 4%, while the 1987 estimate has been adjusted upwards to 3.6% on the basis of new statistics. Total production growth in Western Europe has not been this high since 1976.

The rise in prices in the OECD area was slightly higher than the preceding year, with consumer prices rising 3.75% in contrast with 3.6% in 1987. Prices showed a tendency to climb throughout the year. Unemployment in the OECD area has also gone down in recent years, though it is still high. Greatest drop was in the US, where the 1988 average was 5.5% of the work force. Western Europe had an average unemployment of 10.25%.

Economic developments in the Scandinavian countries continued on a separate course in 1988. Finland showed the strongest economic growth by far, at 4.6% of the gross national product. Sweden had a weaker showing, at 1.4% growth, while Norway showed 1.5% growth in GNP. Denmark's GNP was more or less unchanged from 1987 to 1988. Iceland experienced a 1.5% decline, with continuing high inflation and a 20.6% increase in consumer prices. Prices rose moderately in Norway, at 6.7%, in Sweden at 6.3% and in Finland at 5.1%. Denmark had an inflation of 4–5%. Unemployment was still highest in Denmark, at 9.5%, and in Finland at 5.1%. Norway averaged out at 3.2%, though with rising tendencies throughout the year. Unemployment was low in Sweden and Iceland, at 1.1% and 0.7% respectively.

The main impression continues that the Nordel region has higher inflation than the OECD area, while unemployment is substantially lower.

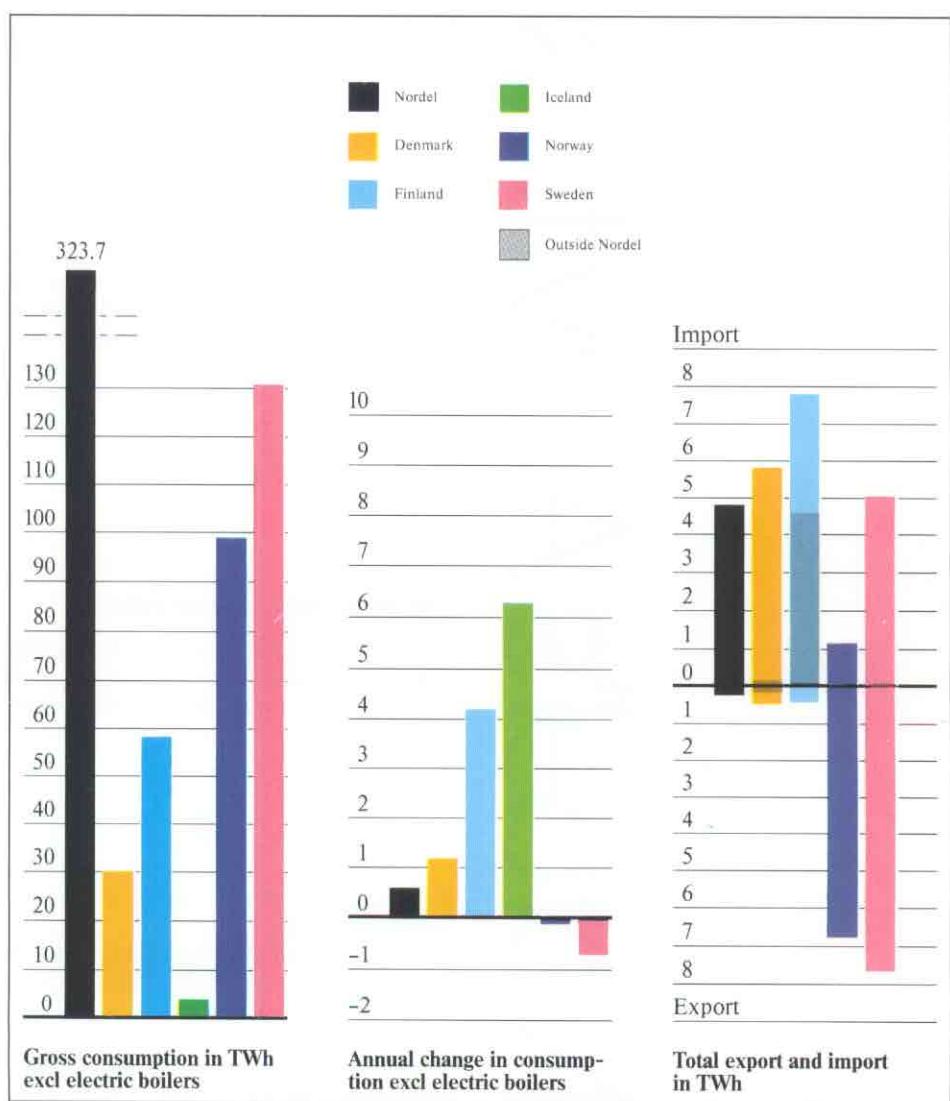
The total consumption of electric power in the Nordel countries took a moderate climb in 1988, at 0.6% higher than in 1987. Gross consumption was 323.7 TWh, not including 13.0 TWh power delivered to electric boilers. Developments varied from country to country. Consumption increased in Denmark by 1.2%, in Finland by 4.2% and on Iceland by 6.3%. Norway and Sweden experienced a slight drop in consumption by 0.1% and 0.7% respectively. Sweden had the greatest consumption of electric power, at 131.2 TWh. Consumption in Norway was 99.2 TWh, in Finland 58.6 TWh, in Denmark 30.4 TWh and on Iceland 4.3 TWh.

Hydroelectric power is the dominating source of power production in Nordel. In 1988, it was 195.9 TWh, or 59% of the total production of 332.1 TWh. Norway has most hydroelectric power, with a production of 109.6 TWh in 1988. Hydroelectric production in Sweden was 68.8 TWh, in Finland 13.4 TWh and on Iceland 4.2 TWh. Hydroelectric production in Denmark is insignificant. Nuclear power production is also substantial, at 84.4 TWh or 25.5% of the total production. Sweden produced 66.4 TWh and Finland 18.4 TWh of nuclear power. Thermal power based on other sources was 51.1 TWh, or 15.4% of the total production, chiefly in Denmark, Finland and Sweden. Coal was the major fuel, while oil and natural gas accounted for minor shares.

Power exchange between Nordel countries was substantially higher than in the preceding year, totalling 15.2 TWh. This amounted to 4.6% of the total

production. Denmark imported the most, at 5.8 TWh, along with Sweden at 5.1 TWh. Sweden was responsible for the highest export, at 7.7 TWh, followed by Norway at 6.8 TWh. Denmark had the highest net import among Nordel countries at 5.5 TWh, and Norway the highest net export at 5.6 TWh. In 1988, Finland had a net import of 2.7 TWh, while Sweden had a net export of 2.6 TWh.

Over and above these exchanges, Finland imported 4.7 TWh from the Soviet Union. Denmark had a slight exchange with West Germany. Altogether, Nordel was a net importer due to imports from the Soviet Union.



# Nordel's Activities in 1988

**N**ordel celebrated its twenty-fifth anniversary in connection with the Annual Meeting, 4th–6th of May 1988, in Oslo. The Committees met at the same time and participated in the arrangements. The Norwegian Energy Minister Arne Øien held an anniversary dinner for Nordel. The Oslo City Council invited guests to a dinner at the Oslo City Hall, with Chairman Albert Nordengen as host.

The Annual Meeting discussed the 1987 Annual Report, the present power situation in the Nordic countries and the energy balances for the next three years. The standing committees reported on activities last year and presented their plans for the next years. The committee activities and the contact persons and groups who report directly to Nordel were discussed. There was a report on contacts with the European cooperative organization UCPTE.

Nordel's role in the Scandinavian natural gas collaboration was taken up at the Annual Meeting. The Planning Committee had drawn up a draft paper for the discussion of this issue. At the Annual Meeting, Nordel adopted a statement on Nordel and natural gas.

Representatives of Nordel had their annual meeting with the official committee for energy policy of the Nordic Council of Ministers on the 21st of November 1988 in Oslo. This is an element of the collaboration between Nordel and the energy authorities involving exchanges of information and discussions of current energy issues.

Nordel held a meeting of chairmen and secretaries on the 21st of January 1988 in Stockholm, where the activities of the committees and secretariat were discussed.

## *Operations Committee*

The Committee has dealt during the year with joint operational aspects such as the power situation in the Nordic countries, power exchange between countries, operational reliability and day-to-day operational aspects, as well as with faults on the Nordic power system. Power and energy balance forecasts for the next three years have been prepared in order to assess the future power situation.

Temperature-corrected increases in the use of electrical energy in the Nordel countries, expressed as running twelve-month values, vary between 0% and 5% per year for the Nordel system, with a total value of about 2.5%.

The spring thaw in 1988 occurred at about the usual time, and was somewhat more intensive than normal. The dry weather of the early summer resulted in an inflow deficit, although this was in due course succeeded by very satisfactory water levels following an extremely wet late summer and autumn. Inflows in Finland, Sweden and Norway were 30%, 15% and 5% respectively above the statistically average values during the year.

At the end of the year, reservoir levels were normal in all three countries.

Nuclear power has continued to operate with a high degree of safety and reliability. Availability has been (and continues to be) excellent. It is planned to increase the outputs of Ringhals 1 and 2, Forsmark 3 and Oskarshamn 3 during 1989.

During the year, the output from nuclear power stations was reduced from its possible potential by somewhat less than 1TWh, most of which reduction was in Sweden.

During the year, the prices of oil and coal have remained essentially unaltered. At the end of the year, the price of oil was somewhat higher than the price of coal.

As a result of the plentiful availability of water, Sweden has exported power to Finland and Denmark throughout the year, with particularly substantial exports to Denmark during the summer and autumn. From the middle of the summer and onwards, Norway has exported significant quantities of power to Denmark and Sweden.

A detailed power balance analysis for the 1988/89 winter period has been carried out, with the results indicating that the spare generating capacity within each sub-system, consisting of own capacity and that available via the international links, is satisfactory for each sub-system in respect of the forecast peak loads.

The total power and energy balances for the next three years (1989–1991) indicate that resources are acceptable. However, bearing in mind the fact that the balances indicate progressively reduced margins, the power balances have been analysed and presented in considerably more detail than previously. The Operations Committee has decided that the energy balances, too, will be analysed and presented in more detail in future.

Nordel's recommendations in respect of the size of operational reserve capacity are based on a normal operating situation. However, in the light of

the reduced power balance available, the Committee has carried out a project intended to provide a more exact definition of the requirements relating to operational reserves within the sub-systems at times when there are difficulties in maintaining the necessary reserve capacity margins. The starting point for this work has been to attempt to establish joint general requirements relating to instantaneous reserve at times of power shortage, and to attempt to analyse how such situations should be dealt with.

The conclusion is that, in a situation in which there is a shortage of instantaneous reserve capacity on the Nordel system, it is not possible to prescribe general requirements relating to available reserves. However, there is one inescapable obligation, which requires that any sub-system suffering a capacity shortage must notify the other sub-systems of the situation. Each national control centre must then make its own decisions and take appropriate actions within its respective sub-system in accordance with its own national operating principles. Sub-systems suffering capacity shortages must accept that they may be disconnected from adjacent systems if the latter so require.

The Operations Committee's working party for system aspects, NOSY, has continued its work on technical operational analysis of the Nordel system. This work has included:

- determining capacity limits on the international links and maintaining these values up to date;
- ensuring that measures intended to prevent system instability are applied, and monitoring their effects;
- establishing details of the control characteristics of different production resources;
- preparing a submission to the Planning Committee's review of Nordel's grid capacity rating rules.

The considerable amount of operational cooperation between the countries' power systems, intended to achieve optimum utilisation of total resources in terms of both security and operating costs, necessitates a constantly increasing exchange of data between the countries' national control centres. Starting from the results of earlier surveys, the Operations Committee has commenced an investigation into future needs for data exchange, to serve as a basis for a subsequent investigation into suitable means of meeting these needs.

On behalf of Nordel, the Operations Committee and the Planning Com-

mittee have prepared a joint proposal for continued work on how planning and operation of the Nordic electricity and gas systems can be most suitably coordinated. An ad-hoc group, acting under the Planning Committee, is engaged in a more in-depth analysis of key aspects, and will keep the Operations Committee informed of the progress of the work.

### **Planning Committee**

Current *grid and generation studies* are aimed at shedding light on the conditions expected to prevail at the stage around the end of the century. Power system data acquisition and processing are in progress, and so are the preparations for the calculations for that stage. The Grid and Generation Groups are cooperating in this matter. The Grid Group has also arranged a one-day conference on the theme of environmentally benign power transmission. The main purpose of this conference was to consider how environmental aspects affect the planning, e.g. as regards the development of transmission line towers and the design of conductors, including cables. On the other hand, the conference was not intended to shed light on medical aspects. The Generation Group is also engaged on analysing the conditions available for employing existing multi-area, power-shortage risk models for power studies for the Nordel system.

Extensive work related to the grid is the *review of the Nordel grid design rules* now being pursued by an ad hoc group appointed by the Planning Committee. The first stage comprising an extensive pilot study has basically been completed. The next stage involves in-depth studies of subjects that are of greatest importance to the rules. This stage is scheduled to take about 12 months, i.e. basically the whole of 1989. The remaining work will then consist of the Planning Committee dealing with the proposals submitted by the ad hoc group. Any proposals for new Nordel recommendations in this matter are expected to be submitted to the 1990 Nordel Annual Meeting.

The conditions for and obstacles to the *coordination of electric power and natural gas matters between the Nordic countries* are being studied by an ad hoc group within the Planning Committee. The question of whether or not Nordel should become involved in natural gas matters has arisen in recent years. Natural gas is already being used for

electric power generation on the Nordel system, and its use is expected to expand substantially. This is also one of the conditions for natural gas becoming a significant energy raw material in Nordic countries. Electric power utilities may be expected to become the largest customers of the gas companies. To arrive at solutions which are most favourable to society at large, it is important to achieve systematic interaction between the electric power and natural gas systems. It would also seem natural for close cooperation to be established between the electric power utilities and the gas companies. At the 1988 Nordel Annual Meeting, the Operations and Planning Committees were instructed to undertake a number of preparatory studies for the involvement of Nordel in natural gas. These studies have been carried out and indicate that, at least initially, cooperation could produce planning benefits. The problem lies in establishing generation and transmission facilities at the right place, at the right time and with the right capacity. However, it should be borne in mind during the planning work that the objective is to achieve greater flexibility in the operation of the integrated Nordic energy system. It is against this background that the ad hoc group of the Planning Committee has recently begun its work.

The Planning Committee considers *scenario studies for the Nordel system* to be a conceivable way of tackling the great uncertainties in the field of energy. Some scenario work is already in progress for the individual Nordel systems, and so are certain preparations for scenario studies for the interconnected Nordel system. In the autumn of 1988, the Planning Committee arranged a seminar dealing with scenario matters and attended by planning engineers from the various Nordel utilities. A couple of outside papers were also presented to the seminar. The seminar produced a number of proposals for the continued work. Extensive scenario studies for the entire Nordel system demand an appreciable amount of preparatory work. It was therefore considered advisable to concentrate further work, for the time being, to studies in individual countries, in order to gain experience from these studies before launching a study for the interconnected Nordel system. In parallel with the studies for the individual countries, suitable starting points are being considered for initiating the activities on a broad Nordic base.

In practice, *actual planning situations are somewhat more restricted than ideal situations*. However, some of the studies undertaken by the Planning Committee for the interconnected Nordic power system were based on the ideal condition that the Nordic countries represent one unit, without national boundaries. This has led to results, which have not always been realistic, as a number of rational and irrational limitations would have to be surmounted in practice. Nordel has considered it important to map out the various limitations and, against this background, formulate planning conditions that are as realistic as possible. The Planning Committee has been instructed by Nordel to undertake this mapping-out, and work has already started. The Committee will draw attention to any opportunities available for affecting the conditions in a favourable direction. In addition, the objective is that the report will also give some indication of the opportunities offered by Nordel cooperation.

A report on the *cost of wind power* was submitted to the Annual Meeting of Nordel. This was an update of the costs specified in a Planning Committee report in 1986. The aim is that the Committee will update the wind power costs annually in the future.

According to an agreement between Nordel and the Electrical Committee of the United Nations Economic Commission for Europe (ECE), Nordel will produce a *map of the Nordic grids* every other year. A map for the January 1988 stage has been produced and submitted to the ECE.

The Nordic Council decided that 1988 would be the Nordic Technology Year, and a *Nordic energy conference* was therefore held in Stavanger, Norway between the 26 and 28 September. The conference was arranged by the Norwegian Society of Chartered Engineers, in cooperation with Nordel. The Chairman and Secretary of the Planning Committee were included in the planning committee for the conference, to which several papers were presented by Nordel members.

### **Thermal Power Committee**

During the year the committee continued to exchange experiences and views of the thermal power field in the Nordic countries. For instance the organizing of cooperation in the environmental field was discussed lively. With the power balancies of the Operations

Committee as a starting point the unavailability of thermal power was discussed in the Thermal Power Committee. Status reports from the various countries were discussed at the meetings of the Committee and special attention was then given to the describing of existing problems and the solutions that have been found or are being planned. In 1988 the Committee held two meetings where the following reports of its working and ad-hoc groups, through which most of the Committee's work is done, were discussed.

The Operations and Maintenance group arranged in Denmark a seminar for production managers during the year. The main topic of the seminar was the life time extension of old power plants. Flue gas purification and different natural gas processes were also discussed. There were 50 production managers at the seminar which is a participation record. The meeting gave the participants many new ideas and impulses. A similar meeting for maintenance managers is planned to be arranged in Finland in the autumn of 1989.

The ad-hoc group for Environmental Issues made a summary of Nordic and West German emission restriction demands and Nordic air quality standards. The group also worked out a program proposal for an environmental seminar headed "How environmentally safe should energy production be in the future?"

Together with the Operations and Maintenance group the ad-hoc group for Environmental Issues compiled the article "Environmental aspects concerning coal-fired and oil-fired power plants" for this annual report.

The research and development activities of NKA (Nordic Liaison Committee for Atomic Energy) were continuously supervised by the contact group of the Committee. It has for instance been emphasized that the main purpose of NKA's safety program should be to achieve a unified opinion in the Nordic countries according safety conditions, e.g. concerning the course of events in accidents, the calculation of accidents and the effect of design modifications.

During the year Managing Director J Ricken/IFV was replaced by chief engineer J Rosbjerg/IFV and plant manager E Ericsson/Vattenfall by plant manager E Lennartsson/Vattenfall. The thermal power committee wishes to thank the resigning members for active participation and kind cooperation.



## Energy policy

**D**enmark's dependence on imported energy was reduced still further in 1988 through increased production of Danish North Sea gas. The proportion of Denmark's gross energy consumption based on indigenous energy sources thereby increased to 41%, against 38% in the previous year. Consumption and exports of Danish oil were 2.9 and 1.8 m tons, respectively. The corresponding figures for Danish natural gas were 1.6 and 0.7 bn m<sup>3</sup>.

Despite exploration in the Danish underground by several concessioned consortia, it is still only Danish Underground Consortium that is producing oil and natural gas.

The power companies' compulsory purchases of natural gas under their agreement with Danish Natural Gas A/S amounted to 0.13 bn m<sup>3</sup> in 1988.

In 1988, ELKRAFT continued its investigations of ways of using natural gas at power stations. With gas as fuel, future expansion will probably be in the form of combined cycle power stations – in which gas turbines are combined with steam turbines. The power companies' negotiations with DANGAS A/S on prices and conditions of supply were still going on at the end of the year.

At the same time, the power companies investigated the possibilities of coal-gasification plants as an alternative means of supplying gas. These plants are able to gasify all types of coal. A feasibility study was carried out, and the principal conclusion is that, both economically and environmentally, coal gasification is an attractive solution that can form the basis for a coal-fired expansion.

In 1987, the Brundtland Commission issued a report on environment and development for UN. This report, which is entitled "Our Common Future", analyses the long-term development trends and makes a number of recommendations, including some concerning fossil fuel, energy utilization, acid rain, and the greenhouse effect. In December 1988, the Prime Minister presented an action plan on these issues in the "Folketinget" as a basis for political debate. Within the various sectors of society, efforts have been made to determine the extent to which the principle of viable development is already lived up to – in other words, development that satisfies the needs of the present generation without curtailing the possibilities of future generations for satisfying their needs.

On the basis of this analysis, propo-

sals are made for various measures that can contribute to viable development.

The action plan must be regarded as a declaration of intent which confirms the intention of the government to consider seriously the problems of energy and environment policy in the light of the Brundtland Commission's recommendations.

In the Folketing year 1989/90, the Minister of Energy is going to present an action plan indicating specific ways of reducing energy consumption and its short-term and long-term impact on the environment. The Minister pinpoints end consumption, especially of electricity, as an area in which action is called for but which has not so far been paid as much attention by society as other parts of the energy sector.

The power companies are already heavily engaged in major areas covered by Denmark's present energy policy and will continue along these lines in the future.

The power companies have expressed the view that Danish exports of know-how and sale of new technology might make a considerably greater contribution towards fulfilling the global goals set up in the Brundtland Report than we can achieve on our small, national scale.

## Power consumption

Power consumption in Denmark reached a figure of about 30 TWh in 1988 – an increase of about 1.2% in relation to 1987, corresponding to almost 2%, when adjusted for the warmer weather.

It was industry as well as the trade and service sector that increased their consumption. For these sectors, an increase of about 3%, was registered in relation to 1987. Domestic and agricultural consumption fell by about 1% due partly to the much milder weather in 1988 than in 1987.

The distribution of power consumption in 1988 was:

domestic users:	32%
trade and service sectors:	32%
industry:	28%
agriculture etc.:	8%

The forecasts for power consumption in the years ahead are based on moderate rates of increase of about 2.5% per annum.

## Power production

At the end of 1988, the installed capacity of Danish power stations was about 8140 MW – almost 1% less than in 1987.

The capacity was distributed as follows:

Steam turbine plants:	93.7%
Gas turbine and diesel plants:	4.1%
Wind power plants:	2.1%
Hydro-power plants:	0.1%

This comprises about 300 MW privately owned production plants, including no less than about 170 MW wind power plants.

A substantial part of the capacity is provided by combined heat and power (CHP) stations, whose capacity is reduced when district heat is supplied. Under peak loading, this reduction approaches 500 MW.

The steam turbine plants supplied 80.8% of the year's power consumption, wind power 1.0%, and hydro-power 0.1%. The remaining 18.1% was covered by net imports.

In combined production with electricity, the CHP stations supplied about 52500 TJ district heat.

In 1988, the power stations' fuel consumption equalled about 10.3 m tons of coal, and of this, 94% was, in fact, coal.

Work on the construction of new, big CHP units at Amager Power Station, Avedøre Power Station and Funen's Power Station continued with a view to commissioning in 1989, 1990 and 1991, respectively. During the year, work also started on a similar project at Vestkraft Power Station in Esbjerg. The power and heat capacities of the four units are 250, 250, 385, 350 MW and 330, 330, 500, 450 MJ/sec, respectively.

The expansion with wind turbines under the power companies' 100 MW agreement with the Government is proceeding somewhat more slowly than planned, mainly because of local NIMBY-reaction (Not In My Back Yard). At the end of the year, almost 35 MW wind power in this programme was in operation, distributed over seven wind-power farms and five smaller clusters. Every effort is being made to ensure commissioning of the remaining just over 65 MW within the next two years.

In the private sector, activity in the wind power field remains high. In 1988, about 55 MW was commissioned through the completion of small, subsidized wind turbines widely spread around the country.

In 1988, the work on decentralized combined heat and power stations, which is taking place in accordance with the political agreement on expansion of electrical power, proceeded well. Work is in progress on projects at different

stages in 30–40 towns. All the projects are based on firing with Danish fuel. The capacities of the stations vary from less than 1 MW electricity to about 60 MW electricity. At the end of the year, two decentralized combined heat and power stations were commissioned, with a total capacity of about 20 MW, and a large number will follow in 1989 and 1990. At the end of 1988, the programme for the decentralized power stations – which have a total capacity of 450 MW – was in an experimental and demonstration phase. It must be anticipated that some of the small CHP stations – especially those fired with straw – will have a poor economy.

### ***Electricity prices***

Apart from the increase of about 7 øre/kWh in January, electricity prices remained unchanged in 1988. The average price to a consumer with an annual consumption of 3000 kWh was just under 49 øre/kWh excl. taxes and about 99 øre/kWh with taxes. The energy tax and VAT thus constituted about 51% of the consumer price.

From 1 January 1989, electricity prices increased, on average by 7.7 øre/kWh excl. taxes for a consumer with an annual consumption of 3000 kWh. This means that, without adjustment for inflation, the price of electricity before taxes now is the same as it was in 1982–83.

### ***Power transmission system***

The Konti-Skan 2 connection between Jutland and Sweden went into commercial operation on 1 November '88. The transmission capacity is 300 MW at 285 kV D.C. The connection, which was established by Vattenfall and ELSAM jointly, implies partly a renewal of the Konti-Skan connection from 1965 and partly a considerable increase in transmission capacity until Konti-Skan 1 (270 MW) is scrapped.

### ***Project assistance***

In 1988, ELKRAFT established a 100% owned subsidiary, ELKRAFT Consult Ltd., the object of which is to provide consulting services and engineering on energy supply installations at home and abroad. ELKRAFT Consult will be able to draw on the combined expertise of the ELKRAFT-group for solution of the projects with which it is entrusted.

The Danish power companies'

design and engineering services concerning power stations and power transmission are marketed through Danish Power Consult A/S (DPC), in which ELKRAFT Consult and ELSAMPROJEKT A/S each acquired a 40% interest in July of this year. The last 20% is owned by various Danish consulting engineering firms.

In the same way, the power companies' design and engineering services concerning wind power, environmental installations and district heat are marketed through Danish Power Utilities (DPU), an association with ELKRAFT Consult and ELSAMPROJEKT as its only members.

### ***Research and development***

In the last few years, the power companies have invested heavily in research and development aimed at enabling them to meet the requirements of the future to power stations and to support the technological development of Danish industry. The power companies' investment in research and development in 1988 amounted to about DKK 135 mio. Most of the projects concerned combustion technology and environmental installations. The latter are described in the article "Environmental aspects by coal- and oil-fired power plants" in this report.



## Economic development

A rapid boom continued in the Finnish national economy in 1988. The volume of industrial production went up by more than 4% and in some industries shortage of capacity held back the growth in production. The growth in gross national product was some 4.6%. The growth was speeded up by the heavy demand on the domestic market and increase in exports by the wood processing industry especially. The market price of the GNP amounted to around FIM 437 billion, or about USD 104 billion (USD 21 000 per inhabitant). Exports to the west grew by some 4%, but exports to the Eastern Bloc continued to decline by some 5%. The total increase in exports accounted for around 4%. The Finnish balance of trade showed some surplus, but the balance of current accounts showed a deficit of some FIM 13 billion, representing 3% of the GNP.

The rate of inflation grew faster than in 1987, some 5% on an annual level. However, the rate of unemployment dropped, accounting for 5% of the labour force, which means a decrease of 0.5 percentage units. At the same time several industries had a labour shortage. The real increase in total investments went up by some 9%, amounting to FIM 108 billion, or 25% of the GNP.

In 1988 energy consumption increased only a little. The increase was some 1.7% and consumption around 29.7 Mtoe. Energy consumption rose in industry and traffic, but the exceptionally mild weather at the beginning of 1988 greatly decreased the energy demand in heating.

## Energy policy

The current Electricity Act has been effective for nearly 10 years and during the last two years an amendment has been prepared. On May 6, 1988 the Government submitted the Parliament a bill for a new electricity act. Parliament approved the bill at the end of the year and the act, including statutes, will become effective on April 1, 1989. The new Electricity Act results in a more effective planning and licensing system. A construction licence will only be needed to build power plants with an output of at least 250 MW. The Act does not include decisions on nuclear or hydro power construction or imports as there are separate acts and statutes on them. The new Nuclear Act, which was approved earlier, became effective on March 1, 1988. In accordance with the

Act, Parliament will decide on construction of new nuclear power plants etc.

In June a nuclear waste fund started its operations. At the same time companies producing nuclear power paid the fund nuclear waste charges, the total sum amounted to almost FIM 1.5 billion. The funds will be collected for the decommissioning of old nuclear power plants and final disposal of nuclear wastes.

The Council of State appointed two new committees in the nuclear industry for the period of March 1, 1988–February 28, 1991. At the Ministry of Trade and Industry a nuclear energy delegation prepares matters relating to the use of nuclear energy. At the Finnish Center for Radiation and Nuclear Safety a nuclear safety delegation works on issues concerning the safety of nuclear energy.

At the end of 1988 a bill for the amendment of the nuclear liability was completed at the Ministry of Trade and Industry. According to the bill Finland and companies producing nuclear power will observe the nuclear liability following the international system created by NEA (Nuclear Energy Agency). The system relies on the Paris' convention and Bruxelles' supplementary agreement, which complements the convention. The liability amounts to SDR 100 million, which is 13.5 times today's amount. The Energy Policy Council has given a positive response to the amendment of the Nuclear Liability Act. The bill will probably come to Parliament's approval at the beginning of 1989.

As a sequel to the decisions in principle, which the Council of State previously made on reduction in sulphur emissions, a working group was appointed to prepare the norms for nitric oxides given off by energy generation plants. The proposal of the working group uses the best combustion technology available for new boilers and gas turbines. The proposal is circulating for comment. For new large coal-fired power plants the emission norms mean catalytic purification of flue gases. When the norms were determined the target was cost-effectiveness and reduction of nitric oxide emissions to today's level by 1995. The work on establishing a standard for nitric oxide emissions has continued. The working group is expected to complete its proposal in March 1989. A decision in principle concerning nitric oxide emissions in traffic was made earlier.

At the beginning of October 1988 a new Competition Act became effective.

The objective of the Act is to make competition and economic operations more effective. The Act means that the control of monopolies will be intensified and extended to regional monopolies, such as electricity distributors and district heating utilities. According to the law neither monopoly nor dominating standing on the market is prohibited, but their misuse is. The Competition Office and Competition Council have the right to interfere with suspected misuse and to assess for instance the lowest or highest prices. The Act also has an effect on the energy sector and on pricing of electricity utilities.

In March 1988 the industrial power companies established a company, Teollisuuden Voimansiirto Oy (TVS), for power transmission. The company started its operations on January 1, 1989. The company will use the power transmission network of its owners, to build new power transmission lines and to be responsible for the power system operation. The operations will also include imports, and wholesale of electricity. The new company results in the fact that Finland has two nationwide competing network companies.

A high-level energy committee that has been working for almost two years is expected to report on the effects of various energy sources and their risks in relation to other social functions. The committee will present its report on March 31, 1989.

## Electricity consumption

In 1988 electricity consumption continued to increase rapidly. Total consumption rose to 58.7 TWh, i.e. by 2.2 TWh, which is 4% more than in 1987 despite the fact that 1988 was a much warmer year than 1987. The temperature-adjusted increase was as high as 6%.

The increase was evenly distributed between industry and other consumption. In industry electricity consumption went up by 6%, totalling 30.9 TWh. The good market situation for the Finnish industry raised the volume of production and electricity demand, particularly in the wood processing industry.

In the miscellaneous sector electricity consumption amounted to 27.8 TWh, an increase of 2%, after temperature adjustment 6%. Electricity consumption expanded largely, in the service sector especially. Electricity consumption for heating dropped

somewhat compared with the previous year, as the weather was mild. Electric space heating has continued to expand and the number of dwellings with electric space heating rose by 27 000, exceeding 410 000. More than 80% of the new single-family houses and 50% of the terraced houses are heated with electricity. A total of 1.5 million Finns live in houses with electric space heating. Of final energy consumption electricity accounted for 24% against around 23% in 1987.

Electricity consumption was greatest in December 1988, when the peak load rose to some 10 000 MW. The peak power was thus as high as during the record cold spell of 1987. However, the weather was normal in 1988.

Estimates of electricity demand were revised during 1988. According to the prognosis published by the Power Producers' Coordinating Council electricity consumption will exceed 71 TWh in 1995 and it will amount to some 77 TWh in 2000, i.e. 4 TWh higher than what the previous forecast estimated. Private electricity consumption and consumption in the service sector will increase more than expected. The Ministry of Trade and Industry has also revised its figures upwards.

## **Electricity supply**

In 1988 electricity production amounted to some 51.3 TWh, which was only 0.5 TWh greater than in 1987. The rise in demand was mainly covered with an increase in imports, which rose to about 7.8 TWh, accounting for 13.2% of the total supply.

Hydro power production continued to be at a record high and the production was 13.4 TWh, which is 10% more than during an average water year. Back-pressure power production rose to 13.8 TWh, the increase was 0.5 TWh compared with the previous year. With other thermal power, mainly coal condensing, 5.0 TWh was produced and with process condensing 0.4 TWh.

Nuclear power production was almost as extensive as the year before, i.e. 18.4 TWh, accounting for 36% of total production. All power plant units have functioned uninterruptedly and the average load factors including revisions were the following:

Loviisa I	86.7%
Loviisa II	93.1%
Olkiluoto I	92.9%
Olkiluoto II	91.9%

Loviisa I had a lower load factor than the others as it underwent a 'long revision'.

Some 300 MW new power plant capacity was completed in 1988. The largest unit was the natural gas fired cogeneration plant at Tampere of 132 MWe. Electricity imports from Sweden rose from 100 MW to 200 MW on January 1, 1989.

Almost 1000 MW power plant capacity was under construction, of which 630 MW will be completed during 1989. The largest of these is the peat condensing power plant of 150 MW at Haapavesi and the oil-fired and coal-fired condensing power plant of 260 MW at Kristiinankaupunki. At Seinäjoki a cogeneration power plant of 105 MW is being built and at Helsinki another of 158 MW. At Kokkosniva a hydro power station of 25 MW is being constructed.

During the spring 1988 a letter of intent concerning electricity imports from Norway was signed and an agreement was made on electricity transmission via the Swedish grid to Finland. Negotiations on the imports are still going on.

In September 1988 Imatran Voima and the Soviet V/O Mashinoexport reached an agreement on electricity imports in the 1990s. In accordance with the agreement IVO imports 600 MW electricity during 1990-1992 and from 1993 till the end of the decade 900 MW. The Council of State has also granted Teollisuuden Voimansiirto a licence to import electricity from the Soviet Union. Negotiations with the Soviet counterpart are still going on.

Imatran Voima and Teollisuuden Voima (Industrial Power Company) have discussed the building of a new coal-fired power plant of some 500 MW at Pori. However, no decision on construction has been made yet.

## **Electricity price**

The mean retail price of electricity remained almost unchanged in 1988. The real price dropped by about 5%. On January 1, 1989 the mean consumer price of household electricity was 41.2 p/kWh in multi-storey houses and 35.9 p/kWh in single-family houses and 27.6 p/kWh in households with direct electric heating, and for storage heating 22.7 p/kWh. The tax-exempt price for electricity in large-scale industry was 13.1 p/TWh, resulting in a decrease of 0.2 p/kWh.

The wholesale price for electricity dropped by about 1% during the year, owing to the decrease in the price for uranium fuel. At the end of the year the price for coal rose considerably, which



*Naturgassrør i Finland.  
Natural gas pipeline in Finland.*

will be reflected on the electricity price in 1989.

## **National grid**

In 1988 more than 200 km of 220 kV power lines were completed when the line from Ivalo, northern Finland, to Varangerbotn, Norway, was taken into operation on October 11, 1988. Some 160 km of 110 kV power lines were completed.

Teollisuuden Voimansiirto, TVS, has announced that it will be building a 400 kV power line from Ulvila to Anttila (about 250 km). For imports to the Soviet Union a 185 km long 400 kV line has to be built from the border to Kymi and Anttila. TVS intends to connect its present power transmission networks so that they will cover the whole coastal area. Other 400 kV lines are being planned from Tammisto to Nurmijärvi (28 km) and from Kristiinankaupunki to Vaasa (105 km).

The Finnish Power Producers' Coordinating Council (STYV) approved a

recommendation for electricity transmission principles in January 1989. The recommendation includes principles for transmission and cost calculations. The recommendation concerns all networks ranging from 400 kV to 20 kV.

### **Miscellaneous**

The absorption rate of the Finnish desulphurization system, LIFAC, was improved with test runs and process adjustments at the Inkoo power plant. Know-how is also gained on the reduction of nitrogen emitted by old power plants with combustion technology. For this reason it was decided to install low nox burners to a unit at Inkoo to improve combustion at the power plant.

At Kopparnäs, Inkoo, IVO studies new energy sources, including wind, biomass and solar power. A solar power station of 30 kW will be completed by the end of 1989. In 1988 the production of the wind power plant was smaller than in 1987 because of a rotor fault, even though the winds were heavier.

Other research areas have been a PFBC system (pressurized fluidised bed combustion), a diesel power plant for multi-fuel use; introduction of a biological method to destruct radioactive power plant fuels and extension of the service life of old power plants.

### **Economic Development.**

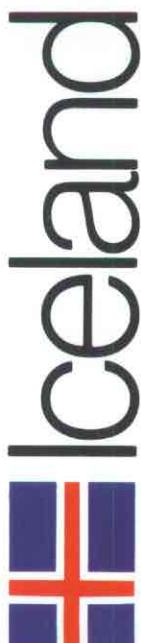
**T**he year 1988 was characterised in Iceland by a mild economic recession in contrast to a strong growth in the years before. GNP decreased by 1.5% compared to an increase of 8.7% in 1987. The product value of the fish-processing industry, the country's most important category of industry, decreased also; by 2.5% in real terms compared to an increase of 6.1% in 1987; that of other industrial products decreased by 1.5% (4% increase in 1987). Investments fell by 2% below the 1987 level when they grew by 18.9% in relation to the previous year. Unemployment averaged at about 0.7% of the work force. (0.5% in 1987). Inflation was still a problem. It rose from about 18.3% a year at the beginning of 1988 to about 25.4% a year at the year's end. The Consumer Price Index rose by 20.6% from Dec. 31 1987 to the same date in 1988.

### **Energy Policy & Legislation.**

A new government came to power in Iceland on Sept. 28 1988. In its programme the government states about industrial and energy policy that "the organizational structure of the production and distribution of energy shall be revised aiming at merging of energy undertakings. The country's energy resources shall be utilized for the purpose of economic development". There is thus a continued emphasis on the establishment of new energy-intensive industries.

By and large the industrial and energy policy of the new government remains the same as that of the previous one, with the exception of the clause on structural revision of the energy supply industry, which is a new element in Icelandic energy policy.

In September 1987 the Minister of Industry established a Working Group to undertake a prefeasibility study of a new aluminium smelter of 180,000 metric tons annual production capacity to be erected at Straumsvík, approx. 15 km south of Reykjavík, adjacent to an existent smelter there. The Working Group delivered its prefeasibility report in January, indicating an acceptable rentability of such a smelter erected in two stages in the years 1991-1994. It was decided to present these results to some European aluminium producers, that had shown interest in participating in further development of the Icelandic aluminium industry, to investigate the possibilities of establishing a joint Study company to explore these possibilities





*Aluminiumsverket ved Straumsvík. Reykjavík i bakgrunnen.*

*The aluminium smelter at Straumsvík near Reykjavík.*

in detail. At a meeting in London on June 14 between representatives of the Icelandic government and four European aluminium producers, viz. Alumined Beheer N.V. of the Netherlands, Austria Metal A.G., Austria, Gränges Aluminium AB of Sweden and Swiss Aluminium Ltd., Switzerland, it was agreed to establish such a Study company to make a detailed feasibility study of the new smelter project, which was given the name of Atlantal. At the same time talks began between the Atlantal Group and the Icelandic authorities about a draft of a Master Agreement for the smelter and about the price of electricity to it.

The Feasibility study and a draft of both the Master Agreement and the Power Contract is expected to be completed during the first quarter of 1989. If the results of the study are positive a final decision to build the smelter could be taken in the spring of 1989, in which case it could be operative in early 1992. For such a decision to be possible, however, the Icelandic Parliament (Althing) has to ratify both the Master Agreement and the Power Contract before its summer recess in the first

half of May. In spite of political controversies about the Project it is believed to enjoy a solid majority in the Althing. Another matter is that there appear to be some divergent views on it within the present government coalition.

On May 10 the Ministry of Industry and the National Power Company established a joint Energy Marketing Office, with the stated purpose of marketing Icelandic energy to energy-intensive industries within the country and for direct export.

In January informal orientation talks took place between the Icelandic Minister of Industry and the U.K. Secretary of State for Energy. The latter explained the situations and possibilities created by the prospective privatization of the British power supply industry

for foreign power producers wishing to enter the U.K. electricity market.

In February the National Power Co. completed a prefeasibility study on power export from Iceland to Scotland via a submarine HVDC cable mentioned in last year's Annual Report of Nordel. By and large the outcome of the study was similar to that of previous studies, viz. that the project was technically feasible, but at the margin of economic feasibility under present conditions. However, its economic feasibility will improve with time as long as U.K. power prices show an upward trend. In the first quarter of 1989 talks are scheduled between the National Power Co. and some prospective post-privatization British buyers of electric power from Iceland.

### ***The Electricity Consumption.***

Total gross consumption of electricity in Iceland in 1988, i.e. including transmission and distribution losses and power plants' own consumption, amounted to 4417 GWh, compared to 4153 GWh the previous year, corresponding to a growth of 6.4%.

The share of power-intensive industries in the 1988 consumption was 51.7% compared to 52.1% in 1987. Their consumption grew by 5.5%. General consumption grew by 7.2% without and 3.1% with correction for outdoor temperature in the two years. The total consumption consisted of 3787 GWh of firm energy and 630 GWh of non-guaranteed energy.

### ***Electricity Production.***

The electricity production in Iceland in 1988 amounted to 4417 GWh (4153 GWh in 1987), of which 94.3% were produced in hydro-electric plants (same as in 1987); 5.6% in geothermal plants

Consumption category	Year						
	1987*	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Space heating	0,88	0,27	0,12	0,10	0,11	0,11	0,12
Fishing boats	8,70	8,66	8,76	8,74	8,66	8,57	8,53
Industry	5,13	5,07	4,97	4,69	4,65	4,57	4,53
Automobiles	7,56	8,11	8,67	9,18	9,35	9,52	9,65
Aircraft	6,27	3,64	3,50	4,08	4,70	5,20	5,57
Shipping	5,89	5,78	6,01	6,01	6,19	6,34	6,50
Shrinkage	0,38	0,36	0,37	0,38	0,40	0,40	0,40
Total, PJ	34,81	31,89	32,40	33,18	34,06	34,71	35,30

\* Actual figures.

(same as the previous year) and 0.1% in diesel plants condensing steam plants and gas turbine plants.

Total installed capacity of public utility power plants in Iceland at the end of 1988 was 923 MW (922 MW at the end of 1987). Of this 752 MW were in hydro plants (same as at end of 1987), 130 MW in conventional thermal plants, i.e. diesel, steam condensing and gas turbine plants (129 MW at end of 1987) and 41 MW in geothermal power plants (unchanged from 1987).

The construction of the 150 MW hydro-electric power plant Blanda in the western part of Northern Iceland, owned by the National Power Company (Landsvirkjun), proceeded in 1988. The plant is due for commissioning in 1991. In 1988 the Reykjavik Municipal District Heating Service started construction of a geothermal combined heat and power (CHP) plant Nesjavellir in Southwest Iceland, which will have a rated capacity of 300 MW of utilized heat plus at least 50 MW of electricity. A first phase of 100 MW of utilized heat is due for commissioning around 1990, but initially without power production.

## **Electric Power Tariffs.**

The Wholesale Power Tariff (WPT) of the National Power Company (NPC) was raised by 3.7% on May 1 and by 8.0% on July 1. In real terms (viz. corrected for inflation), the WPT was 3.7% lower on Jan. 1 1989 than on the same date 1988, and 33.8% lower than on May 1 1984.

Price quotations for primary aluminium remained relatively high during 1988, and so did NPC's contract power price to the Icelandic Aluminium Company, which rose from 15.8 m USD/kWh in the first quarter of 1988 to 18.5 in the fourth quarter. (viz. from 0.097 SEK/kWh in the 1. to 0.114 SEK/kWh in the 4. quarter of 1988).

## **A New Fossil Fuels Forecast.**

In their series of energy forecasts the so-called Energy Forecasting Committee in 1988 issued a forecast of the consumption of fossil fuels in Iceland in the period 1988 to 2015, by consumption categories and fuel types. The following table shows an excerpt from this forecast. (The figures are in petajouls, PJ). The consumption consists to over 90% of oil products.

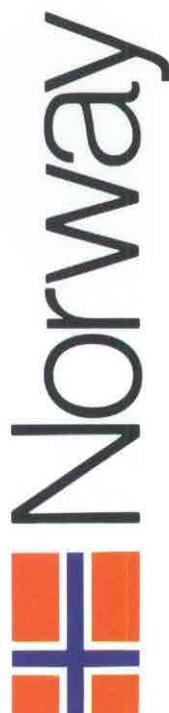
## **Energy policy**

In June 1988 the Storting (the Norwegian Parliament) debated the Government White Paper on Energy (Stortingsmelding No. 38 1986-87 and the Supplementary Paper (Stortingsmelding. No. 19 1987-88). The recommendation of the Standing Committee on Energy and Industry and the debate in the Storting did not bring about a clarification of the question of domestic use of natural gas. The committee points to the fact that since the presentation of the two White Papers on energy, changes have taken place in several essential fields affecting a future energy strategy. This includes the electric power balance, use of gas, distribution of gas and models for organizing gas fired-power plants in Norway. The committee is therefore of the opinion that the Government should present a new White Paper, or in other ways contribute to enabling the Storting to discuss these matters in the light of recent developments.

The Storting endorsed the Government view that the future prospects for the electric power balance indicate no need for a gas-fired power plant in 1991, which means that the decision to build the first major gas-fired power plant in Norway may be put off. The demands of the power-intensive industries in particular are expected to become lower than the previously estimated 36 TWh in 1995.

During the debate in the Storting a majority clearly expressed the view that the plans for utilizing natural gas for domestic energy supply mark a turning point implying new and exciting perspectives in Norwegian energy policy. The committee stressed that great importance must be attached to aspects concerning industrial development when determining important aspects regarding the introduction of gas and gas power. The Storting is of the opinion that the principle of the market must form the basis for pricing gas for domestic use. A grouping of several domestic markets might be reasonable, allowing the price to vary between these markets, but this principle is likely to result in about the same price within the individual markets. The price for gas should be determined through commercial negotiations between seller and buyer.

The Ministry of Petroleum and Energy has appointed a group of experts under the direction of Permanent Under-Secretary of State, Mr. Himle, to prepare a proposition for a Norwegian



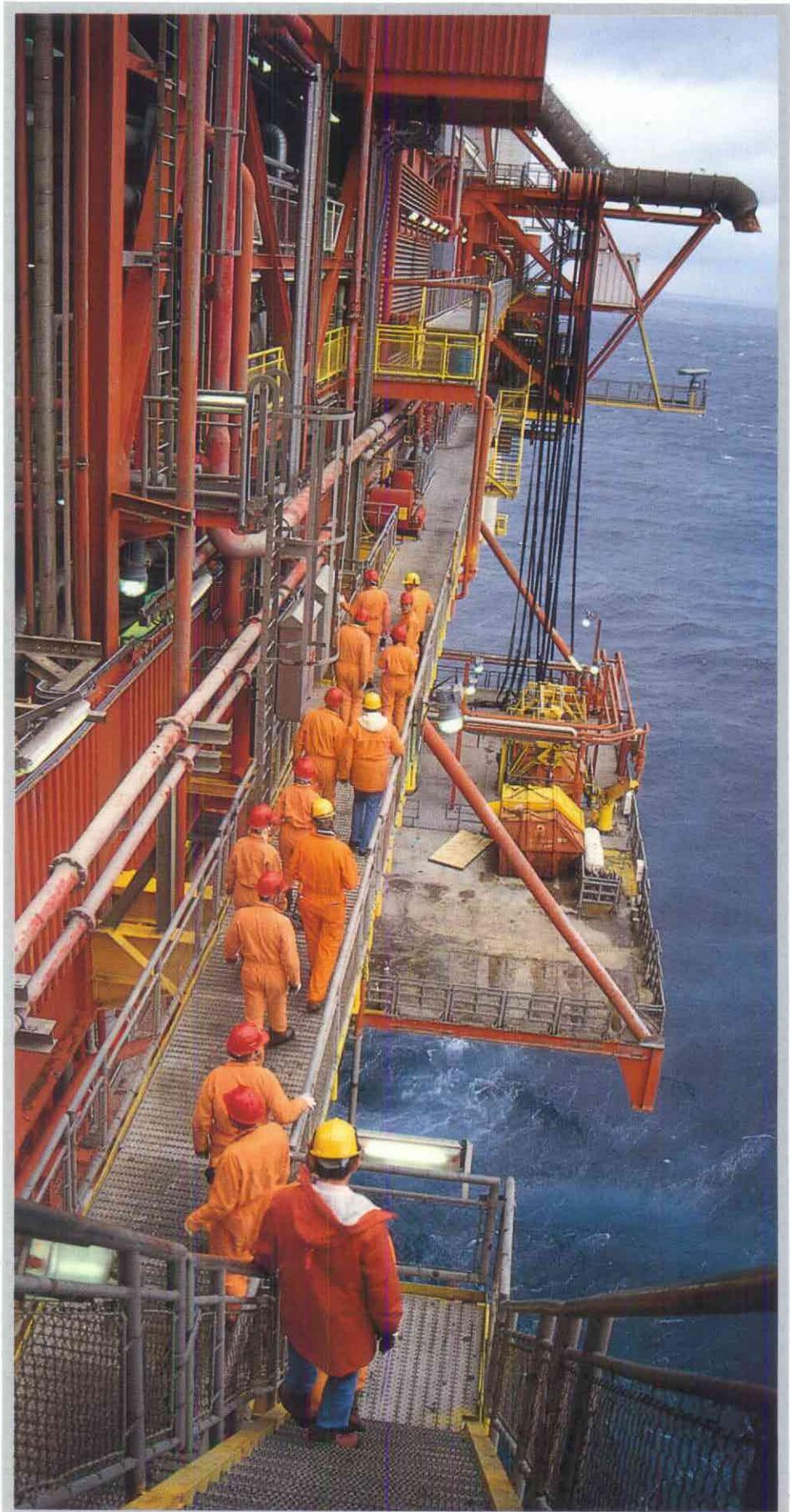
*Foto: K. O. Hillestad.  
Statfjord C.*

gas strategy, inter alia with the objective of clarifying "the basis and conditions for developing a gas market in Norway, Sweden and Denmark". The committee is expected to present its conclusions during 1989.

Statoil, Norsk Hydro A/S, Saga Petroleum A/S, Oslo Lysverker, Statkraft and Fylkeskraft Østlandet A/S have in the course of the year presented the two reports "Natural Gas for Eastern Norway" Part I and II, which discuss the technical, environmental and cost-related aspects of building an overland gas pipeline, various gas supply alternatives and the potential costs for the energy sector represented by the various alternative localizations of gas fired-power plants. The report has considered four alternative routes for a gas pipeline from Central Norway to Eastern Norway/Sweden and one route from Kårstø in Western Norway. The cost figures suggest that a yearly quantity of 7-8 milliard Sm<sup>3</sup> is required to provide the economic basis for a gas pipeline to Eastern Norway.

The Petroleum Act Commission in May 1988 presented its report concerning a proposition for an act on planning, building and operating an overland gas pipeline for petroleum transport (NOU 1988:18). The commission proposes that pipelines should not be built, operated or owned without special permission. The owner shall, when submitting his application, be obliged to enclose a report on environmental aspects and the danger of pollution, and the potential economic and social effects of the activity on other economic interests and on affected districts.

In spring 1988 the Storting decided to develop the Snorre Field in the North Sea, which is an oil field containing some associated gas. The gas will be used for fuel on the Statfjord Field. The Storting moreover decided to go in for early production of oil from the Heidrun Field, while at the same time the Ministry of Petroleum and Energy proposed developing the Draugen Field. Both Heidrun and Draugen are located at Haltenbanken outside Central Norway. The start of the early production at the Heidrun Field was scheduled for 1990. Associated gas from the early production will have to be burnt off, but an essential part of the field's gas reserves of 40-50 milliard Sm<sup>3</sup> will be produced from the gas cap at a late stage in the field's lifetime. The scheduled start of the early production at Heidrun may be delayed because of problems concerning the choice of



production method. The assumption is that associated gas from the Draugen Field shall be injected into the reservoir up to 1996, with a possibility of further injection after 1996.

Norwegian oil production increased by approximately 14 per cent from 1987 to 1988, while gas production remained almost unchanged. For 1989 an increase in oil production is expected, while the gas production will be somewhat reduced. In the course of the next 2-3 years nearly all the remaining oil fields will be under development, and unless new large developable oil reserves are discovered during the first couple of years, the oil production will fall swiftly after 1995.

The gas reserves in the Norwegian Section of the Continental Shelf are very large. The proven reserves in the Norwegian Section are sufficient to maintain today's level of production for 100 years. At the same time we have reason to expect that more gas will be found during the coming years. The possibilities for increased gas production are primarily limited by conditions on the market. Viewed against this background Secretary of State for Petroleum and Energy, Mr. Øien, has launched the following objective for Norwegian oil and gas policy: "Find more oil - sell more gas!"

The Master Plan for Water Resources (Stortingsmelding No. 53 for 1986-87) was debated in the Storting in June 1988. The majority of the Storting endorsed the Ministry's proposal of grouping projects into categories. Category I includes projects that can be processed for licensing at once and comprises a total of 12.5 TWh, an increase of 1.2 TWh since the previous Storting debate on the Master Plan. In its report on the paper, the majority of the Standing Committee on Local Government and the Environment go against allowing a possible need for reservoir capacity, such as in connection with the introduction of gas power, to form a basis for clearing projects in categories II and III for licence processing.

The leader of the World Commission for Environment and Development, Norwegian Prime Minister Gro Harlem Brundtland, stated at an international conference on air pollution in Toronto that Norwegian energy consumption shall be stabilized by the year 2000. According to the Commission's report of 1987, energy conservation must form the spearhead in the national strategy on energy towards a sustainable development.

In its report to the Storting, the Standing Committee on Energy and Industry especially points to the objective of promoting efficiency and reductions in energy consumption. The area of energy efficiency will be given high priority. The committee highlights the fact that even if the environmental problems largely are international in character, and must be solved through international agreements, all countries are individually responsible for implementing measures for better energy efficiency, an environmentally sounder energy technology and use of renewable sources of energy. The Ministry of Petroleum and Energy is working on a new White Paper concerning a plan of action for energy efficiency to be presented in spring 1989.

On account of the coming White Paper on energy efficiency the NORWEGIAN WATER RESOURCES AND ENERGY ADMINISTRATION (NVE) 1 December 1988 presented a report. The report presents a proposal for a plan of action for energy efficiency. The aim is to utilize 3 TWh of energy efficiency potential in production by updating older power plants and contract 2 TWh more of firm power from today's system towards year 2000. In the national grid and in the distribution grid the plan aims to recover 0.8 TWh, while on the user side the aim is to realize 43 PJ of the efficiency potential by the year 2000 (both electricity and fossil fuels).

In 1988 Norenergi (The Federation of Norwegian Energy Utilities) especially focused on the importance of energy efficiency. An investigation concerning the status of energy efficiency carried out on this occasion, demonstrates that 80 per cent of the Norwegian power companies have no active energy efficiency programme. However, the 20 per cent that are and have been active represent 80 per cent of the energy sales. Inducing the power companies to engage actively in energy efficiency has been an important objective of Norenergi's activities in 1988.

Some power companies with a power surplus produced by new projects have encountered problems in selling this power through firm power contracts. At the same time power companies not having full firm power coverage have opted for buying occasional power from the Norwegian Power Pool (Samkjøringen) rather than entering new contracts on purchase of firm power. This partly explains the increased interest in alternatives to today's system of power sales. Power

prices, power market and the electric power balance have been discussed in a report made for the Ministry of Petroleum and Energy. The report concludes that making the power market more efficient must be given a high priority. Several departments within the energy administration are now engaged in working with these questions.

## ***Electricity consumption***

Gross firm power consumption for general supply and power-intensive industries totalled 99.3 TWh in 1988. This is a reduction of 0.1% from 1987.

The gross consumption for general supply was estimated at 67.5 TWh, which is a reduction of 1.6 TWh. On average 1988 was decidedly milder than 1987. Adjusted to normal temperature conditions the gross consumption for general supply increased by 1.2 per cent, from 67.1 TWh to 67.9 TWh. The growth rate of general consumption is reduced from 1987 and is lower than the average growth in the period 1980-87, which was 3.6 per year. The reduced growth must be seen against the background of the general economic development. For the mainland economy, the increase in GDP from 1987 to 1988 is 0.4 per cent. Private consumption declined by 1.6 per cent while public consumption increased by 1.1 per cent.

The sales of light fuel oils are in 1988 9.6 per cent lower than in 1987. This decline can be explained by the temperature conditions. Energy equivalent price for light oil is for the country on average 25 per cent lower than the unit price of the household tariff for electricity. In spite of this fact, there was no indication of electricity being substituted by oil in 1988.

The consumption of power-intensive industries in 1988 increased by 1.0 TWh, up to a total of 30.7 TWh referred to power station. There is a growth in electricity consumption for all power-intensive industries. When the aluminium industry entered 1988 it was using a near maximum of its capacity, and in spite of very good prices on the world market throughout the year, the electricity consumption in 1988 is just 1.5 per cent higher than the 1987 consumption. The market for iron, steel and ferro alloys has improved considerably throughout 1988, and the industries' electricity consumption has increased by more than 7 per cent. The prospects for chemical raw materials are more uncertain, and after a marked growth in

the industry's electricity consumption during the last six months of 1987 consumption in 1988 has become somewhat reduced towards the end of the year. On average the 1988 consumption was 2 per cent above that of 1987.

Power-intensive industries have in 1988 terminated several contracts for the purchase of firm power, while at the same time no companies have entered new permanent power contracts. To replace power consumption through permanent contracts the manufacturing industries have bought occasional power from the Power Pool at prices far below those offered in new permanent power contracts.

The registered sale of occasional power for big electric boilers was 4.5 TWh referred to power station. This is an increase of 0.4 TWh from 1987. The major share of the increase is found in the paper and paper-products industry, which also in 1988 was able to buy occasional power from the Power Pool at a lower energy price than for heavy oil. The firm power consumption of this industry follows the production and was the same in 1988 as in the previous year.

The maximum load referring to domestic consumption took place 1 December and is estimated at 17.501 MW. In 1987 the maximum load was 18.440 MW.

In 1987 electricity covered 48.0 per cent of the energy contents in energy carriers delivered to consumers (net final consumption). Petroleum products covered 39.2 per cent and solid fuels 12.3 per cent. District heating covered the remaining 0.4 per cent.

## **Electricity production**

Hydroelectric power production in 1988 totalled 109.6 TWh. With the addition of 0.5 TWh of thermoelectric power, the total production was 110.1 TWh. This is 5.8 TWh above the 1987 production. The 1988 production is the highest yet registered, 3.4 TWh above the previous record from 1984.

The usable run-off to Norwegian water power generating plants in 1988 represented 105 per cent of an average year. Only to a small extent has it been necessary to let water bypass operational machines. In the course of the year reservoir capacity has increased by 0.3 TWh and was 76.8 TWh at year-end.

As per 1 January 1988 the production capacity for firm power in the Norwegian water power system is estimated at approx. 100 TWh. Throughout the year new installations have provided an

increase of 279 GWh. Mean production capacity for the entire system is estimated at 105 TWh. The largest new installation is Tonstad (320 MW) in Vest-Agder, Stuvane (38 MW) in Sogn og Fjordane and Ormsetfoss (40 MW) in Nord-Trøndelag. The total growth in machine capacity was 421 MW. Total machine capacity at the turn of the year was 25,961 MW, out of which 314 MW is thermoelectric power. The State Power Utilities owns only just 30 percent of the machine capacity. More than 50 per cent is owned by municipalities and county municipalities, the remaining capacity is owned by private and industrial companies.

The power exchange with the neighbouring countries resulted in a net export of 5.6 TWh. Exports to Sweden were 4.5 TWh, and imports were 1.1 TWh. Exports to Denmark were 2.3 TWh. Imports from Denmark have been minimal, and the power exchange with Finland and the Soviet Union has been very small.

## **Electricity prices**

The State Power price for deliveries to wholesale companies for general consumption increased from 18.20 øre/kWh to 20.50 øre/kWh 1 May 1988. The Storting passed a further increase of 7 per cent to 21.90 øre/kWh from 1 May 1989. The price is calculated as the estimated average of 6000 hours consumption, calculated on delivery from the national grid by step-down transformers.

The average price of electricity delivered to households and agriculture was 41.5 øre/kWh, all taxes included. The consumer dependent cost in an H-4 tariff, which is the most common household tariff, averaged 37.2 øre/kWh, taxes included, while the equivalent energy cost for light fuel heating was approx. 29.6 øre/kWh.

The general electricity tax charged to all consumers was 3.6 øre/kWh. For 1989 the electricity tax is fixed at 3.7 øre/kWh. Power-intensive industries paid an electricity tax of 3.4 øre/kWh in 1988, except for the ferroalloy industry, which was charged 2.8 øre/kWh. In 1989 all power-intensive industries will be charged the same rate as general supply.

In 1989 the sale of electricity will be subject to price regulation. Wholesale prices can only increase by up to 0.9 øre/kWh and the trade prices by up to 1.3 øre/kWh, which will give an average price increase of 4 per cent.

The long-term marginal cost of firm

power for general supply referred to consumer is estimated to be approx. 37 øre/kWh. A 6 per cent real interest is then used and the money value is that of 1 January 1988. In comparison, the variable part of the H-4 tariff as per 1 January 1988 averaged 31.6 øre/kWh, exclusive of Value Added Tax and inclusive of electricity tax.

## **The National Grid**

In October 1988 the first direct grid system connection between Norway and Finland was put into operation. This line spans from Värangebotn in Norway via Ivalo on the Finnish side and further to Porttipatha. The voltage level is 220 kV, and the transmission capacity, with reasonable losses, is roughly 50 MW. When, according to plans, the connected grids in some years will be further developed, the capacity will increase to 70-75 MW. Maximum transmission capacity may then approach 150 MW.

In December a 300 kV line from Aura in Ørskog in North West Norway was put in operation. This line forms the first section of a planned through-going connection between Aura and the Høyanger area.

At about the same time a new 420 kV line from Kvilldal to Flesaker was operational. At Flesaker it was connected to the previously built section Flesaker-Sylling, now forming a through-going 420 kV transmission line Kvilldal-Sylling.

Studies have been done on possible amplifications of the national grid Rana-Trøndelag-Østlandet at varying transmission demands. As for the development schemes for Svartisen in Nordland, a reduced development is now being advocated, with a first building phase of 350 MW, and expected to start operating in 1993. The next phase is put off indefinitely. This reduction implies that for the time being there will no need for a new line Rana-Trøndelag.

## Energy Policy

In March 1988, the Government presented its Energy Policy Bill for the 1990s to the Riksdag (Prop 1987/88:90). The Bill proposes that nuclear power generation should be phased out without threatening the country's electricity supply, and without putting socio-economic, social or environmental policy objectives at risk. One of the Ringhals reactors and one of the Barsebäck reactors will be the first two reactors to be decommissioned: one in 1995 and the other in 1996. The choice of these two reactors does not indicate that either of them is regarded as being less safe: Barsebäck has been selected because it is sited in a relatively densely populated area, while one of the reasons for selecting Ringhals was because the local labour market in the area is healthier than around the other nuclear power stations. The Government will reach its final decision on early phasing-out in 1990, and will also suggest which reactors are to be phased out early, and the order of so doing.

A programme of more efficient use of electrical energy and an energy technology fund will be established. The first review of the development of use of electrical energy will be carried out in 1990, at which time such aspects as the effects of the nuclear phase-out on distribution policy will be assessed.

The effects of the run-down on electrical-intensive industry will be monitored by a special working party. This, too, is an area for which proposals will be put forward in 1990, intended to ensure that such industry remains reasonably competitive. However, the increasing costs incurred in the provision of new generating capacity must be allowed to work through and influence the price of electricity. It is expected that the price will rise by 5–10 öre/kWh by the middle of the 1990s.

The Bill also states that the nuclear run-down must not result in an increase in acidification – in fact, on the contrary: environmental requirements relating to all use of energy will be tightened up. The loss of nuclear generating capacity must be made good primarily through more efficient use of electricity, complemented by the use of indigenous fuels, solar heating, natural gas etc. to replace electricity for heating purposes. Not until maximum benefit has been obtained from application of these two measures can the construction of new generating capacity be considered. The guiding principle is that conservation measures shall be applied as long as the

cost of saving one unit of electrical energy is less than the cost of supplying a new unit.

During the summer, the Government's Energy Bill from the spring was approved by the Riksdag.

A policy document from the Ministry of Energy and the Environment has stated that power utilities closing down their nuclear power plants as part of the national nuclear phase-out will be compensated by the State, provided that the reactors concerned have been in operation for less than 25 years. Compensation terms will be negotiated between the reactor owner and the State from case to case.

The Government has now finally approved the new store for final storage of low-level and medium-level radioactive waste (SFR) at Forsmark in Uppland.

The Swedish State Power Board announced last year that it intended to build a demonstration coal-fired condensing power plant, with an output in the 300–600 MW range, in Oxelösund. However, the project was shelved after the local government elections in the autumn, as it no longer has the political support of the local authority. The Board is now looking for alternative sites for demonstration plants, although interest from local authorities is muted.

Conditions are favourable for the construction of wind power plants in Sweden. This is the view of the Wind Power Commission which, in its final report (SOU 1988:32), indicates possible sites for about 4000 wind power generators. One-third of them would be on land and two-thirds at sea, all in southern and central Sweden. There are long lengths of coast around Gotland and Svealand where water depth and bottom conditions are suitable. The most suitable onshore areas are in Skåne and on the island of Gotland. However, there is considerable opposition to the siting of wind power plants on the grounds of their environmental impact. The suggested sites are in areas of value for recreational purposes or sensitive in their possible effects on fishing.

The country's balance of generating capacity over power demand is now somewhat strained, so that extremely cold weather might necessitate load shedding, resulting in areas of the country being disconnected in accordance with a predetermined plan. The plan is only about a year old, and it has not yet been necessary to put it into operation.



The economic structure of the Swedish State Power Board was modified in Bill 1987/88:87. The Board's own capital was increased, a higher rate of return was required and planning restrictions were eased but to be more long-term. The new pressures on the Board are intended to be met primarily by improvements in efficiency and secondarily by increases in the price of electricity. As the Board is the price leader, this will result in a general rise in prices in the long term.

The new rate of return is being introduced in stages, starting in 1989 and becoming fully operative during the 1991 financial year. Part of the Board's profits will be paid to the State in the form of a dividend, with an equally large part paid in the equivalent of tax. The remainder may be used by the Board.

## **Electricity use**

Use of electricity during 1988 (excluding supplies to electric boilers) amounted to 131 TWh, about 1% less than in 1987. The reason for the reduction can be traced to the weather: both the winter and summer of 1988 were warmer than normal, while 1987 was colder than normal. After adjustment of the figures to convert them to equivalent values for a climatically average year, the following figures are obtained for primary electrical energy use:

1985-86: + 4 TWh (+ 3%)  
1986-87: + 4 TWh (+ 3%)  
1987-88: + 2 TWh (+ 2%)

Supplies to interruptible electric boilers amounted to 7.6 TWh (5.7 TWh during 1987). Use of electricity for this purpose was higher in 1988 than during any previous year.

The total use of electricity in Sweden during 1988 was therefore 139 TWh.

The use of electricity by industry amounted to 54 TWh during the year, 5% more than in 1987. Level of use rose by 6% from 1986 to 1987, and the industrial boom showed no signs of slackening during 1988. Of the total use of electricity by industry, 2 TWh was for supplies to interruptible electric boilers, which means that, if they are excluded, the increase in the level of use was 4%. Sectors which exhibited the greatest percentage increase over the previous year were the textile industry (+ 12%) and the food industry (+ 10%). The only sector in which the use of electricity has fallen is the mining industry. With an annual consumption amounting to 20 TWh, the pulp and paper industry is the most electrically-intensive sector.



For several years now, the use of electrical energy by railways and tramways has remained constant at about 2.5 TWh.

Use of electrical energy for residential purposes, services, heating plants etc. amounted to 71 TWh, of which 6 TWh was in the form of interruptible supplies to electric boilers. Fewer conversions to electric heating, and milder weather during the year, resulted in a reduction in the level of use of about 3% relative to 1987.

The total amount of electrical energy exported during the year amounted to 7.7 TWh, which was 1.4 TWh less than the previous year. Power exchanges with neighbouring countries resulted in a net export surplus of 2.6 TWh. Several consecutive years of high precipitation have resulted in the export of considerable quantities of power in recent years. This power has been supplied chiefly to Denmark and Finland to replace fossil fuel production in those countries.

The peak value of hourly demand during the year occurred on 1st December between 08.00 and 09.00, amounting to 25.1 GWh/hour. This was also the highest value noted in any year during December. The highest peak hourly value ever noted occurred on

*Foto: Bengt Johansson.  
Välfyllt vattenmagasin.  
Well filled reservoirs.*

12th January 1987, amounting to 26.2 GWh/hour.

## **Electricity supply**

Electricity production, which had amounted to 141 TWh during the year, was approximately the same as during the previous year. Between 1986 and 1987, production increased by 6%. Hydro power supplied the greatest part of the country's power during 1988, accounting for 49%, while nuclear power supplied 47% and fossil-fuelled production supplied 4%.

Hydro power produced 69 TWh of electrical energy, representing a 3% reduction in comparison with the record production of 71 TWh during 1987. Nevertheless, production in 1988 was still far above the statistically average climatic year production of 63 TWh. Inflow to the country's reservoirs exceeded the mean value by 13%, and the year was the second successive year with good availability of water. At the end of the year, reservoirs were filled to

about 68% of capacity, representing a stored energy quantity of 23 TWh. This is a normal filling level at this time of year.

Production of nuclear power during 1988 amounted to 66 TWh, which was 3% more than during the previous year. The Swedish nuclear power stations continued to operate well during 1988, as they had done in recent years. A few unplanned stops occurred, but safety and production economics were good. Mean energy availability during the year was 84%, which compares very favourably with the world average value of 70% for light water reactors. Barsebäck 1 had the highest availability of all Swedish reactors, amounting to 95%.

Back-pressure power production amounted to 5.8 TWh, which was 4% less than in 1987. Production in cold condensing plants and gas turbines etc. amounted to 0.5 TWh, which represented a value 12% less than during the previous year. Use of fossil fuel during 1988 can be regarded as more or less a minimum.

5.1 TWh of electrical energy were imported during 1988, representing a substantial increase over the value of 2.2 TWh for the previous year. Imported energy consisted largely of Norwegian hydro power, which was partly used in Sweden and partly exported to Denmark and Finland.

There has been little increase in generating capacity during 1988. It is difficult for the power companies to obtain planning permission for new hydro and thermal power plants.

Installed capacity in hydro power stations increased by 111 MW during the year, of which the major portion was made up by 101 MW at Gallejaur in the Skellefte river.

During the year, the electrical output capacity of the Forsmark nuclear power station was increased by 10 MW, and that from Barsebäck by 15 MW. The total net output capacity at the end of the year from the Swedish nuclear power plants amounted to 9700 MW.

No new fossil-fuelled power stations have been commissioned during 1988. Instead, at the other end of the conservation spectrum, the first group of Swedish wind power plants has been constructed, consisting of four smaller power units (180 kW) on southern Gotland. A Medium-sized wind power plant (750 kW) was commissioned at a site in Gothenburg harbour during the year.



*Foto: Bengt Johansson.  
Arbete på vattenkraftstationen Slagnäs i  
Skellefte älv.*

*Construction of the hydro power plant Slagnäs in the river Skellefte älv.*

## The national grid and international links

Work is in progress to replace five of the six 220 kV transmission lines from central northern Sweden to central Sweden by two 400 kV lines. The first of the two lines, running from Midskog to Örebro, should be in operation over its entire length in 1991. Over part of the route, the line will be carried by the newly-developed T-pylon, which significantly reduces the magnetic and electric field strengths at ground level. Work will continue, with the intention of commissioning the second 400 kV line in 1996.

In order to increase short-circuit security and load-carrying capacity of the grid, several lines and substations have been reinforced.

Series capacitor stations are being rebuilt, in order to remove equipment containing PCB. It is the intention that all equipment containing PCB shall have been removed by 1995.

A second international link for high-voltage direct current (HVDC), running between Lindome on the Swedish west coast and Vester Hassing on Jutland (Kontiscan 2) was switched in on 1st November 1988. The nominal operating voltage is 285 kV, and the link has a bidirectional capacity of 300 MW. It will replace the existing Kontiscan 1 link, which was commissioned in 1965 and which is now approaching the end of its

technical/economic life. However, the two links will operate in parallel for some years.

## Electricity tariffs

The Swedish State Power Board has applied a running contract period for high-voltage consumers from 1984 to 1988, while the South Swedish Power Company has applied one-year agreements during 1988. Both companies' high-voltage tariffs were 2.5% higher in 1988 than in 1987. Tariff developments within other power utilities have been similar. Inflation during 1988 amounted to about 6%.

The Board's low-voltage tariffs were increased by 4% on 1st January 1988: the corresponding increase within the South Swedish Power Company's supply area was 3.5%.

Energy tax on electricity during 1988 was 5 öre/kWh for industrial users, and 7.2 öre/kWh for other users, except in certain parts of northern Sweden where the tax is reduced to 6.2 öre/kWh. The Government may, at its discretion, grant dispensations reducing the energy tax on electrical energy, fuel oil and solid fuels used in certain industrial manufacturing processes to 1.7% of the sales value of the manufactured products. Supplies of interruptible electricity for electric boilers have been exempted from energy tax in 1988 during periods when electrical energy was not being produced in oil-fired power stations.

# Environmental aspects by coal- and oil-fired power plants

## Contents

Introduction

The acidification problems are well-known

The greenhouse effect is being studied

International agreements against air pollution

Many desulphurisation methods

Residual products are re-used or dumped

Separation of nitrogen oxides

Extensive research in the Nordic countries

New power plant technology

The environment makes demands on new technology

Nordic electricity production is versatile

This article is written by the Nordel Thermal Power Committee based on work in the ad-hoc Group for Environmental Matters and the Operations and Maintenance Group.

## Introduction

The need to protect and preserve the environment is becoming more and more important nationally as well as internationally. The electricity producers within Nordel are alertly keeping up with progress and they are purposefully trying to live up to the existing environmental demands with a reasonable margin. Active research is carried out concerning energy saving and environmentally advanced technologies for electricity production.

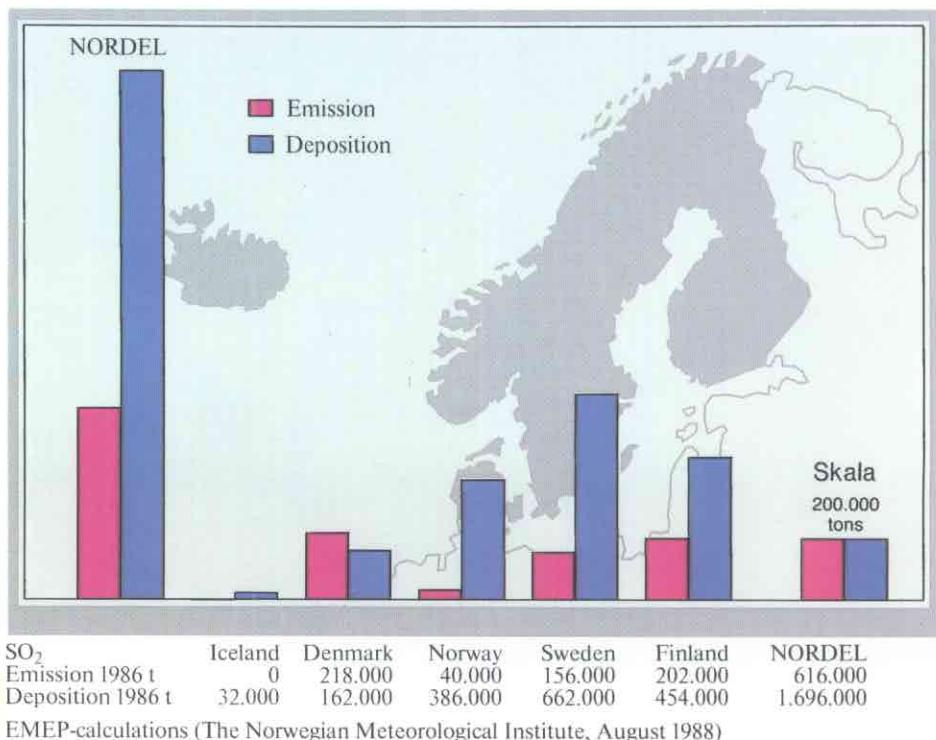
Electricity is often the best solution regarding environmental improvement. This concerns the indoor environment with better lighting, air conditioning and noiseless smokefree machines as well as the outdoor environment with electrical trains and other means of transport, supply of energy for large companies and electrical heating.

Electrical power production using thermal power engineering is however often considered to be one of the major pollution sources of society. Power plants may affect the near-by environment through noise, dust etc. as well as the far-away environment through air pollution of various kinds.

Electricity producers are however not at a loss. They are minimizing the effect on the near-by environment by noise isolation, particle purification and covering of the plant. At the same time the near-by environment has been the object of major improvement measures during the last decade. In this article the situation in the Nordic countries and the measures taken by the Nordic electricity producers within Nordel to create a better far-away environment are described. Heat producers effect the environment in a similar way as electricity producers.

## *The acidification problems are well-known*

Energy production affects the environmental pollution load chiefly when fossil fuels are used. Combustion of fossil fuels such as coal, oil and natural gas causes emissions of carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ), water vapour, sulphur dioxide ( $\text{SO}_2$ ) and nitrogen oxides ( $\text{NO}_x$ ) into



the atmosphere. In the atmosphere  $\text{SO}_2$  and  $\text{NO}_x$  are gradually converted into sulphuric acid and nitric acid, which can affect the environment in many different ways - ecologically, materially and with respect to health.

In 1987 about 15% of the electricity production in the Nordic countries was based on fossil fuel and thus contributed to the global sulphur emissions. As hydro power and nuclear power stand for a major part of the production in the Nordel-area the sulphur emissions here are relatively smaller than in many other industrial countries. On the other hand the Nordic countries receive great amounts of sulphur from other countries and thus have a relatively abundant fallout of sulphur although their own contribution is relatively small.

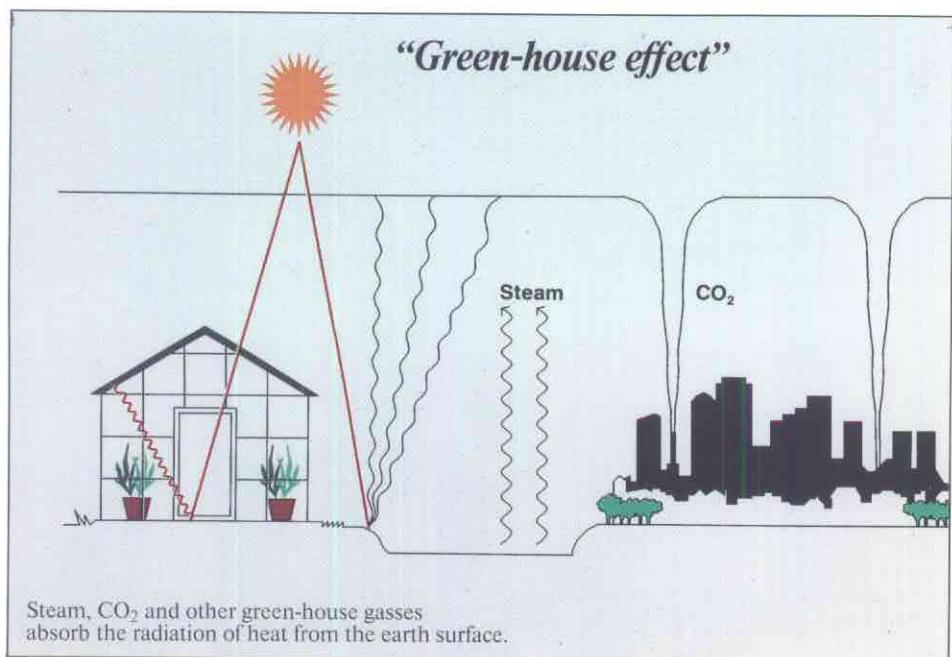
The part of fallout as an environmental acidification factor has been an important subject for debate for many years. The reduction of the stock of fish in many lakes in southern Norway and southern Sweden in the 60's and 70's was the primary reason for the debate concerning environmental damage caused by acid precipitation. A correlation between a falling pH (acidification) and simultaneous biological changes in the lakes, which were so drastic that the phrase "dead lakes" was coined, had been noticed. It is characteristic for these lakes that they get clearer. The most obvious biological changes are that many species of fish disappear, especially salmon, while at the same

time acidification resistant algae and sphagnum-moss flourish at the bottom. Many important species of invertebrates disappear, the breakdown of organic compounds becomes slower so that the ecosystem generally becomes poorer in species and less productive. Many food chains are also radically changed because of the fact that predators and pray disappear.

Today acidification is a well-known and scientifically documented problem. Sweden, Norway and Finland suffer particularly much because the soil in these countries is very poor in lime content. Lime is often added to the acidified lakes to improve the situation quickly and on short-term. A long-term improvement can be achieved only by reducing the emissions causing acidification on an international basis.

West Germany, Holland and Austria are relatively speaking leading the way concerning actions against sulphur pollution. The Nordic countries however do not have to be ashamed of their own achievement and they can well set an example for most other countries in Europe.

Actions against matters causing acidification were concentrated on sulphur in the beginning but today as much attention is paid to reducing the nitrogen oxide ( $\text{NO}_x$ ) emissions. The  $\text{NO}_x$ -emissions mostly come from the transport sector and from energy production. The spreading, far-away transport and fallout of  $\text{SO}_2$  and  $\text{NO}_x$  has



been described with various computer models which show the origin of the fallout in individual areas.

The results of such calculations regarding SO<sub>2</sub> for Norway, Sweden, Finland, Iceland and Denmark are shown in figure 1.

### ***The greenhouse effect is being studied***

The greenhouse effect and the possibility of a global warming has been discussed for almost 100 years - during the last years with a strongly growing intensity. The popular name comes from the fact that concentrations of so called greenhouse gases - CO<sub>2</sub> being the most important - act as the glass on a greenhouse on the thermal radiation from the earth.

At the moment there is much debate concerning whether the climatic observations that so far have been made have shown any clear signs of the predicted changes in the climate of the earth. Great natural variations can also occur.

Despite the general uncertainty concerning the effect of the rising concentrations of CO<sub>2</sub> and other greenhouse gases (freon compounds, methane, N<sub>2</sub>O and ozone) and the climatic changes they possibly will cause there is a general agreement between researchers regarding the following:

- the concentration of CO<sub>2</sub> and other

- greenhouse gases in the atmosphere is rising; the CO<sub>2</sub>-concentration has risen from about 280 ppm at the end of the 19th century to 348 ppm in 1988,
- during the last 30 years the concentration of CO<sub>2</sub> in the atmosphere has risen slightly more than 1 ppm per year although the CO<sub>2</sub>-emissions caused by various human activities have tripled during the same period,
- the temperature in the northern hemisphere has on an average risen about 0,6°C since the turn of the century,
- there is a certain connection, although not simple, between the CO<sub>2</sub>-emissions from fossil fuels and the rise of the CO<sub>2</sub>-concentration in the atmosphere,
- the climatic models for temperature prediction are not yet reliable,
- if the greenhouse effect did not exist the mean temperature of the earth would be about 30°C lower.

The greenhouse effect will according to some experts lead to significant changes in the climate of the earth including both negative and positive effects. It is however important to state that the CO<sub>2</sub>-emission is not solely responsible.

Presuming that the prevailing fuel use of the world remains constant the responsibility for a possible rise of the global mean temperature can according to some calculations be devived as follows:

- 15% CO<sub>2</sub> from combustion of oil
- 15% CO<sub>2</sub> from combustion of coal

10% CO<sub>2</sub> from combustion of natural gas

10% CO<sub>2</sub> from clearing of mainly rain forest

50% other greenhouse gases: methane (CH<sub>4</sub>), laughing gas (N<sub>2</sub>O), ozone (O<sub>3</sub>) and freon compounds (CFC-gases).

The freon compounds simultaneously have a decomposable effect on the ozone layer protecting the earth. During the last years this problem has been given increasing attention among researchers.

### ***International agreements against air pollution***

Work on an international and national level against the acidification effect of SO<sub>2</sub>- and NO<sub>x</sub>-emissions began in the middle of the 70's.

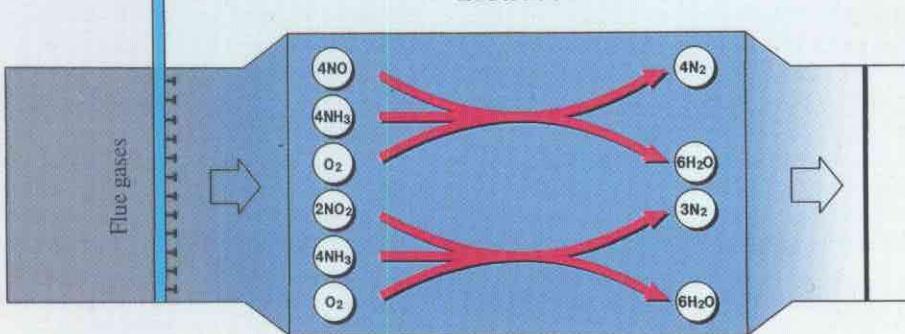
On an international level 34 countries and the EC-commission have signed a convention concerning faraway border crossing air pollution, which was worked out by the UN's economic council for Europe (ECE) in Geneva on 13 November 1979. The Geneva-convention has later been extended with a sulphur protocol which aims at reducing the total SO<sub>2</sub>-emissions of the countries with 30% during the period 1983-1993 in relation to the emissions in 1980. The sulphur protocol has been signed by 21 countries. The protocol has been ratified by 16 countries, among them Denmark, Finland, Norway and Sweden. It came into force on 2 September 1987.

The Nordic countries have since then between themselves decided to reduce the SO<sub>2</sub>-emissions with 50% or more by 1995 compared with the level of 1980. In 1988 Denmark, Finland, Norway and Sweden together with twelve other countries signed a declaration concerning the sulphur protocol which obliges the countries to reduce the NO<sub>x</sub>-emissions from all sources - power plants, cars, industry etc. - with at least 30% from 1998. As a member of EC Denmark has also committed itself to reducing the emissions of SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub>. The Nordic countries all have national restrictions for SO<sub>2</sub>- and NO<sub>x</sub>-emissions but it would be too comprehensive to discuss them in this context.

The carbon dioxide emissions were discussed at a conference in Toronto in June 1988. The conference recommended a total reduction of 20% of the CO<sub>2</sub>-emissions compared with the 1988 level carried out by 2005.

The action against freon compounds started with the so called Montreal-

## Injection of Ammonia

*Reactor*

The principles of a SCR-plant splitting  $\text{NO}_x$  into pure nitrogen ( $\text{N}_2$ ) and steam.

protocol in September 1987 which all the Nordic countries have signed. The protocol implies that emissions of freon compounds must be reduced with 50% before 1999 in 24 countries. In June 1988 Sweden approved a reduction plan according to which the use of freon compounds practically ends from 1 January 1995 and in Norway a similar proposal is under discussion.

The report of the Brundtland-commission from 1987 concerning the environment and development, "Our common future", gives a number of recommendations relating to the energy sector which can be summarized as follows:

- The use of fossil fuels must be restricted with regard to the environment.
- The development of energy consumption and energy efficiency must be changed with regard to the environment.
- The emissions of  $\text{SO}_2$  and  $\text{NO}_x$  must be reduced because of the acidification problems.
- The greenhouse effect must be taken seriously. It is an international concern to try to solve the problem.

In Denmark the government submitted a report in December 1988 which represents an attempt to follow the recommendations in the report of the Brundtland-commission. In the other countries the Brundtland-report has also been discussed. A follow-up conference will be held in Bergen in 1990 under UN auspices.

Germany) or slurry (USA) as the end product. The wet-dry method gives an end product that today is being dumped but great efforts are made to find a way to use it, e.g. as filling material in road work and road system work.

Abroad especially USA, Japan and West Germany have gained major experience of flue gas desulphurization. In West Germany alone there were about 130 plant orders in 1986 corresponding to about 35 000 MWe. Most of these were in use before 1 July 1988. Over 90% of the plants were wet method-plants.

The plants that are in use in the Nordic countries today – six in Sweden and one in Finland (Helsinki) – are however of the wet-dry type. The first two wet-dry plants in Denmark will be put into use at the Studstrup-plant in Jutland in 1989 and 1990. The first wet desulphurization plants in the Nordic countries will be put into use at the Amager-plant and the Avedöre-plant in Copenhagen in 1989 and 1990.

The wet method is suitable for high degrees of desulphurization even if the coal has a high sulphur content. The plant costs for this method are 15–20% more expensive than for the wet-dry method but the operating costs are lower because of cheaper raw material. The wet method uses limestone while the wet-dry method uses burnt lime. The total costs of the two methods are approximately the same. The methods are however difficult to use in plants with intermittent duty, i.e. peak load plants which are started and stopped every day.

### **Residual products are re-used or dumped**

Fly ash has so far been the only residual product from coal-fired combined power and heating plants. Regarding fly ash a market for re-use has developed for instance in the cement industry during the years. In 1986 e.g. about 1.7 million tons of ash and slag from Danish power plants were re-used. This is equal to 118% of the production that year which is possible because some ash that was dumped earlier was dug up. The aim is to achieve a major re-use of desulphurization products also. Many of the desulphurization processes cause residual products which can either be re-used or dumped.

The residual product from the wet-process, plaster, can replace gypsum in many applications. Mostly it can be used in the production of gypsum boards but desulphurization plaster can

replace gypsum also in the production of cement. Desulphurization plaster is thus a product with good marketing possibilities. A massive investment in desulphurization with plaster as residual product might however cause a situation where the plaster production exceeds the marketing possibilities in the countries concerned. Great efforts are nowadays made to find more useful plaster products.

Besides this residual product the wet process also causes a discharge of waste water which might demand special purification. The waste water treatment results in a new residual product, a kind of sludge, which is then re-used or dumped.

The costs of sulphur purification in Nordic conditions have been calculated and are shown in the table in the next chapter. The table shows how the costs are influenced by the annual operating time of the power plant and the chosen depreciation time. Both investment and operating costs have been taken into account. In favourable cases when it is assumed that the power plant is in operation the whole year (6 000 h) the cost of 90% purification of the sulphur emission is about 3 öre/kWh.

## **Separation of nitrogen oxides**

To satisfy the rigorous environmental demands concerning nitrogen oxide emissions both combustion technique measures in the boiler and flue gas purification are used. Modern boilers are constructed so that the formation of NO<sub>x</sub> is minimized. This means that e.g. the burners are so called low-NO<sub>x</sub> burners and that the boiler otherwise is constructed to give a low NO<sub>x</sub>-formation. This however is not always sufficient to achieve low enough emissions of nitrogen oxides in big and new plants. Processes for flue gas purification must then also be implemented.

The only method that has been commercially implemented in a large scale is a catalytic purification method, the so called SCR-process (Selective Catalytic Reduction). This method gives purification degrees as high as 80%. The SCR-process has been developed in Japan where this technique was first implemented in 1975 and today there are more than 200 plants in use there. At the end of 1984 the total SCR-capacity in Japan was 25 000 MWe of which 20% were coal-fired plants.

In Europe the development has been fast. In 1984 there were no plants in use, in 1987 there was about 8 000 MWe

and it has been estimated that in 1990 the total capacity of SCR-plants in use will be about 12 000 MWe. The major part of the plants will be in West Germany.

The principle of catalytic purification is that ammonia is dosed into the flue gases before they reach the catalyst. In the catalyst a conversion of the nitrogen oxides into ordinary nitrogen gas and water takes place.

In the same way as for sulphur purification the cost of nitrogen oxide purification has been calculated according to the following table.

Operating time (h)	Deprecation time (year)	Cost (öre/kWh)	
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
6 000	24	2.7	2.4
	10	3.6	3.1
4 000	25	3.3	2.9
	10	4.7	3.9

For power plants operating as peak load plants with less operating hours the cost of SO<sub>2</sub> – as well as NO<sub>x</sub> – separation is much higher. The purification results are also worse as a result of the too short operating times on account of the start ups.

## **Extensive research in the Nordic countries**

In e.g. the Nordic countries extensive development work is carried out to find new processes for flue gas purification. The aim is mainly to discover alternative residual products, cheaper plants and on the whole to contribute to the industrial development. The research concerns e.g. processes with sulphuric acid or pure sulphur as residual product and methods for simultaneous reduction of sulphur and nitrogen oxides. As concerns catalytic purification attempts are also made to develop catalysts for higher and lower flue gas temperatures than the catalysts of today can handle.

A method for removing both SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> has been tested at a demonstration plant at the Skaerbaek-plant in Denmark. The method – the so called SNO<sub>x</sub>-process – gives pure sulphuric acid as residual product. A full-scale 300 MW plant will be built. For reduction of NO<sub>x</sub> according to the SCR-method a demonstration plant has been built at the Stigsnaes-plant, for the development and testing of catalysts.

Another Danish development project aims at a full-scale plant for nitrogen reduction according to a non-

catalytic purification method, the so called SNR-method (Selective Non-catalytic Reduction). The intention is to reduce the nitrogen emissions with at least 60% and with a maximum ammonia emission of 15 ppm. The test results have been good with small loads. At full load the results have not been satisfactory and various possibilities are still considered to enlarge the temperature range of the process.

At the Ingå power plant in Finland new low-NO<sub>x</sub> burners will be installed as part of a research and development project where the aim is to find out how effective nitrogen reduction it is possible to achieve and at the same time to calculate a realistic cost level.

A full-scale plant for separation of sulphur according to a new method has been tested in Finland from the beginning of 1988. This so called LIFAC-method has been developed in Finland and it is based on injection of limestone into the process. The desulphurization costs of the LIFAC-method are essentially lower than the costs of other commercial methods, especially concerning smaller power plants. The method is also competitive in bigger already existing power plants.

## **New power plant technology**

Today large-scale coal-based electricity production is carried out exclusively by coal dust firing. There is about 50 years of experience of this technique. The nearest alternatives to conventional coal dust firing now being developed are:

- atmospheric fluidized beds
- pressurized fluidized beds
- gasification

The “conventional” atmospheric fluidized beds are dominated by two techniques – the bubbling and the circulating bed. In these types combustion takes place with simultaneous sulphur absorption through the adding of lime to the bed. To achieve a good sulphur separation the temperature must be held between about 800 and 900°C. Because the combustion temperature is low the formation of nitrogen oxides is also low.

In a pressurized fluidized bed where the pressurized bed forms the combustion chamber the pressurization is caused with the help of a gas turbine fitted with a compressor. A combination cycle is obtained by cooling down the flue gases with a steam turbine in a steam process. The combustion takes place at a low temperature here also

which means that there are good opportunities for sulphur separation directly in the bed. Four such plants have been ordered, each with a thermal effect of 200 MW. Two of them will be built in Stockholm.

Because natural gas is environmentally safe it is a fuel for the future. With the growing use of natural gas the processes will also develop and become cheaper and utilize the fuel more efficiently.

In a gasification power plant coal or other solid fuels are gasified into combustible gas. This gas then drives a combination cycle. The combustible gas is pured of sulphur and dust before it is burned in a gas turbine or a Diesel plant. Very low emission values can be achieved in this way. Plants of this type are planned in many parts of the Nordic countries. Outside the Nordic countries there are already many demonstration and pilot plants.

The new techniques that reduce air pollution instead create other and new environmental impacts in the form of residual products and waste water. Electricity producers are working on solving these new environmental impacts with new techniques in the future.

### ***The environment makes demands on new technology***

Further development of environmentally safe electricity and heat production requires an energy system based on hydro power and nuclear power as well as on fossil fuels, i.e. coal, oil and natural gas, and new energy sources such as wind power, sun panels, fuel cells and biomass.

Hydro power and nuclear power do not cause air pollution. A continued use and development of these energy sources means environmental advantages concerning emissions of SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and CO<sub>2</sub>. As was earlier mentioned the proportion of hydro power and nuclear power within the Nordel-area is considerable as well as the co-production of heat and electricity. Therefore the emissions are relatively smaller than in many other industrial countries.

The Nordic energy production must continue to be based partly on fossil fuel. Environmentally natural gas is the best fuel, but on a global level the gas resources are the most limited. As to the trend the development of new combustion and fuel gas purification techniques will also continue which will result in a better environment. Another develop-

ment is the growing co-production of electricity and heat and bigger electricity production in comparison with heat production.

In the future it will also be necessary to consider environmentally and economically whether new techniques should be tested in decentralized energy systems or in connection with a centralized system for supply of energy. It must also be considered whether electricity should replace direct use of fuel to reduce local air pollution.

### ***Nordic electricity production is versatile***

The Nordic countries have very different systems for production of electricity and heat. Denmark can be characterized as a land of coal power, Norway and Iceland as lands of hydro power, Sweden as a land of nuclear and hydro power and Finland as a land of a combination of all. The proportion and importance of gas power is expected to increase in all countries. Within the Nordel-area 85% of all electricity is produced with nuclear power or renewable hydro power. The electricity production is equal to 30% of the total energy consumption in the Nordic countries.

Environmentally it is an advantage that the energy system in the Nordic countries is based on different forms of production. The Nordic electricity producers are thus well prepared to develop a versatile, energy efficient, energy saving and thereby environmentally safe energy system.

# Statistikkk Statistics

## Innhold

Definisjoner

Enheter

Symboler

Installert effekt

Det nordiske  
høyspentnettet

Elproduksjon

Elenergiutveksling

Elforbruk

Prognoser

## Contents

Definitions

Units

Symbols

Installed capacity

The grid system  
in the Nordel countries

Electricity production

Power exchange

Electricity consumption

Forecasts

Statistikken er utarbeidet før de enkelte lands offisielle statistikk for 1988 foreligger. Enkelte tall i årsberetningen kan derfor avvike noe fra de enkelte lands offisielle statistikk.

The statistics were compiled before the official statistics of the individual countries for 1988 were available. Some figures in the annual report may therefore vary slightly from the official statistics of the individual countries.

**Definisjoner**

I Nordels definisjoner har de anvendte uttrykk følgende betydning:

**Installert maskineffekt** i en kraftstasjon angis i MW og er sum nominell effekt for de enkelte aggregater.

**Overføringskapasitet** for en kraftledning er den effekt i MW, som ledningen av hensyn til en eventuell begrensning i tilkoblede anleggsdeler kan overføre under normale forhold.

**Elproduksjon** angis i GWh og er den produksjon som vedkommende land oppgir i sin offisielle statistikk.

**Mottrykksproduksjon** er elektrisk energi produsert i en turbogenerator med damp, som etter turbinen benyttes til et annet formål enn elproduksjon, for eksempel fjernvarme, industridamp etc.

**Kondenskraftproduksjon** er elektrisk energi produsert i en turbogenerator med damp, som etter turbinen kondenserer slik at dampens energi kun utnyttes til elproduksjon.

**Import og eksport** av elektrisk energi angis i GWh og er de energimengder som avregnes som kjøp og salg mellom de respektive land. Nettoimport er differansen mellom import og eksport.

**Bruttoforbruk** av elektrisk energi angis i GWh og er summen av elproduksjon og nettoimport.

**Nettoforbruk** av elektrisk energi angis i GWh og er summen av de energimengder som er levert til og målt hos forbrukerne, samt de energimengder som produseres i industrien for eget bruk.

**Tap** er differansen mellom bruttosforbruk og nettoforbruk.

**Tilfeldig kraft til elkjeler** er elektrisk energi som benyttes til fremstilling av damp eller varmtvann, til erstatning for olje eller annet brensel, og som leveres på spesielle vilkår.

**Magasinkapasitet** for et vannmagasin angis i GWh som den energimengden som kan produseres i de nedenforliggende kraftverk ved en engangstømming av fullt magasin.

**Magasininnhold** ved et gitt tidspunkt angis i GWh som den energimengden, som kan produseres i de nedenforliggende kraftverk av magasinetts vanninnhold over lavest regulerte vannstand.

**Magasinifyllingsgrad** ved et gitt tidspunkt angis i prosent som forholdet mellom magasininnhold og magasinkapasitet.

**Definitions**

Used expressions have the following meanings according to Nordel's definitions.

**Installed capacity** is the installed generating capacity of a power station given in MW and constitutes the arithmetic sum of the rated capacity of the units installed.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## *Enheter*

### **Effektenheter**

<b>kW</b>	= kilowatt
<b>MW</b>	= megawatt=1000 kW
<b>kVA</b>	= kilovoltampere
<b>MVA</b>	= megavoltampere=1000 kVA

### **Energienheter**

<b>J</b>	= joule
<b>kJ</b>	= kilojoule=0,24 kcal
<b>TJ</b>	= terajoule= $10^{12}$ J=23,9 toe
<b>PJ</b>	= petajoule= $10^{15}$ J
<b>kWh</b>	= kilowattime=3600 kJ
<b>MWh</b>	= megawattime=1000 kWh
<b>GWh</b>	= gigawattime=1million kWh
<b>TWh</b>	= terawattime=1000 GWh = 1 milliard kWh
<b>Mtoe</b>	= 1 million toe-olje ekvivalent tilsvarer 11,63 TWh

## *Units*

### **Power Units**

<b>kW</b>	= kilowatt
<b>MW</b>	= megawatt=1000 kW
<b>kVA</b>	= kilovoltampere
<b>MVA</b>	= megavoltampere=1000 kVA

### **Energy Units**

<b>J</b>	= joule
<b>kJ</b>	= kilojoule=0.24 kcal
<b>TJ</b>	= terajoule= $10^{12}$ J=23.9 toe
<b>PJ</b>	= petajoule= $10^{15}$ J
<b>kWh</b>	= kilowatt-hour=3600 kJ
<b>MWh</b>	= megawatt-hour=1000 kWh
<b>GWh</b>	= gigawatt-hour=1million kWh
<b>TWh</b>	= terawatt-hour=1000 GWh = $10^9$ kWh
<b>Mtoe</b>	= 1 million tons of oil equivalent corresponds to 11.63 TWh

## *Symboler*

$\approx$	Tilnærmet verdi
-	Verdi null
••	Data ikke tilgjengelig eller for usikkert å oppgi
•	Data kan ikke forekomme
0	Mindre enn 0,5 av den brukte enhet

## *Symbols*

$\approx$	Approximate value
-	Value zero
••	Data not available
•	Category not applicable
0	Less than 0.5 of the unit concerned

**Installert effekt**

Den totalt installerte effekt i Nordelandene økte i 1988 med 854 MW til 80972 MW. Installert effekt i vannkraftstasjoner utgjorde ca. 56%. I Sverige og Finland var det ved årets utgang installert 12010 MW kjernekraft.

Fordelingen mellom vann- og varmekraft er svært forskjellig i Nordelandene. I Danmark benyttes omrent bare varmekraft, mens det i Norge benyttes vannkraft. På Island domi-

nerer vannkraften, mens Sverige har omrent like stor effekt installert i vann- og i varmekraft. I Finland u gjør varmekraften noe over 3/4 av installert effekt.

**Installed capacity**

In 1988 the total net capacity in the Nordel countries increased by 854 MW to 80972 MW. Of the total capacity 56% consisted of hydro power. The nuclear capacity was 12010 MW.

In Nordel the distribution of hydro and thermal power differs considerably. In Denmark the generating plants are almost entirely thermal, whereas in Norway they are hydro. Hydro power dominates in Iceland, while Sweden has an equal amount of thermal and hydro installations. In Finland thermal power amounts to more than 3/4 of the installed capacity.

**Fig. S1 Installert effekt 31.12. 1988 og tilsvarende middelårsproduksjon for installert vannkraft og vindkraft**  
Installed capacity on Dec. 31, 1988 and corresponding average-year production by hydro power and wind power

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vannkraft, MW Hydro power, MW	10	2648	752	25647	16112	45169
Middelårsproduksjon, GWh Avarage-year hydro production, GWh	30	12182	4200	106734	62552	185698
Vindkraft, MW Wind power, MW	200	0	0	0	8	208
Middelårsproduksjon, GWh Avarage-year production, GWh	400	0	0	0	11	411
Varmekraft, MW Thermal power, MW	7929	9620	171	314	17561	35595
Derav MW of which						
mottrykk, fjernvarme konv. back-pressure, district heating conv.	398	2093	•	•	2531	5022
mottrykk, industriell back-pressure, industry	130	1842	•	201	989	3162
kondens, process condensing, process	•	120	•	54	•	174
kondens, kjerne condensing, nuclear	•	2310	•	•	9700	12010
kondens, konvensjonell condensing, conventional	7102 <sup>1)</sup>	2428 <sup>1)</sup>	19	24	2641	12214
gassturbin, diesel gas turbine, diesel	299	827	152 <sup>3)</sup>	35	1700	3013
Totalt installert effekt Total installed capacity						
1988 MW	8139	12268	923 <sup>3)</sup>	25961	33681	80972
1987 MW	8129	11985	922 <sup>3)</sup>	25540	33542	80118
Tilskudd i 1988, MW Additions in 1988, MW	215 <sup>2)</sup>	303	1	421	139	1079
Tatt ut i 1988, MW Retirements in 1988, MW	205 <sup>2)</sup>	20	0	0	0	225

<sup>1)</sup> Inkl. kondensstyrbiner med uttak for fjernvarme.

Incl. condensing turbines with steam drawn for district heating.

<sup>2)</sup> Herav ingår ett nettotilskudd på 165 MW «Privat» produksjon (auto-producers) som ikke var med i tidligere oppgaver.

Of which net-addition of 165 MW "Privat" production (auto-producers) not included in earlier statistics.

<sup>3)</sup> Herav geotermisk kraft 41 MW.  
Of which geothermal power 41 MW.

**Fig. S2 Nye aggregater i drift i 1988**

New power plant capacity 1988

**Kraftslag/  
kraftstasjon**

Power category/plant

**Nyinstallasjon i 1988**

New units taken into operation

**Totalt 31.12. 1988**

Total

	Antal aggr. Number of units	Ny effekt New capacity MW	Økning av middelårsprod. <sup>1)</sup> Increase in average-year production <sup>1)</sup> GWh	Tot. inst. effekt Total installed capacity MW	Total middel- årsprod. <sup>1)</sup> Total average- year production <sup>1)</sup> GWh
<b>Danmark</b>					
Vannkraft Hydro power	—	—	—	10	30
Vindkraft Wind power	••	50	100	200	400
Konv. varmekraft Conv. thermal power	••	-105 <sup>2)</sup>	•	7929	•
<b>Finland</b>					
Vannkraft Hydro power	2	45	72	2648	12 182
Konv. varmekraft Conv. thermal power	3	239	•	7310	•
Tampere	1	132	g	260	•
Kouvola	1	41	g	41	•
Veitsiluoto	1	66	a	66	•
Kjernekraft Nuclear power	—	—	•	2310	•
<b>Island</b>					
Vannkraft Hydro power	—	—	—	752	4 200
Konv. varmekraft Conv. thermal power	••	1	•	171	•
<b>Norge</b>					
Vannkraft Hydro power	••	101	321	25 647	106 734
Stuvane	1	38	148	38	148
Ormsetfoss	1	40	82	40	82
Tonstad G5	1	320	0	960	3 654
Konv. varmekraft Conv. thermal power	—	—	—	314	•
<b>Sverige</b>					
Vannkraft Hydro power	4	111	38	16 112	62 552
Gallejaur G2	1	101	0	224	647
Vindkraft Wind power	5	3	5	8	11
Konv. varmekraftverk Conv. thermal power	—	—	—	7861	•
Kjernekraft Nuclear power	—	25	•	9 700	•
Forsmark B3, effektøkning Increase in capacity	—	10	•	1 070	•
Barsebäck B2, effektøkning Increase in capacity	—	15	•	600	•

<sup>1)</sup> Bare for vann- og vindkraft. For den konv. varmekrafen angis brense slag.  
(o = olje, k = kull, g = gass, t = torv, a = avfall)

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

<sup>2)</sup> Tilskudd 21 MW, tatt ut 126 MW  
Additions 21 MW, retirements 126 MW

**Fig S3 Besluttede større kraftstasjoner**  
**Decided larger power plants**

<b>Kraftslag/ kraftstasjon</b> Power category/plant	Totalt inst. nettoeffekt 31.12. 88	Middelårs- prod. <sup>1)</sup> 31.12. 88	<b>Besluttet nyinstallasjon</b> Decided new plants			
	Installed net capacity	Average- year production <sup>1)</sup>	Antall agr. Numer of new units	Ny effekt New capacity	Økn. av middelårsprod. <sup>1)</sup> Increase in average year production <sup>1)</sup> GWh	Beregnet idriftssettelse Estimated commissioning
	MW	GWh	MW	GWh		
<b>Danmark</b>						
Konv. varmekraft Conventional thermal power						
Amagerværket B3	256	k/o	1	250	k/o	1989
Avedøreværket B1	•	•	1	250	k/o	1990
Fynsværket B7	590	k/o	1	385	k/o	1991
Vestkraft B8	426	k/o	1	370	k/o	1992
<b>Finland</b>						
Vannkraft Hydro power						
Tainionkoski	42	330	1	18	30	1989
Kokkosniva	•	•	1	25	80	1990
Kurkikoski	•	•	1	27	80	1993
Konv. varmekraft Conventional thermal power						
Haapavesi	•	•	1	150	t	1989
Kristiina	240	•	1	263	k/o	1989
Porvo	•	•	1	43	a	1989
Vantaa	67	•	1	68	g	1989
Hämeenlinna	20	•	1	43	g	1989
Kajaani	•	•	1	62	t	1989
Espoo	82	•	1	44	g	1989
Hyvinkää	•	•	1	40	g	1989
Seinäjoki	•	•	1	105	t	1990
Helsinki	•	•	3	158	g	1990
<b>Island</b>						
Vannkraft Hydro power						
Blanda	•	•	3	150	750	1991
<b>Norge</b>						
Vannkraft Hydro power						
Dokka/Torpa	•	•	2	195	502	1989
Jostedal	•	•	2	270	870	1989-91
Svartisen	•	•	2	700	1200	1991-96
<b>Sverige</b>						
Vannkraft Hydro power						
Sikfors	6	47	1	40	135	1990
Konv. varmekraft Conventional thermal power						
Värtan	433	o	2	128	k	1990
Kjernekraft, effektkønninger Nuclear power, power extensions						
Ringhals B1	750	—	—	35	•	1989
Forsmark B3	1070	•	—	70	•	1989
Oskarshamn B3	1070	•	—	80	•	1989
Ringhals B2	780	•	—	60	•	1989-90

<sup>1)</sup> Bare for vannkraften og vindkraften. For den konv. varmekraften angis brensel slag  
(o = olje, k = kull, g = gass, t = torv, a = avfall).

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

## Det nordiske høyspentnettet

Sverige har forbindelser med Danmark, Finland og Norge. Mellom Finland og Norge er det i 1988 satt i drift en 220 kV forbindelse, foreløpig med 50 MW overføringskapasitet. Dessuten er det noen ledninger for lokale leveringer fra Norge til forbrukere i Finland. Ved årets utgang var den totale overføringskapasiteten fra Sverige ca. 4500 MW og til Sverige ca. 4100 MW. Mellom Danmark (Jylland) og Norge finnes en likestrømsforbindelse med overføringskapasitet 510 MW i begge retninger. Syd-Jylland har 400, 220 og 60 kV forbindelser med Vest-Tyskland. Mellom Finland og Sovjet er det en 1000 MW likestrømsforbindelse. Dette er den første hovednett-

forbindelse av denne størrelsesorden mellom Sovjet og Vest-Europa. Fra før er det en mindre samkjøringsforbindelse mellom Norge og Sovjet, og lokale forbindelser mellom Finland og Sovjet. Island er ikke elektrisk sammenkoplet med de øvrige Nordelandene.

## The grid system in the Nordel countries

Sweden is connected to Denmark, Finland and Norway. Between Finland and Norway a 220 kV link was brought into service in 1988, with a preliminary capacity of 50 MW. In addition there are a few lines from Norway to Finland for local consumption there. The total capa-

city from Sweden was about 4 500 MW and to Sweden about 4 100 MW. The DC cable connection between Denmark (Jutland) and Norway has the capacity of 510 MW in both directions. From southern Jutland there are 400, 220 and 60 kV interconnection links to West Germany. Between Finland and the Soviet Union there is a 1000 MW DC link. This is the first main grid connection of this size between the Soviet Union and Western Europe. Between Finland and the Soviet Union and between Norway and the Soviet Union there has been a number of local interconnections for many years. Iceland is not electrically connected to the rest of the Nordel countries.

**Fig. S4 Overføringsledninger**  
Transmission lines

	400 kV		220–300 kV		110, 132, 150 kV	
	Tatt i drift 1988	I drift 31.12. 1988	Tatt i drift 1988	I drift 31.12. 1988	Tatt i drift 1988	I drift 31.12. 1988
	Brought into service in 1988	In service Dec. 31, 1988	Brought into service in 1988	In service Dec. 31, 1988	Brought into service in 1988	In service Dec. 31, 1988
	km	km	km	km	km	km
Danmark	3	924 <sup>1)</sup>	24	247 <sup>3)</sup>	4	3 500 <sup>4)</sup>
Finland	0	3 259	203	2 477	200	13 650
Island	—	—	0	467	0	1 343
Norge	200	1 687	133	5 231 <sup>3)</sup>	160	9 600
Sverige	100 <sup>5)</sup>	10 051 <sup>5)</sup>	-43 <sup>2) 3)</sup>	5 192 <sup>3)</sup>	••	15 000

<sup>1)</sup> Herav 237 km i drift med 150 kV og 48 km med 132 kV.

Of which 237 km in service with 150 kV and 48 km with 132 kV.

<sup>2)</sup> Tilskudd 74 km 285 kV likestrømledning, 117 km 220 kV vekselstrømledning er revet.

74 km new 285 DC link, 117 km 220 kV AC link taken out of service.

<sup>3)</sup> Herav 80 km i Danmark og 96 km i Sverige (Kontiskan 1)), 89 km i Danmark og 151 km i Norge (Skagerrak) i drift med 250 kV likestrøm, samt 75 km i Danmark og 74 km i Sverige (Kontiskan 2) i drift med 285 kV likestrøm  
Of which 80 km in Denmark and 96 km in Sweden (Kontiskan 1), 89 km in Denmark and 151 km in Norway (Skagerrak) in service with 250 kV DC, and 75 km in Denmark and 74 km in Sweden (Kontiskan 2) in service with 285 kV DC.

<sup>4)</sup> Herav 33 km i drift med 60 kV og 105 km med 50 kV.

Of which 33 km in service with 60 kV and 105 km with 50 kV.

<sup>5)</sup> Nytilkommert ledningsstrek 1988 i drift med 220 kV

New link in 1988 in service with 220 kV.

**Fig. S5. Nordels høyspentnett**

The Nordel main grid



**Fig. S6 Samkjøringsforbindelser mellom Nordelandene**  
Interconnections between the Nordel countries

Land Countries	Stasjoner Terminal stations	Nominell spenning, kV Rated voltage kV	Overføringskapasitet Transmission capacity MW	Lengde Length km	Kabel Cable km
			Fra Danmark From Denmark	Til Danmark To Denmark	
I drift; In service: Danmark– Norge	Tjele–Kristiansand	±250=	510	510	240/pol
			Fra Finland From Finland	Til Finland To Finland	
Finland– Norge	Ivalo–Varangerbotn	220~	50	50	228
			Fra Sverige From Sweden	Til Sverige To Sweden	
Danmark– Sverige	Teglstrupgård-Sofiero Hovegård-Helsingborg nr 1 Hovegård-Helsingborg nr 2 Vester Hassing-Göteborg Vester Hassing-Lidome Hasle (Bornholm)-Borby	132~ 400~ 400~ 250~ 285~ 60~	350 <sup>1)</sup> 700 <sup>1)</sup> 260 300 60	350 <sup>1)</sup> 700 <sup>1)</sup> 260 300 60	23 91 91 176 149 47,6
Finland– Sverige	Ossauskoski-Kalix Petäjäskoski-Letsi Keminmaa-Svartbyn Hellesby (Åland)-Skattbol	220~ 400~ 400~ 70~	900 35	700 35	93 230 134 76,5
Norge– Sverige	Sørnes-Tornemann Ritsem-Ofoten Røssåga-Ajaure Linnvassely <sup>5)</sup> Nea-Järpströmmen Lutufallet-Höljes Eidskog-Charlottenberg Hasle-Borgvik Hasle-Trollhättan	132~ 400~ 220~ 220/66~ 275~ 132~ 132~ 400~ 400~	200 260 <sup>3)</sup> 50 500 <sup>3)</sup> 40 100 100 1100 <sup>3)</sup>	200 100 <sup>3(4)</sup> 50 500 <sup>3)</sup> 20 100 100 1100 <sup>3)</sup>	39 58 117 — 100 17,5 13 106 135
<b>Totalt</b>			5 065	4 685	
Besluttet; Decided:			Fra Sverige From Sweden	Til Sverige To Sweden	
Finland– Sverige	Raumo-Forsmark (Dec. 89)	400	500	500	220
					190

<sup>1)</sup> Også ved parallel drift er total overføringskapasitet 700 MW i begge retninger. Overføringskapasiteten er ofte høyere. Den er avhengig av aktuell produksjonssituasjon og driftskopling.

At parallel operation of the interconnections the total transmission capacity amounts to 700 MW. The transmission capacity is often higher, depending on the production and main grid conditions.

<sup>2)</sup> Kabelforbindelsen består av fire trefase-kabler som er parallelkoplet to og to.

The cable line comprises four three-phase cables, which are parallel connected two by two.

<sup>3)</sup> Av hensyn til ringdriften over flere samkjøringsforbindelser Norge–Sverige og visse andre driftssituasjoner, kan dimensjoneringen feiltilfelle gi lavere overføringskapasitet.

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

<sup>4)</sup> 100 MW gjelder ved maksimal produksjon i Gejmånn-Ajaure-Gardikfors. Ved minimal produksjon i disse stasjonene og maksimalt 250 MW produksjonsoverskudd i Helgeland er overføringskapasiteten 200 MW.

100 MW with maximum production in Gejmånn-Ajaure-Gardikfors. With minimum production in these stations and up to 250 MW surplus production in Helgeland the transmission capacity is 200 MW.

<sup>5)</sup> Samkjøringsforbindelsen er en 220/66 kV transformator i den norske-svenske kraftstasjonen i Linnvassely.

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

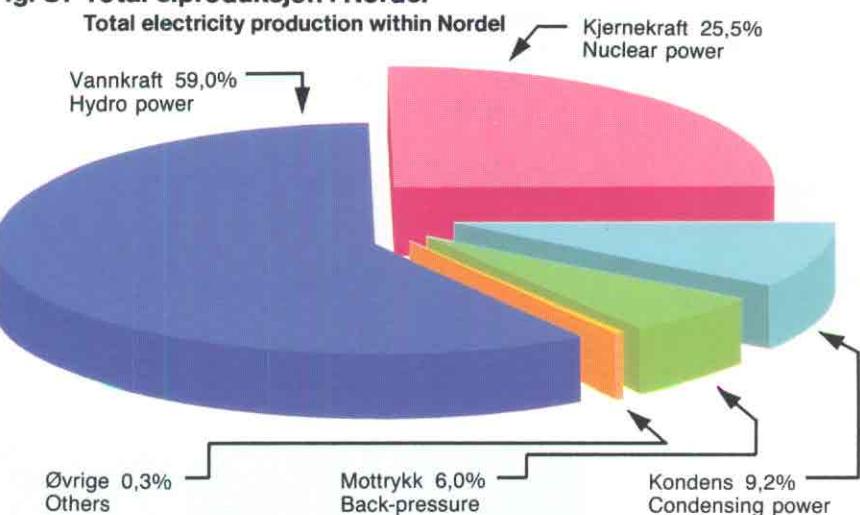
## Elproduksjon

Den totale produksjonen i Nordel var 332,1 TWh i 1988, en økning på 1,3% i forhold til 1987. Vannkraften utgjorde 59,0% og kjernekraften 25,5%. Tilsvarende tall i 1987 var 58,7 og 25,3%.

## Electricity production

The total production in Nordel was 332,1 TWh in 1988. This is an increase of 1.3% compared with 1987. Hydro power amounted to 59.0% and nuclear power to 25.5% of the total production. The corresponding figures for 1987 were 58.7 and 25.3%.

**Fig. S7 Total elproduksjon i Nordel**



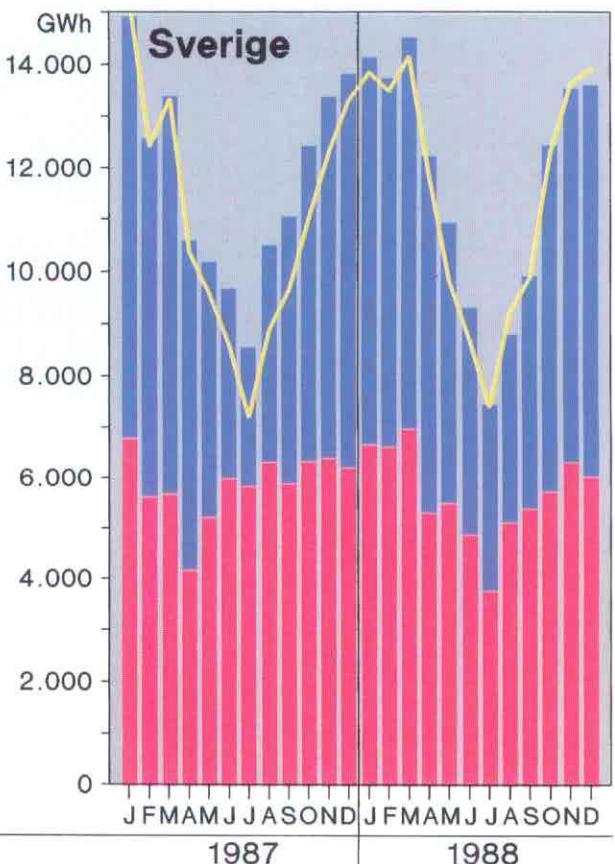
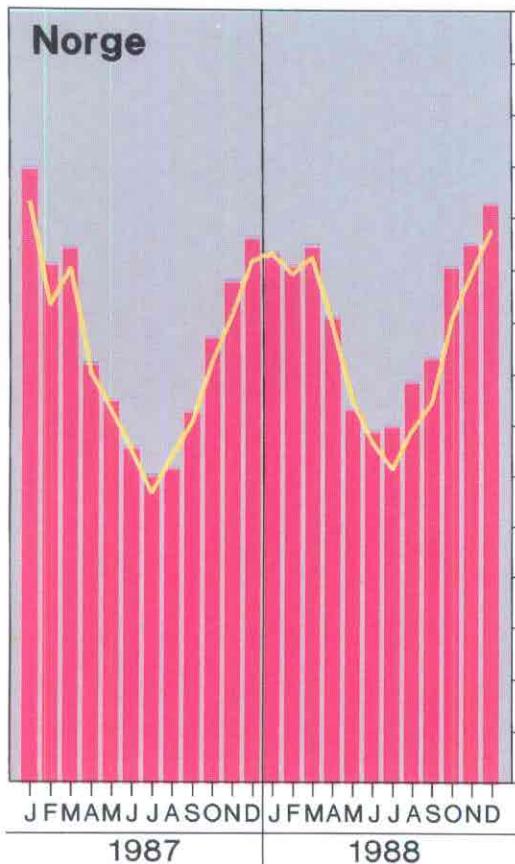
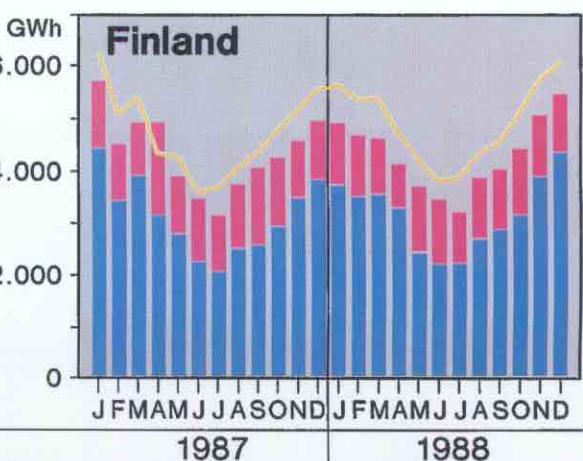
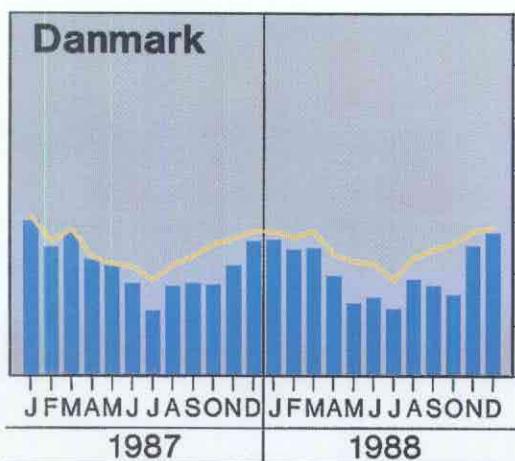
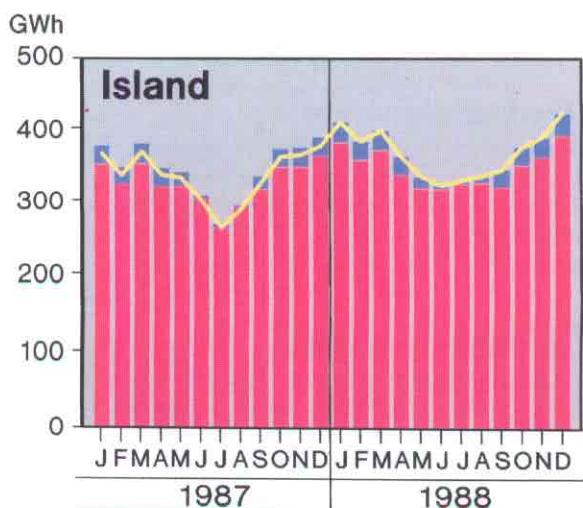
**Fig. S8 Elproduksjon (GWh)**  
Electricity production

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vannkraft 1988 Hydro power, 1988	30	13358	4166	109578	68755	195887
Vannkraft 1987 Hydro power 1987	29	13658	3915	103769	70990	192361
Vindkraft m.m. 1988 Wind power etc. 1988	290	0	0	0	7	297
Vindkraft m.m. 1987 Wind power etc. 1987	183	0	0	0	6	189
Mottrykk, fjernvarme Back-pressure, district heating	..	7083	•	•	2734	9817
Mottrykk, industri Back-pressure, industry	..	6764	•	232	3043	10039
Kondens, prosess Condensing, process	..	416	•	—	•	416
Kondens, kjerne Condensing, nuclear	•	18442	•	•	66357	84799
Kondens konvensjonell Condensing, conventional	24613	5025	•	121	434	30193
Gassturbin, diesel m.m. Gas turbine, diesel etc.	..	203 <sup>1)</sup>	251 <sup>2)</sup>	132	60	646
Varmekraft 1988 Thermal power 1988	24613	37933	251	485	72628	135910
Varmekraft 1987 Thermal power 1987	26203	37189	238 <sup>3)</sup>	514	70996	135140
Total produksjon 1988 Total production 1988	24933	51291	4417	110063	141390	332094
Total produksjon 1987 Total production 1987	26415	50847	4253	104283	141992	327790
Endring i prosent Change in %	-5.6	0.9	3.9	5.5	-0.4	1.3
1) Herav 195 GWh fra naturgas						
2) Herav 245 GWh geotermisk kraft						
3) Herav 234 GWh geotermisk kraft						
Of this 195 GWh from natural gas						
Of this 245 GWh geothermal power						
Of this 234 GWh geothermal power						

**Fig. S9 Produksjon og bruttoforbruk ekskl. tilfeldig kraft til elektrokjeler**

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

Forbruk Consumption      Varmekraft Thermal power      Vannkraft Hydro power

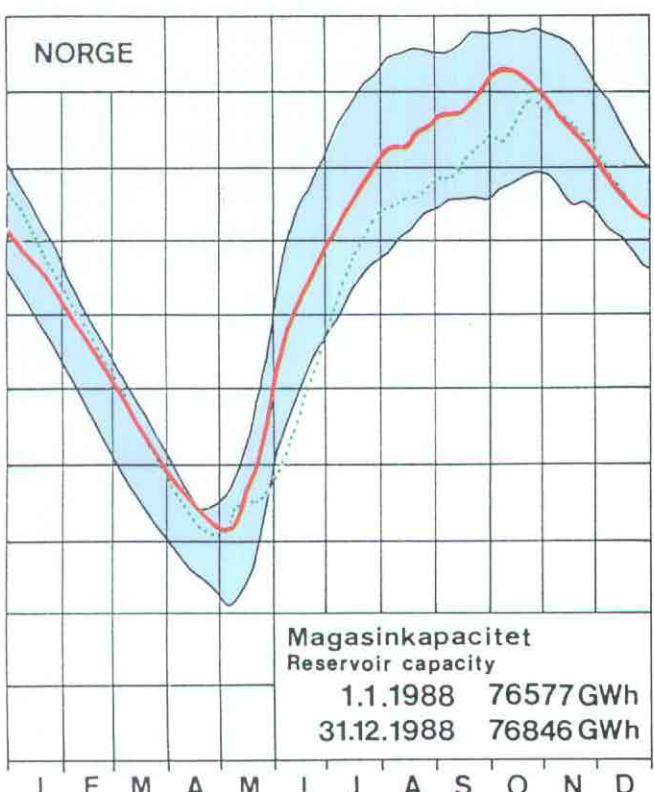
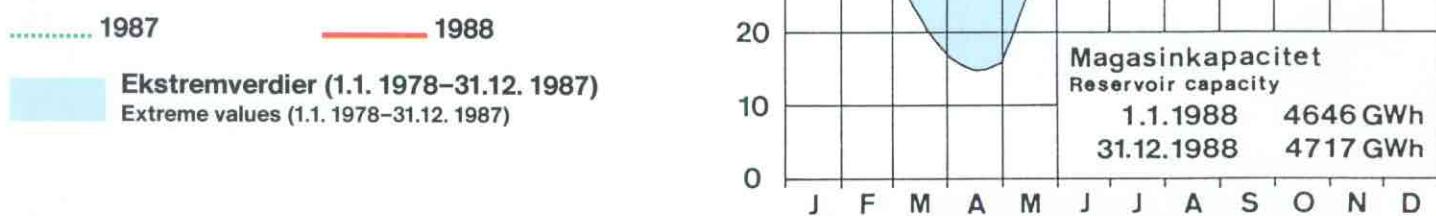


**Fig. S10 Magasinfilling**

Kurvene viser magasinfillingen i % av magasinkapasiteten i 1987 og 1988. De øvre og nedre begrensningkurver for de senere års magasinvariasjoner er inntegnet. Begrensningkurvene er høyeste henholdsvis laveste ukeverdier i perioden 1978–1987.

### Water reservoirs

The curves show the impounded water in per cent of total storage capacity for 1987 and 1988. The field gives upper and lower extremes which are composed of the weekly maximum and minimum recorded for the period 1978–1987.



**Fig. S11 Maksimal belastning 3. onsdag i januar og desember 1988**  
 Maximum load on the 3<sup>rd</sup> wednesday in January and December 1988

	Installert nettoeffekt Installed net capacity 31.12.88 MW	Max. kraftstasjonsbelastning Max power station output				Max. systembelastning Max. system load			
		Januar 1988 Lokal tid Local time	MW	Desember 1988 Lokal tid Local time	MW	Januar 1988 Lokal tid Local time	MW	Desember 1988 Lokal tid Local time	MW
<b>Danmark</b> Vest for Store Belt (ELSAM) West of the Great Belt	4378	9–10	2672	8–9	2811	17–18	3001	8–9	3045
Øst for Store Belt ekskl. Bornholm (ELKRAFT) East of the Great Belt excl. Bornholm	3691	17–18	1467	17–18	2270	17–18	2213	17–18	2310
<b>Finland</b>	12268	8–9	7139	8–9	8515	17–18	8341	8–9	9502
<b>Island</b>	923	10–11	620	11–12	634	10–11	620	11–12	634
<b>Norge</b> Sør for (south of) 67,5°N Nord for (north of) 67,5°N	24159 1802	17–18 16–17	14182 1125	9–10 15–16	16417 1394	9–10 16–17	13863 1110	8–9 13–14	15180 1096
<b>Sverige</b>	33681	8–9	21676	8–9	20866	8–9	20950	8–9	21374
<b>Nordel ekskl. Island</b> Nordel excl. Iceland Mellomeuropeisk tid Central-European time	80582	8–9	48276	8–9	49135	8–9	51905	8–9	52231

**Fig. S12 Elenergiomsetningen 1988 (GWh)**  
 Electric energy turnover in 1988 (GWh)

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Produksjon Production	24933	51291	4417	110063	141390	332094
Import Import	5858	7791	•	1165	5064	19878
Total produksjon og import Total production and import	30791	59082	4417	111228	146454	351972
Eksport Export	432	409	•	6758	7671	15270
Bruttoforbruk Gross consumption	30359	58673	4417	104470	138783	336702
Tilfeldig kraft til elkjeler etc. Excess hydro power to electric boilers etc.	0	68	122	5224 <sup>1)</sup>	7571	12985
Bruttoforbruk ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler Gross consumption excl. excess hydro power to electric boilers etc.	30359	58605	4295	99246	131212	323717
Endring fra 1987 % Change as against 1987 %	1.2	4.2	6.3	-0.1	-0.7	0.6

<sup>1)</sup> Herav pumpekraft 1024 GWh

Of this pumped storage power 1024 GWh

## Elenergiutveksling Power exchange

**Fig. S13** Oversikt over omsetningen av elektrisk energi i Nordel 1988  
**Review of the electric energy turnover in Nordel 1988**

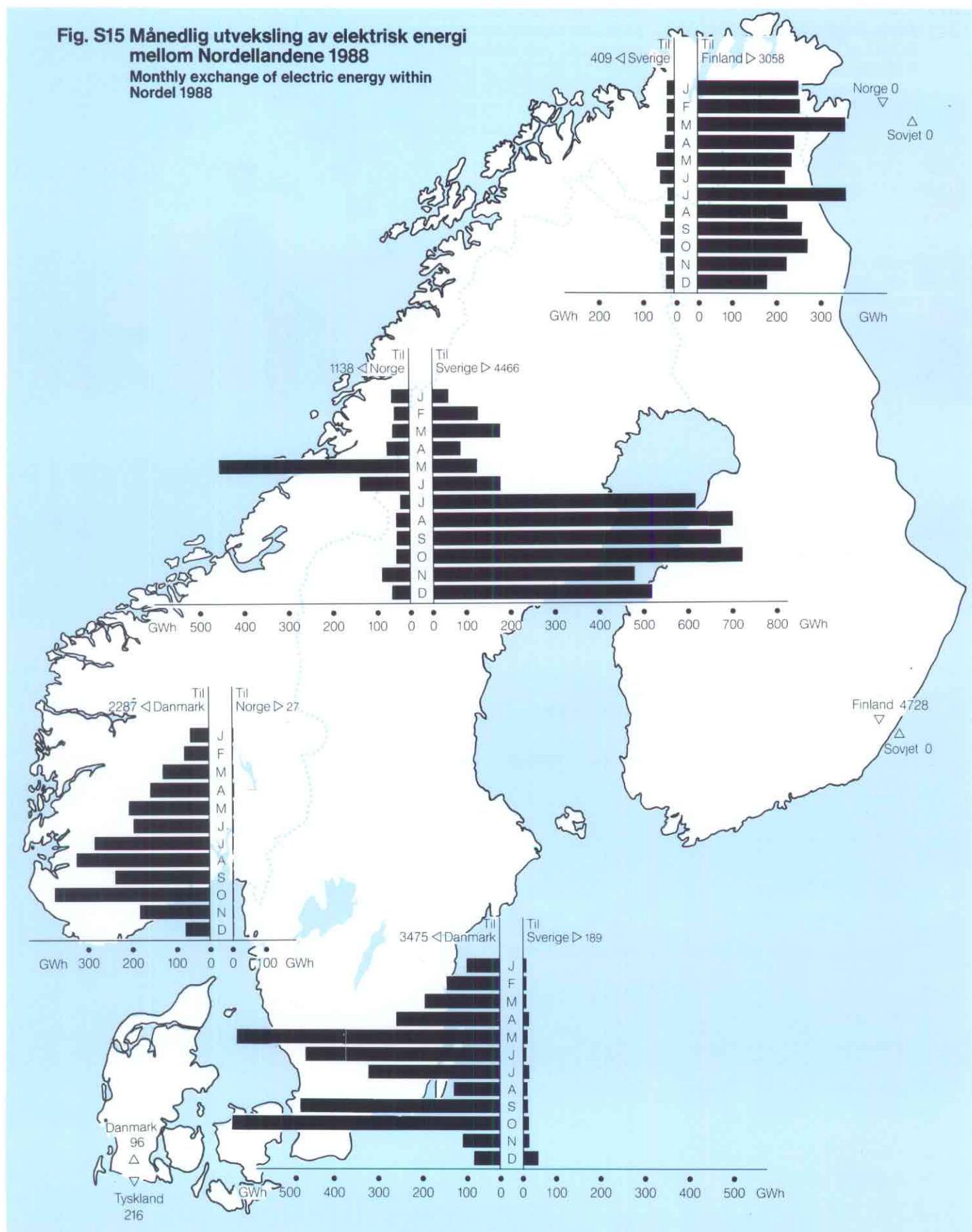


**Fig. S14 Elenergiutveksling 1988 (GWh)**  
**Exchange of electric energy in 1988 (GWh)**

Import til: Import to:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Nordel- land Nordel countries	Andre land Other countries	Total eksport 1988	Total eksport 1987
Eksport fra Export from:								
Danmark	•	—	27	189	216	216	432	596
Finland	—	•	—	409	409	—	409	504
Norge	2287	5	•	4466	6758	—	6758	3311
Sverige	3475	3058	1138	•	7671	—	7671	6344
Nordel-land Nordel countries	5 762	3 063	1 165	5 064	15 054	216		
Andre land Other countries	96	4 728	—	—	4 824			
Total import	1988 1987	5 858 4 172	7 791 6 099	1 165 2 932	5 064 2 174			
Nettoimport Net import	1988 1987	5 426 3 576	7 382 5 595	-5 593 - 379	-2 607 -4 170			
Nettoimport/ bruttoforbruk i % Net import/gross consumption in%	1988 1987	17.9 12.0	12.6 10.0	-5.7 -0.4	-2.0 -3.2			

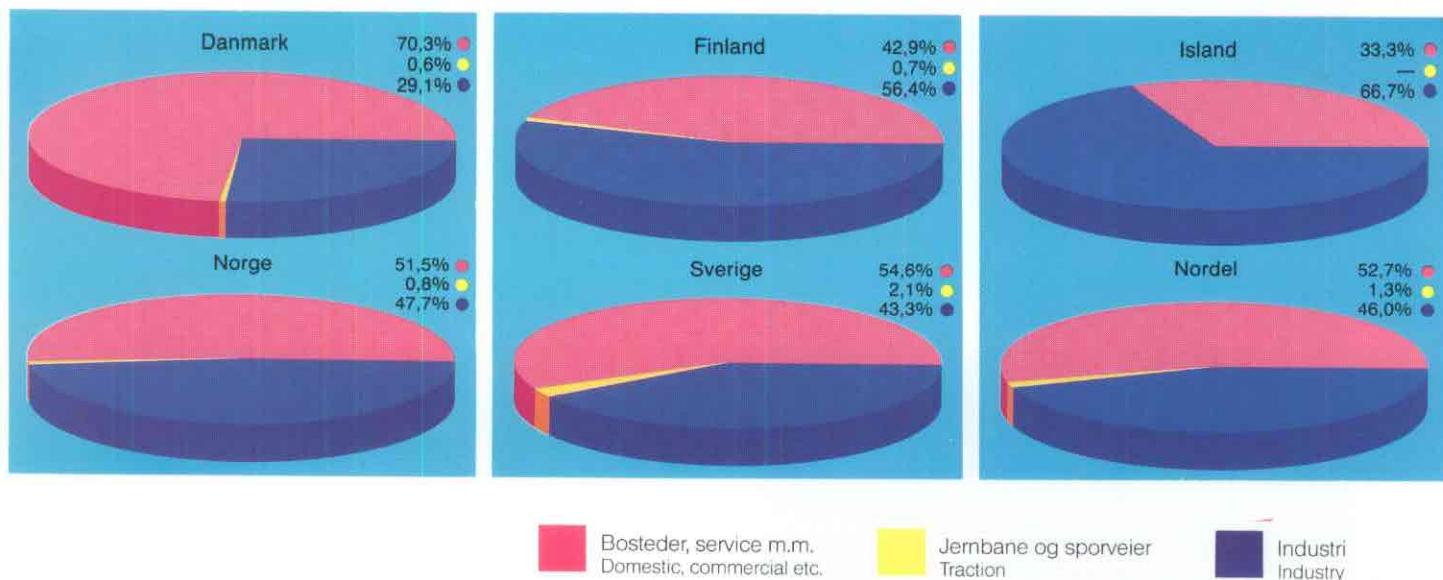
**Fig. S15 Månedlig utveksling av elektrisk energi mellom Nordelandene 1988**

Monthly exchange of electric energy within Nordel 1988



## Elforbruket Electricity consumption

**Fig. S16 Elforbruket fordelt på konsumentgrupper ekskl. elkjeler**  
Electricity consumption distributed on consumer groups excl. electric boilers

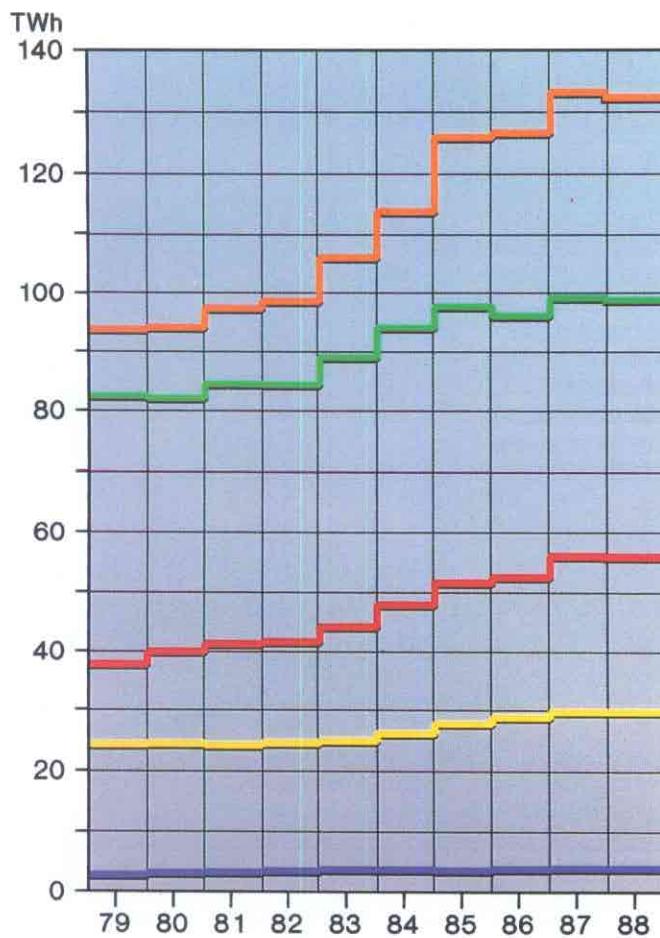


**Fig. S17 Elforbruk 1988 (GWh)**  
Electricity consumption 1988 (GWh)

	Danmark	Finland	Iceland	Norge	Sverige	Norddel
Bruttoforbruk Gross consumption	30359	58673	4417	104470	138783	336702
Tilfeldig kraft til elkjeler Excess hydro power to electric boilers	0	68	122	5224 <sup>2)</sup>	7571	12985
Bruttoforbruk <sup>1)</sup> Gross consumption <sup>1)</sup>	30359	58605	4295	99246	131212	323717
Tap Losses	2099	3045	344	10147	11303	27064
Nettoforbruk Net consumption	28260	55560	3951	89099	119909	296653
Industri Industry	8235	31310	2635	42487	51930	136597
Jernbane og sporveier Traction	170	400	—	675	2564	3809
Bosteder, service m.m. Domestic, commercial	19855	23850	1316	45937	65415	156247
Forandring av bruttoforbruk jamført med foregående år % <sup>1)</sup> Change in gross consumption as against previous year, % <sup>1)</sup>	1.2	4.2	6.3	-0.1	-0.7	0.6
Gjennomsnittlig forandring av bruttoforbruk de siste 10 år % Average change in gross consumption in the last 10 years, % <sup>1)</sup>	2.8	5.2	4.3	2.7	4.2	3.6
Bruttoforbruk pr. innbygger i kWh Gross consumption per inhabitant in kWh	5919	11847	17180	23574	15546	14087
Middelfolkemengde 1988 mill. Average population 1988 mill.	5.13	4.95	0.25	4.21	8.44	23.0

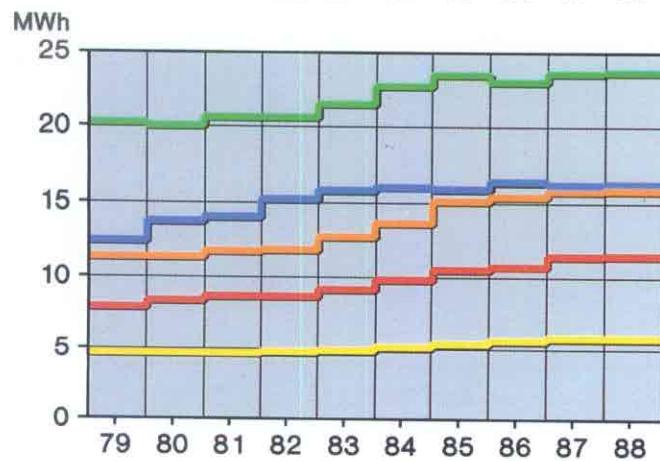
<sup>1)</sup> Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler  
<sup>2)</sup> Herav pumpekraft 1024 GWh

Excl. excess hydro power to electric boilers  
Of this pumped storage power 1024 GWh



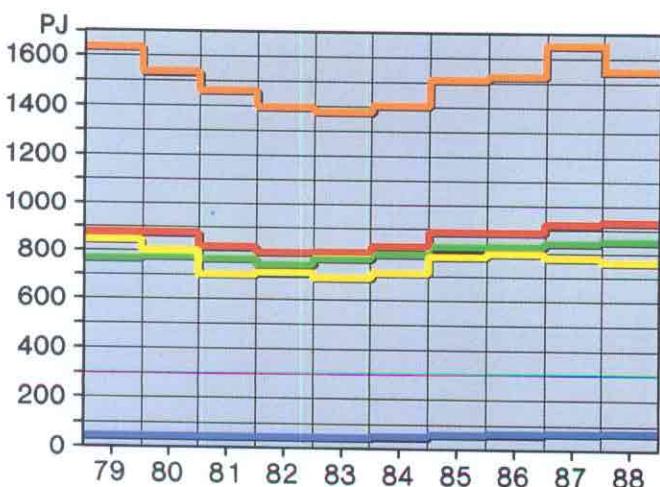
**Fig. S18 Bruttoforbruk<sup>1)</sup> av elenergi  
1979–1988**  
Gross consumption of electric energy

<sup>1)</sup> Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler  
Excl. excess hydro power to electric boilers



**Fig. S19 Bruttoforbruk<sup>1)</sup> av elenergi  
pr. innbygger**  
Per capita consumption<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler  
Excl. excess hydro power to electric boilers

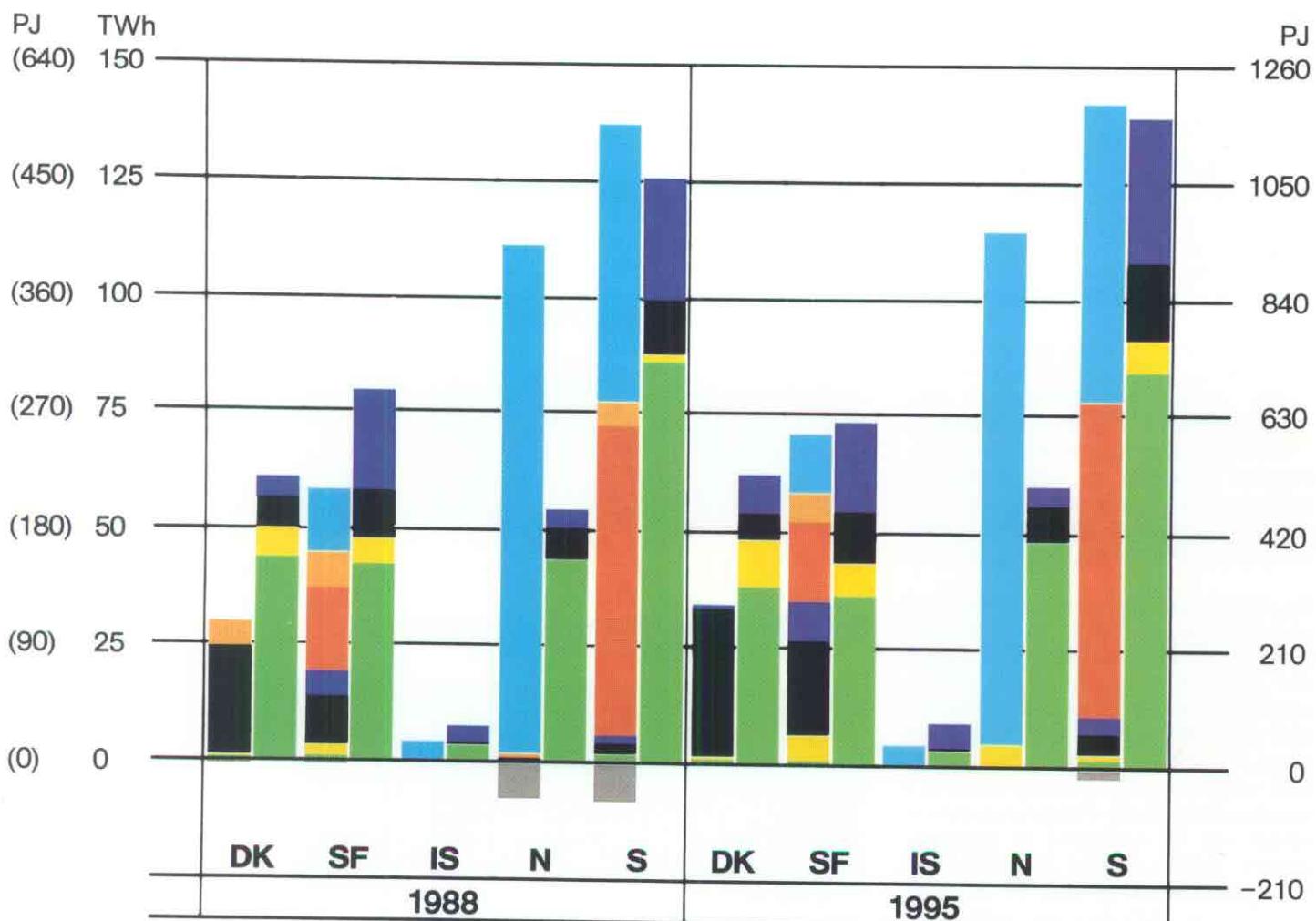


**Fig. S20 Total energitilførsel PJ**  
Total energy supply

- Sverige
- Norge
- Finland
- Danmark
- Island

**Fig. S21 Energitilgang i Norden**

Energy supply within  
the Nordic countries



Fordeling på energislag av eltilførselen  
Distribution of electricity on energy sources

- Elimport Import of electricity
- Innenlands brensel, prosessbrensel  
Domestic fuels, process fuels
- Kull Coal
- Naturgass Natural gas
- Olje Oil
- Kjernekraft Nuclear power
- Vannkraft Hydro power (middel-vannår)
- Elekspart Export of electricity

Brenselforsyning for andre formål enn  
elproduksjon  
Fuel supply, other than that for electricity  
production

- Innenlands brensel, prosessbrensel  
Domestic fuels, process fuels
- Kull Coal
- Naturgass Natural gas
- Olje Oil

**Fig. S21** viser den faktiske elenergitilførsel i 1988 samt prognose for 1995. De enkelte Nordelland er vist for seg. Oppdelingen er foretatt på kategoriene vannkraft, kjernekraft og annen varmekraft med angivelse av de ulike brenseltyper. Vannkraften i prognosene er middelårsproduksjon. For Norge innebærer dette betydelige mengder tilfeldig kraft som kan utnyttes i innenlandske elkjeler og/eller eksporteres. Den norske kraftproduksjonen forutsettes dimensjonert med ekstra fastkraftreserve utover forbruksprognosene, jamfør fig. S22.

Elenergifordelingen er sammenlignet med landenes energiforbruk utenom elsektoren. For hvert år er vist to stolper pr. land. Den venstre angir fordelingen av elenergi. Den høyre viser øvrig energiforbruk.

For skalaene gjelder:

- Venstre skala i TWh gjelder eltilførselen.
- Høyre skala i PJ gjelder for øvrig energiforbruk, og er valgt slik at den også viser hvilke brenselmengder som medgår til produksjon av den elektrisitet som inngår i den venstre stolpe. Figuren muliggjør en sammenligning mellom elsektoren og den øvrige energisektor. Vannkraftens dominerende rolle i norsk energiforsyning fremgår tydelig.

**Fig. S21** shows the energy supply in 1988 and forecast for 1995. Each Nordel country is shown separately. The categories specified include hydro power, nuclear power and other thermal power and different types of fuel have been given. Hydro power refers to average year production. In Norway there is a substantial quantity of temporary power which can be exploited in domestic electric boilers and/or exported. The Norwegian power production is anticipated to be dimensioned with additional contracted power reserves.

Electric energy distribution is shown in comparison with energy consumption in various countries outside the electricity sector. For each year two bars are shown for each country. The bar on the left shows the distribution of electric energy. Other energy consumption is shown on the right.

The left scale in TWh refers to electricity supply. The right scale in PJ refers to other energy consumption and also shows which fuel quantities are consumed in the production of electricity included in the left bar.

The figure makes it possible to compare electricity sector with other energy sector and it shows clearly how

hydro power predominates in the Norwegian energy supply.

### Prognosør

Prognosene for årene 1990 og 1995 er basert på kraftselskapenes egne vurderinger av den sannsynlige utvikling. Prognosene danner grunnlaget for utbyggingsplanleggingen av kraftoverføringssystem og produksjonsanlegg.

### Forecasts

The forecasts for 1990 and 1995 in the following tables are made by the power companies in the Nordel countries. The forecasts provide a basis for the planning of power transmission systems and production utilities.

**Fig. S22 Faktisk og prognosert elenergiforbruk ekskl. elkjeler**

Electrical energy consumption and forecast excl. electrical boilers

	1988 TWh/år	1990 TWh/år	1995 TWh/år
Danmark	30,4	32	36
Finland	58,6	62	71
Island	4,3	4,4	4,8
Norge	99,2	101	108
Sverige	131,2	135	140
Nordel totalt	323,7	334	360
Nordel total			

**Fig. S23 Faktiske og prognoserte effekter Peak load capacity and forecast**

	1988 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	5 789	6 400	7 300
Finland	10 000	10 800	12 400
Island	618	650	750
Norge	17 054	18 600	20 700
Sverige	25 100	26 400	27 400
Nordel totalt	58 561	62 850	68 550
Nordel total			

**Fig. S24 Faktiske og prognoserte installerte effekter i MW i de respektive land (verdier pr. 31.12. respektive år)**

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

	1988 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	8 139	8 500	9 850
Finland	12 268	13 350	14 800
Island	923	950	1 050
Norge	25 961	26 850	28 200
Sverige	33 681	34 300	36 450
Nordel totalt	80 972	83 950	90 350
Nordel total			

**Nordels medlemmer**  
**Nordel's Members**

**Danmark**

Henning Buhl  
Direktør  
Managing Director  
ELKRAFT A.m.b.A.  
Viseformann i Nordel  
Deputy chairman of Nordel

Poul Erik Nielsen  
Direktør  
Managing Director  
I/S Nordkraft

Preben Schou  
Direktør  
Managing Director  
NES A/S og Isefjordværket I/S

Georg Styrbro  
Direktør  
Managing Director  
ELSAM

Hans von Bülow  
Direktør  
Managing Director  
Energistyrelsen  
Observatør  
Observer

**Finland**

Klaus Ahlstedt  
Vice verkställande direktör  
Executive Vice President  
Imatran Voima Oy

Esa Hellgrén  
Verkställande direktör  
Managing Director  
Finlands Elverksförening

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

Pertti Voutilainen  
Direktør  
Director  
Imatran Voima Oy

**Island**

Jakob Björnsson  
Generaldirektör  
Director General  
Statens Energistyrelse

Adalsteinn Gudjohnsen  
Direktør  
Managing Director  
Reykjavik Elverk

Halldór Jónatansson  
Direktør  
Managing Director  
Landsvirkjun

Kristian Jonsson  
Direktør  
Managing Director  
Statens Elverker

**Norge**

Erling Diesen  
Generaldirektör  
Chief Executive Director  
Norges vassdrags- og energiverk

Arne Finstad  
Direktør  
Managing Director  
Oslo Lysverker

Gunnar Vatten  
Administrerende direktør  
General Manager  
Statskraftverkene

Rolf Wiedswang  
Samkjøringsdirektör  
Managing Director  
Samkjøringen av kraftverkene  
i Norge  
Formann i Nordel  
Chairman of Nordel

Asbjørn Vinjar  
Energidirektör  
Director General  
Directorate of Energy  
Norges vassdrags- og energiverk  
Suppleant  
Deputy

**Sverige**

Göran Ahlström  
Direktör  
Managing Director  
Sydkraft AB

Lars Gustafsson  
Direktör  
Vice President  
Vattenfall

Carl-Erik Nyquist  
Generaldirektör  
President  
Vattenfall

Claes Lindroth  
Direktör  
Managing Director  
Stockholm Energi

Jan Randers  
Direktör  
Managing Director  
KRAFTSAM  
Suppleant  
Deputy

**Nordels sekretariat**  
**Nordel's Secretariat**

c/o Samkjøringen av kraftverkene  
i Norge  
PB 5093, Majorstua  
N-0301 Oslo 3, Norway  
Tel. +47 2 46 19 30

Oddmund Larsen  
Overingeniør  
Nordels sekretær  
Secretary General of Nordel

Gro Kristoffersen  
Sekretær  
Secretary

---

**Nordens utvalgsmedlemmer**  
**Committee Members**

**Driftsutvalget**  
**Operations Committee**

Jørgen Krogh † 15.12. 1988  
Afdelingschef, ELKRAFT A.m.b.A.  
Danmark

Arne Ring-Nielsen  
Overingeniør, ELSAM  
Danmark

Anders Palmgren (formann)  
Direktør, Imatran Voima Oy  
Finland

Lauri Mäkelä  
Avdelningsdirektør, Imatran Voima Oy  
Finland

Rolf Wiedswang  
Samkjøringsdirektør  
Samkjøringen av kraftverkene i Norge  
Norge

Jon Ingvaldsen  
Avdelningsdirektør, Statskraftverkene  
Norge

Hans Elg  
Överingenjör, Sydkraft AB  
Sverige

Gunnar Ålfors  
Produktionsdirektør  
Vattenfall  
Sverige

Thorarinn K. Olafsson (observatør)  
Overingeniør, Statens Elverker  
Island

Thordur Gudmunsson (observatør)  
Afdelingsingeniør  
Landsvirkjun  
Island

Lars Wiklund (sekretær)  
Civilingenjör, Vattenfall  
Sverige

**Planleggingsutvalget**  
**Planning Committee**

Oluf Skak  
Afdelingsingeniør  
ELKRAFT A.m.b.A.  
Danmark

Paul-Frederik Bach (formann)  
Underdirektør, ELSAM  
Danmark

Heikki Haavisto  
Avdelningsdirektør, Imatran Voima Oy  
Finland

Harry Viheriävaara  
Generalsekreterare  
Elproducenternas samarbetsdelegation  
Finland

Elias B. Eliasson  
Afdelingschef, Landsvirkjun  
Island

Svein Kroken  
Avdelningsdirektør  
Statskraftverkene  
Norge

Svein Storstein Pedersen  
Avdelningsdirektør  
NVE-Energidirektoratet  
Norge

Lennart Lundberg  
Direktør, Vattenfall  
Sverige

Per-Erik Molander  
Överingenjör, Sydkraft AB  
Sverige

Anders Löf (sekretær)  
Avdelningsdirektør  
Vattenfall  
Sverige

**Varmekraftutvalget**  
**Thermal Power Committee**

Bent Møller Jensen  
Driftschef  
Sønderjyllands Højspændingsværk  
Danmark

Aksel Hjertholm  
Overingeniør, ELSAM  
Danmark

Jens Rosbjerg  
Overingeniør  
IFV-energi I/S  
Danmark

Carl-Erik Lundgren  
Direktør, SEAS  
Danmark

Veikko Anttila  
Direktør  
Imatran Voima Oy  
Finland

Rauno Linkama (formann)  
Direktør  
Imatran Voima Oy  
Finland

Thorstein Asvall  
Overingeniør  
NVE-Energidirektoratet  
Norge

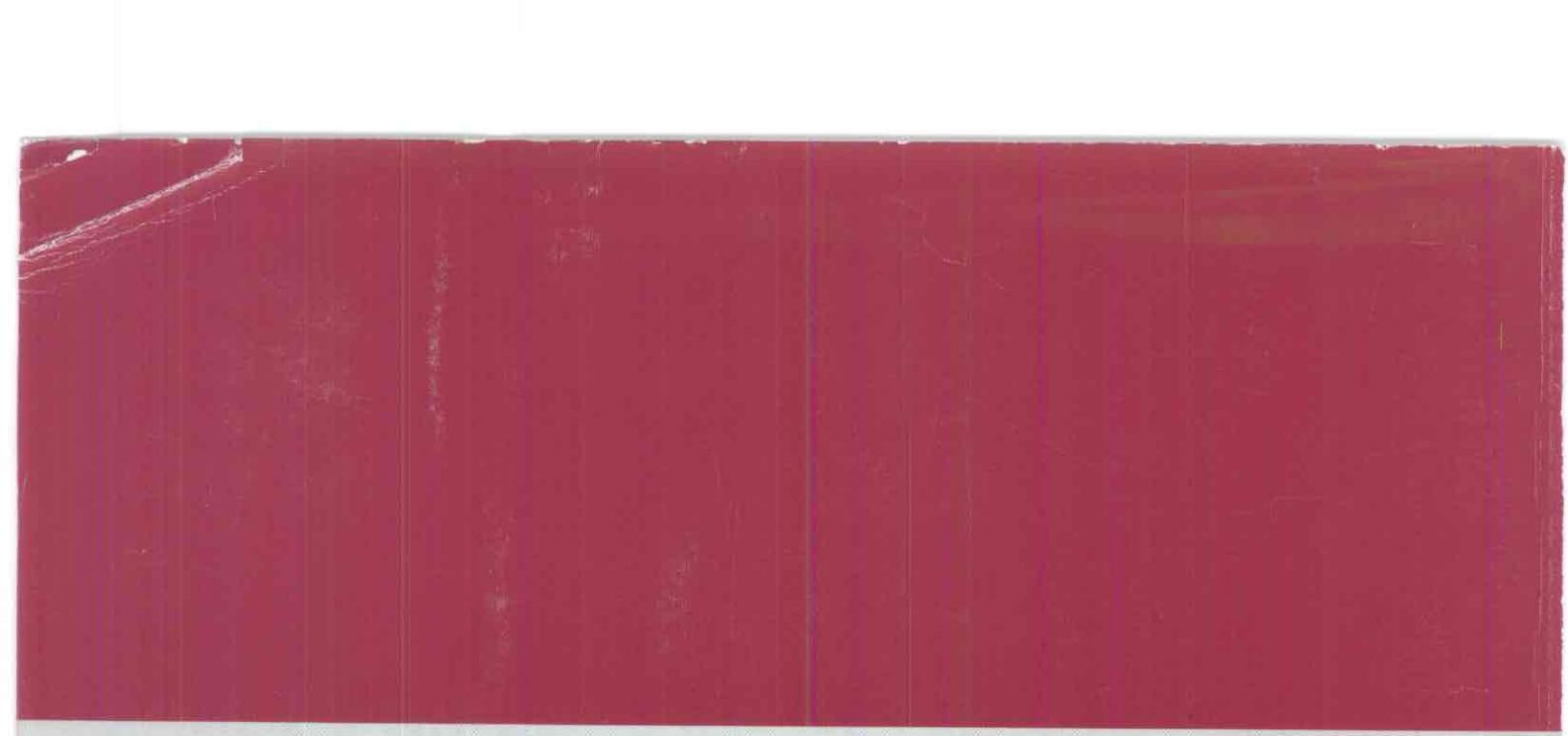
Erik Lennartsson  
Kraftverksdirektør  
Vattenfall  
Sverige

Leif Josefsson  
Direktør, Sydkraft AB  
Sverige

Lars-Göran Marmsjö  
Överingenjör  
Stockholms Energi  
Sverige

Franz Marcus (observatør)  
Civilingeniør, NKA  
Danmark

Mikael Carlberg (sekretær)  
Byråchef, Imatran Voima Oy  
Finland



## ***Omslaget***

Nordels årsmøte 1988 ble holdt i Oslo. Omslagets 1. side viser en kveldstemning fra Oslo havn med Rådhuset.

## ***The cover***

Nordel's 1988 Annual Meeting was held in Oslo. The front cover shows the Oslo Harbour, with the City Hall.

Denne årsberetningen er utarbeidet av Nordels sekretariat, Oslo, under ledelse av Oddmund Larsen. Materialet er sammensatt av Gro Kristoffersen. Statistikkmaterialet er fremskaffet av kontaktpersonene for statistikk og sekretæren i Planleggingsutvalget.

Fotografiene er fremskaffet av de enkelte lands kraftselskap.

Nordel  
c/o Samkjøringen av  
kraftverkene i Norge  
PB 5093, Maj., N-0301 Oslo 3, Norge

ISSN 0282-6798