

1979

Notat S79/34 c

E L S A M

Planlægningsafdelingen

UDVIDE L S E S P L A N 1 9 7 9

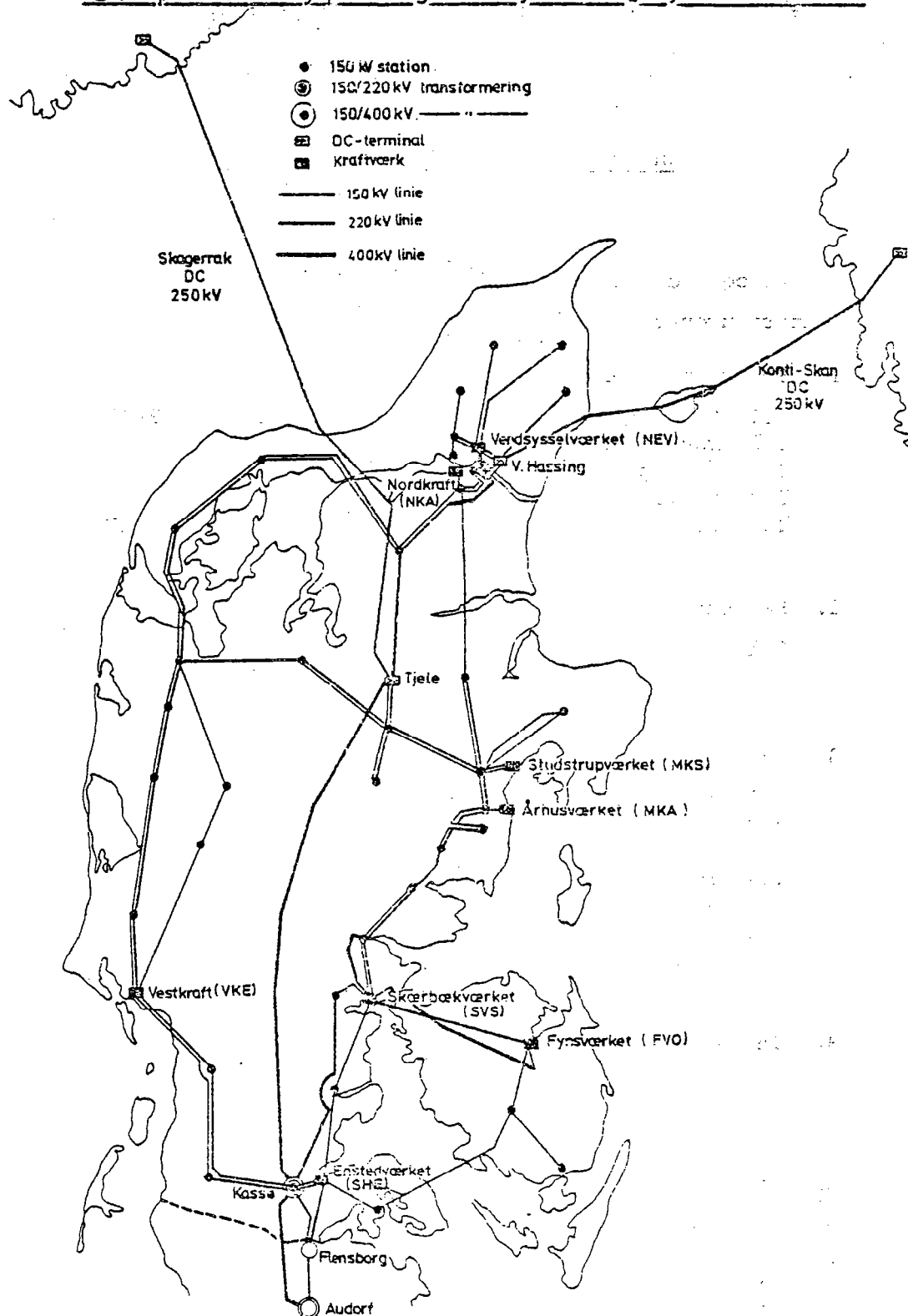
Notat S79/34c

(OU 16.03.79)

(DU 05.04.79)

(Best. 26.04.79)

Det primære højspændingsnet - Jylland og Fyn (ultimo 1978)



Forkortelser:

k....kilo	=	10^3
M....Mega	=	10^6
G....Giga	=	10^9
T....Tera	=	10^{12}
P....Peta	=	10^{15}

kWh..kilowatttime

cal..calorie

J....joule

Omregninger:

1 kWh	=	860 kcal = 3,6 MJ
1 kcal	=	4,1868 kJ
1 MJ/s	=	1 MW
1 Gcal/h	=	1,163 MJ/s

E L S A M

Udvidelsesplan 1979

Indhold:

Resumé og indstilling	2
Litteraturoversigt	7
1. Forudsætninger	8
1.1 Den internationale brændselssituation 1979-90	8
1.2 Dansk Energipolitik	13
1.3 Varmeplanlægning	15
1.4 Udvidelsesplan 1978	17
1.5 Udbygningspolitik 1979	
2. Belastningsforhold	22
2.1 Prognose for elbelastningen	22
2.2 Fjernvarmeprogno	25
3. Udbygningsplaner	28
3.1 Eksisterende og besluttede enheder	26-28
3.2 Udbygningsmuligheder	31
3.3 Produktionsenhedernes nedslidning ?	35
3.4 Nødvendig reserveeffekt	37
3.5 Forslag og konsekvenser, herunder miljøbelastninger	41
3.6 Brændselslagre og havne	51
3.7 Ledningsanlæg for spændinger over 100 kV	56
4. Investeringsplaner	60

Bilag:

2.1 Belastningskurver (5 sider)
2.2 Elforbrug og bruttonationalprodukt (BNP)
2.3 Årlig stigning i elforbrug, hele landet og opdelt øst/vest
2.4 El-prognosetabel
2.5 Fjernvarmeproduktion, historiske data og prognoser
2.6 Fjernvarmeproduktion, historiske data
2.7 Belastningsgrundlag for kraftvarmeværker
3.1 Data for eksisterende og besluttede enheder
3.2 Nye enheder, data
3.3 Produktionssystemets rådighed
3.4 Udbygningsplan
3.5 Driftsmæssige konsekvenser (8 sider)
3.6 Lossekapaciteter
3.7 Havneforhold
3.8 Planlagt netudvikling indtil 1982
3.9 Ledninger, som søges optaget i region- og kommuneplaner
3.10 Nettet indtil 1985, skitse
4.1 Investeringsplaner

UDVIDELESPLAN 1979

Resumé og indstilling

Forudsætninger

Elproduktionssystemets udbygning planlægges primært med henblik på en stabil og økonomisk elforsyning. Energipolitiske hensyn har medført ønske om øget kulfyring, store brændselslagre og større kraftvarmeproduktion. Det har hidtil ikke voldt problemer at tage hensyn til disse ønsker, da det har kunnet ske uden forringelse af elforsyningens økonomi og sikkerhed.

Planlægningen bygger på følgende retningslinier:

- Produktionssystemet udbygges i overensstemmelse med den bedst begrundede prognose for elbelastningens langtidstendens.
- Reserveeffekten tilpasses omhyggeligt under hensyn til økonomi, driftssikkerhed og internationale forpligtelser.
- Eltransmissionssystemet bygges så robust, at det sikrer alle områder en rimeligt høj forsyningssikkerhed.
- Kernekraftanlæg kan tidligst idriftsættes i 1990.
- Nye produktionsanlæg i 80'erne indrettes til fyring med både kul og olie. Bestående oliiefyrede anlæg ombygges til kulfyring, hvor de praktiske og økonomiske muligheder bedømmes som gunstige.
- Anlæg til opbevaring af brændsel udbygges, så der fremdeles kan opbevares brændsel til 9-11 måneders normal drift.
- Havneanlæg udbygges, så en væsentlig del af brændslet kan leveres i store skibe fra oversøiske leverandører.
- Kraftvarmeanlæg kan etableres - hvor dette ikke er i modstrid med kommende varmeplanlægning - i de tilfælde, hvor der kan opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og hvor den lokale myndighed kan stå inde for, at den fremtidige udbygning af fjernvarmesystemerne faktisk finder sted. Desuden skal afregningen sikre, at elsidens holdes økonomisk skadesløs.

- De langsigtede muligheder for fremskaffelse af brændsel undersøges ligesom udviklingen af nye, elproducerende anlægstyper følges opmærksomt.

Belastningsforhold

I mange lande er der siden oliekrisen i 1973/74 konstateret en langsommere vækst i både økonomi og i elforbrug. I Danmark har dette givet sig udslag i, at elforbrugets årlige vækst har ligget et par % lavere end i årene før 1973.

Da elproduktionen kræver udenlandske energiråstoffer og uundgåeligt medfører visse miljøbelastninger, er det forståeligt, at der er ønsker fremme om at begrænse elforbruget. Imidlertid er el en vigtig produktionsfaktor og et eftertragtet forbrugsgode, og det er endnu ikke sandsynliggjort, at man kan udbygge materiel velfærd uden, at elforbruget vokser tilsvarende.

I 1976 lavede ELKRAFT og ELSAM en prognose til anvendelse i den fælles redegørelse, KKIII. Prognosen var tænkt som en sandsynlig langtidstendens. Den forudsatte en moderat, svagt aftagende vækst, for ELSAM ca. 7% i de nærmeste år, faldende til ca. 5% i 1988. Man må regne med, at konjunktursvingninger kan medføre både højere og lavere belastninger end langtidstendensen. Siden 1975 har forskellige handelsministerielle elprognoser forudsagt lavere stigninger end elværkernes prognoser. Imidlertid har KKIII-prognosen passet så fint indtil nu, at der ikke ses nogen grund til at ændre den. Denne elprognose foreslås derfor anvendt for 3. gang i ELSAMS udbygningsplanlægning.

Brændselsforsyning

Udsættelsen af kernekraftens indførelse til tidligst i 1990 medfører et stærkt øget forbrug af kul og olie på kraftværkerne i løbet af 80'erne. Skal olieforbruget begrænses til omkring 1 Mt/år, må kulforbruget øges til omkring det 3-dobbelte af forbruget i 1978 eller 7-8 Mt. Med rapporten, "Forsyningsmuligheder for kraftværkskul i 80'erne" er problemer og muligheder i forbindelse med fremskaffelsen af denne store kulmængde på længere sigt nærmere belyst.

Den forøgede brændselsmængde kræver nye anlæg til modtagelse, opbevaring og transport af brændsel. Havneanlæggene bør muliggøre modtagelse af forskellige skibsstørrelser, så der opnås frihed til at købe brændslet så gunstigt som muligt. Udvidelsesplanen analyserer havne- og kulpladskapaciteter.

Besluttete kraftværksudbygninger

1979	Enstedværket, blok 3		
	610 MW kul/oliefyret enhed, 50% andel	:	305 MW
1982	Randers, modtryksenhed	:	45 MW
	Herning, - " -	:	83 MW
1983	Studstrupværket, blok 3		
	kul/oliefyret udtagsenhed	:	350 MW

Forslag

(Besluttet på bestyrelsesmødet den 9. marts 1979).

Studstrupværkets blok 4 foreslås bygget som tvilling til blok 3 og til driftsættelse senest et år efter blok 3.

Ydeevne:	Kond.drift	:	350 MW netto kontinuert
	Udtagsdrift	:	250 MW netto (el)
			480 MJ/s (varme)
Brændsel		:	kul/olie
Anlægspris		:	657,2 Mkr. (1978-basis)

Projektering og myndighedsbehandling:

- Igangværende arbejder hos SH og VK færdiggøres.
- Forprojektering og myndighedsbehandling for en 600 MW kul/oliefyret blok ved Limfjorden med mulighed for varmforsyning til Aalborgområdet foreslås gennemført.

Desuden indstilles:

- Undersøgelsen af mulige nye kraftvarmebyer færdiggøres. Det foreslås, at projektering og myndighedsbehandling indledes efter godkendelse i ELSAMs bestyrelse i hvert enkelt tilfælde i de byer, hvor der kan opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og hvor dette ikke er i modstrid med kommende varmeplaner.

Arbejde startet i 1978:

- Interessenterne foretager i samarbejde med ELSAM levetidsvurderinger på eksisterende kedel-, damplednings- og turbineanlæg.

Videreførelse af tidligere beslutninger:

- ELSAM undersøger mulighederne for distribution af kul til et stort antal små centraler (med eller uden elproduktion).
- Der udarbejdes afregningsregler for interessentejede modtryksanlæg.
- Forhandlingerne med NVE og Vattenfall om udvidelse af jævnstrømsforbindelserne og køb af effekt udover de allerede aftalte 250 MW videreføres.
- Arbejdet med nukleare anlæg videreføres i samarbejde med Elkraft med henblik på at kunne ordre det første nukleare anlæg, så snart de nødvendige beslutninger herom er truffet i folketinget.
- ELSAM arbejder videre med de aktiviteter, der er nødvendige for at indarbejde en plads på Nordøstfyn og på Djurslandskysten i de respektive regionsplaner.
- NWKs prøvedrift af et luftmagasinværk ved Huntorf følges opmærksomt.
- ELSAM fortsætter sammen med ELKRAFT i handelsministeriets og elværkernes vindkraftprogram. Fase 1 afsluttes i 1979 med opførelsen af to 600 kW møller ved Nibe. Fase 2 med bl.a. måleprogram er forudset at løbe frem til 1981.

Orientering om besluttede modtryksværker

Herning VK har besluttet bygning af et kul/oliefyret modtryksværk i Herning med en elkapacitet på 83 MW netto og en varmekapacitet på 174 MJ/s til idriftsættelse 1.1.1983.

Randers Randers byråd har besluttet bygning af et kul/oliefyret modtryksværk på havnen i Randers med en elkapacitet på ca. 45 MW og en varmekapacitet på ca. 105 MJ/s til erstatning for det hidtidige kraftvarmeværk. Idriftsættelse 1.1.1983.

Driftsmæssige konsekvenser

Der er beregnet driftsmæssige konsekvenser for en udbygningsskitse med effekttilgang efter 1984 i form af ca. 250 MW som decentrale modtryksværker, 600 MW som en kul/oliefyret udtagsenhed i 1986 og en tilsvarende 600 MW blok i 1988. Fra 1990 forudsættes tilgangen hovedsagelig dækket med kernekraft.

Resultaterne viser, at det er muligt at begrænse olieforbruget, at reducere de variable omkostninger og at 3-doble kraftvarmeleveringen. De beregnede miljømæssige belastninger vokser indtil 1990, hvor kernekraft forudsættes idriftsat.

Til gengæld bedømmes udsigterne vedrørende driftssikkerhed og afhængighed af udenlandsk havarihjælp midt i 80'erne som mindre tilfredsstillende. Blandt flere årsager kan nævnes, at næsten halvdelen af kraftværkskapaciteten til den tid udgøres af enheder, hvis dimensionerende levetid er overskredet, så der må forudses en væsentligt forringet rådighed. Det bør på denne baggrund overvejes, om dimensioneringskriterierne for reserveeffekt bør tages op til ny vurdering.

Ledningsanlæg

Udbygningen af primærnettet behandles i en separat netudvidelsesplan, der er godkendt af ELSAMS bestyrelse den 15.12.1978. Sammendrag gengives som afsnit 3.7.

Investeringer

Den vedtagne, foreslåede og skitserede udbygning kræver til og med 1984 investeringer til produktionsanlæg, brændselsanlæg og primærnet på ca. 4,7 mia. kr. (1978-priser).

Litteraturoversigt

(*) efter nummeret angiver, at det er et internt notat.

1. Forsyningsmuligheder for kraftværkskul i 80'erne
ELSAM, oktober 1978
2. Dansk energipolitik 1976
Handelsministeriet, april-maj 1976
3. Udvidelsesplan 1978
ELSAM-notat 78/51c
4. Finansministerens redegørelse til folketinget
16. maj 1976
5. De offentlige investeringer 1978-90, Planredegørelse 1
Finansministeriet, Budget departementet 1977
6. (*) Pladsundersøgelser vedr. konventionelle kraftværker i
ELSAM-området, ELSAM-notat K79/9
7. (*) Kulfyret kraftvarmeværk, 17 MW, 40 Gcal/h
SH-rapport af marts 1979
8. (*) Kulfyret fjernvarmeværk, 40 Gcal/h
SH-rapport af marts 1979
9. (*) Kraftværksspecifikationer
ELSAM-notat 77/179
10. (*) Overslagsbudget for blokanlæg
ELSAM-notat 78/492a
11. Organisation og styring af varmemforsynings-
planlægningen.-
Anden delbetænkning fra Handelsministeriets
Varmeplanudvalg, april 1978
12. Koordineret kraftvarmeudbygning, KKIII
Danske Elværkers Forening, juni 1977
13. (*) Ombygning af SV blok 2 til kulfyring
ELSAM-notat 78/224d
14. (*) Vedr. budget for MKS3 og bygning af MKS4
ELSAM-notat S79/56, notat 78/224d
15. (*) Netudvidelsesplan
ELSAM-notater 78/195c, 78/196a, 78/274
16. (*) Fossilt kraftværk på Djursland og N.Ø.Fyn
ELSAM-rapport EK-63, januar 1979
17. (*) Prisundersøgelse 1978, ELSAM
18. (*) Herning anlægsbudget,
ELSAM-notat 78/445

1. FORUDSÆTNINGER

1.1 Den internationale brændselssituation 1979-90

1.1.1 Kul

I forbindelse med overgangen til øget kulfyring er forsyningsmulighederne blevet undersøgt i rapporten "Forsyningsmuligheder for kraftværkskul i 1980'erne" (litt. 1). Konklusionen er, at de traditionelle leverandørlande (Polen og U.S.S.R.) ikke i tilstrækkeligt omfang kan dække det øgede kulforbrug, hvorfor der bør etableres forbindelser til alle potentielle leverandører.

Polen vil også fremover bidrage med en væsentlig del af den danske kulforsyning. Selv om produktionen ventes at blive øget med 5-10 mio. t/år, ventes eksporten ikke at stige, da det indenlandske forbrug i Polen vil stige i samme omfang som produktionen. Endvidere vil den vestlige del af U.S.S.R. i stigende omfang aftage polske kul. ELSAM har gennem årene fået erfaring for, at den polske kuleksport er meget afhængig af f.eks. politiske forhold, vejrligsændringer og øget brændselsforbrug på hjemmemarkedet. Polen har derfor sjældent leveret i overensstemmelse med de kontraktmæssige betingelser.

U.S.S.R. har traditionelt eksporteret kul fra den vestlige del af landet. Efterhånden som kulminerne udtømmes i dette område, vil der dog opstå et energiunderskud her, hvilket mindsker mulighederne for eksport af kul. Samtidig flyttes den meget energikrævende industri østpå, hvor de fleste nye energifund forekommer.

USA har verdens største kulressourcer og kan øge produktionen betydeligt. Imidlertid kan strenge miljøkrav forsinke nye miner og nye transportveje til eksporthavnene, som yderligere er for små til en væsentlig forøgelse af eksporten. USA kan derfor kun blive en væsentlig eksportør, hvis der i USA kan skabes en politisk vilje til at løse alle disse problemer.

Australiens nuværende eksport af kraftværkskul er ringe, men mulighederne for en stærk forøgelse er til stede. Økonomisk hæmmes eksporten til Europa i dag dog af den lange transportafstand i forbindelse med for små afskibningshavne.

Sydafrikas eksport stiger i øjeblikket voldsomt. Årsagen er geologiske forhold, der giver en billig kulbrydning, samt et effektivt transportsystem og en stor dybvandshavn. Sydafrika må derfor forventes at dække den største del af stigningen i verdens kuleksport i første halvdel af 1980'erne.

Canada er i øjeblikket en nettoimportør af kraftværkskul. Der findes en række projekter for opbygning af nye miner, der alle er så ugunstigt beliggende i forhold til de canadiske forbrugscentre, at kullene vil blive eksporteret.

Eksporten af vestcanadiske kul hæmmes af den meget lange sørejse til Danmark og - bortset fra et enkelt meget interessant projekt - af meget høje jernbanetransportomkostninger.

EF har i øjeblikket overskydende produktionskapacitet, men ingen lagre af kraftværkskul. De geologisk vanskelige betingelser samt meget høje lønninger gør, at kulprisen bliver lig med eller større end olieprisen, så en dansk import fra EF vil være afhængig af fortsat national subsidiering af produktionen, samt at EF vedtager en kraftig subsidiering af kulhandel mellem medlemslandene.

I sidste halvdel af 1980'erne kan det forventes, at også områder som Colombia, Indien, Kina, Østsibirien og Venezuela vil kunne yde et vist bidrag til det øgede kulforbrug. Hvad angår Østsibirien og Kina bliver forbruget i Fjernøsten dog så stort, at der kun kan forventes små kvanta leveret til Europa.

Sammenfattende kan siges, at hvis der skal skabes balance mellem de danske kulbehov og forsyningsmuligheder er det nødvendigt at sprede kulindkøbene mest muligt under hensyntagen til forsyningssikkerhed og økonomi. Det er næppe muligt at udelukke nogen af verdens kulproducerende og -eksporterende lande som potentiel leverandør til Danmark og specielt ikke Sydafrika, der nu er verdens største eksportør af kraftværkskul og på kortere sigt er garanteret for, at der globalt kan skabes balance mellem udbud og efterspørgsel af kraftværkskul. Det er iøvrigt væsentligt, at kulreserverne geografisk

er spredt nogenlunde jævnt i alle verdensdele og ikke er koncentreret i lande af en bestemt politik eller religiøs overbevisning.

Kulmarkedet har i de sidste år været præget af overskud, således at priserne ikke har fulgt med inflationen. I de nærmeste år vil der ikke blive igangsat ret mange kulfyrede kraftværker i verden, hvorfor kulpriserne stadig ikke forventes at stige så meget som inflationen. Fra omkring 1982 vil nye kraftværker med nye importhavne kunne forøge efterspørgslen, således at kulproducenterne vil kunne få fuld omkostningsdækning. Generelt gælder dog, at de nye miner, der åbnes, er overflademiner med lave produktionsomkostninger, hvorfor der i Danmark må kunne forventes en rolig prisudvikling i 1980'erne, med mindre der kommer politiske indgreb i kulimporten.

Hvis Danmark således udelukker Sydafrika som kulleverandør, må underskuddet i den danske brændselsforsyning formentlig erstattes med væsentlig dyrere kul fra Australien og USA samt med olie, hvis det er mere økonomisk. På grund af manglende konkurrence på det danske marked kan man endvidere forudse krav om forhøjelse af prisen for de kul, Danmark allerede i dag importerer fra Polen, U.S.S.R. og EF.

1.1.2 Olie

Den internationale oliesituation styres af forholdene omkring råolien. På grund af en relativ lille forbrugsstigning og nye fund i ikke-OPEC lande har 1978 været præget af et lille overskud af råolie. Dette forhold forventes at kunne vare nogle år endnu, hvorefter en vis knaphed vil gøre sig gældende. I det Internationale Energi Agentur (IEA) skønnes det, at olieprisen således vil følge inflationen indtil 1985, hvorefter prisstigningen vil ligge 2,5% over inflationen indtil år 2000.

Kraftværkerne anvender fuelolie. Fuelolieproduktion og -pris behøver ikke at følge råolie. Den øgede kulfyring og nukleare værker vil således betyde en nedgang i kraftværkernes olieforbrug og dermed give anledning til et overskud af fuelolie. På den anden side bygger de store olieselskaber i Europa nu krakningsanlæg for fuelolie, der kan omdanne fuelolie til benzin og gasolie. Det er vanskeligt at komme med en velbegrundet forudsigelse om forholdet mellem udbud og efterspørgsel af fuelolie i 1980'erne.

Hvad man med større sikkerhed kan forudsige, er en prisstigning, hvis kravene til svovlindholdet i olie skærpes ved, at den nugældende dispensationsordning fra 2½% svovl ikke fortsætter efter 1981. Et krav om at anvende olie med max. 1% svovl vil således med prisniveauet primo 1979 betyde en olieprisstigning på ca. 25%.

1.1.3 Uranbrændsel

Uranprisen har været stabil siden de kraftige prisstigninger ebbede ud midt i foråret 1976. Tilskyndet af det hævede prisniveau er producentlandenes kreds under udvidelse og prospekteringsudbyttet tilfredsstillende, mens det forventede behov falder i medfør af forsinkelserne i kernekraftudbygningen. Da uranprisen ved nykontrahering er 15 - 25% højere, end hvad der f.eks. i USA skønnes nødvendigt for at opretholde en ekspanderende industri, er det sandsynligt, at prisen ikke vil stige ud over inflationen i en længere år-række. Siden 1976 er uranspotprisen ikke fulgt med inflationen. Politiske indgreb kan dog ændre denne udvikling.

Markedet for uranberigning er i øjeblikket overforsynet og vil være det i en årrække. En helt ny situation foreligger, fordi kapacitetsudvidelsen indenfor EF nu er så kraftig, at forsyningen fra USA stort set kunne undværes.

Håndteringen af brugt brændsel og affaldsdeponeringen er genstand for kostbare undersøgelser i mange lande i disse år. Fælles for flere undersøgelser incl. de danske er, at de forventede totale omkostninger for denne del af brændselskredsløbet er på ca. $\frac{1}{2}$ øre pr. produceret kWh fra kernekraftværker.

Den internationale strid om plutoniumanvendelse og våben - spredningsproblematikken har udgjort den væsentligste hindring for en harmonisk udvikling af markedet for uranbrændsel. De internationale udredninger om spørgsmålet (INFCE) er dog tilsyneladende mere lovende, end skeptikerne forudså for blot et halvt år siden.

1.1.4 Om prisudviklingen

Det amerikanske kontraktforskningsinstitut "Stanford Research Institute" har i mere end 2 år arbejdet på et internationale energistudie ("World Energy Study 1950-2000"). Arbejdet, der betales af en international kreds af statslige og private energiselskaber (herunder ELSAM), samt enkelte andre interesserede, omfatter en model af de kommercielle konkurrenceforhold, som efter instituttets opfattelse styrer verdenshandelen. Det kan konstateres, at hvad der i afsnit 1.1.1 - 1.1.3 er nævnt om prisudviklingen, viser sig at være i nøje overensstemmelse med studiets resultat.

De her antydede konklusioner indgår i studiets resultat for basistilfældet, som forudsætter, at nytilkomne politisk bestemte kriser ikke optræder (skæringsdato 1.1.1978).

Udviklingen i Iran, som allerede nu præger oliemarkedet, er således ikke taget i betragtning i det ovenstående. Det er imidlertid ikke usandsynligt, at såfremt denne krise bliver af længere varighed, vil det samlede brændselsmarked reagere herpå, men med varierende størrelse og forsinkelse.

1.2 Dansk Energipolitik

I udvidelsesplan 1978 blev handelsministeriets redegørelse "Dansk energipolitik 1976" (litt. 2) omtalt. De i udvidelsesplan 1978 (litt. 3) fremførte kommentarer har stadig gyldighed. Det forventes, at der i begyndelsen af 1979 udsendes en ny energipolitisk redegørelse fra handelsministeriet.

I maj måned 1978 gav finansministeren en redegørelse til folketinget om de offentlige investeringer (litt. 4), bl.a. med henvisning til "finansministeriets planredegørelse for de offentlige investeringer 1978-1990" fra december 1977 (litt. 5). Energiinvesteringerne indtager en central plads i det samlede investeringsprogram, idet målet er

- at sikre de nødvendige energiforsyninger til erhvervsliv og samfunksfunktioner og
- at mildne virkningerne på betalingsbalancen af de stærkt forhøjede oliepriser.

Som midler henvises til de i energiplanen fra maj 1976 omtalte, d.v.s.

- reduktion i væksten
- omlægning af forsyningerne i retning af flerstrengt system baseret på brændselstyper som kul, naturgas, kernekraft og vedvarende energikilder samt
- at styrke forskning og udvikling på energiområder.

Det nævnes, at opvarmningsbehovet kan reduceres med 25% frem til 1985 ved en investering på 13 mia. kr. Myndighederne regner dog idag ikke med, at denne store besparelse kan realiseres.

I investeringsprogrammet indenfor kraftvarmeområdet var der i 1976-planen regnet med en fuld udbygning til 1990. Denne plan ønskes fremskyndet således, at målet i 1976-planen allerede nås i 1985. Hvorledes kraftvarmeproduktionen skal fordeles geografisk, er ikke omtalt. Varmeplanudvalget arbejder med dette spørgsmål og ventes at fremlægge forslag i kommende energiredgørelse.

I finansministerens redegørelse antages det, at kommunerne skal afholde hovedparten af investeringerne til kraftvarmeudbygningen.

Naturgasprojektet er foreslået opdelt i to trin.

Første trin opererer med en ilandtagning af 2-3 mia. m³ gas pr. år med et investeringsbehov på 6 mia. kr. med en årlig afsætning på 2 mia. m³ i Danmark.

Afsætningen af denne mængde naturgas forudsætter, at en stor del eksisterende fjernvarmecentraler overgår til gasfyring, dels for hurtigt at kunne komme op på tilstrækkeligt afsætningsniveau og dels for at kunne foretage en årsudjævning af gasaftagningen. Hermed kommer gassen i f.eks. de mulige nye kraftvarmebyer til at konkurrere med kraftvarmen. Afsætning af gas på kraftværker er antageligt opgivet, idet gassen ville substituere kul.

Andet trin, hvor man ved en investering på yderligere ca. 2 mia. kr. kan øge gasafsætningen fra 2 til 3 mia. m³ pr. år, kan besluttet senere, f.eks. 1983-84.

De samlede investeringer i elsektoren frem til 1985 er anført til 13 mia. kr. Redegørelsen betragter disse investeringer som offentlige investeringer.

Det anføres, at det er regeringens opfattelse, at der efter en nøjere undersøgelse af mulighederne for gennemførelse af et elspareprogram vil være muligt at opnå en dæmpning af den årlige vækst i elforbruget med ét procentpoint.

Elværkerne har i brev af 10.10.1978 til handelsministeriet fremhævet, at "En reduktion af elprognosen må baseres på mere end blot et ønske om, at forbrugerne vil spare. Reduktionen må enten konstateres over nogle år, eller ønsket må være fulgt op af egentlige restriktioner og midler til at få dem overholdt".

Med hensyn til konsekvenserne ved manglende effekt nævnes i elværkernes svar: "En bevidst planlægning i retning af en lavere standard (reserveeffekt) vil være i klar modstrid med ånden i aftalerne med udlandet, hvor der forudsættes ligeværdige parter, og den vil blive mødt med hårde økonomiske modkrav".

I forbindelse med besvarelsen til handelsministeriet blev der foretaget beregninger af de brændselsmæssige og økonomiske konsekvenser dels ved en udbygningsplan svarende til elværkernes prognose og dels ved en reduceret udbygningsplan svarende til en lavere prognose. Disse beregninger viste for ELSAM-området, at den reducerede udbygningsplan i 80'erne ville medføre et årligt merforbrug af olie på ca. 13 PJ (0,3 Mt), også selvom det skulle blive muligt at realisere den lave prognose. En merudbygning giver således en driftsøkonomisk gevinst, hvilket viser, at den økonomiske risiko ved installation af mere produktionskapacitet end strengt nødvendigt af hensyn til effektforholdene, er særdeles begrænset.

Forudsætningen for indførelse af kernekraft er ifølge finansministerens redegørelse, at der kan opnås forsvarlig deponering af det radioaktive affald. Det nævnes, at regeringen derfor har fundet, at en beslutning om kernekraft tidligst vil finde sted i 1981.

1.3 Varmeplanlægning

Varmeplanudvalget (VPU), som er nedsat af handelsministeren, arbejder fortsat med områdeafgrænsning af kraftvarme og naturgasforsyningen.

Handelsministeriet har ikke ønsket at inddrage elværkerne direkte i dette arbejde; men værkerne har ydet bistand på en række områder. Dels med datagrundlaget, - hvor ELSAM har afgivet bolig- og varmebehovsdata, som nu er indbygget i en database på Risø - og dels med afgivelse af beregningsværktøj. Varmeplanudvalget har hidtil ikke taget skridt til at undersøge andre forsyningsstrategier end dem, der er baseret på gas og kraftvarme. Derfor har ELSAM og ELKRAFT i samarbejde med Risø og DEFU startet en elvarmeundersøgelse med henblik på at vurdere de tekniske og økonomiske muligheder for yderligere at erstatte olie med kul og senere med uran. Det er specielt områder, der idag er opvarmede med oliefyr, og som ikke kan nås med rørbunden forsyning, der tænkes elopvarmet (direkte elvarme, akkumulerende elvarme, varmepumper m.m.).

I Varmeplanudvalgets delundersøgelse af trekantområdet (Kolding, Vejle, Fredericia) har ELSAM deltaget og bl.a. ydet beregningsmæssig assistance, idet følgende alternativer er vurderet

- moderat udbygning af eksisterende fjv-net
(referenceplan)
- gasforsyning
- lokalt modtryksværk
- varme fra Skærbækværket
- lokalt kulfyret værk
- industrivarmer (kun Fredericia)

De økonomiske og brændselsmæssige konsekvenser er belyst. Fjernvarmealternativerne forudsætter store investeringer i bl.a. fjernvarmedistributionsnet. Investeringerne i gasdistributionsnet udgør ca. en fjerdedel af de tilsvarende fjernvarmenetinvesteringer. Dette medfører, at gasalternativernes økonomi bliver meget afhængig af prisen på naturgassen og hovedtransmissionsnet.

Flertallet af de undersøgte planer bedømmes som urentable, idet den interne rentefod er beregnet til 5% og derunder. Den højeste interne rente findes for industrivarmerforsyningen til Fredericia og for lokale kraftvarmeværker i Kolding og Vejle.

Gasforsyningsalternativerne har de laveste internrenter. Det afhænger bl.a. sammen med, at der i de undersøgte områder i forvejen findes omfattende fjernvarmenet. Disse net opvarmes ved hjælp af fuelolie, som overvejende erstattes af gas i gasforsyningsalternativerne. Ved beregningerne er fuelolieprisen regnet lidt lavere end gasprisen.

Foreløbige oplysninger fra Varmeplanudvalget tyder på, at naturgassen i 1. etape skal fordeles med ca. 1 mia. m³ årligt i hovedstadsområdet og en tilsvarende mængde i resten af landet.

I eksisterende kraftvarmeområder opretholdes kraftvarmerforsyningen, og tilslutningsgraden søges hævet mest muligt. Det gælder København, Odense, Århus, Aalborg, Esbjerg, Randers, Åbenrå og Vordingborg.

Kraftvarmerforsyningen får fortrinsstilling fremfor andre opvarmningsformer i en stor del af hovedstadsområdet samt i Herning-Ikast, Kalundborg, Varde og Rønne. Det er (ifølge Varmeplanudvalget) muligt, at kraftvarmerforsyning anvendes som planlægningsforudsætning i Hjørring, Holstebro, Viborg, Silkeborg, Sønderborg, Kolding og Vejle. Undersøgelser vedr. disse byer samt Haderslev gennemføres for øjeblikket i ELSAM-regi ifølge forslag i Udvidelsesplan 1978.

Af andre projekter kan nævnes, at Frederikshavn Kommune har ordret et dieseldrevet varmepumpeanlæg, som ved nedkøling af byens spildevand skal kunne levere både varme til byens fjernvarmenet (ca. 9 Gcal/h) og el (700 kW). I Ringe bygges et fluid-bed-anlæg på 4 Gcal/h til fjernvarmeforsyning. Både Elkraft og ELSAM støtter dette projekt økonomisk for at indvinde erfaringer med fluid-bed-kedler. Gasdistributionsselskaberne undersøger muligheden for kombineret el- og varmeproduktion fra gasfyrede gasturbiner.

For Fyns vedkommende er der indgået et samarbejde mellem Naturgas Fyn, Fyns Amt, Telefonselskabet (FKT), Fynsværket og ELSAM om etablering af et fælles datagrundlag til anvendelse i de enkelte selskabers planlægning. ELSAM stiller edb-systemer til rådighed for dette samarbejde.

1.4 Udvidelsesplan 1978

Med udvidelsesplan 1978 blev det indstillet til endelig beslutning at bygge Studstrupværkets blok 3 på 330 MW_{netto} med fjernvarmeudtag på 375 Gcal/h (436 MJ/s) (i endelig koncept er enheden udlagt til 350 MW_{netto}). Udbygningen blev godkendt på bestyrelsesmøde den 16. april 1978, og ansøgning blev sendt til Energistyrelsen den 25. april 1978. Den 8. januar 1979 har Energistyrelsen godkendt udbygningen med MKS3. Tidsplanen for idriftsættelsen kan blive kritisk på grund af myndighedsbehandlingen, af miljøansøgninger og lokalplanen.

Udvidelsesplan 1978 indstillede til projektering og myndighedsbehandling

- Studstrupværk blok 4 identisk med blok 3.
Endelig beslutning skulle træffes efteråret 1978.
- SH og VK forestår planlægning, myndighedsbehandling og projektering af blokke på 600 MW i henholdsvis Ensted og Esbjerg. (Foreløbig redegørelse fra VK, marts 1979)

Desuden blev indstillet (status for de enkelte punkter pr. 1.1.1979 er angivet i parantes).

- at SV vurderer udbygningsmuligheden i Skærbæk med 300 MW (se pladsundersøgelse EK55, litt. 6)

- at SH udarbejder projekter til 20 MW modtryksenhed og 50 Gcal/h kulfyret varmekedel (rapporter fra SH, litt. 7 og 8)
- NK/NE undersøger mulighederne for effektudbygning i Nordjylland (rapport fra NK og NE under udarbejdelse)
- at ELSAM angiver blokpriser (rapport foreligger litt. 10)
- at ELSAM vurderer nye byggepladser (se pladsundersøgelser, litt. 6 og 16)
- at ELSAM og interessenter vurderer mulige nye kraftvarmebyer (arbejde igang)
- at ELSAM undersøger mulighederne for kuldistribution til små fjv-centraler (arbejdet fortsættes i samarbejde med Dansk Kedelforening og Danske Fjernvarmeværkers Forening)
- at der udarbejdes afregningsregler for interessentejede anlæg, modtryksanlæg (arbejde igang)

Desuden skulle tidligere beslutninger om forhandling med NVE (Norge), det nukleare arbejde og opfølgningen af luftmagasinværk fortsættes.

Energistyrelsen har kommenteret planen ved møde i Energistyrelsen den 2.10.1978 og med brev af 7.11.1978.

Energistyrelsen kan tilslutte sig indstillingen til projektering og myndighedsbehandling af MKS4 og eventuel ombygning af SVS B2 til kulfyring.

På mødet i Energistyrelsen den 2.10.1978 blev det fra ELSAM oplyst, at Herningværket (ca. 80 MW_{netto}) er godkendt i ELSAMs bestyrelse. VK's ansøgning til Energistyrelsen blev sendt den 20. december 1978.

Med brev af 7.11.1978 anfører Energistyrelsen, at den "ønsker at se nærmere på udbygningen af Enstedværket og Vestkraft samt eventuelt Studstrupværket, blok 4, blandt andet i relation til mulighederne for at etablere anlæg i fjernvarmedækkede byer eller etablere anlæg på ca. 300 MW i de eksisterende kraftvarmebyer".

Randers Byråd har den 8. januar 1979 vedtaget at bygge et modtryksværk på ca. 45 MW_{netto} til erstatning af eksisterende anlæg. Randers Kommune har den 24. januar 1979 søgt om bevilling i henhold til lov om elforsyning.

1.5 Udbygningspolitik 1979

Energipolitik

Elværkerne kan - indtil en godkendelse af bygning af kernekraft foreligger - medvirke til nedbringelse af Danmarks olieforbrug og til reduktion af landets sårbarhed under olieknaphed ved:

- overvejende at basere elproduktionen på kulfyrede anlæg
- at opretholde en passende effektreserve, så forceret kørsel med oliefyrede anlæg reduceres
- at opretholde store lagre af kul og olie
- at omlægge en større del af rumopvarmningen til fjernvarme fra kulfyrede kraftvarmeanheder
- at undersøge og informere om rigtig udnyttelse af el, herunder elvarme og varmepumper.

Driftssikkerhed og økonomi

Elværkernes produktions- og transmissionskapacitet er afgørende for opretholdelsen af den hidtidige, tilfredsstillende driftssikkerhed.

Produktionskapaciteten bør altid være tilstrækkelig til at sikre stabil forsyning og til at undgå afhængighed af udenlandsk havarihjælp i et uacceptabelt omfang.

Ved en snæver dimensionering af reservekapaciteten skal der være stor sikkerhed for, at ny effekt går i drift på det forudsatte tidspunkt.

Transmissionssystemet (incl. udlandsforbindelserne) bør have en kapacitet, som kan sikre forsyningen overalt, selv ved en meget skæv produktionsfordeling. Det skal desuden muliggøre en hensigtsmæssig udnyttelse af udlandsforbindelserne, herunder de lejlighedsvis køb af overskudsenergi fra vandkraftområderne. Endelig skal det være robust under driftsforstyrrelser.

Under driftsforstyrrelser skal transmissionssystemet sikre fortsat stabil forsyning i størst mulige omfang.

Sammenhængen mellem elprisen og elforsyningens kvalitet med hensyn til forsyningssikkerhed, driftssikkerhed og miljøbelastninger er af meget kompleks natur. Det er meget dyrt at honorere ekstreme krav til f.eks. brændselslagre og miljøforhold. På den anden side kan anlægsbesparelser blive dyre for elforbrugerne. Brændslet vil blive dyrere desto mindre havne og brændselslagre, der er til rådighed. For ringe produktionskapacitet medfører dyre køb af el fra udlandet. Svage transmissionsanlæg giver store ulemper, også økonomiske som følge af forsyningsafbrydelser.

Planlægning

På dette grundlag foreslås elsystemets udbygning planlagt således:

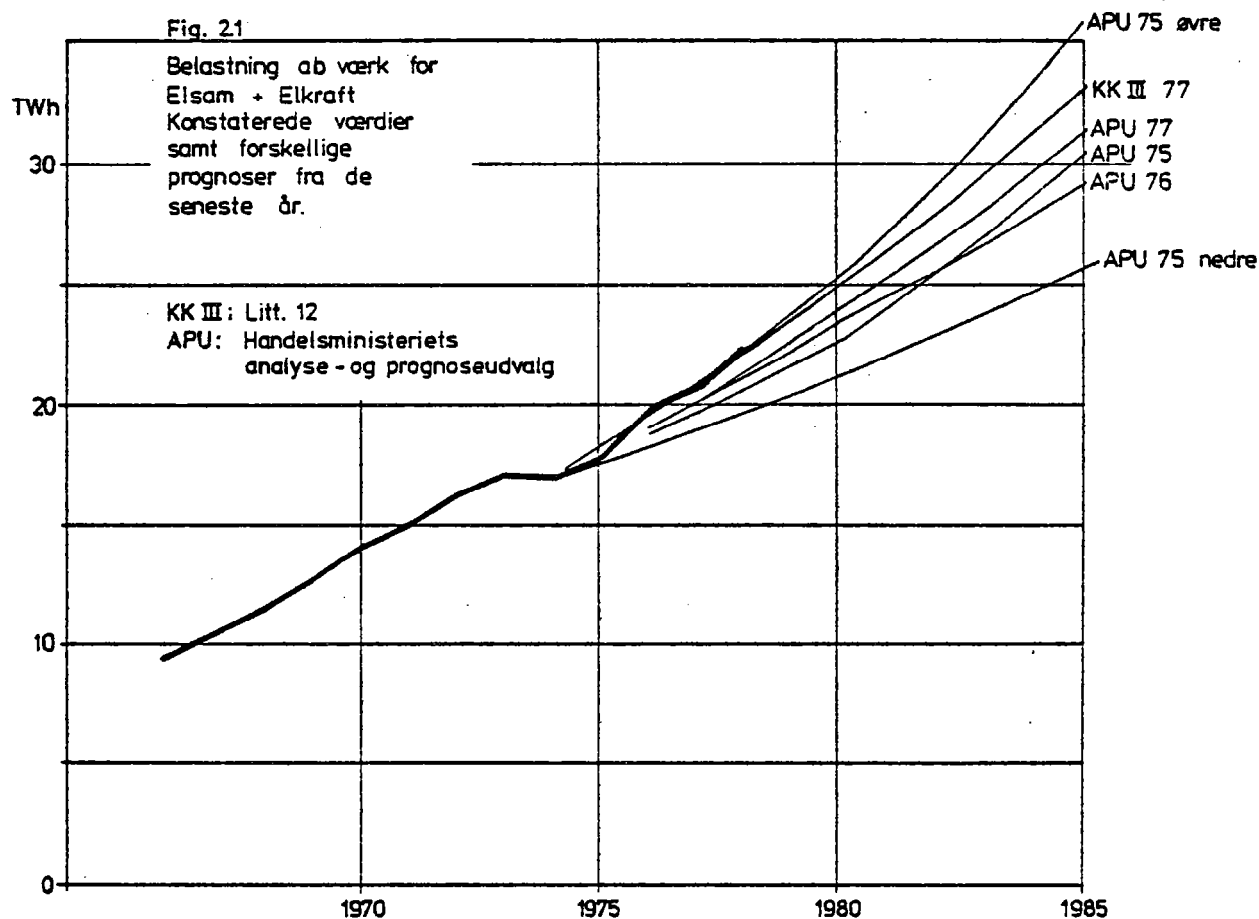
- ~~Planlægningen baseres på~~ *Planlægningen baseres på*
~~Produktionssystemet udbygges i overensstemmelse med den bedst~~
forudsætter en økonomisk udvalgt i overensstemmelse med
reserverings m.v.
- Reserveeffekten tilpasses omhyggeligt under hensyn til økonomi, driftssikkerhed og internationale forpligtigelser.
 - Optioner på effekt, som kan disponeres kortsigtet, reserveres til dækning af uforudsete belastningsstigninger, f.eks. som følge af konjunktursvingninger.
 - Nye produktionsanlæg besluttet så tidligt, at eventuelle forsinkelser i godkendelses- eller byggefasen ikke udskyder det planlagte idriftsættelsestidspunkt.
 - Flest mulige produktionsanlæg indrettes til fyring med både kul og olie og i så fald tillige med mulighed for ombygning til fyring med naturgas.
 - Brændselslagrene dimensioneres, så de kan rumme brændsel til mindst ¹⁸ ~~9~~ måneder normal drift.
 - Kraftvarmeanlæg kan etableres - hvor dette ikke er i modstrid med kommende varmeplanlægning - i de tilfælde, hvor der kan opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og hvor den lokale myndighed kan stå inde for, at den fremtidige udbygning af fjernvarmesystemerne faktisk finder sted. Desuden skal afregningen sikre, at elsiden holdes økonomisk skadesløs.
 - *sikres udførelse af en delte*
- Anlægs til modtagelse og transitering af brændsel udbygges således, at der er mulighed for at vælge mellem ~~potentielle~~ *potentielle* leverandører og skibstyper. Anlæggene dimensioneres under hensyntagen til ~~skibstrafikkens~~ *skibstrafikkens* planmæssighed og sikkerheden i de indre ~~denne~~ *denne* forvande.
- variation i skibene m. hensyn til 4-ens*

- Når bestående kraftvarmeanlæg er slidt ned og skal skrottes, etableres, eventuelt, ny kraftvarmeproduktionskapacitet eller fjernvarmetransmissionsledninger til dækning af hovedparten af fjernvarmens energibehov.
- Eltransmissionssystemet udbygges ^{således} ~~så robust~~, at der sikres alle områder en rimeligt høj forsyningssikkerhed, selv ved meget skæve produktionsfordelinger og under driftsforstyrrelser. Gældende praksis med hensyn til dimensionering, overvågning, beskyttelse og kommunikation har hidtil givet et primærnet af passende styrke.

2. BELASTNINGSFORHOLD

2.1 Prognose for elbelastningen

Til grund for dette års udvidelsesplan er lagt samme prognose som den, der blev anvendt i udvidelsesplanen 1977 og 1978, og som iøvrigt er identisk med ELSAMs andel i elværkernes KKIII-prognose fra 1977.



På fig. 2.1 er vist udviklingen i forbruget i de seneste år sammenholdt med handelsministeriets analyse- og prognoseudvalgs (APU's) prognoser fra 1975, 76 og 77 og elværkernes KKIII-prognose. - KKIII-prognosen forudser for ELSAM-området en årlig stigning på 7,3% i 1978 faldende til 5,5% i 1988. I 1977 var

den faktiske stigning i forbruget 7,3%, mens den i 1978 var 7,9%. Denne afvigelse fra prognosen anses dog ikke for at være tilstrækkelig markante til på nuværende tidspunkt at give anledning til forslag om en forøgelse af den stigningsfaktor, der lægges til grund for udvidelsesplanen 1979.

På baggrund af de politiske ønsker, der er kommet til udtryk i de seneste år med hensyn til en reduktion af stigningen i elforbruget i fremtiden bl.a. på baggrund af ønsket om en reduktion af de offentlige investinger i første halvdel af 80'erne, vurderer handelsministeriet for tiden mulighederne for gennem diverse foranstaltninger at påvirke udviklingen i elforbruget, så det kan sandsynliggøres, at det vil være forsvarligt at basere effektudbygningen på en lavere prognose end APU's 1977-prognose. Elværkernes svar på en anmodning fra handelsministeriet om kommentarer til de forskellige mulige foranstaltninger er afleveret med brev af 10.10.1978. En væsentlig kommentar i besvarelsen er, at hidtidige praksis har vist, at det er overordentligt vanskeligt gennem specialtariffer eller andre foranstaltninger at påvirke forbrugsmønstret nævneværdigt. En væsentlig ændring i forbrugsudviklingen vil formentlig kun kunne effektueres ved konkurrenceforvridende afgifter, tvangsforanstaltninger eller direkte forbud mod elforbrug til visse formål, d.v.s. gennem kraftige indgreb i de hidtidige frie forbrugsmønstre. - En anden vigtig kommentar i besvarelsen er, at elværkerne anser det for uforsvarligt at basere udbygningen på forventningerne om virkningen af forbrugshæmmende foranstaltninger. Virkningen af disse må konstateres på forbruget over en rimelig tid, før der kan tages hensyn hertil ved udbygningen af produktionsanlæggene.

I perioden fra 1921-1975 er elforbruget gennemsnitligt øget med 9,2% om året. Disse 54 år omfatter flere perioder, der kan betegnes som kriseperioder, f.eks. trediveernes depression og 2. verdenskrig. - Perioden 1950-70 omfatter ikke egentlige kriser, men er en periode med tydelige konjunkturudsving. I denne periode afspejler forbruget ganske godt den almindelige økonomiske udvikling (se bilag 2.2). En analyse af forbrugsstigningen i denne periode viser følgende:

1950-69	var den gennemsnitlige årlige stigning	9,6%
1950-59	- - - - -	8,1%
1960-69	- - - - -	10,6%

Antages det, at elforbrugets stigning i en periode uden egentlige kriser varierer lidt i forhold til en langtidstendens, tyder disse resultater på, at der over en årrække kan forekomme afvigelser på omkring 1,5% fra langtidstendensen. Byggetiden for et nyt kraftværk kan sættes til ca. 6 år. Der-
som man kan analysere sig frem til en korrekt langtidstendens for denne periode, kan man alligevel på grund af konjunkturudsving fejlprognosticere med en faktor på $1,015^6 = 1,093$, d.v.s. med ca. 9% over et anlægs byggetid.

Hvad angår langtidstendensen kan udviklingen efter 1973-74 minde noget om forløbet efter 2. verdenskrig (bilag 2.3). Ud fra de seneste observerede svingninger i den årlige stigning (bilag 2.3) må man se i øjnene, at den gennemsnitlige stigningsprocent for tiåret 1974-84 for ELSAMs vedkommende kan ligge omkring 7-8%. Dette er noget over den prognosticerede stigning, således at der er alvorlig risiko for, at vi i 80'erne kommer i en anstrengt effektsituation selv uden en regulær konjunkturopgang.

En stigningstendens, der er ret meget mindre end 7-8% for dette årti, forekommer ikke særlig sandsynlig. Det ville være et afgørende brud med over 50 års stabil udvikling, og det vil jvf. bilag 2.2 kræve en drastisk ændring af det hidtil konstaterede forhold mellem elforbrugsstigning og stigning i bruttonationalprodukt (d.v.s. drastiske tvangsforanstaltninger og forbud) og/eller en væsentlig reduktion i den stigning i bruttonationalproduktet, der tilstræbes fra politisk side for de kommende år.

I handelsministeriets varmeplanudvalgs overvejelser om styringsmidler (litt. 11) indgår "forbud mod etablering af varmesystemer som ikke let vil kunne omstilles til rørført energiforsyning". Det betyder "forbud mod elvarme i visse områder". Ifølge handelsministeriets egne vurderinger kan en konsekvent gennemførelse af dette forbud højst begrænse elforbruget i 1985 med et par procent.

En meget dybtgående analyse af indvirkningen på elforbruget af eventuelle forbrugshæmmende indgreb fra myndighedernes side samt en gennemførelse af disse indgreb og en konstatering af en deraf følgende faldende stigningstakt må derfor være en absolut forudsætning for, at det fra ELSAMs side kan accepteres, at der lægges en anden prognose til grund for udbygningen frem til og med 1984 end den her i udvidelsesplanen forudsatte.

2.2 Fjernvarmeprognose

For kraftværker med udtagsenheder (som de fleste eksisterende fjernvarmeenheder) har fjernvarmeproduktionen bl.a. den betydning, at enhedens mulige elproduktion reduceres noget, f.eks. 0.2 MW pr. Gcal/h (0.17 MW pr. MJ/s). Betydningen af denne effektreduktion kan mindskes ved installering af varmeakkumulatorer. Ved reserveeffektundersøgelserne får effektreduktionen en samlet virkning, som må tages i betragtning. Virkningen af en fejl på fjernvarmeprognosen er dog så begrænset, at det hidtil ikke har været nødvendigt at gå i detaljer med prognosticeringen af fjernvarmebelastningen.

Ved bygning af decentrale kraftvarmeværker vil man anvende modtryksenheder. Her stiller sagen sig anderledes, da modtryksenheder kun kan producere el i det omfang, der er varmebelastning til. Det er således afgørende at sikre sig, at en ny modtryksenhed har tilstrækkelig varmebelastning. Fjernvarmebelastningen afhænger især af, hvor hurtigt de lokale fjernvarmenet udbygges. Derfor må fastlæggelsen af en modtryksenheds størrelse foregå i nært samarbejde med lokale myndigheder, som kan stå inde for, at den forventede udbygning af fjernvarmesystemerne faktisk finder sted.

For de hidtidige kraftvarmebyer er der indhentet prognoser for kraftvarmebelastningen i kraftvarmeområdet.

	Leveret ab værk	Belastningsgrundlag for kraftvarmeværker, prognose	
		1985 TJ	1995 TJ
Odense	6223	7746	9524
Esbjerg	2570	5129	5896
Århus	3475	11215	13463
Aalborg	2888	4820	5730
Randers	1530	2056	2382
Åbenrå	391	775	888

Se desuden bilag 2.5, 2.6 og 2.7

En undersøgelse af mulige nye kraftvarmebyer er iværksat i henhold til forslag i Udvidelsesplan 1978. For trekant-området (Kolding, Vejle, Fredericia) foregår undersøgelsen i handelsministeriets varmeplanudvalgs regi.

Undersøgelsen er ikke afsluttet. Tallene i nedenstående tabel er forsigtige og foreløbige og skal kun antyde udbygningsmulighedernes størrelsesorden.

	Fjernvarme leveret af værk 1978 TJ	Mulig leverering af værk 1985 TJ	Tilsvarende modtryks- enhed MW
Frederikshavn	584	1239	21
Haderslev	384	599	14
Hjørring	712	1239	26
Horsens	483	850	20
Kolding	932	1628	31
Silkeborg	843	1319	32
Sønderborg	534	854	20
Vejle	772	1540	37
Viborg	1046	1319	25
Herning/Ikast	2726*	3977	83

* 1976

Der kan senere blive tale om at undersøge andre byer.

Som grundlag for bedømmelsen af fremtidige varmelastninger findes hos ELSAM et varmeetlas, som for det jyske område bl.a. tager hensyn til kommunernes § 15-planer for by- og boligudviklingen. På dette grundlag kan man bedømme totalt varmebehov til rumopvarmning og skitsere et fjern-varmetransmissionsnet. Det afgørende bliver imidlertid distributions-nettets udbygningstakt og tilslutningsgraden, og her må man i hvert enkelt tilfælde støtte sig til lokale myndigheder.

For Herning/Ikast er der vedtaget et kraftvarmeprojekt. For de øvrige byer, hvor rentabiliteten for værk og transmissionssystem ser ud til at kunne blive acceptabel, og hvor kraftvarmeproduktion ikke er i strid med kommende varmeplanlægning, bør nærmere undersøgelser vise, om et projekt bør gennemføres. Et nyt kraftvarmeprojekt må forudsætte, at der kan opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og at den lokale myndighed står inde for, at den nødvendige udbygning af fjernvarmesystemerne finder sted.

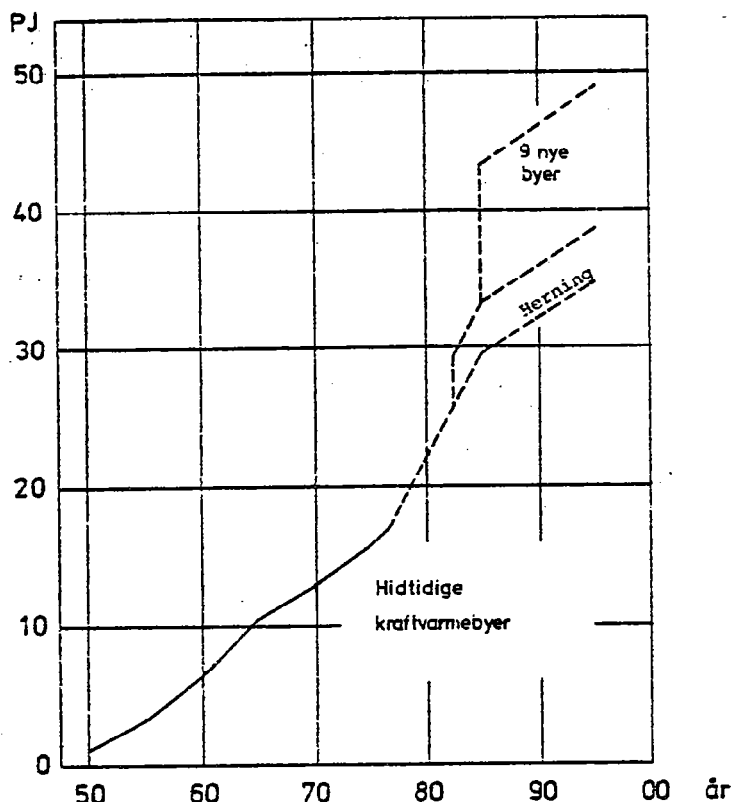


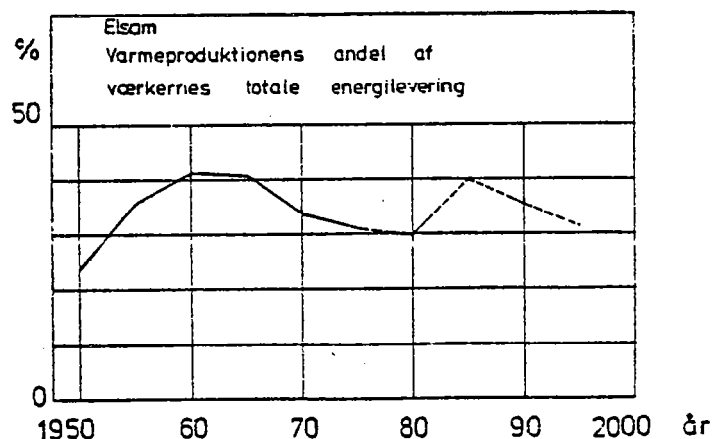
Fig. 2.2

Konstaterede fjernvarme-produktioner og mulig udvikling

(ab k/v-værk; definition se bilag 2.5)

Fig. 2.2 giver et indtryk af, hvilken kraftvarmeproduktion der kan opnås vest for Storebælt, hvis alle nævnte projekter gennemføres. I 1995 bliver områdets samlede forbrug til rumopvarmning af størrelsesordenen 140 PJ an hus (KKIII).

Da kraftvarmeproduktionen medfører restriktioner for elproduktionen, bør det kontrolleres, om et forceret udbygningsprogram med kraftvarmeproduktion medfører driftsmæssige vanskeligheder. Man kan på forhånd vise, at med den foran givne elprognose produceres el og varme i de kommende år i indbyrdes forhold, som tidligere er prøvet (fig. 2.3).



Bilag 2.3

Varmeproduktionens andel af værkernes totale energilevering. (1 kWh = 3600 kJ).

3. UDBYGNINGSPLANER

3.1 Eksisterende og besluttede enheder

Der henvises til oversigten på bilag 3.1.

Den disponible effekt pr. 1.1.1979 opgøres til 3580 MW incl. udenlandske køb og salg. Kulfyring er mulig for enheder på ialt 1601 MW (45%), hvoraf 986 MW udgøres af enheder på over 100 MW og 615 MW på mindre enheder.

Udtagsenheder til kombineret produktion af el og varme findes i Odense, Århus, Aalborg, Randers, Åbenrå og Esbjerg. Varmeproduktionen vil idag overvejende kunne ske på kulfyrede enheder.

Besluttede ombygninger og nyanlæg.

1979	SHE	305 MW	kul/oliefyret enhed
1979	FVO	(269 MW)	ombygning til kul/oliefyring
1980	SVS	(269 MW)	ombygning til kul/oliefyring
1983	MKS	350 MW/480 MJ/s	kul/oliefyret udtagsenhed
1983	Herning	83 MW/174 MJ/s	kul/oliefyret modtryksenhed
1983	Randers	45 MW/105 MJ/s	kul/oliefyret modtryksenhed

Hermed vil den kulfyrede effekt i 1980 være forøget med 843 MW til ialt 2444 MW (63% af 3885 MW), (ombygning på SV er besluttet i henhold til aftale på bestyrelsesmøde den 9. marts 1979).

I slutningen af 1983 vil den kulfyrede effekt være ialt 2922 MW eller 67% af den installerede effekt på 4363 MW.

Ombygning til kulfyring på FV

Ombygningen af FV's kedel 6 (blok 3 på 269 MW) til kul/oliefyring foregår planmæssigt og forventes afsluttet oktober 1979.

Budgettet angav med basispris pr. 1.10.1977 139,6 Mkr. I december 1978 var den samlede budgetsum på 159,7 Mkr. excl. byggerenter.

Ombygning til kulfyring på VK

Ombygningen af VK's blok 2 (257 MW) til kulfyring er afsluttet, så man kan køre kulfyring. Blokkens kapacitet efter ombygningen er en smule reduceret, fordi man har valgt at udsætte udskiftningen af sugetræksblæsere, til der kan foretages målinger på den ombyggede kedel. Fuldlast med kul/oliefyring vil kunne opnås, når sugetræksblæserne er ændret.

Budgetopfølgningen pr. december 1978 for ombygningen og kullosse- og -transportanlæg viser et forventet slutresultat på 121,6 Mkr.

Retablering af kulfyring på MK

Retablering af kulfyring på MK's kedel 9 og 10 (Århus-værket), der blev budgetteret til 10,3 mio. kr., blev afsluttet planmæssigt i okt./nov. 1978.

Ny enhed i Ensted (305 MW/116 MJ/s)

Idriftsættelsen af en ny blok på 610 MW (EV3) i Ensted vil ske i april kvartal 1979 og forventes afsluttet august/september 1979. Startbudgettet ultimo 1974 over anlægsudgifter for blokanlæg, kulhavn og -lager, nye fællesanlæg og oliehavn og -lager var 881 Mkr. Incl. prisregulering og korrektion for tekniske ændringer er budgettet ultimo 1978 på 1053 Mkr. Heraf er 976 Mkr. disponeret. Budgettet for blokanlægget alene er ultimo 1978 på 772 Mkr.

Halvdelen af blokken ejes og betales af NWK.

Ny enhed i Studstrup (350 MW/480 MJ/s)

På ELSAMs bestyrelsesmøde den 6. april 1978 blev det vedtaget at bygge en ny udtagsenhed i Studstrup. Det er planen, at enheden skal levere fjernvarme til Århus (Varmeplan Århus), men endelige leveringsvilkår er ikke aftalt.

Budgetprisen er 902,6 Mkr. (pr. medio 1978), hvoraf brændselsanlæg udgør 137,3 Mkr. og fjernvarmeanlæg 48,3 Mkr. Der er afgivet foreløbig ordre (letter of intent) på kedlen, medens turbineanlægget endnu ikke er ordret.

Anlæggets størrelse er endeligt fastlagt til 350 MW_{netto} og 480 MJ/s (413 Gcal/h).

Ny enhed i Herning (83 MW/174 MJ/s)

På ELSAMs bestyrelsesmøde den 7.-8. november 1978 blev det vedtaget at anmode VK om at bygge en ny modtryksenhed i Herning.

Den foreløbige budgetpris er 263 Mkr. Desuden skal der etableres et fjernvarmetransmissionssystem til de enkelte fjernvarmecentraler i Herning og Ikast. Dette transmissionssystem er budgetteret til 120 Mkr.

Fjernvarmebelastning af værk i Herning/Ikast var i 1976/77 2900 TJ (690 Tcal) og anlægget er udlagt til en forventet fjernvarmebelastning i 1985/86 på 4000 TJ (950 Tcal). For at anlægget får en tilstrækkelig benyttelsestid, må de lokale myndigheder sørge for en tilstrækkelig udbygning af fjernvarmenettet samt opnå en tilstrækkelig høj tilslutningsprocent.

Kultransportspørgsmålet undersøges og ventes afklaret i slutningen af 1979. Der foreligger to hovedvarianter, enten transport med jernbane eller med lastbil.

Lokalplanen er endnu ikke vedtaget og miljøgodkendelsen er endnu ikke kommet.

Ny enhed i Randers (45 MW/105 MJ/s)

Randers byråd har den 8.1.1979 besluttet at finansiere, bygge og drive en ny modtryksenhed. Enheden vil helt erstatte nuværende modtryksanlæg på 20 MW, som forventes skrottet i 1983. Disse ældre modtryksanlæg er ikke medtaget i oversigten over eksisterende anlæg.

Budgetprisen er pr. november 1978 216 Mkr. incl. spidslastanlæg til varmeproduktion.

3.2 Udbygningsmuligheder

3.2.1 Ombygningsmuligheder til kulfyring

For de oliefyrede 250 MW blokke bedømmes mulighederne således:

	Byggeår	MW	Ombygningsmulighed
VKE B2	1969	257	Ombygget i 1978.
SVS B2	1971	269	Ombygning færdig 1980.
MKS B2	1972	263	Kedlen uegnet, se nedenfor.
NKA B1	1973	269	Umulig af pladshensyn.
FVO B3	1974	269	Ombygning færdig 1979.
NEV B2	1977	305	Kedlen uegnet, se litt. 3

Efter forslag i sidste års udvidelsesplan er muligheden for ombygning af MKS blok 2 til kulfyring undersøgt.

MKS 2's kedel er en beholderkedel med naturlig cirkulation bygget for ren oliefyring og idriftsat i 1972. Kedlen yder 800 t/h, svarende til en ydelse på 263 MW brutto på generatoren.

Ved en eventuel ombygning til kulfyring anses det maximalt opnåeligt, at der kan opnås fuld ydelse med "garantikul", idet der ikke vil kunne etableres nogen reserve for "dårlige" kul.

Den nødvendige forøgelse af fyrrummets dimensioner kan ikke skabes gennem højdeforøgelse, løftning af hele kedelkonstruktionen anses ikke for realiserbar og udgravning er ikke mulig på grund af fundamenteringsteknikken og underliggende kølevandskanal. For at skaffe en rimelig fyrrumshøjde kan boxerfyring formentlig introduceres.

Den nødvendige dybdeforøgelse af fyrrummet opnås ved at "skære" kedlen langs bagvæg og næse og etablere en helt ny kedeldel bestående af sidevægge, bagvægge, næse og "andet træk".

Det er særdeles tvivlsomt, om røggasrecirkulationen kan opretholdes. Såfremt røggascirkulationen ikke kan retableres, vil kedlens egnethed for oliefyring være alvorligt reduceret.

Ombygningsprisen skønnes at ville andrage 153 mio. kr. som minimumspris. En ombygning vil i givet fald tidligst kunne være afsluttet medio 1981 efter udetid på ca. 1½ år.

En ombygning af MKS 2's kedel må anses for uhensigtsmæssig. I givet fald vil en helt ny kedel med stor sikkerhed kunne bygges til en lavere pris end de nævnte kr. 153 mio.

De i sidste års udvidelsesplan omtalte undersøgelser på NK, om en eventuel ombygning af sektion 2 så en større del af den kombinerede el- og varmeproduktion kan foregå på kul/oliefyrede anlæg, har været fortsat. En beslutning vil først blive truffet, når der er taget stilling til et eventuelt fællesværk for NE og NK. Undersøgelserne tyder imidlertid på, at det ikke er muligt at installere større elektrisk effekt på NK, end der er nu.

3.2.2 Nye kraftværksenheder

Bilag 3.2 giver en oversigt over aktuelle anlægstyper og -størrelser.

Anlægspriserne er opgivet som specifikke kontraktpriser, d.v.s. som kontraktpris i 1978-kr. pr. kW installeret (kr./kW). Hele anlægsprisen er altså sat i relation til eleffekten. Kontraktprisen er den samlede pris for anlægget excl. byggerenter og inflation.

Anlægspriserne for 600 MW og 350 MW anlæg er hentet dels i blokprisudvalgets rapport (litt. 10) og dels, for de eksterne anlægs vedkommende, fra den igangværende undersøgelse vedr. eventuelle nye byggepladser for konventionelle anlæg på Djursland og Nordøstfyn. Der er regnet med 720 kr./kW til eksterne anlæg ved bygning på en ny plads og 270 kr./kW ved udvidelse med en blokenhed på en eksisterende plads. Anlægspriserne er lidt lavere end forudsat i sidste års udvidelsesplan. Anlægspriserne for de øvrige anlæg i bilag 3.2 er overført fra sidste år, idet det skønnes, at disse priser fortsat gælder (som medio 1978-kr.).

Anlægspriserne for 350 og 600 MW enhederne omfatter ikke anlæg til fjernelse af svovl. Et sådant røggasafsvovlingsanlæg har pris og volumen af samme størrelsesorden som den tilsvarende kedel. De udenlandske erfaringer med disse anlæg er endnu spinkle og ikke særligt gode. Krav om røggasrensning vil medføre en afgørende ændring af planlægningsforudsætningerne, specielt for mindre kul/oliefyrede anlæg.

Til belysning af mulighederne for varmforsyning i mindre byer har SH lavet skitseprojekt til et kulfyret kraftvarmeværk på 17 MW og 40 Gcal/h (47 MJ/s) (litt. 7) samt et kulfyret fjernvarmeværk på 40 Gcal/h (47 MJ/s) (litt. 8).

Hvis meget små kraftværker på alle punkter skal opfylde kraftværksspecifikationerne (litt. 9), ville de blive uforholdsmæssigt dyre. SH's skitse er derfor baseret på nogle forenklinger med hensyn til automatik og reguleringsegenskaber. Dette kan være berettiget for meget små anlæg, hvis daglige drift foregår efter et forud fastlagt mønster, men det kan nødvendiggøre særlige regler for effektafregningen.

Ifølge vedtagelser med udvidelsesplan 1978 er der iværksat undersøgelser af mulighederne for udbygning med kul/oliefyrede enheder på nogle af de eksisterende værker til dækning af den nødvendige effekttilgang på ca. 1300 MW i den sidste halvdel af 80'erne. Mulighederne kan efter de hidtidige undersøgelser beskrives således:

Vestkraft	600 MW blok mulig fra 1986
Ensted	600 MW blok (EV4) mulig fra 1984
Limfjorden	600 MW blok mulig fra 1986
Skærbæk	300 MW blok mulig fra 1985

Alle disse muligheder undersøges nærmere, men der er kun behov for nogle inden 1990.

Der foreligger endnu ikke anlægspriser for alle disse udbygninger. Med hensyn til havne og brændselstilførsel henvises til afsnit 3.6.

Der arbejdes desuden med vurdering af byggepladser syd for Grenå og mellem Nyborg og Kerteminde. Nye byggepladser skal indpasses i regionsplanerne.

3.2.3 Nye kraftvarmebyer

I henhold til forslag i udvidelsesplan 1978 er en undersøgelse af mulighederne for gennemførelse af kraftvarmeprojekter i en række byer indledt.

En række tekniske problemer skal løses, for et nyt kraftvarmeprojekt kan realiseres, herunder udbygning af det nødvendige fjernvarmenet, konstruktion af en passende kraftværkstype, opbygning af en kulforsyning, bortskaffelse af aske og slagger og hensigtsmæssig indpasning i elforsyningens transmissions-system.

Ved den økonomiske vurdering indsættes værdien af værkets produktion af elektrisk effekt, elektrisk energi og fjernvarmen. Den elektriske effekt og energi vurderes på grundlag af blokpriser for et nyt grundlastanlæg (jvf. blokprisudvalget).

Et projekts gennemførelse må forudsætte, at de lokale myndigheder står inde for fjernvarmesystemets planmæssige udbygning, at elforsyningen holdes skadeløs for eventuelle økonomiske eller driftsmæssige gener, og at projektet ikke er i strid med en eventuel lov om varmforsyning.

Undersøgelsen omfatter byerne Frederikshavn, Haderslev, Hjørring, Horsens, Kolding, Silkeborg, Sønderborg, Vejle, Viborg og Holstebro/Struer. Udvidelsesplanen forudser, at decentrale værker kan idriftsættes omkring 1985, men det vides endnu ikke, om de økonomiske og praktiske betingelser for gennemførelse af et eller flere projekter vil være tilstede.

3.2.4 Køb af effekt i udlandet

Tilgangen af ny effekt hos NWK vil i de kommende år ikke finde sted, som hidtil forudsat i NWK's planer. Det skyldes dels rent tekniske forhold og dels en forsinket myndighedsbehandling. På denne baggrund må mulighederne for køb af effekt i Tyskland i begyndelsen af 80'erne bedømmes som ringe.

ELSAMS forbindelser med Norge og Sverige har en samlet overførselsevne på 750 MW, hvoraf 250 MW er disponeret ifølge den gældende effektaftale med Norge. De resterende 250 MW til hver side udnyttes til mere kortsigtede udvekslingsaftaler. Denne mulighed bør opretholdes. En eventuel langsigtet aftale om køb af effekt i Norge eller Sverige bør derfor være betinget af en mindst lige så stor udvidelse af overføringskapaciteten på forbindelsen til det pågældende land.

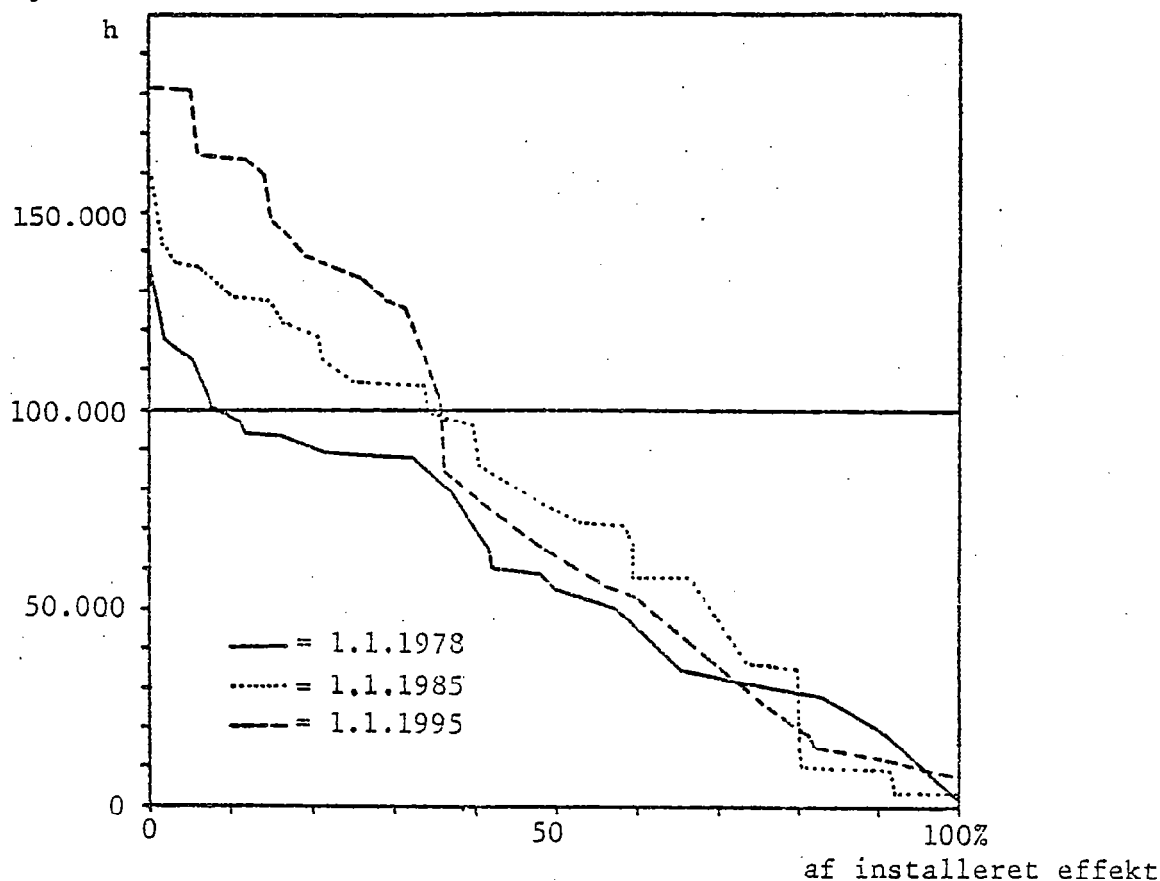
Nordels planlægningsudvalgs undersøgelser af økonomien i udvidelse af samarbejdsforbindelserne mellem Norge/Sverige og Jylland ventes forelagt på Nordels årsmøde i efteråret 1979. Først derefter kan nærmere forhandlinger om udvidelse af overføringskapaciteten og eventuelle effektkøb forventes.

3.3 Produktionsenhedernes nedslidning

Produktionsenhedernes levetid er begrænset. Komponenter, som udsættes for høje tryk og temperaturer, dimensioneres ofte med en levetid på 100.000 driftstimer. Levetid forbruges under drift ved nominelt tryk og temperatur. Man regner desuden med, at hver start reducerer anlæggets levetid.

En opgørelse af turbinernes levetid (excl. starter) pr. 1.1.1978 viser (figur 3.1) en jævn fordeling. I løbet af 1978 er den del af effekten, der har passeret de 100.000 driftstimer øget fra ca. 8% til ca. 15%. På grundlag af driftssimuleringerne er den tilsvarende fordeling beregnet for 1985 (figur 3.1). På dette grundlag må det forventes, at næsten halvdelen af effekten i 1985 har mere end 100.000 driftstimer bag sig.

Fig. 3.1 Turbiners aldersfordeling efter driftstimer:



Den ændrede fordeling har flere årsager. Som følge af ønsket om et lavere olieforbrug køres de kulfyrede anlæg, der blev bygget i 60'erne, stadig som grundlastanlæg. De oliefyrede anlæg, som byggedes i 70'erne, kører mellem-last, dog uden natstop. Denne driftsform medfører et større totalt driftstidsforbrug end den mere traditionelle, hvor et anlæg ikke kørte grundlast-drift mere end 6-10 år efter idriftsættelsen. Med ombygningen af to eller tre 250 MW blokke til kulfyring vil olieforbruget kunne nedsættes mærkbart, men der vil stadig være så stor effekt i oliefyrede anlæg, at de ældre kulfyrede blokke får en høj driftstid.

I 80'erne bliver reserveeffekten mere sparsom og hjælp fra udlandet sandsynligvis væsentlig dyrere end nu. Det er derfor nødvendigt at analysere den nye driftstilstand og dens mulige konsekvenser.

Der er derfor igangsat et arbejde, der har til formål så nøjagtigt som muligt at fastslå den resterende levetid for højt belastede komponenter i ELSAMs ældre produktionsanlæg. Arbejdet omfatter en fastlæggelse af systematik og metoder samt en eventuel anskaffelse af fælles måleudstyr. Arbejdet forestås af en arbejdsgruppe med deltagelse fra alle værkerne og fra ELSAM.

Det må forudses, at undersøgelserne kan føre til ret omfattende udskiftninger af hårdt belastede komponenter i anlæggene. Sådanne udskiftninger vil ofte kræve meget lange udetider.

Det foreslås, at der udarbejdes særlige afregningsregler til brug ved renoveringer, så man ikke risikerer, at afregningsreglerne tilskynder til en sparsommelighed, som kan få uheldige driftsmæssige konsekvenser.

I udvidelsesplanens undersøgelser forudsættes indtil videre, at den årlige eftersynstid fordobles, når enheden passerer de 100.000 driftstimer. Dette kan eventuelt opfattes som et gennemsnit, da man sandsynligvis får brug for meget lange eftersyn med nogle års mellemrum. Der er desuden regnet med, at visse enheder (kulfyrede fjernvarmeenheder) udrangeres efter 30 års drift og ikke, som hidtil, 35 år. Det svarer til, at en driftstid på ca. 180.000 timer er anset for et absolut maksimum.

Det vil være rimeligt at justere disse forudsætninger, efterhånden som der skaffes bedre viden om enhedernes tilstand. Enhederne er ikke ens, hvorfor deres levetid bør bedømmes individuelt.

3.4 Nødvendig reserveeffekt

En del af produktionssystemet er som regel udisponibelt på grund af maskinhavarier. Som gennemsnit over et år må man undvære 8-20% (bilag 3.3). På de tider, hvor havariprocenten er væsentligt højere end gennemsnitsværdien må der importeres havarihjælp under døgnets højeste belastninger, hvis der skal opretholdes en uafbrudt forsyning. Importen er kun mulig, hvis reserveeffekten i den internationale samkøring er stor nok, hvis den nødvendige overføringskapacitet er tilstede, og hvis udvekslingerne ikke begrænses af andre forhold.

Hvis et mindre elproduktionssystem (som f.eks. Elsam) skal accepteres som en ligeværdig partner i det internationale samarbejde, må det mindst bidrage til den fælles reserveeffekt med sin forholdsvis andel. Det må desuden begrænse de driftsmæssige gener, som det påfører nabosystemerne under kapacitetsmangel i eget produktionssystem.

I de foregående udvidelsesplaner anses disse betingelser for opfyldt med en installeret reserve på ca. 20% af belastningens årsmaksimum, regnet i fuldgod effekt. Hermed menes effekt, som er til rådighed året rundt og døgnet rundt i den del af tiden, hvor enheden ikke er til revision eller havareret (forudsat gennemsnits pålidelighed og gennemsnitligt revisionsbehov). Nye beregninger ændrer ikke denne vurdering.

På grund af de stærke udlandsforbindelser vil en beregning af risikoen for, at effektmangel fører til forsyningsafbrydelser, (risikoindeks) ikke have nogen praktisk mening. Det afgørende bliver, hvor meget der skal importeres til opretholdelse af uafbrudt forsyning. Det er muligt at estimere denne import, udtrykt i antal timer, importeret energi og største effektmangel.

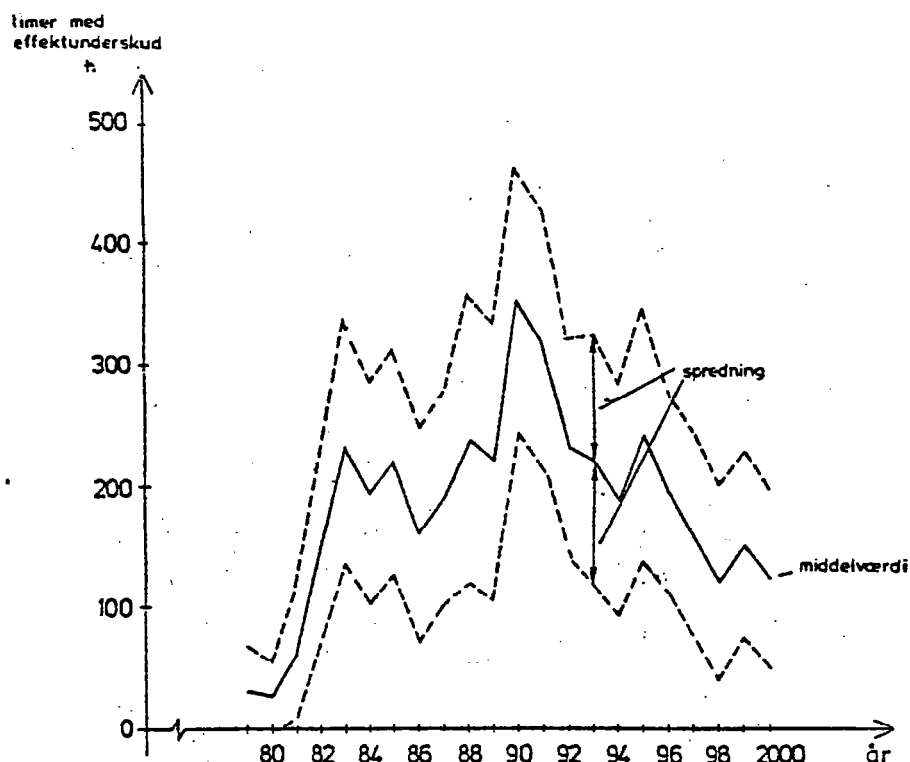
Som eksempel vises på fig. 3.2, hvorledes antal timer med effektmangel vil blive i de kommende år.

Årligt antal timer
med effektunderskud.

Værdien vil med 70%
sandsynlighed ligge i
det viste interval.

Udbygningsplan ifølge
bilag 3.4.

Fig. 3.2



Bedømmelsen af, hvor mange timer om året det kan tolereres, at man modtager havarihjælp udefra, må i nogen grad bero på skøn. Ved disse overvejelser bør naboernes effektsituation tages i betragtning. I perioder med rigelig effekt hos naboerne er effektdimensioneringen mindre kritisk, end når effekten er knap.

Med de viste resultater må effektforholdene i 80'erne bedømmes som mindre tilfredsstillende. Blandt de faktorer, som belaster reservesituationen kan nævnes lavere rådighed for enheder med høje driftstimetale, indkøring af nye enheder og nye enheders idriftsættelse sent på året (som regel 1.7.).

Anvendelsen af reserveprocenten som udtryk for systemets effektsituation indebærer visse muligheder for fejlbedømmelser. En del af systemets installerede effekt er underkastet restriktioner, som nedsætter reserveeffektens værdi. Ved omregning af sådan effekt til fuldgod effekt opnås, at reserveprocenten alligevel kan udgøre en brugbar målestok.

Følgende effekttyper kan kun indgå med en del af deres nominelle effekt som fuldgod effekt.

Overbelastningsevne	Tidsbegrænset ekstraeffekt på visse enheder. Kan normalt benyttes 2 timer ad gangen og et begrænset antal timer om året.
Fjernvarmeaflukning	Tidsbegrænset effekt på udtagsenheder. Kan normalt udnyttes $\frac{1}{2}$ time.
Modtryksanlæg	Effektvardien afhænger af fjernvarmebelastning og akkumuleringsmuligheder.
Nye enheder	I idriftsættelsesåret medregnes kun en brøkdel af effekten svarende til driftsperiodens del af året. Driftssimuleringer har vist, at udskydelse af en idriftsættelse fra 1. januar til 1. oktober fører til havarihjælp i et uacceptabelt omfang, medmindre reserveeffektniveauet øges tilsvarende.

Med længere eftersynsperioder (bl.a. på grund af, at nat- og weekendarbejde ikke kan gennemføres i samme omfang som tidligere), kan kapacitetsmangel opstå hele året.

Tidsbegrænsede udlandsaftaler (f.eks. 6 timer om dagen) og nedslidte enheder med behov for længere eftersyn kan også belaste effektsituationen. Ved detaljerede simuleringer er det muligt at anslå virkningen af disse effekttypers begrænsninger. Der kan opstilles forenklede regneregler, som dog kun gælder for det undersøgte system og det undersøgte tidsrum.

For tidsbegrænset effekt regnes fremdeles med samme fradrag midt i 80'erne som i sidste års udvidelsesplan, nemlig:

Effektens størst mulige varighed i sammenhængende timer pr. døgn	effektfradrag %
9	0
6	10
2	35
1	50
$\frac{1}{2}$	65

For modtryksanlæg uden varmeakkumulator gælder følgende

kapacitet i % af årets varmemax.	effektfradrag %
65	19
80	27

Disse værdier kan variere noget, afhængigt af varighedskurven for varmebelastningen. Ved installation af en varmeakkumulator er det muligt at øge effektværdien. En enhed medregnes med fuld effektværdi, når den kan køre med maksimal effekt i 8 timer i døgnet i sommerperioden og 16 timer i døgnet resten af året (bortset fra eftersyn og havarier). Det kræver dels en varmeakkumulator (ca. 5 timers fuldlastproduktion) og dels tilstrækkelig varmebelastning (sommerdøgnbelastning svarende til 8 timers fuldlastproduktion).

Reserveprocenten, beregnet på grundlag af fuldgod effekt efter de nævnte retningslinier, er vist på figur 3.3 for den på bilag 3.4 angivne udvidelsesplan. En samlet bedømmelse af reserveprocent og effektunderskud bekræfter, at den virkelige effektreserve ikke bør være mindre end 20%. Den viser samtidig, at der ikke er nogen entydig sammenhæng mellem reserveprocent og driftsresultat. Overholdelse af en vis reserveprocent giver således ikke nogen sikkerhed mod uønskede effektforhold.

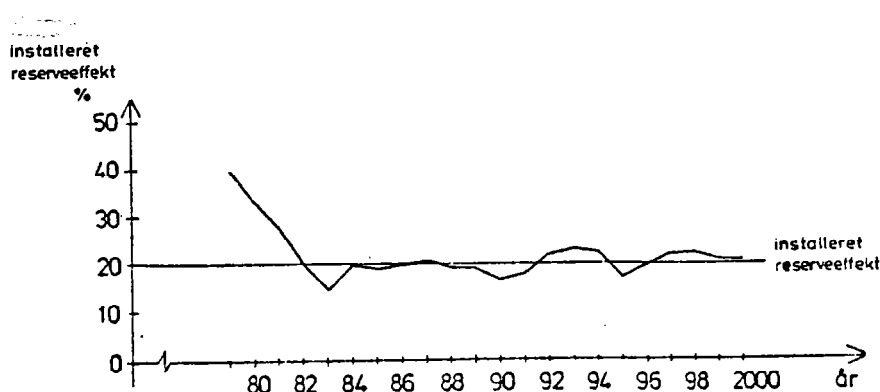


fig. 3.3

Som grundlag for reserveeffektberegningerne i denne udvidelsesplan anvendes belastningsprognosen (afsnit 2.1) og et gennemsnitligt havarital for produktionsenhederne på 10% for oliefyrede anlæg, 15% for nyere kulfyrede anlæg og 20% for kulfyrede anlæg med over 100.000 driftstimer. Den årlige eftersynstid forudsættes endvidere fordoblet efter 100.000 driftstimer. En højere belastning end forudsat i udvidelsesplanen, eller større havarital medfører en væsentlig stigning i behovet for havarihjælp udefra. En sådan situation vil i enkelte år være uundgåelig og acceptabel, men bør undgås flere år ad gangen.

3.5 Forslag og konsekvenser

3.5.1 Nødvendig kapacitetsudbygning

Fjernvarme:

For fjernvarmeproduktion stiller kapacitets- og belastningsforhold sig således i 1985:

Område	Max. forbrug MJ/s	Ydeevne MJ/s	Enheder MJ/s				
Odense	598	681	B3	B2	B1	T2	T1
		(kul: 611)	279	233	99	35	35
Århus C	362	213	T10	T9	T8		
		(kul: 213)	93	93	93		
Århus (øvrig)	502	960	B4	B3			
		(kul: 960)	480	480			
Aalborg	372	454	B1	T6	T5		
		(kul: 186)	268	116	70		
Esbjerg + Varde	396	588	B2	B1	T5	T4	T3
		(kul: 588)	198	174	100	74	37
Herning + Ikast	306	174					
		(kul: 174)					
Randers	159	105					
Åbenrå	60	(kul: 105)					
		191	B3	B2			
		(kul: 191)	129	62			

Det er sædvanligvis muligt at dække ca. 90% af fjernvarmeenergibehovet med en ydeevne på ca. 65% af årsmaksimum, hvilket må anses for nødvendig kulfyret kapacitet. Yderligere kapacitet til dækning af spidsbelastninger og havarier kan have mange former, som ikke fremgår af tabellen, f.eks. varmevekslere til friskdamp og varmtvandskedler.

I Odense er kapaciteten rigelig. Det forudsættes, at blok 2 og 3 kan holdes i drift som grundlastmaskiner til efter 1990, selvom der herved nås et driftstimetotal på over 100.000.

Århusværket har tilstrækkelig kapacitet til den forudsatte varmelast, når spidslastkedler medregnes. Her må dog regnes med muligheden for en nedlæggelse inden 1990 og en omlægning til forsyning fra Studstrupværket. Dette indebærer, at der bør skabes mulighed for en årlig varmeproduktion på ca. 13 PJ på Studstrupværket. Blok 3 (for kul/oliefyring) på Studstrupværket, som er under projektering, kan kun klare ca. 7,5 PJ/år. Varmeplan Århus forudsætter derfor bygning af blok 4 eller ombygning af blok 2 til varmemforsyning. En ombygning af blok 1 er ikke mulig. Blok 2 er oliefyret, og da en ombygning af denne enhed til kulfyring er ulønsom, vil tilgang af blok 4 (også for kul/oliefyring) være nødvendig hvis varmeplan Århus på længere sigt ønskes baseret på kulfyret kraftvarmeproduktion. Varmeledningen mellem Studstrup og Århus ventes dimensioneret for ca. 640 MJ/s, hvilket er tilstrækkeligt til at dække det meste af de 13 PJ.

I Aalborg er kapaciteten tilstrækkelig, men en større kulbaseret kapacitet kunne ønskes, enten ved ombygninger på Aalborgværket eller ved etablering af ny kapacitet et andet sted i nærheden.

I Esbjerg er der rigelig kapacitet. Blok 1 og 2 forudsættes drevet som grundlastenheder til efter 1990, dog med reduceret tilgængelighed på grund af høje driftstimeantal.

Andre projekter gennemføres i første omgang i Randers og Herning. Tilsvarende anlæg kan også tænkes i andre byer.

Elproduktion:

På elsiden kan den fuldgylldige effekt (se afsnit 3.3 og bilag 3.1 samt bilag 3.4) i 1983 foreløbig opgøres således (kulfyrede fjernvarmeanheder over 30 år og øvrige enheder over 35 år medregnes ikke; overbelastnings-
evne medtages kun for allerede idriftsatte enheder):

1983	Max. instal- leret effekt	Reduktion af max.	Arsag	Tidsbe- grænsning	Effektfradrag		I driftsættelses- tidspunkt	Fradrag p.g.a. idriftsættelses- tidspunkt	Fuldgylldig effekt
	A MW	B MW			D %	E MW		F MW	
FV	613	89	fjv. m. akk.	2	35	31	350 MW pr. 1.10.	205.	582
MKA	150	29	fjv. m. aflukn.	1/2	65	19			131
MKS	765	77	fjv. u. aflukn.	0	100	77			483
NE	438	13	overbelastn.	2	35	5			433
NK	437	57	fjv. m. aflukn.	1/2	65	37			400
SH	564								564
SV	492								492
VK	501	{ 7 18	fjv. m. aflukn. overbelastn.	1/2 2	65 35	37 6			458
Herning	83	0	m. akkum.	8;16			83 MW pr. 1.1.	0	83
Randers	45	?	u. akkum.	8;16	?	10	45 MW pr. 1.1.	0	35
Norge	250	0	ingen redukt.	6					250
Gast.	25	0							25
	4363					222		205	3936

Den fuldgylldige effekt år 1982 er 3754 MW, hvilket svarer til, at værdien for år 1983 korrigeres for MKS3, Herning, Randers og den lavere fjernvarmebelastning.

Behovet for tilgang af fuldgylldig effekt inden 1989 er opgjort således:

Belastning (jvf. afsn. 2.1)		Belastning + 20% reserve	Fuldgylldig effekt	Skrotning	Nødvendig tilgang
år	MW				
1982	3165	3798	3754	0	44
1983	3370	4044		0	246
1984	3580	4296		0	252
1985	3795	4554		46	304
1986	4020	4824		62	332
1987	4250	5100		0	276
1988	4480	5376		120	396
1989	4720	5664		29	317
1982-89				257 MW	2167 MW

I 1983 vil der tilgå en installeret effekt på 350+83+45, svarende til en fuldgyltig effekt på 368 MW. For perioden 1984 til og med 1989 bliver der derfor behov for 1670 MW ny effekt, hvoraf 257 MW er erstatning for skrottede enheder.

I 1983 forudses følgende effekttilgang:

Herning	Modtryksenhed	83 MW hele året
Randers	Modtryksenhed erstatte ældre enheder på 20 MW	45 MW - -
Studstrupværket MKS 3	udtagsenhed	350 MW fra 1. oktober

På grund af det sene idriftsættelsestidspunkt for MKS3 forudses en anstrengt effektsituation i 1983.

Til dækning af den nødvendige effekttilgang resten af 80'erne foreligger følgende muligheder

		Blokpris (excl. fjernvarme, havn og brændsels- anlæg) Prisbasis 1978	Tidligste driftsår
MKS4	350 MW udtag	623 Mkr.	1984
EV4	600 MW	978 Mkr.*	1984
SVS B3	300 MW	558 Mkr.*	1985
Decentrale enheder	250 MW modtryk	750-1000 Mkr.	1985
Limfjorden	600 MW udtag	978 Mkr.*	1986
VK B3	600 MW udtag	978 Mkr.*	1986
Udlandet		Undersøges i Nordel	1985
* Ifølge blokprisudvalg, litt. 10.			

Med denne udvidelsesplan skal effekttilgang i 1984 være besluttet.

Nordels planlægningsudvalgs undersøgelser af økonomien i udvidelse af samarbejdsforbindelserne mellem Norge/Sverige og Jylland ventes forelagt på Nordels årsmøde i efteråret 1979. Først derefter kan nærmere forhandlinger om udvidelse af overføringskapaciteten og eventuelle effektkøb forventes.

For 1984 foreligger option på en blok 4 på Studstrupværket med idriftsættelse 1. oktober. Muligheden for en fremrykning til 1. juli undersøges. Som alternativ er undersøgt en 600 MW blok 4 på Enstedværket. Litt. 14 gør rede for problemstillingen. De økonomiske undersøgelser kan ikke med sikkerhed vise, at den ene løsning er bedre end den anden. Der kan fra myndighedernes side forudses vanskeligheder med at få godkendt nye rene kondensationsanlæg, så længe der endnu er mulighed for etablering af nye kraftvarmeanlæg. Derfor anses risikoen for forsinkelser ved myndighedsbehandlingen for mindst ved bygning af en udtagsenhed på Studstrupværket. På denne baggrund indstilles jvf. litt. 14, at blok 4 på Studstrupværket idriftsættes i 1984, (ELSAMS bestyrelse godkendte dette på sit møde den 9. marts 1979).

De hidtidige undersøgelser vedrørende en kraftværksudbygning ved Limfjorden tyder på ret gunstige forhold, både med hensyn til plads, brændselsforsyning og varmelevering. Hvis undersøgelsens endelige resultat bekræfter denne formodning, bør en kul/oliefyret enhed af tidssvarende størrelse (ca. 600 MW) og med mulighed for levering af varme til Aalborg området indgå tidligt i udbygningsplanen, d.v.s. omkring 1986.

Undersøgelserne vedrørende decentrale kraftvarmeværker har vist, at det er muligt at give et projekt en rimelig rentabilitet, hvis et kulfyret modtryksværk kan bygges for omkring 3000 kr./kW. Det foreslås, at sådanne anlæg bygges, hvor dette ikke er i strid med den kommende varmeplanlægning, og hvor der kan opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og hvor den lokale myndighed kan stå inde for, at den nødvendige fremtidige udbygning af fjernvarmesystemerne faktisk finder sted. Desuden skal afregningen sikre, at elsidens holdes skadesløs. Reserveeffektundersøgelserne tyder på, at selv et betragteligt antal decentrale værker med en samlet effekt på 250 MW ikke kan sikre betryggende effektforhold i 1985. Derfor foreslås, at der i 1985 idriftsættes så stor en modtrykseffekt, som praktisk og økonomisk gennemførligt. Den yderligere effekt, som måtte blive nødvendig i 1985, foreslås søgt tilvejebragt ved en aftale med udlandet.

For årene efter 1986 findes udbygningsmuligheder på Skærbækværket, Enstedværket og Vestkraft. Det er for tidligt at stille mod en bestemt rækkefølge, før de med Udvidelsesplan 1978 iværksatte tekniske og økonomiske undersøgelser af de enkelte udbygninger, herunder kultilførselsmulighederne er afsluttet.

3.5.2 Forslag til endelig beslutning

Studstrupværkets blok 4:

Ved indhentningen af tilbud på blok 3 opnåedes option på blok 4. Optionen udløber 5. juni 1979. Det foreslås, at denne option udnyttes.

Data: Elektrisk ydeevne, kontinuert 350 MW_{netto}

Fjernvarmeydeevne:

max. 480 MJ/s (413 Gcal/h) ved 250 MW_{netto}

Anlægsudgifter (1978-priser excl. byggerenter):

Havn, kullosning, kulplads, kultransport	17,3 Mkr.
Olietanke	0 Mkr.
Blokpris incl. kulfyring	619,1 Mkr.
Fjernvarmeanlæg	16,5 Mkr.
Fællesanlæg	<u>4,3 Mkr.</u>
	<u>ialt 657,2 Mkr.</u>

Idriftsættelse: 1.10. 1984 (eventuelt 1.7.1984).

(godkendt på ELSAMs bestyrelsesmøde den 9.marts 1979)

3.5.3 Forslag til projektering og myndighedsbehandling

Med Udvidelsesplan 1978 iværksattes for projektering og myndighedsbehandling af 600 MW hos SH og VK. Dette arbejde foreslås færdiggjort.

Med Udvidelsesplan 1978 vedtoges igangsætning af undersøgelse af mulighederne for effektudbygning i Nordjylland. Det foreslås nu, at der udføres et egentligt forprojekt med myndighedsbehandling af et 600 MW kul/oliefyret kraftværk med fjernvarmeudtag til varmforsyning af Aalborgområdet. Arbejdet forestås af NE/NK i samarbejde med ELSAM.

3.5.4 Andre forslag

Desuden indstilles:

- Undersøgelsen af mulige nye kraftvarmebyer færdiggøres. Det foreslås, at projektering og myndighedsbehandling indledes efter godkendelse i ELSAMs bestyrelse i hvert enkelt tilfælde i de byer, hvor der kan opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed og hvor dette ikke er i modstrid med den kommende varmeplanlægning.

Arbejdet startet i 1978:

- I samarbejde med ELSAM foretager interessenterne levetidsvurderinger på kedel-, damplednings- og turbineanlæg.

Videreførelse af tidligere beslutninger:

- ELSAM undersøger mulighederne for distribuering af kul til et stort antal små centraler (med eller uden elproduktion).
- Der udarbejdes afregningsregler for interessentejede modtryksanlæg.
- Forhandlingerne med NVE og Vattenfall om udvidelse af jævnstrømforbindelserne og køb af effekt udover de allerede aftalte 250 MW videreføres.
- Arbejdet med nukleare anlæg videreføres i samarbejde med ELKRAFT med henblik på at kunne ordre det første nukleare anlæg, så snart de nødvendige beslutninger herom er truffet i folketinget.
- Det indstilles, at ELSAM arbejder videre med at inddrage nye pladser for konventionelle kraftværker incl. store kulhavne på Nordøstfyn og Djurslandskysten i de respektive regionsplaner.
- NWK's prøvedrift af et luftmagasinværk ved Huntorf følges opmærksomt.
- ELSAM fortsætter sammen med Elkraft i handelsministeriets og elværkernes vindkraftprogram. Fase 1 afsluttes i 1979 med opførelsen af to 600 kW møller ved Nibe. Fase 2 med bl.a. måleprogram er forudset at løbe frem til 1982.

3.5.5 Driftsmæssige konsekvenser

Der er foretaget driftssimuleringer på grundlag af udbygningsplanen bilag 3.4 og med el- og varmebelastninger bilag 2.5 og bilag 2.8.

Der er regnet med faste priser. De anvendte gennemsnitspriser for brændslet er

kul	:	7.90 kr./GJ
olie	:	12.40 kr./GJ
uran	:	2.90 kr./GJ

Resultaterne fremgår af bilag 3.5.

Brændselsforbruget i procent af det årlige forbrug fordelt på de enkelte brændselstyper fremgår af figur 3.4.

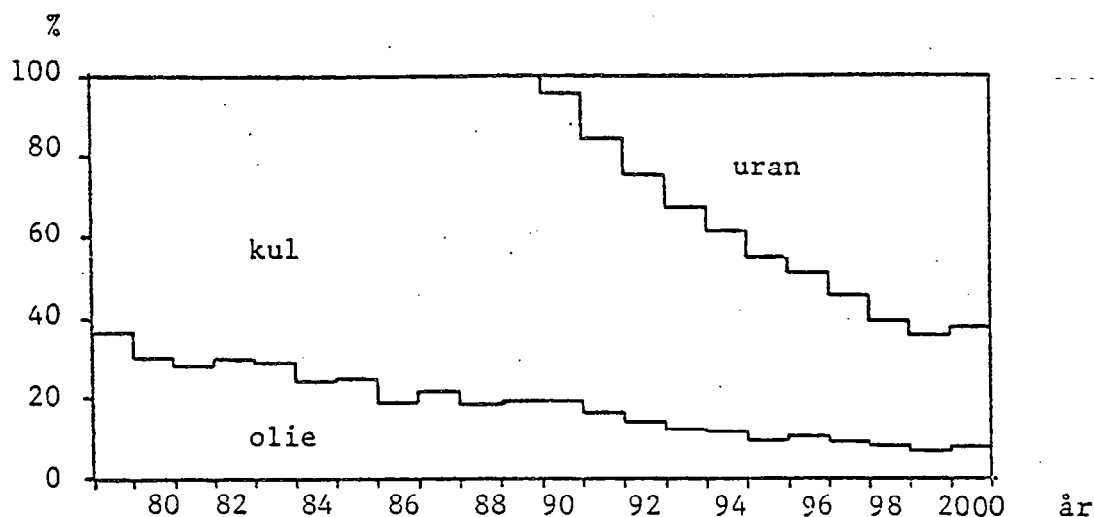


Fig. 3.4 Brændselsforbrug i % af det årlige forbrug, fordelt på brændselstyper.

Det ses, at olieforbruget pr. år i 80'erne vil falde fra ca. 30% til ca. 20% af det samlede brændselsforbrug. Ved beregningerne er blok 2 (269 MW) på Skærbækværket antaget ombygget til kulfyring. Muligheden for anvendelse af naturgas på kraftværkerne vil næppe påvirke brændselsprofilen; i givet fald vil naturgassen hovedsagelig erstatte kul.

Olieandelen for et kulfyret værk vil i praksis kunne udgøre ca. 10%. Olieandelen ved en udbygning med kulfyrede værker vil derfor have en vis mindsteværdi.

Årlige produktioner og brændselsforbrug (se bilag 3.5 side 1) for nogle udvalgte år fremgår af følgende tabel.

		1978	1979	1982	1985	1988
Produktion: el	TWh	10,1	12,7	15,5	18,6	21,9
Produktion: varme	PJ	16,4	17,2	19,5	37,6	46,9
Brændsels-						
forbrug :	PJ	107,1	131,5	157,3	194,5	229,9
Heraf olie:	PJ	51,9	47,8	48,2	48,2	42,8
Heraf kul :	PJ	55,2	83,7	109,1	146,3	187,1
Termisk udnyttelse	%	49,3	47,9	47,8	53,8	54,6
Netto elimport:	TWh	1,9	-	-	-	-

På bilag 3.5 side 2 er vist det virkelige brændselsforbrug fordelt på kul og olie for perioden 1972 til 1978. Efter 1978 er det de beregnede værdier, der er angivet. Det store fald i olieandelen fra 1978 til 1979 skyldes ombygningen til kulfyring på VK B2 og FV B3 samt idriftsættelse af EV3.

De gennemsnitlige variable omkostninger er vist på bilag 3.5 side 3.

Når fordelene ved den kombinerede produktion er tillagt varmeproduktionen, findes følgende faste priser

		1979	1982	1985	1988	2000
el	: Kr/MWh	112	106	105	102	71
varme	: Kr/GJ	4,5	4,3	4,1	4,0	3,0

Faldet i omkostninger i 80'erne afspejler overgangen til overvejende kulfyring. Det yderligere fald i 90'erne afspejler kernekraftens indførelse.

Driftstimerforbruget er vist på bilag 3.5 side 4. Det ses, at en række kulfyrede enheder overskrider 100.000 driftstimer i løbet af 80'erne. Dette nedslidningsproblem er nærmere behandlet i afsnit 3.4 og er desuden nævnt under andre forslag afsnit 3.5.4.

Døgnudjævning

På bilag 3.5 side 5 er vist belastningskurven uden Norgesforbindelsen samt belastningskurven, når der korrigeres for import/eksport fra og til Norge.

Det ses, at en passende udjævning af dagbelastningen sidst i 80'erne kræver mere spidseffekt end de 250 MW, som den nuværende Norgesaftale indeholder. Modtryksanlæg med varmeakkumulator kan give en effektudjævning om sommeren, såfremt de er dimensioneret således, at de kan yde 8 timers fuldlastproduktion om dagen.

Reguleringsforhold

På bilag 3.5 side 6 er vist kørselsprofilen for en række typiske enheder. Det ses, at oliefyrede enheder generelt vil blive pålagt et større reguleringsarbejde for at tilpasse produktionen til belastningen. Kulfyrede enheder på under 100 MW vil kunne blive udsat for hyppige starter. En del af denne regulering vil muligvis kunne købes fra naboområder med stor vandkraftandel.

Reserveeffektforholdene er vist på bilag 3.5 side 7. Det ses, at reserveeffekten regnet i fuldgodeffekt vil være omkring 20%. Resultaterne viser iøvrigt, at der især for årene 1983-1984 vil være behov for import fra udlandet. For årene 1985 og frem er effektstøtten fra udlandet også betragtelig (jvf. afsnit 3.4).

Miljøbelastninger fra det konventionelle brændsel er vist på bilag 3.5 side 8. Med følgende antagelse for brændværdi og indhold af aske, svovl og kulstof

	brændværdi MJ/kg	aske %	svovl %	kulstof %
kul:	25,0	13	0,9	67
olie:	40,6	0	3,5	86

bliver kuldioxid-, svovldioxid- og askemængderne følgende

		1979	1982	1985	1988	2000
CO ₂	10 ⁶ tons	11,9	14,5	18,1	21,7	13,6
SO ₂	10 ³ tons	131	147	170	185	119
aske	10 ³ tons	443	578	775	992	613

Sammenfatning

De beregnede driftskonsekvenser viser, at den skitserede udbygning for 1980'erne tilfredsstillende ønsker om begrænset olieforbrug, faldende variable omkostninger og højere kraftvarmeproduktion.

Med hensyn til driftssikkerhed og afhængighed af udenlandsk havarihjælp er resultaterne mindre tilfredsstillende. Efter 1985 har næsten halvdelen af kraftværkskapaciteten overskredet den dimensionerende levetid, 100.000 driftstimer. Dette er én af flere årsager til, at der må regnes med ringere rådighed for produktionsenhederne. Der kan derfor være anledning til at overveje behovet for en justering af dimensioneringskriterierne for reserveeffekt.

3.6 Brændselslagre og havne

3.6.1 Kullagre og kulhåndteringsfaciliteter

Indtil 1988 ventes kulforbruget (incl. Herning, ombygning af SVs blok 2, men excl. NWKs forbrug på EV3 og excl. Randers) at udvikle sig således: Kulforbrug på kraftværker (MT/år) og lagerplads i 1983 (MT)

(ved maksimal udnyttelse af kulfyringsmulighederne):

	1980	1984	1986	1988	lagerplads i 1983 (Mt)
FVO	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
MKA	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1
MKS	0,3	1,4	1,7	1,8	1,0
NKA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
SVS	0,2	0,8	0,7	0,7	0,25
SHE	1,2	1,0	1,1	1,0	0,8
VKE	1,0	1,0	0,9	0,9	0,4
Herning	-	0,2	0,2	0,2	-
600 MW I	-	-	0,8	1,5	-
600 MW II	-	-	-	0,9	-
Ialt	4,4	6,1	7,0	8,3	3,6

Efter ombygning til kulfyring af 270 MW blokkene på SVS og VKE vil kulpladserne på de pågældende steder være relativt små.

Såfremt Herning forsynes fra VKE, vil kulpladskapaciteten her kun svare til ca. 4 måneders gennemsnitsforbrug, men der kan etableres et beredsskabslager ved leje af et areal ved Esbjerg havn.

Efter ombygning af Skærbækværkets blok 2 til kulfyring vil kullagerkapaciteten også her kun svare til ca. 4 måneders gennemsnitsforbrug.

For at øge forsyningssikkerheden for kul bør kulpladserne ved nye kraftværker udbygges således, at der delvis kompenseres for underkapacitet ved de eksisterende værker. Som regel vil det være muligt at skaffe plads til væsentligt større lagre på nye byggepladser for en ret beskeden merinvestering. For nye 600 MW enheder foreslås derfor plads til ca. 1,2 mio. tons kul svarende til 11-12 måneders forbrug.

Forslagene i det følgende omfatter ny lagerplads til ialt 2,8 mio tons kul, hvorved ELSAMs samlede lagerkapacitet øges svarende til ca. 9 måneders gennemsnitsforbrug.

Regnes der med, at kul til Herning leveres via VK, og at kul til FVO leveres fra SHE, skal der hvert sted modtages kulmængder, som vist på følgende tabel.

Forventet kulmodtagelse (Mt/år)

	1980	1984	1986	1988
FVO	1,2	1,2	1,1	1,0
MKA	0,3	0,3	0,3	0,1
MKS	0,3	1,4	1,7	1,8
NKA	0,2	0,2	0,2	0,2
SVS	0,2	0,8	0,7	0,7
SHE (incl. NWK-andel)	2,8	2,6	2,5	2,3
VKE	1,0	1,2	1,1	1,1
600 MW I	-	-	0,8	1,5
600 MW II	-	-	-	0,9

Tabellen omfatter kun kul til kraftværkernes forbrug.

De enkelte pladsers eksisterende modtageforhold er vist i bilag 3.6.

Med denne modtagekapacitet ville det nødvendige antal lossetimer være som vist på følgende tabel.

Nødvendig antal lossetimer

År	FVO	MKA	MKS	NKA	SVS	SHE	VKE
1984	1700	1500	2300	800	2300	2900	1700
1988	1400	500	3000	800	2000	2550	1550

På MKS, SVS og SHE skulle der således bruges mere end 2000 timer/år for at losse de nødvendige mængder.

Kulforsyningen til Herning forudsætter mulighed for at laste 0,2 Mt/år i bil eller jernbane.

For 1980'erne kan der på denne baggrund forudses følgende udbygning af kulhåndteringsanlæggene:

- SVS B2: I indstillingen til ELSAMs bestyrelse for ombygning til kulfyring (litt. 13) er medregnet en ny lossekran og dozer. Antallet af lossetimer vil herved kunne holdes under 2000 timer/år. Modtagelse af kul på samme måde som hidtil kræver ca. 200 anløb om året.
- Herning: Driften af den projekterede modtryksenhed i Herning kræver tilførsel af ca. 235.000 t kul om året. Det er ikke afgjort, om denne transport skal foregå pr. bil eller pr. bane. I begge tilfælde skal der etableres lastemulighed, som antages at koste ca. 6,4 Mkr. ved lastbil og ca. 10,4 Mkr. ved valg af jernbane. Dette beløb er ikke medregnet i anlægsprisen for projekt Herning, men belaster alene brændselsprisen for Herningværket.
- MKS 3: Ved bygningen af MKS 3 udvides kulpladsen til ca. 1 Mt. Den eksisterende lossekapacitet er tilstrækkelig til at kunne klare de forventede tilførsler på ca. 1,0 Mt/år. Nyt mobiludstyr er ikke besluttet, men er indeholdt i budgettet.

- MKS 4: Med blok 4 skal MKS kunne modtage op mod 1,8 Mt/år, hvilket kræver en forøgelse af lossekapaciteten i forhold til det eksisterende. I denne forbindelse undersøges muligheden for at etablere en kran ekstra af samme type som de to eksisterende. Kulpladskapaciteten udvides til ca. 1,4 Mt.
- 600 MW: Hver ny 600 MW blok kræver havne- og lossekapacitet til mindst 1,3 Mt/år. En kulplads på ca. 1,2 Mt bør etableres (jvf. foran).

3.6.2 Tankkapacitet og oliehåndteringsfaciliteter

Siden 1973 har elværkerne systematisk bestræbt sig på at begrænse olieforbruget og omlægge mest muligt af produktionen til kul. Olieforbruget ventes på længere sigt at blive begrænset til omkring 1 Mt/år.

Den eksisterende tankkapacitet fordeler sig således (1979):

Olietankkapacitet i t

FV	MKA	MKS	NE	NK	SV	SH*	VK	Ialt
228.000	15.000	184.000	278.000	240.000	276.000	450.000	207.000	1.878.000

* Excl. NWK's andel på 150.000 t.

Tankkapaciteten på 1,9 Mt svarende til næsten 2 års forbrug i 80'erne kan således opfylde alle krav med hensyn til beredskabslagre og arbejdslagre.

Ved placering af nye kraftværksenheder på nye pladser må der dog regnes med et vist minimum af olielagrings- og håndteringsfaciliteter (ved en 600 MW kul-/oliefyret blok ca. 80.000 t olielager).

Med de eksisterende tankanlæg vil det naturligvis ikke være muligt i 80'erne at omlægge produktionen til ren oliefyring i en længere periode, idet dette i slutningen af 80'erne ville give et olieforbrug på ca. 6 Mt/år.

3.6.3 Havneforhold

En oversigt over de eksisterende havneforhold er vist i bilag 3.7. I det efterfølgende er derfor kun nævnt de specielle forhold ved enkelte værkers besejling.

På grund af besejlingen gennem Koraldybet er den tilladte dybgang for tankskibe stadig 10,0 m og for kulkibe stadig 10,7 m. Efter at udgravningsarbejderne i havnebassinet ved Studstrupværket er afsluttet og efter oprettelsen af et strømlø, forventes skibenes længde- og breddebegrænsninger øget til henholdsvis 235 m og 33 m: De forbedrede betingelser vil blive givet, efter at farvandsafmærkningen gennem Koraldybet er ændret, hvilket ventes at ske primo 1979. Herefter vil det være muligt at anløbe Studstrupværket med 60.000 t Panmax-skibe (partlastede med 45.000 t). Der pågår fortsat undersøgelser af muligheden for at uddybe Koraldybet.

NE og NK er begrænset ved Hals Barre til en maksimal dybgang på 8,5 m. Muligheden for anlæg af en ny rende undersøges fortsat, idet dette har indflydelse på økonomien ved at forsyne et eventuelt nyt kulfyret kraftværk ved Limfjorden, selv om værkerne allerede idag kan forsynes med 100.000 tonnere (dog partlastede med 40.000 t).

Dybgangen ved Skærbækværkets kulkaj tillader kun anløb af kulkibe op til 5500 tons (eller de større pramme). Ved bygning af en ny fremskudt kulhavn vil værket kunne anløbes af partlastede 100.000 tonnere med samme dybgang som ved oliepiere, d.v.s. ca. 11,6 m. Dette vil dog kun blive aktuelt ved placering af en ny enhed på dette sted.

Enstedværket kan modtage de største fuldlastede kulkibe i ELSAM-området og er derfor naturlig første-havn for anløb af skibe til Studstrupværket, Vestkraft og til en eventuel ny kulhavn ved Limfjorden. Da der kan opnås yderligere fragtbespareser ved anvendelse af større skibe end dem, der i øjeblikket kan modtages ved SHE, vil det være rimeligt at forlænge det eksisterende kajanlæg samt at uddybe havnebassinet ud over de nuværende 16 m til samme dybde som ved oliepiere (18 m). Denne udvidelsesmulighed bør undersøges uafhængigt af, om der placeres en yderligere produktionsenhed ved Enstedværket.

De eksisterende besejlingsforhold ved Vestkraft kan forbedres ved uddybning af Grådyb og et nyt havneanlæg. Ved anvendelse af de eksisterende kraner på en eventuel ny kulkaj vil havnen kunne modtage fuldlastede 50.000 tonnere og partlastede 80.000 tonnere. For at kunne modtage disse skibe, skal Grådyb uddybes med 3 meter, men samtidig er det af betydning, at der ved fastlæggelsen af indsejlingsforløbet gennem Grådyb tages hensyn til disses skibes øgede længde og bredde.

3.7 Ledningsanlæg for spændinger over 100 kV

Netudvidelsesplan 1978 (NUP 78) litt. 15 godkendtes af ELSAMs bestyrelse den 15.12.1978. Efterfølgende tekst med tilhørende bilag er hentet fra sammenfatningen.

I NUP 78 indstilles anlæg til bygning i perioden 1979 - 82 og en mulig udvikling skitseres frem til 1985.

Beslutningsperioden 1979 - 82:

I forrige NUP indgik etableringen af 150/60 kV station Aggersund i 1981 i NEFOs planer, og i den løbende planlægning har en forbindelse fra Hvorupgård til Aggersund været en potentiel mulighed til aflastning af eksisterende ledninger til Vestjylland. Stationen er i indeværende plan flyttet til Brovst og rykket til 1982, og den forsynes via en 150 kV ledning fra Hvorupgård, se bilag 3.8.

I beslutningsperioden opstår der i henhold til netdimensioneringskriterierne behov for en forbedring af spændingsforholdene i Vestjylland og behov for aflastning af 150 kV ledningerne Struer-Bilstrup og Ådalen-Tinghøj, se bilag 3.8.

Disse problemer kan f.eks. afhjælpes direkte ved bygning af de ledninger i basisplanen, der giver den største virkning. Etableringen af 400 kV ledningen Tjele-Idumlund (se bilag 3.10) vil aflaste Struer-Bilstrup effektivt på længere sigt og samtidig være en god spændingsstøtte i Vestjylland. Eneste realiserbare forstærkning af nettet til direkte aflastning af Ådalen-Tinghøj er 400 kV ledningen fra kommende station Ferslev til Smorup syd for Mosbæk.

Ved bestemmelsen af den bedste netudbygning må der imidlertid tages hensyn til flere andre forhold. Der kan nævnes tabsforholdene i den daglige drift, følsomheden over for usikkerheden i effektudbygningen i den kommende periode og udnyttelsen af effekten i systemet - specielt i Nordjylland - og naturligvis økonomien. Det bliver således nødvendigt at se på konsekvensen af hver netforstærkning, hvorved der kan opstilles forskellige udbygningssekvenser. Af disse kan den i alle henseender bedste udbygningssekvens bestemmes for den aktuelle periode.

Resultatet heraf kan beskrives således:

I 1980 vil der opstå overbelastning på Struer-Bilstrup ved mangel af enkeltledningen (2 systems ledning drevet som 1 system) Mosbæk-Vilsted-Frøstrup. Dette afhjælpes ved opsplitting (ombygning til dobbeltledning) og indsløjfning af NK's 150/60 kV station Vilsted på et af systemerne Mosbæk-Frøstrup ved denne stations etablering i 1979.

Samme år kræves en forbedring af spændingsforholdene i Karlsgårde. For lav spænding fås ved mangel af dobbeltledningen Karlsgårde-Lykkegård. Problemet forudses i første omgang klaret ved øget kompensering af den reaktive belastning i området.

I 1982 opstår der igen overbelastning på Struer-Bilstrup, denne gang ved mangel af enkeltledningen (2 systems ledning drevet som 1 system) Bedsted-Frøstrup. Dette foreslås afhjulpet ved en ombygning af Bedsted-Frøstrup til en 2 systemsledning i 1982.

Samme år fås overbelastningen på Ådalen-Tinghøj ved mangel af dobbeltledningen Mosbæk-Ådalen/Vendsysselværket. - 150 kV ledningen Brovst-Frøstrup og 400 kV ledningen Ferslev-Smorup giver begge en aflastning af Ådalen-Tinghøj og øger overføringsevnen således, at effekten i Nordjylland kan udnyttes fuldt ud. Da 150 kV ledningen imidlertid giver en spændingsstøtte i Vestjylland, forbedrer tabsforholdene mest og samtidig kan udsætte næste forstærkning til Vestjylland, er Brovst-Frøstrup ledningen fundet bedre end 400 kV ledningen.

Når Brovst-Frøstrup ledningen er etableret og dermed en forbindelse fra Vendsysselværket til Vestjylland, bliver der som nævnt mulighed for en bedre udnyttelse af effekten i Nordjylland og en mindskning af kompenseringen i Vestjylland. Det foreslås derfor, selvom Brovst-Frøstrup ledningen først er nødvendig i henhold til kriterierne i 1982, at anlægget sammen med ledningen Hvorupgård-Brovst fremrykkes til 1981, der anses for det tidligste tidspunkt, anlæggene vil kunne færdiggøres til.

I 1985 bliver der igen overbelastning på Struer-Bilstrup ledningen, denne gang ved mangel af dobbeltledningen Bedsted-Frøstrup. Uden Brovst-Frøstrup ville overbelastningen komme allerede i 1984. Dersom effektudbygningen bliver en anden end den forudsatte, nemlig en udvidelse af Norgesaftalen i 1985, vil forstærkningen til Vestjylland kunne forskydes til efter 1985.

Der indstilles derfor: 150 kV ledningen Brovst-Frøstrup bygges i 1981 og Brovst-Hvorupgård fremrykkes fra 1982 til 81. Begge ledninger udføres som $2 \times 281 \text{ mm}^2$ SA. 150 kV ledningen Bedsted-Frøstrup ombygges til dobbeltledning i 1982 ved installation af ekstra ledningsadskillere i Frøstrup. I henhold til betalingsreglernes pkt. 4 yder ELSAM et kontant tilskud på 70 og 10% til henholdsvis Brovst-Frøstrup og Hvorupgård-Brovst.

Skitseperioden 1983-85:

På grund af Brovst-Frøstrups etablering kan næste forstærkning til Vestjylland som nævnt udsættes til 1985. En af mulighederne er at bygge 400 kV ledningen Tjele-Idumlund, og denne er medtaget i investeringsplanerne. På østkysten forudses - som følge af en bygning af MKS B3 og 4 og en udvidelse af Norgesaftalen - nettet forstærket med 400 kV ledningen Trige-Tjele og 150 kV ledningen Trige-Møllerup-Hasle.

Igangværende forhandlinger med Århus Amt vedr. ledningsføringen i Randersområdet viser, at problemerne ikke kan løses uden afklaring af ledningsføringen i Nordjyllands Amt. Det foreslås derfor, at den resterende del af 400 kV basisnettet søges optaget i myndighedernes planer med endeligt fastlagt tracé. Alle de strækninger for 150 og 400 kV, som søges optaget i myndighedernes planer, fremgår af bilag 3.9.

Med alle mulige forbehold for forudsætningerne i skitseperioden kan disse føre til den netkonfiguration i 1985, som fremgår af bilag 3.10.

Reaktiv effekt:

Undersøgelser har vist, at der kan være et økonomisk grundlag for at kompensere længere ned end til det hidtil forlange $\text{tg } \varphi$ på 0,40 for belastningen af 150 kV. Det overlades til deltagerne selv at tage stilling her til - der kan være forskelle fra deltager til deltager - og det foreslås derfor, at maksimalt $\text{tg } \varphi$ for 1979 uændret må være 0.4.

Igangværende undersøgelser af MVar-balancen under døgnminimum kan føre til krav om minimalt tgØ . Eventuel indstilling herom vil blive fremsende separat til bestyrelsen.

Betalingsforhold:

Der er ikke indtruffet ændringer i betalingsforholdene siden sidste NUP. Netbetalingsreglernes forskrift b er ændret, så deltagernes lånefinansiering til kombiledninger er udgået, og der er udarbejdet og godkendt en ny forskrift d om betalingsfordelingen i 400/150 kV stationer.

Det foreslås, at betalingen for de 150 kV felter, som færdiggøres i indeværende regnskabsår, sættes til 1.050 kkr. + max. 50 kkr. (for et såkaldt udvidet felt) + 6%.

4. I N V E S T E R I N G S P L A N E R

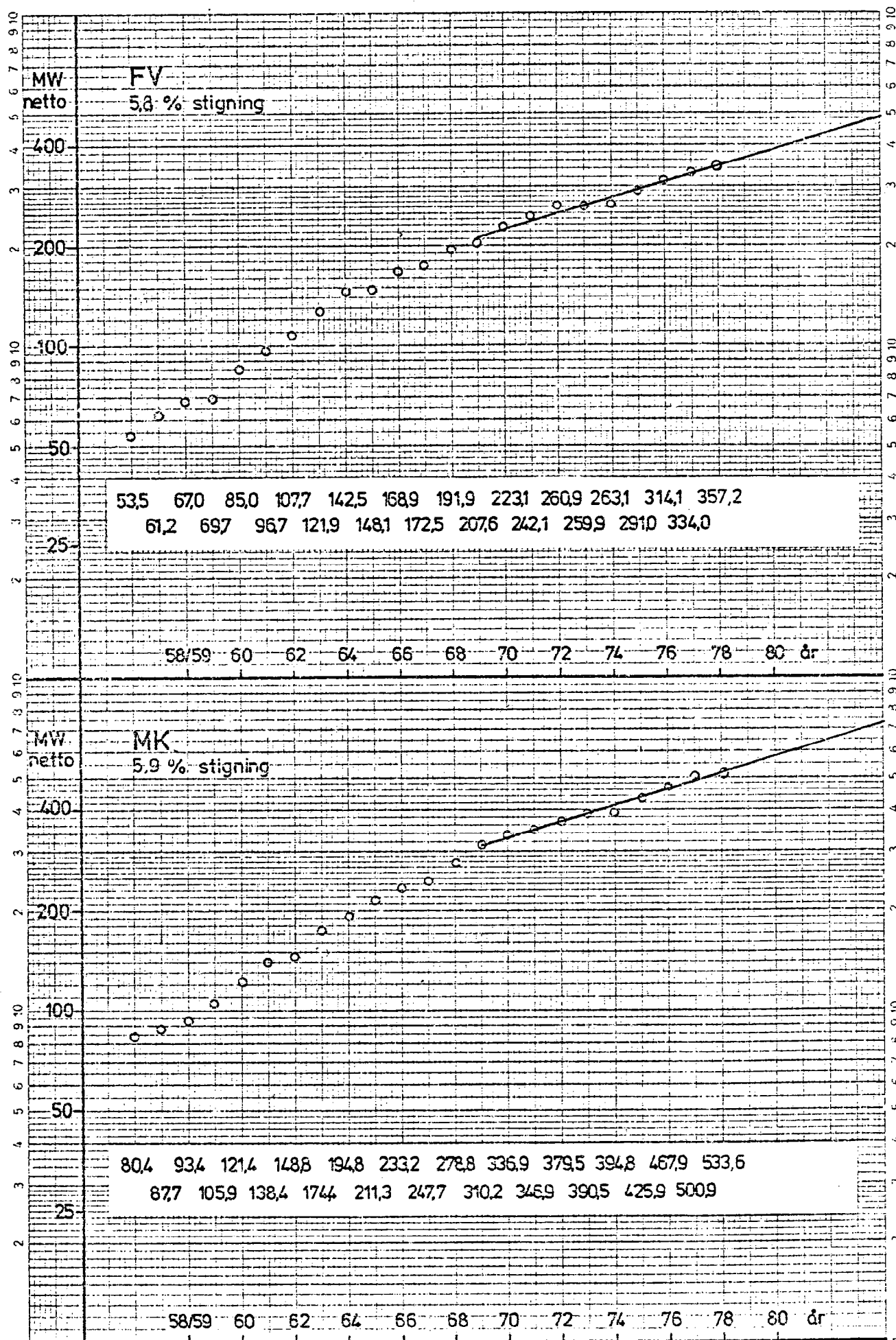
Det samlede kapitalbehov til nye anlæg for ELSAM og de 7 interessenter for årene 1979-84 fremgår af bilag 4.1. Beløbene er opgivet som faste 1978-priser uden byggerenter.

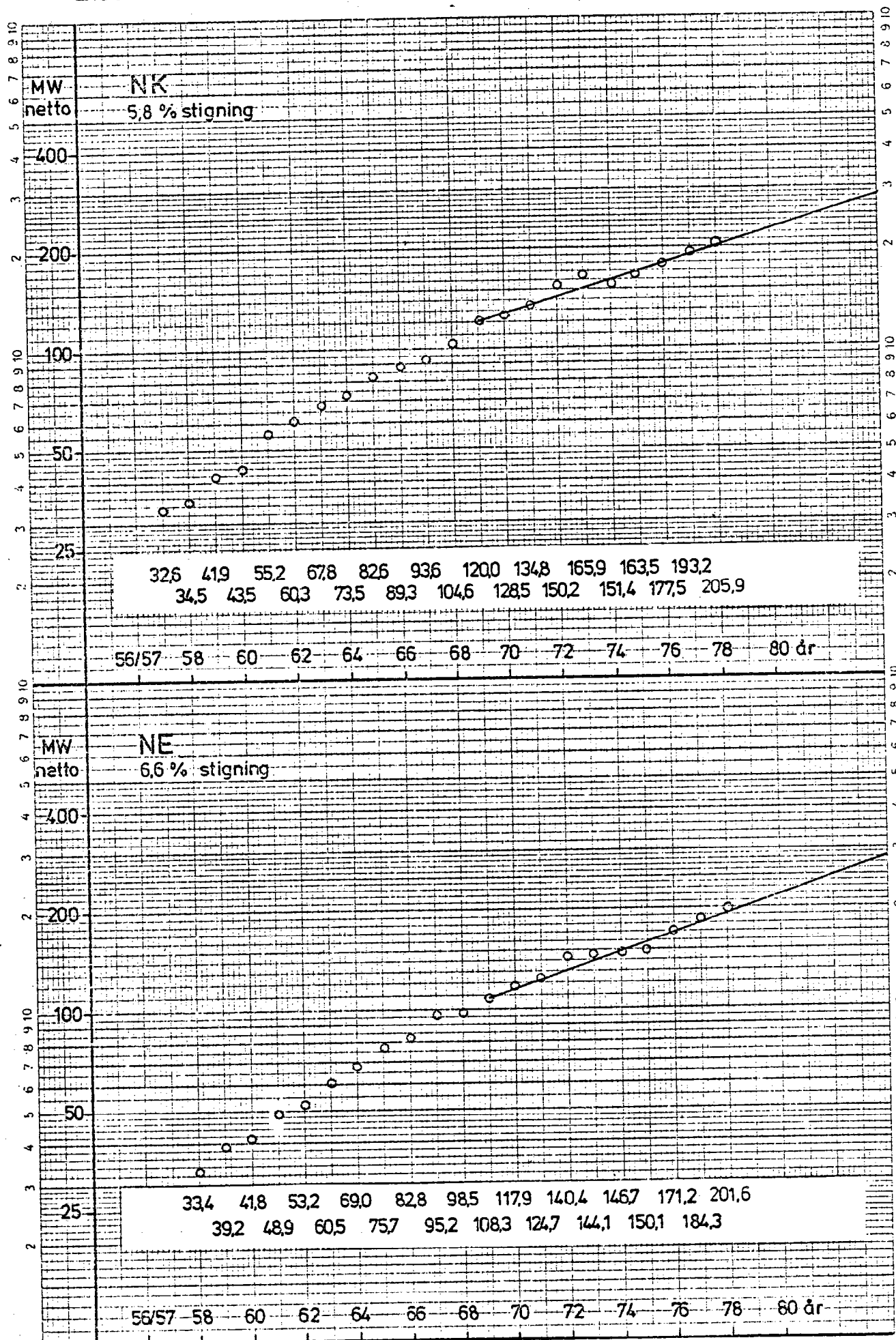
I forhold til Udvidelsesplan 1978 er der følgende væsentlige ændringer:

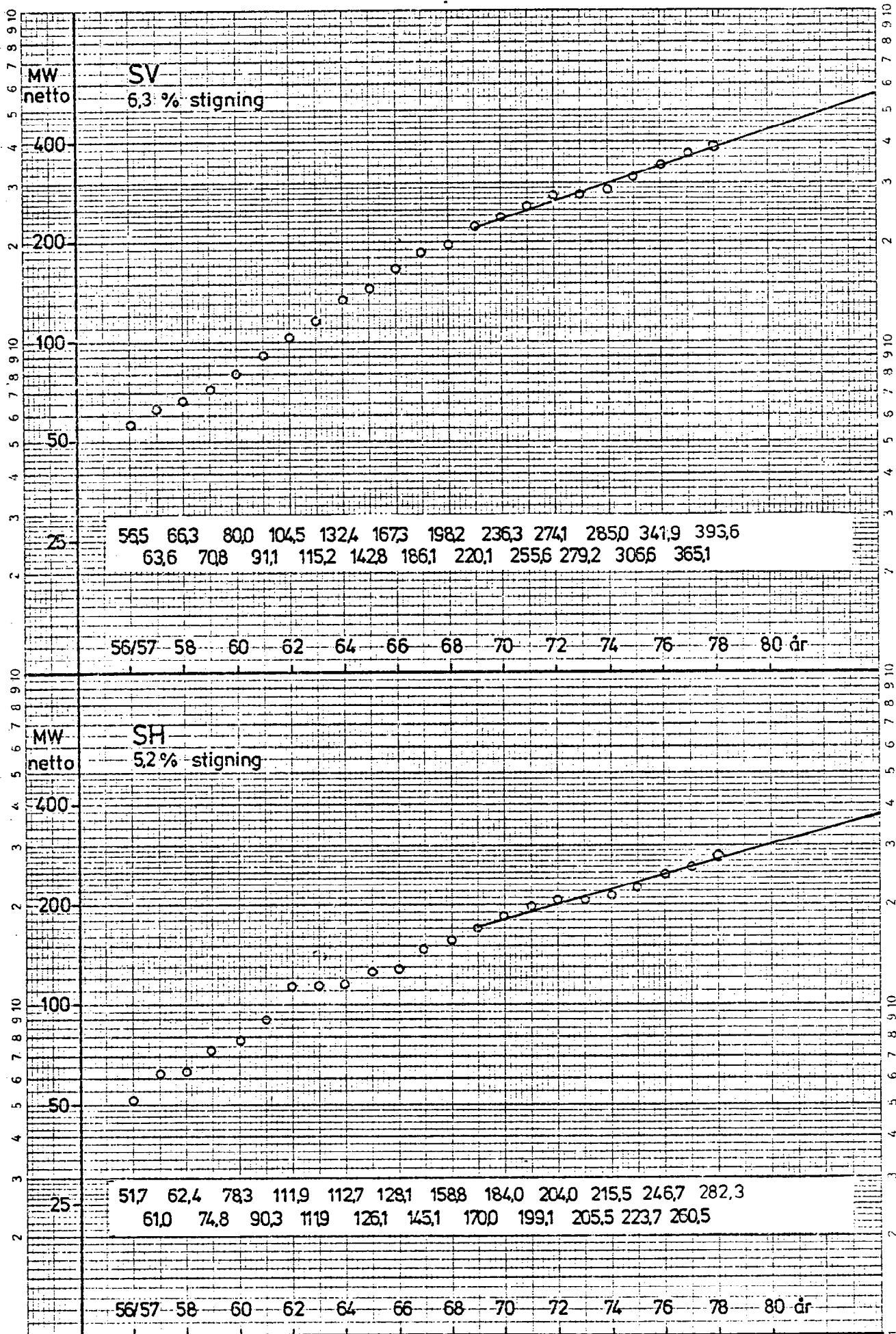
- en effekttilgang på 250 MW fra en Norgesforbindelse var ikke prissat i Udvidelsesplan 1978 og er i denne plan erstattet med 250 MW i decentrale modtryksanlæg med en investering på 800 Mkr.
- sanering af Nordkrafts sektion 2 var med i 1978 med en investering på 200 Mkr. men er udeladt i denne plan.
- ombygning af Skærbækværkets blok 2 til kulfyring med en investering på 124 Mkr. var ikke med i 1978; men er medtaget i denne plan.

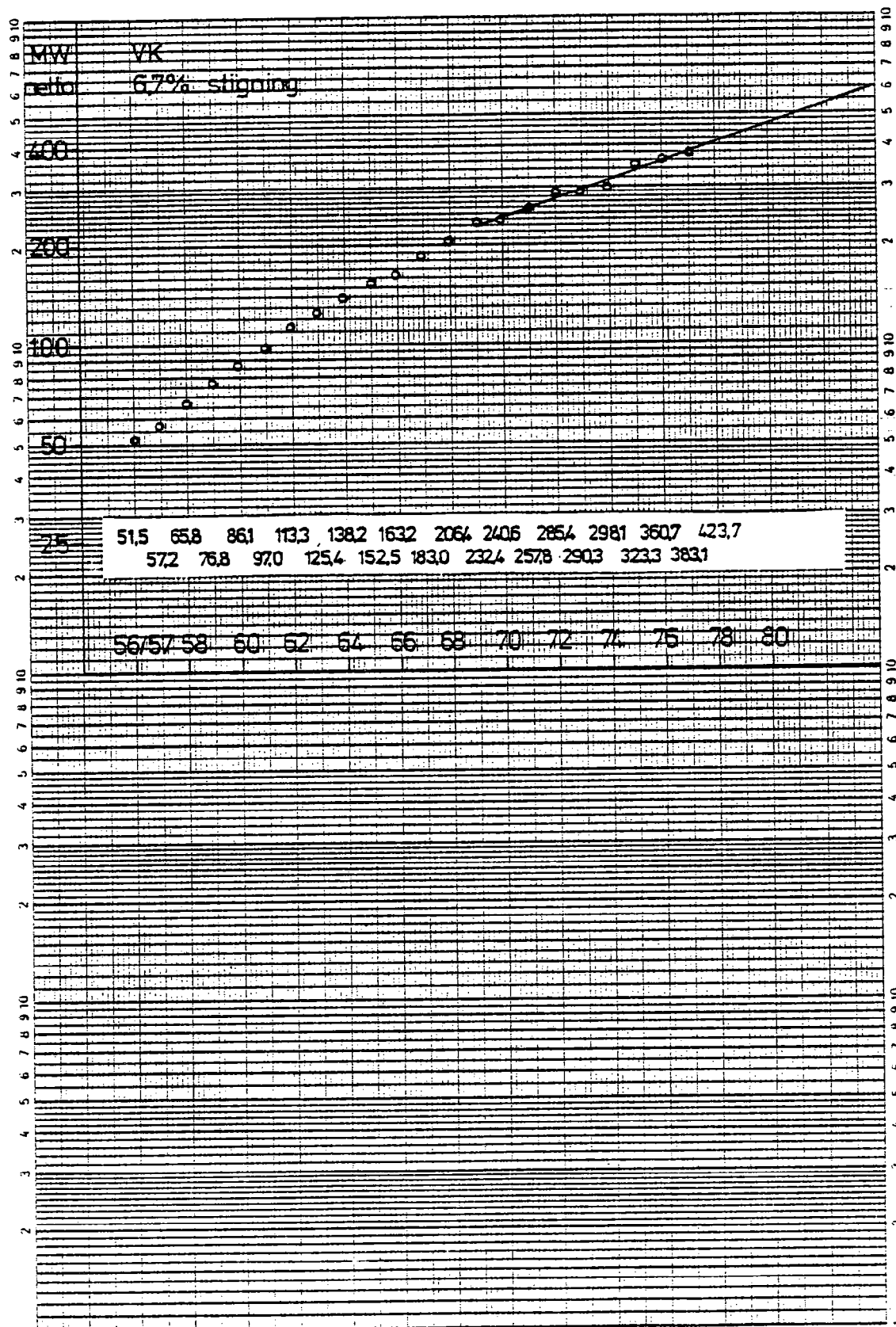
I oversigten, bilag 4.1 er de totale årlige investeringer kun beregnet til og med 1984. Dette skyldes, at effektudbygningen efter 1988 ikke er angivet, samt at netinvesteringerne kun opgives til og med 1984.

For perioden 1979 til 1984 udgør det samlede kapitalbehov (ex. byggerenter) ca. 4.7 mia.kr.



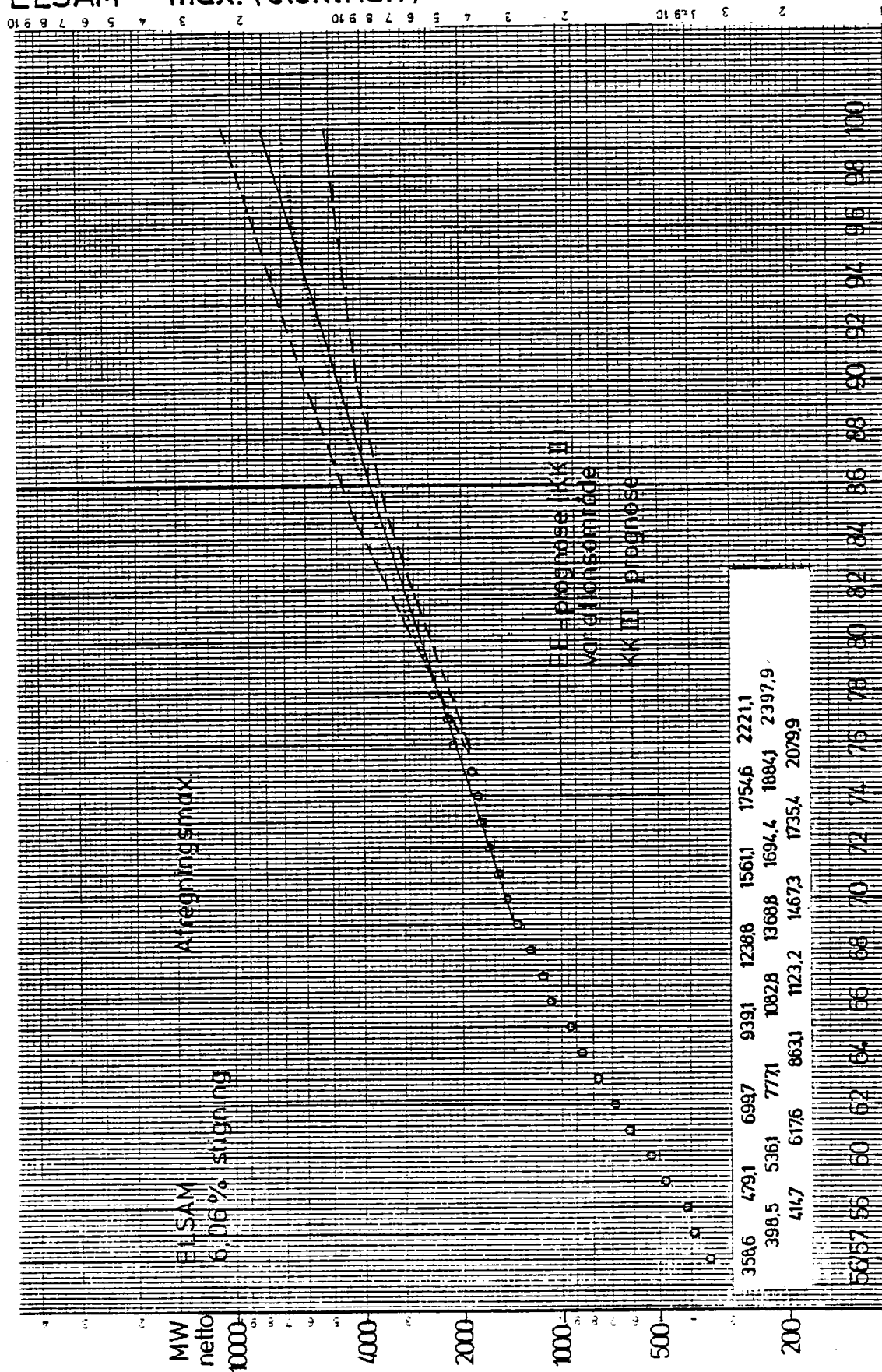






Udvidelsesplan ELSAM - max. (elektrisk)

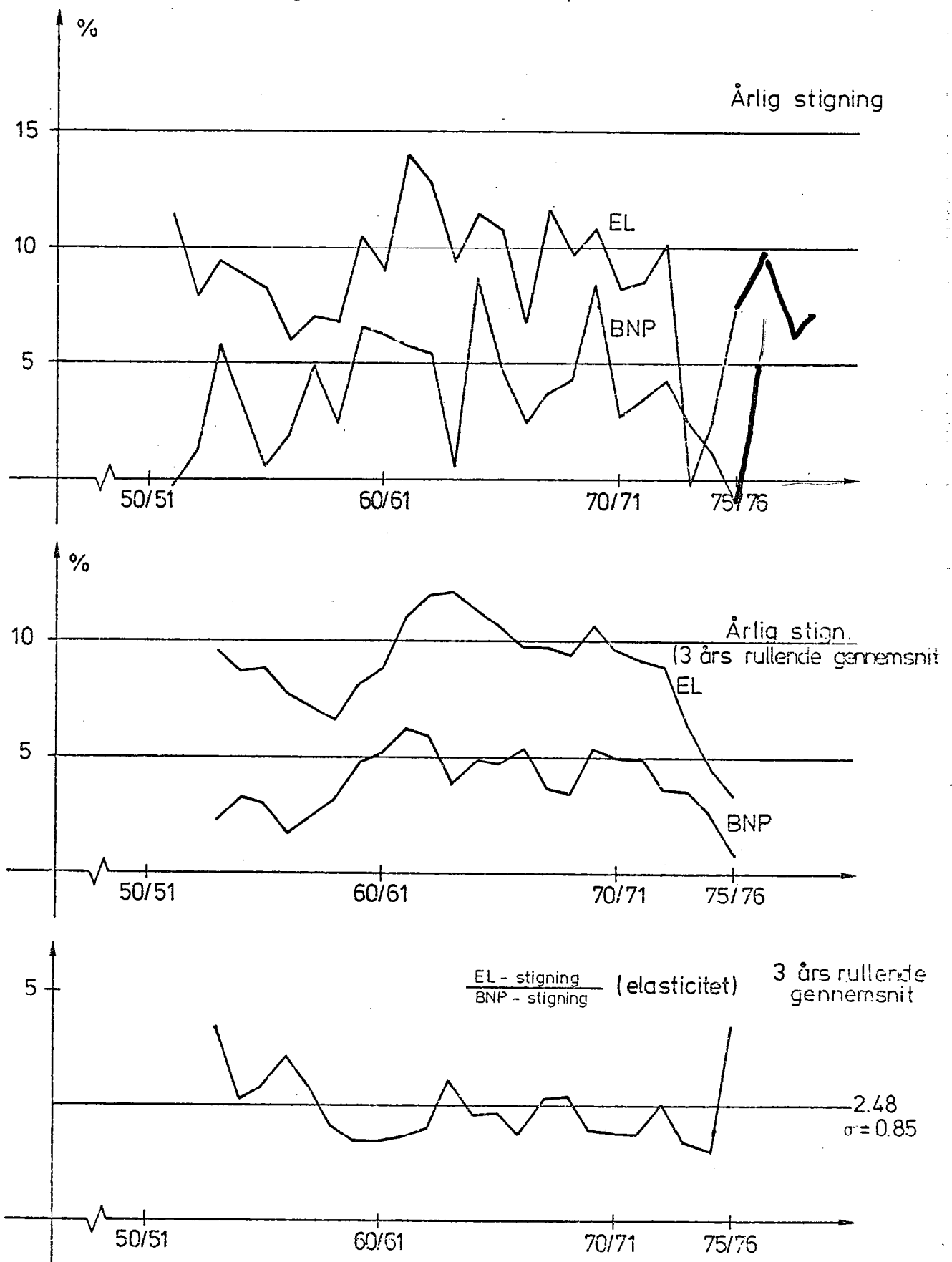
Bilag 2.1
side 5.

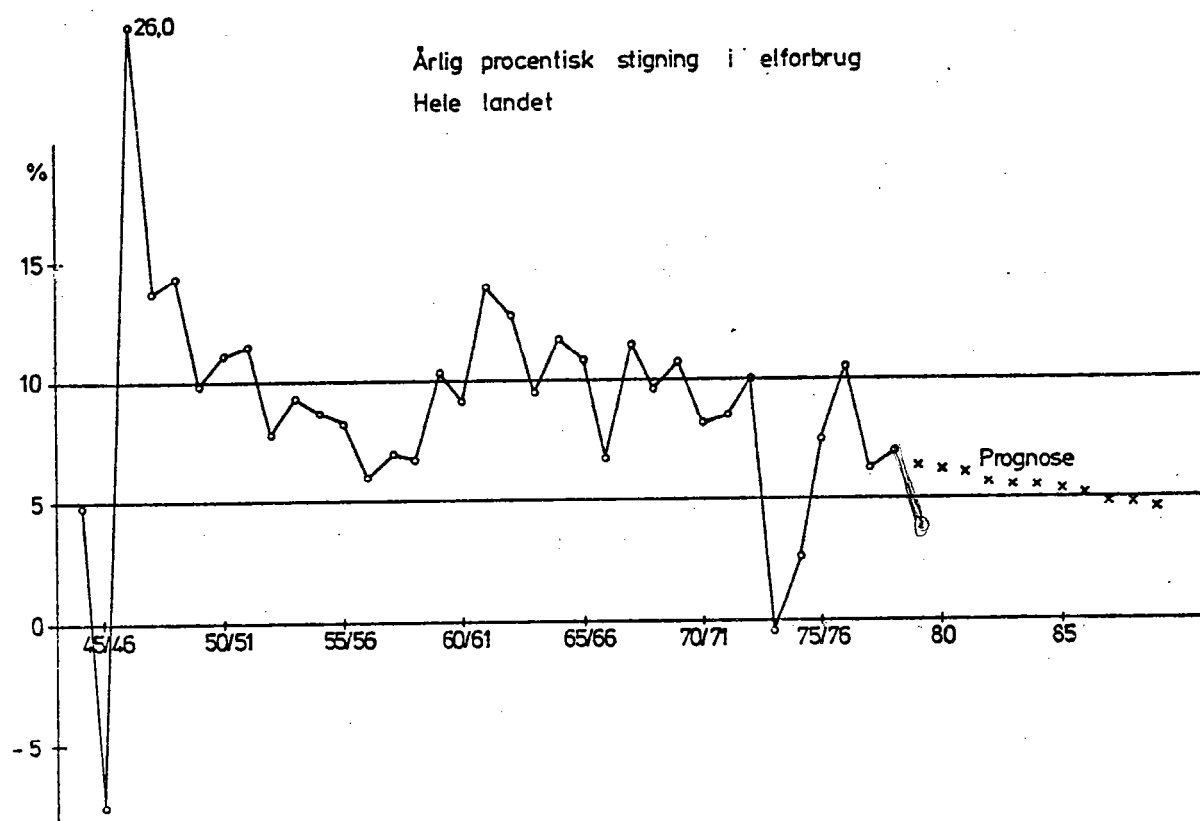


Elsam, feb. 1979

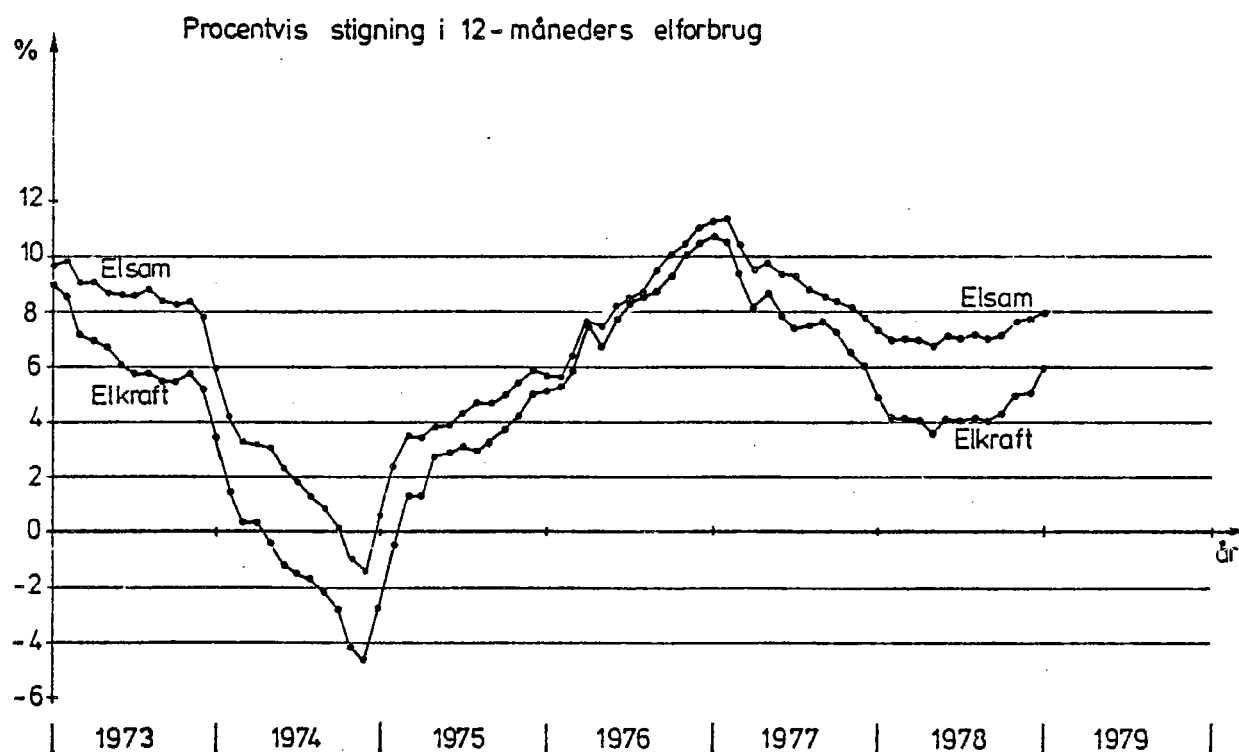
Stigningsprocenter for
elforbrug og BNP (bruttonationalprodukt)

Bilag 2.2





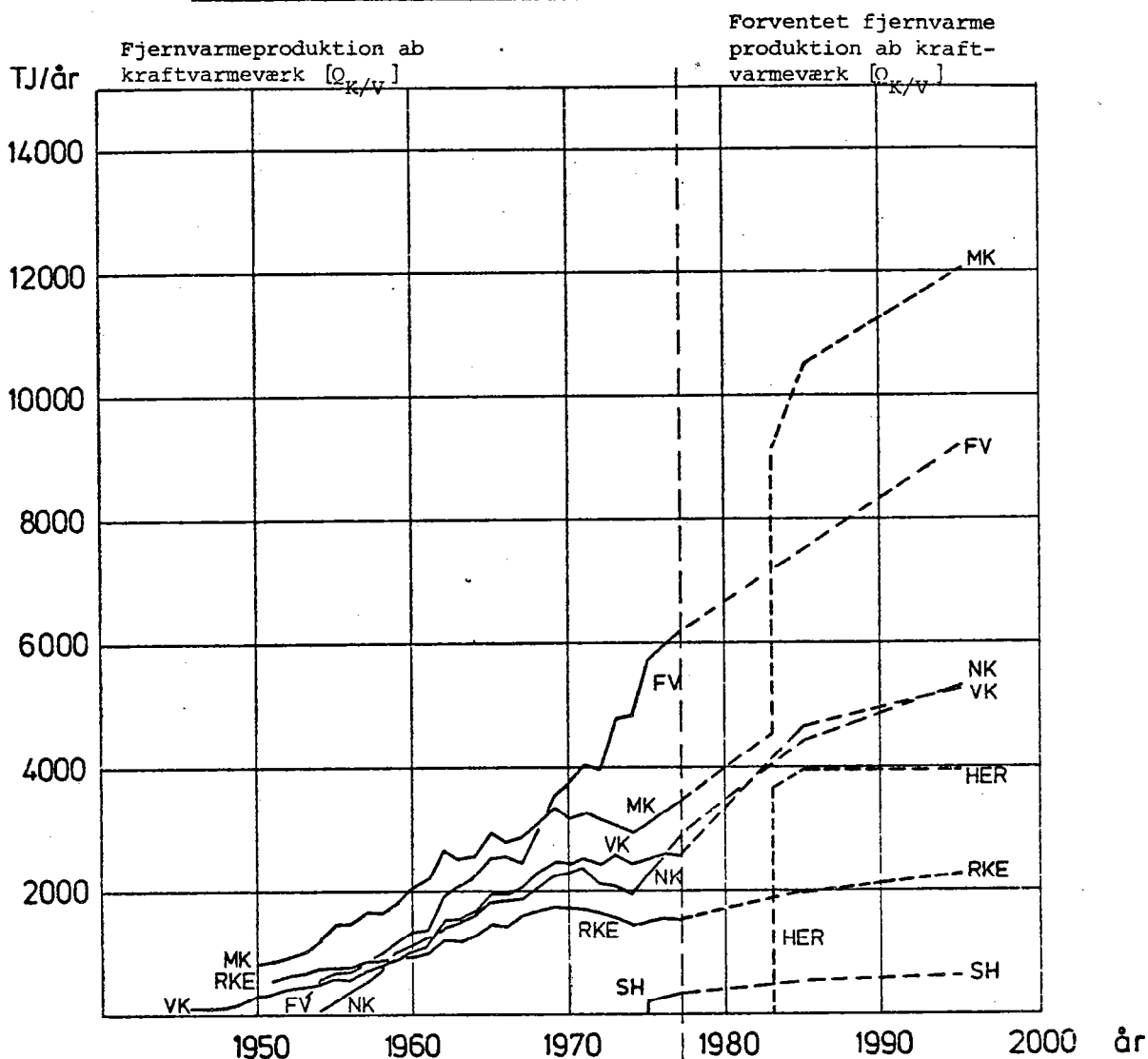
Indtil 1975/76 er værdierne for regnskabsåret 1/4 - 31/3, fra 1976 følger værdierne kalenderåret.



Prognoser for elforbrug (TWh) og maksimal belastning (MW) ab værk i kalenderår for ELSAM og ELKRAFT samt hele landet for perioden 1979-2000

År	ELSAM			ELKRAFT (inkl. Bornholm)			Hele landet		
	Maks. belastning MW	Elforbrug ab værk TWh	Stigning %	Maks. belastning MW	Elforbrug ab værk TWh	Stigning %	Maks. belastning MW	Elforbrug ab værk TWh	Stigning %
1979	2595	12.70	7.0	2370	11.27	5.1	4965	23.97	6.1
1980	2775	13.60	6.8	2490	11.84	4.7	5265	25.44	5.9
1981	2965	14.55	6.7	2600	12.40	4.4	5565	26.95	5.6
1982	3165	15.50	6.5	2710	12.95	4.4	5875	28.45	5.5
1983	3370	16.50	6.3	2830	13.52	4.2	6200	30.02	5.4
1984	3580	17.55	6.1	2950	14.09	4.8	6530	31.64	5.4
1985	3795	18.60	5.9	3085	14.76	4.3	6880	33.36	5.2
1986	4020	19.70	5.7	3215	15.40	4.0	7235	35.10	4.9
1987	4250	20.80	5.5	3345	16.02	3.7	7595	36.82	4.7
1988	4480	21.95	5.3	3465	16.61	3.6	7945	38.56	4.5
1989	4720	23.10	5.1	3590	17.20	3.5	8310	40.30	4.5
1990	4955	24.30	4.8	3710	17.80	3.4	8665	42.10	4.2
1991	5195	25.45	4.6	3840	18.40	3.3	9035	43.85	4.1
1992	5435	26.65	4.4	3960	19.00	3.2	9395	45.65	3.8
1993	5675	27.80	4.2	4080	19.60	3.1	9755	47.40	3.8
1994	5915	29.00	4.0	4210	20.20	3.0	10125	49.20	3.6
1995	6150	30.15	3.8	4330	20.80	2.9	10480	50.95	3.3
1996	6380	31.25	3.6	4460	21.40	2.8	10840	52.65	3.3
1997	6610	32.40	3.4	4580	22.00	2.7	11190	54.40	3.1
1998	6835	33.50	3.2	4710	22.60	2.7	11545	56.10	2.9
1999	7050	34.55	3.0	4830	23.20	2.6	11880	57.75	2.9
2000	7265	35.60		4960	23.80		12225	59.40	

Fjernvarmeproduktion af kraftværk



Varmelevering af værk (TJ/år):

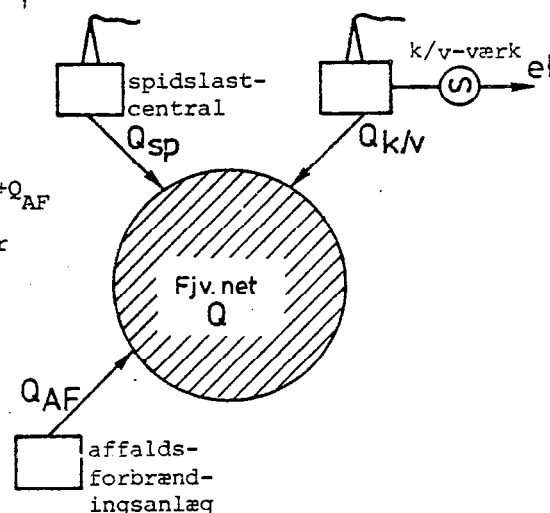
kraftvarmeværker	: $Q_{k/v}$
spidslastcentraler	: Q_{sp}
affaldsforbrænding	: Q_{AF}
ialt (prognose)	: $Q = Q_{k/v} + Q_{sp} + Q_{AF}$

Belastningsgrundlaget for kraftvarmeværker svarer til fjernvarmeprognosen for områderne excl. varmen fra forbrændingsanlæg ($= Q - Q_{AF}$).

Differensen mellem belastningsgrundlaget for kraftvarmeværkerne og den forventede fjernvarmeproduktion fra kraftvarmeværkerne, dækkes af spidslastcentraler.

Varme fra spidslastcentraler

$$Q_{sp} = Q - Q_{AF} - Q_{k/v}$$



Fjernvarmelevering af værk i kraftvarmebyer (definition, se bilag 2.5)

år	TJ/år					
	FV	MK	NK	RKE	SH	VK
1946/47						132
47/48						118
48/49						158
49/50						238
1950/51		850				332
51/52		875		539		357
52/53		964		623		418
53/54	352	1063		651		469
54/55	564	1214		780		528
55/56	710	1495		821		605
56/57	730	1493		791		594
57/58	880	1696		875		749
58/59	985	1650		845		827
59/60	1192	1857		881		914
1960/61	1330	2042	1102	930		1018
61/62	1419	2224	1255	1001		1151
62/63	1993	2684	1485	1269		1508
63/64	2158	2510	1528	1213		1557
64/65	2264	2547	1624	1285		1679
65/66	2567	2910	1844	1498		1962
66/67	2567	2802	1841	1456		1945
67/68	2484	2879	1883	1628		2093
68/69	2934	3099	2031	1692		2325
69/70	3544	3380	2251	1769		2478
1970/71	3744	3197	2304	1720		2460
71/72	4047	3251	2398	1727		2509
72/73	3992	3150	2114	1649		2432
73/74	4793	3042	2090	1587		2598
74/75	4863	2917	1940	1477		2473
75/76	5740	3121	2276	1520	226	2561
76/77	5939	3272	2575	1574*	359	2623*
77	6223	3475	2888	1530	391	2570

* tallene er for kalenderåret

Belastningsgrundlag for kraftvarmeverker,
(definition, se bilag 2.5).

år	TJ/år									
	FV	Herning**	MKA	MKS	NK	Randers	SH	VK	Multiqe k/v-byer	Total
1979	6912	(3024)	4158		3414	1869	674	3691	-	20718
80	7050	(3183)	4333		4017	1880	691	3931	-	21902
81	7190	(3341)	4409		4139	1914	709	4171	-	22532
82	7329	(3500)	4480		4545	1949	724	4410	-	23437
83	7468	3660	4555	5047*	4637	1984	741	4650	-	32742
84	7608	3818	4626	5780	4725	2020	758	4890	-	34225
85	7746	3977	4702	6513	4820	2056	775	5129	12377	48095
86	7924	3977	4773	7246	4904	2092	787	5206	12597	49506
87	8101	3977	4790	7388	4990	2128	797	5284	12817	50261
88	8280	3977	4811	7530	5077	2165	810	5359	13038	51047
89	8458	3977		12500	5165	2202	820	5435	13258	51815
1990	8635	3977		12655	5255	2240	832	5512	13478	52584
91	8813	3977		12822	5347	2268	842	5590	13647	53306
92	8992	3977		12981	5440	2296	854	5666	13828	54034
93	9169	3977		13141	5535	2324	866	5741	13997	54750
94	9347	3977		13304	5632	2353	877	5818	14165	55473
95	9524	3977		13463	5730	2382	888	5896	14334	56204
96	9703	3977		13463	5784	2402	899	5972	14463	56663
97	9881	3977		13463	5839	2422	910	6048	14580	57120
98	10058	3977		13463	5893	2442	923	6124	14710	57590
99	10236	3977		13463	5948	2462	933	6201	14826	58046
2000	10415	3977		13463	6002	2483	945	6278	14943	58506

* Værdien for MKS i 1983 er skønnet

** Herning bliver k/v-by i 1983

Der regnes med en benyttelsestid på 3600 h af maksimalbelastningen

Oversigt over aktuelle anlægstyper

	Brændsel		Brandsels-udnyttelse		Kontraktpris (priseniveau medio 1978) kr/kW		Drift & vedligeholdelsesudg. øre/kWh	Byggetid år	Erfaring*	Elprod. uden fjernvarme
	Kul	Olje	Total	Heraf el	Ny plads	Eks. plads				
600 MW kul/oliefyret anlæg uden fjernvarme	x	x	41	41	2340	1890	0,9	6-7	3	ja
600 MW kul/oliefyret anlæg med fjernvarme (ca. 700 MJ/s)	x	x	*** 90	*** 34	2365	1915	0,9	6-7	2	ja
350 MW kul/oliefyret anlæg uden fjernvarme	x	x	41	41	2590	2140	1,2	6-7	3	ja
350 MW kul/oliefyret anlæg med fjernvarme (ca. 350 MJ/s)	x	x	*** 90	*** 34	2635	2185	1,2	6-7	3	ja
80 MW kul/oliefyret modtryksanlæg	x	x	85-90	-	2900		2,7	5-5½	2	nej
80 MW gasturbineanlæg med fjernvarme		x (gas-olie)	75-80	30	1400		1,5	4	2	ja
17 MW kul/oliefyret modtryksanlæg varme ca. 46,5 MJ/s	*** x		92	-	3000		2,1	2-3	1	nej
12 MW diesel-vand-kraftvarmeværk		x	78-80	39	2275		** 5,0	2-3	1	(ja)
82 MW diesel-damp-kraftvarmeværk		x	83	45	2235		2,2	3-4	1	(ja)
290 MW gasturbineanlæg med luftmagasin		x (gas-olie)	30	30	1050			3½	1	

* I denne kolonne betyder: 3 omfattende og gode erfaringer
2 mindre omfattende erfaringer
1 begrænsede erfaringer

** For et 24 MW anlæg er drifts- og vedligeholdelsesudgifterne 3,2 øre/kWh

*** Disse procenter gælder den del af energi, der omsættes i modtryksproduktionen

**** Let brændselolie anvendes som startbrændsel

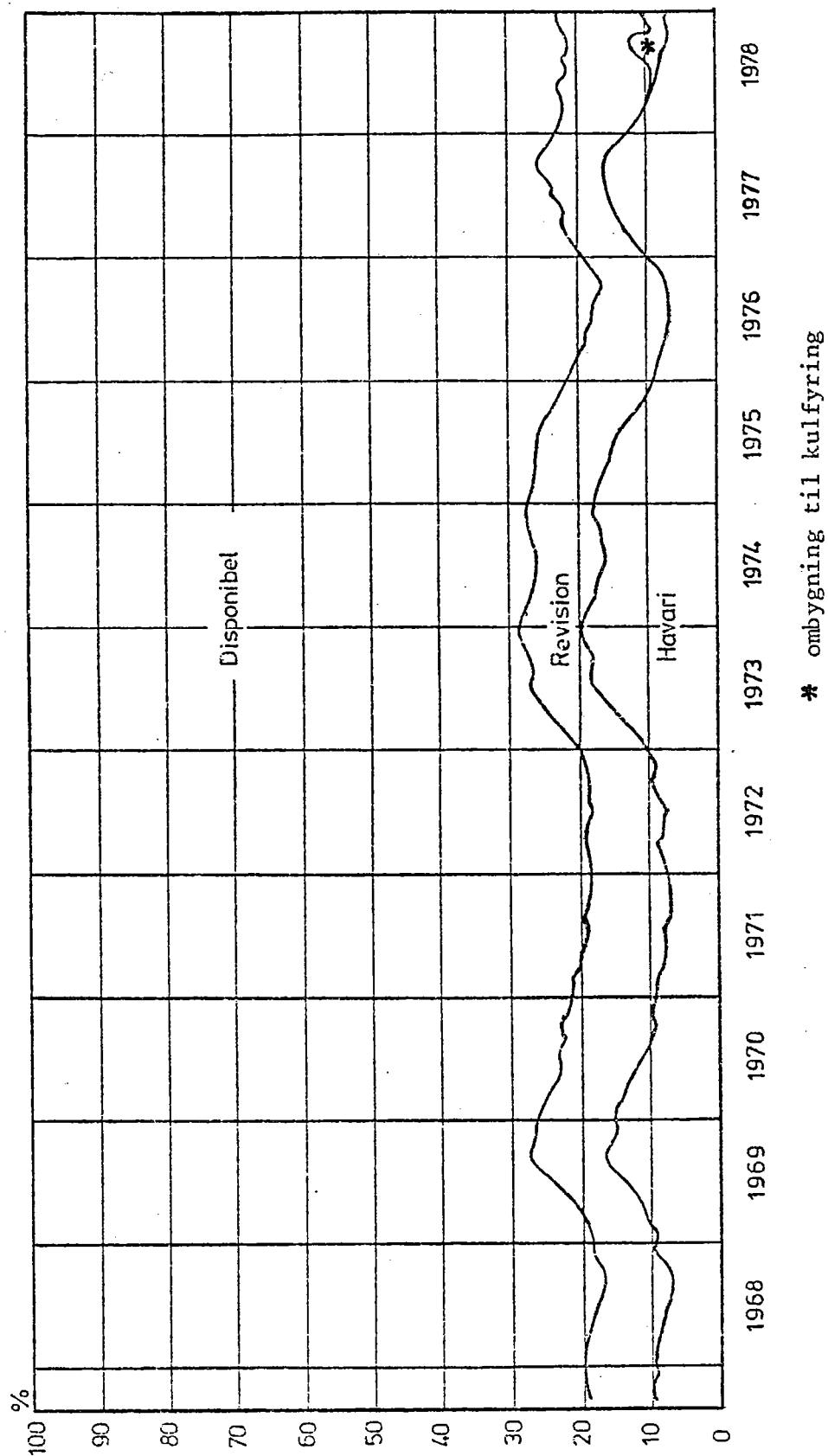
ELSAM kl.8-statistik, 12 måneders glidende gennemsnit

% af installeret effekt

Akkumuleret gennemsnit 1968-78: Disponibel: 77.4%

Revision : 11.0%

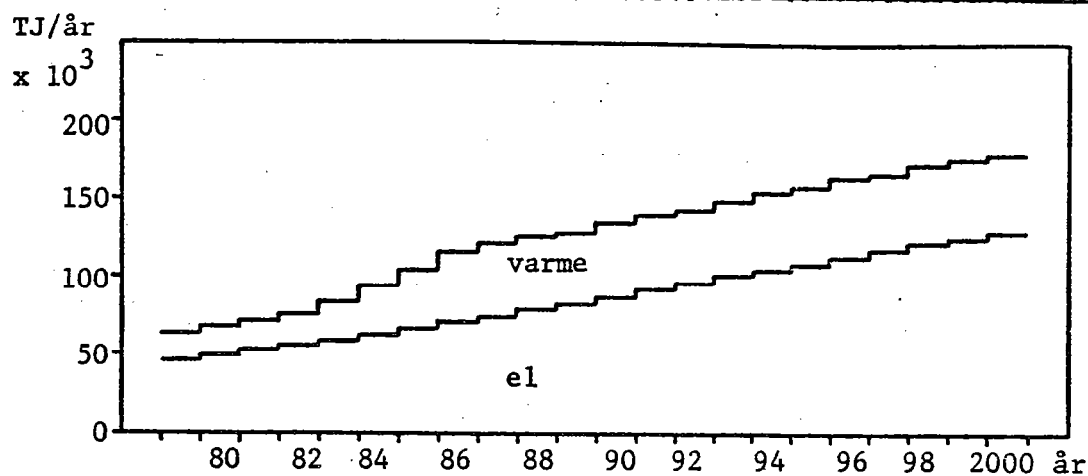
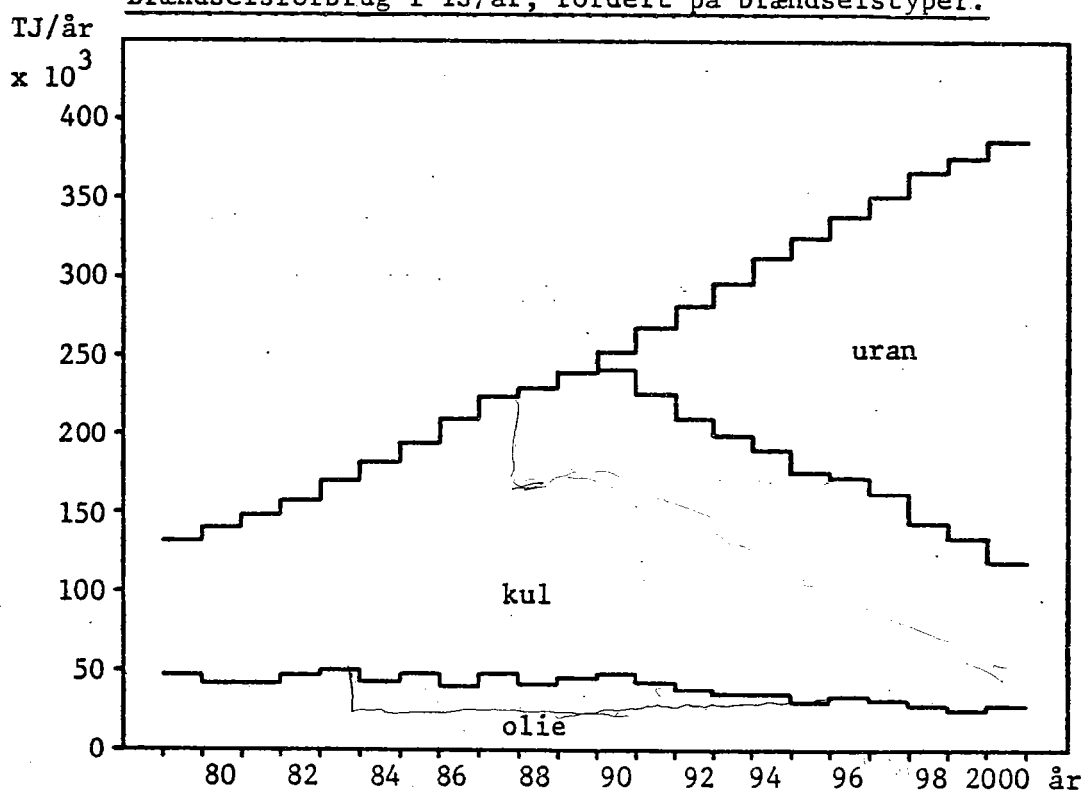
Havari : 11.6%



Effektudvidelsesplan 1979

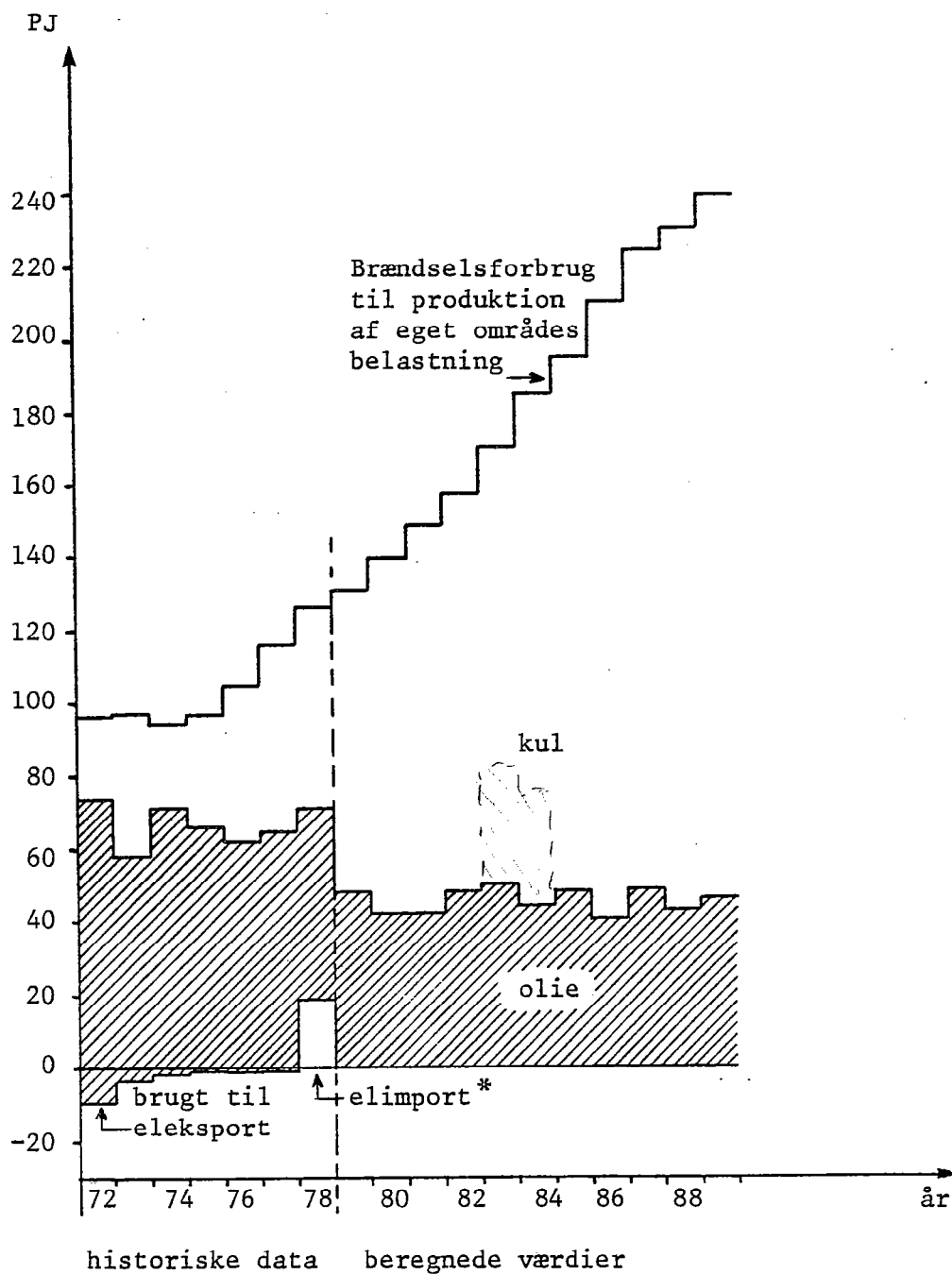
år	Belastning		fjv.belastn. i k/v-byer TJ/år	Ændringer						Disp. effekt ultimo MW	Effekt- fradrag ialt MW	Fuld- gyldig effekt MW	Installeret reserve %	Bemærkninger
	el TWh	el max MW		Tilgang installeret MW	Skrotn. pr. 1.1. MW	Obygning til kulf.	Færdig dato	Varigh. md.						
1979	12.70	2595	20718	SH: 305			1.07.		3885	116+153	3616	39,3		
80	13.60	2775	21002		FV B3		1.10.	14	3885	123+90	3672	32,3		
81	14.55	2965	22532		SV B2		1.10.	4	3885	126	3759	26,8		
82	15.50	3165	23437						3885	131	3754	18,6		
83	16.50	3370	32742	MKS: 350 HER: 83 RA : 45			1.10. 1.01. 1.01.		4363	222+205	3936	16,7		
84	17.50	3580	34225	MKS: 350			1.07.		4713	237+175	4301	20,1		
1985	18.60	3795	48095	dec medt: 250	46		1.07.		4917	252+125	4540	19,6		
86	19.70	4020	49506	Konv: 600	62		1.07.		5455	350+300	4805	19,5		
87	20.80	4250	50262						5455	350	5105	20,1		
88	21.95	4480	51047	Konv: 600	120		1.07.		5935	350+300	5285	18,0		
89	23.10	4720	51815		29				5906	350	5556	17,7		
1990	24.30	4955	52584	Nuk.: 500	59		1.07.		6347	350+250	5747	16,0		

* Det første bidrag til effektfradraget er på grund af effekt med begrænset varighed; fra 1986 og frem er værdien skønnet.
Det andet bidrag er på grund af idriftsættelsestidspunktet for ny effekt.

Brændselsforbrug pr. år, nuklear udbygning.El- og kraftvarmeprod. pr. år (el omregnet: 1 GWh = 3.6 TJ)Brændselsforbrug i TJ/år, fordelt på brændselstyper.

Brændselspriser: kul (gen.snit) : 7.90 kr/GJ
 (1978-kroner) olie (gen.snit) : 12.40 kr/GJ
 gasturb.olie : 15.50 kr/GJ
 uran : 2.90 kr/GJ

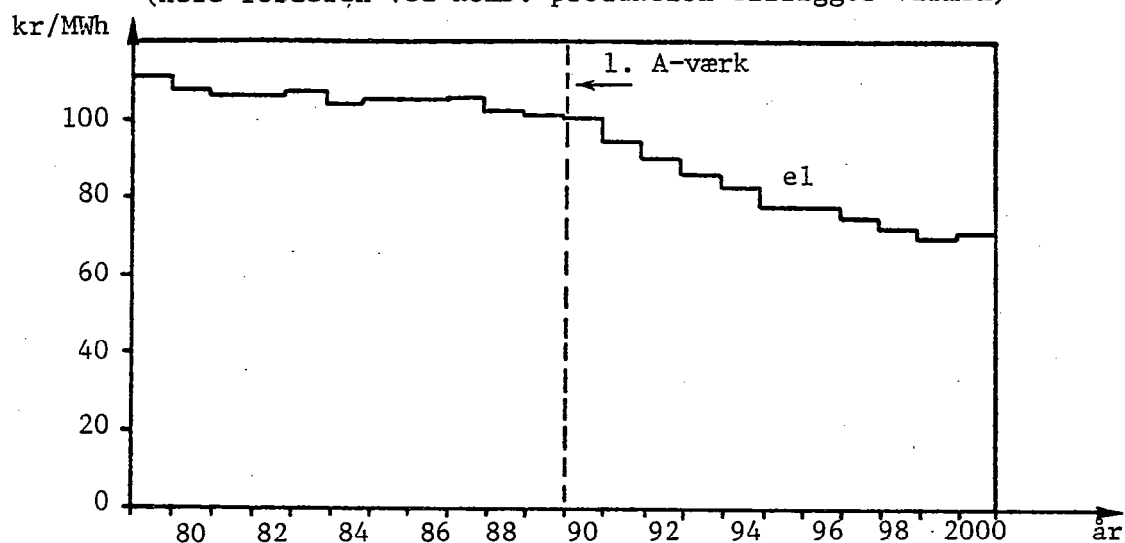
Forbrug af primærenergi.



* Ved omregning af importeret el er anvendt en nyttevirkning på 0.39. D.v.s. 1 GWh svarer til et brændselsforbrug på 9.2 TJ.

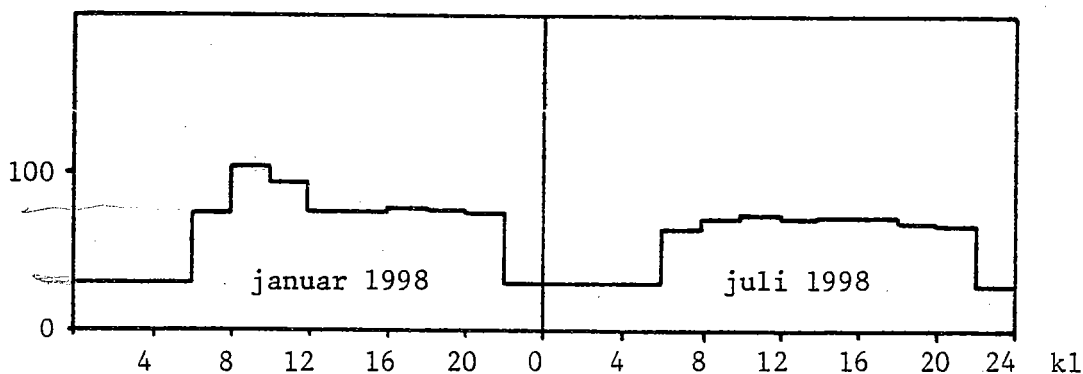
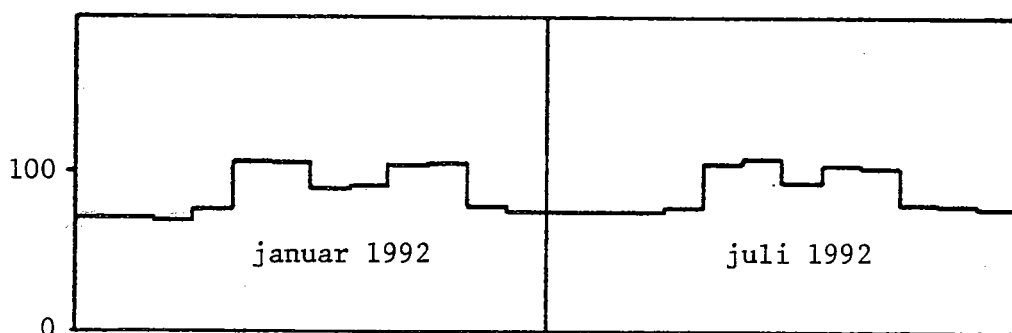
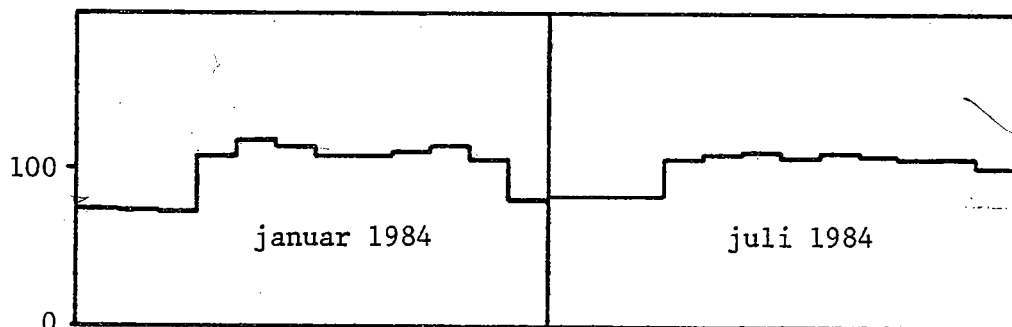
Variable omkostninger til elproduktion.

(hele fordelingen ved komb. produktion tillægges varmen)



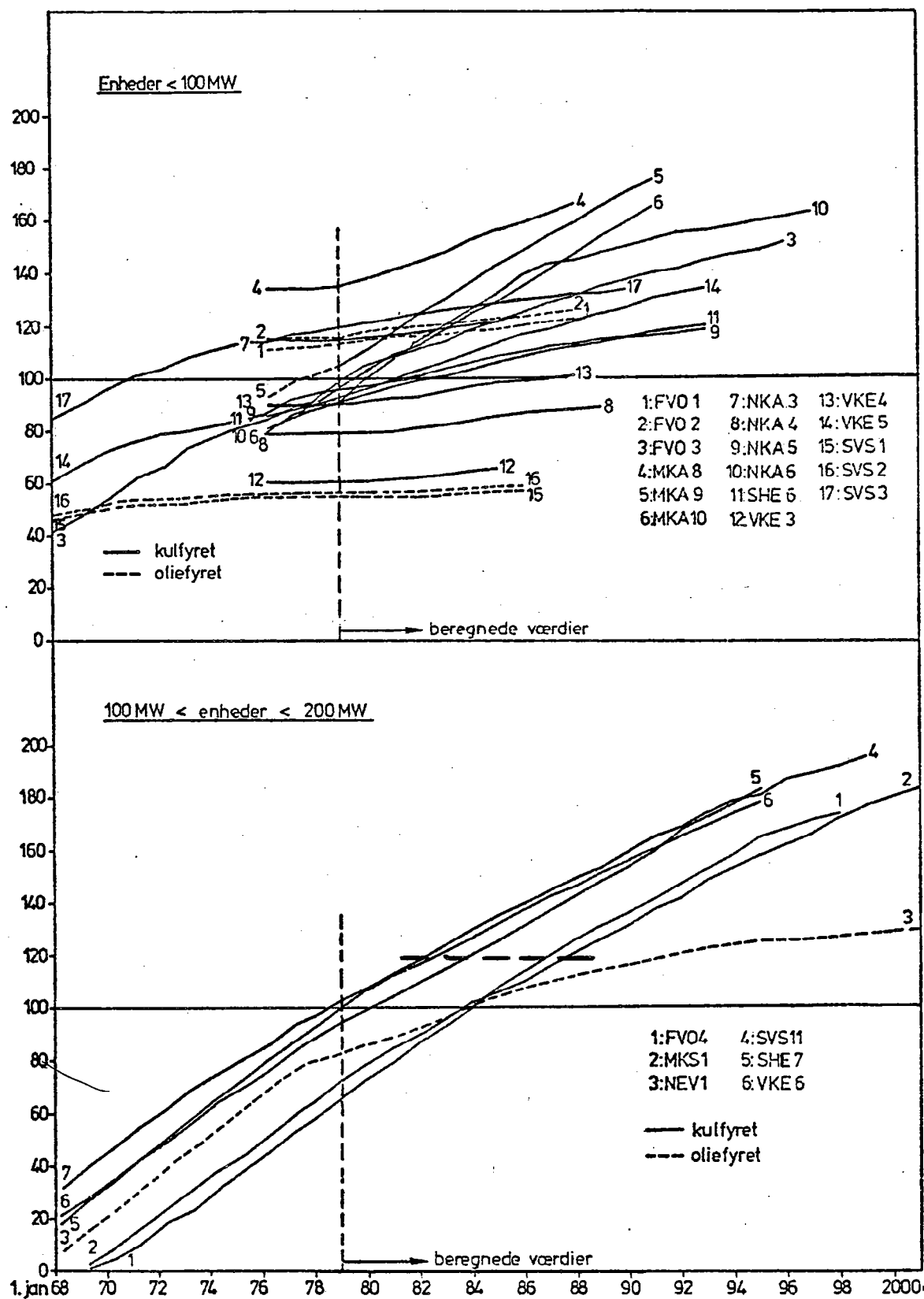
Marginalpriser, hverdage, kr/MWh

(eksempler, der ikke gælder længere perioder)



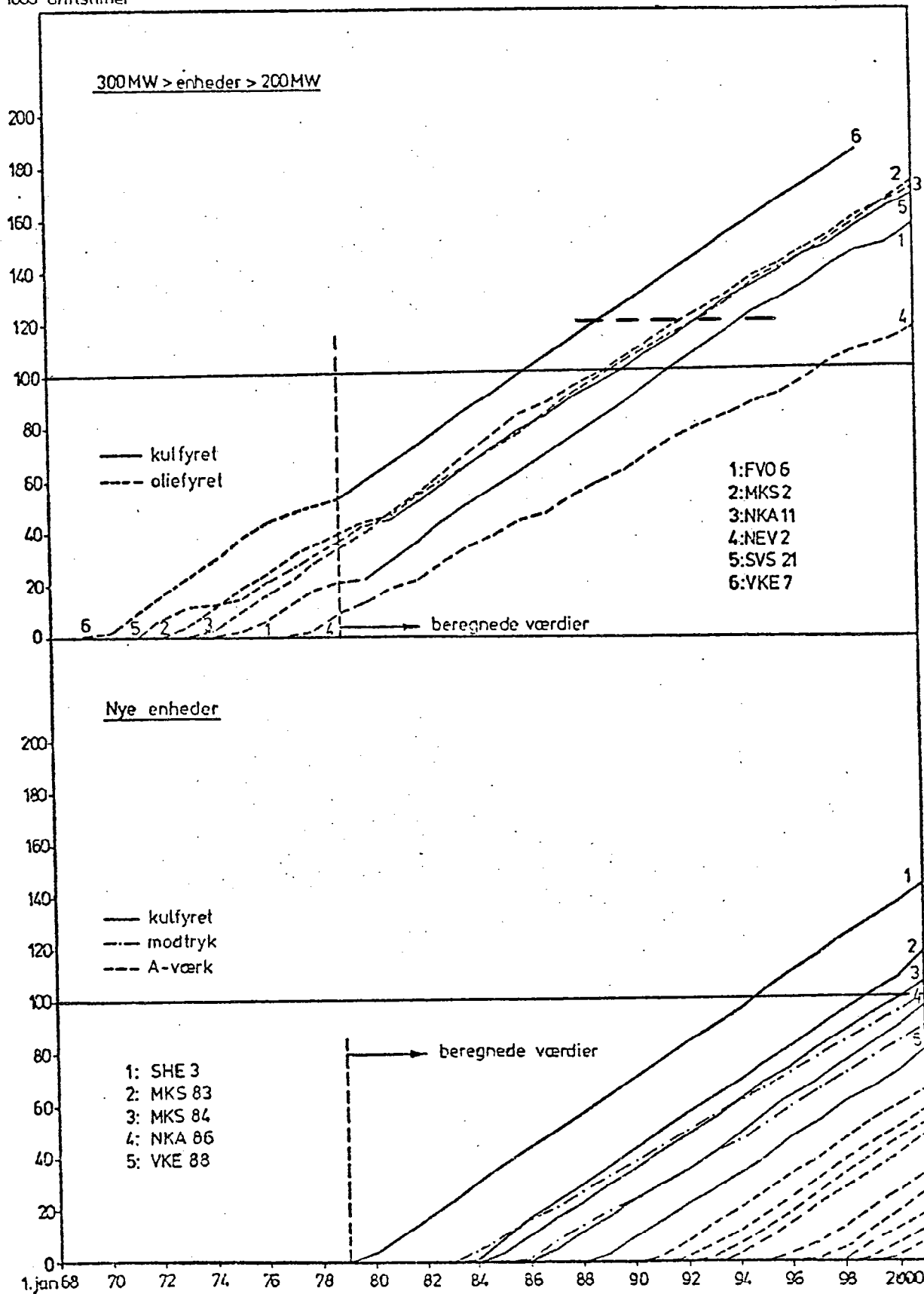
Akkumulerede driftstimer pr. 1. januar.

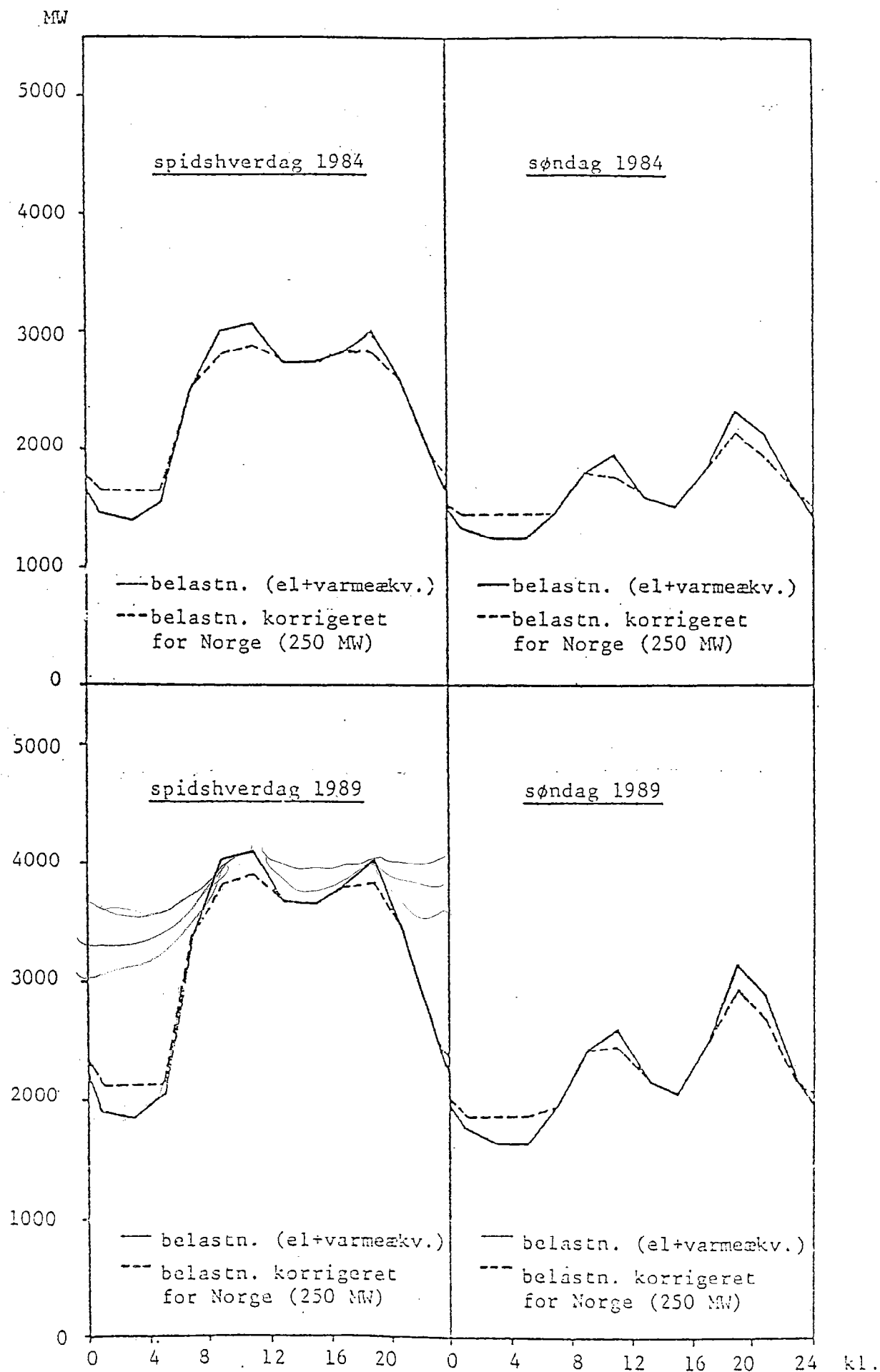
1000 driftstimer



Akkumulerede driftstimer pr. 1. januar.

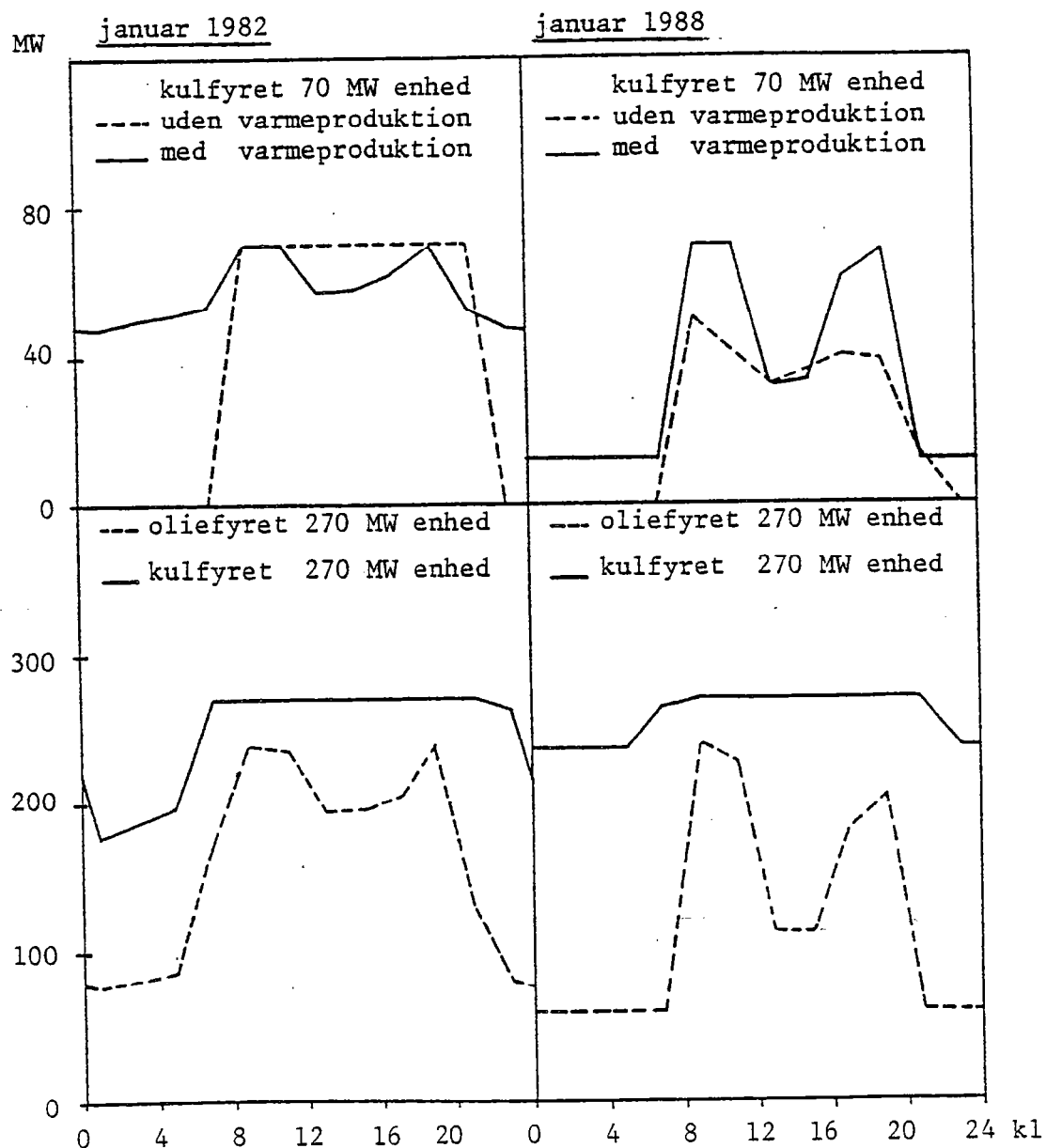
1000 driftstimer



Belastningsvariation over døgnet, efterår.

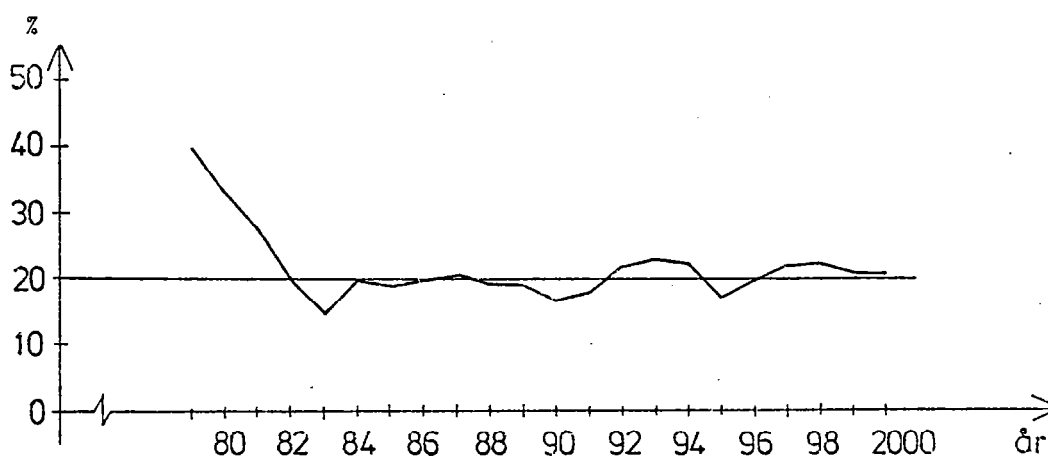
Typiske lastprofiler.

for forskellige enhedsstørrelser

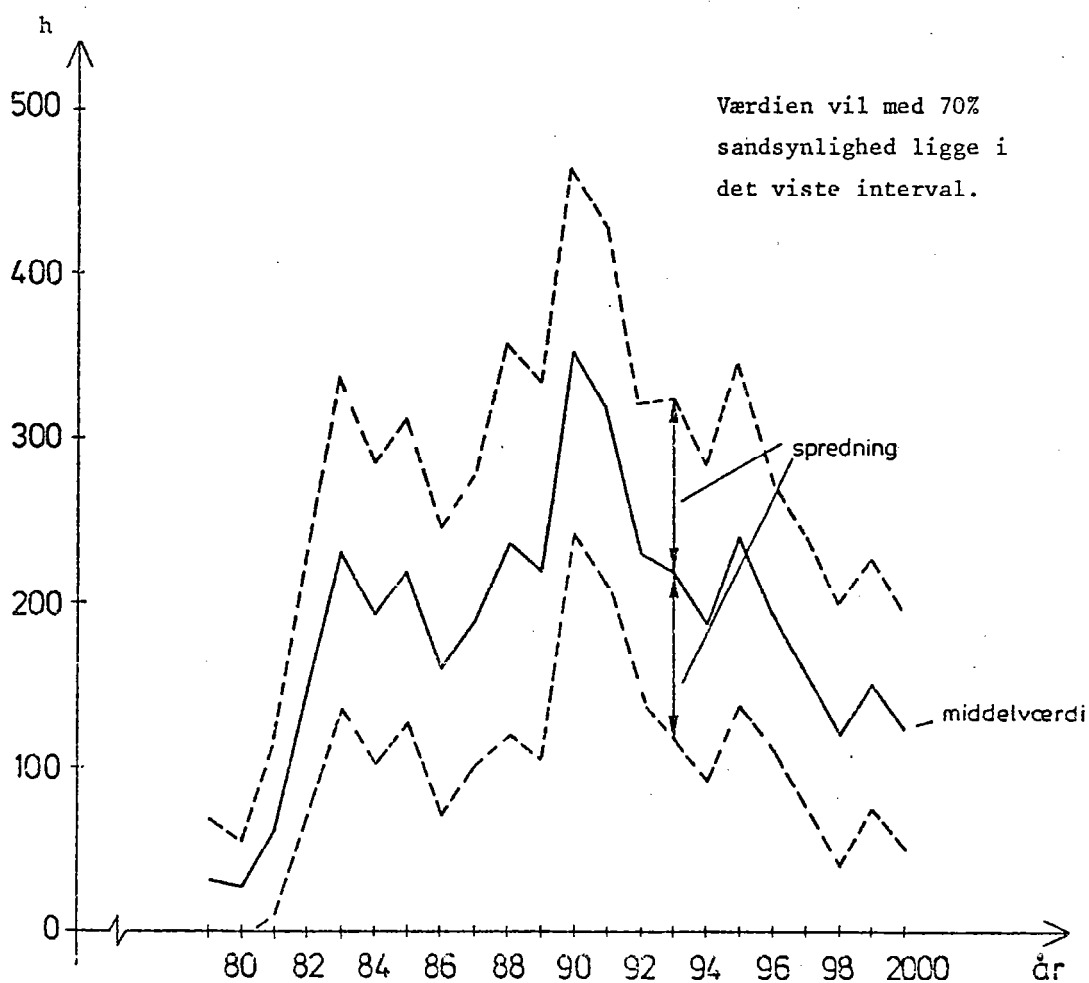


Den installerede reserveeffekt i % samt
det årlige antal timer med effektunderskud.

installeret
reserveeffekt

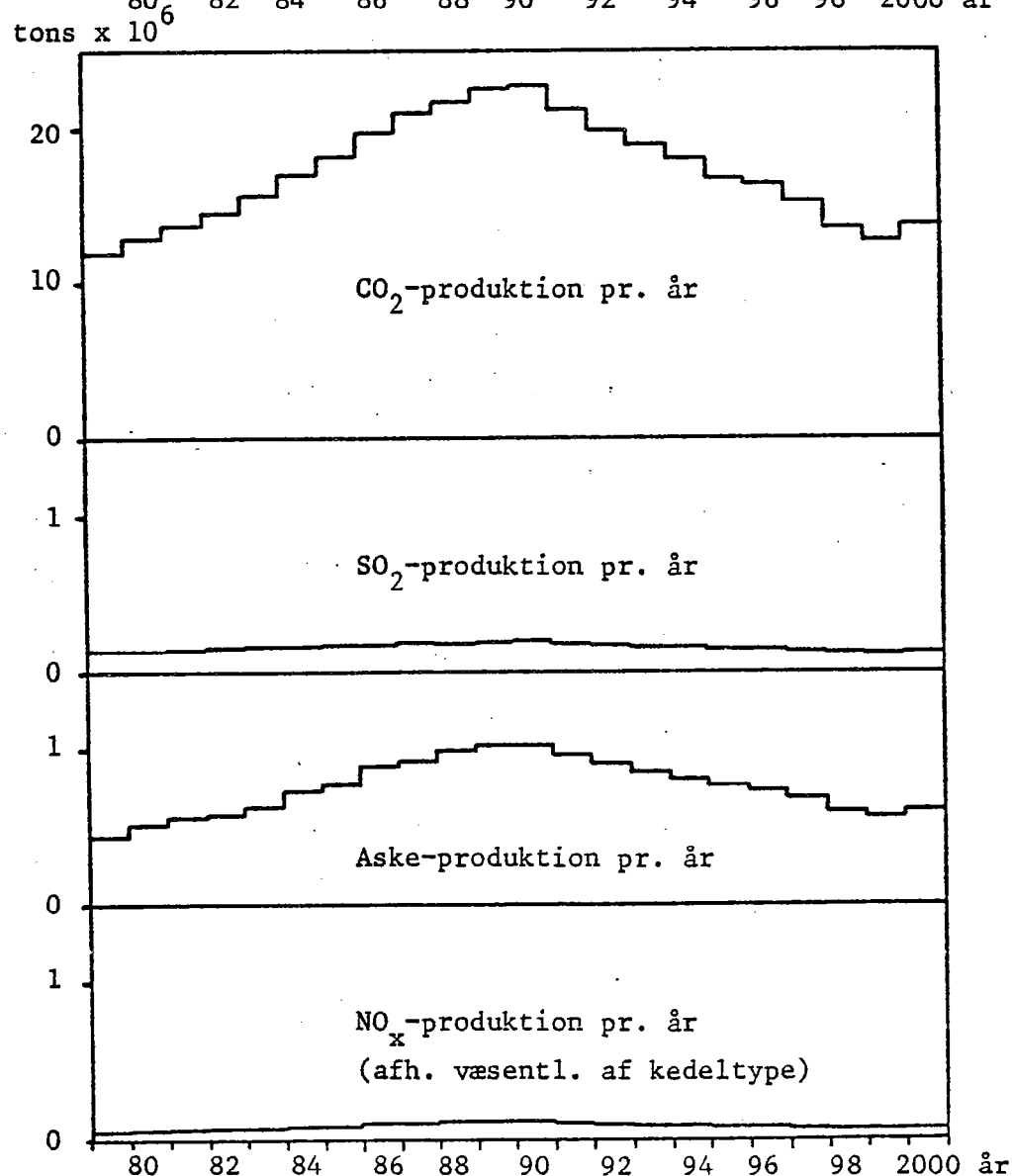
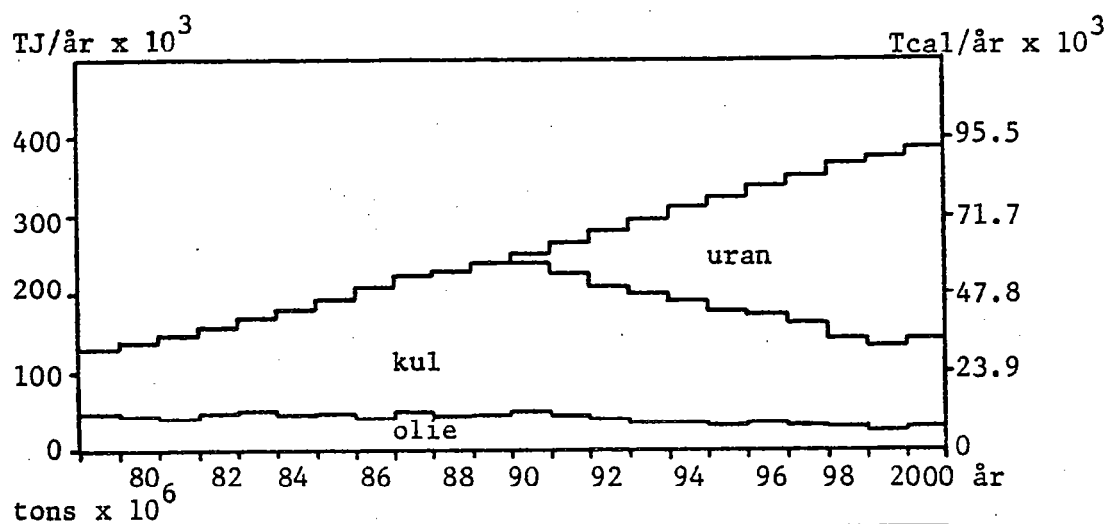


timer med
effektunderskud



Miljøbelastninger fra den konventionelle produktion.udtrykt i tons CO_2 , SO_2 , aske og NO_x pr. år.

	Br.værdi kJ/kg	Aske %	S %	C %	NO_x upm
kul	25000	13	0.9	67	800
olie	40600	0	3.5	86	400



Oversigt over lossekapaciteter, 1979

	Kranernes grabstørrelse netto tons kul	Gennemsnitlig lossekapacitet (1) tons/time	Gennemsnitlig ladnings- størrelse 1000 tons	Årlig til- førsel mio t/år	Antal anløb	Lossetimer 1979 timer/år
FV	2 x 4,5 1 x 7,0	700	7,5 (pram)	1,2	160	1700
MKA	1 x 4,0	200	3,5	0,3	100	1600
MKS	2 x 6,0	600	35	0,3	10	600
NK	2 x 4,5	250	3,5	0,2	60	800
SV	2 x 4,0	350	3,5	0,2	60	600
SH	2 x 10,5	900 (2)	90	3,0 (3)	35	3300
VK	2 x 7,5	700	25	1,0	40	1400

- (1) Inklusive tid til trimning af skibet
 (2) Baseret på erfaringerne i indkøringsperioden
 (3) Inkl. NWK og kul til transit

Havneforhold 1979

Kraft- værk	Max. dyb- gang for kulkib m	Max. dyb- gang for olieskib m	Max. ladningsstørrelse ved kulkaj		Max. ladningsstørrelse ved ollekaj/-pier		Samtidig løsning af kul og olie
			Fuldladet t	Partlastet til t (1)	Fuldladet t	Partlastet til t (1)	
FV	6,7	6,7	7.500 (pram)	-	5.500	-	ja
MKA	8,0	8,0	15.000	-	15.000		ja
MKS	10,7	10,0	35.000	45.000 (60.000)	25.000	40.000 (60.000)	nej
NE	-	8,5	-	-	12.000	40.000 (100.000)	-
NK	7,3	8,5	5.500 (2)	-	12.000	40.000 (100.000)	ja
SV	7,0	11,6	5.500 (2)	-	50.000	70.000 (100.000)	ja
SH	15,0	17,0	100.000	110.000 (120.000)	150.000		ja
VK	9,5	9,5	20.000	30.000 (50.000)	20.000	30.000 (50.000)	nej

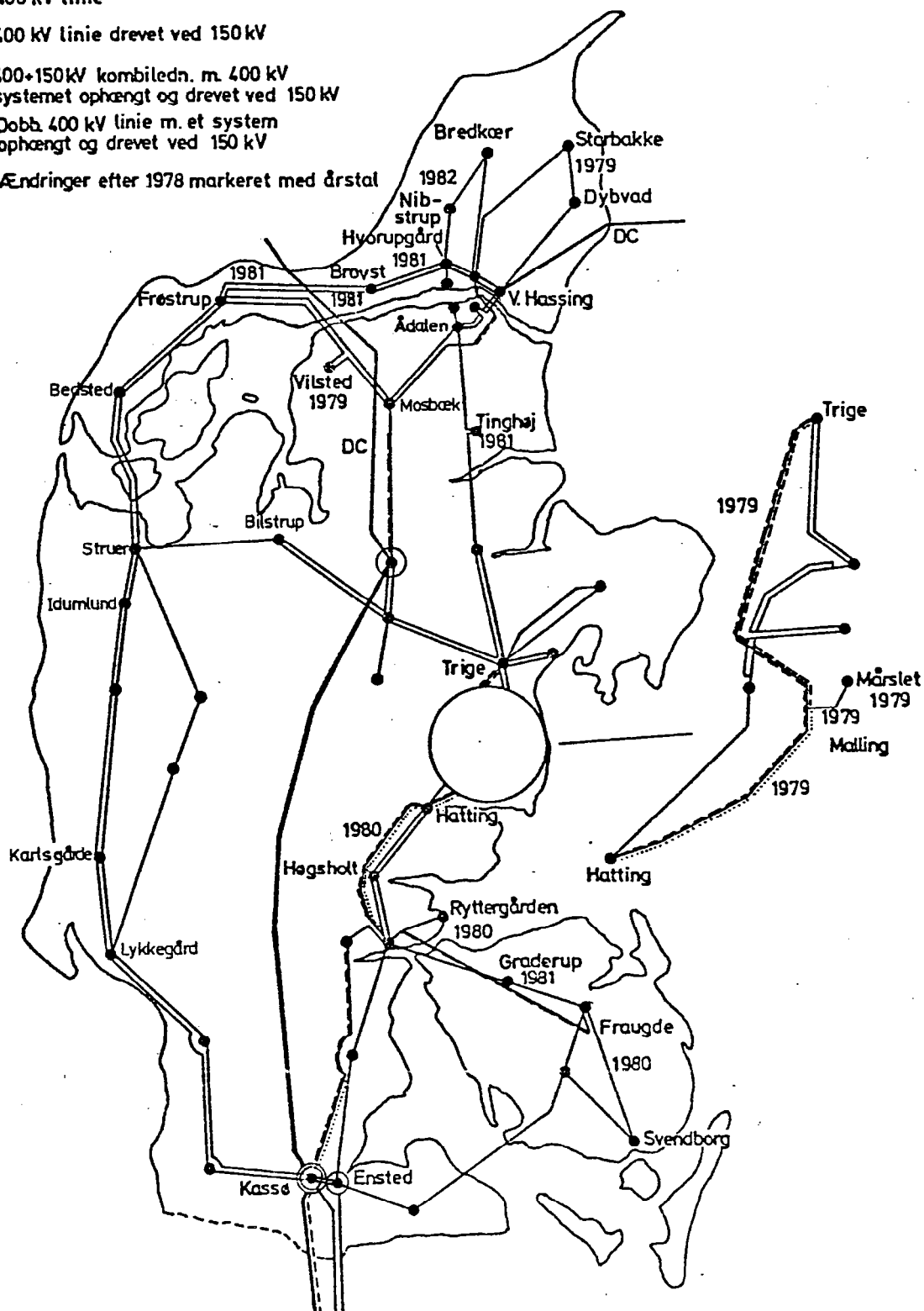
BILAG 3.7

- (1) Skibsstørrelsen er angivet i parentes.
 (2) Endvidere kan havnen anløbes af prammene (7.500 t)

Planlagt netudvikling indtil 1982

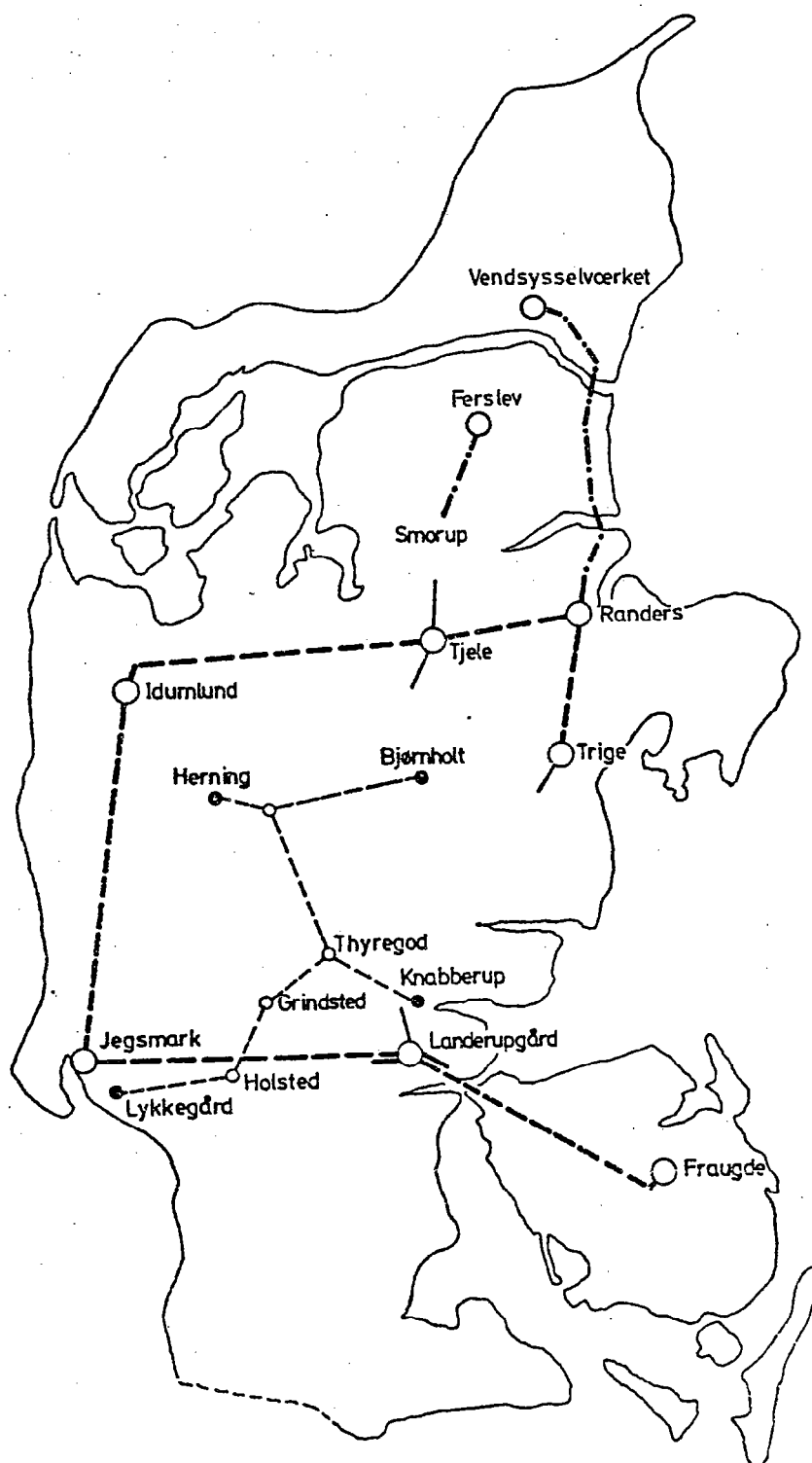
- 150 kV station
- ⊙ 150/220 kV transformering
- ⊙ 150/400 kV transformering
- 150 kV linie
- 220 kV linie
- 400 kV linie
- 400 kV linie drevet ved 150 kV
- - - 400-150 kV kombiledn. m. 400 kV systemet ophængt og drevet ved 150 kV
- - - Dobb. 400 kV linie m. et system ophængt og drevet ved 150 kV

Ændringer efter 1978 markeret med årstal



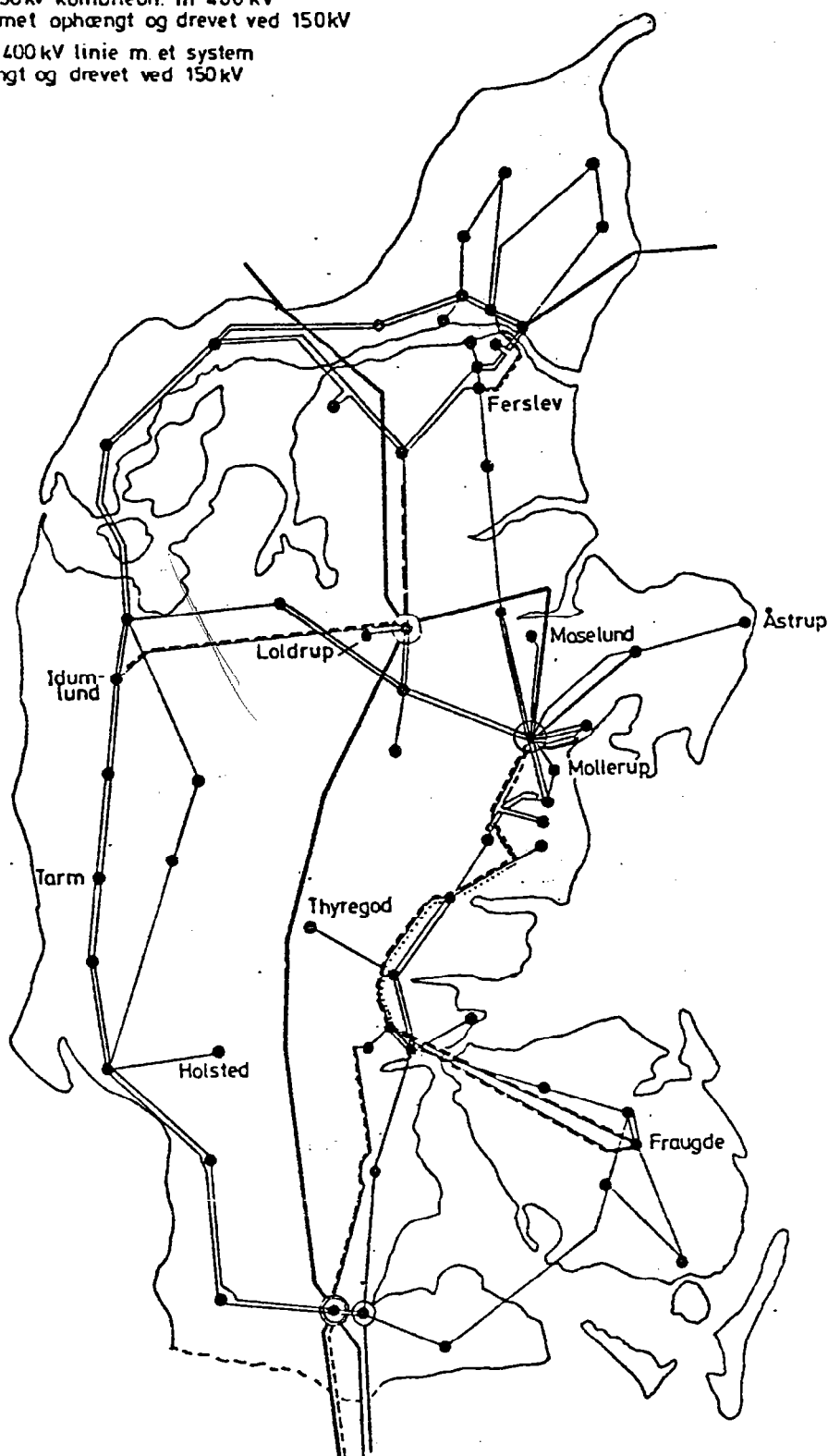
Ledninger, som søges optaget i
myndighedernes region- og kommuneplaner
med endeligt fastlagt tracé.

- 400 kV ledninger (forslaget godkendt, se litt. 15)
- 150 kV ledninger (forslaget godkendt, se litt 15)
- 400 kV ledninger (forslag, litt. 15)



Skitse-mæssig planlagt netkonfiguration stadium 1985

- 150 kV station
- ⊙ 150/220 kV transformering
- ⊙ 150/400 kV transformering
- 150 kV linie
- 220 kV linie
- 400 kV linie
- 400 kV linie drevet ved 150 kV
- 400-150 kV kombiledn. m 400 kV systemet ophængt og drevet ved 150 kV
- Dobb 400 kV linie m. et system ophængt og drevet ved 150 kV



Betalinger til nye anlæg, 1978-priser uden byggerenter (Mkr.)

	Idriftsættelse	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Ialt	Kilde
<u>Besluttete anlæg</u>													
SHE Blok 3	1979	67										424	litt. 17
FVO Blok 3 (ombyg)	1979	39										139	litt. 17
SVS Blok 2 (ombyg)	1980	50	74									124	litt. 13
MKS Blok 3	1983	91	85	186	403	138						903	litt. 14
Herning modtryk	1983	13	39	105	79	27						263	litt. 18
MKS Blok 4	1984	37	17	44	111	335	113					657	litt. 14
Øvrige anlæg		37	7									-	
<u>Fremtidige anlæg</u>													
Decentrale modtryk	1985			24	16	176	320	264				800	} blokpris litt. 10, + 212 Mkr.
600 MW	1986			78	173	344	360	192	53			1200	
600 MW	1988					78	173	344	360	192	53	1200	
<u>Netanlæg</u>													
Net > 150 kV		76	50	54	62	125	134	-	-	-	-	-	litt. 15
Net 60 kV		52	66	68	61	49	53	-	-	-	-	-	litt. 15
Ialt		462	338	559	905	1272	1153	-	-	-	-	-	