

KOORDINERET KRAFTVÆRKSUDBYGNING I 80'ERNE

**Notat udgivet af
Danske Elværkers Forening
udarbejdet af
Elværkernes Energiudvalg
August 1975.**

Koordineret Kraftværksudbygning i 80'erne
K.K. II

Notat
udgivet af
Danske Elværkers Forening
udarbejdet af
Elværkernes Energiudvalg

August 1975

<u>Indholdsfortegnelse</u>	<u>Side</u>
1. RESUME	3
2. FORORD	7
3. ELFORSYNINGENS MÅL OG BEGRÆNSNINGER	8
4. PLANLÆGNINGSFORUDSÆTNINGER	13
4.1 Elforbrugets udvikling	13
4.2 Igangværende kraftværksudbygninger	18
4.3 Nye produktionsanlæg	21
4.3.1 Kraftværkstyper og -størrelser	21
4.3.2 Anlægspriser	24
4.3.3 Investeringsforløb	24
4.3.4 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	26
4.3.5 Kraftværkernes tilgængelighed	26
4.4 Brændsel og priser herfor	27
4.5 Fjernvarme i forbindelse med elproduktion	30
4.6 Overføringsanlæg	31
4.7 Prisudvikling, rentefod	31
5. UDBYGNINGSALTERNATIVER	32
5.1 Nødvendig installeret effekt	32
5.2 Udbygningsplaner	34
6. VURDERING AF UDBYGNINGSALTERNATIVER	35
6.1 Forsyningssikkerhed	35
6.1.1 Afhængighed af fossilt brændsel	35
6.1.2 Beredskabslager	37
6.2 Årlige betalinger til brændsel, drift og anlæg	37
6.3 Elprisens mulige udvikling	38
6.4 Finansieringsformens indvirken på elprisen	41
6.5 Økonomiske konsekvenser af ændrede forudsætninger .	42
6.5.1 Effektmæssig overudbygning	42
6.5.2 Konsekvenser af havarier	42
6.5.3 Elprisens stabilitet ved brændselsprisændringer	43
6.6 Vurdering af en Store Bælts forbindelse	44
Bilag 4.1-4.3, 5.1-5.5, 6.1-6.8	
Litteraturfortegnelse	51
Appendix A: Data vedrørende kraftværksudbygning.	

Afsnit 1: RESUME

Indledning: Den foreliggende rapport er udarbejdet af Elværkernes Energiudvalg og skal ses i fortsættelse af den i april 1974 til Handelsministeriet udarbejdede redegørelse. I forhold til sidstnævnte er der i denne rapport lagt et væsentligt større arbejde i at fremskaffe de nødvendige data med henblik på at belyse forskellige udbygningsalternativer, belastningsprognoser etc.

Elselskaberne har selv udformet en række krav til leveringsforpligtelse, elkvalitet, driftssikkerhed, forsyningssikkerhed, økonomi og risiko, som stedse søges overholdt. Ligeledes er de underlagt de krav, f.eks. miljømæssige, som myndighederne bl.a. gennem lovgivningen har opstillet.

Ud fra ovennævnte krav er dansk elforsyning planlagt. Grundkomponenten heri har hidtil været en dampturbin i kondensationsdrift. Dampen kan frembringes enten af konventionelle kedler eller af nukleare reaktorer, og elektricitetsproduktionen kan kombineres med leverancer til f.eks. fjernvarme. Dette kan forbedre virkningsgraden betragteligt i forhold til de ellers gældende maksimalt 42 %.

Prognoser: Et vigtigt punkt i planlægningen er fastlæggelsen af en prognose eller et prognoseinterval for elforbrugets fremtidige udvikling.

Som baggrund herfor kan nævnes, at elforbruget i Danmark i perioden 1930-72 steg med i gennemsnit 9 % om året. Selv om det er indlysende, at der ikke i al fremtid kan ske en stadig stigning hverken i det totale energiforbrug eller i elforbruget, anser elværkerne det ikke for sandsynligt, at de sidste par års stagnation i forbruget kan anvendes som rettesnor for udviklingen i de næste 10-15 år.

Elværkerne finder det rimeligt at ansætte et sandsynligt interval for stigningen i elforbruget frem for en enkelt prognose. Dette interval antages at ligge mellem en øvre prognose på 8 % årlig stigning i elforbruget i 1975-85, 7 % i 1986-90 og derefter 6 % og en nedre prognose på 6 % årlig stigning i 1975-85, 5 % i 1986-90 og derefter 4 %.

Det bemærkes, at stigningen i elforbruget kan ønskes fremmet ud over stigningen i det totale energiforbrug, idet der i forbindelse med en øget anvendelse af kul og uran i kraftværkerne kan opnås en formindskelse af olieafhængigheden. Denne udvikling anbefales af EF-kommissionen.

Benyttelsestiden for den maksimale belastning regnes for svagt stigende mod en stabilisering på omkring 5000 timer.

Med en byggetid på mindst 5 år (for et konventionelt kraftværk) er det klart, at oliekrisen kun i begrænset omfang kunne påvirke udbygningen i 1970'erne. Færdiggørelsen af et enkelt værk, Asnæs 5, har kunnet udskydes i 2 år fra 1978 til 1980, og 2 planlagte, men ikke besluttede, udvidelser har kunnet udskydes på ubestemt tid. Alt andet byggeri fortsætter som planlagt.

Den øjeblikkelige reduktion af forbrugsstigningen bør ikke give anledning til, at den fremtidige udbygning sker efter en for lav prognose, de lange byggetider (5-8 år) for kraftværkerne taget i betragtning. En overkapacitet i produktionsapparatet medfører ganske vist unødige omkostninger og hermed en (ret ubetydelig) forøgelse af elprisen. En underkapacitet medfører derimod leveringsvanskeligheder med afbrydelse af forbrugere til følge.

Kraftværkstyper:

I udbygningsplanerne for 1980'erne - som er den tidsperiode, der har umiddelbar interesse - antages kun kombinerede kul/oliefyrede grundlastværker og kernekraftværker at blive aktuelle i modsætning til rent olie- eller gasfyrede enheder. Allerede i dag kan 60-70 % af den totale elproduktion produceres med kul.

Der regnes ikke med bygning af mellem- og spidslastanlæg i den betragtede periode, ej heller med bygning af nye værker til kombineret elektricitets- og varmeproduktion, før den i øjeblikket eksisterende kapacitet er udnyttet. Sidstnævnte spørgsmål undersøges dog i anden sammenhæng (DEFU).

Elværkerne stiller sig principielt positivt over for andre måder at producere elektricitet på end de ovennævnte, men finder det uansvarligt nu at binde sig til større risikobetonede projekter med nye anlægstyper.

- Brændsel:** Som brændsel i kraftværkerne kan der anvendes olie, kul, uran og eventuelt naturgas, hvor visse EF-direktiver lægger en række begrænsninger på olie og gas. For alle brændselstyper knytter der sig stor usikkerhed til den fremtidige prisudvikling og forsyningssikkerhed. Det bemærkes dog, at udgiften til uran ved udbygning med kernekraft udgøren forholdsvis langt mindre del af de samlede omkostninger end udgiften til olie, kul eller naturgas ved en konventionel udbygning. Herved bliver elprisen mindre påvirket af prisændringer på brændslet ved den nukleare udbygning end ved den konventionelle.
- Reserveeffekt:** Danmark har en række elektriske forbindelser til udlandet, der udnyttes inden for et omfattende samarbejde. Når hensyn tages hertil - og til usikkerheden i de forventede belastninger - skønnes en reserveeffekt på 15-20 % til dækning af forekommende havarier for rimelig. Skønnet bygger på en lang række forskelligartede beregninger.
- Udbygningsplaner:** På baggrund heraf og de tidligere gjorte forudsætninger opstilles en række udbygningsplaner dels for ELSAM og KRAFT-IMPORT som helhed og dels hver for sig både med og uden kernekraftværker. Det antages, at der højst kan opføres én kernekraftenhed i Danmark hvert andet år med skiftevis byggeri øst og vest for Store Bælt.
- I rapportens sidste afsnit er der foretaget en vurdering af de opstillede udbygningsplaner. Der er i rapporten forudsat et fast prisniveau - primo 1975 - og en realrente på 5 %.
- Oliebesparelser:** Ved den øvre prognose vil kernekraftværkerne i de opstillede udbygningsplaner kunne producere henholdsvis 24 % i 1985 og 40 % i 1990 af elenergien de pågældende år. De tilsvarende oliebesparelser er på henholdsvis ca. 2 mill.tons og 5 mill.tons pr. år. Det vil stadig være nødvendigt at bygge nye konventionelle anlæg til erstatning af gamle udslidte kraftværker, idet kernekraftværkerne kun dækker belastningsstigningen.
- Ved den nedre prognose vil hele udbygningsprogrammet kunne ske med kernekraftværker, og disse vil i 1985 kunne producere 15 % og i 1990 ca. 50 % af elenergien. Ved at fremskynde det første nukleare anlæg fra 1984, hvor det ifølge den nedre prognose skulle bygges, til 1983 kan der i perioden 1983-86 spares godt 1 mill.tons olie.

De økonomiske konsekvenser:

De økonomiske konsekvenser af de i rapporten behandlede muligheder - høj/lav prognose, kernekraft/ikke kernekraft, selvfinansiering/lånefinansiering etc. - omtales udførligt i afsnittene 6.2 og 6.4 og de hertil hørende bilag. Generelt gælder, at en nuklear udbygning, på grund af de større investeringer, i en årrække vil medføre højere elpriser end den tilsvarende konventionelle udbygning. I 2. halvdel af 1980'erne vil de nukleare værkers lavere driftsomkostninger slå igennem, og elprisen vil i 1990'erne falde til en lavere værdi, end det er muligt at opnå ved en konventionel udbygning. Forskellige afskrivningsmetoder kan naturligvis påvirke dette resultat, men i samtlige de betragtede udbygningsplaner vil de totale omkostninger - og dermed den gennemsnitlige elpris - ligge lavere i de nukleare end i de konventionelle tilfælde. Mindre ændringer af forudsætningerne påvirker ikke dette resultat.

Store Bælts forbindelsen:

Endelig vurderes betydningen af den i rapporten forudsatte Store Bælts forbindelse på 500 MW og af en udvidelse til 1000 MW. Det vises, at Store Bælts forbindelsen - med de eksisterende udlandsforbindelser - kun har ringe effektmæssig betydning, og at de eventuelle økonomiske fordele ved koordineret udbygning på de 2 sider af Store Bælt ikke kan opveje omkostningerne ved forbindelsens etablering uanset dennes størrelse. I tilfælde af en isolering fra omverdenen af det danske elsystem vil en Store Bælts forbindelse medføre forøget leveringssikkerhed, men kan dog langt fra bringe den op på det normale, høje niveau, som udlandsforbindelserne giver.

Bilag, appendix m.v.:

Til rapporten slutter sig en lang række bilag, ialt 17, og et appendix (A), hvori der gøres nærmere rede for de i rapporten anvendte data. En samling oplysninger om rådigheds- og pålidelighedsfaktorer findes i en redegørelse (Driftsresultater, DEF, juli 1975), som er udsendt separat sammen med denne rapport.

Afsnit 2: FORORD

I april 1974 afgav Elværkernes Energiudvalg en redegørelse til Handelsministeriet. Heri blev det anført, at de meget voldsomme prisstigninger - først på anlæg til elproduktion og -overføring og siden efteråret 1973 på olie og kul - havde gjort det aktuelt med en fornyet undersøgelse af kraftværksudbygningen i 1980'erne i lighed med den for 1970'erne gennemførte ELSAM-KRAFTIMPORT-undersøgelse.

Det blev endvidere anført, at det var Elværkernes Energiudvalgs hensigt at foretage en sådan undersøgelse snarest muligt. I denne rapport er der redegjort for resultatet af den fornyede undersøgelse.

Redegørelsen af april 1974 blev lavet med kort varsel, og det primære formål var at redegøre for de forventede investeringer i elsektoren og for udviklingen i elprisen i 1980'erne. For at forenkle betragtningerne blev der forudsat en Store Bælts forbindelse, og anlægsudgiften for denne indgik i de økonomiske opstillinger, uden at der i øvrigt blev taget stilling til forbindelsens rentabilitet.

I denne rapport er der lagt et væsentligt større arbejde i at opstille de nødvendige tekniske og økonomiske data, end det var muligt i forbindelse med forrige års redegørelse. Rapporten belyser flere udbygningsmuligheder ved to forskellige forudsætninger om belastningsstigningen. Den indeholder også en vurdering af Store Bælts forbindelsen på grundlag af de seneste økonomiske data. Undersøgelsesprogrammet er endvidere blevet tilrettelagt således, at resultaterne giver mulighed for en nærmere uddybning af nogle af de svar, som er sendt til Handelsministeriet på de af folketingets energipolitiske udvalg i efteråret 1974 stillede spørgsmål.

Der er ikke i denne rapport medtaget omfattende analyser af virkningen af ændringer i de økonomiske forudsætninger, da sådanne undersøgelser for nylig er blevet gennemført af nogle af de af offentlige myndigheder nedsatte udvalg.

Afsnit 3: ELFORSYNINGENS MÅL OG BEGRÆNSNINGER

Dansk elforsyning er opbygget og organiseret ved lokale initiativer. Inden for elproduktionen har en vidtgående centralisering fundet sted. De fleste steder har elforsyningsvirksomhederne næsten fra starten været under offentlig kontrol.

Igennem årene har elprisen - målt i faste kroner - været faldende samtidig med, at kvaliteten, herunder drifts- og forsyningssikkerhed, er forbedret. På grund af økonomiske fordele ved kombineret el- og varmeproduktion er mange elværker blevet indrettet til også at kunne levere varme. På denne baggrund er det naturligt, at elselskabernes virksomhed i mange år ikke gav anledning til væsentlig kritik eller offentlig debat.

Med mere uoverskuelige forhold på markedet for primærenergi, med en teknologisk udvikling ad mange spor og med stadig flere muligheder for kombineret produktion bliver elforsyningen i stadig højere grad en integreret del af den samlede energiforsyning. Elværkerne skal bl.a. foruden elektrisk energi levere varme i det omfang, dette kan finde sted i en hensigtsmæssig kombineret produktion. De væsentligste opgaver for elforsyningen er fortsat omsætning af primærenergi til elektrisk energi og distribution af elektricitet. Men elværkerne vil i stigende grad interessere sig for kombineret produktion og for udvinding, transport og oplagring af primærenergi. Denne sidste interesse er foreløbig kommet til udtryk gennem deltagelsen i Grepco.

Elforsyningsvirksomheden må udøves under overholdelse af forskellige krav og restriktioner. Herudover kan nævnes:

- | | |
|------------------------|--|
| Leveringsforpligtelse: | Elværkerne leverer elenergi i det omfang, kunderne ønsker det, til alle normale behov. Aktiviteten i el-sektoren bestemmes således af forbrugernes efterspørgsel. |
| Elkvalitet: | De tekniske krav til forsyningskvalitet hos forbrugerne (normalspænding, tilladelige afvigelser og fluktuation m.v.), som det er nødvendigt at stille af hensyn til elektricitetens tilfredsstillende udnyttelse til vidt forskellige formål, udformes af et udvalg under Danske Elværkers Forening. |

Driftssikkerhed: Begrebet måles ud fra den tid, forsyningen til en forbruger er afbrudt som følge af tekniske problemer i produktions- eller fordelingssystem. Som gennemsnit for alle forbrugere er afbrydelsestiden meget lav, og for den enkelte søges den indskrænket til højst nogle få timer om året. Ved fastsættelse af driftssikkerhedsniveauet afvejes udgiften for forbrugeren ved ikke at få den påregnede elleverance mod merudgifterne ved at levere med større sikkerhed.

Krav om elkvalitet og driftssikkerhed opfyldes primært ved tilstrækkelig udbygning af distributionssystemer og reparationsberedskab. For at undgå, at forbrugerne mærker bortfald af produktionsenheder, skal der desuden rådes over effektreserver dels installeret i egne produktionsanlæg og dels i form af forbindelser til udenlandsk reserveeffekt.

**Forsynings-
sikkerhed:**

Elproduktionssystemet er afhængigt af stabile tilførsler af primærenergi. Under internationale kriser kan tilførslerne af udenlandsk brændsel blive praktisk taget blokeret i længere tid. Olietilførslerne har vist sig at være særligt følsomme.

Elproduktionssystemet bør derfor udbygges for anvendelse af de brændselstyper, som har den bedst opnåelige forsyningsstabilitet med hensyn til både mængder og priser, eventuelt således at flere brændselstyper kan anvendes i samme anlæg. Det er af særlig betydning, at afhængigheden af olie reduceres mest muligt. Desuden bør brændselslagrene være så store, at uforstyrret elforsyning kan opretholdes i længere tid, selv om brændselstilførslerne afbrydes fuldstændigt.

For tiden skal elværkerne efter krav fra Handelsministeriet holde brændselslagre til mindst 3 måneders drift og på visse årstider mindst 5½ måneds drift.

Økonomi:

Inden for rammerne af de øvrige krav, der stilles til elforsyningen, tilstræber elselskaberne anlægsudbygninger og driftsformer, som giver stabile og lave forbrugspriser - så vidt muligt også under krisesituationer på

energimarkedet. Samtidig søges opgaverne gennemført ved en høj grad af selvfinansiering. Elprisens stabilitet over for prissvingninger på råenergimarkedet kan forbedres ved udbygning med produktionsanlæg, hvor brændselsudgiften udgør en beskedent del af de totale udgifter (f.eks. kernekraft).

- Risiko: Elselskaberne kan med det betydelige samfundsansvar, som hviler på dem, kun gå ind for store investeringer i projekter, som er gennemprøvede og teknisk forsvarlige.
- Miljømæssige krav: Her sætter lovgivningen krav på en lang række områder. Elselskaberne opfylder gældende krav med rigelig sikkerhedsmargin. Det skal påpeges, at væsentligt skærpede krav kan ændre planlægningsgrundlag og udbygningsplaner radikalt. Som eksempel kan nævnes, at krav om afsvovling af brændsel indebærer voldsomt forøgede anlægs- og driftsudgifter for konventionelle anlæg.
- Øvrige krav fra myndigheder: Ved planlægningen må en række andre restriktioner tages i betragtning, f.eks. lokale byplaner, fredningsbestemmelser m.m.

Som primærenergi til elproduktion kan foreløbig kun anvendes olie og kul og senere uran. Desuden kan naturgas anvendes, hvis den bliver tilgængelig til dette formål. Vandkraft kan indgå som import fra Norge. Vindkraft kan ikke forventes at få nogen betydende rolle. Selv om den kan yde et vist tilskud til energiproduktionen, må der udbygges med andre produktionsformer for at klare effektbehovet i perioder med vindstille. En vis fleksibilitet med hensyn til valg af primærenergi opnås ved bygning af anlæg, som kan fyres med forskellige brændselstyper, f.eks. kul/olie-fyrede anlæg, der uden væsentlig udgift også kan indrettes til fyring med gas.

I kraftværker vil grundkomponenten endnu i lang tid være en dampturbine i kondensationsdrift. Dampen frembringes enten af konventionelle kedler eller af nukleare reaktorer. Med sådanne anlæg kan der opnås virkningsgrader på op til 42 %. En bedre brændselsudnyttelse opnås ved kombineret produktion af el og varme. Desuden kan virkningsgraden forbedres ved særlige anlægskombinationer, f.eks. dampkraft/gasturbine og dieselmotor/dampturbine. I denne rapport er der ikke ta-

get stilling til ændret politik med hensyn til fjernvarmeleverancer og særlige anlægskombinationer, men mulighederne vil blive belyst ved igangværende særskilte undersøgelser.

Ved opstilling af udbygningsplaner tilstræbes en økonomisk optimal struktur under overholdelse af de nævnte krav. Desuden skal særlige restriktioner, som udstedes af statslige myndigheder eller EF, respekteres. I denne undersøgelse forudsættes, at der højst kan bygges én kernekraftenhed hvert andet år i Danmark - et byggetempo, der i øvrigt - landets størrelse taget i betragtning - svarer til det i Sverige og Frankrig gennemførte eller planlagte. På baggrund af et EF-direktiv forudsættes desuden, at der ikke bygges produktionsenheder for ren olie- og gasfyring.

Ud fra de skitserede retningslinier er der udvalgt tekniske anlæg, som forudsættes at kunne indgå i elforsyningssystemet i 1980'erne, som er den tidsperiode, der har umiddelbar interesse. Der er specificeret tekniske og økonomiske data for disse anlæg. Udbygningsplaner er opstillet under forskellige forudsætninger om belastningsudvikling og om samarbejdsform over Store Bælt. Endelig har man ved driftssimuleringer søgt at belyse de enkelte planers konsekvenser med hensyn til bl.a. økonomi, forsyningssikkerhed, risiko og finansiering. Til sidstnævnte formål er forskellige prispolitikker undersøgt.

Væsentlige problemer behandles ikke nærmere i denne rapport, men i særskilte undersøgelser, som alle er igangsat, nemlig:

- muligheden for forøget leverance af fjernvarme ved kombineret el- og varmeproduktion
- elopvarmningens muligheder, herunder udnyttelse af jordvarme gennem varmepumpeanlæg
- forbedret brændselsudnyttelse ved bygning af kombinerede anlæg i 1980'erne, f.eks. dampkraft/gasturbine eller dieselmotor/damp-turbine

- sammensætningen af primærenergi og anlægstyper for tiden efter 1990.

Rapporten behandler heller ikke de særlige kernekraftproblemer, der er rejst i debatten om denne energiform. Elværkerne har udgivet forskellige skrifter herom, hvortil henvises.

Der kan desuden henvises til EF-kommissionens rapport: "Elektricitets rolle i en ny strategi for energipolitikken" (COM (74) 1970), der anviser mål og retningslinier for elforsyningsvirksomhed ud fra fællesskabets synspunkt.

Afsnit 4: PLANLÆGNINGSFORUDSÆTNINGER

4.1 Elforbrugets udvikling

I perioden fra 1930-1972 er elforbruget i Danmark i gennemsnit steget med ca. 9 % p.a. Denne stigning har kun forbigående været påvirket af politiske og økonomiske begivenheder. Af fig. 1, side 16 ses, hvorledes f.eks. 2. verdenskrig bevirkede et fald, der dog blev indhentet igen i de første år efter krigen. Den arbejdsløshed, de økonomiske konjunkturer i 1950'erne gav anledning til, formindskede stigningen i elforbruget, medens den øgede beskæftigelse i 1960'erne gav en stigning med et gennemsnit over 10 % p.a.

Hvorvidt stigningen i elprisen på grund af de stærkt øgede olie- og kulpriser kan få indflydelse på forbrugsstigningen, er det vanskeligt at vurdere. Det er imidlertid værd at bemærke, at elprisen i dag - selv efter de seneste prisstigninger på grund af oliekrisen, men målt i faste priser - er lavere, end den var i midten af 1960'erne. Endvidere udgør udgifterne til el en så beskedent del af normalforbrugers budget, at prisforhøjelsen næppe på længere sigt kan forventes at medføre en væsentlig begrænsning i husholdningsforbruget.

For industrien gælder, at prisen på de alternative energikilder er steget procentvis mindst lige så meget som el, så heller ikke stigningen i industriens forbrug må antages at falde væsentligt på grund af elprisstigningen.

Det synes mest sandsynligt, at det seneste par års dæmpning i forbruget skyldes den pludselige prisstigning og ikke så meget prisstigningens størrelse - foruden afmatningen i den økonomiske aktivitet specielt inden for byggesektoren.

I det notat af april 1975, der blev udarbejdet af Handelsministeriets Analyse- og prognoseudvalg for Energisektoren, er der redegjort for en række af de forhold, der vil kunne påvirke elforbrugets udvikling i fremtiden, ligesom vanskelighederne med at opstille en enkelt mest sandsynlig prognose er fremhævet. Elværkerne deler mange af de fremførte synspunkter vedrørende elforbrugets udvikling, og elværkerne har selv tidligere praktiseret den i notatet foreslåede fremgangsmåde med at ansætte et sandsynligt interval for elforbrugsstigningen fremfor en enkelt prognose.

Elværkerne deler derimod ikke den opfattelse, at udviklingen i elforbruget i de første år af 1970'erne kan begrunde en forventning om en væsentlig og varig svækkelse i stigningstakten. Det er risikabelt at lade stagnationen i forbruget i de sidste par år påvirke vurderingen af udviklingen i det næste årti i alt for høj grad. Det har været kendetegnende for prognosearbejde på mange områder, at en øjeblikkelig afmatning er blevet udlagt som begyndelsen til en varig stagnation.

Det er indlysende, at der ikke kan forventes en fortsat stigning i elforbruget på 8-10 % i al fremtid. En bevidst ændring af energiforbrugsmønsteret vil dog kræve en årrække, såfremt der ikke skal opstå uønskede samfundsmæssige bivirkninger.

Med en rimelig rolig økonomisk udvikling er det mest sandsynligt, at der vil ske en gradvis reduktion i forbrugsstigningen over de kommende årtier. I hvilket tempo denne reduktion vil ske, afhænger af samfundets evne til og muligheder for at kombinere ønskerne om fortsat forbedret levestandard med en politik, der bevidst fører til en væsentlig formindskelse af stigningen i energiforbruget og en større uafhængighed af olien som energikilde.

Elværkerne forbereder planer for de kommende 10-15 år. Endelig vedtagelse af planerne sker med ét værk ad gangen 6 a 8 år før idriftsættelsen - og under en afmatning kan byggetiden under visse omstændigheder eventuelt forlænges. Det omvendte er derimod ikke muligt: at fremtrylle anlæg, som ikke er planlagt, gennemarbejdet og fremlagt for de implicerede myndigheder i en situation, hvor udviklingen har taget fart samtidig med en høj industriel aktivitet. Resultatet af i så fald at have planlagt efter en lav udbygningstakt kan blive uønskede nødløsninger med heraf følgende fordyrelser.

Elværkerne har anlagt følgende betragtninger vedrørende det mest sandsynlige interval for stigningen i elforbruget:

For den øvre grænse forekommer det mest sandsynligt, at elforbrugsstigningen efter en stagnation fra 1973 til 1975 vil nærme sig de godt 8 %, som værkerne og Handelsministeriet uafhængigt af hinanden

skønnede rimeligt umiddelbart efter stigningen i olieprisen, men før den økonomiske krise satte ind. Denne opfattelse er baseret på den historiske udvikling i elforbruget sammenholdt med, at folketinget som sin erklærede politik tilstræber så hurtigt som muligt at mindske ledigheden, forbedre betalingsbalancen med udlandet og skaffe fortsat økonomisk fremgang i samfundet. Dette indebærer bygning af nye boliger, modernisering af den eksisterende boligmasse og en fortsat udbygning og automatisering i industrien - alle forhold, der kræver øget energi- og elforbrug.

En mindre olieafhængighed kan opnås ved at dække en større del af det samlede energiforbrug med el, der kan produceres med anden energi end olie, f.eks. kul eller kernekraftbrændsel.

Som omtalt af Handelsministeriets Analyse- og prognoseudvalg kan der derved blive interesse for at ændre energiforbrugets fordeling på energiformer i retning af øget elektrificering, herunder boligopvarmning ved el. Dette bør forberedes i god tid og vil medvirke til, at stigningen i elforbrug bliver væsentlig større end stigningen for det samlede energiforbrug.

Den øvre grænse for stigningen er i samklang med forslag til EF's Råd fra Kommissionen: "Fælles energipolitik, mål for 1985" COM(74) 1970 endl. , hvori målsætningen for energiforbruget i EF i perioden indtil 1985 er skitseret. Dette notats mål er revideret under indtryk af energikrisen. I notatet regnes med en stigning i bruttoenergiforbruget på 3,5 % p.a. i perioden 1975-85 og med, at elværkerne i samme periode skal øge deres andel af totalforbruget fra de nuværende ca. 25 % (hele fællesskabet) til 35 % under forudsætning af en kraftig udbygning med kernekraft. Opfyldes EF-målet, vil forbruget i Danmark vokse til ca. 40 TWh i 1985 og dermed udvise en stigning på godt 8 % p.a. fra et skønnet forbrug på ca. 18 TWh i 1975/76.

For den nedre grænse kan udgangspunktet tages i en af Danske Elværkers Forenings Udredningsafdeling (DEFU) for nylig gennemført analyse af en række forbrugergrupper: boliger, landbrug, industri, handel, transport m.m. Denne analyse forklarer den før energikrisen konstaterede afsvækkede vækst i elforbruget ved begyndende mætning i husholdningernes elektrificering, lavere vækst i industriens produktion samt stedfundne ændringer inden for landbrug og handel.

En ud fra de betragtede sektorer foretaget fremskrivning til 1980 viser en vækst på ca. 6 % p.a. uden hensyntagen til eventuelle nye energikrævende anvendelsesområder for el. Det konstateres, at en langtidsprognose ikke kan opstilles ud fra de foretagne fremskrivninger, og at langtidsprognoser baseret på analytiske metoder erfaringsmæssigt oftest er blevet overgået af de virkeligt forekommende forbrug. Det er ikke realistisk at regne med lavere stigning end ca. 6 % frem til midten af 1980'erne - som også anført i Handelsministeriets notat af april 1975 - idet man selv med en langvarig økonomisk krise og en bevidst indsats fra samfundets side for at mindske energiforbruget må regne med, at der vil ske en vis omlægning fra andre energikilder til el, bl.a. af valutariske og forsyningssikkerhedsmæssige grunde.

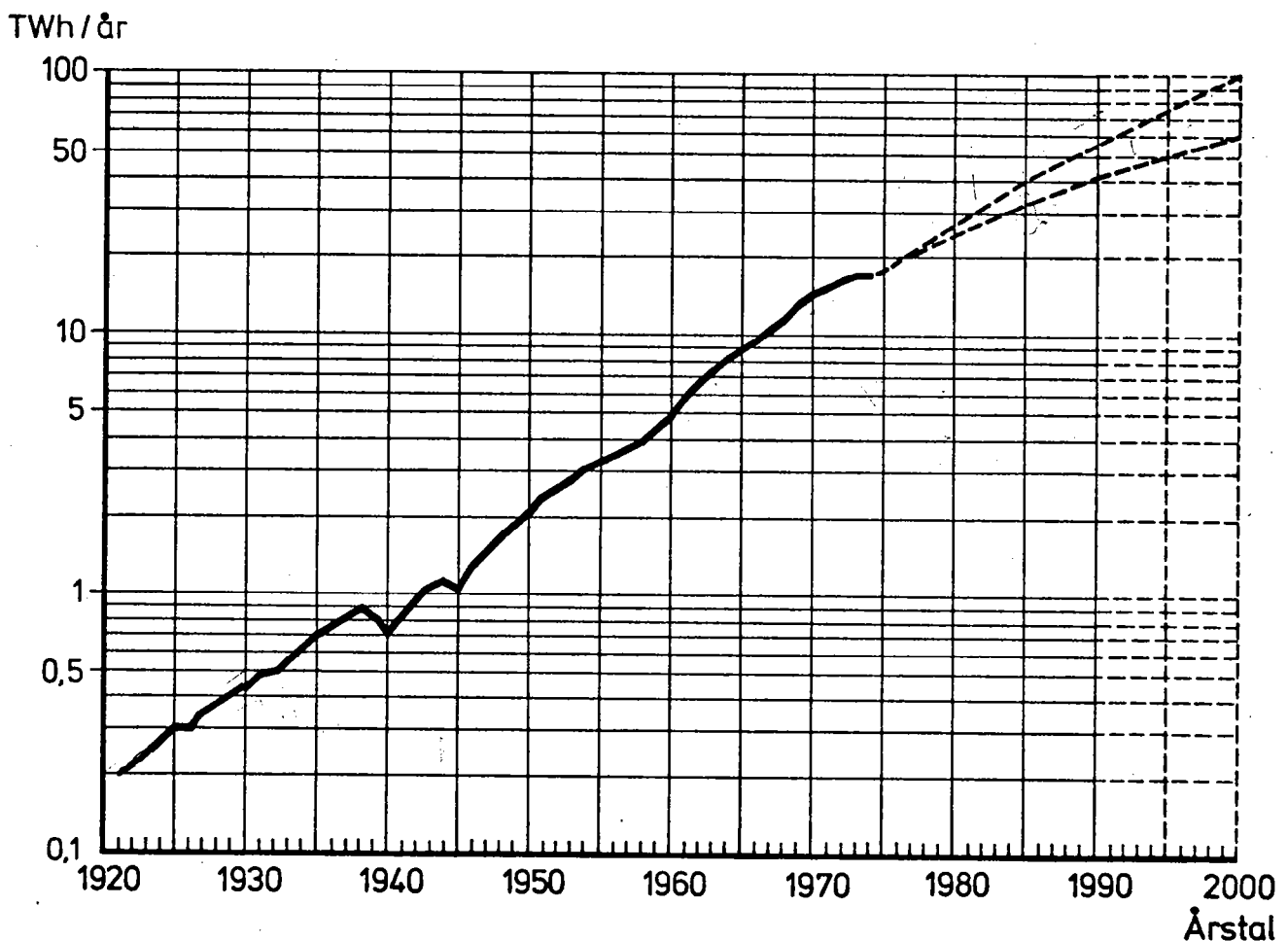


Fig. 1. Elforbrugets hidtidige og mulige fremtidige udvikling i Danmark.

For at tage højde for den ovennævnte langtidsafmatning i forbruget er der for den øvre grænse forudsat en reduktion i den årlige stigning til 7 % p.a. fra 1985 til 1990 og derefter en yderligere reduktion til 6 % p.a. For den nedre grænse er forudsat 5 % p.a. fra 1985 til 1990 og derefter 4 % p.a.

I de sidste 10 år er elforbruget steget kraftigere vest end øst for Store Bælt og er vokset fra at udgøre 75 % af forbruget pr. person øst for Store Bælt til nu at udgøre 90 %. Det antages, at denne udvikling vil fortsætte, således at elforbruget vest for Store Bælt i 1985 udgør ca. 95 % af forbruget pr. indbygger øst for Store Bælt. Herved vil elforbruget vest for Store Bælt udgøre 52,5 % og forbruget øst for Store Bælt 47,5 % af det samlede forbrug, idet befolkningen fordeler sig med 54 % vest og 46 % øst for Store Bælt.

I tidligere langtidsprognoser er det forudsat, at benyttelsestiden - defineret som det antal timer, hvori årets maksimalbelastning skulle optræde for at give samme energilevering, som er konstateret over et år - vil stabilisere sig omkring 5.000 timer. I EF-målsætningen anbefales det, at benyttelsestiden øges, eventuelt ved tariffmæssige midler. En forbedring af benyttelsestiden kan f.eks. opnås ved at bygge akkumulerende varmeanlæg. En forøgelse af benyttelsestiden er ønskelig for at udnytte de anlægsmæssigt meget kostbare kernekraftværker bedst muligt. En sådan forbedret udnyttelse af kernekraftværkerne kan opnås ved en forøgelse af benyttelsestiden samt ved at bygge pumpekraftværker og udnytte udlandsforbindelserne til Norge og Sverige til dette formål. Indtil kernekraftanlæg udgør en væsentlig del af den installerede effekt, d.v.s. i hvert tilfælde indtil 1985, vil det dog være realistisk at regne med, at benyttelsestiden på maksimalbelastningen ikke overstiger 5.000 timer for året 1.4. - 31.3. (finansår).

Benyttelsestiden i årene før energikrisen var 4700-4900 timer med lidt højere værdier vest end øst for Store Bælt. Ved sammenligning af månedsforbrugene fremgår, at forbruget vest for Store Bælt i juli måned (årets laveste forbrug) har ligget på omkring 70 % af forbruget i den følgende januar (årets højeste forbrug) gennem de seneste 6 år. Øst for Store Bælt har juli tilsvarende haft et forbrug omkring 60 % af forbruget i januar måned.

I den øvre grænse for elforbruget er for såvel vest som øst for Store Bælt regnet med en benyttelsestid på 5.000 timer. I 1985/86 vil maksimalbelastningen for hele landet således være $40 \text{ TWh}/5.000 \text{ h} = 8.000 \text{ MW}$.

I den nedre grænse for elforbruget er regnet med 5.000 timers benyttelsestid vest for Store Bælt. Øst for Store Bælt er regnet med 4800 timer i 1976/77 stigende til og fastholdt på lidt over 4900 timer fra begyndelsen af 1980'erne.

I bilag 4.1, 4.2 og 4.3 er vist samtlige prognoser - såvel de samlede som opdelingen på henholdsvis KRAFTIMPORT's og ELSAM's område.

4.2 Igangværende kraftværksudbygninger

Med den tidsperiode på mindst 5 år, som er påkrævet for bygningen af et konventionelt kraftværk, var der før oliekrisisen og den økonomiske afmatnings indtræden truffet bindende aftaler om udbygningen frem til 1979. Ved forhandling med leverandører er det lykkedes at finde mulighed for at udskyde idriftsættelsen af Asnæsværkets blok 5 i to år fra det i redegørelsen af april 1974 angivne tidspunkt 1978 til 1980. I samme redegørelse er omtalt en planlagt udvidelse på Masnedøværket med 330 MW i 1979 og på H.C. Ørsted Værket i 1980 med 150 MW. Disse udvidelser, der ikke har været besluttet, er foreløbig udskudt.

Der er endvidere truffet principbeslutninger om at ombygge to oliefyrede enheder i 250 MW størrelsesklassen til blandet kul/oliefyring. Ombygningen af disse enheder - den ene hos ELSAM og den anden i KRAFTIMPORT's område - afventer de fornødne tilladelser, men forventes gennemført til 1977/78.

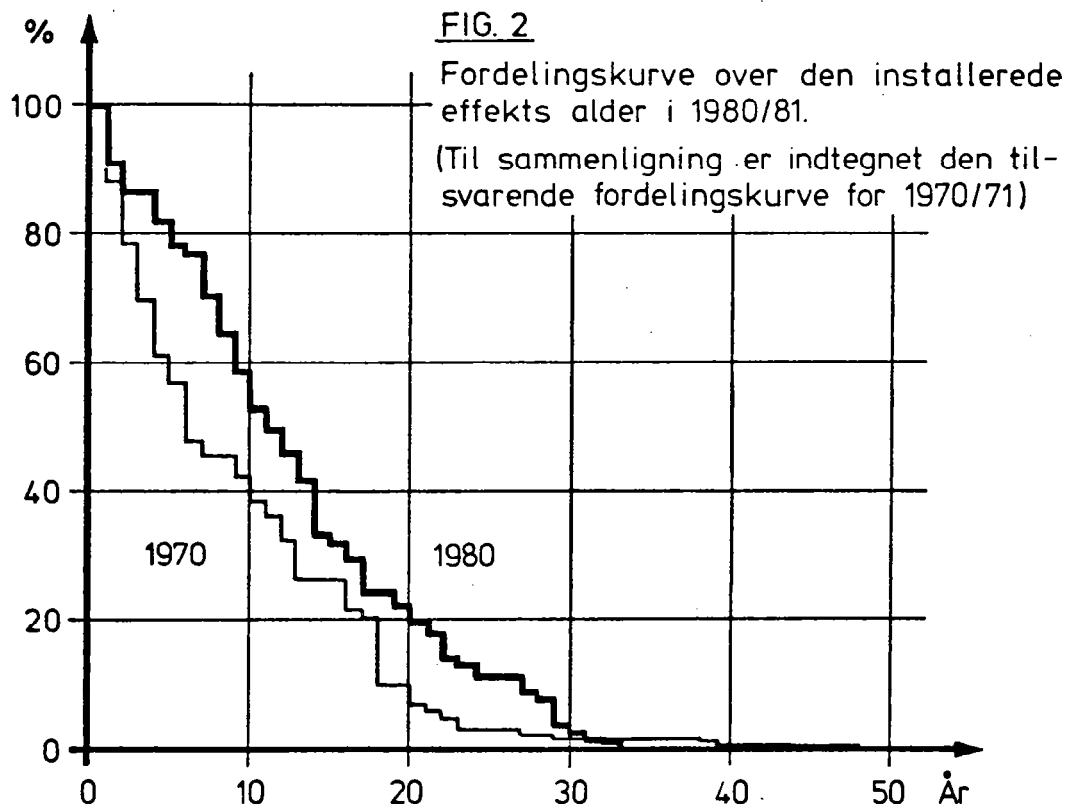
Alt øvrigt igangsat kraftværksbyggeri fortsætter i uændret tempo. Dette giver følgende udgangspunkt for planlægningen af fremtidige anlæg - idet der her er medtaget nedlægningen af gamle udslidte kraftværksenheder:

ELSAM

<u>År</u>	<u>Udbygning</u>		<u>Ydeevne MW,netto</u>	<u>Reserveprocent</u>	
				<u>Øvre</u>	<u>Nedre grænse</u>
1975/76	- fastkraft til NWK	-200 MW	2875		
1976/77	Effekt fra Norge	125 "			
	- gl. anlæg hos Midtkraft	- 70 "	2930	41,9	45,4
1977/78	Effekt fra Norge	125 "			
	NEFO (Vendsysselværket)	300 "			
	- fastkraft til NWK	-100 "	3255	45,6	52,4
1978/79	Ophør af fastkraft til NWK	300 "	3555	46,5	57,5
1979/80	SH (1/2 af Enstedværket)	300 "	3855	46,6	61,4
1980/81			3855	35,3	52,4

KRAFTIMPORT

<u>År</u>	<u>Udbygning</u>		<u>Ydeevne MW,netto</u>	<u>Reserveprocent</u>	
				<u>Øvre</u>	<u>Nedre grænse</u>
1975/76	Masnedøværket, gasturbine	70 MW			
	Andel af Barsebäckværket	100 "	2790		
1976/77	Kyndbyværket 22	260 "			
	- gl. anlæg, Masnedøværket og H.C. Ørsted Værket	- 75 "	2975	54,9	50,6
1977/78	- gl. anlæg, H.C. Ørsted Værket og Gothersgade Elv.	- 49 "	2926	41,4	40,7
1978/79	- dieselanlæg på H.C. Ørsted Værket	- 12 "	2914	30,4	33,1
1979/80	Ophør af Barsebäckandelen	-100 "	2814	16,8	21,8
1980/81	Asnæsværket 5 (inkl. over- belastning)	670			
	- Kyndbyværket, gl. anlæg	- 60	3424	31,7	39,8



Aldersfordelingen i 1980/81 for de således besluttede anlæg er vist i ovenstående figur. Det ses, at halvdelen af anlæggene i 1980/81 vil være ældre end 10-11 år, medens i 1970/71 over halvdelen af anlæggene var under 6 år gamle.

Dette skyldes, at udbygningstempoet i 1970'erne er relativt mindre end i 1960'erne, svarende til den noget lavere vækstrate, som forudses.

De eksisterende og under bygning værende kraftværker er søgt sammensat af sådanne typer og størrelser, at den samlede økonomi bliver bedst mulig under hensyntagen til anlægs- og brændselspriser. Grundbelastningen dækkes af enheder med bedst mulig varmeøkonomi, som tilstræbes i drift døgnet rundt. Hertil kommer såkaldte mellemlastenheder beregnet for daglige start og stop. Disse får en forholdsvis beskeden produktion. Ældre enheder med dårligere økonomi tjener samme formål. Endelig behøves reserve- eller spidslastenheder, som kun indsættes i tilfælde af havarier på de øvrige enheder eller under få timers spidslastperioder. Disse reserveenheder udgøres dels af ældre anlæg og dels af gasturbiner.

Forudsætningen for kraftværksudbygningen har altid været, at elproduktionen kunne vælge frit mellem markedets udbud af primære energikilder. Produktionssystemet giver i sin nuværende form en høj grad af valgmulighed mellem olie og kul. Bliver naturgas tilgængelig som brændsel - eventuelt i en overgangsperiode under opbygningen af et vidtstrakt distributionssystem - kan denne uden særligt omfattende foranstaltninger anvendes i eksisterende kraftværker. I 1970'erne vil 60 a 70 % af energien i de to danske områder kunne dækkes ved kulfyring.

4.3 Nye produktionsanlæg

4.3.1 Kraftværkstyper og -størrelser

De kraftværkstyper, som indtil 1990 kan komme til at yde betydende bidrag til den danske elforsyning, bør i alt væsentligt være færdigudviklede og gennemprøvede på nuværende tidspunkt.

Denne rapport bygger på, at følgende typer kan anvendes:

- Kul/oliefyrede enheder, d.v.s. konventionelle enheder, som kan fyres med både kul og olie
- Kernekraftenheder af letvandstypen
- Luftmagasinværker, d.v.s. gasturbiner med trykluftmagasiner i hulrum af salthorste.

De to førstnævnte enhedstyper er af både tekniske og driftsøkonomiske årsager mest velegnede til jævn produktion og høj udnyttelsesgrad. Luftmagasinværker er egnede til dækning af kortvarige belastningsspidser. Salthorstenes begrænsede omfang i Danmark begrænser dog mulighederne for udbygning med luftmagasinværker.

Elbelastningens variation over døgnet indebærer, at en betydelig del af produktionsenhederne må køres med lavere udnyttelse, hyppige reguleringer og daglige stop. Hertil anvendes traditionelt dels ældre enheder med et forholdsvis højt varmekonsum og dels nyere enheder bygget til dette formål, f.eks. gasturbiner og oliefyrede dampturbinenheder, som karakteriseres ved forholdsvis lave anlægsomkostninger og forholdsvis høje driftsomkostninger.

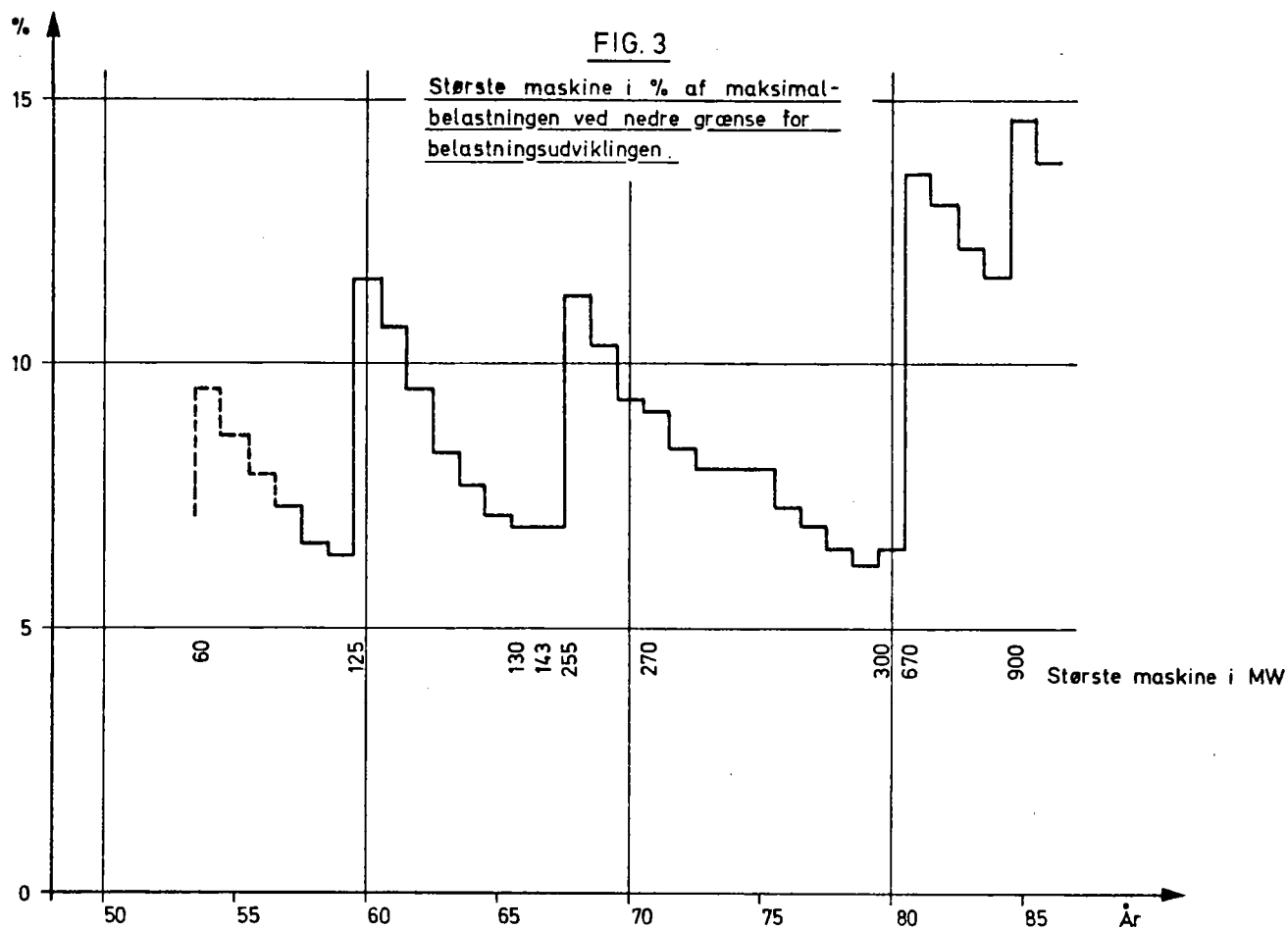
På baggrund af vedtagne EF-direktiver har man i denne rapport undladt at lade nye, rent oliefyrede enheder indgå i udbygningsplanerne. I den betragtede periode kan allerede eksisterende og besluttede enheder dække behovet for mellem- og spidslastproduktion. Det kan dog forudses, at der senere vil blive behov for at bygge nye enheder til disse formål, fordi 70'ernes og 80'ernes nye grundlastenheder i mindre grad end tidligere tiders grundlastenheder egner sig til "degradering" til mellem- og spidslastenheder. I de kommende år bør man derfor med særlig opmærksomhed følge udviklingen af produktionsenheder, som er velegnede til dækning af mellem- og spidslast, og som kan være acceptable ud fra et energipolitisk synspunkt.

Det er i redegørelsen forudsat, at der ikke bygges nye kraftværker med henblik på kombineret varme- og elproduktion, førend de i eksisterende anlæg givne muligheder er udnyttet. En nærmere vurdering af mulighederne for at forøge varmeproduktionen fra kraft-varmefværker er givet i afsnit 4.5.

Som grundlastenheder er kernekraftværker de mest velegnede af de disponible enhedstyper både ud fra et energiforsyningsmæssigt og et driftsøkonomisk synspunkt. Kul/oliefyrede enheder må indsættes, hvor der på grund af de valgte enhedsstørrelser og øvrige restriktioner ikke kan skaffes anden effekt.

Den specifikke anlægspris er i årenes løb holdt nede ved udvikling af stadig større enheder, og belastningsstigningen har givet plads for udbygning med voksende enhedsstørrelser.

I Danmark har elværkerne draget fordel af denne udvikling ved ca. hvert 10. år at fordoble enhedsstørrelserne. I 50'erne byggedes fortrinsvis enheder på 40-60 MW, i perioden 1959-66 fortrinsvis 100-140 MW, fra 1967 til 1978 fortrinsvis 200-280 MW, og fra 1979 ventes enheder på 600-650 MW idriftsat. Fra midten af 80'erne vil enheder på omkring 900 MW stige til 1100 MW og 1300 MW derfor være en naturlig udvikling, som kan accepteres i de danske elforsyningsområder takket være udbygning af ledningsnet og samkøringsforbindelser til udlandet.



Ovenstående figur 3 illustrerer enhedsstørrelsens procentiske andel af den maksimale belastning.

Ud fra en analyse af eksisterende anlæg herhjemme og i udlandet - og fra drøftelser med mulige leverandører - er opstillet en række data vedrørende enhedernes standardstørrelser, priser, betalingsforløb, varmekonsum, drifts- og vedligeholdelsesudgifter samt driftspålidelighed.

I appendiks A er disse data, som danner grundlag for de i afsnit 6 omtalte resultater, opstillet skematisk.

Det skal bemærkes, at der i redegørelsen alene forudsættes anlæg udført med teknik, som er kendt og gennemprøvet i dag. De anlægstyper, som i 70'erne bygges som prototyper (eksempelvis HTGR-reaktoren, brændselsceller til spidskraftanlæg og vindkraftanlæg), må anses for at være på et sådant stadium, at man for den betragtede

periode, der hovedsagelig omfatter 1980'erne, ikke kan regne med, at de kan få væsentlig betydning. Forskningsarbejder med sigte på anvendelse af f.eks. fusionsenergi, solenergi og bølgeenergi skønnes ikke at kunne føre til gennemprøvede anlæg i stor målestok i den undersøgte periode.

4.3.2 Anlægspriser

De angivne anlægspriser er anført som kontraktpriser primo 1975 - ekskl. prisstigninger og byggerenter.

Ved en kontraktpris til et givet tidspunkt forstås summen af alle kontraktbasispriser henført til dette tidspunkt samt omkostningerne ved egne indsatser, som er nødvendige for at gøre anlægget komplet. Kontraktprisen indeholder altså også eventuelle beløb til diverse og uforudset, ligesom erhvervelse af byggegrund og etablering af byggeplads er medregnet.

Kontraktpriserne forudsættes at være baseret på, at ingen fremtidige prisstigninger er indregnet. Kontrakterne er derfor forudsat forsynet med en aftale om 100 % indeksmæssig prisregulering. Basispriserne forudsætter et betalingsforløb sammenfaldende med aktivitetsforløbet. Dette betyder, at ingen finansieringsbegunstigelse er indbygget i basispriserne.

I redegørelsen benyttes følgende kontraktpriser:

Kernekraft, 900 MW letvandsreaktor	2.970	kr/kW
" , 1300 MW letvandsreaktor	2.530	"
" , første kerneladning	320	"
Kul/oliefyret grundlast, 300 MW	1.740	"
+ ny havn og brændselslager	415	"
Kul/oliefyret grundlast, 600 MW	1.500	"
+ ny havn og brændselslager	360	"
Ved udvidelse på eksisterende værk, havn og brændselslager	100	"

4.3.3 Investeringsforløb

I appendiks A er i bilag 2 optegnet investeringsforløbet for såvel nukleare som for konventionelle anlæg. Det er her forudsat, at betalingsforløbet er sammenfaldende med aktivitetsforløbet. Afvigelser herfra - som f.eks. leverandørkreditter under byggetiden med efter-

følgende betalinger efter idriftsættelsen - anses for at henhøre under finansieringsproblematikken og ikke vedrøre investeringsforløbet.

Det skal bemærkes, at den samlede anlægspris for et anlæg på idriftsættelsestidspunktet i praksis vil afvige væsentligt fra de her angivne kontraktpriser. Dette skyldes dels prisstigningerne og dels byggerenter, som fremkommer, ved at betalingerne henføres til idriftsættelsestidspunktet.

Som eksempel vises kontraktpriser og betalinger for henholdsvis en kul/oliefyret 600 MW enhed og en 900 MW nuklear enhed ved idriftsættelse i 1984 (prisstigning: 8 % pr. år, rentefod 13 % p.a.):

År	Årlige betalinger ud fra kontraktpris på 1975-niveau		Årlige betalinger inkl. pris- stigninger		Byggerenter	
	mill.kr		mill.kr		mill.kr	
	Konv. 600 MW x)	Nuk.900 MW	Konv. 600 MW	Nuk.900 MW	Konv.	Nuk.900 MW
1977/78		40		47		3,1
1978/79		94		118		14,2
1979/80	112	267	152	363	9,9	47,3
1980/81	134	400	197	588	33,8	115,2
1981/82	223	535	354	849	74,1	223,6
1982/83	312	1089 ^{xx)}	535	1866	141,5	429,2
1983/84	335	615	620	1138	234,9	680,2
Ialt	1116	3040	1858	4969	494	1513

x) inkl. delvise betalinger for havn og brændselslagerplads for 4 enheder.

xx) inkl. første kerne 287 mill.kr.

		mill.kr	kr/kW
Kontraktpris 1975	Konv. 600 MW	1116	1860
	Nuk. 900 MW	3040	3300
Samlede betalinger inkl. prisstigninger	Konv. 600 MW	1858	3097
	Nuk. 900 MW	4969	5521
Anlægspris på idriftsættelsestidspunkt inkl. byggerenter	Konv. 600 MW	2352	3920
	Nuk. 900 MW	6482	7202

4.3.4 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Disse omkostninger, der er specificeret i appendiks A, afhænger dels af størrelsen og antallet af kraftværksenheder og dels af produktionen på disse. Da lønudviklingen spiller en ret stor rolle for omkostningerne, er de angivet som arbejdsmandstimer (AT) pr. kW eller pr. MWh. Et stort erfaringsmateriale danner baggrund for de forudsatte værdier for disse omkostninger.

4.3.5 Kraftværksenhedernes tilgængelighed

Ved benyttelsestiden for en given kraftværksenhed forstås den tid - udtrykt i timer - som enheden skulle køre fuldlastet for at producere samme energi som under den virkelige kørsel over et år. En enhed, som kan holdes i drift med fuld effekt alle årets 8760 timer, får således en benyttelsestid på 8760 timer.

I praksis er dette ikke opnåeligt. Enhedens mulige driftstid reduceres på grund af

- eftersyn
- ombygninger
- havarier

Hvis enhedens produktion kun begrænses af disse faktorer, kan den opnå en benyttelsestid, som er lig med den mulige driftstid. Denne størrelse benævnes i det følgende den maksimale benyttelsestid. Ved multiplikation med enhedens ydeevne i MW beregnes enhedens maksimalt mulige energiproduktion på et år.

Det er kun de mest udprægede grundlastenheder, som når at præstere den maksimalt mulige produktion på et år. De øvrige enheder må reguleres ned eller standses i perioder med lav belastning.

Ved de beregninger, der foretages til bestemmelse af den optimale fordeling af produktionen på anlæggene, indgår skøn over enhedernes maksimale benyttelsestid. Ved bestemmelsen af den nødvendige installerede reserveeffekt indgår skøn over enhedernes forventede pålidelighed, her bestemt som

$$\frac{\text{maksimal benyttelsestid}}{\text{havaritid} + \text{maksimal benyttelsestid}}$$

De i undersøgelsen benyttede værdier er skønnet ud fra erfaringer, som er indhentet både i Danmark og i udlandet. Det indsamlede talmateriale præsenteres i en separat rapport.

Erfaringen viser, at nye anlæg kan have børnesygdomme, som det kan tage et par år at få overstået. Fænomenet betegnes modning, og det kan optræde ved alle anlægstyper, selv de mest gennemprøvede.

I undersøgelsen er modningen taget i betragtning, ved at såvel pålidelighed som maksimal benyttelsestid forudsættes at vokse i enhedens første 3-4 leveår til det niveau, som anses for sandsynligt for den pågældende anlægstype i dens resterende levetid.

Tabellerne i appendiks A viser de anvendte værdier for både pålidelighed og maksimal benyttelsestid for hver enkelt anlægstype.

Eksempler på maksimal benyttelsestid:

	første år	andet år	tredie år	fjerde år
Kernekraft	4500	5500	6000	6500
Konv.	4500	6000	7000	7000

4.4 Brændsel og priser herfor

Olie

Både globalt og nationalt har olie i mange år været og vil også i en lang årrække endnu være et hovedenergiråstof. Af råolien, som raffineres, fås en række produkter såsom benzin, jetpetroleum og gasolie, der henregnes til lette produkter, som det er vanskeligt at skaffe erstatning for, og som derfor - som det hidtil har været tilfældet - forudsættes at kunne bære forholdsvis høje priser. Foruden ovennævnte destillater får man fra raffinaderierne bl.a. en vis mængde heavy fuel oil. Denne olie må ved anvendelse på kraftværker konkurere med kul og eventuelt med kernekraft. Dette sætter en grænse for de priser, fuel oil kan bære.

De danske kraftværker har hidtil fortrinsvis fået olie fra raffinaderier i Europa. Producentlandene omkring den arabiske golf er i færd med at opbygge egen tankerflåde og egne raffinaderier. Kraftværkerne må derfor på længere sigt regne med også at få heavy fuel oil derfra. Af denne årsag udbygges værkernes oliehavne væsentligt, hvilket samtidig giver mulighed for at modtage olie fra hele verden. Dette kan ses som et yderligere bidrag til imødegåelse af eventuelle nye oliekriser.

Eftersøgningen og produktionen er de fleste steder så kostbar, at udgiften kun lige dækkes af de nuværende råoliepriser.

Selv om produktionsudgiften i Mellemøsten overhovedet ikke står i forhold til salgsprisen, vil prisen alligevel være bestemt ud fra, hvad de til enhver tid nyeste produktioner koster at etablere.

Kul

Selv om kraftværkerne er i stand til at dække 60 til 70 % af brændselsforbruget med kul, udgør kullene kun en mindre andel af det samlede energiforbrug i Danmark, idet kul såvel af miljøhensyn som på grund af transportomkostninger skal brændes i store anlæg, hvortil der er god besejling. Kraftværkerne er derfor næsten ene om anvendelsen af kul.

Af geografiske årsager må Sovjetunionen og Polen betragtes som naturlige leverandører til Danmark. EF-landene kan kun regne med at dække en del af eget forbrug, idet produktionen er stagnerende på grund af det høje løn- og omkostningsniveau.

Kraftværkerne her i landet har efter oliekrisen fået kul også fra USA, Canada, Australien og Syd Afrika, men har været hæmmet af for små kulhavne. Elværkerne er med henblik på oversøiske kultilførsler ved at udbygge flere af kulhavnene.

Det bør nævnes, at kul er det eneste energiråstof for kraftværkerne, som der er rigeligt af, også i de næste århundreder. En fuld udnyttelse af kendte reserver vil kræve store investeringer enten i kendt teknik eller i udviklingen af ny teknik, som eventuelt kan omdanne kul i minerne til gas eller flydende brændstof.

Naturgas

Såfremt levering af naturgas til Danmark bliver en realitet, er det naturligt, at denne anvendes i industrien og i tætbebyggede boligområder til husholdnings- og opvarmningsformål. Det vil tage en årrække at opbygge et distributionssystem, som kan aftage de mængder, som gør hovedtransportledningerne rentable. Brændselsprisen må anses for at blive alt for høj til elproduktion, idet naturgas allerede er et forædlet produkt. Det er i øvrigt i strid med EF's energipolitik at basere elproduktion på naturgas.

Prisen for fossilt brændsel

I de beregninger, der er gennemført som baggrund for denne rapport, er forudsat en pris på 40 kr/Gcal for fossilt brændsel - udtrykt som fast pris primo 1975. Prisen (juli 1975) er dog noget lavere, men kan ikke forventes at være gældende for den langtidsperiode, som rapporten omfatter.

Uran

Elværkerne anser - i overensstemmelse med Handelsministeriets notat af april 1975 - denne energikilde som eneste realistiske mulighed for at reducere samfundets afhængighed af olie. Et væsentligt bidrag kan først opnås efter bygningen af en række kernekraftværker, og mulighederne for omlægning til uran belyses nærmere i afsnit 6.

Uranressourcerne kan give anledning til forsyningsvanskeligheder - som anført i Handelsministeriets notat af april 1975. Ikke mindst de nuværende begrænsninger i verdens berigningskapacitet kan give vanskeligheder i begyndelsen af 1980'erne. Det er derfor presserende at få sikret sig uran og berigningskontrakter så tidligt som muligt.

Beregning af brændselsudgifterne er væsentlig mere kompliceret for et kernekraftværk end for et konventionelt anlæg. I indkøbsprisen for nyt brændsel indgår udgifter til uran, til berigningsservice og til fremstilling af elementerne med tilhørende omkostninger, f.eks. til dækning af transport. Efter brugen og en køletid i værkets brændselsbassin vil elementerne blive sendt til et oparbejdningsanlæg, hvor resturan og plutonium udskilles fra de radioaktive affaldsstoffer. I brændselsudgifterne modregnes værdien af resturan og plutonium mod udgifterne til transport, til oparbejdning og til deponering af affaldsstofferne. Til de forannævnte udgifter knytter sig en række finansieringsomkostninger.

Prisen for nukleart brændsel

I appendix A er opstillet en simpel model af det nukleare brændselsbetalingsforløb. Modellen er baseret på en nuklear energipris på 6,50 kr/Gcal, der er bestemt ved en detaljeret gennemregning af de nødvendige indkøb af materialer og tjenesteydelser. Som forudsætning for denne pris er der for alle de nævnte udgifter valgt nogle basispriser (f.eks. 20 \$/lb for U_3O_8 , 70 \$/SWU for berigningsservice, 90 \$/kgU for fabrikation) udtrykt i prisniveauer primo 1975. Disse indeholder en vurdering af prisforholdene i 1980'erne.

Der knytter sig megen usikkerhed til en sådan vurdering netop nu. Generelt kan dog konstateres, at den totale energipris ab værk er særdeles ufølsom over for variationer i de enkelte udgiftposter til uran, berigning etc.

4.5 Fjernvarme i forbindelse med elproduktion

Fjernvarmeleverance i forbindelse med elproduktion finder sted i 6 byer og dækker i dag ca. 40 % af landets samlede fjernvarmelevering svarende til ca. 10 % af det totale forbrug til opvarmning. Der er i Ålborg, Esbjerg, Odense og - især - København muligheder for en forøget fjernvarmeleverance fra eksisterende enheder. For Københavns vedkommende ligger mulighederne især i Amagerværkets to 128 MW enheder. En fuld udnyttelse af disse til fjernvarmelevering kræver dog røranlæg under havnen og en kraftig udvidelse af distributionsledningsnettet.

Det er forudsat, at fjernvarmeleveringen fra Kraftvarmeværker vil stige i overensstemmelse med de hidtidige planer for udbygningen i de enkelte forsyningsområder. Herved fremkommer en gennemsnitlig årlig stigning på knap 2 %. Et par faktorer kan dog påvirke fjernvarmebelastningen væsentligt. For det første kan spare- og isolationskampagner virke i retning af reduceret forbrug. For det andet kan en ændret udbygningspolitik i retning af fjernvarmeforsyning til større områder end hidtil planlagt medføre et øget forbrug. Man kan regne med, at det ved en forceret udbygning vil være muligt at forøge fjernvarmeleverancerne fra de eksisterende kraftvarmeværker med omkring 50 % inden for den næste 8-9 års periode (svarende til 5 % om året). Herved dækker kraftvarmeværker godt 15 % af forbruget til opvarmning. Der er ikke forudsat fjernvarmelevering fra nye kraftværker - eller fra kraftværker, som i givet fald kræver ombygning med henblik herpå.

Heri ligger ikke nogen stillingtagen til de teknisk-økonomiske muligheder for en væsentlig udbygning af den kombinerede el- og varme-produktion, heller ikke i forbindelse med kommende nukleare enheder.

Disse spørgsmål er tværtimod genstand for indgående undersøgelser i elværkernes regie.

Resultaterne kan forventes at fremkomme successivt i løbet af et års tid. Det har, indtil disse resultater foreligger, ikke været muligt at inkludere fjernvarmeproblemer i denne redegørelse på anden måde end nævnt ovenfor.

4.6 Overføringsanlæg

Overføring af elproduktion vil i en meget lang årrække kunne ske over konventionelle ledningsanlæg (luftledninger og jordkabler) med en højeste driftsspænding på 400 kV.

Omfanget af udbygninger på 400 kV niveau afhænger af de fremtidige kraftværkers placering. Der arbejdes med skitser over den mulige udformning af det fremtidige 400 kV net i nært samarbejde med de myndigheder, der for tiden er involveret i kraftværks- og ledningsplaceringsmuligheder - herunder betragtes også tilslutningsmulighederne for en eventuel fremtidig Store Bælts forbindelse.

De lavere spændingsniveauer 132 kV og 150 kV er ikke i særlig grad bestemt af kraftværksplaceringen, men væsentligt af belastningens vækst og geografiske placering. 50 og 60 kV nettene må i fremtiden anses for at være udelukkende distributionsnet.

I appendiks A er opført skønnede anlægsbetalinger for fremtidige transmissionsnet, og data vedrørende en eventuel Store Bælts forbindelse er opført særskilt.

4.7 Prisudvikling, rentefod

Der er i rapporten forudsat et fast prisniveau svarende til forholdene primo 1975. Der er således ikke gjort forudsætninger med hensyn til prisstigninger på anlæg, brændsel og driftsudgifter.

Valget af et fast prisniveau forudsætter, at renteomkostninger beregnes ud fra realrenten i stedet for markedrenten. Ved realrenten forstås realværdien af markedrenten, d.v.s. den rentefod, som opnås, når inflationsraten modregnes i markedrenten. I redegørelsen er benyttet rentefoden 5 % - den samme som i Handelsministeriets notat af april 1975 - ved diskonteringer, d.v.s. frem- og tilbageføringer af penge mellem forskellige tidspunkter.

Det skal bemærkes, at ved jävnføring mellem forskellige muligheder for at foretage investeringer af samfundsmæssig karakter er det rimeligt at se bort fra inflationen og operere med enheder med fast købekraft. Derimod er det naturligtvis nødvendigt at medtage inflationen ved opstilling af budgetter og fastlæggelsen af tariffer.

I rapporten er der vist eksempel på virkningen af prisstigninger på kapitalbehov og nødvendige elpriser.

Afsnit 5: UDBYGNINGSALTERNATIVER

5.1 Nødvendig installeret effekt

I et elproduktionssystem er de enkelte produktionsenheder ikke altid disponible, og belastningen er undertiden større end forventet. Man må derfor have adgang til en vis effektreserve. Den nødvendige effektreserve (udtrykt i procent af belastningen) er mindre i store systemer end i små. Dog findes en nedre grænse, som udtrykker den nødvendige reserve i et uendeligt stort system. Denne grænse ligger omkring 15 % og er bestemt af kraftværkernes pålidelighed og usikkerheden i belastningens størrelse. De fleste systemer har imidlertid foruden installeret reserveeffekt i egne værker sikret sig adgang til import fra andre systemer gennem samkøringsforbindelser, da det normalt er billigere end at installere hele den fornødne reserveeffekt i egne anlæg.

De danske områder er, både hver for sig og tilsammen, så små, at Danmark må have adgang til såvel indenlandske som udenlandske effektreserver. Både ELSAM og KRAFTIMPORT har forbindelse til meget store systemer og kan således basere den overvejende del af deres reservebehov på import. Reserven i form af egen installeret effekt fastlægges primært således, at man inden for det store system bidrager med sin forholdsmæssige andel i den totale installerede reserve. Man må herefter beregne, hvilke konsekvenser denne udbygningspolitik får for samarbejdet med naboområderne, og på dette grundlag sikre adgang til udenlandske effektreserver ved særlige aftaler med de berørte udenlandske selskaber.

Systematiske analyser af den i Danmark disponible effekt er gennemført siden 1967, og disse analyser har vist, at der ikke på noget tidspunkt i nogle af de forløbne år har været den fulde installerede effekt til rådighed. Om sommeren skyldes dette hovedsageligt de nødvendige eftersyn og om vinteren de uundgåelige havarier.

Sammen med de ovennævnte overvejelser over mulige reserver via udenlandsforbindelserne benytter elværkerne sådanne erfaringer - der omfatter alle årets tidspunkter - til sammen med vurderinger af sandsynligheden for variation i den optrædende belastning at fastlægge den nødvendige installerede effekt. Ofte suppleres betragtningerne med mere raffinerede beregningsmetoder, hvorefter der findes et stort antal til f.eks. at skønne over den samlede leveringssikkerhed.

I rapporten er som nævnt i 4.3.6 forudsat forskellige pålidelighedsfaktorer for de forskellige enhedstyper og størrelser og varierende med alderen. Den disponible effekt er forudsat at kunne sættes lig med summen af de enkelte enheders størrelse multipliceret med pålidelighedsfaktoren i det pågældende år.

Når hensyn må tages også til usikkerheden i de prognosticerede belastninger - af størrelsesordenen 6 % - fører overvejelserne ovenfor til en reserveeffekt omkring 20 %. Reserveeffekten bliver med den antagne lidt længere modningsperiode for kernekraftenheder end for konventionelle enheder lidt større i de nukleare udbygningsplaner end i de rent konventionelle.

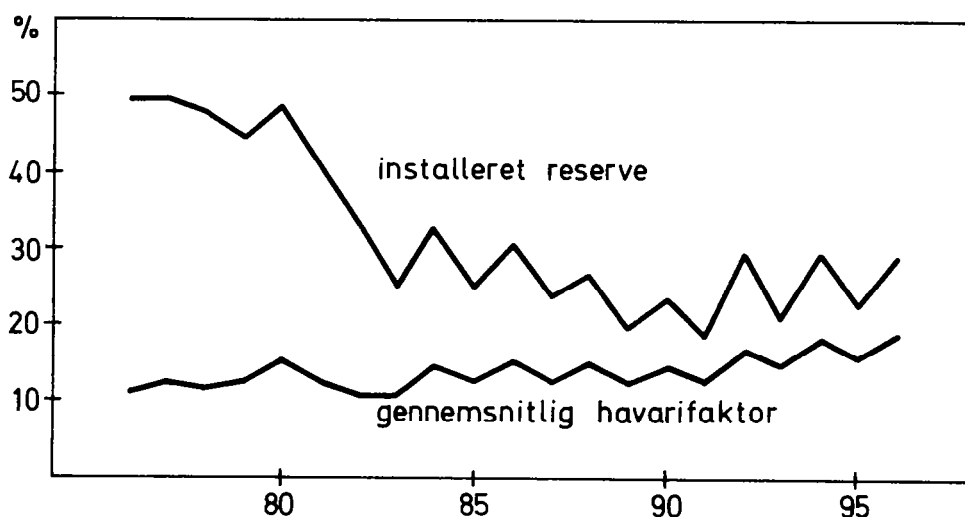


FIG. 4 Koordineret udbygning nedre prognose

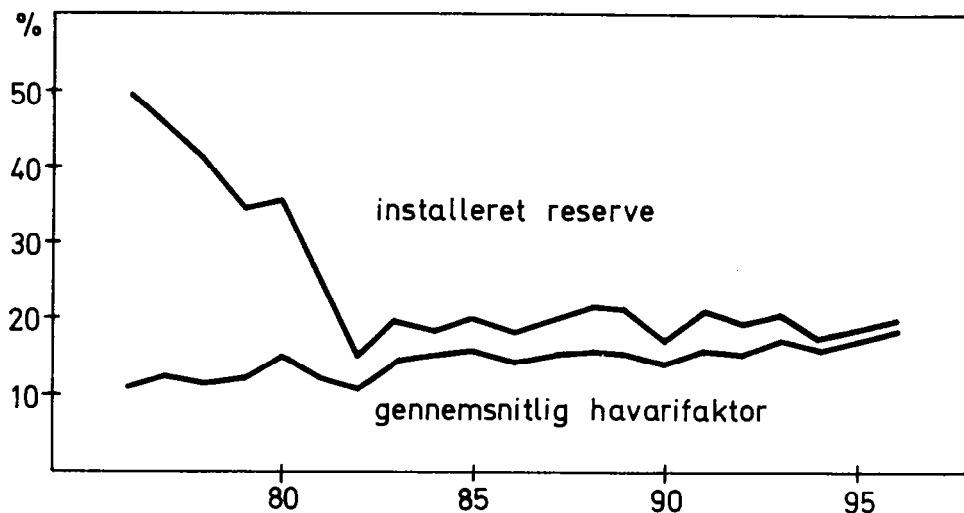


FIG. 5 Koordineret udbygning øvre prognose

5.2 Udbygningsplaner

For hver af de i rapporten behandlede prognoser er opstillet udbygningsplaner, dels for ELSAM og KRAFTIMPORT som helhed og dels for områderne øst og vest for Store Bælt hver for sig. Der er herunder taget hensyn til, at en del af den eksisterende maskinparks ældre enheder må udgå af systemet.

I de nukleare udbygningsplaner er forudsat, at der højst hver andet år kan idriftsættes et kernekraftanlæg i Danmark. Takten i udbygningsplanerne for ELSAM for sig og KRAFTIMPORT for sig bliver derfor højst et kernekraftværk hvert fjerde år.

Denne begrænsning i udbygningsprogrammet, som anses for gældende i 1980'erne, er valgt under hensyntagen til de begrænsede ressourcer, der findes i Danmark, såvel med hensyn til myndighedernes behandling af sikkerhedsproblemer og tilsyn under opførelsen som med hensyn til den danske indsats under konstruktionen af kernekraftanlæggene. En vis standardisering af kernekraftanlæggene vil være naturlig, således at i det mindste de to første anlæg bliver så ens som muligt i type og størrelse - selv om de ikke nødvendigvis behøver at blive opført samme sted. En standardisering kan muliggøre, at udbygningsprogrammet i givet fald kan forceres.

Udbygningsplanerne, som er vist i bilagene 5.1 - 5.5, omfatter en periode frem til midt i 1990'erne, selv om redegørelsen lægger hovedvægten på 1980'erne. Baggrunden herfor er ønsket om at belyse forholdene op til midten af 1990'erne bedst muligt - herunder også de økonomiske og prismæssige virkninger af forskellig udbygningstakt og typevalg af kraftværker. På grund af de lange investeringsperioder, der knyttes til kraftværksbyggeri, må der medtages enheder, som skønnes idriftsat efter den betragtede periode, idet betalingerne af disse begynder i den periode, som har interesse. Udbygningsplanerne fra begyndelsen af 1990'erne kan dog kun tillægges en vejledende betydning og skal ikke opfattes som et program.

Med udbygningsprogram efter øvre prognose må der fortsat regnes med bygning af konventionelle kraftværker - bl.a. til erstatning af gamle anlæg, som udgår af maskinparken.

Afsnit 6: VURDERING AF UDBYGNINGSALTERNATIVER

I dette afsnit er der redegjort for de forsyningsmæssige, økonomiske og finansielle konsekvenser af de opstillede udbygningsplaner. Der er som tidligere nævnt regnet med koordinerede planer for ELSAM og KRAFTIMPORT, og bygning af en for denne koordinering nødvendig Store Bælts forbindelse er medregnet.

I afsnit 6.5 er de forsyningsmæssige og økonomiske forhold med og uden en Store Bælts forbindelse nærmere belyst.

6.1 Forsyningssikkerhed

Forsyningssikkerheden vurderes her ud fra mulighederne for at reducere afhængigheden af fossilt brændsel, specielt olie, samt længden af den periode, hvor normal drift kan gennemføres uden brændselstilførsler. Elprisens følsomhed over for svingninger i brændselspriserne vurderes i afsnit 6.5.3.

6.1.1 Afhængighed af fossilt brændsel

I nedenstående figur er skitsemæssigt vist, hvorledes den installerede effekt fordeler sig under forudsætning af nuklear udbygning i øvre og nedre prognose.

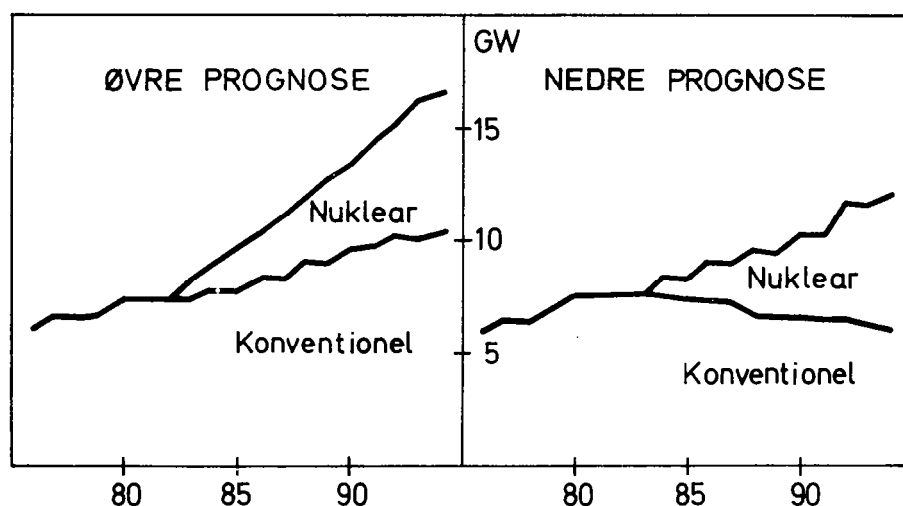


FIG. 6 Fordeling af installeret effekt

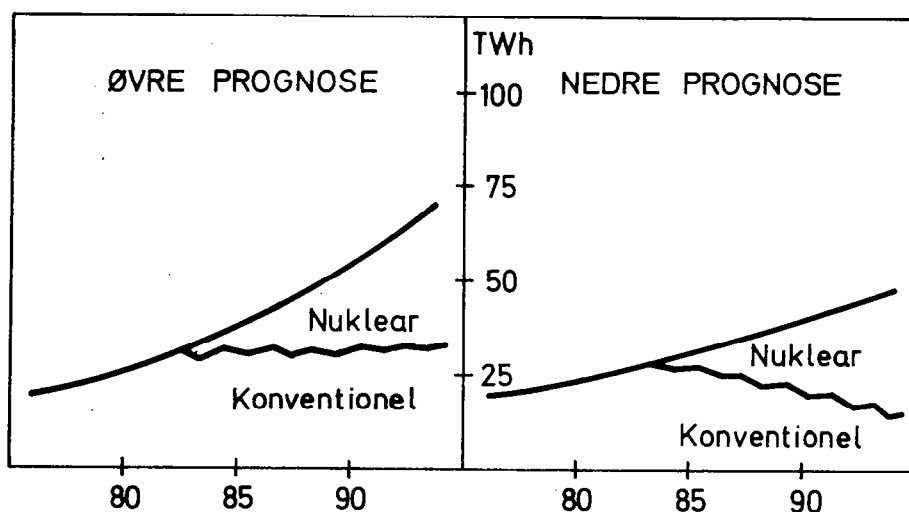


FIG. 7 Fordeling af produktion

Den tilsvarende fordeling af produktionen fremgår af ovenstående skitse, og det bemærkes, at produktionsandelen fra kernekraftværkerne er større end disses effektandel. Bilag 6.1 og 6.2 giver mere detaljerede forløb af fordelingerne mellem kernekraft og konventionel kraft.

Med en belastningsudvikling svarende til øvre prognose kan produktion, som baseres på kul/olie, fra idriftsættelsen af det første kernekraftværk fastholdes på et konstant niveau, og hele væksten overtages af kernekraftenhederne. Disse vil i øvrigt kunne udnyttes med de forudsatte maksimale benyttelsestider frem til midten af 1990'erne.

Under disse forhold vil kernekraftværker i 1985 udgøre 19 % af kapaciteten, men producere 24 % af energien, hvorved spares et olieforbrug på ca. 2 mill. tons subsidiært et kulforbrug på mellem 3 og 4 mill. tons. De tilsvarende tal i 1990 er 27 % og 40 %, hvilket medfører et mindreforbrug af olie på ca. 5 mill. tons subsidiært 8-10 mill. tons kul.

Et udbygningsprogram tilpasset den lave prognose indebærer, at alle nyanlæg kan ske i form af kernekraftværker - altså også de nyanlæg, som erstatter de gamle "udslidte" kraftværker. Omkring halvdelen af den installerede effekt kan da være kernekraft medio 1990'erne - og mere end to trediedele af elenergien kan produceres på basis af uran, således at forbruget af kul/olie i begyndelsen af 1990'erne kan bringes ned under det nuværende forbrug.

Fra omkring midten af 1990'erne vil det af belastningsmæssige grunde ikke mere være muligt at udnytte alle nukleare enheder med de i afsnit 4 forudsatte maksimale benyttelsestider, såfremt der fortsat udbygges med nukleare enheder hvert andet år. Der vil dog stadig være tale om benyttelsestider på 4-5000 timer årligt selv for de dårligst udnyttede nukleare anlæg.

En fremrykning af det første nukleare anlæg fra 1984 til 1983 vil reducere kul/olieforbruget i perioden 1983-86 med godt 1 mill. tons olie eller knap 2 mill. tons kul med den største reduktion i 1983.

En stor del af elværkernes eksisterende og planlagte produktionsanlæg kan fyres med både kul og olie. Det betyder, at hovedparten af produktionen allerede nu kan gennemføres ved kulfyring, og med denne undersøgelses udbygningsplaner reduceres brændselsforbrugets nødvendige olieandel til nogle få procent midt i 1980'erne.

6.1.2 Beredskabslagre

I en overenskomst mellem Handelsministeriet og Danske Elværkers Forening pålægges det elværkerne at råde over en beredskabsbeholdning af brændsel, som på ethvert tidspunkt kan dække forbruget i mindst 3 måneder. Pr. 1. februar hvert år forlanges $4\frac{1}{2}$ måneds lager, og under skærpede omstændigheder kræves $5\frac{1}{2}$ måneds lager pr. 1. januar.

Disse krav forudsættes rigeligt opfyldt i beregningerne. Nukleare anlæg indeholder i kraft af deres særlige brændselscyklus en brændselsreserve, som er væsentligt højere, end disse krav angiver. En væsentlig skærpelse af kravene indebærer en betydelig økonomisk og finansiel belastning, hvis de skal opfyldes ved udbygning af lagre og beholdninger af konventionelt brændsel. Derimod kan man i en nuklear udbygning etablere betydelige brændselslagre for langt mindre beløb. Som eksempel kan nævnes, at med denne rapportspriser vil olietanke og olie til produktion af 16 TWh ($\sim$ 6 måneders produktion i 1985) koste ca. 1800 mill.kr., medens det tilsvarende nukleare brændselslager koster ca. 350 mill.kr.

6.2 Årlige betalinger til brændsel, drift og anlæg

Ud fra det i afsnit 4 omtalte betalingsforløb er - i faste primo 1975 priser - opgjort samtlige betalinger, som præsteres under bygning af nye anlæg inden for hvert finansår. Disse er samlet ved finansårets udgang. Tilsvarende er de løbende udgifter til drift og vedligehold-

delse samt brændsel summeret op over et finansår og samlet ved dettes udgang.

I figuren nedenfor er vist, hvorledes disse samlede årlige betalinger forløber under forudsætning af konventionel respektiv nuklear udbygning svarende til den nedre grænse for belastningsudviklingen.

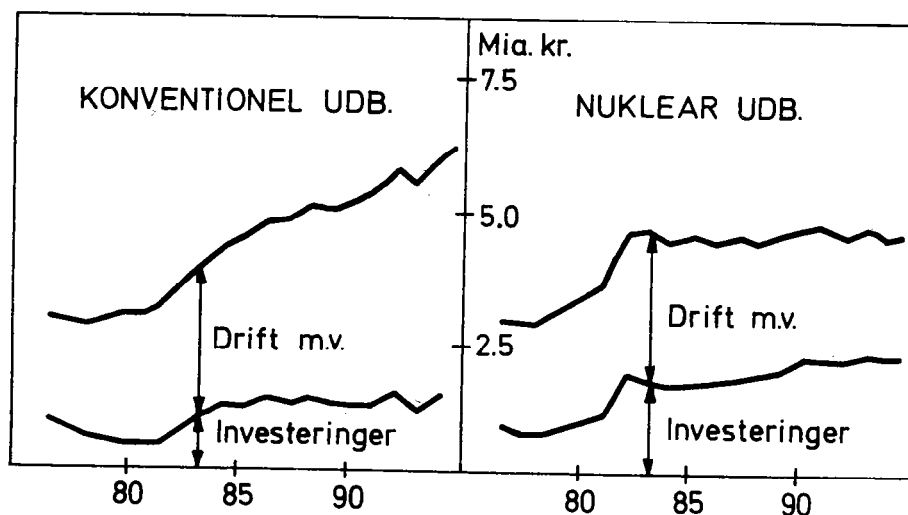


FIG. 8 Totale årlige betalinger ved nedre prognose

I bilag 6.3 er mere detaljeret vist en sammenstilling af de årlige betalinger for henholdsvis øvre og nedre grænse for belastningsudviklingen under forudsætning af udbygning med kernekraftenheder.

For nedre grænse for belastningsudviklingen er i bilag 6.4.1 foretaget en jävnføring mellem konventionel og nuklear udbygning.

Til illustrering af de betalingsforløb, som kan forventes under forudsætning af 8 % årlig prisstigning, er som eksempel tilsvarende kurver vist i bilag 6.4.2.

6.3 Elprisens mulige udvikling

I bilag 6.5 og 6.6 er udviklingen i elprisen på højspændingsniveau illustreret frem til 1995/96 (konstant prisniveau primo 1975). I bilag 6.5 er sammenstillet resultaterne for nuklear udbygning efter henholdsvis øvre og nedre belastningsprognose. Siksak-kurverne viser, hvorledes kWh-prisen skulle variere under forudsætning af fuld selvfinansiering og under forudsætning af afvikling af eksisterende gæld over 15 år. Det temmelig ujævne forløb skyldes især de betydelige forskelle i anlægsbetalinger år for år, men også de springvise fald, der sker i brændselsudgifterne ved idriftsættelse af nye kernekraftanlæg.

De svingende kWh-priser er dels vanskelige at sammenligne, dels uhensigtsmæssige som tarifieringsgrundlag. Der er derfor udregnet og optegnet en jævn prisudvikling (i det følgende betegnet udjævnet elpris) for hvert udbygningsalternativ.

Denne prisudvikling er sammensat af en konstant pris over en årrække og derefter en pris, der falder med en konstant procent fra år til år, bestemt således at de nødvendige lån og henlæggelser bliver mindst muligt, og således at det akkumulerede beløb under hensyn til forrentning (5 % p.a.) bliver nul over den betragtede tyveårsperiode.

I nedenstående figur 9 er skitseret elprisen ved kernekraftudbygning efter øvre grænse for belastningsudviklingen og fuld selvfinansiering. Forudsættes en udjævnet elpris - som vist punkteret - bliver det tilsvarende kapitalforløb som skitseret til højre.

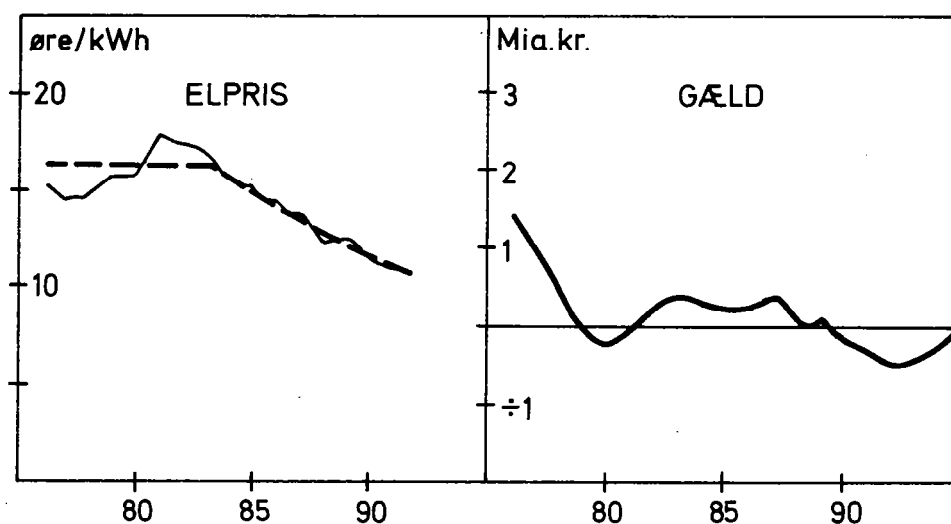


FIG. 9

Ovenstående skitser er som nævnt baseret på et fast prisniveau. Til illustrering af det mulige forløb af de virkelige udjævnede elpriser - under forudsætning af 8 % årlig prisstigning - er nedenstående tilsvarende skitser optegnet.

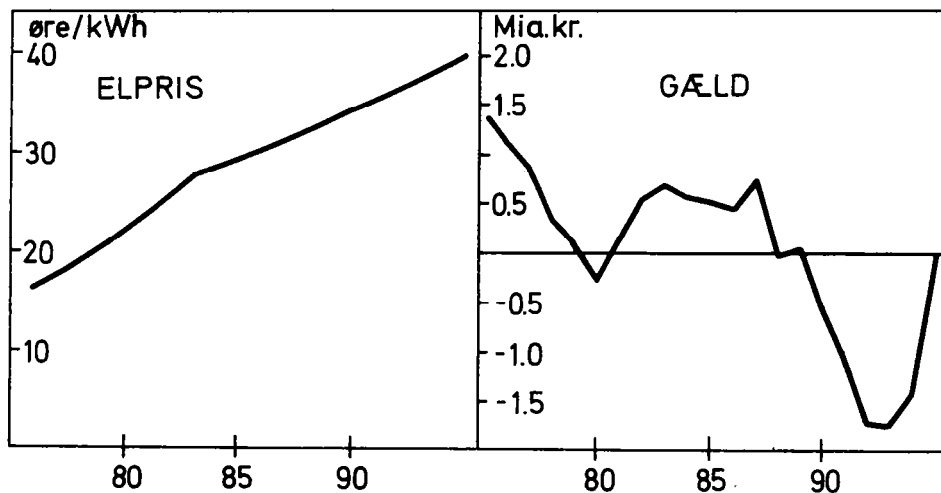


FIG. 10 Udjævnet elpris og tilsv. kapitalforløb inkl. prisstigning

I nedenstående figur er sammenstillet resultaterne for en nuklear henholdsvis en konventionel udbygning svarende til nedre grænse for belastningsudviklingen.

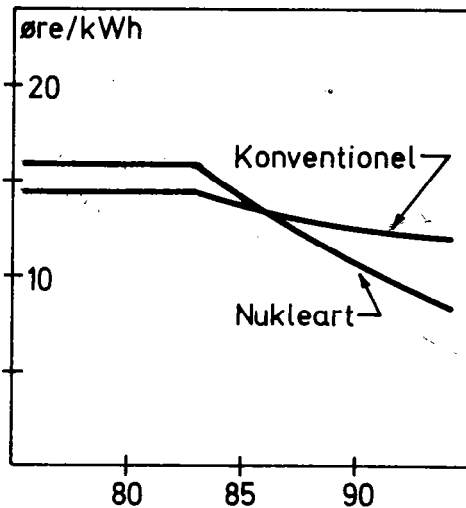


FIG. 11 Udjævnet elpris ved nedre prognose (selvfinansiering)
Detailleret fremstilling i bilag 6.6

Det ses af figuren, at ved konventionel udbygning vil den udjævnede elpris i en årrække være ca. 1 øre/kWh lavere end ved nuklear udbygning. Fra idriftsættelsen af det første kernekraftværk falder den udjævnede elpris med ca. 5 % pr. år (forudsat fast prisniveau) i den nukleare udbygning. I den konventionelle udbygning er faldet ca. 1,5 % pr. år.

6.4 Finansieringsformens indvirken på elprisen

I bilag 6.7 er for nuklear udbygning efter nedre prognose vist elprisens udvikling dels ved selvfinansiering og dels under forudsætning af, at finansiering af anlæg sker ved skattemæssige afskrivninger efter de gældende regler samt ved optagning af lån. I samme bilag er tillige vist de akkumulerede lån. Det er her forudsat, at nye såvel som eksisterende lån forrentes med 5 % p.a. (fast prisniveau).

Nedenstående figur illustrerer skitse-mæssigt, hvorledes den udjævnete elpris forløber under de to former for finansiering. Tillige vises, hvorledes den akkumulerede gæld forløber under forudsætning af skattemæssige afskrivninger.

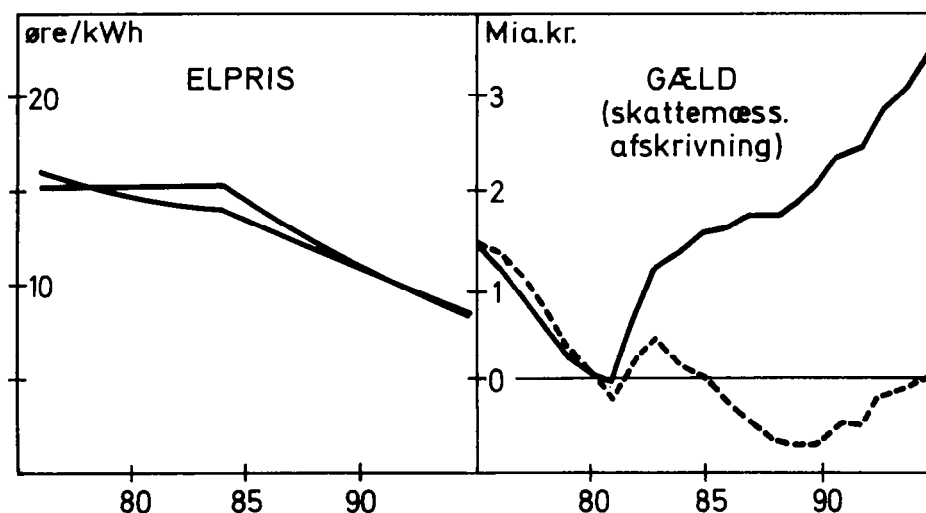


FIG. 12 Udjævnet elpris og gæld ved selvfinansiering og skattemæssige afskrivninger. (nuklear udbygning, nedre prognose)

I sidste halvdel af 1970'erne vil elprisen bestemt ud fra de mulige afskrivninger blive lidt højere end ved selvfinansiering (omkring 1 øre/kWh). I begyndelsen af 1980'erne vil elprisen blive noget lavere ved indregning af de skattemæssige afskrivninger end ved selvfinansiering, hvorefter forskellen nærmer sig nul i begyndelsen af 1990'erne. Ved skattemæssige afskrivninger vil den eksisterende gæld, der er opgjort til ca. 1600 mill.kr på landsbasis (ekskl. Københavns Belysningsvæsen), stort set kunne afvikles i løbet af sidste halvdel af 1970'erne (forudsat fast prisniveau). Herefter vil der oparbejdes en gæld på 3-4 milliarder kroner til begyndelsen af 1990'erne.

Da anlægsaktiviteten i resten af 1970'erne og i begyndelsen af 1980'erne er ret beskeden, og på grund af, at en del eksisterende anlæg er afskrevet lineært med 5 % om året (levetidsafskrivning), vil en overgang til 30 % saldoafskrivning og forskudsafskrivning fra 1976/77 betyde, at de mulige afskrivninger i en årrække overstiger de nødvendige betalinger til nye anlæg.

6.5 Økonomiske konsekvenser af ændrede forudsætninger

6.5.1 Effektmæssig overudbygning

Idriftsættelse af 1. nukleare enhed i 1983 ved belastningsudvikling efter nedre grænse vil betyde en effektmæssig overudbygning i 1983/84 og dermed en for tidlig investering. Man får herved forøgede udgifter i årene indtil 1982/83 i forhold til udbygning efter den oprindelige plan, medens udgifterne reduceres i de følgende 4-5 år ved at bygge et år for tidligt. En diskontering til 1982 med 5 % rente af disse forskelle viser en gevinst på ca. 250 mill.kr ved at idriftsætte den nukleare enhed 1 år tidligere end nødvendigt af effektmæssige grunde.

6.5.2 Konsekvenser af havarier

Med henblik på at vurdere de økonomiske konsekvenser ved et langvarigt havari (1 år) er foretaget beregning af brændselsudgifterne (opført nedenfor) for et enkelt år - her 1988/89 - ved nedre prognose. I den nukleare udbygning forudsættes første nukleare enhed ude på grund af havari, medens første 600 MW kul/oliefyrede enhed regnes havareret i den konventionelle udbygning.

Brændselsudgifter 1988/89	Nuklear udbygning	Konventionel udbygning
Uden ekstraordinært havari	2211 mill.kr	3276 mill.kr
1 års havari på nuklear subs. konventionel enhed	2655 mill.kr	3296 mill.kr

Ved et langvarigt havari (1 år) på en nuklear enhed får man således merudgifter på over 400 mill.kr på grund af, at den nukleare enheds billige elproduktion i stedet må ske på de dyrere konventionelle enheder. Ved udfald af en konventionel grundlastenhed vil elproduktionen i stedet ske på andre konventionelle enheder - grundlast - såvel som mellem- og spidslastenheder - hvorved brændselsudgifterne forøges med ca. 20 mill.kr.

6.5.3 Elprisens stabilitet ved brændselsprisændringer

Med henblik på en vurdering af elprisens følsomhed over for ændring af prisen på primærenergi er i bilag 6.8 vist de totale årlige betalinger for såvel nuklear som konventionel udbygning efter nedre prognose ved fordobling subsidiært halvering af brændselsprisen, d.v.s. 80 subsidiært 20 kr/Gcal for fossilt brændsel og 13 subsidiært 3,25 kr/Gcal for nukleart brændsel.

I nedenstående figur er vist udviklingen i den udjævnede elpris under disse forudsætninger. Til sammenligning er indtegnet elprisen ved 40 kr/Gcal for fossilt brændsel og 6,50 kr/Gcal for nukleart brændsel.

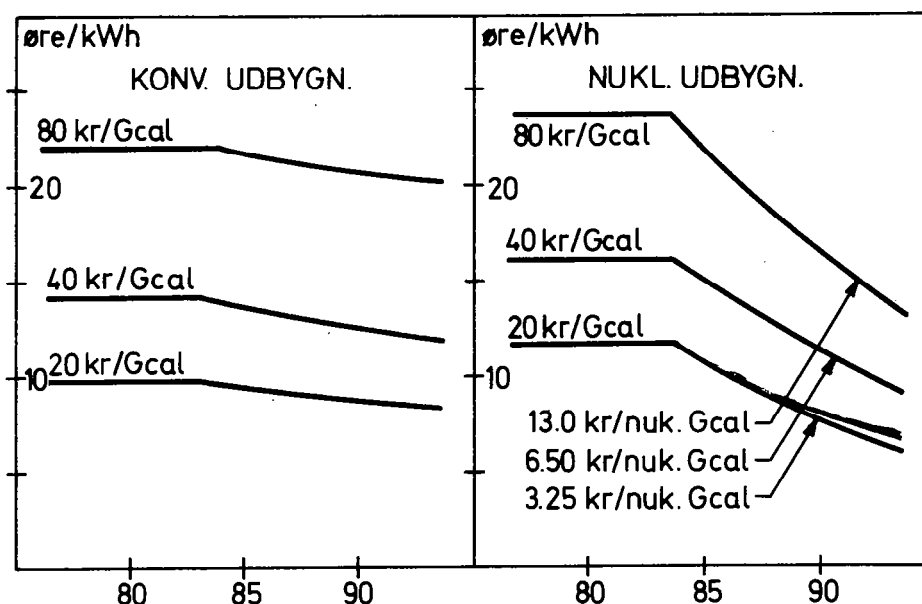


FIG. 13 Udjævnnet elpris ved forskellige brændselspriser (nedre prognose)

Ved en pludselig ændring af prisen for brændsel (f.eks. fordobling eller halvering) ændres elprisen i overensstemmelse med de viste kurver (f.eks. ved hop fra den ene kurve til den anden). Det ses, at springet i elprisen mindskes i den nukleare udbygning i takt med den stigende andel af nuklear effekt.

6.6 Vurdering af en Store Bælts forbindelse

Mulighederne for at etablere en elektrisk sammenknytning mellem de to områder øst og vest for Store Bælt har med jævne mellemrum været taget op til overvejelse - første gang i 1957, senere i ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelsen i 1964-65 og sidst i en rapport fra September 1972 afgivet af "Storebæltsudvalget".

Der har i elværkskredse været interesse for at få etableret ét sammenhængende dansk transmissionssystem - samtidig med at en sådan forbindelse under Store Bælt har skullet motiveres teknisk og økonomisk ligesom enhver anden udbygning af ledningssystemet.

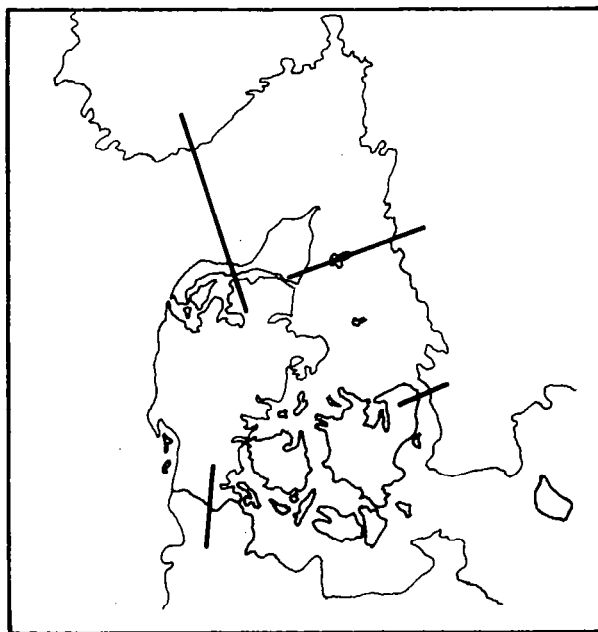


Fig. 14
Elektriske forbindelser
mellem Danmark og udlandet

ELSAM og Kraftimport områderne, der er praktisk taget ens med hensyn til elforbrugsstruktur og -produktionsanlæg, har etableret elektriske forbindelser til udlandet: Jylland-Fyn til Tyskland, Sverige og fra næste år Norge. Sjælland i 60 år via kabler under Øresund til Sverige. Bygningen af disse anlæg er motiveret af reserveeffektmæssige grunde (se afsnit 5) og af de økonomiske gevinster, der kan opnås ved samkøring af systemer med henholdsvis damp- og vandkraftanlæg.

Derved er de økonomiske motiver for at sammenknytte landsdelene blevet færre, idet fordelene ved et samarbejde hidtil har kunnet opnås billigere ved fortsatte udvidelser af de allerede etablerede forbindelser end ved etablering af en Store Bælts forbindelse.

I de følgende afsnit redegøres for den tekniske udformning og for prisen for en Store Bælts forbindelse. Tillige vurderes såvel konsekvenserne af en fortsat udbygning uden forbindelse over Store Bælt som virkningen af en Store Bælts forbindelse med en større overføringsevne end de i de foregående afsnit forudsatte 500 MW.

Udformningen af en Store Bælts forbindelse

ELSAM og Kraftimport har vekselstrømsforbindelser til hver sit store udenlandske område. ELSAM kører således synkront med det vesteuropæiske område, som bl.a. omfatter EF-landene (undtagen Irland og Storbritannien), Schweiz, Østrig, Spanien og Portugal. Kraftimport kører synkront med de øvrige nordiske lande (undtagen Island).

En vekselstrømsforbindelse over Store Bælt ville medføre, at disse to store områder tvinges til at køre synkront. Denne driftsform ville indebære så store ukontrollable udvekslinger over Store Bælt for at opretholde synkron drift, at det nødvendige transmissionsnet gennem Danmark skulle have en urealistisk stor overføringsevne. Det har også været overvejet at knytte hele Danmark synkront til det ene eller det andet område, men tanken er opgivet, dels fordi den ville give et af de danske områder ringere driftsforhold end hidtil, og dels fordi denne løsning ville blive væsentlig dyrere end en Store Bælts forbindelse udført for jævnstrøm.

Den eneste realistiske mulighed for en forbindelse mellem ELSAM og Kraftimport er således en jævnstrømsforbindelse svarende til forbindelserne mellem Jylland og Sverige og mellem Jylland og Norge.

Forbindelsen kan etableres mellem en 400 kV station ved Odense og en 400 kV station syd for Tissø på Sjælland.

Overføringen udbygges i moduler på 500 MW med en polspænding på 400 kV og en jævnstrøm på 1250 A pr. pol. Den består af 2 ensretter/veksleretters-stationer forbundet med 30 km luftledning og 28 km søkabel.

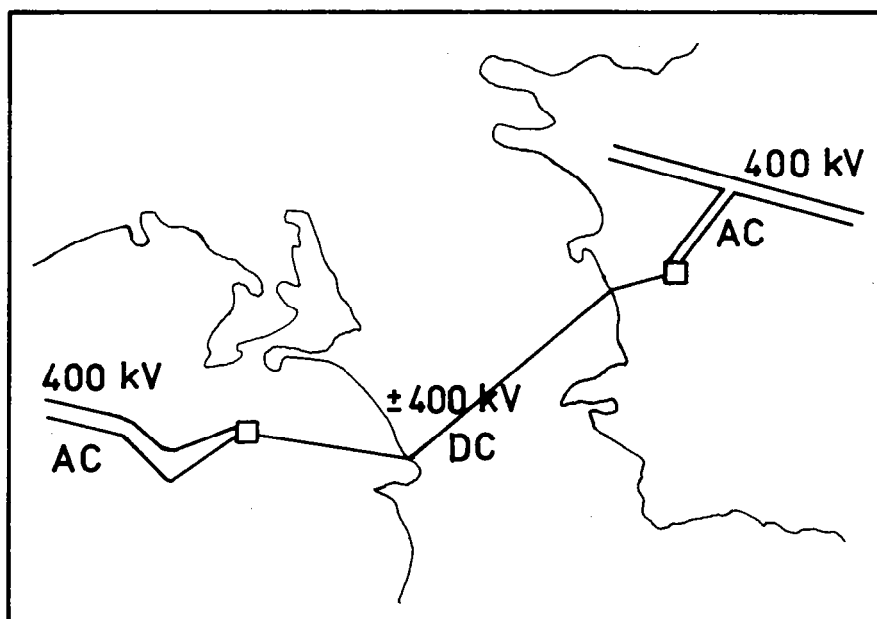


Fig. 15
Jævnstrømsforbindelse
over Store Bælt

Fordelingen af udgiften i faste 1975-kr er vist i nedenstående tabel:

	1. modul	2. modul	Ialt
	500 MW	500 MW	
Jævnstrømsstation	205	220	
Luftledning	19	-	
2 søkabler	<u>51</u>	<u>-</u>	
	<u>275</u>	<u>220</u>	<u>495 mkr</u>

Ved tomgang er tabene ved udbygning med 1 modul fra vekselstrømsskinne til vekselstrømsskinne ca. 2,1 MW og ved overføring af 500 MW ialt ca. 15 MW eller 3 %. Ved udbygning til 1000 MW stiger tabene til 5,7 MW i tomgang og 33,5 MW eller 3,4 % ved fuldlast.

Økonomi

Det er undersøgt, hvorledes de økonomiske resultater bliver for henholdsvis ELSAM og Kraftimport i de separate udbygninger i forhold til den forudsatte koordinerede udbygning med fællesskab om alle kernekraftenheder og en Store Bælts forbindelse.

Med de anvendte enhedsstørrelser må der i perioder installeres mere effekt i de separate planer end i de koordinerede. Investeringen i denne overkapacitet opvejer stort set investeringen i en Store Bælts forbindelse med overføringsevnen 500 MW.

I praksis kan man dog gå ud fra, at den merudbygning, som i de separate planer følger med valget af store enheder, ikke finder sted, idet man tilstræber at udligne over- og underskud i installeret effekt gennem "saksningsaftaler" med nabolandene.

På den anden side har erfaringerne fra eksisterende samarbejdsledninger vist, at der ud over de gevinster, som kan beregnes, ofte vil eksistere andre, som ikke direkte kan forudberegnes.

Drift

Produktionssystemernes daglige drift planlægges for det jysk-fynske område hos ELSAM og for Sjælland og Lolland-Falster hos Kraftimport. Ved optimal maskinindsats og produktionsfordeling opnår begge områder bedre driftssikkerhed og lavere brændselsforbrug end ved driftsplanlægning i mindre enheder. Samtidig øges dog tabene i nettet, da energien normalt skal transporteres over længere afstande. Det er undersøgt, hvilke yderligere besparelser der kunne opnås ved fælles driftsplanlægning for hele landet.

Den undersøgte driftsform indebærer, at Store Bælts forbindelsen skal have en overføringsevne på ca. 500 MW foruden overføring til udligning af skævheder i den installerede effekt, f.eks. den, der opstår ved deling af et kernekraftværk, d.v.s. ialt ca. 1000 MW.

Ved en fælles driftsplanlægning kan der opnås en besparelse på ca. 0,5 % af det totale brændselsforbrug; men samtidig forøges nettabene alene på grund af Store Bælts forbindelsen så meget, at nettogevinsten ved samkøringen kun bliver ca. 0,2 % af de totale brændselsom-

kostninger. Det svarer med et årsforbrug på 30 TWh (1982) og en brændselspris på 40 kr/Gcal til ca. 5 mill.kr om året.

Den beregnede gevinst må bedømmes som så lille, at den ikke overstiger usikkerheden på beregningsresultaterne. Det betyder, at alle væsentlige gevinster ved koordineret driftsplanlægning allerede er opnået internt inden for de to områder.

Reservekapacitet

Til imødegåelse af risikoen for mangel på effekt i tilfælde af havarier kunne det forventes, at Store Bælts forbindelsen ville muliggøre en reduktion af reserveeffektbehovet i de to landsdele. Dette ville helt klart være tilfældet, såfremt begge områder var isoleret fra andre områder. Det er de imidlertid ikke, og som der er redegjort for i afsnit 5, har hvert af områderne gennem adgang til udenlandske effektreserver kunnet reducere den installerede reserveeffekt i Danmark til stort set samme niveau som i store systemer.

Der har hidtil ikke været vanskeligheder forbundet med at opnå aftaler med Sverige, Tyskland og Norge om gensidig støtte såvel under pludselige driftsforstyrrelser som under mere langvarige havarier, hvor der i en periode måske dagligt under spidsbelastning skal trækkes energi fra nabolande.

I alle eksisterende aftaler findes bemærkninger om gensidig støtte "inden for rammerne af egne tilgængelige ressourcer". Aftalerne er ikke normalt konfirmerede af de berørte landes regeringer, og man kan forestille sig, at aftalerne under krisesituationer vil kunne tilsidesættes ved indgreb fra regeringerne. Herved ville driftssikkerheden i de danske systemer forringes mærkbart. En vis forbedring kan under disse forhold opnås med en Store Bælts forbindelse; men driftssikkerheden vil stadig være langt ringere end normalt.

Den nordiske samarbejdsorganisation NORDEL er blevet underrettet om ovennævnte problemstilling og anmodet om en vurdering med henblik på en eventuel forelæggelse for de nordiske regeringer.

Under alle andre mere normale forhold vil en Store Bælts forbindelse ikke kunne medføre effektmæssige fordele, som ikke kan opnås ved fort-

sat samarbejde med nabolandene. Rent økonomisk har dette samarbejde hidtil ikke medført sådanne priser for reserveeffekt, at der har været motiver for at etablere et samarbejde mellem ELSAM og Kraftimport internt.

En eller to nukleare byggepladser?

Det er ovenfor forudsat, at der ved introduktionen af kernekraft i Danmark skal etableres to byggepladser. Der er foretaget undersøgelser over de besparelser, der kan opnås ved at bygge de to første enheder på samme byggeplads og dermed udskyde åbningen af en ny byggeplads. En analyse viser, at det drejer sig om beløb af størrelsesordenen 100-150 mill.kr, som først skal erlægges ved åbning af byggeplads nr. 2. Forrentningen af dette beløb kan altså spares, og endvidere kan de sparede driftslønninger skønnes til 5 a 6 mill.kr pr. år. Heroverfor står forrentning og afskrivning af en udbygning af Store Bælts forbindelsen ud over de forudsatte 500 MW samt de nettab, som følger med energitransporten fra det ene område til det andet. Disse sidste bliver af størrelsesordenen 10 mill.kr pr. år.

Uanset om Store Bælts forbindelsen findes, er der således ikke nogen motivering for at koncentrere udbygningen af kernekraft på den ene side af Store Bælt.

Afsluttende bemærkninger

Såfremt en Store Bælts forbindelse begrundes med et fællesskab om kernekraftværker, vil en overføringsevne på 500 MW være tilstrækkelig i 1980'erne. I den første 2-års periode vil forbindelsen få en kraftig udnyttelse på grund af faste energitransporter, og den kan derfor ikke udnyttes til andre af de ovennævnte formål. I den følgende 2-års periode må de faste energitransporter forudses at blive små, og forbindelsen kan da muliggøre visse energibesparelser ved fælles produktionsplanlægning og fælles udvekslinger med udlandet samt give støtte i effektmæssig henseende såvel under driftsforstyrrelser som ved langvarige havarier.

En koordineret udbygning og drift med fælles lastfordeling for hele landet vil i 80'erne forudsætte en Store Bælts forbindelse på ca. 1000 MW. De gennemførte undersøgelser tyder ikke på, at der kan findes rimelig begrundelse for dette projekt.

Der har ikke kunnet påvises nogen økonomisk fordel for landet som helhed ved bygning af en Store Bælts forbindelse, hvad enten den er på 500 eller 1000 MW under forudsætning af, at ELSAM og Kraftimport kan fortsætte deres samarbejde med naboområderne efter hidtidige retningslinier.

Der er - hverken for ELSAM eller Kraftimport - fundet afgørende driftssikkerhedsmæssige forskelle på planerne med og uden forbindelse over Store Bælt.

Det er dog en afgørende forudsætning, at nabolandene-også under internationale kriser-er villige til at yde den fornødne støtte i situationer med effektmangel. Dette indebærer, at man fra dansk side må være indstillet på at yde tilsvarende støtte til nabolandene.

Litteratur

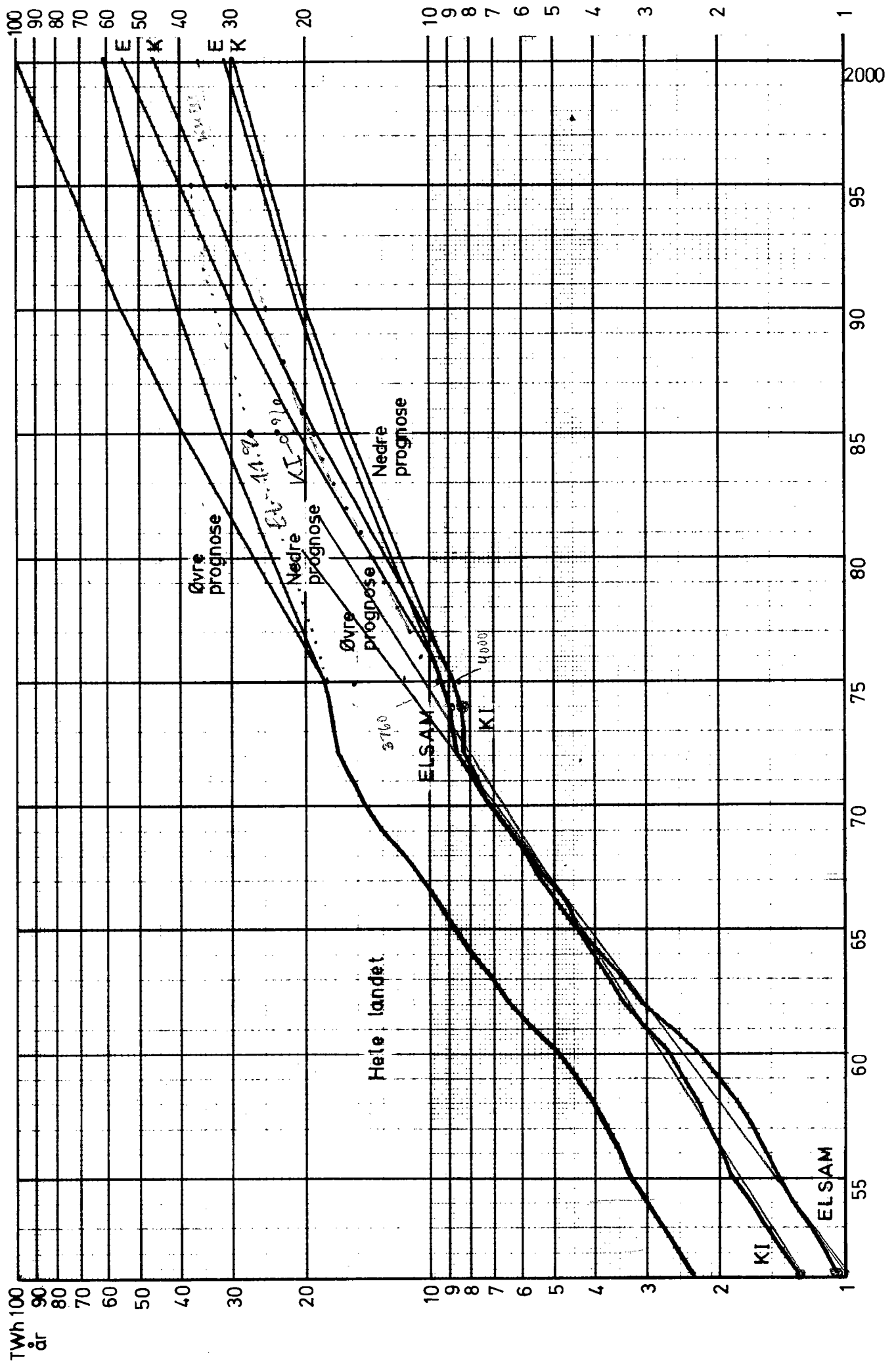
1. ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelsen
Kraftværksudbygningen i 1970'erne
November 1965
2. Danmarks energiforsyning
- mål og midler i energipolitikken
Handelsministeriet april 1974
3. Koordineret kraftværksudbygning i 1980'erne
Redegørelse til Handelsministeriet afgivet af Elværkernes
Energiudvalg
Handelsministeriet april 1974
4. Mod en ny strategi for fællesskabets energipolitik
Kommissionen for de europæiske fællesskaber
COM (74) 550 endel. Bruxelles 29. maj 1974
5. Elektricitetens rolle i en ny strategi for energipolitikken
Kommissionen for de europæiske fællesskaber
COM (74) 1970 endel. Bruxelles 27. november 1974
6. Udviklingen i energiforbruget og energipolitiske aktiviteter
Notat udarbejdet af Handelsministeriet april 1975
7. Udviklingen i elforbruget og i elværkernes kapacitet
Notat udarbejdet af Handelsministeriets analyse- og prognoseudvalg
for energisektoren januar 1975
8. Danmarks elforbrug 1961-1980, en analyse og prognose
Udarbejdet af Danske Elværkers Forenings Udredningsafdeling
(DEFU) maj 1975
9. Rapport vedrørende en eventuel fremtidig Store Bælts forbindelse
September 1972.

Prognoseområde for elforbrug (TWh) og maksimalbelastning (MW) for
ELSAM og KRAFTIMPORT samt hele landet for perioden 1976-2000

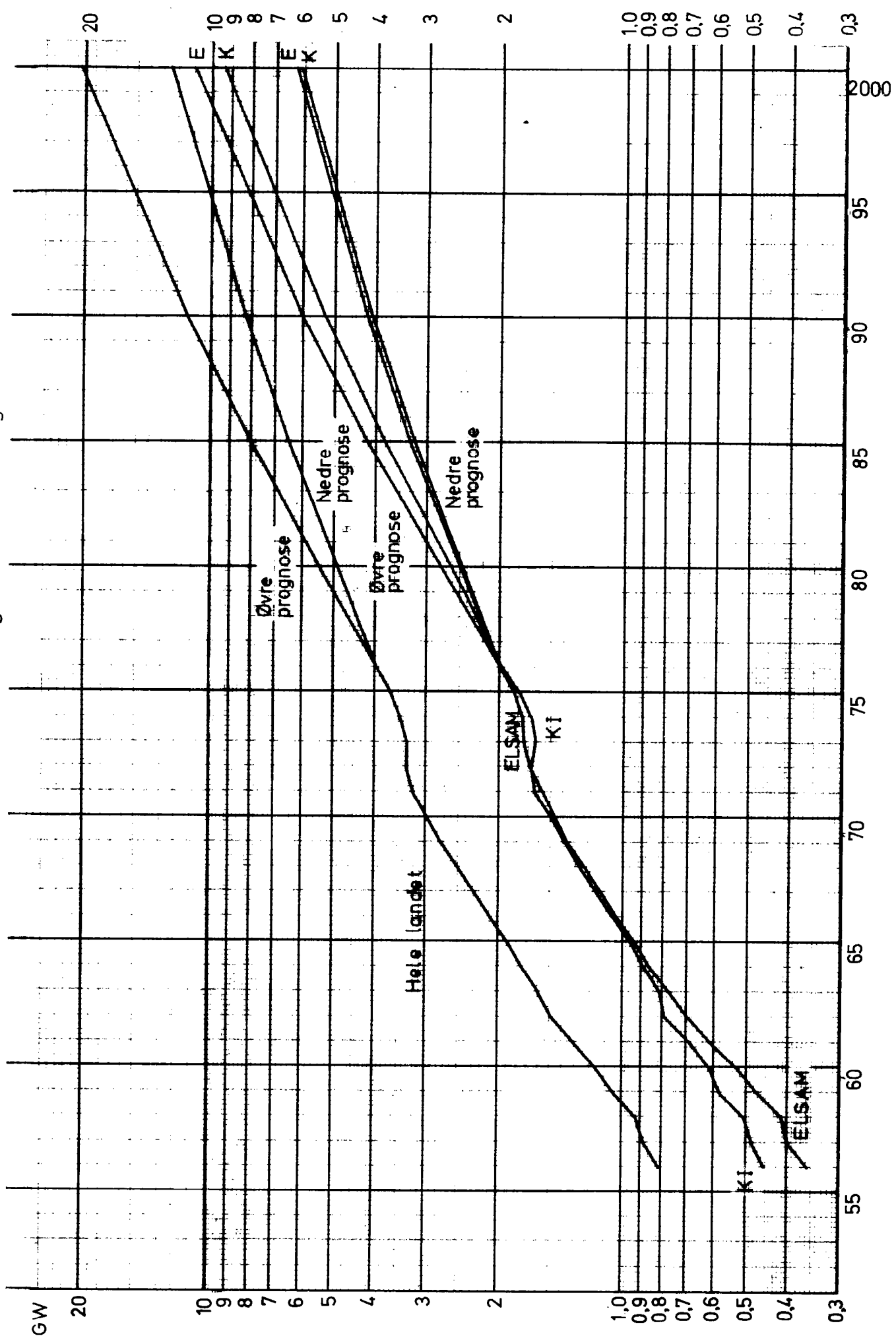
	Energiforbrug (TWh/år netto ab værk)					Maksimaleffekt (MW netto ab værk)				
	ELSAM		KI		Hele landet	ELSAM		KI		Hele landet
	6 %	8,6 %	~6 %	7,9 %		6 %	7,38,6 %	~6 %	7,9 %	
Stigning	9,8	10,0	9,5	9,6	19,3	18,46	18,46	1975	1920	3925
1976/77	9,8	10,0	9,5	9,6	19,3	18,46	18,46	1975	1920	3925
77/78	10,3	10,9	10,1	10,4	20,4	2070	2170	2080	2070	4150
78/79	11,0	11,8	10,6	11,2	21,6	2190	2360	2190	2234	4380
79/80	11,6	12,8	11,2	12,1	22,9	2320	2560	2310	2410	4630
80/81	12,3	13,9	11,8	13,0	24,1	2460	2780	2450	2600	4910
81/82	13,1	15,1	12,4	14,0	25,5	2610	3020	2550	2810	5160
82/83	13,8	16,4	13,2	15,1	27,0	2770	3280	2700	3030	5470
83/84	14,7	17,8	14,0	16,3	28,7	2930	3560	2860	3270	5790
84/85	15,4	19,4	14,8	17,6	30,2	3110	3870	3030	3520	6140
85/86	16,5	21,0	15,7	19,0	32,2	3290	4200	3210	3800	6500
Stigning	5 %	7,3 %	5 %	6,7 %	5 %	5 %	7,3 %	5 %	6,7 %	5 %
1986/87	17,3	22,5	16,5	20,3	33,8	3450	4500	3370	4060	6820
87/88	18,2	24,2	17,3	21,6	35,5	3620	4840	3540	4320	7160
88/89	19,1	26,0	18,2	23,1	37,3	3800	5200	3720	4620	7520
89/90	20,1	27,9	19,1	24,7	39,2	3990	5580	3900	4940	7890
90/91	21,1	30,0	20,1	26,4	41,2	4180	6000	4090	5280	8270
Stigning	4 %	6,2 %	4 %	5,8 %	4 %	4 %	6,2 %	4 %	5,8 %	4 %
1995/96	25,6	40,5	24,4	35,0	50,0	5100	8100	4980	7000	10080
2000/01	31,2	54,7	29,7	46,4	60,9	6190	10940	6050	9280	12240

Elforbrug gælder finansår (1.4.-31.3.)

Øvre og nedre grænse for elforbrug af værker for
hele landet samt ELSAM og KI hver for sig



Øvre og nedre grænse for maksimalbelastning af værk
for hele landet samt ELSAM og KI hver for sig



Maksimalbelastning (inkl. tillæg for fjernvarmebelastning), udbygningsplan og reserveeffekt (koordineret for hele landet) svarende til nedre grænse for belastningsudviklingen

Belastningsstigning: 6 % p.a. indtil 1985/86, 5 % p.a. 1986/91 og 4 % efter 1991.

	Nuklear udbygning					Konventionel udbygning				
År	Belastn. MW	Udbygning	Ydeevne MW	Reserve MW	%	Udbygning	Ydeevne MW	Reserve MW	%	
1979/80			6669				6669			
1980/81	4980	- KYV 1, 2 60 MW ASV 5 670 MW	7279	2299	46,2	- KYV 1, 2 60 MW ASV 5 670 MW	7279	2299	46,2	
1981/82	5230		7279	2049	39,2		7279	2049	39,2	
1982/83	5540		7279	1739	31,4		7279	1739	31,4	
1983/84	5860		7279	1419	24,2		7279	1419	24,2	
1984/85	6220	- KYV 3 30 MW - HCV 2 23 MW Nuk 1 900 MW	8129	1909	30,7	- KYV 3 30 MW - HCV 2 23 MW	7229	1009	16,2	
1985/86	6580	- VKE 3 17 MW - MKA 3 29 MW	8083	1503	22,8	- VKE 3 17 MW - MKA 3 29 MW Konv. 1 600 MW	7783	1203	18,3	
1986/87	6900	- SVS 1, 2 62 MW Nuk 2 900 MW	8921	2021	29,3	- SVS 1, 2 62 MW Konv. A 300 MW	8021	1121	16,2	
1987/88	7260	- KYV 11 60 MW	8861	1601	22,1	- KYV 11 60 MW Konv. 2 600 MW	8581	1301	17,9	
1988/89	7600	- FVO 1, 2 76 MW - MKA 1 20 MW - VKE 4 34 MW - KYV 12 60 MW - SMV 1, 2 45 MW Nuk 3 900 MW	9523	1923	25,3	- FVO 1,2 76 MW - MKA 1 20 MW - VKE 4 34 MW - KYV 12 60 MW - SMV 1,2 45 MW Konv. 3 600 MW	8923	1323	17,4	
1989/90	7970	- NKA 4 29 MW - HCV 1 28 MW - SMV 3, 4 51 MW	9415	1445	18,2	- NKA 4 29 MW - HCV 1 28 MW - SMV 3,4 51 MW Konv. 4 600 MW	9415	1445	18,2	
1990/91	8350	- SVS 3 59 MW - KYV 13 60 MW Nuk 4 900 MW	10196	1846	22,2	- SVS 3 59 MW - KYV 13 60 MW Konv. 5 600 MW	9896	1546	18,6	
1991/92	8680		10196	1516	17,5	Konv. 6 600 MW	10496	1816	21,0	
1992/93	9040	Nuk 5 1300 MW	11496	2456	27,2		10496	1459	16,2	
1993/94	9400	- NKA 5 41 MW - SHE 1 57 MW - VKE 5 61 MW - HCV 3 19 MW - SMV 5 35 MW	11283	1883	20,1	- NKA 5 41 MW - SHE 1 57 MW - VKE 5 61 MW - HCV 3 19 MW - SMV 5 35 MW Konv. 7, 8 1200 MW	11483	2083	22,2	
1994/95	9770	- ASV 1 125 MW Nuk 6 1300 MW	12460	2690	27,6	- ASV 1 125 MW	11358	1588	16,3	
1995/96	10170	- MKA 9 70 MW - MAV 4 75 MW	12313	2143	21,1	- MKA 9 70 MW - MAV 4 75 MW Konv. 9 600 MW	11813	1643	16,2	

Koordineret udbygningsplan for hele landet svarende til øvre grænse for belastningsudviklingen.

Belastningsstigning 8,25 % p.a. indtil 1985/86, 7 % p.a. 1986/91 og 6 % p.a. efter 1991.

Nuklear udbygning					
År	Belastn. MW	Udbygning	Ydeevne MW	Reserve MW	%
1979/80			6669		
1980/81	5450	- KYV 1, 2 60 MW ASV 5 670 MW	7279	1829	33,6
1981/82	5900		7279	1379	23,4
1982/83	6380		7279	899	14,1
1983/84	6900	Nuk 1 900 MW	8179	1279	18,5
1984/85	7470	- KYV 3 30 MW - HCV 2 23 MW Konv. 1 600 MW	8726	1256	16,9
1985/86	8080	- VKE 3 17 MW - MKA 3 29 MW Nuk 2 900 MW	9580	1500	18,6
1986/87	8640	- SVS 1, 2 62 MW Konv. 2 600 MW	10118	1478	17,1
1987/88	9240	- KYV 11 60 MW Nuk 3 900 MW	10958	1718	18,6
1988/89	9900	- FVO 1, 2 76 MW - MKA 1 20 MW - VKE 3 34 MW - KYV 12 60 MW - SMV 1, 2 45 MW Konv. 3, 4 2x600 MW	11923	2023	20,4
1989/90	10600	- NKA 4 29 MW - HCV 1 28 MW - SMV 3, 4 51 MW Nuk 4 900 MW	12715	2115	20,0
1990/91	11360	- SVS 3 59 MW - KYV 13 60 MW Konv. 5 600 MW	13196	1836	16,2
1991/92	12040	Nuk 5 1300 MW	14496	2456	20,4
1992/93	12760	Konv. 6 600 MW	15096	2336	18,3
1993/94	13530	- NKA 5 41 MW - SHE 1 57 MW - VKE 5 61 MW - HCV 3 19 MW - SMV 5 35 MW Nuk 6 1300 MW	16183	2653	19,6
1994/95	14330	- ASV 1 125 MW Konv. 7 600 MW	16658	2328	16,3
1995/96	15190	- MKA 9 70 MW - MAV 4 75 MW Nuk 7 1300 MW	17813	2623	17,3

Bilag 5.3

Maksimalbelastning, udbygningsplan og reserveeffekt for KRAFTIMPORT efter nedre og øvre belastningsudvikling

Belastningsstigning: 6 % p.a. indtil 1985/86,
5 % p.a. 1986/91 og 4 % efter 1991

Belastningsstigning: 7,9 % indtil 1985/86,
6,7 % 1986/91 og 5,8 % efter 1991

År	Belastn. MW	Udbygning (skrotning af anlæg over 35 år)	Ydeevne MW	Reserve		Belastn. MW	Udbygning	Ydeevne MW	Reserve	
				MW	%				MW	%
1979/80			2814					2814		
1980/81	2450	ASV 5 670 MW				2600	ASV 5 670 MW			
		- KYV 1, 2 60 MW	3424	974	39,8		- KYV 1, 2 60 MW	3424	824	31,7
1981/82	2550		3424	874	34,3	2810		3424	614	21,9
1982/83	2700		3424	724	26,8	3030	Konv. 1 600 MW	4024	994	32,8
1983/84	2860		3424	564	19,7	3270		4024	754	23,1
1984/85	3030	- KYV 3 30 MW				3520	- KYV 3 30 MW			
		- HCV 2 23 MW					- HCV 2 23 MW			
		Nukl. 1 900 MW	4271	1241	41,1		Konv. A 300 MW	4271	751	21,4
1985/86	3210		4271	1061	33,1	3800	Nukl. 1 900 MW	5171	1371	36,2
1986/87	3370		4271	901	26,8	4060		5171	1111	27,4
1987/88	3540	- KYV 11 60 MW	4211	671	19,0	4320	- KYV 11 60 MW	5111	791	18,4
1988/89	3720	- KYV 12 60 MW				4620	- KYV 12 60 MW			
		- SMV 1, 2 45 MW					- SMV 1, 2 45 MW			
		Nukl. 2 900 MW	5006	1286	34,7		Konv. B 300 MW	5306	686	14,9
1989/90	3900	- HCV 1 28 MW				4940	- HCV 1 28 MW			
		- SMV 3, 4 51 MW	4927	1027	26,5		SMV 3, 4 51 MW			
		Nukl. 2 900 MW					Nukl. 2 900 MW	6127	1187	24,1
1990/91	4090	- KYV 13 60 MW	4867	777	19,1	5280	- KYV 13 60 MW	6067	787	15,0
1991/92	4250		4867	617	14,6	5590	Konv. 2 600 MW	6667	1077	19,6
1992/93	4420	Nukl. 3 1300 MW	6167	1747	39,6	5910	Konv. C 300 MW	6967	1057	18,0
1993/94	4600	- HCV 3 19 MW				6250	- HCV 3 19 MW			
		- SMV 5 35 MW					- SMV 5 35 MW			
			6113	1513	33,0		Nukl. 3 1300 MW	8213	1963	31,5
1994/95	4790	- ASV 1 125 MW	5988	1198	25,1	6610	- ASV 1 125 MW	8088	1478	22,4
1995/96	4980	- MAV 4 75 MW	5913	933	18,9	7000	- MAV 4 75 MW			
							Konv. 3 600 MW	8613	1613	23,1

ELSAM, udbygningsplan og reserveeffekt, nedre prognose, nuklear udbygning
 Belastningsstigning indtil 1985: 6,0 %, 1986-1990: 5,0 %, 1991-2000: 4,0 %

År	Belastn. MW	½fjv. MW	Ialt MW	Udbygning MW	Install. MW	Reserve	
						MW	%
1975/76		64			3.075		
1976/77	1.950	65	2.015	Norge + 125 MK - 70	3.130	915 x)	45,4
1977/78	2.070	66	2.136	Norge + 125 NE + 300	3.555	1.119 x)	52,4
1978/79	2.190	67	2.257		3.555	1.298	57,5
1979/80	2.320	69	2.389	SH + 300	3.855	1.466	61,4
1980/81	2.460	70	2.530		3.855	1.325	52,4
1981/82	2.610	71	2.681		3.855	1.174	43,8
1982/83	2.770	72	2.842		3.855	1.013	35,6
1983/84	2.930	73	3.003		3.855	852	28,4
1984/85	3.110	75	3.185		3.855	670	21,0
1985/86	3.290	76	3.366	VK - 17 NK - 29	3.809	443	13,2
1986/87	3.450	77	3.527	Nukl. + 900 SV - 62	4.647	1.120	31,8
1987/88	3.620	79	3.699		4.647	948	25,6
1988/89	3.800	80	3.880	Konv. + 300 FV - 76 MK - 20 VK - 34	4.817	937	24,1
1989/90	3.990	81	4.071	NK - 29	4.788	717	17,6
1990/91	4.180	83	4.263	Nukl. + 900 SV - 59	5.629	1.366	32,0
1991/92	4.350	84	4.434		5.629	1.195	27,0
1992/93	4.520	86	4.606		5.629	1.023	22,2
1993/94	4.700	87	4.787	NK - 41 SH - 57 VK - 61	5.470	683	14,3
1994/95	4.890	89	4.979	Nukl. + 1300	6.770	1.791	36,0
1995/96	5.100	90	5.190	MK - 70	6.700	1.510	29,1

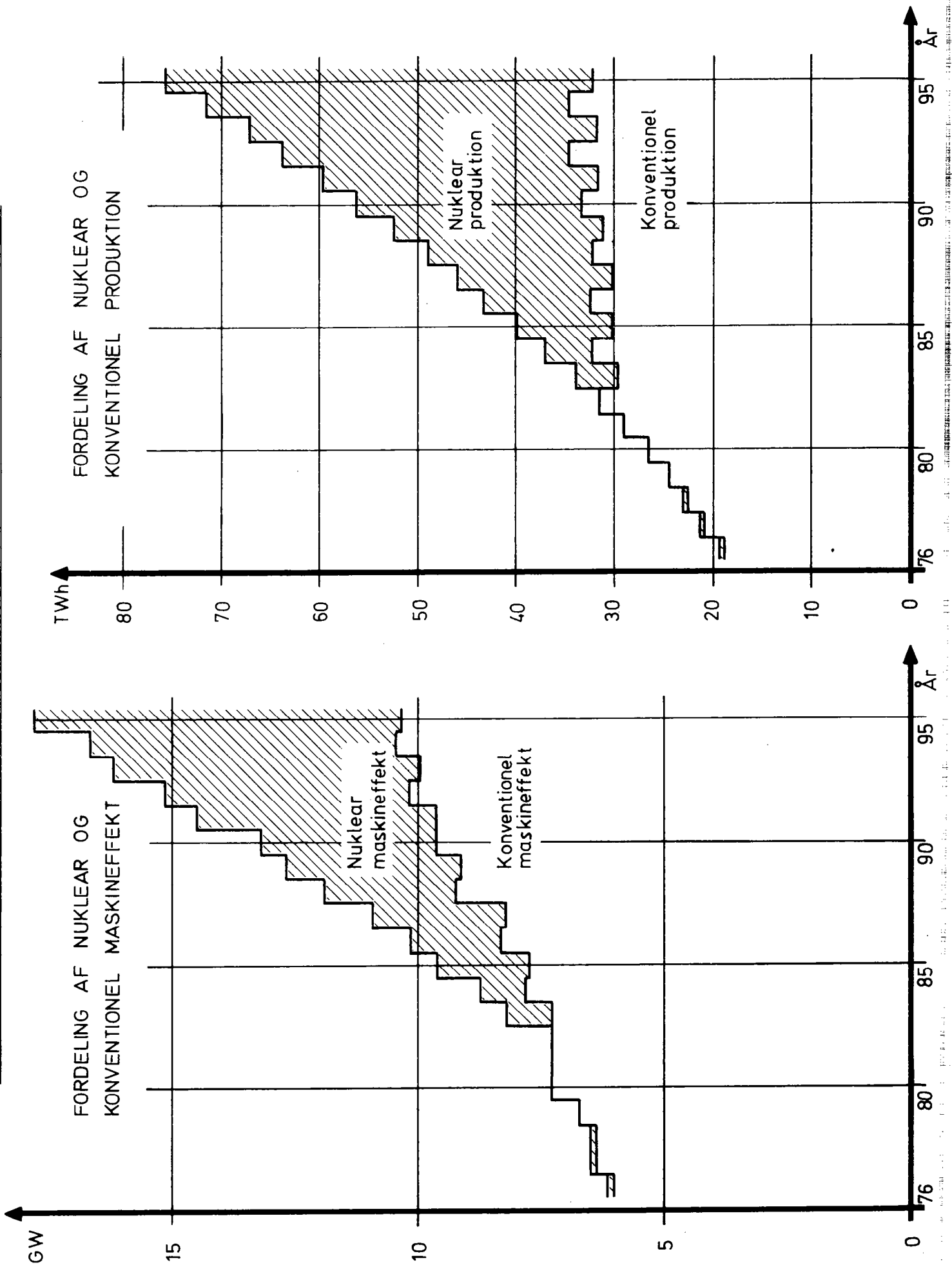
x) reduceret med aftalt levering til NWK

ELSAM, udbygningsplan og reserveeffekt, øvre prognose, blandet udbygning
 Belastningsstigning indtil 1985 8.6%, 1986-90 7.3%, derefter 6.2%.

År	Belastn. MW	$\frac{1}{2}$ fjv. MW	Ialt MW	Udbygning MW	Install. MW	Reserve	
						MW	%
1975/76		64			3.075		
1976/77	2.000	65	2.065	<u>Norge</u> + 125 MK - 70	3.130	865 *	41.9
1977/78	2.170	66	2.236	<u>Norge</u> + 125 <u>NE</u> + 300	3.555	1.019 *	45.6
1978/79	2.360	67	2.427		3.555	1.128	46.5
1979/80	2.560	69	2.629	<u>SH</u> + 300	3.855	1.226	46.6
1980/81	2.780	70	2.850		3.855	1.005	35.3
1981/82	3.020	71	3.091		3.855	764	24.7
1982/83	3.280	72	3.352		3.855	503	15.0
1983/84	3.560	73	3.633	<u>Nukl.</u> + 900	4.755	1.122	30.9
1984/85	3.870	75	3.945		4.755	810	20.5
1985/86	4.200	76	4.276	<u>Konv.</u> + 600 VK - 17			
				NK - 29	5.309	1.033	24.2
1986/87	4.500	77	4.577	SV - 62	5.247	670	14.6
1987/88	4.840	79	4.919	<u>Nukl.</u> + 900	6.147	1.228	25.0
1988/89	5.200	80	5.280	FV - 76 MK - 20			
				VK - 34	6.017	737	14.0
1989/90	5.580	81	5.661	<u>Konv.</u> + 600 NK - 29	6.588	927	16.4
1990/91	6.000	83	6.083	<u>Konv.</u> + 600 SV - 59	7.129	1.046	17.2
1991/92	6.370	84	6.454	<u>Nukl.</u> + 1300	8.429	1.975	30.6
1992/93	6.770	86	6.856		8.429	1.573	22.9
1993/94	7.190	87	7.277	NK - 41 SH - 57 VK - 61			
				<u>Konv.</u> + 600	8.870	1.593	21.9
1994/95	7.630	89	7.719		8.870	1.151	14.9
1995/96	8.100	90	8.190	<u>Nukl.</u> + 1300 MK - 70	10.100	1.910	23.3

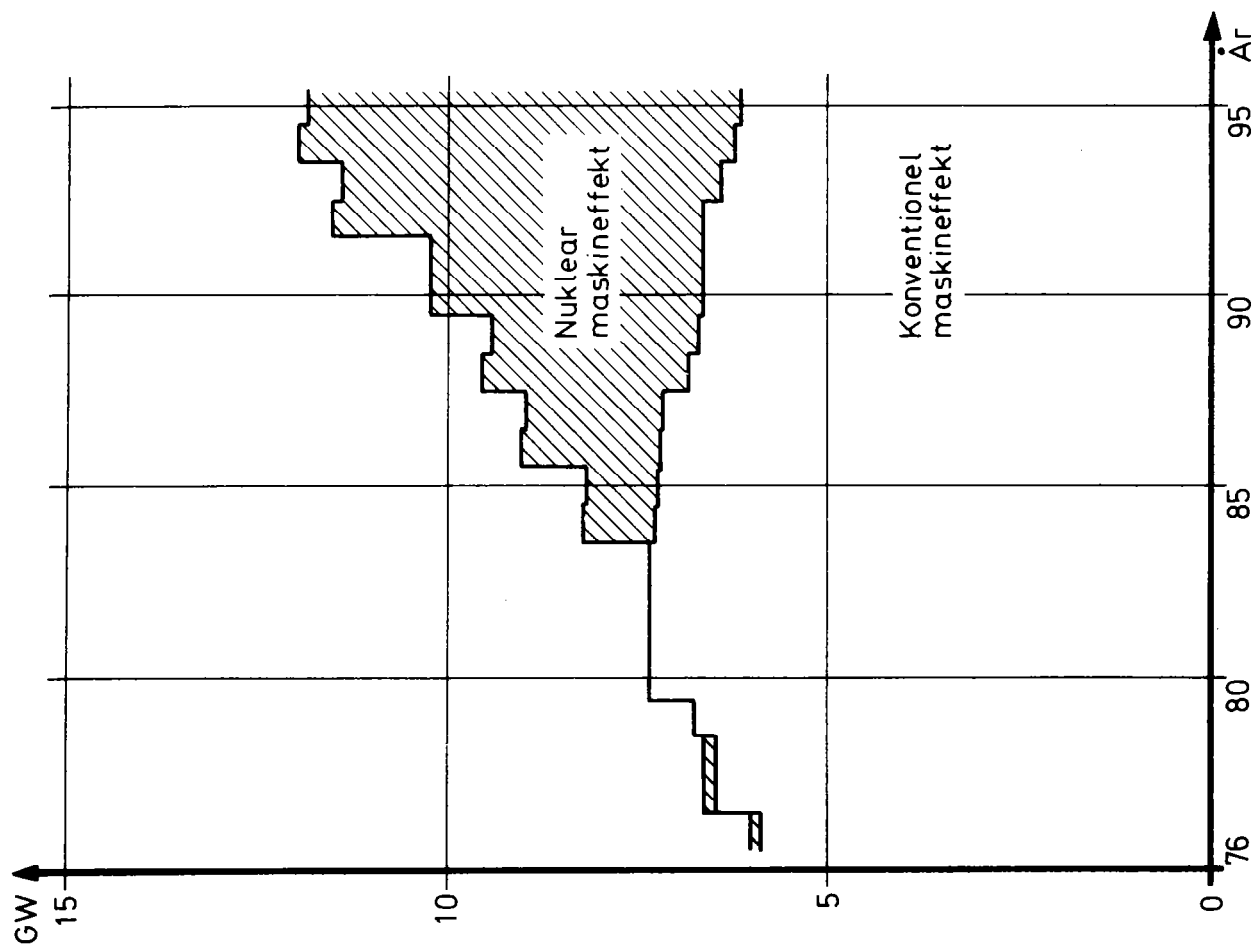
*) reduceret med aftalt levering til NWK

NUKLEAR UDBYGNING KOORDINERET FOR HELE LANDET VED ØVRE PROGNOSE

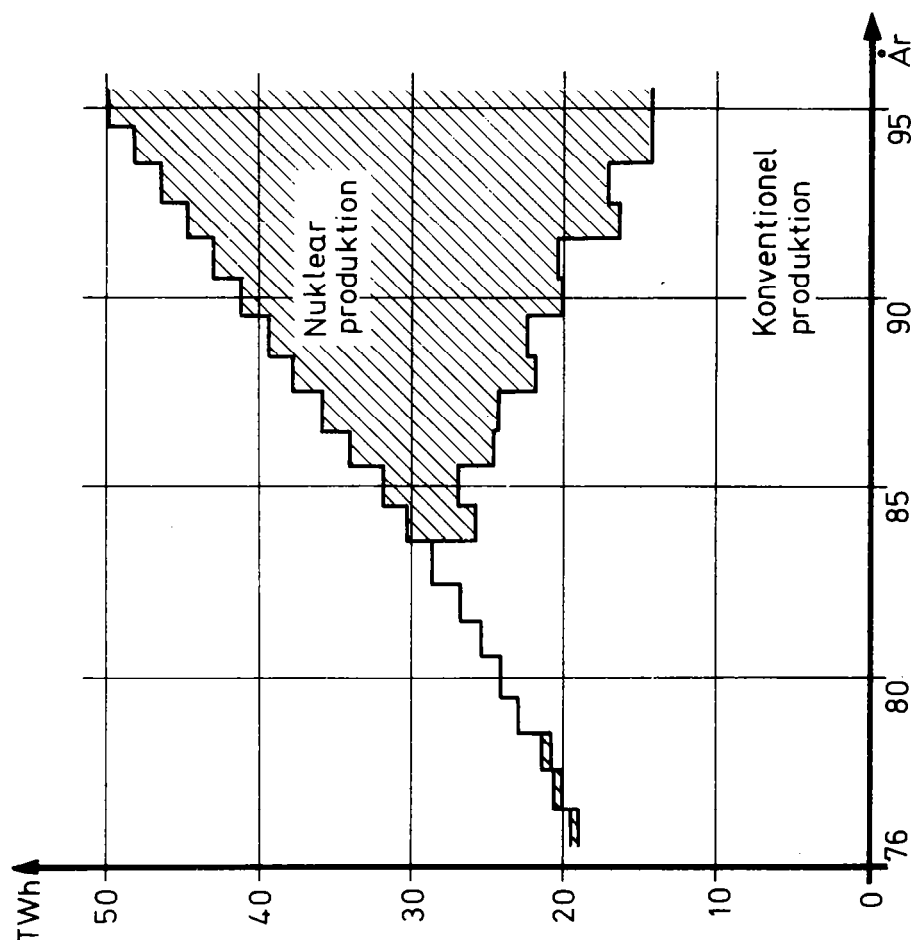


NUKLEAR UDBYGNING KOORDINERET FOR HELE LANDET VED NEDRE PROGNOSE

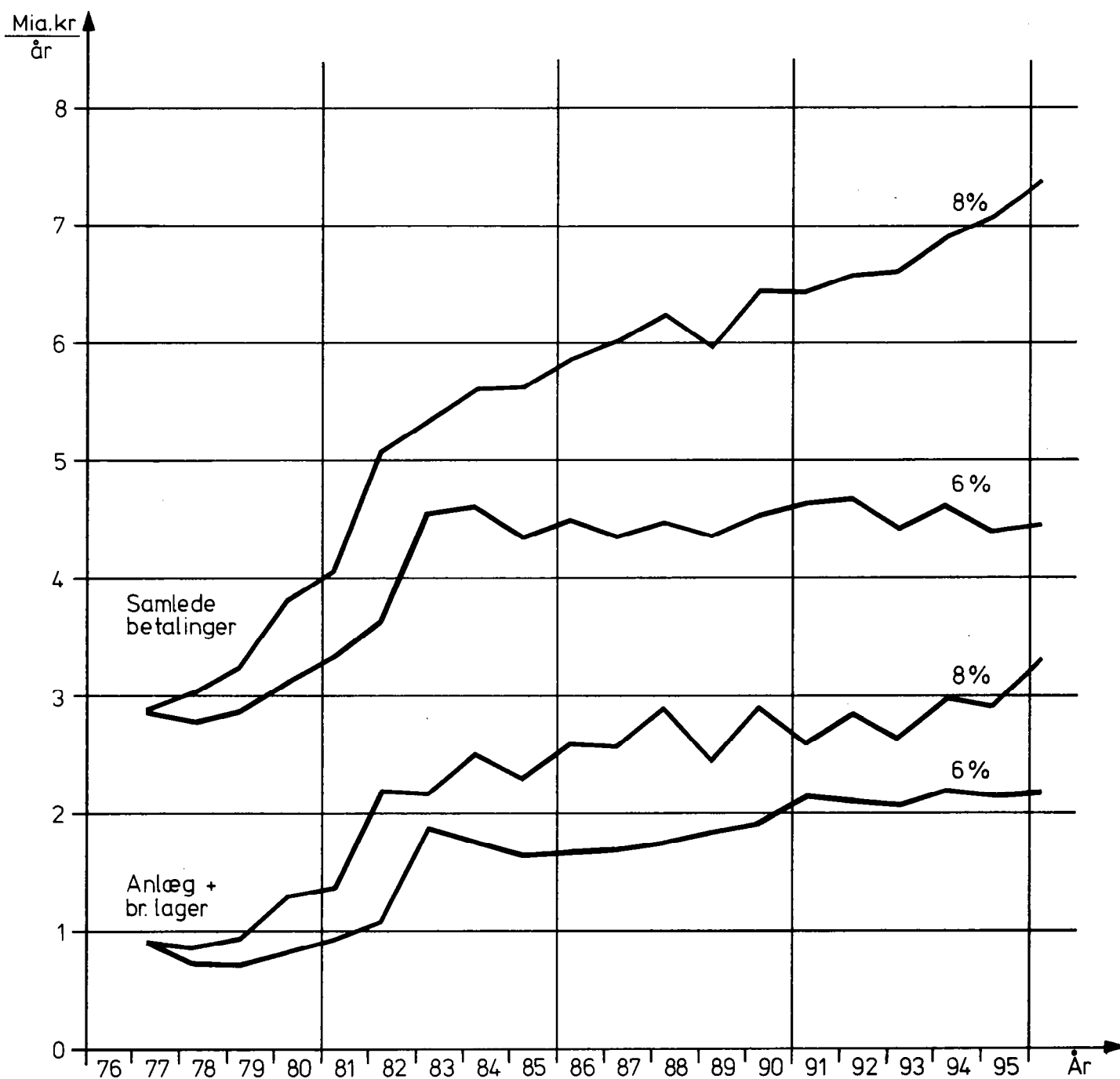
FORDELING AF NUKLEAR OG
KONVENTIONEL MASKINEFFEKT



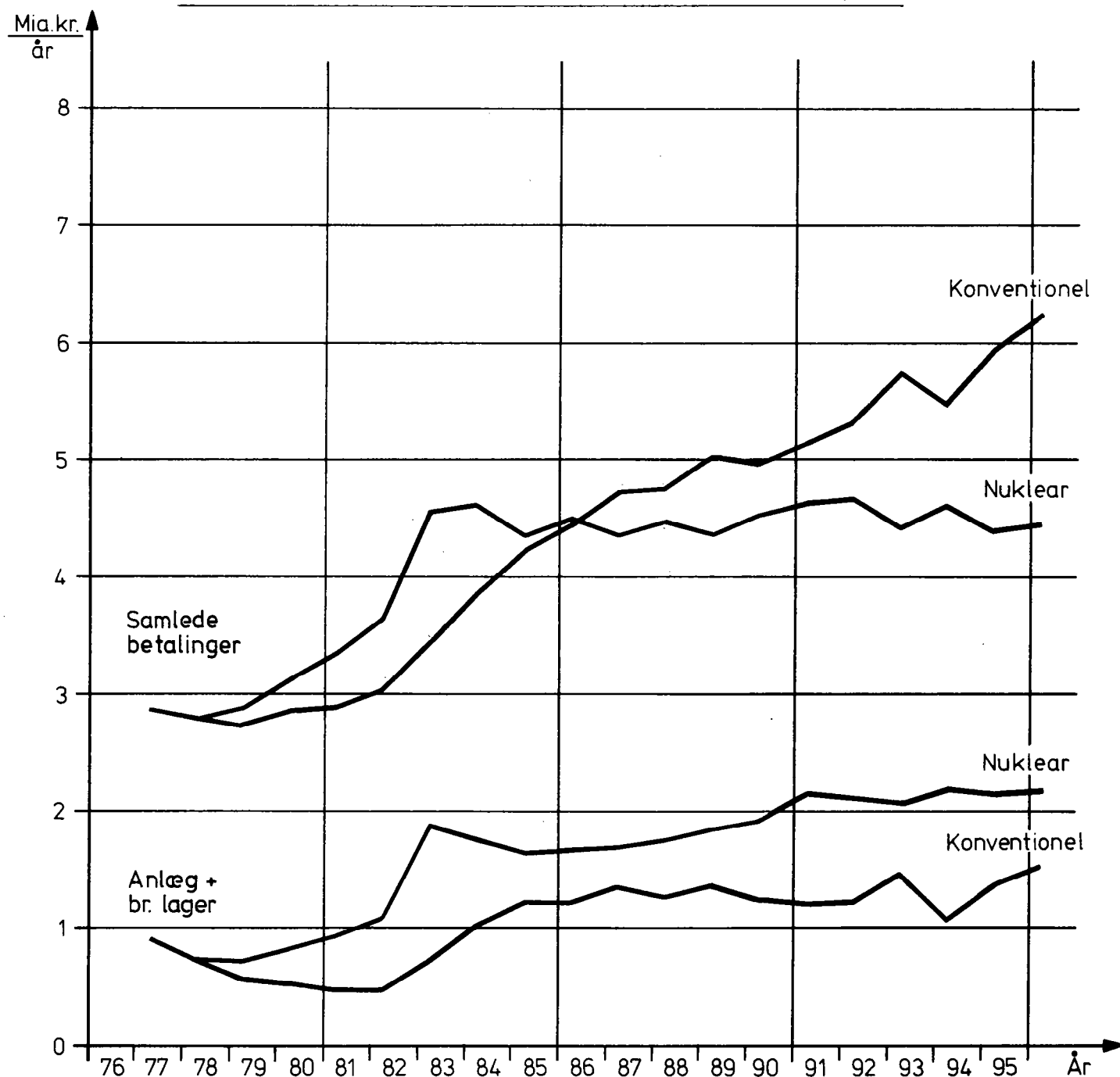
FORDELING AF NUKLEAR OG
KONVENTIONEL PRODUKTION



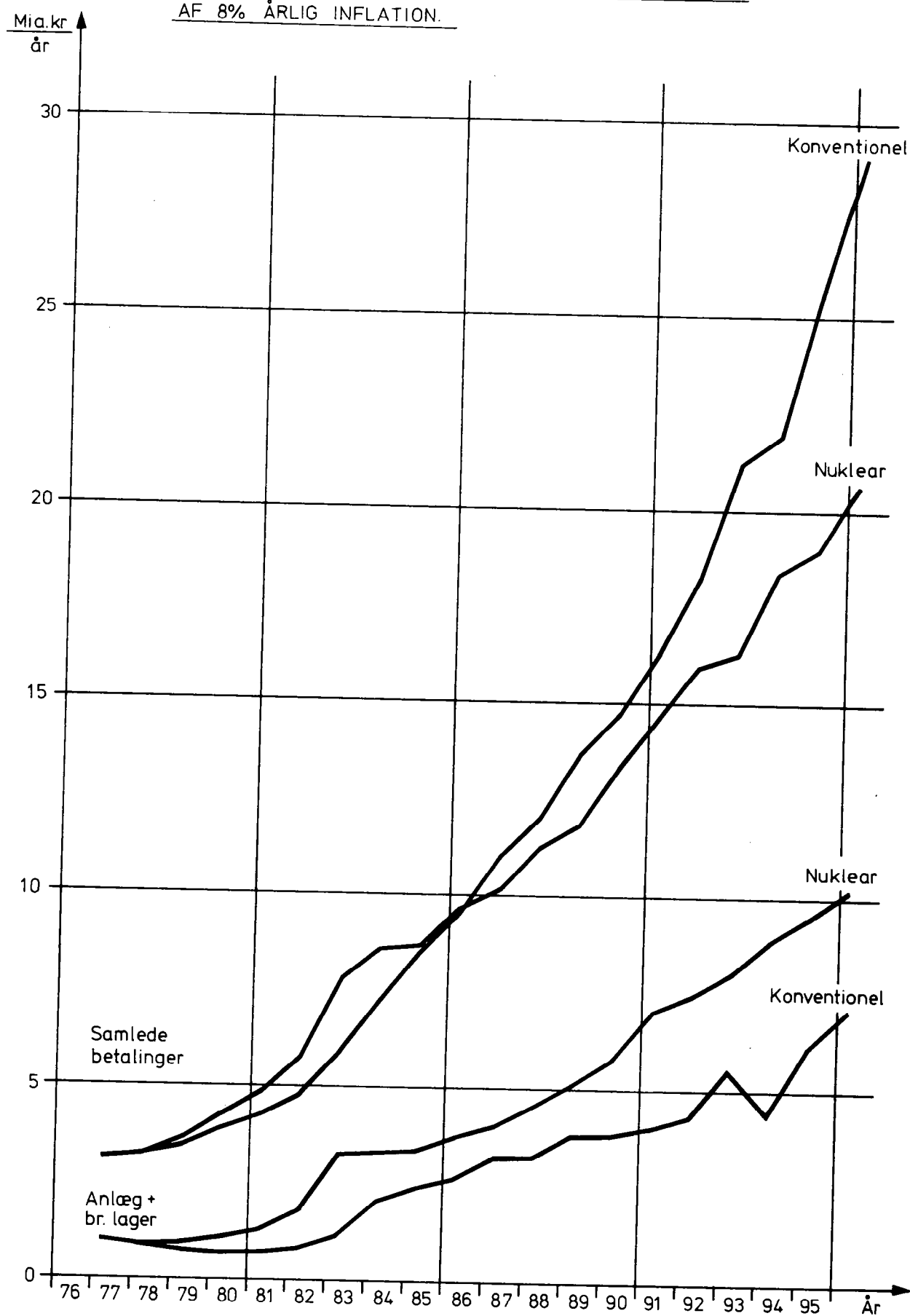
TOTALE ÅRLIGE BETALINGER SAMT ÅRLIGE BETALINGER FOR
ANLÆG OG BRÆNDESELSLAGER FOR HELE LANDET VED KOORDI-
NERET NUKLEAR UDBYGNING OG DRIFT VED ØVRE OG NEDRE
GRÆNSE FOR BELASTNINGSUDVIKLINGEN.

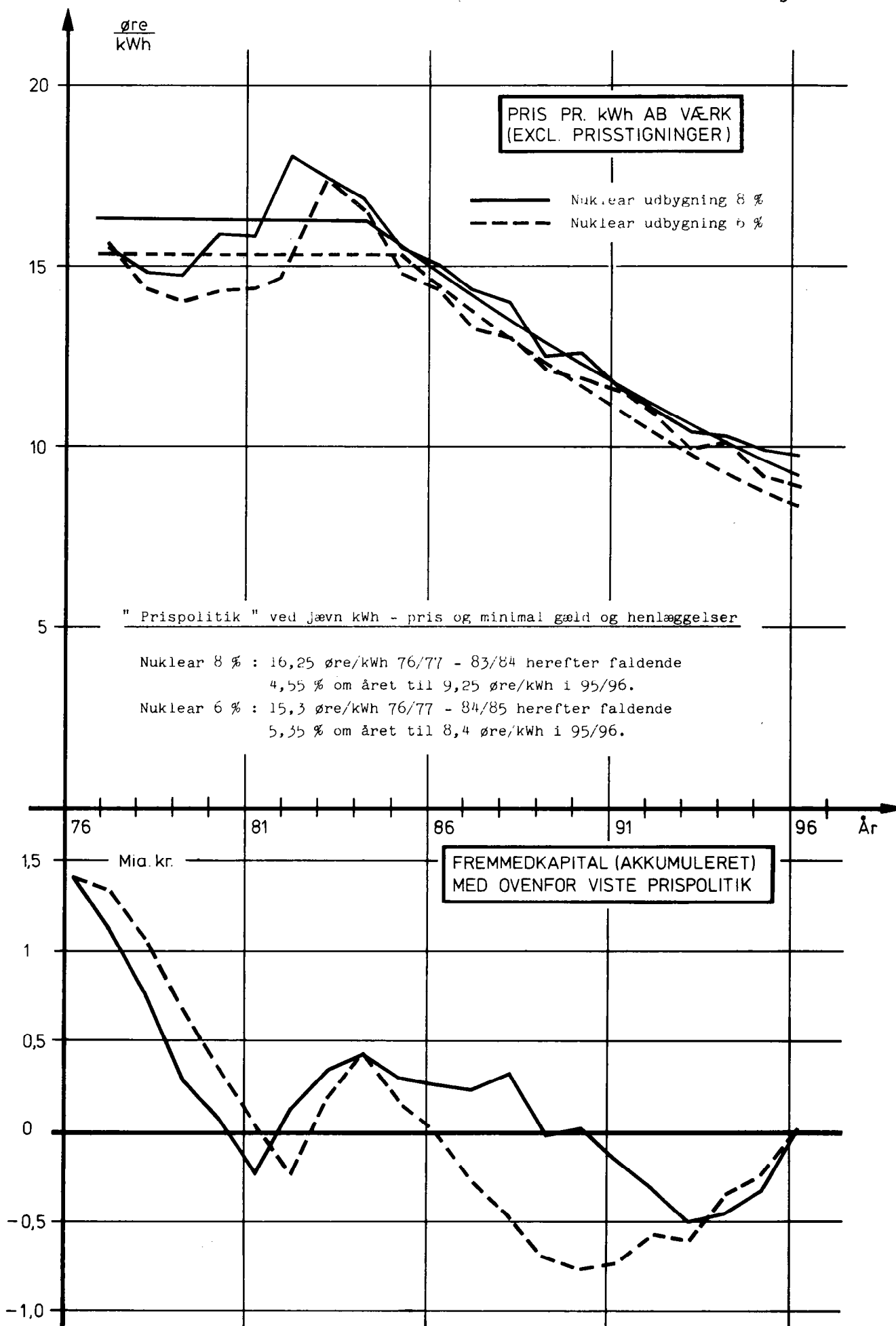


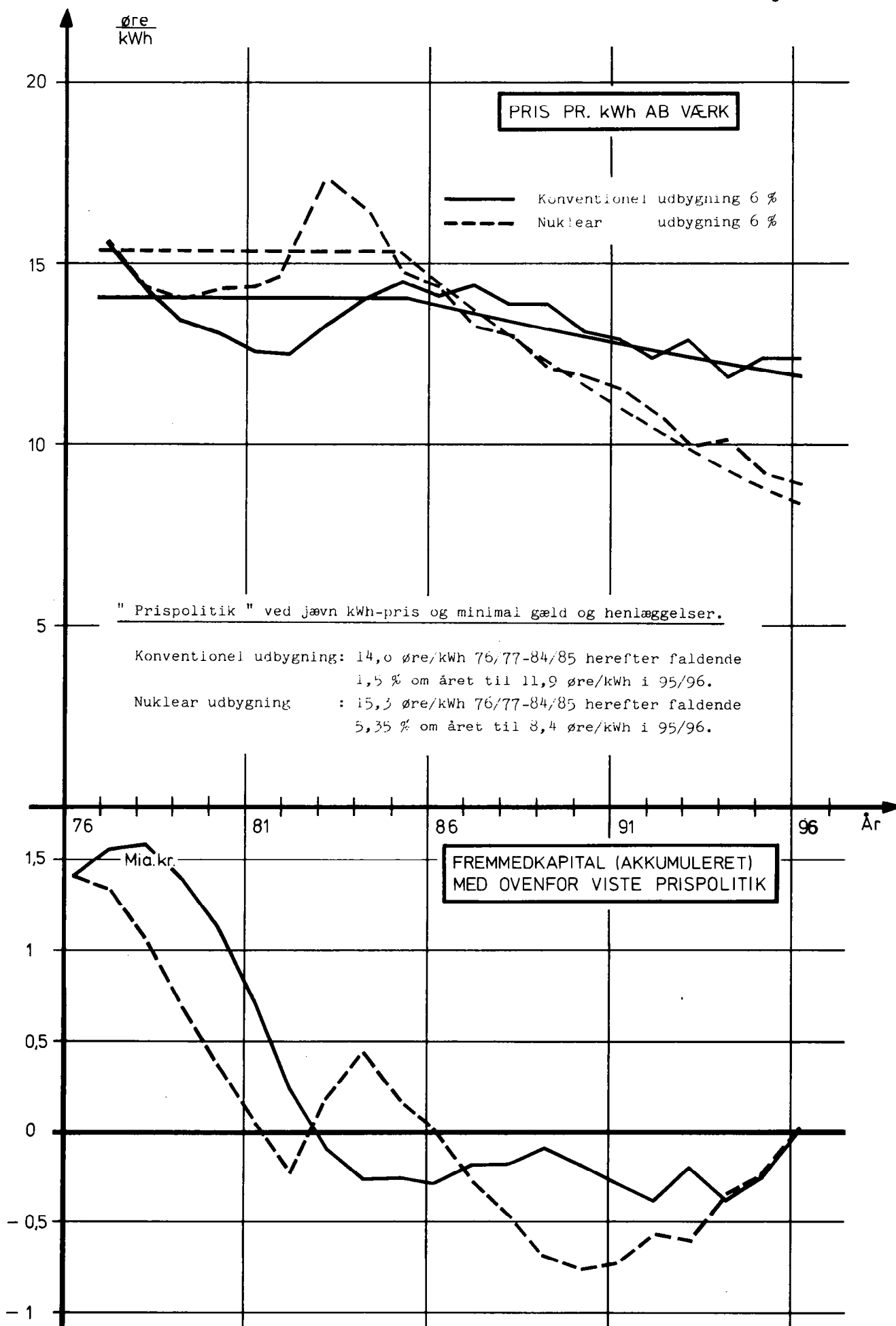
TOTALE ÅRLIGE BETALINGER SAMT ÅRLIGE BETALINGER FOR
ANLÆG OG BRÆNDESLAGER FOR HELE LANDET VED KOORDI-
NERET NUKLEAR SUBS. KONVENTIONEL UDBYGNING OG DRIFT
EFTER NEDRE GRÆNSE FOR BELASTNINGSUDVIKLINGEN.



SVARER TIL BILAG 6.4.1., MEN UNDER FORUDSÆTNING
AF 8% ÅRLIG INFLATION.



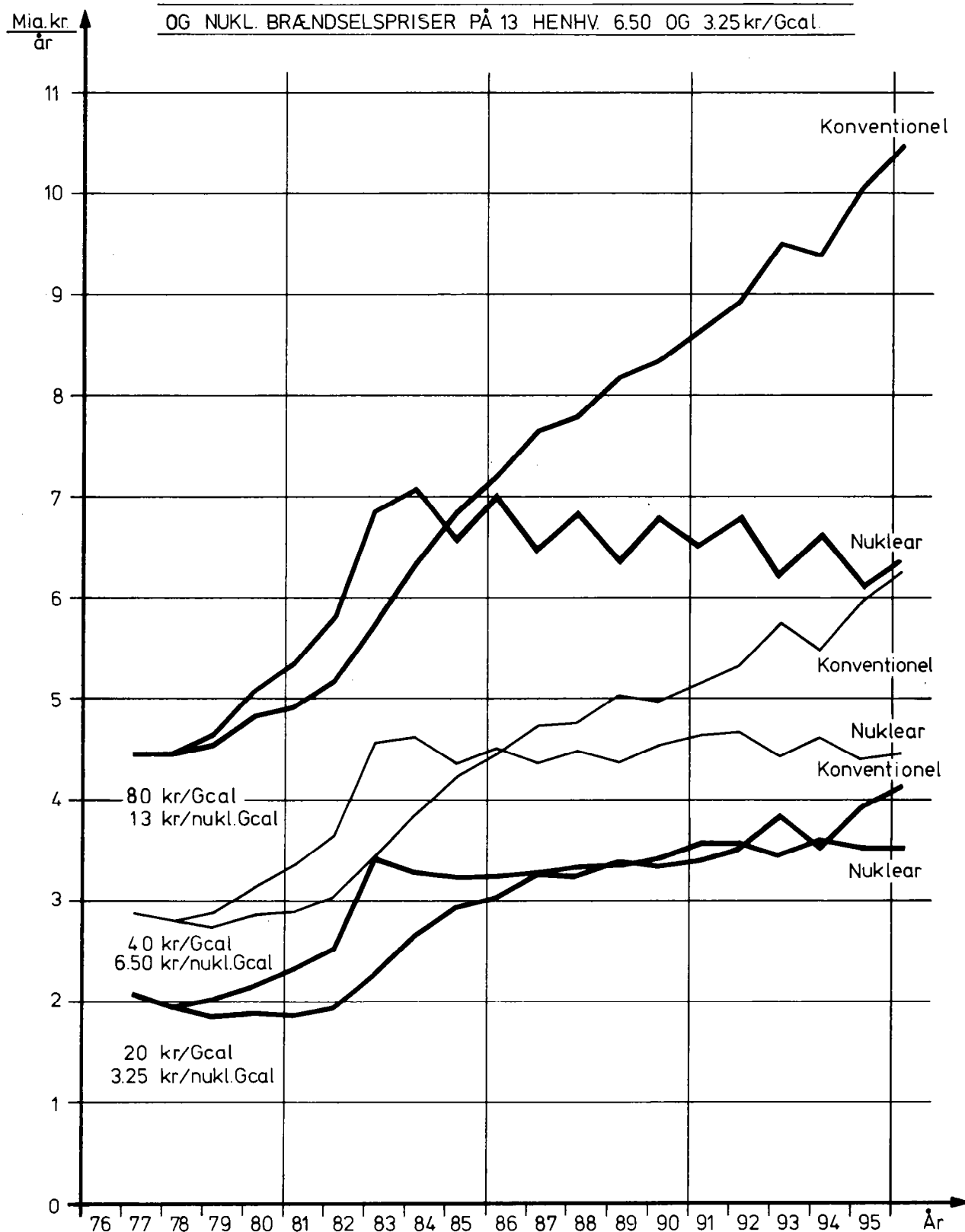




PRIS PR. kWh VED SELVFINANSIERING SAMT PRIS PR. kWh OG AKKUMULEREDE LÅN VED SKATTEMÆSSIGE AF-
SKRIVNINGER. NUKLEAR UDBYGNING EFTER NEDRE GRÆN-
SE FOR BELASTNINGSUDVIKLINGEN.



TOTALE ÅRLIGE BETALINGER FOR HELE LANDET VED KOORDINERET NUKLEAR SUBS. KONVENTIONEL UDBYGNING OG DRIFT EFTER NEDRE GRÆNSE FOR BELASTNINGSUDVIKLINGEN FOR FOSSILE BRÆNDELSPRISER PÅ 80 HENV. 40 OG 20kr/Gcal. OG NUKL. BRÆNDELSPRISER PÅ 13 HENV. 6.50 OG 3.25kr/Gcal.



Appendix A

Data vedrørende kraftværksudbygning

Indledning

Til brug for økonomiske, finansielle og forsyningssikkerhedsmæssige analyser og redegørelser vedrørende kraftværksudbygningen har den under EEP (Elværkernes Energiudvalgs Planlægningsudvalg) nedsatte datagruppe indsamlet og opstillet data for nukleare og konventionelle kraftværksanlæg, overføringsanlæg og brændselspriser.

Kraftværksanlæg

1. Nukleare anlæg

I bilag 1.1 er opført anlægspris, varmekonsum, drifts- og vedligeholdelsesudgifter samt maksimale benyttelsestider og pålidelighedsfaktorer for nukleare anlæg.

Kontraktpriserne for nukleare anlæg er i hovedsagen baseret på oplysninger om tilsvarende udenlandske anlæg, men i videst muligt omfang overført til danske forhold.

Ved en kontraktpris til et givet tidspunkt forstås summen af alle kontraktbasispriser henført til dette tidspunkt samt omkostningerne ved egne indsatser, som er nødvendige for at gøre anlægget komplet. Kontraktprisen indeholder altså også eventuelle beløb til diverse og uforudset, ligesom erhvervelse af byggegrund og etablering af byggeplads er medregnet.

Kontraktpriserne forudsættes at være baseret på, at ingen fremtidige prisstigninger er indregnet. Kontrakterne er derfor forudsat forsynet med en aftale om 100 % indeksmæssig prisregulering. Basispriserne forudsætter et betalingsforløb sammenfaldende med aktivitetsforløbet. Dette betyder, at ingen finansieringsbegünstigelse er indbygget i basispriserne.

Varmeforbruget er netto af værk ved høj belastning af anlægget.

Drifts- og vedligeholdsudgifter er søgt opstillet svarende til 1974/75-niveau. Disse udgifter er med en arbejdstimeløn på 27 kr/AT omregnet til AT/kW,år og AT/MWh.

I de maksimale benyttelsestider er der for nukleare anlæg regnet med ca. 2 måneder til revision og brændselsudskiftning og hertil havaritider svarende til de nederst i bilaget anførte pålidelighedsfaktorer.

Pålidelighedsfaktoren antages at være stigende gennem de første 3-4 år af anlæggets levetid, hvorefter den regnes konstant i resten af anlæggets levetid. Herved bliver også de maksimale benyttelsestider stigende gennem de første 3-4 år.

2. Konventionelle anlæg

I bilag 1.2 er tilsvarende data for konventionelle anlæg opført.

Kontraktprisen for konventionelle anlæg afhænger i nogen grad af geografisk placering, af byggestandard samt af arten (arterne) af det fossile brændsel, der skal anvendes i anlægget. Prisen for eksterne anlæg som havn, brændselsopbevaring m.v. afhænger af dybdeforhold, plads og bundforhold. Man kan derfor komme til ret forskellige priser på to anlæg af samme størrelse. Priserne i bilag 1.2 antages at gælde for et værk med middelplacering og for et bredt spektrum af fossile brændsler (kul (europæiske såvel som oversøiske) og olie).

Varmeforbruget er angivet mere detaljeret end ved nukleare anlæg. For det første har man et væsentligt erfaringsgrundlag for varmeforbrug som funktion af belastning og årlig benyttelsestid for konventionelle dampkraftanlæg. For det andet har man behov for en større nøjagtighed ved bestemmelsen af varmeforbruget for konventionelle anlæg end for nukleare anlæg på grund af de væsentlig højere priser for fossilt end for nukleart brændsel.

Drifts- og vedligeholdsudgifterne er opstillet på baggrund af de analyser, der er foretaget over en årrække for eksisterende konventionelle enheder. Disse udgifter er allerede i analysefasen af hensyn til sammenligning fra år til år gjort inflationsuafhængige ved omsætning til arbejdstimer i stedet for kr. Udgifterne er i øvrigt som for nukleare anlæg opdelt i faste årlige udgifter og i produktionsafhængige udgifter.

Ved ansættelsen af den maksimale benyttelsestid er regnet med 1-1½ måneds årlig revisionstid. Der er regnet med lidt højere pålidelighedsfaktorer end for nukleare anlæg i de første år. Dette fører til, at man kan opnå en højere benyttelsestid for konventionelle end for nukleare anlæg.

3. Luftmagasinværk

I bilag 1.3 er opført data for luftmagasinkraftværk.

Investeringsforløb

I bilag 2 er optegnet investeringsforløb for nukleare og konventionelle anlæg. Det er her forudsat, at betalingsforløbet er sammenfaldende med aktivitetsforløbet. Eventuelle betalinger efter idriftsættelsen (leverandørkreditter) hører under finansieringen og er investeringsforløbet uvedkommende.

Nukleare brændselsomkostninger

1. Indledning

Brændselsudgifterne i forbindelse med elproduktion på konventionelle kul/oliefyrede kraftværker bestemmes normalt på simpel vis ud fra kendskab til brændselsprisen (udtrykt i kr/Gcal) og nettovarmeforbruget (udtrykt i kcal/kWh). Man kan knytte en bestemt mængde brændsel til en given elproduktion.

Bestemmelsen af brændselsudgifterne ved elproduktion på et kernekraftværk er mere kompliceret. Man må her bl.a. have kendskab til:

Pris på naturlig uran
" " berigning
" " fabrikation af brændselselementer
" " oparbejdning

Værdien af det brugte brændsel.

2. Det nukleare brændselsforløb

Brændslet i en letvandsreaktor opholder sig i reaktorkernen i 3-4 år, således at 1/3 - 1/4 udskiftes pr. år. Derfor omfatter kernen sædvanligvis såvel relativt nyt brændsel som brændsel, der er 1, 2 og måske 3 år gammelt, og det er ikke umiddelbart muligt at knytte elproduktionen på et givet tidspunkt til en bestemt del af brændslet.

En art ligevægtssituation indtræder, når reaktoren har kørt så mange år, at brændselsudskiftningen det ene år er identisk med udskiftningen det næste år - under forudsætning af ens driftsbetingelser. Imidlertid indebærer den gradvise fornyelse af brændslet, at der forløber en årrække efter reaktorens første opstart, før denne situation indtræder, idet hele kernen ("1. kerne") består af frisk brændsel ved værkets idrifttagning. I denne indkørringsperiode er brændslets sammensætning atypisk i sammenligning med det senere brændselskredsløb. Blandt andet begrænsninger fra kontrolsystemerne medfører, at 1. kernes berigning er lavere end ligevægtsbrændslets. De specielle forhold i begyndelsen af reaktorens levetid fører til nogle ekstraomkostninger, hvis størrelse blandt andet afhænger af de driftsbetingelser, driftsherren foreskriver for de første driftsår.

3. En simpel investeringsmodel

Det detaljerede tidsskema for køb af materialer og tjenesteydelser for brændselskredsløbet er temmelig kompliceret. Det er dog ikke i planlægningsfasen nødvendigt at foretage en detaljeret beregning af betalingsforløbet for nukleart brændsel. Der er derfor opstillet et forenklet betalingsskema, som blot gengiver hovedlinierne i investeringsforløbet. De anvendte data er konstrueret således, at det forenklete betalingsskema fører til samme brændselspris som det komplicerede korrekte betalingsforløb, når brændselsomkostningerne i begge tilfælde vurderes ved hjælp af nuværdimetoden.

I det forenklete indkøbsskema for brændsel forfalder én betaling en specificeret tid før det tidsmæssige tyngdepunkt for elproduktionen fra det pågældende brændsel, og en anden betaling forfalder en vis tid efter dette tyngdepunkt. På denne måde karakteriseres situationen i ligevægt. Indkørringsforløbet beskrives udelukkende ved en 1. kerne med en given pris og et givet energiindhold.

I den simplificerede model produceres al elenergi ved hjælp af ligevægtsbrændsel, efter at 1. kernes totale energiindhold er færdigudnyttet. Modellens detaljer fremgår af bilag 3.

De anvendte data er anført i tabellen i bilag 3. Priserne i denne tabel udtrykker ikke dagsprisen på nukleart brændsel; men priser-

ne udgør en vurdering af prisforholdene i 1980'erne udtrykt i priser primo 1975.

Det bør erindres, at situationen på det internationale brændselsmarked stadig er særdeles uoverskuelig, hvorfor en aktuel vurdering af de nukleare brændselsomkostninger må blive behæftet med meget stor usikkerhed.

Hovedparten af de årlige brændselsudgifter er proportionale med den producerede energi; men en mindre del er fast og skal betales, uanset om energien produceres. Det fremhæves specielt, at prisen på 1. kerne samt dennes energiindhold ikke må ændres proportionalt med lastfaktoren. Modellen er i den her beskrevne form ikke egnet til at skille brændselsprisen i en fast og en variabel del.

En meget simplificeret beregningsmetode, bilag 3, s. 3, viser, hvorledes man kan nå fra de angivne basispriser til de i rapporten benyttede værdier for første kerne og for prisen for nukleart brændsel.

Eksisterende kraftværker

I bilag 4 er opstillet størrelse, varmekonsum, driftsudgifter samt idriftsættelsesår og skrotår for de eksisterende og besluttede kraftværksenheder inden for ELSAM og Kraftimport. Der er her regnet med, at enheder på 35 år og derved udgår af maskineffekten i planlægningsmæssig henseende.

Overføringsanlæg m.v.

Inden for ELSAM's område er omfanget af udbygninger på 400 kV niveau stærkt afhængig af de fremtidige kraftværkers placering, hvorfor investeringer kun kan skønnes med ringe sikkerhed. Udbygningen af de underliggende 150 og 60 kV net vil i nogen udstrækning være bestemt af kraftværkernes placering. Da disse spændingsniveauer normalt indgår i ELSAM's og de 7 primærværkers ansvarsområde, er investeringer i disse net medtaget i ELSAM's investeringer i bilag 5. I investeringerne for ELSAM indgår tillige visse andre investeringer til ombygninger på eksisterende værker, havneudvidelser, olietanke m.v.

På Sjælland er omfanget af 400 kV nettets udbygning mindre afhængig af de fremtidige kraftværkers placering. Udbygningen af det underliggende 132 kV net vil i nogen udstrækning være bestemt af kraftværksudbygningens fordeling. En stor del af 132 kV netudbygningen vil dog kun være afhængig af belastningens vækst og fordeling, men uafhængig af kraftværkernes placering. (Derimod er mange af de eksisterende 132 kV ledninger overføringslinier fra kraftværker mod belastningscentre). Det sjællandske 50 kV net - og specielt udbygningen af dette - må henregnes til distributionsnettene (50, 30, 10, 6 og 0,4 kV), og det er uafhængigt af kraftværkernes placering. I bilag 5 er for Kraftimport medtaget investeringer i 400 og 132 kV anlæg.

Specielle investeringer til ombygning m.v. på eksisterende kraftværker (f.eks. ASV 4's ombygning til kulfyring) er ikke medtaget her, idet de indlægges direkte i beregninger for Kraftimport-området.

Store Bælts forbindelse

I bilag 6 er opført overføringsevne, anlægsudgifter og tab i en eventuel Store Bælts forbindelse. Der er her regnet med en DC-forbindelse (DC = direct current = jævnstrøm), som af tekniske grunde vil være den eneste mulighed for at sammenføje det skandinaviske kraftværks-system med det kontinentale.

Anlægspris, varmekonsum, drifts- og vedligeholdelsesudgifter samt maksimale benyttelsestider for nukleare anlæg

Nuklear kraftværkstype	[MW]	LWR 900	LWR 1300
Kontraktpris pr. 1.1.75 ekskl. første kerne	[kr/kW]	2970	2530
Varmeforbrug	[kcal/kWh]	2600	2600
Bemanding	[antal]	120	130
Adm. og driftslønninger	[kr/kW, år]	13 1/3	10
Forsikringer	[kr/kW, år]	13 1/3	11
Faste udg. ialt	[kr/kW, år]	~ 27	21
x) eller	[AT/kW, år]	1,00	0,78
Vedligeholdelse (inkl. fremmed arbejdsløn) +)	[Mkr/år]	12	13
o) eller	[kr/MWh]	2,2	1,7
x) eller	[AT/MWh]	0,081	0,063
Maksimale benyttelsestider [h/år]	1. år	4500	4000
	2. år	5500	4500
	3. år	6000	5000
	4. år	6500	6000
	Herefter	6500	6500
Pålidelighedsfaktorer [p.u.]	1. år	0,6	0,55
	2. år	0,75	0,6
	3. år	0,8	0,7
	4. år	0,9	0,8
	Herefter	0,9	0,9

x) AT = 27 kr/h

+) Medregnet reservedele, ionbyttermateriale, smørelie, vand o.lign.
samt årlige revisionsudgifter

o) Bestemt ved 6000 h benyttelsestid.

Anlægspris, varmemeforbrug, drifts- og vedligeholdelsesudgifter, startforbrug samt maksimale benyttelsestider for konventionelle kul/oliefyrede værker

Kul/oliefyret grundlast [MW]	300	600
Kontraktpris for blok pr. 1.1.75 [kr/kW]	1740 ^{x)}	1500 ^{x)}
Havn, brændselsopbevaring (1.blok) [kr/kW]	415	360
" " (udvidelser) [kr/kW]	115	100
Varmeforbrug ved tekn. minimum [Gcal/h]	216	432
Last (første pkt. = tekn. minimum [MW]	95 300	190 600
Marginalforbrug [kcal/kWh]	1900 2100	1900 2100
Specifikt varmemeforbrug [kcal/kWh]	2275 2080	2275 2080
Startforbrug varm [Gcal]	300	600
kold [Gcal]	600	1200
Indirekte startomkostninger [AT]	500	1000
Vandforbrug [t]	150	300
Varmeforbrug forenklet		
Ved 7000 timers benyttelsestid [kcal/kWh]	2100	2100
" 0 " " [Tcal/år]	100	200
Drifts- og vedligeholdelsesudgifter		
1. Energiafhængige		
a. Ved oliefyering [AT/MWh]	0,1	0,07
b. Ved kulfyering [AT/MWh]	0,13	0,1
2. Faste		
a. Ved oliefyering [AT/kW,år]	0,8	0,5
b. Ved kulfyering [AT/kW,år]	1,0	0,7
Maksimale benyttelsestider [h]		
1. år	5000	4500
2. år	6000	6000
Herefter	7000	7000
Pålidelighedsfaktorer [p.u.]		
1. år	0,67	0,60
2. år	0,80	0,80
Herefter	0,90	0,90

x) Disse værdier er usikre, og de kan forventes ændret efter afslutning af nærmere analyse.

Data for luftmagasinværk

Genereret effekt	290 MW
Kompressoreffekt	120 MW
Genereringstid	4 h/døgn
Kompressionstid	8 h/døgn
Brændselsforbrug	1400 kcal/kWh
Natstrømsforbrug	0,83 kWh/kWh

Anlægspris inkl. magasin pr. 1.1.75: 900 kr/kW (svarer til prisen 1.7.74 + 10 %)

Anlægspris

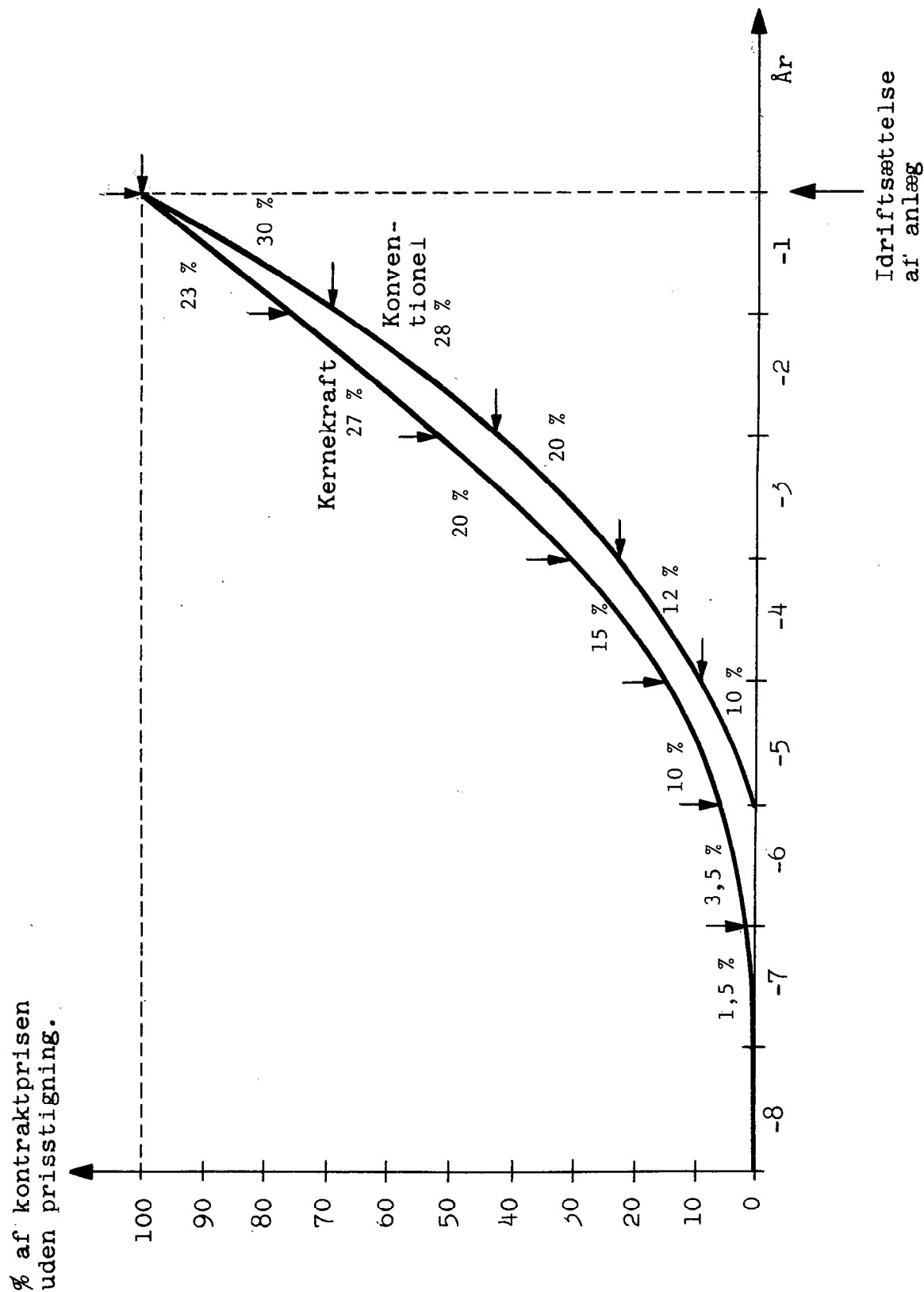
Over jord	221
Under jord	<u>42</u>
	263 ~ 900 kr/kW
Heraf renter	<u>33</u>
	230 ~ 800 kr/kW

Drift og vedligehold

0,33 AT/MWh
0,42 AT/kW,år

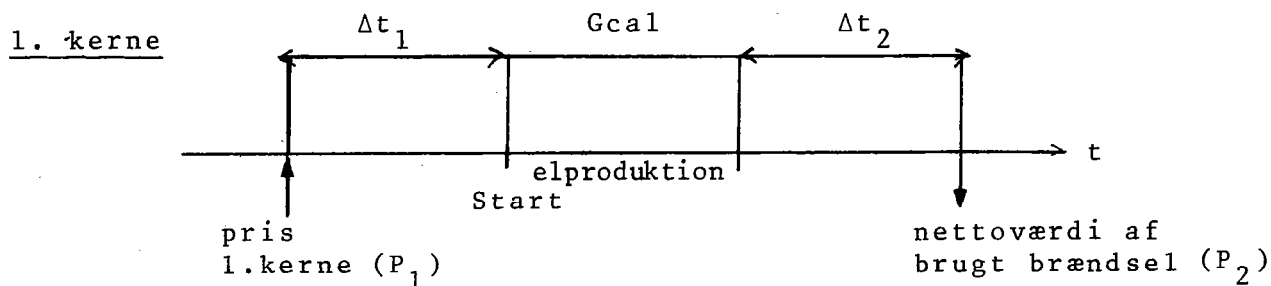
Betalingsforløb:	10 %
	20 %
	20 %
	25 %
	25 %

Investeringsforløbskurver for
konventionel- og kernekraftværksbyggeri

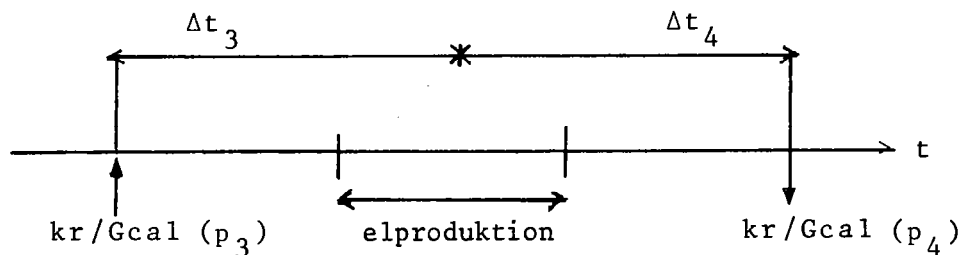


Nukleare brændselsomkostninger

Ud fra den i figuren viste model af det nukleare brændelskredsløb bestemmes de nukleare brændselsomkostninger ud fra de i omstændene skema opførte værdier.



Alm. brændselsforløb ved ligevægt



Δt_1 er tiden mellem betaling af kerne og idriftsættelse

Δt_2 er tiden mellem udtagning af brændsel og betaling for brugt brændsel

Δt_3 er tiden mellem betaling for brændsel og brug af brændsel

Δt_4 er tiden mellem brug af brændsel og betaling for brugt brændsel

	LWR/BWR
<u>1. kerne</u>	
Energiindhold $[kWh_e/1000 MW_e]$	$16600 \cdot 10^6$
eller $[Gcal/1000 MW_e]$	$42,6 \cdot 10^6$
Δt_1 [år]	1,6
Δt_2 [år]	1
Pris, 1.kerne pr. 1000 MW_e , P_1 [Mkr]	320
Nettoværdi af brugt brændsel, P_2 [Mkr]	60
<u>Erstatningsbrændsel</u>	
Δt_3 [år]	2,4
Δt_4 [år]	2,8
Nyanskaffelsespris, p_3 [kr/Gcal]	6,50
Nettoværdi af brugt brændsel, p_4 [kr/Gcal]	0,96

Basispriser

Natururan	20 \$/lb U_3O_8	~ 120 kr/lb U_3O_8
Konversion	2,7 \$/kgU	~ 16 kr/kgU
Berigning	70 \$/SWU	~ 420 kr/SWU
Fabrikation, 1. kerne	110 \$/kgU	~ 660 kr/kgU
Fabrikation, ligevægtsbrændsel	90 \$/kgU	~ 540 kr/kgU
Plutonium	14,5 \$/g Pu (fissel)	~ 87 kr/g Pu (fissel)
Oparbejdning	63 \$/kgU	~ 380 kr/kgU

Forenklet beregning af værdien af første kerne og af prisen for nukleart brændsel.

Værdien af første kerne

10,7 lb U_3O_8 giver 1 kg beriget U (beriget ca. 2 %), hvortil medgår omkring 1,7 SWU (separative work units).

Der indsættes omkring 0,12 kgU/kW.

Prisen for første kerne bestemmes da:

U_3O_8 0,12 · 10,7 lb a 120 kr/lb	= 154 kr
Berigning 0,12 · 1,7 SWU a 420 kr/SWU	= 86 "
Fabrikation 0,12 kg a 660 kr/U	= <u>79 "</u>
Ialt pr. kW	<u>319 kr</u>

Pris for brændsel

13,9 lb U_3O_8 giver 1 kg beriget U (2,5 %), hvortil medgår omkring 2,53 SWU. Af 1 kg U kan produceres ca. 600 MWh (termisk). Den hertil svarende elproduktion er 33 % af 600 MWh = 200 MWh (ved et varmeformbrug på 2600 kcal/kWh).

Med en realrente på 5 % p.a. får man prisen for det brændsel, der er færdigfremstillet i et givet år:

U_3O_8 ca. 1 år før fabrikation:	13,9 · 120 · 1,05 ¹	= 1755 kr
Berigning ca. 0,5 år før fabrikation:	2,53 · 420 · 1,05 ^{0,5}	= 1090 "
Fabrikation:	1 · 540	= <u>540 "</u>
Ialt pr. kgU		<u>3385 kr</u>

Pr. kWh svarer dette til 338500:200000 = 1,70 øre/kWh, hvilket ved 2600 kcal/kWh svarer til 6,5 kr/Gcal.

Data vedrørende eksisterende og besluttede kraftværksanlæg inden for Kraftimport

NAVN +)	Nettoeffekt MW	Varmeforbrug ved bedstpkt. kcal/kWh	Drifts- og vedlige- holdsudgifter		Idriftsæt- telsesår	Skrotår x)
			AT/kW	AT/MWh		
ASV 1	125 (k/o)	2430	2,6	0,12	59	94
ASV 2	125 (k/o)	2400	2,6	0,12	61	96
ASV 3	255 (k/o)	2170	0,8	0,13	67	02
ASV 4	o) 255 (k/o)	2170	0,8	0,13	68	03
ASV 5	670 (o)	2100	0,6	0,135	80	15
KYV 1	30 (k/o)	3295	4,36	0,288	40	80
KYV 2	30 (k/o)	3295	4,36	0,288	40	80
KYV 3	30 (k/o)	3295	4,36	0,288	49	84
KYV 11	60 (k/o)	2534	2,2	0,287	52	87
KYV 12	60 (k/o)	2534	2,2	0,287	53	88
KYV 13	60 (k/o)	2534	2,2	0,287	55	90
KYV 51 G	65 (o)	3130	0,27	0,444	73	08
KYV 52 G	65 (o)	3130	0,27	0,444	73	08
KYV 41 D	20 (o)	2310	0,3	0,55	73	08
KYV 21	260 (o)	2680	0,6	0,11	74	09
KYV 22	260 (o)	2680	0,6	0,11	76	11
MAV 3	40 (k/o)	3500	0,0	0,3	51	76
MAV 11	75 (k/o)	2350	4,0	0,288	60	95
MAV 13 ¹ G	70 (o)	3130	0,27	0,444	75	10
STV 1	143 (o)	2130	3,7	0,12	66	01
STV 2	270 (o)	2080	0,8	0,12	70	05
HCV 1	F 28 (k/o)	1875	6,0	0,3	54	89
HCV 2	23 (k/o)	2950	6,0	0,3	49	84
HCV 3	19 (k/o)	2950	3,5	0,3	58	93
HCV 4	F 37 (k/o)	1875	3,5	0,3	62	97
HCV 5	62 (k/o)	2500	2,8	0,3	65	00
HCV 6	34 (k/o)	3500	0,0	0,3	32	76
HCV 7	34 (k/o)	3500	0,0	0,3	33	77
HCV D	12 (o)	3000	0,3	0,5	34	78
SMV 1, 2	F 45 (k/o)	1800	6,0	0,3	53	88
SMV 3	F 30 (k/o)	1800	3,5	0,3	54	89
SMV 4	21 (k/o)	2950	3,5	0,3	54	89
SMV 5	35 (k/o)	2950	3,5	0,3	59	94
GE	14 (k/o)	3500	0,0	0,3		77
AMV 1	128 (k/o)	2330	2,8	0,13	71	06
AMV 2	128 (k/o)	2330	2,8	0,13	72	07
BVT 1	100 (n)	2550	0	0,35	75	(79)
Σ 3718						
- 294 (KYV 1 og 2, MAV 3, HCV 6, 7 og D, BVT 1, GE)						
Ialt 1980 3424 MW						

+) G = gasturbine, D = diesel, uden bogstav efter nr. = dampkraft

o) Kombineret kul/oliefyret fra 1977/78

x) Skrotår betyder, at enheden udgår ved planlægningsovervejelser

F foran effektværdien betegner modtryksturbine i forbindelse med fjernvarme

k/o = kul/oliefyring, o = oliefyring, n = nuklear.

Data vedrørende eksisterende og besluttede kraftværksanlæg inden for ELSAM
(anlæg under 10 MW medregnes ikke)

Værk	Nr.	Nettoeffekt		Brændselsforbrug			Drift og vedl.		Fjv.	Periode		Effekt ved			
		MW	Værk MW	kcal kWh	Kul max-%	Olie max-%	AT kW-år	AT MWh		fra år	til år	max kul		max olie	
												MW	Σ MW	MW	Σ MW
FVO	1	38		3267	0	100	2	0,50	+	53	88	0		76	
	2	38		3267	0	100	2	0,50	+	53	88				
	B 1	73		2127	75	100	2	0,50	+	61	96	55		73	
	B 2	195		2106	70	100	1	0,15	+	68	03	195		195	
	B 3	265	609	2126	0	100	0,8	0,10	+	74	09	0	192	265	609
MKA	8	20 ^x		2884	100	30	2	0,50	+	53	88	20		20	
	9	70		2500	0	100	2	0,50	+	60	95	0		70	
	10	70		2690	100	30	2	0,50	+	65	00	70		21	
MKS	1	152		2060	100	100	1	0,15		68	03	152		152	
	2	263	575	2126	0	100	0,8	0,10		72	07	0	242	263	526
NEV	1	133		2170	0	100	1	0,15		66	01	0		133	
	2	300	433	2126	0	100	1	0,15		77	12	0	0	300	433
NKA	3	29		3600	100	25	2	0,50		50	85	29		7	
	4	29		3380	100	25	2	0,50		54	89	29		7	
	5	41		2750	80	100	2	0,50	+	58	93	33		41	
	6	69		2650	80	100	2	0,50	+	62	97	55		69	
	B 1	269	437	2126	0	100	0,8	0,10	+	73	08	0	146	269	393
	B 2	269	492	2126	0	100	0,8	0,10		71	06	0	161	269	433
SVS	1	31		3740	0	100	2	0,50		51	86	0		62	
	2	31		3740	0	100	2	0,50		51	86				
	3	59		3350	100	0	2	0,50		55	90	59		0	
SHA	B 1	102		2260	100	100	1	0,15		64	99	102		102	
	B 2	269	492	2126	0	100	0,8	0,10		71	06	0	161	269	433
	5	58		3430	0	100	2	0,50		68	03	0		58	
SHE	1	57		3100	100	30	2	0,50		58	93	57		17	
	2	144		2310	100	70	1	0,15	(+)	65	00	144		101	
VKE	3	300	559	2126	100	100	1	0,10		79	14	300	501	300	476
	3	17		3620	100	0	2	0,50	+	50	85	17		0	
	4	34		3550	100	0	2	0,50	+	53	88	34		0	
	5	61		2745	100	0	2	0,50	+	58	93	61		0	
	B 1	131		2325	100	75	1	0,15	+	65	00	131		98	
	B 2	257	500	2100	0	100	0,8	0,10	+	69	04	0	243	257	355
ELSAM ialt		1979	3605										1485		3225
Norge			250												
Ialt 1979			3855												

x) 90 MW indtil 1. oktober 1976.

Udgifter i mkr til overføringsanlæg for 400, 150, 132 og 60 kV ved øvre og nedre grænse for belastningsudviklingen. I udgifterne for ELSAM er tillige indeholdt visse udgifter til ombygning på eksisterende værker, havneudvidelser, olietanke m.v.

År	Ved lav prognose			Ved høj prognose		
	ELSAM	KI	Hele landet	ELSAM	KI	Hele landet
76/77	172	22	194	172	22	194
77/78	177	16	193	177	16	193
78/79	135	62	197	135	61	196
79/80	140	90	230	140	88	228
80/81	154	62	216	154	80	234
81/82	141	29	170	141	53	194
82/83	150	55	205	150	85	235
83/84		63	213		87	237
84/85		44	194		55	205
85/86		29	179		29	179
86/87		62	212		52	202
87/88		73	223		59	209
88/89		48	198		42	192
89/90		29	179		115	265
90/91		29	179		124	274
91/92		108	258		90	240
92/93		131	281		71	221
93/94		74	224		52	202
94/95		60	210		111	261
95/96		69	219		72	222
96/97		47	197		71	221
97/98		29	179		90	240
98/99		64	214		141	291
99/00		73	223		120	270
2000/01	150	49	199	150	46	196

Store Bælts forbindelse

Forbindelsen påregnes bygget som $\pm$ 400 kV jævnstrømsforbindelse (DC) af tekniske grunde (stabilitet). Hovedkomponenterne i forbindelsen vil være:

- a) Omformerstation i hvert endepunkt med ens- og vekselretteranlæg og tilslutning til 400 kV station for vekselspænding/-strøm på Sjælland og Fyn.
- b) Luftledning for jævnstrøm mellem omformerstation og Store Bæltskysten (ca. 10 km på Sjælland og ca. 20 km på Fyn).
- c) Jævnstrømssøkabler mellem Sjælland og Fyn, ca. 25 km.
- d) Elektrodeledning (jordpotential) mellem omformerstationer og jordelektroder ved kysten (ca. 12 km på Sjælland og ca. 16 km på Fyn). (Jordelektroderne placeres nogle km fra søkablerne og fra andre kabelforbindelser).

Udbygningen kan foregå i blokke à ca. 500 MW, dog således at luftledningerne straks bygges for høj overføringsevne (ca. 3000 MW).

Udbygning	Overføringsevne		Pris Mkr	Overføringstab MW	
	Tilgang	Ialt		Tomgang	Fuldlast
1	500	500	275	2,1	14,8
2	500	1000	220	5,7	33,5

Overføringstabene gælder fra 400 kV vekselstrømskinnen i den ene station til 400 kV vekselstrømskinnen i den anden station.

Betalingsforløb:	22 %	28 %	30 %	20 %
År før idriftsættelse:	4.	3.	2.	1.