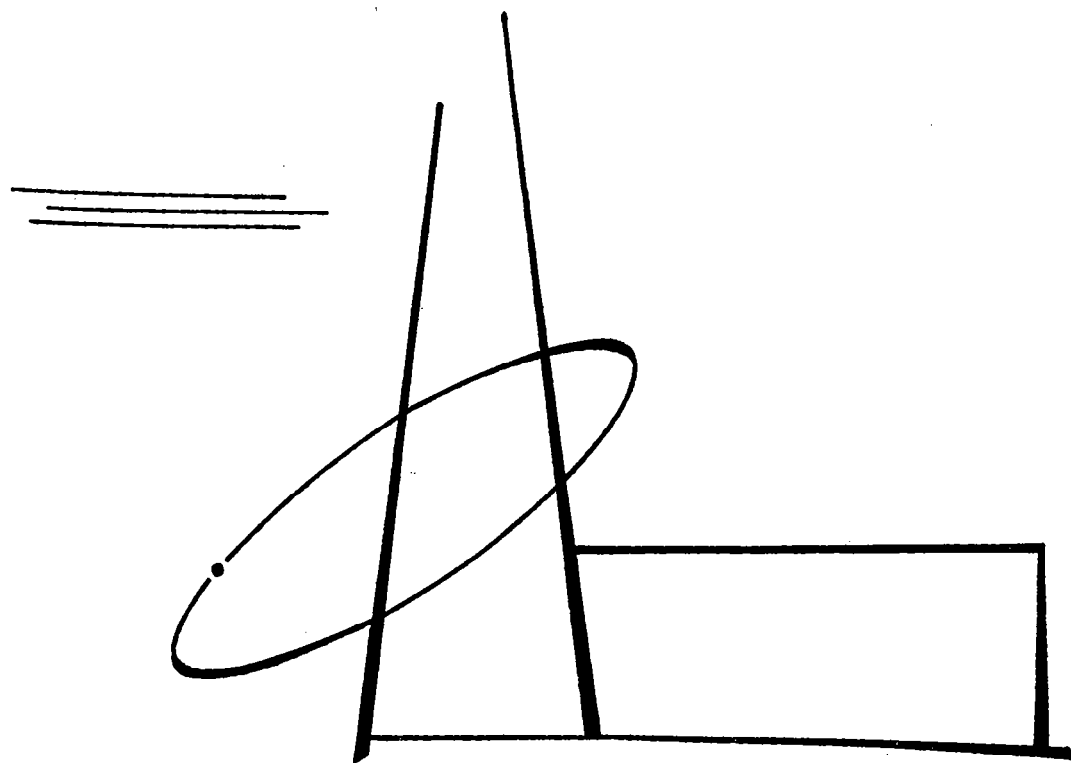


ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN

JUNI 1965



KRAFTVÆRKSGRUPPEN

ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN

- EN ANALYSE AF

KRAFTVÆRKSUDBYGNINGEN i 1970erne

Undersøgelsen omfatter følgende rapporter:

KRAFTVÆRKSUDBYGNINGEN i 1970erne

KOORDINATIONSUDVALGET

PROGNOSEGRUPPEN

FJERNVARMEGRUPPEN

EFFEKTGRUPPEN

KRAFTVÆRKSGRUPPEN

BRÆNDELSGRUPPEN

- Hvad jeg forudsiger,
det vil enten ske,
eller det vil ikke ske.

Teiresias

FORORD

=====

Denne rapport udgør en del af den samlede ELSAM/Kraftimportundersøgelse vedrørende kraftværksudbygningen i 1970'erne. Den behandler prisers og driftsparametres variation for en række kraftværkstyper inden for undersøgelsesperioden og er udarbejdet af en arbejdsgruppe med følgende otte medlemmer:

Driftsingeniør M. Christophersen,	Kyndbyværket.	Sekretær.
Overingeniør J. Chr. Clausen,	Skærbækværket.	
Overingeniør K. Fischer,	Sønderjyllands	
	Højspændingsværk.	
Civilingeniør S. Grove,	Danatom.	} Redaktører.
Civilingeniør S.L. Kruse,	Isefjordværket.)	
Afdelingsingeniør B. Rasmussen,	Vestkraft.	
Afdelingsingeniør S. Seidler,	Isefjordværket.	Formand.
Overingeniør H.V. Tornøe,	Københavns	
	Belysningsvæsen.	

Gruppen har afholdt 21 møder inden for perioden primo 1964 til medio 1965.

Rapporten er opdelt i en tekstdel (I) og en bilagssamling (II).

INDHOLDSFORTEGNELSE

=====

	Side
INDLEDNING OG OPGAVERNS DEFINITION	1
RESUME	3
KAPITEL 1 ARBEJDSMETODE OG GENERELLE KOMMENTARER	6
Kendte enheder	6
Øvrige enheder	7
Arbejdets udførelse	7
Prisangivelser	7
KAPITEL 2 OVERVEJELSER VEDRØRENDE TYPEVALG	8
Kul- og oliefyret konventionel dampkraft	8
Dampdata	8
Maksimal blokstørrelse	13
Nukleare værker	14
Gasturbiner	14
Afsluttende kommentarer	15
KAPITEL 3 GENERELLE KOMMENTARER TIL ANLÆGSPRISERNE	16
Omfang	16
Opdeling	16
Administration og tilsyn	17
Byggerenter	17
Blokudvidelse kontra nyt kraftværk	17
Konventionelle værker	17
Nukleare værker	18
KAPITEL 4 ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR KOMBINEREDE KUL- OG OLIE- FYREDE GRUNDLASTANLÆG	19
Diskussion af fremgangsmåde	19
Ren blokudvidelse	20
Anlægspriser for danske kraftværker	20
Firmaoplysninger	20
Vurdering	23
Sammenfatning og udviklingstendens	24
Blokuafhængige udgifter til nyt kraftværk	24
Forudsætninger og oversigt	25
Udgiftsberegning	25
Resultat	29

	Side
KAPITEL 5 ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR RENT OLIEFYREDE GRUNDLASTANLÆG	30
Fremgangsmåde	30
Fællesanlæg	30
Bygninger	32
Kedler	33
Hjælpeanlæg	34
Sammenfatning og udviklingstendens	35
KAPITEL 6 ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR NUKLEARE GRUNDLAST- ANLÆG	38
Indledning	38
Reaktortype	38
Prisbasis	39
Arbejdsmetode	39
Konstaterede byggepriser	40
Bestemmelse af anlægsomkostninger	41
Vurdering for en 250 MW enhed	41
Vurdering for en 600 MW enhed	45
Sammenfatning (idriftsat 1970)	48
Prognose	48
Blokudvidelse	49
Kontrol af anlægsomkostningerne	50
General Electric's prisliste	50
Oplysninger fra RWE	51
FPC-undersøgelse	51
Oskarshamn	52
Andre kommentarer	52
Afsluttende betragtninger	52
KAPITEL 7 ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR RENT OLIEFYREDE FORENKLEDE KRAFTVÆRKER	54
Indledning	54
Bestemmelse af besparelse	54
Kontrol	55
Blokstørrelser	56
Konklusion	56
Sammenligning med andres resultater	57
KAPITEL 8 ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR GASTURBINER TIL DÆKNING AF SPIDSKRAFTBEHOV	58
Forudsætninger	58
Maskinpris	58

	Side
KAPITEL 8 (fortsat)	
Transport	59
Montage	60
Byggearbejde	60
Brændselslager m.v.	60
Samlet anlægspris	61
Brændsel	61
KAPITEL 9 SPECIFIKKE VARME- OG MARGINALFORBRUG	63
Kulfyrede grundlastenheder	63
Rent oliefyrede grundlastenheder	64
Nukleare grundlastenheder	65
Reaktorens nyttevirkning	65
Bruttovarmeforbruget	65
Nettovarmeforbruget	65
Marginalforbruget	67
Udviklingstendens	67
Oliefyrede, forenklede enheder	67
Gasturbineanlæg	67
KAPITEL 10 DRIFTS- OG VEDLIGEHOLDELSESUDGIFTER	69
Kombinerede kul- og oliefyrede grundlastanlæg	69
Rent oliefyrede grundlastanlæg	72
Nukleare grundlastanlæg	72
Forenklede dampkraftanlæg	72
Gasturbiner	73
KAPITEL 11 STARTOMKOSTNINGER	74
Konventionelle grundlastanlæg	74
Direkte startudgifter	74
Indirekte startudgifter	76
Nukleare grundlastanlæg	78
Direkte startudgifter	78
Indirekte startudgifter	79
Forenklede dampkraftanlæg	79
Gasturbiner	80
KAPITEL 12 MINIMUM UDETID	81
Konventionelle grundlastanlæg	81
Teknisk minimum udetid	81
Økonomisk minimum udetid	81

	Side
KAPITEL 12 (fortsat)	
Nukleare anlæg	84
Forenklede dampkraftanlæg	84
Teknisk minimum udetid	84
Økonomisk minimum udetid	84
Afsluttende bemærkninger	85
KAPITEL 13 MINIMUM BELASTNING	86
KAPITEL 14 REVISIONSPERIODER	87
LITTERATURFORTEGNELSE	88

INDLEDNING OG OPGAENS DEFINITION

=====

Kraftværksgruppens opgave har været at fastlægge anlægs- og drifts-omkostningsparametre for de kraftværkstyper, der med rimelighed kan tænkes at komme på tale i undersøgelsesperioden, som strækker sig fra 1970 til 1985.

I Koordinationsudvalgets oplæg til undersøgelsen er således nævnt (frit citeret):

"En kraftværksarbejdsgruppe indsamler materiale vedrørende anlægspriser for konventionelle kraftværker med høj driftsøkonomi og angiver disse priser som funktion af enhedsstørrelse og under hensyn-tagen til forventet teknisk udvikling. Endvidere angiver arbejdsgrup-pen anlægspriser for spidskraftværker og nukleare kraftværker på til-svarende måde.

Arbejdsgruppen behandler i øvrigt yderligere opgaver ved-rørende økonomiske forhold for kraftværker, såsom fastlæggelse af spe-cifikt og marginalt varmemeforbrug, start- og stopudgifter, minimumlast m.v."

Som arbejdet er skredet frem, er omfanget efter aftale med Koordi-nationsudvalget blevet nærmere defineret som vist i nedenstående skema over behandlede kraftværkstyper samt den efterfølgende liste over de parametre, der er bestemt for hver type.

Behandlede anlægstyper:	
Grundlastanlæg, d.v.s. anlæg med højest mulig nyttevirkning og beregnet til høj benyttelsestid	1. Kombinerede kul- og olie-fyrede dampkraftanlæg 2. Rent oliefyrede dampkraftanlæg, som kan ombygges til kulfyring 3. Rent oliefyrede dampkraftanlæg, som ikke kan ombygges til kulfyring 4. Nukleare dampkraftanlæg
Anlæg med noget dårligere nyttevirkning til middelstore benyttelsestider	5. Forenklede, rent oliefyrede dampkraftanlæg
Spids- og reservekraftanlæg	6. Gasturbineanlæg

De behandlede parametre er:

- A. Anlægsomkostninger.
- B. Specifikt varmekonsum og marginalkonsum.
- C. Drifts- og vedligeholdelsesudgifter.
- D. Startomkostninger.
- E. Minimum udetider.
- F. Minimum belastning.
- G. Revisionsperioder.

Det bemærkes, at alle omkostninger i forbindelse med det nukleare brændselskredsløb - herunder investering i første kerne - er fastlagt af Brændselsgruppen, der ligeledes har angivet prisen på fossilt brændsel frit leveret på lagerplads.

Det bør fremhæves, at gruppen kun har betragtet de for fremtidige danske forhold mest relevante kraftværkstyper. Som følge heraf er der ikke i undersøgelsen medtaget specielle typer som fjernvarmemaskiner og enheder med stor overbelastningsevne, ligesom dieselmotorernes forhold som hurtigtstartende spidskraft ikke er undersøgt.

RESUMÉ

=====

Kraftværksgruppen har til løsning af den i indledningen definerede opgaves forskellige afsnit i størst muligt omfang indsamlet anlægspriser og data for danske enheder større end 100 MW netto, som var i drift eller under bygning i 1964. Gruppen har ligeledes indhentet oplysninger om øvrige omkostnings- og driftsparametre for såvel ældre som nye anlæg, der var i drift ved undersøgelsens start. De indsamlede oplysninger er i den udstrækning, det har været muligt, omarbejdet til den i undersøgelsen anvendte ensartede opbygning. De herved fremkomne resultater er dels brugt i forbindelse med de respektive enheder i Koordinationsudvalgets beregninger og er dels indgået i undersøgelsen af fremtidige konventionelle enheder. Et yderligere arbejdsgrundlag ved den sidstnævnte undersøgelse for såvel de konventionelle som de mere utraditionelle typer (kernekraft, dampspidskraft, gasturbiner) er tilvejebragt dels ved leverandøroplysninger og dels ved anvendelse af udenlandsk statistisk materiale. Dette arbejdsgrundlag er blevet normaliseret og tilpasset fremtidige danske forhold i det omfang, disse har kunnet overskues.

Blandt resultaterne har uden tvivl anlægspriserne speciel interesse. På grund af disses stærkt sammensatte natur har det været nødvendigt at opstille en række forudsætninger, der er af afgørende betydning ved en talmæssig vurdering af resultaterne. Specielt skal her anføres, at anlægspriserne er udtrykt i 1963-kr, og at de ikke inkluderer omsætningsafgift, primære højspændingsanlæg*) og investering i brændsel. Derimod er byggerenter og udgifterne til administration og tilsyn medtaget. For oversigtens skyld er de således definerede anlægspriser optegnet på bilag K 2, hvor priserne er sammenlignet for idriftsættelsesåret 1970. I tabellen på side 4 er bilagets oplysninger gengivet i uddrag suppleret med tilsvarende tal for idriftsættelsesåret 1975. Det bør bemærkes, at der i priserne for såvel værker med kombineret fyring som værker med ren oliefyring er regnet med udbygning af af brændselslagerets kapacitet, svarende til det pligtige brændselslager.

Det skal specielt fremhæves, at forskellen mellem nukleare og konventionelle anlægspriser med overvejende sandsynlighed vil mindskes, som årene går. Denne forskel, der er ét af de centrale punkter i undersøgelsen, er optegnet i bilag K 3, der viser forskellene mellem ensartet definerede anlægspriser for nukleare og konventionelle (kul- og oliefyrede) grundlastanlæg, således som de fremgår af Kraftværksgruppens priskonklusioner.

Ved vurderingen af Kraftværksgruppens resultater må man ikke glemme, at det på visse områder sparsomme materiale giver anledning til en vis usikkerhed, som naturligt må ventes at være størst ved de kraftværkstyper, hvor det mindste erfaringsmateriale står til rådighed.

Herudover må den repræsentative natur i Kraftværksgruppens tal erindres ved sammenligninger med aktuelle projekter, idet variationer i lokale forhold og anlægssynspunkter kan give store afvigelser.

*) Udtrykket "primære højspændingsanlæg" er anvendt i denne rapport i stedet for "friluftsstation", da disse anlæg visse steder er anbragt indendørs.

Uddrag af prognose for anlægspriser i kr/kW netto*)							
Idriftsættelsesår		1970			1975		
Type		Ydeevne MW netto			Ydeevne MW netto		
		235	470	600	235	470	600
Konventionelle grundlastanlæg**)	Kul/oliefyrede	674	592	572	639	561	543
	100 % oliefyrede med ombygningsmulighed til kulfyring	649	569	553	615	540	525
	100 % oliefyrede uden ombygningsmulighed	614	537	519	582	510	492
Nukleare grundlastanlæg med letvandsreaktorer***)		1225	942	873	1098	868	808
		Ydeevne MW netto			Ydeevne MW netto		
		15-50	150	235	15-50	150	235
Forenkede, oliefyrede blokanlæg (bedstpunkt: 2500 kcal/kWh)		-	571	505	-	542	480
Industrigasturbineanlæg (til nafta eller dieselolietyper)		456	-	-	433	-	-

Blandt de øvrige resultater af gruppens arbejde skal nævnes:

Varmeforbrug og marginalforbrug for konventionel grundlast, med den af gruppen fastlagte kredsproces, forventes uændrede fremover og stort set, som de er i dag for de bedste danske værker. For kernekraftværkerne regnes med en del større varmekonsum på grund af dårligere dampdata.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifter er fastlagt ved en analyse af indsamlede danske oplysninger og angives som en fast og en variabel del. De faste, årlige drifts- og vedligeholdelsesudgifter regnes pr. kW

*) Den nøjagtighed, hvormed priserne er angivet, refererer kun til de indbyrdes forhold mellem de forskellige typer og må ikke tages som udtryk for de absolutte prisers usikkerhed.

**) Priserne gælder for rene blokudvidelser. Udgiften til fælles anlæg vil summeret over den tid, der går, fra værket påbegyndes, til det er fuldt udbygget (her defineret som 1600 MW), være:

Kul/oliefyrede anlæg ca. 66 mill.kr.
100 % oliefyrede uanset ombygningsmulighed ... " 32 "

***) Priserne gælder for etablering af første enhed på et nyt værk; blokudvidelser vil koste ca. 10 % mindre.

at falde noget med stigende blokstørrelse. Desuden regnes kernekraftværker-
nes faste drifts- og vedligeholdelsesudgifter lidt højere end udgifterne ved
konventionel grundlast, der atter regnes noget højere end udgifterne ved for-
enklaede dampkraftenheder. Den variable del af drifts- og vedligeholdelses-
udgifterne regnes direkte proportional med energiproduktionen, uafhængig af
blokstørrelsen (over 150 MW), dog således at kernekraftværker og kulfyret
grundlast giver ens udgifter, rent oliefyrede værker giver noget mindre, og
forenklaede dampkraftenheder giver de mindste variable drifts- og vedligehol-
delsesudgifter.

Startudgifterne angives i form af såvel direkte som indirekte ud-
gifter på basis af en analyse af oplysninger for kendte værker og projekter.
Kernkraftværkernes direkte startudgifter ved varm start er ca. en trediedel
af konventionelle værkers, de forenklaede værkers yderligere noget mindre.
De direkte startudgifter regnes i det store og hele proportionale med blok-
effekten. Hvad angår indirekte startudgifter, regnes konventionel grundlast
og kernkraft ens, medens disse udgifter for forenklaede enheder antages at
være en fjerdedel af grundlastenhedernes. De indirekte startudgifter regnes
at stige en del kraftigere end proportionalt med blokeffekten.

Endelig indeholder rapporten en del betragtninger over tekniske
og økonomiske minimum udetider, minimum belastning og revisionsperioder.

Kapitel 1

ARBEJDSMETODE OG GENERELLE KOMMENTARER

=====

I undersøgelsesperioden vil produktionsmaskineriet i den danske elforsyning komme til at bestå af en allerede nu kendt del - de eksisterende og under projektering værende værker - og en del, for hvilken alternative udbygningsstrukturer søges belyst gennem ELSAM-Kraftimport undersøgelsen. Ingen af enhederne i den sidstnævnte del var derfor ved undersøgelsens begyndelse fastlagt hverken med hensyn til placering, størrelse, idriftsættelsestidspunkt eller type.

1.1 Kendte enheder

For de kendte enheders vedkommende har Koordinationsudvalget ønsket anvendt kost- og driftsparametre, der slutter sig så nær som muligt op ad de virkelige parametre for de enkelte værker.

Til dette formål er ved hjælp af spørgeskemaer indhentet detaljerede oplysninger fra værkerne. Ved behandlingen af dette materiale viste det sig, at grundlaget for en del af oplysningerne ikke var helt ensartet. Materialet er derfor søgt harmoniseret, og resultatet ses i bilag K 1, siderne 1 til 3, der gengiver parametrene for hver enkelt enhed i den form, hvori de er anvendt i Koordinationsudvalgets endelige regnemaskineberegninger.

For ELSAM-området vedkommende er drifts- og vedligeholdelsestallene fremkommet ved en regressionsanalyse af fællesdriftsstatistikens tal over en syvårig periode.

Endvidere er de angivne marginalforbrug alle beregnet ud fra varmemeforbrugskurver*), der er optegnet for hver enkelt enhed.

Endelig gøres opmærksom på, at de angivne revisionsperioder ikke alene omfatter den tid, der er nødvendig til egentligt revisionsarbejde, men også inkluderer én ekstra to-ugers periode til at repræsentere havarier. Denne form for havarirepræsentation er valgt af Koordinationsudvalget, fordi andre og bedre former ikke kunne accepteres af regnemaskineprogrammet (se nærmere i Koordinationsudvalgets rapport).

For alle de kendte enheder (på nær én, der omtales nedenfor) gælder endvidere, at de forudsættes idriftsat og betalt før undersøgelsesperiodens start i 1970. Anlægsomkostningerne for disse enheder (se bilag K 4) har derfor kun interesse som grundmateriale for fastlæggelse af anlægspriser

*) Kopier af ét eller flere af disse 36 kurveblade kan af specielt interesserede rekvireres hos Danatom.

for fremtidige enheder. Dette gælder dog ikke for anden blok på Amagerværket (AMV 2), der forudsættes idriftsat efter undersøgelsesperiodens start, hvorfor dens anlægspris må indgå i undersøgelsen. Denne enhed forekommer i alle alternativer, og dens anlægspris er fastsat til 118 mill.kr korrigeret efter undersøgelsens forudsætninger.

1.2 Øvrige enheder

For det øvrige endnu ikke fastlagte produktionsmaskineri, hvis enheder idriftsættes kort før eller i selve undersøgelsesperioden, har Kraftværksgruppen opstillet repræsentative priser og andre nødvendige data.

For at sikre entydig fortolkning af parametrene har gruppen fundet det nødvendigt at anføre en række kommentarer og forudsætninger, hvoraf de helt generelle er anført i de efterfølgende afsnit 1.2.1 og 1.2.2, medens generelle typevalgskommentarer findes i kapitel 2, og generelle anlægspris-kommentarer findes i kapitel 3.

1.2.1 Arbejdets udførelse

Efter samråd med Koordinationsudvalget har gruppen valgt at lade hver parameter repræsenteres af en enkelt værdi frem for at bestemme en øvre og nedre grænse. Det må betones, at tallene er repræsentative og behæftet med en vis usikkerhed.

For de kendte værker er konstateret en spredning på ca. $\pm 20\%$ i talmaterialet, en spredning der for størstepartens vedkommende er forårsaget af forskelle i lokale forhold og anlægssynspunkter samt af handelspolitiske forhold. Dette kan måske give en fornemmelse af usikkerhedens størrelsesorden, men gruppen har ikke anset grundlaget for tilstrækkeligt til en nærmere behandling af dette spørgsmål. Generelt må det dog ventes, at usikkerheden er større ved fastlæggelsen af parametre for de utraditionelle kraftværkstyper, end den er ved de mere traditionelle typer, hvor erfaringsmaterialet er stort.

Ved bestemmelsen af de absolutte parameterværdier har gruppen lagt vægt på at opnå den bedst mulige korrelation mellem tilsvarende parametre, såvel hvad angår variationen med årstal og enhedsstørrelse som variationen fra én anlægstype til en anden.

For at lette oversigten sker præsentationen af resultaterne i de fleste tilfælde grafisk. Desuden er der udarbejdet tabeller på basis af de standardblokstørrelser, som ELSAM-Kraftimportundersøgelsen arbejder med.

1.2.2 Prisangivelser

Priserne er overalt angivet uden omsætningsafgift og i 1963-kr, d.v.s. uden hensyntagen til en eventuel ændring i den danske kronens købekraft inden for de her omtalte vareområder, således som vedtaget af Styringskomiteen.

Kapitel 2

OVERVEJELSER VEDRØRENDE TYPEVALG

=====

Ved ethvert dampkraftprojekt kræver bestemmelsen af kredsprocessen, herunder fastlæggelsen af dampdata, enkelt eller dobbelt genoverhedning, modtryk, afstrømningstab, fødevandsforvarmning, drivarrangement for fødepumperne samt bestemmelsen af blokstørrelsen m.m. detaljerede studier over de anvendelige alternativer for hver specifik anvendelse.

Overvejelserne er både mange og komplekse. De omfatter bl.a. netets størrelse, reservemuligheder, belastningstilvæksten, risikoindeks, rådhedsfaktor, kapitalforhold, brændselstyper og -priser, belastningsfaktor, kølevandstemperatur, anlægspriser, driftsforhold såsom start- og stophyppighed og mange andre faktorer.

En fuldstændig vurdering heraf ligger dog uden for Kraftværksgruppens opgave. Gruppen har som tidligere omtalt koncentreret sig om at opstille parametre for den række anlægstyper, der er angivet i rapportens indledning.

Som de første af disse parametre måtte gruppen fastlægge de for typen afgørende kriterier, såsom kredsproces, dampdata, maksimal blokstørrelse, reaktortype, gasturbinetype m.v.

2.1 Typevalg for kul- og oliefyret konventionel dampkraft

Blandt disse kraftværkstyper vil grundlastenhederne bedst kunne drage nytte af investeringer i de mest avancerede kredsprocesser, de højeste damptryk og -temperaturer samt de største enheder, hvorfor den øvre grænse for disse parametre er fastlagt ved at betragte forholdene alene for konventionelle grundlastenheder.

Det historiske forløb viser en stadig stigning i tryk, temperatur og enhedsstørrelse for disse værker samtidig med, at der er opnået en betydelig økonomisk forbedring. Der er dog tegn på, at de fremtidige forbedringer vil blive relativt små og i øvrigt modvirkes af stigninger i anlægspris ved stigende tryk og temperatur, se blandt andet den historiske udvikling af varmemeforbrug i bilag K 16.

Til belysning heraf har Kraftværksgruppen gennemgået en række udenlandske rapporter om dette emne, hvis resultater bliver nærmere diskuteret i de følgende to underafsnit om dampdata og maksimum blokstørrelse. I alle disse betragtninger forudsættes, at fødevandsforvarmning og drivarrangement af fødepumperne er optimale.

2.1.1 Dampdata for konventionelle grundlastenheder

Mulighederne for at forbedre virkningsgraden for den rene damp-vand kredsproces i den nuværende grundlast-standard med enkelt genoverhedning er i det væsentlige begrænset til indførelse af flertrins genoverhedning og/eller

en hævnning af damptemperaturen med tilhørende optimering af trykket, idet optimal fødevandsforvarmning er taget i anvendelse.

De tekniske muligheder for at hæve temperaturen og trykket er kun begrænsede af højtemperaturmaterialernes styrkeegenskaber. De maksimale dampdata må derfor vælges under hensyn til det højtemperaturmateriale, som med økonomisk fordel kan anvendes.

I nedenstående skema er der efter tyske opgivelser angivet de omtrentlige kraftdamp temperaturgrænser for de forskellige materialetyper, der anvendes ved høje temperaturer i kraftværkerne.

Materiale	Maks. kraftdamp temperatur
Lavt legerede ferritiske materialer	540°C
Ferritiske materialer legeret med ca. 12 % Cr	570°C
Austenitiske materialer, 13-16 % Cr og 12-15 % Ni	600°C

Prisforskellen mellem de forskellige materialer er stor, som det illustreres af nedenstående skema, der viser prisrelationerne for lige standardrør angivet af Sandviken.

Materiale, type 1: 10 CrMo 910 (Sandvik HT8) " , " 2: X 20 CrMoWV 121 (Sandvik HT9) " , " 3: X 8 CrNiNb 16/13 (Sandvik 8R41)					
Type	Bemærkning		Rørdimension	Pris sv.kr/m	Relativ pris
1	Samme rørdimension for alle tre typer 38 x 4 mm			11,50	1,00
2				30,20	2,62
3				45,76	3,98
1	ensartet beregningsgrundlag	180 at 540°C	38 x 8,5	23,15	1,00
2		180 at 570°C	38 x 8,7	56,60	2,45
3		180 at 600°C	38 x 6,0	65,12	2,82

Derudover er de austenitiske materialer meget vanskelige at bearbejde, hvilket resulterer i en yderligere fordyrelse af slutproduktet. Dette gælder i særdeleshed for hoveddamprørene og en del af turbinekomponenterne.

I et moderne blokanlæg anvendes der store mængder højtemperaturmaterialer. F. eks. medgår der efter tyske opgivelser (1) i alt 126 t austenitiske materialer til et blokanlæg på 150 MW med kraftdampdata 250 ato/600°C. Den høje pris får derfor indflydelse på fastlæggelsen af dampdata.

En økonomisk optimering af dampdata baseret på anlægspriser, virkningsgrader, brændselspriser, driftstimer, belastningsfaktorer og kapitalforhold er imidlertid ikke tilstrækkelig. Der må også foretages en vurdering af driftssikkerheden. For anlæg, der overvejende anvender olie som brændsel, bliver denne vurdering af afgørende betydning, idet damptemperaturen af hensyn til driftssikkerheden ikke bør overstige 540°C (1). Indholdet af vanadium i olien begunstiger dannelsen af slaggeeutektika med lavt smeltepunkt og stor korrosiv virkning. Dannelsen af slagger fremmes endnu mere, hvis olien også indeholder natrium. Korrosionen kan kun undgås, hvis overhedernes vægtemperatur holdes under slaggens smeltepunkt, der alt efter vanadium- og natriumindholdet ligger mellem 560° - 640°C; variationer inden for dette område må i praksis forventes fra ladning til ladning afhængig af oliens oprindelse.

For anlæg, der overvejende anvender kul som brændsel, må der foretages en økonomisk optimering.

Gruppen har ikke selv gennemført en sådan optimering, da denne både er omfattende og tidskrævende. I stedet har den støttet sig til tyske og franske undersøgelser (1 og 2).

I disse undersøgelser er forskellene i anlægsomkostninger og specifikt varmemeforbrug beregnet for forskellige kredsprocesser med enkelt og dobbelt genoverhedning ved konstant modtryk (vakuum) og med damptemperaturer, damptryk, fødevandsforvarmning og drivarrangement af fødepumperne som parametre.

I de efterfølgende skemaer er der fra de nævnte undersøgelser givet et udsnit af de undersøgte kredsprocesser med dampdata og antallet af genoverhedninger som eneste variable.

De tyske undersøgelser omfatter blokanlæg på 150 MW. Sammenligningsanlægget har dampdata 180 ato/535°/535°. Besparelserne i det specifikke varmemeforbrug er opgivet i kcal/kWh, og merinvesteringerne er opgivet direkte i DM (1962). Ud fra besparelserne i det specifikke varmemeforbrug, merinvesteringen og brændselsprisen 8 kr/Gcal har Kraftværksgruppen beregnet afskrivnings- og forrentningsprocenten for fuldlastdriftstiderne 5000 og 7000 h.

De franske undersøgelser foretaget af Electricité de France omfatter 22 blokanlæg på 500 MW. Sammenligningsanlægget har dampdata 162 ato/540°/540°. Både besparelserne i det specifikke varmemeforbrug og merinvesteringerne er opgivet i procent. De absolutte besparelser og merinvesteringer i skemaet er derfor beregnet ud fra de af gruppen fundne varmemeforbrugskurver og anlægspriser for anlæg med dampdata 180 ato/540°/540°, hvorefter der med brændselsprisen 8 kr/Gcal er beregnet afskrivnings- og forrentningsprocenter for fuldlastdriftstiderne 5000 h og 7000 h.

Blok anlæg 150 MW brutto. Sammenligning mellem forskellige udførelser ifølge tyske undersøgelser. (Ref. 1). Prisbasis 1962.								
Udførelse	Nr.	1	2	3	4	5	6	7
Damptryk	ato	180	220	180	220	220	250	220
Kraftdamptemperatur	°C	535	520	565	565	600	510	565
1. genoverhedning	°C	535	535	535	535	535	535	535
2. genoverhedning	°C						535	535
Merinvestering 1962	mill.kr		0,59	4,78	5,95	13,65	5,28	11,40
Netto besparelse i specifikt varmekonsum	kcal/kWh		5,0	17,7	29,5	50,3	65,1	74,3
Forrentning og afskrivning ved brændselspris 8 kr/Gcal og en fuldlast driftstid på 5000 h/a	% p.a.		5,1	2,2	3,0	2,2	7,4	3,9
Samme med 7000 h/a	% p.a.		7,1	3,1	4,2	3,1	10,4	5,5

De tyske undersøgelser viser, at blok anlæg i Tyskland på 150 MW med enkelt genoverhedning og dampdata 180 ato/535°/535° er mest økonomiske, idet der kun ved ekstraordinært høje benyttelsestider bliver tale om acceptable forrentningsprocenter.

Blok anlæg 500 MW ifølge Electricité de France. (Ref. 2).								
Udførelse	Nr.	1	2	3	4	5	6	7
Damptryk	ato	162	162	162	244	244	244	244
Kraftdamptemperatur	°C	540	540	565	540	540	540	565
1. genoverhedning	°C	540	565	565	540	540	565	565
2. genoverhedning	°C					565	565	565
Netto besparelse i specifikt varmekonsum ved fuldlast	%		0,72	1,54	1,97	4,68	5,05	5,74
	kcal/kWh		15	33	42	100	108	123
Merinvestering	%		0,32	0,93	4,82	6,48	7,11	8,11
	mill.kr		0,96	2,79	14,46	19,44	21,33	24,33
Forrentning og afskrivning ved brændselspris 8 kr/Gcal og en fuldlast driftstid på 5000 h/a	% p.a.		31,3	23,7	5,8	10,3	10,1	10,1
Samme med 7000 h/a	% p.a.		43,8	33,2	8,1	14,4	14,2	14,1

De franske undersøgelser viser, at for blokanlæg på 150 MW er dampdata 162 ato/565°/565° mest økonomiske for franske forhold. Electricité de France har valgt disse data ikke alene ud fra økonomiske synspunkter, men også ud fra en driftsmæssig vurdering, idet anlæg med enkelt genoverhedning er mere fleksible med hensyn til store lastændringer, lavlastkørsel, 2 skift-drift etc. Beregnet på basis af danske brændselspriser er såvel alternativ 2 som 3 økonomisk attraktive.

Engelske undersøgelser foretaget af Central Electricity Generating Board (3) viser, at med de nuværende engelske forhold er damptemperaturer på 565°C de mest økonomiske. Gevinsten i økonomi er dog ikke større end, at en lille ændring af forholdene kan medføre, at damptemperaturer på 540°C bliver de mest økonomiske.

I Amerika er der divergenser med hensyn til, hvilken temperatur (538°C eller 565°C) der giver den mest økonomiske udførelse af anlæggene (1 og 3).

Ud fra egne erfaringer og under hensyn til de citerede undersøgelser mener gruppen, at følgende punkter vil kunne dække fremtidige danske forhold:

1. For anlæg med overvejende oliefyring bør damptemperaturerne ikke overstige 540°C af hensyn til højtemperaturkorrosion.
2. For anlæg med enkelt genoverhedning er en hævnning af trykket ud over 180 ato næppe rentabel.
3. For anlæg på 150 MW er enkelt genoverhedning med dampdata 180 ato/540°/540° det mest rentable.
4. For anlæg på 500 MW med enkelt genoverhedning vil damptemperaturer op til 565°/565°C være rentable.
5. For anlæg på 500 MW med dobbelt genoverhedning kan forbedringen i det specifikke varmeforbrug forventes at blive ca. 5 % og merinvesteringen ca. 7 % i forhold til et anlæg med enkelt mellemoverhedning og dampdata 162 ato/540°/540°.

Som konklusion af ovenstående har gruppen valgt kun at undersøge grundlastanlæg med enkelt genoverhedning og dampdata 180 ato/540°/540°. Begrundelsen herfor er følgende:

- A. Kun anlæg, hvor temperaturerne ikke overstiger 540°C, kan anvende olie som brændsel uden fare for højtemperaturkorrosion. Dette har stor betydning for fremtidige danske forhold, hvor der er regnet bygget anlæg med kombineret kul/oliefyring eller ren oliefyring.
- B. For store blokenheder forrykkes de økonomisk optimale damptemperaturer for mellemoverhederen fra 540° til 565°C. Forskellen i anlægspris og besparelsen i varmeforbrug er imidlertid så små, at de er uvæsentlige for denne undersøgelse, medmindre der sker en kraftig ændring i forholdet mellem materialepriserne. Gruppen anser det derfor for rigtigt at opretholde den fleksibilitet i fyringsart, som ifølge konklusionens pkt. A betinger en maksimal damptemperatur på 540°C, så meget mere som den i undersøgelsen indgående brændselspris er baseret på olie.
- C. Anlæg med dobbelt genoverhedning giver kun ringe gevinst og forudsætter store årlige benyttelsesfaktorer og store enheder, se i øvrigt side 15.

- D. Anlæg med enkelt genoverhedning har i modsætning til anlæg med dobbelt genoverhedning en meget stor driftsfleksibilitet med hensyn til 2 skift-drift, lavlastkørsel, hurtige lastændringer m.m., hvilket er af betydning ved samkøring med vandkraftværker og eventuelle kernekraftværker. Desuden er driftssikkerheden også bedre ved anlæg med enkelt genoverhedning, idet antallet af højtemperaturkomponenter er betydeligt lavere end ved anlæg med dobbelt genoverhedning.

2.1.2 Maksimal blokstørrelse for konventionelle grundlastenheder

Moderne kraftværksturbiner kan inddeles i to typer, nemlig den énakslede (tandem) og den toakslede (cross compound) turbine.

Den maksimalt opnåelige effekt for en turbine er bestemt af afstrømningsarealet fra sidste LT række og modtrykket.

Afstrømningsarealet er bestemt af skovllængden, der igen er bestemt af de maksimalt tilladelige påvirkninger af materialet.

De maksimale skovllængder for sidste LT række i turbiner med 3000 o/m var i 1964 915 mm i England (3 og 21) og 1000 mm på kontinentet (2). Ved et givet modtryk (vakuum) og et givet afstrømningstab er dampvolumenet og dermed effekten pr. afstrømning fastlagt. Vil man under disse forhold øge maskineffekten, kan dette kun gøres ved at forøge LT afstrømningernes antal. Fastholdes LT afstrømningernes antal, kan effekten øges på bekostning af modtrykket eller ved at forøge afstrømningshastigheden og dermed afstrømningstabene. Sidstnævnte metoder giver i modsætning til forøgelsen af LT afstrømningernes antal et tab i virkningsgraden. Er LT afstrømningernes antal øget til det praktisk mulige, kan effekten kun øges ved at bygge turbinen i toakslet udførelse på bekostning af anlægsprisen. LT turbinens omdrejningstal kan da nedsættes til 1500 o/m, hvorved skovllængden i sidste LT række og dermed effekten øges betydeligt.

I England (3 og 21) er den største énakslede blok i øjeblikket på 500 MW med dampdata 162 ato/565°/565°. Modtrykket er 0,04 ata for engelske maskiner og afstrømningstabet 1 % i modsætning til praksis i USA, hvor der regnes med 0,05 ata og 2 %. Den engelske 500 MW maskine har 6 LT afstrømninger.

AEG (4) opgiver, at en turbine med 6 LT afstrømninger - en 6 strømsudførelse - kan anvendes mellem 400 og 600 MW alt efter modtryk og afstrømningstab.

General Electric (USA) (5) angiver, at en 6 strøms udførelse med dampdata 245 ato/540°/540° og modtrykket 0,052 ata har maksimal virkningsgrad ved 500 MW og en forringelse af varmekonsumet på ca. 0,2 % ved 625 MW. Ved at anvende 8 afstrømninger fås bedstpunktet ved 625 MW og en forringelse i virkningsgraden på ca. 1 % ved 1000 MW. Sidstnævnte type er dog ikke udført endnu.

Electricité de France (2) regner allerede nu med 600 MW som største enhed på én aksel.

Blokstørrelser på 1000 MW vil bl.a. kræve kedler med todelte fyrrum. Anlægspriserne vil blive så store, at der formodentlig ikke bliver nogen større besparelse sammenlignet med 2 stk. 500 MW enheder, og tilmed går det ud over fleksibiliteten i driften.

For generatoren har det i England været transportvægten, der satte grænsen for størrelsen. En 500 MW generator med vandkølede viklinger kan bygges med en transportvægt på 200 t. Hvis generatorstørrelsen skal øges meget derudover, må fabrikationen delvis foregå på montagepladsen. Meromkostningerne vil næppe dækkes af de formindskede tab, man opnår ved de større enheder (3). I øvrigt kræver de meget store enheder stadig et udviklingsarbejde inden for værkstedsområdet, bl.a. med hensyn til de store dimensioner og tolerancespørgsmål i forbindelse hermed.

Gruppen har herefter valgt at koncentrere sig om den énakslede turbine ud fra følgende to betragtninger:

- A. Den énakslede turbine vil være betydeligt mere fleksibel end den toakslede, specielt ved samkøring med vandkraftværker og kernekraftværker, der kan medføre periodisk lavlastkørsel med mulig to skift-drift af de konventionelle dampkraftanlæg.
- B. Anlægsprisen for en toakslet turbine vil være omtrent den samme som for to énakslede turbiner af den halve størrelse, og da store kedlers pris og effekt er meget nær proportionale, følger det, at gevinsten i den totale anlægspris er yderst tvivlsom.

Med gruppens undersøgelser begrænset til énakslede maskiner kan den øvre grænse for blokeffekten fastlægges til 600 MW, idet anlæg større end 600 MW med énakslede maskiner af forannævnte grunde ikke umiddelbart synes at være økonomisk og driftsmæssigt attraktive. Ud fra de fundne kurver er der dog ekstrapoleret til 1000 MW; disse ekstrapolerede værdier må naturligvis tages med et vist forbehold.

2.2 Typevalg for nukleare værker

For disse værker er problemstillingen noget anderledes, idet valget af reaktortype får en afgørende betydning. Overvejelserne desangående er af hensyn til helheden af det nukleare afsnit anført i detaljer side 38. Det skal dog her fremhæves, at gruppen har koncentreret sig om den amerikansk udviklede, kogende letvandsreaktor (BWR), som man anser for at have gode konkurrencemæssige muligheder over for andre kernekrafttyper i den betragtede undersøgelsesperiode. Endvidere skal det fremhæves, at gruppen har fundet, at den praktiske øvre grænse for blokstørrelsen i kernekraftværker næppe er mindre end 1000 MW, jvf. side 48.

2.3 Typevalg for gasturbiner

For gasturbinernes vedkommende skal det nævnes, at størrelsen af de hidtil byggede maskiner med få undtagelser har været begrænset til ca. 50 MW. Blandt andet på grund af en mere udstrakt fabriksmontage for de noget mindre enheders vedkommende, synes en forøgelse af enhedsstørrelsen ud over 20-30 MW ikke at bevirke nogen reduktion i den specifikke maskinpris. Omend de specifikke udgifter til bygninger og nettilslutninger kan blive noget mindre for de store enheder, synes der ikke at være nogen økonomisk fordel ved store enheder.

Ved gruppens gasturbineovervejelser er der ikke taget noget videre hensyn til de jet-motor drevne gasturbiner på grund af disses høje vedligeholdelsesomkostninger, der kun retfærdiggør anskaffelse af sådanne anlæg til brug som rent reservemaskineri, d.v.s. anlæg med en benyttelsestid på højst nogle hundrede timer pr. år.

Gruppen har derfor koncentreret sig om de såkaldte industrigasturbiner. Her er der til gengæld kun regnet med det enklest mulige udstyr, således at der må regnes med anvendelse af relativt dyrt brændsel (nafta, dieselolie o.l.), dårlig nyttevirkning ved alle belastninger m.v. Denne betragtningsmåde er anvendt, fordi danske elværker kun under meget specielle forhold kan forventes at benytte en gasturbine til andet end spidskraft (ca. 1000 timer pr. år), og fordi erfaringen viser, at det under sådanne forhold næppe kan betale sig at gå ind for de anlægsfordyrende systemer, der skaber mulighed for udnyttelse af de billigste brændselstyper, et argument, der naturligvis er særligt tungtvejende i et område som Danmark med generelt lave brændselspriser.

2.4 Afsluttende kommentarer til typevalg

Med den mætning, der er ved at indtræde i de konventionelle anlægs udvikling, kan det måske forventes, at udvidelser i maskinparken efterhånden vil kunne ske med enheder, der hver for sig er optimeret til drift med en nærmere specificeret benyttelsestid gennem en længere årrække, således at værker, der én gang er bygget til grundlast, forbliver grundlast lang tid fremover, medens belastningssvingningerne optages af forenklede dampkraftværker eller spidskraftværker, der er optimerede med denne driftsform for øje.

Under sådanne forhold vil dobbelt genoverhedning og andet, der virker belastende på anlægsprisen med kun en mindre nyttevirkningsforbedring til følge, kunne tænkes at blive fordelagtigt til egentlige grundlastenheder (som allerede antydnet i afsnit 2.1.1), idet disse enheder gennem mange år da vil blive sikret væsentlig højere benyttelsestider, end vi nu er vant til.

Dette forudsætter dog, at det ikke inden for en kortere årrække viser sig praktisk og økonomisk muligt og fordelagtigt at opnå en yderligere væsentlig forbedring i virkningsgraden ved hjælp af mere utraditionelle systemer som for eksempel MHD-processen, der endnu befinder sig på forsøgsstadiet. Ud over rent teoretiske betragtninger findes der på nuværende tidspunkt meget få konkrete oplysninger om sådanne anlæg. Med det forsknings- og udviklingsarbejde, der finder sted, må det dog forventes, at sådanne pionerianlæg vil komme i drift inden for undersøgelsesperioden.

Kraftværksgruppen har ikke tilstrækkeligt grundlag for en bedømmelse af, hvorvidt de her kommenterede særlige forhold vil nå at få så megen aktualitet inden for undersøgelsesperioden, at sammenligningen af de forskellige strukturer vil blive påvirket deraf.

Kapitel 3

GENERELLE KOMMENTARER TIL ANLÆGSPRISERNE

=====

Den søgte prognose for anlægspriser har først og fremmest haft til formål at sikre en så korrekt anlægsudgift for det samlede produktionssystem over en længere årrække som muligt.

Da der i undersøgelsen intet er fastlagt om, hvilken placering eller størrelse de enkelte fremtidige enheder vil få, har det ikke været muligt at skabe en individuel prisvurdering for enhver påtænkt fremtidig enhed.

For så vidt muligt at tage ligeligt hensyn til de afvigende lokale forhold og anlægssynspunkter hos de enkelte elselskaber, har gruppen fastlagt gennemsnitlige priser for enheder af forskellig størrelse og med forskellige idriftsættelsestidspunkter.

Dette vil i sig selv kunne give anledning til ret store afvigelser mellem prognosen og konkrete projektpriser, selv efter at de sidstnævnte er normerede i henhold til prognosens forudsætninger.

Herudover bør det nævnes, at foruden den naturlige spredning af resultaterne kan også firmahandelspolitiske forhold medvirke til at skabe mærkbare afvigelser ved sammenligninger med konkrete projekter.

Foruden disse generelle bemærkninger er i de følgende afsnit anført en række specifikke forudsætninger, der er fælles for alle anlægstyper.

3.1 Omfang

Der er ikke medtaget udgifter til primære højspændingsanlæg af generatortransformer, reservedele, inventar og funktionærboliger, idet sådanne udgifter ikke vil ændres nævneværdigt fra alternativ til alternativ, hverken hvad angår beløb eller tidsmæssig placering.

Denne udeladelse påvirker således ikke sammenligneligheden mellem de forskellige alternativer eller enheder, bortset fra den ringe fordel, der herved gives mindre enheder i forhold til større, på grund af at de specifikke udgifter reduceres noget med voksende enhedsstørrelse.

3.2 Opdeling

Anlægsudgifterne er, hvor dette har kunnet lade sig gøre, opdelt efter IFV's kontoplan, hvis enkelte konti er fordelt på seks hovedgrupper, der ret nøje følger de retningslinier, der angives af den amerikanske Federal Power Commission.

3.3 Administration og tilsyn

Baseret på erfaring fra danske kraftværker har gruppen indregnet udgiften til administration og tilsyn som et tillæg på 4 % til anlægsprisen. En undtagelse fra denne regel udgør kernekraftanlæggene, hvor der under hensyntagen til grundlaget for anlægsprisen er benyttet 2 %, jvf. side 45.

3.4 Byggerenter

Ligeledes baseret på danske kraftværkers erfaringer har gruppen indregnet byggerenter, evt. kurstab, skat og forsikring i byggeperioden som et tillæg på 10 % til anlægsomkostningerne. Dette forudsætter visse former for betalingsbetingelser; da man intet nærmere ved om betalingsbetingelserne for nukleare værker, og da gruppen ikke selv mener, at der er nogen særlig grund til, at de skulle være væsentlig forskellige fra betingelserne for andre kraftværkstyper, har man vedtaget at lade de 10 % gælde generelt for alle værkstyper med nogenlunde ens byggetid. Den eneste anlægstype, hvis byggetid afviger væsentligt fra de andre anlægstyper, er gasturbineanlæggene, hvis byggerentetillæg derfor må reduceres i forhold til byggetiden, jvf. side 61.

Gruppen er dog klar over, at der i fremtiden kan opstå situationer, hvor rentefoden ændres væsentligt, eller hvor en større ændring i betalingsbetingelserne i forhold til de nu anvendte viser sig likviditetsmæssigt fordelagtig og gennemførlig, med det resultat, at de 10 % ikke mere er korrekte. Det er dog gruppens opfattelse, at med fastholdt rentefod vil summen af anlægspris og byggerenter m.v. ikke ændres væsentligt selv ved større variationer i betalingsbetingelserne.

3.5 Blokudvidelse kontra nyt kraftværk

Ved bestemmelsen af anlægspriserne er der skelnet mellem blokudvidelser og etablering af nyt kraftværk.

3.5.1 Konventionelle værker

For alle de konventionelle dampkraftværkstypers vedkommende har det med begrebet "blokudvidelse" været målet at finde frem til den rene blok-anlægspris, således som den fremkommer ved udvidelse af et bestående kraftværk, der er udbygget med alle nødvendige fællesanlæg. I udgangsmaterialet er derfor enhver blokuafhængig udgift overført til "nyt kraftværk", der således passende kompletteret repræsenterer summen af alle blokuafhængige udgifter, indtil kraftværket er fuldt udbygget. Gruppen har fundet, at en repræsentativ størrelse for et fuldt udbygget kraftværk under danske forhold inden for de næste 10-20 år er 1600 MW, der derfor er benyttet som basis for beregningerne af de blokuafhængige udgifter.

Kraftværksgruppen har fundet en tilfredsstillende repræsentation af de konventionelle anlægspriser efter den ovenfor beskrevne metodik, når bortses fra ét punkt: fordelingen af de blokuafhængige udgifter over værkets

udbygningstid. Grunden til, at gruppen ikke har kunnet finde en fordelingsformel, er, at disse blokuafhængige udgifter fordeles efter mange forskellige og stærkt individuelle forhold.

Da der i undersøgelsen kun er tale om etablering af to nye værker, har gruppen ment, at man for fremtidige nye danske kraftværker vil opnå et nogenlunde realistisk resultat ved at lade de blokuafhængige udgifter forfalde sammen med den første blok, selv om man er klar over, at det ikke vil være tilfældet i praksis.

For udvidelsen af bestående kraftværker opnås derimod ikke helt så godt et resultat, medmindre de rene blokudvidelsespriser på passende tidspunkt(er) suppleres med beløb til dækning af de blokuafhængige udgifter ved værkets videre udbygning, da ingen af de nuværende danske kraftværker har afholdt alle de blokuafhængige udgifter svarende til 1600 MW. Udbygningsgraden for disse blokuafhængige anlæg varierer stærkt fra værk til værk, og de blokuafhængige udgifter ved fortsat udbygning til 1600 MW vil derfor variere tilsvarende stærkt. Kraftværksgruppen har dog ikke til denne undersøgelse fundet det muligt at foretage den detaljerede undersøgelse for hvert af de bestående værker, som ville være påkrævet, hvis der skulle tages hensyn til disse udgifter. Ved udvidelse af de eksisterende værker vil undersøgelsens resultater derfor ikke indeholde disse udgifter, en fejl, der dog som helhed må antages at ligge væsentligt under de ca. 40 kr/kW, som de samlede blokuafhængige udgifter på et kul/oliefyret kraftværk i gennemsnit beløber sig til. Denne udeladelse påvirker dog alle udbygningsstrukturer på nogenlunde samme måde.

3.5.2 Kernekraftværker

For kernekraftværkerne må der som tidligere nævnt regnes med en større usikkerhed på bestemmelsen af anlægspriser, end tilfældet er ved de konventionelle anlæg. Dette har nødvendiggjort en lidt afvigende betragtningssmåde, idet det fremskaffede materiale primært kun egnede sig til bestemmelse af anlægsudgifterne for den første enhed på et nyt kraftværk. Prissættelsen for senere kernekraftenheder på samme værk er herefter sket ved en vurdering af den mulige procentiske reduktion i forhold til prisen for en første udbygning, jvf. side 49.

Kapitel 4

ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR KOMBINEREDE KUL- OG OLIEFYREDE GRUNDLASTANLÆG

4.1 Diskussion af fremgangsmåde

Fremgangsmåden i dette kapitel er i det store og hele karakteriseret ved, at der for et mindre antal prisgrupper, i hvilke anlægsprisen kan opdeles, er dannet et gennemsnit af en række priser, der er beregnet dels på basis af konstaterede priser og dels ud fra firmaoplysninger. Den søgte anlægspris er herefter fundet som summen af gruppemiddelpriserne med tillæg for byggerenter, administration etc.

Det er derfor ikke muligt nærmere at definere byggemåde eller andre egenskaber for det hypotetiske værk, der svarer til priskonklusionen, når bortses fra de tidligere omtalte generelle forudsætninger, samt enkelte senere nævnte detaljer.

Gruppens arbejde har været vanskeliggjort af manglen på en fælles, detaljeret kontoplan, hvorfor der er en risiko for, at middelpriiserne i de enkelte grupper ikke fuldt ud repræsenterer hver sin del af det hypotetiske værk på grund af overlapninger eller udeladelser.

Det har været diskuteret, om dette kunne have været undgået ved i stedet at danne en priskonklusion på basis af veldefinerede referenceprojekter, hvis specifikationer i så fald skulle fastlægges under ligelig hensyntagen til de forskellige elværkers anlægssynspunkter.

Det er dog gruppens opfattelse, at den anvendte fremgangsmåde har givet det mest pålidelige resultat med hensyn til den samlede anlægspris for et antal enheder fordelt over landet. Dette begrundes med, at det ved specifikation af et referenceprojekt på mange punkter ikke er praktisk eller teknisk muligt at skabe et anvendeligt kompromis mellem de afvigende anlægssynspunkter. Dette forhold ville nødvendiggøre et valg mellem de afvigende synspunkter, hvilket medfører, at referenceprojektet ikke kommer til at repræsentere et dansk gennemsnitsværk.

De under gruppens arbejde indhøstede erfaringer viser, at man ved eventuelle fremtidige undersøgelser ville opnå et mere pålideligt resultat ved, at der landet over i god tid forinden indføres fælles, detaljerede kontoplaner for anlægsarbejder i lighed med dem, der allerede nu anvendes i forbindelse med fælles driftsstatistik for danske elværker.

Alle priser gælder for ordring i 1963, og da byggetiden er 4 år, svarer dette til idriftsættelse i 1967.

De benyttede forudsætninger for fremtidige anlægsomkostninger fremgår af kapitlerne 2 og 3. De søgte anlægsomkostninger for kombinerede kul/oliefyrede anlæg bliver, som tidligere nævnt, bestemt dels for rene blokudvidelser (afsnit 4.2) og dels som de samlede merudgifter ved etablering af nye kraftværker (afsnit 4.3).

4.2 Ren blokudvidelse

Bestemmelse af de specifikke priser er baseret på oplysninger dels fra alle danske kraftværker, der har anlæg større end 100 MW i drift, under opførelse eller under projektering (bilag K 4), dels fra følgende firmaer: AEG, BBC, Babcock and Wilcox Ltd., Burmeister & Wain, KSGmbH samt A.J.Moe A/S.

Prisfastsættelsen er overalt sket ud fra den forudsætning, at minimumbelastningen er ca. 30 % af maksimalydelsen. Merudgiften for lavlastarrangement, der muliggør drift ned til 20 % af maksimal ydelse, er behandlet i kapitel 13.

De indsamlede oplysninger kommenteres nærmere i afsnit 4.2.1 og 4.2.2, hvorefter anvendelsen af oplysningerne til dannelsen af repræsentative priser vurderes i afsnit 4.2.3. Til slut gives en sammenfatning og udviklingstendens i afsnit 4.2.4.

4.2.1 Anlægspriser fra danske kraftværker

Bilag K 4 viser en oversigt over anlægsudgifter for danske kraftværksblokke over 100 MW, som var i drift, under opførelse eller under projektering i 1964. Opdelingen er foretaget som omtalt i afsnit 3.2; hovedgruppebetegnelser samt disses dækningsområde fremgår af bilaget.

Ved opstilling og behandling af de indsamlede oplysninger er der analogt med de tidligere nævnte forudsætninger for anlægsprognoser (ref. afsnit 3.1, 3.3 og 3.4, side 17) udeladt udgifter til primære højspændingsanlæg, reservedele og inventar, samt benyttet et fælles 4 og 10%’s tillæg til dækning af administrations- og tilsynsudgifter samt byggerenter. Med samme formål er prisoplysningerne blevet reduceret med oms-tillæg og omregnet til 1963-prisindeks (jvf. afsnit 1.2.2, side 7). Efter en nærmere diskussion af de komplicerede prisglideformler, der anvendes ved kontraktkorrektioner, har gruppen vedtaget, at man får tilstrækkelig nøjagtighed til dette formål ved at antage enhver større udgiftsgruppe fordelt med 50 % på materiale og 50 % på arbejdsløn. Priskorrektionerne er herefter beregnet ved anvendelse af de relevante prisindekser; for udenlandske leverancer er anvendt de i leverandørlandet gældende prisindekser. Ved omregning af Stigsnæs-priserne (der var opgivet på 1962-basis) er der dog blot lagt 3 % til overalt. Disse korrigerede priser antages at repræsentere udgifterne ved ordring i 1963.

Der er kun medtaget udgifter, der har direkte relation til det pågældende værk, og endvidere er der foretaget visse omposteringer af de givne oplysninger for at opnå tilpasning til den anvendte kontoplan.

De anførte blokeffekter er nettoeffekten af værk. Hvor denne ikke har kunnet oplyses direkte, er der ved bestemmelsen regnet med et egetforbrug på 6 % af bruttoeffekten. For fjernvarmemaskinernes vedkommende er anført nettoeffekten ved 100 % kondensationsdrift.

Anlægspriserne er dels angivet som totalbeløb og dels som specifikke beløb, foruden at de enkelte hovedgruppers procentbidrag til de samlede anlægsomkostninger er vist.

4.2.2 Firmaoplysninger

Der er indsamlet oplysninger med uforbindende priser inden for de angivne områder fra:

Turbiner: AEG
BBC

Kedler: Babcock and Wilcox Ltd.
KSGmbH
Burmeister & Wain

Bygninger: A.J. Moe A/S

Turbiner

De indhentede prisoplysninger fra AEG og BBC for turbogrupper omfatter turbine, kondensator, fødevandsforvarmere, interne rørledninger samt generator, magnetiseringsanlæg og generatortransformer.

AEG opgiver følgende sammenhæng mellem priser og data:

Fællesdata: Dampdata 180 ato, 540°C/540°C.
7 trins fødevandsforvarmning til 250°C.
Kølevandstemperatur 10°C.

Maksimum belastning	MW _{brutto}	150	300	600
Bedstlast	MW _{brutto}	135	300	600
Kraftdampmængde ved fuldlast	tons/h	-	870	1780
Kondensatortryk	ata	0,0225	0,0313	0,044
Specifikt varmeforbrug*) ved bedstlast	kcal/kWh	1895	1900	1935
Pris tysk grænse, dvs. excl. fragt, told, montage	mill. DM	17,5	26	41,5
	~ mill.kr	30,5	45,2	72,2
Maksimum belastning	MW _{netto}	141	282	564
Specifik pris excl. fragt, told, montage	kr/kW netto	216	160	128

*) Dette varmeforbrug gælder for turbogruppen alene og tager altså intet hensyn til kedeltab og blokkens egetforbrug (bortset fra det, der måtte være koblet direkte til turbineakslen).

Det bemærkes, at bedstpunkt-varmeforbruget stiger med turbinestørrelsen, modsat hvad der normalt skulle forventes. Dette er fremkommet ved, at AEG åbenbart har anset det for formålstjenligt at dimensionere de store turbiner til højere kondensatortryk end normalt.

BBC opgiver turbineprisen for anlæg med samme tekniske data og konception som ASV 3, idet der dog er opnået en mindre reduktion i det specifikke varmeforbrug i forhold til ASV 3, hvis bedstpunkt-varmeforbrug er 1865 kcal/kWh ved visse standardbetingelser.

Maksimum belastning, brutto	350 MW	500 MW
Pris excl. fragt, told og montage	31,5·10 ⁶ Sfrs. ~50,5·10 ⁶ kr	42,5·10 ⁶ Sfrs. ~68,2·10 ⁶ kr
Maksimum belastning, netto	329 MW	470 MW
Varmeforbrug ved bedstlast	1861 kcal/kWh	1859 kcal/kWh
Specifik pris excl. fragt, told og montage	154 kr/kW netto	145 kr/kW netto

Kedler

Babcock and Wilcox Ltd. har beregnet sine priser ud fra tilbud afgivet til CEGB og er altså baseret på engelske montagepriser.

Burmeister & Wain skønner, at for samme dampdata og kedelstørrelser over 800 t/h er kedelprisen excl. automatik proportional med den maksimale dampydelse. Asnæs 3 er anvendt som sammenligningsgrundlag.

KSGmbH giver priserne for komplette kedelanlæg excl. automatik, told og fragt.

Kedelpriser					
Blokstørrelse	MW netto	141	282	470	750
Babcock and Wilcox	kr/kW netto	-	235	220	200
KSG	kr/kW netto	210	203	185	-

I kurven på bilag 5 er inkluderet udgifter til automatik, told og fragt.

Bygninger

A. J. Moe A/S opgiver bygningspriserne for en blokudvidelse af et eksisterende værk, hvis fælles anlæg er udbygget til ca. 1600 MW.

Overslaget indbefatter foruden skorsten de til den pågældende blok nødvendige værksbygninger og forlængelse af kølevandskanaler, men ekskluderer kultransportanlæg. Der er ikke medtaget merudgifter til de forøgede anlæg, som måtte være nødvendige, dersom bestående fælles anlæg må ombygges, eller til nye fælles anlæg, som opbygges i forøget omfang for at kunne være tilstrækkelige til yderligere udvidelser.

De opgivne bygningspriser for blokanlæg inden for et værk planlagt til 1600 MW er angivet nedenfor:

Blokeffekt	MW netto	117	235	470	750
Total pris	mill.kr	18,5	27,0	43,0	55,0
Specifik pris	kr/kW netto	158	115	91	73

Tilslutning til eksisterende fællesanlæg vil give anledning til en række mindre udgifter ved senere udvidelser af værket. Dette gælder særlig kultransportanlæg, afgangskanal, vandbehandling o.l.

Der medtages derfor tilslutningsudgifter på 4-6 kr/kW netto til eksisterende fællesanlæg. Den samlede bygningsudgift ved en blokudvidelse ifølge A.J. Moe bliver herefter:

Blokeffekt	MW netto	117	235	470	750
Samlet specifik bygningspris	kr/kW net.	164	121	97	78

4.2.3 Vurdering af hovedgruppe-udgifternes variation med blokstørrelsen

De i afsnit 4.2.1 og 4.2.2 opstillede specifikke anlægsudgifter, fordelt efter de seks hovedgrupper i den forenklede kontoplan som defineret i bilag K 4, er indtegnet som punkter på bilag K 5. På dette grundlag er tegnet de efter gruppens opfattelse mest sandsynlige kurver over de specifikke udgifternes variation med enhedsstørrelsen for hver af de seks hovedgrupper, idet hvert enkelt anlægs specielle forhold er taget i betragtning.

De ved kurverne for "Fællesanlæg", "Bygninger" og "Hjælpemaskiner og rørledninger" viste punkter for første enhed på et nyt kraftværk er blot medtaget for fuldstændighedens skyld. De benyttes ikke ved dannelsen af blokudvidelsesprisen, og merudgiften ved etablering af nyt kraftværk er behandlet særskilt i afsnit 4.3.

Den ret store spredning omkring blokudvidelseskurven for "Bygninger" skyldes en række forskellige forhold, hvoraf kan nævnes værkernes omfang og byggemåde i videste forstand, lokale variationer i arbejdslønnen og specielt for Sønderjyllands Højspændingsværks vedkommende, at værket selv udfører byggearbejdet. Hertil kommer, at de anvendte prisers karakter varierer fra overslag over tilbud til afsluttet byggeregnskab.

Det bemærkes ved kedelpriskurven, at kedelfirmaernes oplysninger hver for sig giver omtrent den samme kurveform, omend på forskelligt niveau.

Priskurven for turbiner viser en del afvigelser, der i det væsentlige forklares ved følgende:

- Sønderjyllands Højspændingsværk (EV 2) fabrikkerer selv lavtryksforvarmer- og kondensationsanlægget. AEG's pris for den samme maskine komplet med kondensationsanlæg ligger på kurven.
- For ASV 1 og 2 er en del af afvigelsen forårsaget af det relativt lave tryk (125 at), se bilag K 17 side 1.
- Skærbæksværkets (SV) turbine er oprindeligt købt til 94 MW netto, men kan levere 103 MW netto.
- Endvidere er handelspolitiske årsager medvirkende ved en del af afvigelserne.

For oversigtens skyld er de således fundne repræsentative hovedgruppeudgifters relative bidrag til den samlede rene anlægsudgift (lig summen af de seks hovedgruppeudgifter) afbildet som funktion af blokstørrelsen på bilag K 6.

4.2.4 Sammenfatning og udviklingstendens

I bilag K 7 side 1 (sort kurve 1967) er indtegnet summen af de 6 hovedgruppepriser med et tillæg på 4 + 10 % til dækning af udgifter til administration, tilsyn, skat, forsikringer, byggerenter og kurstab i byggetiden. Kurven gælder for 1967, fordi priserne med de tidligere anførte forudsætninger gælder for en enhed, der ordres i 1963 og derfor idriftsættes i 1967.

Til sammenligning er denne 1967-kurve normeret således, at prisen for en 200 MW sættes til 1,0 og indtegnet på bilag K 8 sammen med tilsvarende kurver baseret på oplysninger fra Westinghouse, General Electric Co., AEG og American Electric Power (ref. 6). I betragtning af den spredning, der er i firmaangivelserne, ses overensstemmelsen med Kraftværksgruppens resultater at være god, idet disse giver en reduktion i den specifikke anlægspris på 13-8 % ved en fordobling af effekten i området større end 200 MW, hvor de tilsvarende tal for leverandørerne er:

Westinghouse	13-10 %
General Electric ..	15-13 %
AEG	13-5 %

Forbedringer i leverandørernes produktionsteknik (mere gennemført rationalisering, bedre optimering etc.) skønnes på trods af de begrænsninger i de tekniske hoveddata, som gruppen har forudsat ved denne undersøgelse, at ville give sig udslag i stadigt faldende realværdipriser i årene fremover. Med støtte i "Schrøder" (7) og CDL-rapporten (8) er denne prisreduktion skønnet til 1 % pr. år i hele perioden og for alle maskinstørrelser. "National Power Survey" fra FPC, 1964 (9) antyder et realværdiprisfald i området fra 0 til 1 % p.a.

Anlægspriser for enheder, der idriftsættes senere end 1967, kan herefter udregnes, og resultatet ses i bilag K 7, hvor priskurverne i sort streg for idriftsættelsesårene 1970-75-80 og 84 er indtegnet på side 1. Priserne for mellemliggende år findes ved interpolation. På side 2 i bilag K 7 findes en tabel over anlægspriserne for de blokstørrelser, der anvendes i ELSAM-Kraftimportundersøgelsens udbygningsstrukturer.

4.3 Blokuafhængige udgifter til nyt kraftværk på 1600 MW

Samtidig med bygning af 1. enhed på et nyt kraftværk må der afholdes visse udgifter, som kan karakteriseres som blokuafhængige, idet disse merudgifter som regel kommer senere blokenheder til gode. Dette forhold fremgår i nogen grad af bilag K 4, hvor udgifterne for Studstrup, NEFO, Stigsnes, ASV 1 og AMV 1 indeholder blokuafhængige udgifter i ovennævnte forstand.

Det fremgår imidlertid også af de angivne tal, at de blokuafhængige udgifter, der afholdes samtidig med bygning af 1. enhed, varierer meget fra sted til sted.

Disse variationer afhænger bl.a. af kraftværkets placering og størrelse, det enkelte selskabs udbygningspolitik og udbygningsperiodens læng-

de. Det ville derfor kræve en række detaljerede undersøgelser at fastsætte repræsentative tal for tidsmæssig placering af de blokuafhængige udgifters afholdelse i perioden mellem bygning af 1. enhed og sidste enhed. Da der i undersøgelsens udbygningsstrukturer kun indgår to nye konventionelle kraftværker, har gruppen ikke fundet det nødvendigt at gennemføre disse detaljerede undersøgelser, men har valgt at finde frem til den samlede størrelse af de blokuafhængige udgifter. Disse udgifter indgår som et samlet beløb, der er lagt på 1. enhed på et nyt kraftværk. Det bemærkes, at den herved indførte unøjagtighed i slutresultatet er uden væsentlig betydning for bedømmelsen af de enkelte alternativer.

4.3.1 Forudsætninger og oversigt

1. Kraftværket udføres som blokkraftværk indrettet til kombineret kul- og oliefyring.
2. Værket antages beliggende ved kysten og forsynes med havvand som kølevand.
3. Havneanlægget indrettes til modtagelse af kul- og olieskibe på 30 000 til 40 000 t last, d.v.s. med en vanddybde på 12 m.
4. Omfanget af administrations- og folkebygninger baseres på, at projektering af nye anlæg og den hertil hørende administration sker uden for kraftværket.
5. Der regnes med udbygning til slutstørrelse på ca. 1600 MW, hvilket anses for maksimal størrelse for danske forhold inden for den tid, undersøgelsen omfatter.

Blokuafhængige udgifter forekommer på følgende konti:

220:	Grundkøb og opfyldning eller pladsreguleringsarbejde.
221-223:	Tilkørselsveje eller jernbanespor.
222:	Havneanlæg og kulplads.
224:	Askeplads.
564:	Olietanke.
301:	Fundering, kølevandskanaler.
302:	Bygninger (administrationsbygning, værkstedsbygning m.m.).
304:	Sekundære bygninger (specialværksteder, lagre, garager m.m.).
305:	Folkebygning.
472:	Kultransportanlæg inkl. kulkraner og bulldozere.
562:	Ferskvandsforsyning.
581:	Diverse kraner.
611:	Egetforbrugsanlæg uafhængige af blokegetforbrugsanlægget, telefonanlæg, højttaleranlæg m.m.

4.3.2 Udgiftsberegning

Ved udgiftsberegningen er anvendt de konstaterede, blokuafhængige udgifter fra Asnæsværkets blok 1. Disse udgifter er omregnet til 1963-kr og anvendt som grundmateriale med de modifikationer, som er angivet i hvert enkelt beregningsafsnit. Beregning af udgifterne til kølevandskanaler, fundering og diverse bygninger er derudover sket i samarbejde med A. J. Moe A/S.

Grundkøb og opfyldning eller pladsreguleringsarbejde (konto 220)

Konstaterede udgifter gældende for en slutudbygning på ca. 1000 MW er 4,1 mill.kr.

Til opnåelse af et areal, der betinger en udbygning til ca. 1600 MW, kræves skønsmæssigt en ekstra opfyldning på ca. 20 000 m² på en vanddybde nogenlunde svarende til den allerede opfyldte, hvorved udgifterne forøges til ca. 6 mill.kr.

Udgifterne til grundkøb og opfyldning henholdsvis afgravning og planering af byggearealet vil variere med antallet af blokenheder i det fuldt udbyggede anlæg. En artikel i "Mitteilung der VGB", (20), angiver, at blokarealet for et 1200 MW kraftværk reduceres fra 100 % ved 12 x 100 MW til 35 % ved opstilling af 2 x 600 MW.

Da ovenfor nævnte 6 mill.kr refererer til en begyndelsesværdi på 135 MW brutto og en udbygning med stigende enhedsstørrelser, antages reduktionen at ske gradvis til en lidt større procentvis slutværdi for arealet end de angivne 35 %. Der er her ansat 50 % ved 800 MW enheder.

For et 1600 MW anlæg fås herefter følgende udgifter til grund og internt vejanlæg som funktion af første enhedsstørrelse:

1. enhed i MW	135	250	500	800
Udgift i mill-kr:	6,0	5,2	4,0	3,0

Jernbanespor eller tilkørselsveje (konti 221-223)

Dette beløb vil naturligvis kunne variere en del afhængigt af kraftværkets placering, men det for Asnæsværket gældende beløb anses for at være nogenlunde repræsentativt.

1,5 mill.kr fra Asnæsværkets blok 1 er derfor indregnet uændret.

Havneanlæg, kulplads og olietanke (konto 222)

Med 1963-priser har Asnæs-udgifterne været:

Selve kajanlægget med kørebane og kranspor	4,6 mill.kr
Uddybning	5,5 "
Kulplads	7,9 "

Det eksisterende kajanlæg, bestående af ca. 300 m kulkaj med 9 m vanddybde og ca. 200 m oliekaej med 11 m vanddybde, kan omtrent tilfredsstille de i forudsætningerne opstillede krav. Størstedelen af kajanlægget er dog konstrueret til en tilladelig vanddybde på 11 m, og de 4,6 mill.kr svarer til en pris på 9100 kr/m kaj. Ifølge oplysninger fra KB svarer dette rimeligt til prisen for et kajanlæg på 12 m vanddybde i dag.

Uddybningsprisen anses også for rimelig for 12 m vand, idet den oprindelige uddybning på grund af specielle forhold på stedet omfattede et større areal, end selve kajanlægget krævede.

Den største påkrævede brændselsbeholdning - og dermed lagerpladsens størrelse - bestemmes under hensyn til den gældende overenskomst, der varierer med årstiden med et maksimum på 5½ måneders forbrug pr. 1. januar. Et stort værk, der består af et antal maskiner bygget over en årrække, vil få en benyttelsestid omtrent svarende til hele nettets benyttelsestid, hvilket i de pågældende 5½ måneder svarer til ca. 2000 fuldlasttimer*). Antages værkets data i øvrigt at være:

*) Tilsvarende kan man under hensyn til, at det overenskomstmæssige krav reduceres til 3 måneder om sommeren, vurdere det gennemsnitlige brændselslager over året til at svare til ca. 1500 fuldlasttimer.

Installeret effekt	1600 MW netto,	
Varmeforbrug (gennemsnit) ..	ca. 2400 kcal/kWh netto	(2,4 Gcal/MWh),
Brændværdi for kul	" 6000 kcal/kg	(6,0 Gcal/t)
Brændværdi for olie	" 9400 kcal/l	(9,4 Gcal/m ³)

fås et samlet kalorielager på:

$$1600 \times 2000 \times 2,4 \approx 7,5 \times 10^6 \text{ Gcal.}$$

Regnes med et samlet olielager på 120 000 m³, svarer dette til ca. 1,1 x 10⁶ Gcal. På kulpladsen skal altså opbevares resten, d.v.s. ca. 6,4 x 10⁶ Gcal eller godt 1 mill. tons kul. Under forudsætning af, at kullene sammenpresses, når de oplægges af bulldozere, kan der erfaringsmæssigt regnes med et ca. 18 m højt kullag i områder, der ligger i nogen afstand fra kul-kajen, hvilket skønmæssigt giver et nødvendigt kulpladsareal på ca. 55 000 m².

På Asnæsværket har opfyldning og indfatning til kulplads inkl. plads til olietanke samt udførelse af dæmpende bølgefang og fyranlæg kostet ca. 150 kr/m². På Enstedværket koster et igangværende arbejde efter tilbud ca. 45 kr/m². Den store forskel i pris skyldes, at Asnæsværkets kulplads er opfyldt på dybere vand og har en ret udsat beliggenhed, hvorved ikke alene sandmængden stiger, men også indfatningens pris forhøjes væsentligt. Det skønnes, at en passende pris pr. m² for et nyt kraftværk vil være ca. 90 kr/m². Kulpladsen vil da koste ca. 5 mill.kr.

I dette beløb er der ikke taget hensyn til kultunneludgifterne. Disse anslås på basis af oplysninger fra Asnæsværket til ca. 2 mill.kr for et 1600 MW værk med 2 kultunneler.

Regnes med, at olielageret straks udbygges til de 120 000 m³, vil dette inkl. rørledninger, jordvolde eller ringmure omkring tankene og med en tankstørrelse på 40 000 m³ koste ca. 6,6 mill.kr.

Havneanlæg, kulplads, kultunnel og olietanke vil derfor koste:

Havneanlæg	4,6 mill.kr
Uddybning	5,5 "
Kulplads	5,0 "
Kultunnel	2,0 "
Olietanke	6,6 "

I alt 23,7 mill.kr

Askeplads (konto 224)

Begyndelsesbeløbet fra Asnæsværket, der var på 330 000 kr, er rundet op til 0,5 mill.kr for 1600 MW, idet det forudsættes, at asken på længere sigt fjernes.

Kølevandskanaler, funderinger og bygninger (konti 301-302-304-305)

På dette bygningsarbejde-område har gruppen fået foretaget overslagsberegninger hos I/S Vestkraft, til dels på basis af en række forudsætninger opstillet af gruppen. Resultaterne refereres nedenfor:

Kølevandskanaler (konto 301)

Udgifterne hertil er naturligvis stærkt afhængige af kanalernes længde, der igen varierer meget efter lokale forhold. Gruppen har dog fundet det rimeligt at regne med 250 m tilløbskanal og 250 m afløbskanal som passende i relation til de aktuelle blokstørrelser.

Der er herefter udregnet en pris pr. lb.m kanal under følgende forudsætninger:

1. Bundkote tilløbskanal: ca. 8 m under terræn.
" afløbskanal: " 5 " " "
2. Kanalerne forløber uden for bygningerne, men ikke under kulplads.
3. Kanalerne er lukkede jernbeton-konstruktioner, funderet på træpæle.
4. Kapacitet pr. kanal: 800 MW. Det fuldt udbyggede værk regnes at omfatte 2 kanalanlæg à 800 MW.
5. Priserne henført til 1963-kr og ekskl. oms.

For et 1600 MW værk fås til de uden for bygningerne løbende kanaler en samlet udgift på ca. 10,5 mill.kr inkl. rense- og indløbsbygværk.

Diverse bygninger (konti 302-304-305)

Omfanget er defineret på side 25. Betragtes tallene for de nyeste danske værker (se bilag K 4), fås:

Amagerværket	4,55	mill.kr
Studstrupværket	4,30	"
Stignæsværket	3,10	"

altså i gennemsnit ca. 4 mill.kr. Dog svarer kapaciteten af de omhandlede bygninger givetvis ikke til 1600 MW. Gruppen anser en forøgelse af de 4 mill.kr til ca. 6 mill.kr for et acceptabelt skøn til fastlæggelse af udgifterne for et 1600 MW værk.

Summen af beløbene for konto 301 og 302-304-305 bliver herefter 10,5 + 6,0 = 16,5 mill.kr.

Fra A. J. Moe A/S har gruppen fået supplerende oplysninger, der understøtter ovennævnte slutsum.

De øvrige blokuafhængige udgifter for 1600 MW skønnes at blive:

472: Kultransportanlæg	3,4	mill.kr
4 stk. 10 t kul-vippekraner	3,8	"
562: Vandforsyning, bestående af vandbeholder, hydrofor og pumper samt eventuelle boringer eller tilslutning til eksisterende offentligt vandværk	0,6	"
581: Diverse kraner som maskinsalskran, værkstedskraner og mindre montagekraner	2,3	"
611: Egetforbrugsanlæg til brug for blokuafhængige installationer	1,2	"
	I alt	<u>11,3 mill.kr</u>

4.3.3 Resultat

Slutopstillingen bliver derfor som følger:

1. enhed	135 MW	250 MW	500 MW	800 MW
	mill.kr	mill.kr	mill.kr	mill.kr
Grund, opfyldning, veje	6,0	5,2	4,0	3,0
Jernbanespor eller tilkørselsveje	1,5	1,5	1,5	1,5
Havneanlæg og brændselslager	23,7	23,7	23,7	23,7
Askeplads	0,5	0,5	0,5	0,5
Kølevandskanaler, fundering og diverse bygninger	16,5	16,5	16,5	16,5
Maskinelle og elektriske anlæg	11,3	11,3	11,3	11,3
I alt	59,5	58,7	57,5	56,5

Middeltallet af disse beløb er ca. 58 mill.kr, og spredningen er tilstrækkelig lille til, at 58 mill.kr kan vælges som repræsentativt.

Med dette tal kan summen over udbygningstiden af de blokuafhængige udgifter for et nyt 1600 MW kraftværk under de foran givne forudsætninger beregnes:

Samlede blokuafhængige udgifter	58,0 mill.kr
Administration og tilsyn, 4 %	2,3 "
	60,3 mill.kr
Byggerenter, kurstab m.m., 10 %	6,0 "
I alt	66,3 mill.kr

Dette beløb kan passende afrundes til 66 mill.kr.

Hvis hele dette beløb, som omtalt side 25, lægges på 1. enhed, bliver de specifikke udgifter med forskellige enhedsstørrelser som begyndelsesværdi følgende:

1. enhed i MW netto	150	235	370	470	600	750
Blokuafhængig udgift i kr/kW	440	281	178	141	110	88

Hvis derimod hele beløbet fordeles jævnt på den fulde udbygningskapacitet, 1600 MW, svarer dette til en specifik udgift på godt 40 kr/kW netto.

Kapitel 5

ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR RENT OLIEFYREDE GRUNDLASTANLÆG

=====

5.1 Fremgangsmåde

For at opnå den bedst mulige korrelation mellem priserne for kul- og oliefyrede anlæg og rent oliefyrede anlæg er i første række vurderet de besparelser og merudgifter, der må ventes ved bygning af rent oliefyrede anlæg i stedet for anlæg med kombineret fyring. Priserne for de rent oliefyrede anlæg bestemmes herefter ved differensdannelse ud fra de i kapitel 4 fundne priser.

De således bestemte priser gælder derfor under de samme forudsætninger, som er anført for anlæg med kombineret fyring. Der er her grund til at fremhæve, at dette medfører en fastlæggelse af minimumlasten til 30 %. Merudgiften til lavlastarrangement, der muliggør drift ned til 20 % af maksimal ydelse, er behandlet i kapitel 13.

Af de seks anlægssprishovedgrupper vil der komme mærkbare ændringer i fire: Fællesanlæg, bygninger, kedler, hjælpeanlæg. Ved blokudvidelser vil der opstå en fordyrelse i fællesanlægsgruppen (ekstra olietanke), medens der vil være besparelser i de tre andre grupper. De blokuafhængige udgifter til et rent oliefyret nyt kraftværk vil reduceres i bygnings- og hjælpeanlægsgrupperne, medens der i gruppen for fælles anlæg vil være såvel væsentlige besparelser (ingen kulplads, kajanlæg, mindre askeplads) som merudgifter (bygning af oliepier).

5.2 Fælles anlæg

5.2.1 Olietanke

Udbygningen af olietanke må foregå således, at overenskomstens krav til lagerbeholdninger kan opfyldes. Som nævnt side 26 benyttes som maksimumkrav $5\frac{1}{2}$ måneds forbrug på lager pr. 1. januar.

Forudsat at dette krav gælder for et system som helhed, må hver ny enhed forøge systemets lagermulighed med en mængde svarende til enhedens benyttelse i de $5\frac{1}{2}$ måned med systemets gennemsnitlige udnyttelsesfaktor, hvilket som nævnt på side 26 svarer til ca. 2000 timers fuldlastdrift.

Så længe der i systemet findes overskudslagerplads (normalt i form af kulpladser, der udbygges i få og store skridt) og forudsat, at der er mulighed for at udnytte ekstra oplagret brændsel på sådanne pladser inden for $5\frac{1}{2}$ måneders perioden, kan en del af olietankinvesteringen ved bygning af rent oliefyrede værker udskydes, selv i tilfælde, hvor kulreserven findes på andre værker, når blot disse tilhører et integreret produktionssystem. Denne besparelse modvirkes dog af den merudgift, der utvivlsomt vil komme, hvis lagerkravet i større omfang end betinget af enhedernes normale anvendelse opfyldes

ved hjælp af kul, når det betænkes, at forudsætningen for bygning af rent oliefyrede værker må være en stor tillid til regelmæssige og gode forsyningsmuligheder for olie, der er lige så billig eller billigere end kul.

Endvidere kunne man på grund af sæsonsvingningerne i olieprisen tænke sig, at det for den del af olieforsyningsens vedkommende, der ikke leveres på langtidskontrakt til relativt faste priser, kunne betale sig at opføre ekstra olietanke, således at indkøb i denne kategori hovedsagelig sker til de billige sommerpriser.

Begge disse afvigelser fra det lagerkrav, der umiddelbart følger af overenskomstens krav, har været indgående diskuteret i gruppen. Et fælles træk for afvigelserne er, at de er betinget af decideret kommercielle betragtninger over olieprisens udvikling i forhold til kul, henholdsvis udviklingen af olieprisens sæsonsvingninger kontra forrentning og afskrivning af olielagre. Da det ligger uden for denne undersøgelses rammer at forsøge en vurdering af olieprisens fremtidige udvikling i så fine detaljer, som dette problem kræver, har Kraftværksgruppen afstået fra at tage endelig stilling til afvigelsesmulighederne. Overenskomstens krav er derfor benyttet uden korrektioner ved olietankberegningerne i de følgende afsnit.

Overenskomstens lagerkrav er så stort, at der skal bruges flere 30-40 000 m³ tanke for hver større enhed (ifølge beregning nedenfor f. eks. ca. 3 x 40 000 m³ for en 235 MW enhed). Følgelig ansættes den specifikke olietankpris ud fra prisen på meget store tanke. De største tanke, gruppen har kunnet skaffe oplysninger om, koster ifølge en IFV beregning fra 1964 ca. 2,15 mill.kr for en 40 000 m³ tank inkl. rørledninger og ringmur eller jordvold, d.v.s. ca. 53,8 kr/m³.

Til sammenligning kan oplyses, at ifølge oplysninger fra SEAS koster 3 stk. 20 000 m³ tanke med rørledninger etc. ca. 3,5 mill.kr eller ca. 58,4 kr/m³, samt at en 30 000 m³ tank ifølge svenske oplysninger koster ca. 1,7 mill.kr eller ca. 56,6 kr/m³.

Det må derfor antages, at IFV-prisen for en 40 000 m³ tank er repræsentativ.

Olietanklageret kan som sagt udbygges sideløbende med værkets udbygning uden merudgifter af betydning. Tankinvesteringen pr. kW kan derfor uden fejl findes ved at betragte forholdene alene for én kW netto. Hvis værkets gennemsnitlige specifikke varmeforbrug sættes til ca. 2400 kcal/kWh, findes de 2000 timer at svare til et lagerkrav på:

$$2000 \times 2400 \times 10^{-6} = 4,8 \text{ Gcal/kW netto.}$$

Da 1 m³ brændselsolie gennemsnitlig antages at indeholde 9,4 Gcal, kan dette lagerkrav omregnes til:

$$\frac{4,8}{9,4} \approx 0,51 \text{ m}^3/\text{kW netto,}$$

hvilket med en pris på 53,8 kr/m³ koster:

$$0,51 \times 53,8 \approx 27 \text{ kr/kW netto.}$$

Da olietankanlæg ved kul/oliefyrede værker er blevet indregnet i de blokuafhængige udgifter (se side 27), må disse for rent oliefyrede anlæg i forhold til kul/oliefyrede anlæg reduceres med det tilsvarende beløb (ref. 5.2.3), hvorfor alle de 27 kr/kW på dette sted skal indgå som merudgift for rent oliefyrede blokudvidelser.

5.2.2 Oliepier

På basis af danske erfaringer anser gruppen 4 mill.kr for at være en repræsentativ oliepier-pris inklusive udgifter til uddybning til 11-12 m.

Til sammenligning kan anføres, at KB budgetterer med 5,0 mill.kr og SV med 3,6 mill.kr.

5.2.3 Sammenfatning af virkningerne for "Fælles anlæg"-kontoen

Foruden de ovenfor anførte merudgifter til olietanke og oliepier sker der en væsentlig besparelse i forhold til kul- og oliefyrede anlæg, idet udgifterne til havneanlæg, brændslagerplads og askeplads bortfalder. Summen af disse poster udgør i henhold til side 27 24,2 mill.kr, hvorfor summen af de blokuafhængige udgifter på "fælles anlæg"-kontoen til et nyt oliefyret kraftværk vil være 24,2 - 4 = 20 mill.kr mindre end det tilsvarende beløb for værker med kombineret fyring.

Til gengæld hæves blokudvidelsesudgiften med det foran fundne beløb, 27 kr/kW, til dækning af udgiften til olietankanlæg.

5.3 Bygninger

For bygningernes vedkommende er der indhentet oplysninger fra A. J. Moe A/S, I/S Vestkraft og I/S Isefjordværket.

5.3.1 Blokudvidelse uden ombygningsmulighed

A. J. Moe A/S opgiver følgende repræsentativt vurderede bygningspriser for blokudvidelser på et rent oliefyret værk, der er planlagt til 1600 MW. Priserne forudsætter, at der ikke gennemføres forberedelser af nogen art med hensyn til en eventuel senere ombygning til kulfyring. Blandt andet er der ingen plads afsat til askeudskillere, ingen fundamenter til kulmøller, ingen plads til siloer og ingen bygningsanlæg til kultransportanlæg; i øvrigt er der generelle besparelser på grund af kedlens mindre volumen.

Blokeffekt	MW netto	117	235	470	750
Kombineret fyring	kr/kW netto	163	121	97	78
100 % oliefyring uden ombygningsmulighed	kr/kW netto	152	112	90	73
Besparelse	kr/kW netto	11	9	7	5
	%	7,0	7,5	7,2	6,4

I/S Vestkraft har under tilsvarende forudsætninger fundet, at besparelsen udgør ca. 13 kr/kW netto for 131 MW brutto blokeffekt, hvilket synes at bekræfte de ovenfor anførte besparelser. Gruppen har anvendt tabellen uændret, idet de her anførte besparelser udgør en helhed med oplysninger fra 125 MW blokke til 800 MW blokke.

5.3.2 Blokudvidelse med ombygningsmulighed

IFV opgiver en besparelse på ca. 700 000 kr på bygningerne til en 235 MW netto oliefyret blokudvidelse, som er forberedt til eventuel senere ombygning til kulfyring, dvs. blandt andet med behørig plads afsat til askeudskiller og siloer. Dette svarer til en specifik besparelse på 3 kr/kW netto.

Idet man i det store og hele må forvente en tilsvarende relativ blokstørrelse-afhængighed for besparelsen ved oliefyrede anlæg, der kan ombygges, som fundet ovenfor for anlæg, der ikke kan ombygges, og idet IFV's oplysning benyttes som normering ved 235 MW netto, fås følgende besparelser for rent oliefyrede blokudvidelser, som er forberedt til eventuel senere ombygning til kulfyring:

Blokeffekt	MW netto	117	235	470	750
Besparelse	kr/kW netto	4	3	2	2

5.3.3 Nyt kraftværk (Bygninger)

Baseret på A. J. Moe A/S's vurdering kan besparelsen på de samlede nlokuafhængige udgifter til bygningskontoen på et 1600 MW rent oliefyret værk, der ikke kan ombygges til kulfyring, ansættes til ca. 2,5 mill.kr.

For oliefyrede anlæg, der kan ombygges til kulfyring, skulle der ikke være nogen væsentlig ændring i disse besparelser; så også her må man regne med en besparelse i de blokuafhængige udgifter på bygningskontoen, indtil værket er fuldt udbygget, på ca. 2,5 mill.kr.

5.4 Kedler

Ved sammenligning med kedler til kombineret fyring vil der for rent oliefyrede kedler være besparelser på følgende områder:

- A. Kulfyringsanlæg og askeudskillere uafhængigt af, om kedlen kan ombygges til kulfyring eller ikke.
- B. Hedefladen, men kun ved kedler, der ikke kan ombygges til kulfyring.

B & W, HSM og Vølund har skønnet de nedenfor angivne relative priser:

Relative kedelpriser				
	B & W		HSM	Vølund
Brændværdi af kul, kcal/kg	6000	4000	4-6000 garanti 5700	-
Kombineret fyring	100 %	100 %	100 %	100 %
Oliefyring - med ombyg- ningsmulighed	80 %	-	78 %	-
Oliefyring - uden ombyg- ningsmulighed	67½ %	62½ %	68 %	67 %
Bemærkning	Kedelpris ekskl. sugetræksblæsere		-	-

Alle tre firmaer skønner, at procentsatsen er uafhængig af kedelstørrelsen.

Der er herefter regnet med en besparelse på 32 % for en kedel, der ikke kan ombygges til kulfyring, og 20 % for en kedel, der kan ombygges. Benyttes disse procenter på de kedelpriser, der er angivet ved kurven i bilag K 5, fås følgende specifikke besparelser:

Blokeffekt	MW netto	117	235	470	750
Besparelse for kedler uden ombygningsmulighed	kr/kW netto	72	67	64	64
Besparelse for kedler med ombygningsmulighed	kr/kW netto	45	42	40	40

5.5 Hjelpeanlæg

5.5.1 Kultransportanlæg

Ved blokudvidelse udgjorde udgiften til kultransportanlæg for ASV 2 360 000 kr, og for ASV 3 er udgiften 205 000 kr. Dette svarer til henholdsvis ca. 2,9 kr/kW netto og 0,9 kr/kW netto. Som repræsentativt tal regnes med 2 kr/kW netto.

I opstillingen af de blokuafhængige udgifter til nyt kul- og olie-fyret kraftværk er under hjælpeanlægsgruppen (på side 28) kulkraner og den fælles del af kultransportanlægget indregnet med henholdsvis 3,8 mill.kr og 3,4 mill.kr, i alt ca. 7,2 mill.kr, hvilket følgelig er den søgte besparelse.

5.5.2 Asketransportanlæg

Ved blokudvidelse udgjorde udgiften til asketransportanlæg for ASV 1 og ASV 2 i alt 1,1 mill.kr ~ 4,3 kr/kW netto. For ASV 3 udgør udgiften ca. 1,39 mill.kr ~ 5,9 kr/kW netto.

Da askeproblemet ikke bortfalder helt ved oliefyrede værker, således at der må regnes med en lille askeplads, vurderes besparelsen at blive ca. 3 kr/kW netto, d.v.s. noget mindre end de samlede udgifter til asketransportanlæggene på kulfyrede værker.

For asketransportanlæggenes vedkommende sker der kun en ubetydelig ændring i de blokuafhængige udgifter, hvorfor der her ses bort fra denne ændring.

5.5.3 Samlet besparelse på hjælpeanlæg

Der antages ikke at forekomme andre besparelser eller fordyrelser i hjælpeanlægsgruppen end de i de foregående punkter anførte, og besparelsen vil derfor uafhængigt af eventuelle ombygningsmuligheder udgøre:

Blokudvidelse: $2 + 3 = 5$ kr/kW netto

Blokuafhængige udgifter 7,2 mill.kr

5.6 Sammenfatning og udviklingstendens

På denne og næste side udregnes netto-besparelsen for de forskellige betragtede værkstyper på basis af de tidligere resultater i dette kapitel samt under hensyntagen til standardtillægget på 10 og 4 % til dækning af byggerenter og udgifter til administration, tilsyn m.v.

På basis af priserne for kul- og oliefyrede værker (idriftsat 1967), der er fundet i kapitel 4, og som ifølge dette kapitels indledning udgør sammenligningsgrundlaget, er endvidere beregnet et par priseksempler for de betragtede oliefyrede værkstyper.

Idet der analogt med kul/oliefyrede værker også her må antages en prisreduktion på 1 % pr. år (sml. side 24), kan anlægspriserne for enheder, der idriftssættes senere end 1967, udregnes. Resultatet ses i bilag K 7, hvor priskurverne for idriftsættelsesårene 1970, 1975, 1980 og 1984 er indtegnet på side 1. Priserne for mellemliggende år findes ved interpolation. På siderne 3 og 4 i bilag K 7 findes anlægspriserne for de blokstørrelser, der anvendes i ELSAM-Kraftimport undersøgelsens udbygningsstrukturer.

5.6.1 Oliefyret blokudvidelse uden ombygningsmulighed (idriftsættelse 1967)

Blokeffekt	MW netto	117	235	470	750
Besparelse: Fælles anlæg	kr/kW netto	-27	-27	-27	-27
Bygninger	"	11	9	7	5
Kedler	"	72	67	64	64
Hjælpeanlæg	"	5	5	5	5
Samlede besparelser inkl. tillæg på 14 % til byggerenter, adm. m.v.	kr/kW netto	70	62	56	54
Kul- og oliefyret blokanlægspris	"	835	695	610	580
Ren oliefyret blokanlægspris	kr/kW netto	765	633	554	526
% besparelse	%	8,4	8,9	9,2	9,3

5.6.2 Oliefyret blokudvidelse med ombygningsmulighed (idriftsættelse 1967)

Blokeffekt	MW netto	117	235	470	750
Besparelse: Fælles anlæg	kr/kW netto	-27	-27	-27	-27
Bygninger	"	4	3	2	2
Kedler	"	45	42	40	40
Hjælpeanlæg	"	5	5	5	5
Samlede besparelser inkl. tillæg på 14 % til byggerenter, adm. m.v.	kr/kW netto	31	26	23	23
Kul- og oliefyret blokanlægspris	"	835	695	610	580
Oliefyret blokanlægspris	kr/kW netto	804	669	587	557
% besparelse	%	3,7	3,7	3,8	4,0

5.6.3 Sum af blokuafhængige udgifter til rent oliefyret nyt kraftværk uanset ombygningsmulighed

Besparelse på fælles anlæg	20	mill.kr
Besparelse på bygninger	2,5	"
Besparelse på hjælpeanlæg	7,2	"
14 % tillæg til byggerenter, administration m.v. ..	4,2	"
Samlet besparelse	34	mill.kr

Blokuafhængige udgifter til et nyt kul- og oliefyret kraftværk udgør ifølge side 29 66 mill.kr, hvorfor summen af de blokuafhængige udgifter til et rent oliefyret nyt kraftværk bliver:

$$66 - 34 = 32 \text{ mill.kr.}$$

Dette tal er dog ikke blevet anvendt af Koordinationsudvalget i beregningerne, idet Kraftværksgruppen oprindeligt angav 37 mill.kr. Under det videre arbejde er der opstået så store korrektioner i materialet til bestemmelse af de ovenfor anførte besparelser, at gruppen, til trods for den store usikkerhed på disse tal, har måttet gennemføre disse korrektioner. De 5 mill.kr, sagen drejer sig om, vil ingen væsentlig indflydelse få på Koordinationsudvalgets strukturberegninger. Når korrektionen alligevel er medtaget her, skyldes det udelukkende ønsket om at præsentere afvigelserne fra kul- og oliefyrede værker til rent oliefyrede værker på så korrekt en basis som muligt. Korrektionens størrelse antyder altså intet om, hvilken usikkerhed gruppen tillægger de absolutte værdier af de blokuafhængige udgifter.

Hvordan summen af de blokuafhængige udgifter forfalder gennem værket udbygningstid, er som tidligere nævnt afhængigt af mange forhold, som vanskeligt kan tages i betragtning i denne undersøgelse.

5.6.4 Andre undersøgelser

Kraftværksgruppen er vidende om en række tilsvarende undersøgelser, men på grund af manglende viden om forudsætningerne har gruppen afstået fra en detaljeret sammenligning.

I denne forbindelse bør dog nævnes den ganske gode overensstemmelse mellem gruppens resultater og en tysk undersøgelse således som nærmere refereret på side 55.

Endelig kan der være grund til, trods de nævnte mangler, at referere det resultat, der kan udledes af den for nylig (december 1964) publicerede rapport: "National Power Survey" fra FPC i USA (ref. 9). For enheder i størrelsesordenen 3-500 MW antyder rapportens tal en besparelse fra kulfyrede anlæg til rent oliefyrede anlæg på ca. 12 %. Da intet er specificeret om forskel på priserne for første udbygning og senere enheder, må man antage, at rapportens priser repræsenterer et vejet gennemsnit. Under disse forudsætninger vil det kunne ses, at FPC's 12 % stemmer nogenlunde overens med Kraftværksgruppens resultater.

Kapitel 6

ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR NUKLEARE GRUNDLASTANLÆG

=====

6.1 Indledning

6.1.1 Reaktortype

Elværkernes interesse er først og fremmest knyttet til de industrielt udviklede reaktortyper, idet der lægges afgørende vægt på "at anlægget har den fornødne driftssikkerhed, så det kan indgå i elproduktionen på lige fod med de eksisterende værker" (10). I dag kan kun de amerikanske letvandskølede reaktorer PWR (Pressurized Water Reactor) og BWR (Boiling Water Reactor) samt den engelske gaskølede magnoxreaktor GCR (Gas Cooled Reactor) fuldt ud honorere dette krav. På lidt længere sigt må de tungtvandsmodererede reaktorer HWR (Heavy Water Reactor) og den avancerede gaskølede reaktor AGR (Advanced Gascooled Reactor) formodes at kunne gøre krav på interesse. På langt sigt må overgang til formeringsreaktorer og andre avancerede reaktortyper forventes.

Af hensyn til undersøgelsens omfang har det været nødvendigt at begrænse sig til en enkelt type, og Kraftværksgruppen har fundet det naturligt at koncentrere sig om den letvandskølede reaktor, specielt dampreaktoren BWR. Foruden gennem de ovennævnte bemærkninger motiveres dette valg med, at denne reaktortype vurderes at have en bedre totaløkonomi og gunstigere fordeling mellem anlægs- og driftsudgifter end GCR under de i Danmark herskende økonomiske og driftsmæssige forhold. Endvidere foreligger - blandt andet som følge af Danatoms studieprojekt GAMMA - for dampreaktoren så mange tekniske og økonomiske oplysninger, at en selvstændig vurdering af denne types anlægsomkostninger til en vis grad er mulig.

Såfremt beslutning om bygning af en kraftreaktor skulle tages inden for de nærmeste år, anser gruppen det for sandsynligt, at valget ville falde på en af de letvandskølede reaktorer, men for al senere udbygning kan typevalget ikke diskuteres i dag, fordi de øvrige reaktortypers fremtidige økonomi ikke kan vurderes med tilstrækkelig sikkerhed. Der er dog ingen tvivl om, at letvandsreaktoren endnu i mange år vil være den økonomiske målestok, hvormed andre typers økonomi skal vurderes.

De to letvandskølede reaktortyper PWR og BWR har i de sidste år nærmet sig hinanden i teknisk henseende, og deres økonomi adskiller sig i dag ikke meget fra hinanden. Gruppen er ikke gået i samme detaljer med vurderingen af PWR's økonomi, som tilfældet er for BWR's vedkommende. De mere sparsomme oplysninger, der har været til rådighed for PWR, peger mod lidt større totalomkostninger, men det må samtidig erkendes, at typens konkurrencedygtighed i USA så vel som på verdensmarkedet har været god og undertiden bedre end BWR's. Det er derfor ikke muligt for gruppen at foretrække den ene af disse reaktortyper for den anden, og når hovedvægten i det følgende vil blive lagt på BWR, skyldes dette alene omfanget af de informationer, der var til rådighed for BWR.

6.1.2 Prisbasis

Det diskuteres i alle lande, hvor stor en del af et kernekraftværk der kan leveres af indenlandske firmaer eller af sædvanlige leverandører af kraftværkskomponenter, og hvor stor en del der må ordres i reaktortypens oprindelsesland. En række lande har ofret betydelige beløb på at forøge mulighederne for lokal fabrikation. Kraftværksgruppen har i sine diskussioner berørt dette emne, men har fundet det uden for sin egentlige opgave at trænge til bunds i disse ofte komplicerede forhold og tage stilling til de herunder hørende problemer.

Da de fleste prisoplysninger stammer fra oprindelseslandet, må dettes prisniveau i væsentlig grad afspejle sig i de fremkomne resultater. Bortset fra den mere specielle nukleare del har det dog været forsøgt at fremskaffe prisoplysninger også fra de leverandører, elværkerne sædvanligvis arbejder sammen med, og de herved fremkomne oplysninger er vurderet efter sædvanlig praksis. Herved har man også så godt som muligt sikret sig sammenlignelighed med konventionelle værker.

I store træk vil dette sige, at gruppen for selve reaktoranlægget har anvendt amerikanske priser, men for bygningsarbejder, hjælpeudstyr m.m. erfaringer fra normalt dansk kraftværksbyggeri. Turbogruppen tænkes ordret fra en af de sædvanlige europæiske leverandører.

Der er ingen tvivl om, at en meget stor dansk andel i leverancerne ville øge de her fremlagte anlægsomkostninger betydeligt på grund af førstegangs-udgifterne. Tilsvarende synes i hvert fald at gælde for selv et så stærkt industrialiseret land som Vesttyskland. I 1964 blev der truffet beslutning om bygning af to kernekraftværker af letvandstypen, hvor hovedkontrakterne blev givet til tyske firmaer. Gruppen har konstateret, at de refererede anlægsomkostninger for disse to værker er betydeligt højere end de priser, der her fremlægges, og som mere modsvarer de anlægspriser, der refereres fra amerikansk byggede anlæg og de medio juli 1965 offentliggjorte priser på flere europæiske anlæg. Disse omfatter både anlæg, der er bygget på turnkeybasis, og anlæg, hvor bygherren selv placerer ordrene på det konventionelle udstyr, men i alle tilfælde leveres selve reaktoranlægget og brændsel til dets første kerne af hovedleverandøren.

For prisfastsættelsen gælder i øvrigt de i kapitel 3 nævnte generelle bemærkninger, hvoraf særligt fremhæves, at priserne ekskluderer primære højspændingsanlæg og omsætningsafgifter. Herudover er udgifterne til første kerne som nævnt i rapportens indledning ikke medtaget her.

6.1.3 Arbejdsmetode

Det har været en naturlig sag at tage sit udgangspunkt i anlægsomkostningerne for allerede byggede eller kontraherede værker. Det nødvendige materiale hertil er indsamlet og præsenteres i afsnit 6.2 nedenfor.

Da gruppen indledte sit arbejde, syntes den mest udsigtsrige fremgangsmåde at være den at fremskaffe passende opdelte anlægsomkostninger for et eller flere kernekraftværker, for hvilke der forelå enten kontrakt eller tilbud. Herefter kunne de enkelte poster vurderes ud fra de oplysninger, der i øvrigt forelå, og specielt vurderes i forhold til erfaringerne fra konventionelt kraftværksbyggeri. Denne fremgangsmåde er gennemført i afsnit 6.3.

Efter at dette arbejde var afsluttet, er der tilflydt gruppen adskilligt supplerende materiale, hvorved det i nogen udstrækning har været

muligt at kontrollere beregningerne i afsnit 6.3. Blandt disse skal specielt nævnes oplysninger om de senest kontraherede anlæg og den af General Electric Co. udsendte prisliste, der angiver kontraktpris for et fuldt drifts-klart kernekraftværk (dog naturligvis eksklusive bygherreomkostninger). Dette supplerende materiale er nærmere omtalt i afsnit 6.4.

6.2 Konstaterede byggepriser

En samlet installeret effekt på ca. 22 000 MW kernekraftværker fordelt på lidt over 100 enheder er i dag i drift, under bygning eller i ordre. Heraf tegner den gaskølede, grafitmodererede reaktor sig for 37 enheder med i alt 7900 MW, og de letvandskølede reaktorer bidrager med 36 enheder på tilsammen godt 7400 MW. Af de samlede 22 000 MW er ca. en fjerdedel i drift og knapt halvdelen under bygning. En samlet oversigt er vist på bilag K 9, gengivet i revideret udgave efter ref. 11. Et fortrinligt overblik over kerneenergians nuværende udviklingsstadium findes i øvrigt i ref 12.

Gruppen har for de større enheders vedkommende forsøgt at samle tilgængelige oplysninger om anlægsomkostninger. Disse er vist i tabel og kurveform i bilag K 10. Som venteligt viser de en stærk afhængighed af størrelse og byggetidspunkt. CDL-rapporten (8) har forsøgt at adskille virkningen af disse to parametre gennem en statistisk analyse af omtrent det samme talmateriale. Herved fremkom de på blad 7-9 i bilag K 10 gengivne kurver, der viser specifikke anlægsomkostninger for værker idriftsat henholdsvis år 1960 og år 1970 som funktion af anlæggenes nettoeffekt. Hvis man forudsætter samme afhængighed af tid og enhedsstørrelse for alle reaktortyper, viser resultatet en gennemsnitlig reduktion i anlægsomkostninger på 4 % om året for alle enhedsstørrelser. Variationen med enhedsstørrelse kan udtrykkes som en potensfunktion med potensen 0,36 svarende til en reduktion på 22 % i specifikke anlægsomkostninger ved fordobling af enhedsstørrelsen. De værker, der er blevet kontraheret efter CDL-rapportens udarbejdelse, stemmer godt med de angivne kurver, men det må betones, at spredningen er stor for de ældre anlægs vedkommende.

Nogle få tal fra bilag K 10 skal refereres her for at give et indtryk af anlægspriserne for de nyeste værker. For kommentarer til disse må henvises til bilaget og (13):

Type	Anlæg	Land	MW	I drift	kr/kW netto
BWR	Oyster Creek	USA	515-640	1968	727-890
	Oswego	"	500-600	1968	1035-1245
	Dresden II	"	755-793	1969	760-800
	Oskarshamn	Sverige	400	1970	1170
PWR	Haddam Neck	USA	463	1967	1265
	San Onofre	"	375-430	1967	1340-1540
	Malibu Beach	"	463	1968	1375
	Zorita	Spanien	146-160	1967	1530

Det er nødvendigt at tage ikke uvæsentlige forbehold for de refererede anlægsomkostninger. For det første varierer litteraturoplysningerne ofte fra kilde til kilde, ligesom vurderingen af anlægsomkostningerne for ikke idriftsatte anlæg naturligvis ændres noget, efterhånden som projektet skrider fremad. For det andet har bygningen af en del af de lidt ældre værker nødvendiggjort et vist udviklingsarbejde. Sådanne projektbundne udviklingsomkostninger er somme tider medregnet i de i litteraturen citerede prisoplysninger, men andre gange ikke, blandt andet fordi de ofte er betalt gennem regeringsstøtte. Hvor anlægspriser findes angivet uden nærmere kommentarer, er det også vanskeligt at vide, om de i fuldt omfang dækker bygherrens egne udgifter, og om disse i øvrigt er relevante for projektet, idet de også til tider indeholder udgifter til transmissionsanlæg, boliger eller lignende.

Det er her tilstræbt at medtage de totale udgifter inkluderende byggerenter, administration og udviklingsomkostninger, mens investering i nukleart brændsel samt udgifter uden for selve kraftværket (primære højspændingsanlæg, boliger og lignende) er ekskluderet. Det er kun i isolerede tilfælde muligt at reducere disse anlægsomkostninger til prisen for det fysiske anlæg. Da specielle lokale omstændigheder betinger en stor variation såvel af den fysiske anlægspris som af bygherreudgifterne, er dette forhold en del af forklaringen på den ret store spredning i anlægspriserne, der kan konstateres.

Det vil fremgå af det ovenfor sagte, at de her indsamlede data ikke i sig selv kan danne en tilstrækkelig solid basis for vurdering af anlægsomkostningerne ved bygning af kernekraftværker i Danmark i 1970'erne.

6.3 Bestemmelse af anlægsomkostninger

I dette afsnit gives en vurdering af anlægsomkostningerne for kernekraftværker bygget i Danmark som funktion af byggetidspunkt og enhedsstørrelse. Udgangspunktet har været groft udspecificerede anlægsomkostninger for en 250 MW og en 600 MW enhed. For begge enheder refererer priserne til amerikanske forhold. En vurdering af enkeltposterne på basis af danske forhold og erfaringer fra dansk kraftværksbyggeri i almindelighed er givet i afsnit 6.3.1 og 6.3.2, og i det følgende afsnit opstilles anlægsomkostningerne for enheder idriftsat 1970. I afsnit 6.3.4 anføres en prognose for prisudviklingen, og endelig vurderes besparelser ved opføring af flere enheder på samme byggeplads i afsnit 6.3.5.

6.3.1 Vurdering af standardtilbud på en 250 MW BWR

De jysk-fynske elværker har modtaget to standardtilbud på dampreaktoranlæg. Det første var dateret den 13. april 1962 og omhandlede et anlæg på 194 MW brutto og 185 MW netto. Det andet af 6. december 1963 beskriver et anlæg på 250 MW brutto og 239 MW netto. Hovedvægten vil her blive lagt på det seneste tilbud, men det oprindelige skal dog kort omtales. Det ældste tilbud beskriver en ettryksreaktor med intern dampseparation, og konstruktionen udnytter trykaflastnings-princippet; den er nært beslægtet med Bodega Bay og GAMMA II.

Standardtilbudet forudsætter G.E. som hovedkontrakthaver, hvilket blandt andet giver mulighed for omfattende garantier, dækkende varmeudbyttet

fra det nukleare brændsel, netto-effekten, afleveringstid, garantier for alt udstyr m.m. Om ønsket kan danske elværksfolk deltage i projekteringen. Tilfredsstillende deltagelse af dansk industri er forenelig med denne kontraktform.

Hvad angår økonomien gives ret detaljerede oplysninger om brændselsudgifter samt drifts- og vedligeholdelsesudgifter; anlægsomkostningerne gives derimod kun med ét tal: 203 §/kW netto. Denne pris omfatter foruden levering og opstilling af det fysiske anlæg også alt konstruktionsarbejdet (design), afprøvning og indkøring af anlægget og dets udstyr, ledelse af hele projektet, udarbejdelse af sikkerhedsrapporter m.m. samt et omfattende træningsprogram for værket's kommende stab. Det er således ikke muligt at finde en pris for det fysiske anlæg alene på basis af dette ældre standardtilbud.

Ved en gennemgang af tilbudet blev der i 1962 foretaget følgende grove vurdering af bygherrens totale udgifter:

G.E.'s tilbudspris	1400 kr/kW netto
Uforudseeligt, 5 %	70 "
Bygherrens egne udgifter, 5 %	70 "
Primære højspændingsanlæg (2 mill.kr)	10 "
Skat og forsikring (1 %)	15 "
Byggerenter, 12 % af ovenstående	190 "
Bygherrens startudgifter (6 mill.kr)	25 "
Grund og jordarbejde (8,3 mill.kr)	35 "
Ekstra forvarmere, maskintrafo	30 "
Samlede udgifter	<u>1845 kr/kW netto</u>

Dette skøn er vel det bedste, der kan gives for et 185 MW netto anlæg bygget i Danmark og kontraheret i 1962.

I løbet af 1962 og 1963 fortsatte prisreduktionen for kernekraftværker støt, dels som følge af tekniske forbedringer og større enheder, og dels på grund af den hårde konkurrence. Blandt andet som følge heraf reviderede G.E. den 6. december 1963 sit standardtilbud til de danske elværker. Det foreslåede anlæg er noget større end tidligere, nemlig 250 MW brutto og 239 MW netto, men med principielt samme tekniske udformning. Kontraktformen er som for det første tilbud.

Anlægget tilbydes til 174 §/kW netto (1200 kr/kW) eller 41,6 M § (287 Mkr). Ifølge senere modtagne oplysninger fremkommer dette beløb approximativt på følgende måde:

	mill.kr	kr/kW netto
a. NSSS*)-Design, Engineering, Equipment, Services	106,5	446
b. NSSS-Installation, Testing	17,2	72
c. Reactor Building and Non-NSSS equipment	32,4	136
d. Steam Utilization System	90,5	379
e. Turbine Building & Auxiliaries	23,0	96
f. Waste Facilities	6,6	28
g. Miscellaneous	6,6	28
h. Non-Distributable Costs including Management	4,3	18
Subtotal	<u>287,0</u>	<u>1203</u>
i. Bygherrens omkostninger, ca. 20 % (vurderet af G.E.)	<u>57,0</u>	<u>241</u>
	<u>344,0</u>	<u>1444</u>

*) Nuclear Steam Supply System.

Skønt dette standardtilbud ved redaktionens slutning kun er $1\frac{1}{2}$ år gammelt, anser G.E. det allerede som forældet, idet yderligere prisreduktioner har fundet sted. En vurdering af det sidste tilbuds enkelte poster skal forsøges her, idet man tilstræber tilpasning til samme kontoplan som for konventionelle værker:

ad a og b.

Disse to punkter omfatter de væsentligste poster i hovedkontrakten med General Electric. Selv om de næppe kan analyseres nærmere, kan det dog bemærkes, at de sidste amerikanske kontrakter afspejler lavere komponentpriser end tidligere, og at de her angivne priser er baseret på amerikansk prisniveau. Det er således muligt, at nærmere forhandlinger og undersøgelse af mulighederne for europæisk fabrikation vil kunne reducere priserne en del. Sammenlignet med den senere udsendte prislister fra G.E. synes de her refererede tal at være mindst 25 % for høje. På grund af usikkerheden ved en selvstændig vurdering af disse komponenter, vil tallene dog blive brugt uændret.

ad c og e.

Disse to poster udgør tilsammen 232 kr/kW og omfatter i alt væsentligt kun bygninger (herudover kraner, særlige ventilationsanlæg m.m.). Disse ekstra poster udgør kun en lille del af beløbet, og det kan derfor skønnes, at bygningerne alene udgør i hvert fald 200 kr/kW. Dette er for højt for danske forhold, hvor man for konventionelle værker kan regne med 180 kr/kW. For kernekraftværker bliver enhedsprisen i kr/m³ bygningsvolumen eller i kr/m² bebygget areal noget større (afskærmning). Til gengæld er bygningerne væsentligt mindre såvel i areal som volumen.

For nærmere at vurdere dette forhold er der blevet udarbejdet en selvstændig prisansættelse baseret på 11 stk. plan- og snittegninger i mål 1:300, som ledsagede bygningsbeskrivelsen til tilbudet. Der er ikke foretaget statiske efterregninger, men de på tegningerne viste konstruktioner og vægtykkelser er benyttet ukritisk; der er forudsat ret kraftige jernindlæg i betonen. Da topografiske og geotekniske forhold er ukendte, er der regnet med et udgangsterræn ca. 3 m over havets overflade, lænsning og spunsning svarende til sandjord samt pælefundering.

Resultatet af disse prisberegninger viser, at bygningsarbejderne kan gennemføres for 150 kr/kW eksklusive de andet steds medtagne udgifter til grund og jordarbejder, i alt 15 kr/kW. Det bemærkes, at overslaget indeholder uforudsete udgifter med 20-25 %, og at der i øvrigt er afsat beløb til udsparinger, lys, varme, sanitet, konventionel ventilation osv. Det forekommer derfor rimeligt, at de udgiftskrævende enkeltheder, der uvægerligt dukker op, når detailtegningerne foreligger, kan dækkes af det angivne beløb.

ad d.

Foruden turbine, generator, kondensator, fødevandsforvarmere m.m. som defineret i IFV's kontoplan nr. 511 omfatter denne post også fødevandspumper, højtryksrør etc., som placeres under pkt. g, hvorfor prisen skal reguleres med et tilsvarende beløb. For ikke at anvende amerikanske turbinepriser er der som for konventionelle værker indhentet tilbud fra BBC. På grund af ringere dampkvalitet vil prisen blive noget større end for konventionelle værker.

På basis af oplysninger om dampdata, kølevandstemperatur, forvarmersluttemperatur m.m. har BBC angivet et skøn efter bedste overbevisning. Den opgivne pris omfatter et komplet anlæg, dog naturligvis eksklusive damp- og fødevandsledninger mellem reaktor og turbine, hovedkølevandsledninger,

fødepumper og deres motorer, generatorskinner, transformere, koblingsanlæg etc. Prisen inkluderer 6 % for transport og 9 % for montage, hvilket er lidt mere end antaget for konventionelle anlæg. Omsætningsafgift og told (meget lille, omkring 150 000 kr) er ikke medregnet.

BBC's pris, der i øvrigt stemmer godt med andre erfaringer, er 220 kr/kW, hvilket vil blive anvendt her.

ad f.

Denne post er helt specifik for kernekraftværker og behandles derfor for sig. De 28 kr/kW forekommer ret højt. For Danatoms Gamma-projekt fandtes knapt det halve, men på grund af usikkerheden i vurderingen af denne post forhøjedes beløbet dengang netop til 28 kr/kW på grundlag af oplysninger fra aktuelle anlæg. Med de her antagne 28 kr/kW tillægges denne post altså ikke nogen andel i den siden da stedfundne prisreduktion.

ad g.

Denne post omfatter:

Trp. fra pkt. c og e:	Kraner, ekstra ventilation m.m.
" " "	d: Højtryks- og lavtryksrør, vandbehandlingsanlæg, pumper m.m.
Inkl. i pkt.	g: Egetforsyningsanlæg, nødforsyning, andre elektriske anlæg, diverse instrumentering, diverse hjælpesystemer m.m.

For konventionelle anlæg er alt dette af Kraftværksgruppen anslået til 100 kr/kW. Kernekraftværker stiller dog særlige krav også på dette område, selv om de mest specielle anlæg er medtaget særskilt ovenfor. Der tænkes her på ekstra krav til vandbehandling, specielle kølekredsløb, beholdere og strålingskontrol. Det bemærkes, at reaktorinstrumentering er medtaget under pkt. a. På basis af Danatoms studieprojekter kan disse merudgifter vurderes til 20 kr/kW, hvorefter pkt. g udgør i alt 120 kr/kW. I den senere oversigt er pkt. f og g slået sammen som "andet udstyr".

ad h.

Dette punkt omfatter projektledelse, overvågning af anlægget i indkøringsperioden, udarbejdelse af sikkerhedsrapporter samt uddannelse af driftspersonalet.

For konventionelle værker ville denne post indgå under bygherrens omkostninger, pkt. i. Den vil her blive bibeholdt som en særlig post, dels fordi disse udgifter rimeligvis vil være omfattet af en eventuel hovedkontrakt, og dels fordi de til en vis grad omfatter udgifter, der ikke findes for konventionelle værker.

ad i.

De 20 % er skønnet af G.E. som dækkende grund og byggemodning, told, skatter, forsikring, byggerenter samt bygherrens egne administrationsomkostninger.

Heraf udgør grund og byggemodning en del af anlæggets fysiske anskaffelsespris og bør derfor have egen konto. Udgiften hertil kan anslås til omkring 4 mill.kr eller 15 kr/kW.

Udgifterne til administration og byggerenter er som nævnt på side 17 for konventionelle værker sat til henholdsvis 4 og 10 %. Administrations-

tillægget kan principielt gøres meget lille, fordi al projektering, tilsyn m.m. er indeholdt i de tidligere punkter a, b og i. Hvis dette arbejde for senere anlægs vedkommende overtages af elværkerne, vil administrationstillægget antagelig blive 4 % eller en smule højere, men dette vil så blive modsvaret af reduktioner i de øvrige nævnte poster. På basis heraf har Kraftværksgruppen skønnet et administrationstillæg på 2 % som rimeligt. Det må dog betones, at det første nukleare værk antagelig vil medføre særlige udgifter til uddannelse m.m., som næppe kan dækkes af de anførte 2 %. De 2 % må ses som et rimeligt gennemsnitstal for et udbygningsprogram under den gjorte forudsætning, nemlig at hovedkontrakthaveren er forpligtet til at udføre det væsentligste af dette arbejde.

Byggerenter vil afhænge af betalingsbetingelser og byggetid. Det kan betragtes som rimeligt dokumenteret, at byggetiden næppe vil afvige væsentligt fra de ca. 4 år, der normalt gælder for konventionelle værker. Det har ikke været muligt at fremskaffe detailoplysninger om betalingsbetingelser for nukleare komponenter, men a priori kan der imidlertid ikke ses nogen motivering for, at disse skulle adskille sig særligt fra konventionelt udstyr, og da det tilmed vides, at anlægget opbygges i samme takt som konventionelle anlæg, har man bibeholdt 10 % byggerenter som normalt.

6.3.2 Vurdering af anlægsomkostningerne for en 600 MW BWR

Som repræsentant for 600 MW klassen ville det være naturligt at benytte et af de senest kontraherede værker, altså enten Oyster Creek eller Oswego (Nine Mile Point). For begge foreligger en del detailoplysninger, mest omfattende måske for Oyster Creek, for hvilket anlæg bygherren, Jersey Central & Light Co., har udsendt en detailleret økonomisk rapport (14).

Som anført side 40 er der ret stor forskel på de anlægspriser, de to bygherrer har angivet. Som betonet af Niagara Mohawk selv (15), kan forskellige specielle forhold dog bidrage til en forståelse heraf. På grund af dårligere kølevandsforhold har Oswego f. eks. 5 fødevandsforvarmere i stedet for 3, hvorved er opnået en forøgelse af fødevandstemperaturen med 22°C og en deraf følgende bedre termisk virkningsgrad. Tager man samtidigt vanskeligere funderingsforhold i betragtning, giver dette i alt en meromkostning på 34 mill.kr i forhold til Oyster Creek. Det må også nævnes, at Oyster Creek er en turnkey-kontrakt, hvorimod Niagara Mohawk selv står for opførelsen af Oswego. I sin omkostningsvurdering har Niagara Mohawk været meget konservativ i sit skøn og har senere oplyst, at dette let kan betyde, at de faktiske udgifter bliver 10 % eller ca. 62 mill.kr mindre end oprindeligt beregnet. Endelig skal det anføres, at visse indirekte omkostninger er vurderet væsentligt højere end de tilsvarende omkostninger for Oyster Creek, f. eks. er prisstigninger medregnet med 16 mill.kr for Oswego, en post der er helt udeladt af Jersey Central, se i øvrigt (15).

For ikke at risikere vurdering ud fra prisansættelser, der muligvis kan hævdes at være optimistiske, er det valgt her at anføre Niagara Mohawks overslag for Oswego-anlægget. Det må dog erindres, at ovenstående bemærkninger antyder, at dette overslag er meget konservativt. Oswego's anlægsomkostninger er angivet til:

	mill.kr	kr/kW netto
j. Grund	10,5	17
k. Jordarbejder	4,2	7
l. Bygninger	75,9	127
m. Reaktoranlæg	212,0	354
n. Turbine og generatorsystem	129,3	216
o. Anden elektrisk udrustning	14,0	23
p. Anden udrustning	9,3	15
q. Primære højspændingsanlæg	<u>13,3</u>	<u>23</u>
Direkte omkostninger	469	782
r. Eget ingeniørarbejde	22,3	37
s. Rådgivende ingeniørarbejder	17,3	29
t. Diverse konstruktionsomkostninger	14,4	24
u. Skatter	1,7	3
v. Oplæring, afprøvning etc.	6,9	11
x. Byggerenter	<u>41,4</u>	<u>69</u>
Indirekte omkostninger	104	173
y. Uforudset	31	52
z. Prisstigninger	<u>18</u>	<u>30</u>
Anlægspris i alt	<u>622</u>	<u>1037</u>

Om anlæggets nettoeffekt skal det anføres, at garantien lyder på 515 MW, men at alt konventionelt udstyr er ordret svarende til en effekt på 640 MW, som anlægget forventes at kunne yde. Anlægsomkostningerne er her omregnet til specifikke omkostninger for en effekt på 600 MW som en passende middelværdi for anlægget. Det skal i øvrigt i denne forbindelse bemærkes, at reaktorleverandørerne i dag synes villige til at garantere en større effekt fra samme reaktor end for blot et eller to år siden, sammenlign Dresden 2 med Oyster Creek eller Oswego.

De kommentarer, der kan knyttes hertil, er i en vis udstrækning de samme som i afsnit 6.3.1, men herudover bemærkes især følgende:

ad j og k.

Det fremgår ved sammenligning med ad i, at Niagara Mohawks (N.M.) grundkøb har været dyrt, hvorimod jordarbejderne i sig selv ikke udviser større forskel. Antages forsigtigvis en lidt større totalpris for et 600 MW anlæg end for 250 MW enheden, kan disse to poster tilsammen anslås til 10 kr/kW.

ad l.

For et 250 MW anlæg er bygningspriserne beregnet til 150 kr/kW. Skalaeffekten kan vurderes ud fra konventionelle værker, for hvilke der regnes med en reduktion i de specifikke omkostninger til 65 % for første enhed og godt 80 % for ny blokenhed ved overgang fra en 250 MW enhed til en 600 MW enhed. Antages samme skalaeffekt for kernekraftværker findes bygningsudgifterne til omkring 110 kr/kW. Denne pris forekommer sandsynlig ved sammenligning med Oswego's 127 kr/kW, idet bygningsarbejder normalt er dyrere i USA end i Danmark.

ad m.

N.M. oplyser selv, at den anførte pris er større end det tilsvarende beløb i G.E.-kontrakten, idet den inkluderer konstruktionsarbejde ud-

ført af N.M. selv; dette gælder i øvrigt også for pkt. n. Da G.E.-kontrakten endvidere er baseret på amerikanske priser, må bygning i Danmark kunne reducere dette beløb noget. På grund af manglende mulighed for at vurdere en sådan reduktion, anvendes de 354 kr/kW uændret. Til sammenligning skal det dog anføres, at G.E.'s prislister angiver 266 kr/kW for et komplet reaktoranlæg af denne størrelse.

ad n.

Den opgivne pris for Oswego-anlægget forekommer umiddelbart ret høj, hvilket måske skyldes, at den omfatter en del af det udstyr, der ikke hører hjemme her efter den for konventionelle værker benyttede kontoplan. Imidlertid har vi atter et BBC-tilbud at henholde os til. Med samme omfang som nævnt under punkt d andrager denne pris 170 kr/kW, hvilket synes i god korrespondance med den for konventionelle værker benyttede pris.

ad o og p.

Disse poster er meget små og kan kun forklares ved, at en del af hjælpeudstyret er medtaget under andre poster. Dette kan muligvis samtidigt forklare, at udgifterne under punkt m og n er betydeligt større end venteligt.

Kraftværksgruppen har udfra lignende argumenter som nævnt under punkt f og g vurderet denne post til 124 kr/kW. Skalaeffekten er herved blevet lidt mindre end for konventionelle værker

ad q.

Udgår ifølge Kraftværksgruppens definition af anlæggets omfang, jvf. side 16.

ad r, s og t.

Som for 250 MW enheden anvendes 2 % i administrationsomkostninger. Jvf. i øvrigt ad m, n.

ad u.

Ikke aktuel.

ad v.

Skalaeffekten taget i betragtning forekommer denne post at være i god harmoni med punkt h, hvorfor den medtages uændret som opgivet for Oswego.

ad x.

Der anvendes 10 % som for konventionelle værker.

ad y.

Hverken for konventionelle eller nukleare anlæg medtages en samlet uforudset-post, idet de enkelte poster er vurderet således, at de må antages med sikkerhed at kunne dække samtlige udgifter. Specielt for reaktoranlægget bemærkes, at de anvendte priser er ca. 30 % højere end General Electric's listepreis.

ad z.

Overflødiggøres af Kraftværksgruppens antagelse om priser i 1963-kr.

6.3.3 Sammenfatning af anlægsomkostningsberegning ved idriftssættelse 1970

På basis af ovenstående kommentarer kan anlægspriserne for et 250 MW anlæg og et 600 MW anlæg bygget i Danmark til idriftsættelse i 1970 anslås til følgende:

	kr/kW netto for 250 MW	kr/kW netto for 600 MW
Grund og jordarbejder	15	10
Bygninger	150	110
Reaktoranlæg	518	354
Turbine-anlæg	220	170
Andet udstyr	148	124
Diverse	18	11
Direkte anlægsomkostninger	1069	779
Administration, 2 %	21	16
Byggerenter, 10 %	107	78
Totale anlægsomkostninger	1197	873

Anlægsomkostningernes afhængighed af enhedsstørrelsen svarer ret nær til en reduktion på 20 % i de specifikke anlægsomkostninger ved fordobling af enhedsstørrelsen, eller meget nær netop den værdi, der på side 40 blev fundet ved analyse af konstaterede byggepriser. Sammenlignet med konventionelle enheder er dette udtryk for en meget kraftig størrelsesafhængighed. Den væsentlige årsag hertil er, at omkostningerne til en meget stor del af hjælpeudstyret, f.eks. den nukleare instrumentering kun er lidet afhængig af enhedsstørrelsen.

Det må dog forventes, at skalaeffekten vil aftage noget med stigende enhedsstørrelse, og for enheder større end 600 MW er den derfor skønsmæssigt reduceret således, at en fordobling af enhedsstørrelsen kun bevirker en reduktion på 15 % i de specifikke anlægsomkostninger. En 1000 MW enhed får folgelig en anlægspris på 785 kr/kW netto.

Der kontraheres i dag enheder på op til 800 MW, hvilket er betydeligt mere end det danske net kan acceptere i de nærmeste tiår. Mod slutningen af undersøgelsesperioden vil enheder på op til 1000 MW måske være acceptable, såfremt totaløkonomien i øvrigt taler herfor, og ledningsnettet tillader det. Det forekommer overvejende sandsynligt, at der til den tid foreligger driftserfaringer for så store enheder, og Kraftværksgruppen finder det derfor rimeligt i den økonomiske undersøgelse at overveje enhedsstørrelser op til 1000 MW.

Anlægspriserne er vist grafisk og tabellarisk i bilag K 11, der også viser resultatet af den i næste afsnit angivne prognose.

6.3.4 Prognose for anlægsomkostningerne

Det er naturligvis vanskeligt at opstille prognoser inden for et område, der endnu er i så rivende udvikling. Man kan måske finde delvis beroligelse ved en historisk betragtning af tidligere opstillede prognoser. Heraf vil man nemlig kunne se, at man op gennem årene med større sikkerhed har kunnet opstille prognoser for kernekraftværkernes økonomiske udvikling end for de mere velkendte fossile fyrede anlæg. Dette gælder også for de nyere prognoser (CDL, USAEC), dog på nær Oyster Creek, der har slået bunden ud af alle prognoser.

I hvert fald er de eksisterende prognoser vel nok vort bedste udgangspunkt. USAEC angiver i "præsident-rapporten", (16), en priskurve, der svarer til ca. 20 % reduktion på 10 år. CDL-rapportens analyse, (8), førte til 15 % på 10 år. General Electric har i foråret 1964 angivet et meget lavere skøn, nemlig 5 % på 10 år; denne prognose beskæftiger sig dog kun med anlæg større end 500 MW.

Man må imidlertid erindre, at G.E.'s prognose i modsætning til de to øvrige er fremsat, efter at G.E. har kontraheret om Oyster Creek til betydeligt lavere priser end de øvrige prognoser - og nærværende undersøgelse - har turdet regne med. Med et lavere udgangspunkt må også de forventelige reduktioner blive mindre.

Det er derfor naturligt at lægge mere vægt på USAEC's og CDL's prognoser. Under hensyn til, at udgangspunktet for 250 MW enheder må skønnes at ligge i overkanten, vælges en reduktion på 20 % over 10 år for denne enhedsstørrelse (USAEC), mens vi for 600 og 1000 MW - også med et blik til G.E.'s lave prognose - vælger CDL's mere moderate tal på 15 % reduktion over 10 år.

Med disse antagelser findes:

Totale anlægspriser for første blokenhed

Idriftsat år	1970	1975	1980
250 MW, kr/kW netto	1197	1077	958
600 MW, "	873	808	742
1000 MW, "	785	725	667

Forventningen om fremtidige prisfald er således præget af den anskuelse, at letvandsreaktorerne allerede har gennemløbet størsteparten af deres økonomiske udviklingshistorie, idet de tidligere prisfald i gennemsnit over en længere årrække har udgjort 4 % p.a., således som det allerede har været omtalt ovenfor. Resultaterne er vist i detaljer i bilag K 11.

6.3.5 Blokudvidelse

De besparelser, der kan opnås ved bygning af flere enheder på samme plads, er afhængige af en række forhold, om hvilke det er vanskeligt at udtale sig i dag.

Besparelser vil altid fremkomme gennem mindre udgifter til land, kølevandskanaler, fælles faciliteter som administrationsbygning, kantine, værksted, lager for radioaktivt affald m.m. Yderligere besparelser kan vindes, hvis flere enheder betjenes fra samme kontrolrum, men tilbørligt hensyn må tages hertil allerede ved bygning af første enhed. En meget væsentlig besparelse må endelig tænkes at fremkomme, hvis der opføres flere identiske enheder hurtigt efter hinanden. Ikke alene spares herved konstruktionsarbejde, men alle komponentpriser påvirkes gunstigt heraf. Det er dog næppe sandsynligt, at en sådan fremgangsmåde vil blive fulgt i praksis, da større fordele rimeligvis kan vindes dels gennem bygning af større enheder, hvorved der opstår en større tidsmæssig spredning, og dels ved inkorporering af fremtidige konstruktionsforbedringer, hvorved sandsynligheden for identiske enheder yderligere forringes.

CDL-rapporten, (8), skriver herom, at de specifikke omkostninger for en station med kun én enhed ligger 15 % over de specifikke omkostninger for en station med to enheder af samme størrelse og udformning, som udbygges hurtigt efter hinanden. Med samme argumentation som ovenfor finder man dog,

at dette ikke fuldt ud kan udnyttes, og finder følgende reduktioner mere realistiske: 9 % i 1970, 7 % i 1975 og 5 % i 1980. Disse reduktioner angiver den samlede reduktion i specifikke anlægsomkostninger for en station, der består af to enheder i forhold til en station med en enhed. Faldet med tiden skyldes overgang til større enheder. Herudover regnes med yderligere reduktioner, hvis der bygges mere end to enheder.

Kraftværksgruppen har endvidere foretaget en vurdering af bygnings- og landudgifter ved en blokudvidelse med et 250 MW anlæg og fundet, at disse udgifter er 40 kr/kW mindre end for første enhed. Alene disse besparelser udgør altså 3-5 % af de totale anlægsomkostninger.

På basis heraf har Kraftværksgruppen skønnet, at besparelser på 5 % i specifikke anlægsomkostninger altid kan opnås ved en blokudvidelse, og at besparelsen under gunstige forhold kan nå op på 10-15 %.

I de økonomiske beregninger er der anvendt en besparelse på 10 %.

6.4 Kontrol af anlægsomkostninger

Foruden selv at vurdere anlægspriserne, således som det er gjort i det foregående afsnit, har gruppen selv sagt interesseret sig for de informationer, der kan fremskaffes ad anden vej. Disse har i det store og hele været i overensstemmelse med gruppens konklusioner angående anlægsomkostninger for kernekraftværker.

6.4.1 General Electric's prisliste

Det har været af speciel interesse, at General Electric Co. i september 1964 udsendte en prisliste med angivelse af priser for både reaktor-anlæg og totale kraftværker af BWR-typen som funktion af enhedsstørrelsen. Denne prisliste er gengivet i uddrag i bilag K 12. Som det fremgår heraf, inkluderer priserne for et totalt kraftværk det samme som de i denne rapport anførte priser på nær grund, administration og byggerenter. Reguleres herfor med de beløb, der tidligere er gjort rede for, fås den på bilag K 14 viste kurve, der ganske godt harmonerer med gruppens egne konklusioner.

Nu er General Electric's prisliste baseret på anlæg opført i USA under turnkey-kontrakt, og der kan både findes argumenter for, at et tilsvarende byggeri i Danmark ville blive dyrere, og for det modsatte. Billiggørende faktorer er blandt andet de lavere arbejds lønninger og det billigere bygnings- og entreprenørarbejde. Endvidere må prislistens tal opfattes som en øvre grænse, der angiver General Electric's udgangsposition ved realforhandlinger. Som fordyrende faktorer kan nævnes ekstra transport- og rejssudgifter, tilstedeværelsen af specielle bygherrekrav, som ikke imødekommes af standard-tilbudet, særlige problemer ved den valgte byggeplads og lignende.

Til belysning af prislisten er det interessant at sammenligne med de senere kontraherede General Electric anlæg, først og fremmest Commonwealth Edison's Dresden 2. Det drejer sig om en turnkey-kontrakt tilsyneladende netop af det omfang, som specificeres i prislisten. Kontraktprisen er 526 mill.kr, og anlæggets garanterede effekt er 755 MW netto, og dets forventede effekt er 793 MW. Kontrakten indeholder endvidere, (17), en klausul om, at prisen skal reduceres, såfremt de 793 MW ikke kan nås, hvilket altså er ækvivalent med en garantieffekt større end 755 MW. De specifikke anlægsomkost-

ninger for det fysiske anlæg kommer således til at ligge imellem 660 og 700 kr/kW netto, hvor intervallets nederste del på grund af den nævnte klausul er den sandsynligste. For anlæg af denne størrelse angiver prislisten 760 kr/kW, et beløb, der altså i praksis har kunnet reduceres med 8-13 %. For nærmere detaljer om Dresden 2 henvises til bilag K 10.

Her i Europa har det spanske elselskab Nuclenor i juli 1965 kontraheret et 300 MW anlæg med General Electric. Ved redaktionens slutning var prisoplysningerne herom endnu sparsomme, men oplysninger fra General Electric antyder, at prisen ligger en del lavere end listeprisen. Endvidere har General Electric afgivet tilbud på en 350 MW dampreaktor til det schweiziske elselskab NOK, som imidlertid i juli 1965 ordrede en trykvandsreaktor hos Westinghouse og Brown Boveri. Det er herom oplyst, at General Electric's tilbud var under listeprisen, og at Westinghouse's tilbud var betydeligt lavere. Den samlede anlægspris, formentlig inkluderende alle bygherreudgifter, angives til 50 mill. \$, svarende til ca. 1000 kr/kW.

6.4.2 Oplysninger fra RWE

Kraftværksgruppen har i 1964 fået oplysninger i hænde fra det tyske elselskab RWE, der har bygget de nukleare anlæg i Kahl og Gundremmingen, og som ligger i forhandlinger til forskellig side vedrørende kommende nukleare enheder, om anlægspriser for sådanne værker. RWE's synspunkter synes at være meget nær sammenfaldende med Kraftværksgruppens så vidt angår prisen for det fysiske anlæg. Også RWE omtaler General Electric's prisliste som et loft for BWR-typens anlægsomkostninger og anfører i øvrigt, at samme gunstige totaløkonomi vil kunne påregnes for andre typer. RWE regner imidlertid med væsentlig højere bygherreudgifter end her antaget, hvilket for en væsentlig del skyldes højere skatter og inkludering af omsætningsafgifter med mere. Beregnet på samme måde som gjort i denne rapport synes der således heller ikke her at være væsentlige forskelle i synspunkterne. Specielt bemærkes, at RWE angiver byggetiden for nukleare værker til 4 år fra kontraktunderskrivelse til idriftsættelse med mulighed for reduktion til 3 år, altså snarere noget gunstigere end Kraftværksgruppens antagelser, idet de 10 % byggerenter skønsmæssigt svarer til 4 års reel byggetid.

På figuren i bilag K 14 er RWE's anlægspriser indsat til sammenligning med Kraftværksgruppens konklusioner.

6.4.3 Federal Power Commission's undersøgelse

I (9) har Federal Power Commission sammenlignet de specifikke anlægsomkostninger for kernekraftværker og konventionelle kraftværker. Man har fundet differensen i specifikke anlægsomkostninger som funktion af tid og enhedsstørrelse, idet der er regnet med bygning af mellemstore værker i dag (300 MW) og en med tiden stigende enhedsstørrelse (1200 MW i 1980).

Inkluderende en vis usikkerhed i bestemmelsen, forskelle mellem første og følgende enheder, mulighed for effektøgning ud over garantiværdien m.m. findes på denne måde et bredt bånd for den omtalte differens. Dette bånd viser sig at ligge under og helt adskilt fra et tilsvarende bånd, der kan optegnes på basis af Kraftværksgruppens konklusioner, se bilag K 13. Afstanden mellem de to bånd vil ikke blive mindre ved omregning til procenter på basis af priser for konventionelle anlæg i de to lande.

Selv om FPC-undersøgelsens resultater ikke uden videre kan overføres til vore forhold, er de dog fremkommet ved sammenligning af de to typer

på samme prisbasis, og forskellen mellem de specifikke anlægsomkostninger må formodes at variere mindre fra område til område end de absolutte værdier. Undersøgelsen må således siges at kunne bekræfte, at den af Kraftværksgruppen fundne forskel mellem de to typer specifikke anlægsomkostninger ikke er for lille.

6.4.4 Oskarshamn

Det er af betydelig interesse, at den svenske elværkssammenslutning Oskarshamns Kraftgruppe AB - tidligere AB Atomkraftverk - i midten af juli 1965 har ordret et 400 MW kernekraftværk af dampreaktortypen hos ASEA. Man har her et eksempel på et kernekraftværk, der skal opføres i et land, hvis samfundsøkonomiske struktur i højere grad svarer til Danmarks, end tilfældet er for USA's vedkommende.

ASEA's kontraktpris kan i danske kroner med god sikkerhed skønnes til ca. 370 mill.kr, hvortil kommer bygherreudgifter på knapt 100 mill.kr. De specifikke priser er ca. 1170 kr/kW for anlægget inkl. bygherreudgifter plus ca. 370 kr/kW i brændselsinvestering. Det skal nævnes, at General Electric's listeprijs for et 400 MW anlæg er fra 375 til 395 mill.kr, og at Kraftværksgruppens priskonklusion er 352 mill. 1963-kr eksklusive bygherreudgifter og brændsel. For nærmere detaljer henvises til ref. 19.

6.4.5 Andre kommentarer

I litteraturen kan herudover findes en lang række prisoplysninger, som i de fleste tilfælde ikke beror på primære informationer og derfor ikke skal citeres her. Af større samlede undersøgelser kan nævnes (16) og (8), begge fra 1962. Disse to kilder angiver anlægspriser, der ligger 10-15 % over de her benyttede. Dette synes nærmest at vise, at de sidste par års kraftige prisfald - især på letvandskølede reaktorer - ikke har været let at forudsige i 1961/62.

6.5 Afsluttende betragtninger

Den meget markante reduktion i nukleare værkers anlægsomkostninger, der har kunnet noteres i de allerseneste år, skyldes et komplekst samspil mellem mange faktorer, hvoraf de vigtigste er forsøg og driftserfaringer, teknisk udvikling, øget enhedsstørrelse, større volumen i den nukleare industri og - først og sidst - konkurrence med de konventionelle værker, som har medført stadigt skærpede konkurrencevilkår for den nukleare teknik. I denne situation kan tekniske og i særdeleshed økonomiske erfaringer fra allerede idriftsatte anlæg kun gøre krav på en begrænset interesse.

Det er en given sag, at fastsættelsen af byggepriser for sådanne anlæg ikke hviler på så sikkert et fundament som for konventionelle anlægs vedkommende. De i foregående afsnit omtalte forhold, der harmonerer så påfaldende smukt med Kraftværksgruppens konklusioner, foregiver derfor ikke at afgive et endeligt bevis på disses gyldighed, men må blot ses som udtryk for, at også andre synspunkter end gruppens hovedargumentation fører til omtrent samme resultater.

Tværtimod er det Kraftværksgruppen magtpåliggende at betone, at en undersøgelse som den gennemførte ikke kan forventes at føre til absolut sikre

konklusioner. Det skal i denne forbindelse bemærkes, at nødvendige detailoplysninger om leveringsomfang, leveringsbetingelser og lignende ikke har kunnet fremskaffes fra reaktorleverandørerne på et så præliminært stadium. Hertil kræves en konkret byggeplads og en potentiel kunde!

Kapitel 7

ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR RENT OLIEFYREDE, FORENKLEDE KRAFTVÆRKER

=====

7.1 Indledning

Forenkledte kraftværker defineres som hurtigstartende og fuldautomatiserede anlæg, der tilpasses mellemstore benyttelsestider ved at tolerere en moderat forøgelse af det specifikke varmemeforbrug ved en forenkling og dermed billiggørelse af anlægget.

Kraftværksgruppen vil gerne understrege, at man har været henvist til at behandle denne anlægstype alene ud fra oplysninger om udenlandske studieprojekter.

Der er i dette kapitel kun behandlet forholdene for rene blokudvidelser. Det har ikke været anset for nødvendigt at foretage en særskilt vurdering af de blokuafhængige udgifter ved etablering af et nyt kraftværk, der formodentlig ikke vil afvige væsentligt fra det i kapitel 5 anførte.

En typevalgsoptimering med en given benyttelsestid kan gennemføres, når man kender sammenhængen mellem varmemeforbrug og anlægspris samt de dertil svarende eventuelle ændringer i de øvrige drifts- og vedligeholdelsesudgifter (se de respektive kapitler, 10 og 11). Anlægsprisens afhængighed af det specifikke varmemeforbrug søges belyst i dette kapitel, der hovedsageligt er baseret på en ret omfattende, tysk optimeringsundersøgelse.

En billiggørelse af de konventionelle anlæg opnås ved at bygge dem alene til oliefyring og ved anvendelse af dårligere dampdata. Brændselsgruppens konklusion om oliens stigende betydning understreger interessen for denne anlægstype. Den kurve, der angiver den søgte sammenhæng mellem specifikt varmemeforbrug og specifik anlægspris, må derfor tage sit udgangspunkt i pris og varmemeforbrug for et rent oliefyret grundlastværk, som ikke kan ombygges til kulfyring.

Da anlægsprisen er angivet som procent af prisen for kul/oliefyrede grundlastanlæg, vil de heraf bestemte priser gælde under de samme forudsætninger, som er anført for anlæg med kombineret fyring, hvilket blandt andet også vil sige, at minimumslasten er 30 %. Merudgiften for lavlastanlæg, der muliggør drift ned til 20 % af maksimal ydelse, er behandlet i kapitel 13.

7.2 Bestemmelse af besparelse i forhold til kulfyrede grundlastanlæg

På basis af en grundig tysk undersøgelse, der er udført af Siemens på foranledning af HEW (Hamburgische Electricitäts-Werke), og som er offentliggjort i Siemens Zeitschrift januar-februar 1964, er optegnet de i bilag K 15 viste kurver over den søgte sammenhæng, der er angivet for oliefyrede blokudvidelser på 150 MW.

Resultatet er angivet i procent af den specifikke anlægspris for et tilsvarende kul- og oliefyret grundlastværk. For at lette overskueligheden er procentskalaen som eksempel desuden omregnet til kr/kW på basis af Kraftværksgruppens pris for en 150 MW kulfyret grundlastenhed idriftsat 1970, hvorved bilag K 15's 100 % bliver lig med 761 kr/kW netto.

I Siemens Zeitschrift er besparelserne ved de forskellige undersøgte blok-udførelser (pkt. 1 - 10a og oliefyret grundlast) i forhold til det kulfyrede grundlastværk angivet i DM, uden at prisen for sidstnævnte er anført. HEW, der som før nævnt har foranlediget den tyske undersøgelse, har dog tidligere opgivet kulfyrede værkers prislag som 450-500 DM/kW. Benyttes disse to priser som grundlag, kan to sæt procentiske besparelser udregnes repræsenteret af kurverne I og II på bilag K 15, således at den sandsynligste besparelse må antages at ligge mellem de to kurver.

Alle punkterne 1-10 repræsenterer blokke med dampdata 90 ato, 495°C i forskellige turbineudførelser, medens pkt. 10a repræsenterer dampdata 110 ato og 525°C.

Det bemærkes, at bilag K 15 viser, at den tyske undersøgelse finder en besparelse ved oliefyret grundlast i forhold til kulfyret grundlast på ca. 11 %. Den tyske undersøgelse har anvendt 2180 kcal/kWh som svarende til grundlast, hvor Kraftværksgruppen regner med 2150 kcal/kWh. Forlænges kurven som vist i bilag K 15 bagud til dette varmemeforbrug, findes en besparelse på ca. 9½ %, hvilket svarer nogenlunde godt til Kraftværksgruppens resultat, knap 9 %, navnlig når det tages i betragtning, at ikke alle detaljer i det tyske grundlag kendes.

7.3 Kontrol af besparelser

Den nævnte tyske undersøgelse er forsøgt sammenlignet med lignende oplysninger fra AEG vedrørende spidslastturbiner. Her har AEG's kraftværksafdeling anført, at der regnes med anlægspriser mellem 290 og 300 DM/kW for en 150 MW dampspidslasten med varmemeforbrug fra 2750-2850 kcal/kWh.

Benyttes kombinationen 295 DM/kW og 2800 kcal/kWh, og sammenlignes med henholdsvis 500 og 450 DM/kW analogt med foregående afsnit, fås 41 og 34 % besparelse respektive, hvilket i bilag K 15 afbildes i punkterne 1 og 2, dvs. noget under det område, der afgrænses af de to kurver.

Endnu en sammenligning er forsøgt ved indhentning af følgende orienterende tilbud:

- a) Hos AEG er indhentet tilbud på en 150 MW spidslastturbine for 90 ato, 495°C, 0,08 ata, 4 udtag. Denne type turbine er nærmere beskrevet i faglitteraturen.

Prisen er 12,6 mill.DM, som skal sammenholdes med AEG's orienterende 150 MW grundlastturbinepris på 17,5 mill.DM.

Besparelsen på turbinekontoen udgør følgende ca. 28 %.

- b) Hos Steinmüller er indhentet tilbud på en kedel som vist i Siemens Zeitschrift februar 1964, side 89, billede 2.

Prisen er 11 mill.DM inkl. lavlastarrangement og montage, men ekskl. reguleringsudstyr.

Sammenholdes med KSG's pris for en tilsvarende udstyret grundlastkedel

på 17 mill.DM, findes en besparelse på ca. 35 %.

Ved at skønne over besparelserne på de mindre hovedgrupper fås her-
efter følgende (hvor første kolonne er taget fra bilag K 6):

Anlægsdel	Procentisk andel i blok-prisen	Anslået besparelse %	Besparelse i % af hele blok-prisen
Fællesanlæg	1,5	0	0
Bygninger	18,5	ca. 20	3,7
Kedelanlæg	32,5	35	11,4
Turbineanlæg	32	28	9,0
Hjælpemaskiner + røranlæg	11	ca. 30	3,3
Elektrisk ud- rustning	4,5	0	0
	100		27,4

Varmeforbruget i bedstpunktet opgives af AEG til 2370 kcal/kWh for turbinen. Med en kedelvirkningsgrad på 0,91 (Steinmüller opgiver 0,915) og et egetforbrug på 5 % fås ca. 2740 kcal/kWh netto.

Disse resultater er afbildet som punktet K i bilag K 15 (2740 kcal/kWh, 73 %). Kontrolpunktet angiver altså en lidt mindre besparelse (27 %) end det af de to kurver afgrænsede område ved dette varmeforbrug (ca. 29 til 32 %).

Gruppen mener dog, at grundlaget for dette kontrolpunkt ikke er tilstrækkelig godt til, at der skal tages hensyn til en så lille afvigelse fra resultatet af den langt mere omfattende tyske undersøgelse.

7.4 Blokstørrelser

Undersøgelsen har principielt kun beskæftiget sig med blokstørrelser på 150 MW, men efter forespørgsler i Tyskland hos AEG anser gruppen det for rimeligt, at resultaterne, udtrykt som procentisk besparelse, kan anvendes generelt for alle blokstørrelser op til ca. 250 MW.

7.5 Konklusion

Kraftværksgruppen har som konklusion valgt de kombinationer af varmeforbrug og procentisk besparelse, der bestemmes af punkterne A og B i bilag K 15 til at repræsentere sammenhængen mellem disse størrelser for de forenkede værker indtil ca. 250 MW blokeffekt. Dette betyder, at hvis man vil acceptere, at bedstpunkt-varmeforbruget hæves fra 2150 til 2500 eller 2900 kcal/kWh netto, kan der opnås henholdsvis ca. 25 % og 33 % besparelse i

anlægsprisen i forhold til et kul- og oliefyret grundlastanlæg.

Idet denne sammenhæng må antages at være gældende gennem hele undersøgelsesperioden (1970-84), kan de specifikke anlægspriser for forenkledede dampkraftværker beregnes ud fra resultaterne i kapitel 4. Resultatet ses i bilag K 7, dels på oversigtskurvebladet side 1 og dels i tabellen på bilagets side 5, hvor anlægsprisen er udregnet for de blokstørrelser, der anvendes af denne type i ELSAM-Kraftimportundersøgelsens udbygningsstrukturer.

Valget af punkterne A og B i bilag K 15 til at repræsentere sammenhængen mellem besparelse og varmekonsum forhindrer naturligvis ikke, at der ved kurveinterpolation mellem punkterne kan findes andre samvirkende værdier, om dette måtte ønskes.

7.6 Sammenligning med andres resultater

Til sammenligning anføres et par tal fra USA (FPC, National Power Survey 1964, ref. 9). Her opgives en besparelse på 20-30 \$/kW i forhold til standard grundlastanlæg, uden at det nærmere specificeres, om disse "standard"-anlæg er kul- eller gas/olfyfede. Ifølge samme kilde ligger prisen for kulfyrede grundlastenheder på ca. 300 MW omkring 125 \$/kW, medens den tilsvarende pris for olie- eller gasfyrede anlæg er 110 \$/kW.

Hvis "standard"-anlægget er kulfyret, er forskellen efter vor definition de angivne 20-30 \$/kW, hvilket svarer til 16-24 %.

Hvis derimod "standard"-anlægget er rent oliefyret, er forskellen mellem et kulfyret anlæg og et forenklet anlæg 35-45 \$/kW, hvilket svarer til 28-36 % besparelse i forhold til det kulfyrede anlæg.

Endvidere anføres, at der er afgivet "turn key" tilbud på 65 \$/kW for forenkledede værker fra 135 til 400 MW, hvilket med normale amerikanske byggeudgifter skulle svare til en total pris på ca. 65 \$/kW + 20 % = 78-80 \$/kW. Sammenlignes atter med FPC's standardpris for kulfyrede grundlastenheder 125 \$/kW, svarer dette til en besparelse på ca. 37 %.

Varmeforbruget for den refererede amerikanske enhed angives til ca. 3100 kcal/kWh.

Sammenholdes disse oplysninger med gruppens resultater, ses det, at FPC-tallene i hovedsagen understøtter Kraftværksgruppens konklusion.

Kapitel 8

ANLÆGSOMKOSTNINGER FOR GASTURBINEANLÆG TIL DÆKNING AF SPIDSKRAFTBEHOV

=====

Som nærmere begrundet i kapitlet om typevalg, side 14, er der i det følgende hovedsagelig taget hensyn til den enkle industrigasturbine uden særligt udstyr til forbrænding af svær olie eller særlige forholdsregler til opnåelse af et lavt bedstlastforbrug og en flad varmekraftforbrugskurve. Der er betragtet enhedsstørrelser fra ca. 15 MW til ca. 50 MW.

Det indsamlede materiale har kun givet basis for at angive én fast specifik pris uafhængig af enhedsstørrelsen, idet der samtidigt regnes med, at prisen som for de konventionelle dampkraftanlæg falder 1 % om året på grund af forbedrede fremstillingsmetoder m.v.

8.1 Forudsætninger

Der er indhentet oplysninger fra en række virksomheder, dels som præliminære tilbud og dels som mere generelle oplysninger.

Disse firmaer er: BBC, STAL-LAVAL og Bristol Siddeley samt AEG, ALSTHOM og til dels Nuovo Pignone som licenshavere for amerikansk General Electric.

Den søgte anlægspris kan opdeles i:

- Maskinpris (komplet inkl. alt hjælpeudstyr)
- Transport
- Montage på stedet
- Byggearbejder
- Brændslager med tilhørende udstyr
- Administrations- og byggerentetillæg.

Det er forudsat, at der kan opnås toldfrihed, og endvidere er der, som anført på siderne 7 og 16, set bort fra omsætningsafgift, primære højspændingsanlæg m.v. Endelig er der set bort fra udgifter til grund og diverse fællesanlæg, da gasturbineanlæggene, der har et ret ringe pladsbehov, tænkes anbragt på eksisterende værker eller transformerstationer, hvor plads er til rådighed.

8.2 Maskinpris

For enheder, der drives med dieselolie, gas eller andet brændsel, der ikke kræver forbehandling, har man fået oplyst følgende maskinpriser:

Fabrikat	Ydeevne MW netto	Pris kr/kW netto	Bemærkning
AEG	3 x 16,4	396	fob Hamburg
Alsthom	3 x 16,4	370	fob Antwerpen
BBC	35-60	370-390	ab Schweiz-grænse
STAL-LAVAL	11-50	400-320	

Bortset fra STAL-LAVAL's 11 MW jet-enhed er ovennævnte maskiner alle industrigasturbiner.

Alle priserne er eksklusive fragt, montage på stedet, brændsels-lager og primære højspændingsanlæg (med generatortransformer), medens alt øvrigt udstyr forudsættes inkluderet.

I de oplysninger, der er fremkommet om G.E.'s gasturbineserie, findes også priser på ganske tilsvarende basis for større enheder. De specifikke priser er lidt højere end angivet ovenfor, og montagetiden er væsentlig længere end for de mindre enheder. Årsagen hertil skal søges i, at "package-power" enheder, dvs. fabrikssamlede og -afprøvede standardenheder, ikke leveres med ydeevner større end de angivne 15-17 MW. For BBC's vedkommende er der en tilsvarende nedadgående tendens i den specifikke pris for anlæg med identisk leveringsomfang, når enhedsstørrelsen reduceres fra 60 til 35 MW. For STAL's vedkommende opnås tilsyneladende en reduktion i den specifikke pris ved stigende enhedsstørrelse inden for det betragtede størrelsesområde.

På dette grundlag har gruppen skønnet, at variationen i den specifikke pris med enhedsstørrelsen for gasturbiner vil være væsentligt mindre, end tilfældet er for dampkraftanlæg. Med de sparsomme og til dels modstridende oplysninger, der er til rådighed på dette punkt, har man måttet begrænse sig til at angive én pris uafhængig af enhedsstørrelsen.

Gruppens vurdering på denne baggrund er, at ca. 380 kr/kW netto er en repræsentativ maskinpris for en gasturbineenhed idriftsat i 1967.

Til sammenligning kan anføres, at oplysninger fra Bristol Siddeley angående et multipel jet-gasturbineanlæg på 70 MW antyder en maskinpris for sådanne anlæg på 350 til 370 kr/kW netto, ligesom oplysninger fra BBC om et tilsvarende anlæg med ca. 50 MW ydeevne giver en maskinpris på godt 300 kr/kW.

Det bør endvidere nævnes, at gruppen gennem STAL-LAVAL's og BBC's oplysninger har fået mulighed for en sammenligning med gasturbineanlæg for tung olie. STAL-LAVAL's oplysninger antyder et maskinprislag på 435-445 kr/kW netto for en 41 MW enhed, en pris, der er direkte sammenlignelig med de 320 kr/kW i tabellen. BBC's oplysninger giver et maskinprislag fra 400 til 435 kr/kW netto, dog eksklusive oliebehandlingsanlæg.

8.3 Transport

På basis af styklister m.v. for G.E.'s "package power unit" (16 MW luftkølet enkel industrigasturbine) er transportudgiften fra europæisk havn til "et sted i Danmark" via København, Århus eller lignende havn vurderet til 45 000 - 50 000 kr pr. 16 MW enhed, svarende til ca. 3 kr/kW, som gruppen skønner kan anvendes generelt også for andre gasturbineanlæg.

8.4 Montage på stedet

For "package power" enhederne er det oplyst, at arbejdsindsatsen ved montage på stedet (maskinprisen inkluderer jo montagen i fabrikken) kun er 2000-2500 mandtimer over 2-5 uger, halvt faglært og halvt ufaglært, hovedsagelig som lokal arbejdskraft.

Endvidere findes oplyst en specifikation fra G.E. og AEG af de samlede ekstraudgifter ud over maskinprisen. Her er alene arbejdslønninger opført med 2,50 \$/kW eller ca. 280 000 kr for 16 MW enheder. Med de ovenfor anførte 2500 mandtimer fås gennemsnitlig 110 kr/mandtime, et højt tal for danske forhold, men måske ikke så helt urimeligt for amerikanske.

Idet udgiften pr. mandtime bør reduceres væsentligt for at stemme overens med danske forhold, hvorimod det nødvendige antal mandtimer forsigtigvis bør forøges noget, kan montagen vurderes til ca. 10 kr/kW for fremtidige anlæg.

8.5 Byggearbejdet

For "package power" enhederne består dette hovedsageligt af etablering af et ret simpelt fundament. G.E. angiver 1,80 \$/kW ~ godt 3 % af maskinprisen.

STAL-LAVAL regner (i modsætning til "package power" enhederne) med betonbygning og kølevandskanaler ved de større enheder. Denne udgift kan på basis af STAL-LAVAL's oplysninger vurderes til mellem 10 og 20 % af maskinprisen afhængig af typen.

Den søgte gennemsnitlige byggeudgift for alle typer gasturbiner ligger utvivlsomt i det herved fremkomne interval (3 til 10-20 %) og måske nok nærmest STAL-LAVAL's 10-20 %. Dette begrundes med, at G.E.-prisen forudsætter en ret kneben og enkel pladebygning (som endda for en del er inkluderet i maskinprisen), anbragt på et simpelt fundament, der ikke kompliceres af kølevandskanaler og lignende, da disse enheder er luftkølede (via lukket vandkølesystem).

Den del af det refererede materiale, der var kendt for gruppen ved den oprindelige prisvurdering, resulterede i, at byggeudgiften blev sat til ca. 9 % af maskinprisen. Med de senere fremkomne supplerende oplysninger er der, som det fremgår af det foregående, grundlag for en lidt højere vurdering, men denne lille rettelse er ikke foretaget.

8.6 Brændselslager med tilhørende udstyr

Når hensyn tages til den påtænkte anvendelsesform, vil en gruppe gasturbiner på i alt 50 MW kræve en brændselslagerkapacitet på ca. 5000 m³, svarende til forbruget i godt 250 timer ved fuld last.

Den samlede udgift hertil vil sandsynligvis udgøre 6-700 000 kr eller omkring 13 kr/kW.

Til sammenligning kan anføres, at STAL-LAVAL's tal antyder brændselslagerudgifter op til 15 kr/kW.

8.7 Samlet anlægspris

Den samlede anlægspris bliver herefter:

Maskinpris (komplet anlæg)	380 kr/kW
Transport	3 "
Montage på stedet	10 "
Byggearbejder, 9 % af 380 kr	34 "
Tankanlæg	13 "
	<u>440 kr/kW</u>

Herudover må der regnes med tillæg til dækning af udgifter til administration, tilsyn og byggerenter.

Administration og tilsyn anslås til de samme 4 % som ved almindelige kraftværker (der er argumenter for såvel forøgelse som formindskelse, det første på grund af anlæggenes ringe størrelse og det andet på grund af "package power" systemet).

Byggerente for normale værker med 4 års byggetid er på side 17 anslået til 10 %. Da byggetiden for gasturbineanlæggene er fra ét til halvt andet år, må man vente, at udgifterne til byggerenter reduceres til knapt 1/3, dvs. til 3 %.

Den totale anlægspris bliver herefter:

$$440 \text{ kr/kW} + 4 \% + 3 \% \cong 470 \text{ kr/kW.}$$

Denne pris gælder som tidligere nævnt i området 15 til 50 MW og forudsætter idriftsættelse i 1967.

Som nævnt i begyndelsen af dette kapitel, antages det, at realværdiprisen reduceres med 1 % p.a., hvorefter priserne gældende for senere idriftsættelsesår kan udregnes. Resultatet er vist i nedenstående tabel.

Specifik anlægspris i kr/kW netto for enkle 15 - 50 MW gasturbinedrevne enheder i forskellige idriftsættelsesår															
År	1970	-71	-72	-73	-74	-75	-76	-77	-78	-79	-80	-81	-82	-83	-84
Pris	456	451	446	442	437	433	428	423	419	414	409	405	400	395	390

8.8 Brændsel

På trods af at det strengt taget ligger uden for Kraftværksgruppens opgave, er der her medtaget en kort omtale af de specielle forhold, der gælder for gasturbinebrændsel. Priser og leveringsforhold er fremskaffet med assistance fra medlemmer af Brændselsgruppen.

Undersøgelserne har sandsynliggjort, at let-benzin (light virgin naphta) er det fordelagtigste gasturbinebrændsel til trods for, at dette rangerer i fareklasse I.

De ovenfor anførte priser antages at inkludere de ekstraforanstaltninger, som måtte være nødvendige for brugen af et sådant materiale.

Det er oplyst, at let-benzin kan fås for 13,5 - 14 kr/Gcal på langtidskontrakter leveret i kvanta på 2-3000 tons ad gangen, således som det vil forekomme rimeligt ved drift af 50 MW spidskraft.

Til sammenligning kan anføres, at dieselolie, som man ellers normalt ville benytte til spidslastdrift af industrigasturbiner her i landet, vil koste mindst 16 kr/Gcal under de samme betingelser.

Til beregningerne benyttes 14 kr/Gcal.

Kapitel 9

SPECIFIKKE VARME- OG MARGINALFORBRUG

=====

I dette kapitel bestemmes de specifikke varmeforbrug og tilhørende marginalforbrug som funktion af belastningen for fremtidige enheder af alle omhandlede kraftværkstyper. (Marginalforbruget defineres som hældningen af totalnettoforbrugskurven - det specifikke nettovarmeforbrug ganget med den tilhørende effekt - og er altså lig med varmeforbruget for den næste kWh, der kan produceres).

Varmeforbrug og marginalforbrug for kendte enheder er angivet i bilag K 1, der kommenteres i kapitel 1.

For alle nye dampkraftanlæg præsenteres resultatet dels som kurver over varmeforbrugets afhængighed af belastningen, udtrykt i forhold til varmeforbruget i bedstpunktet, og dels ved sidstnævnte varmeforbrugs størrelse som funktion af de i undersøgelsen forekommende kraftværkstyper og -størrelser. For gasturbiner angives kun varmeforbruget ved hel og halv last.

Ved bestemmelsen af varmeforbrugene er ikke taget hensyn til reguleringstabene, der normalt kun udgør nogle få procent, og som i øvrigt ikke varierer væsentligt fra alternativ til alternativ.

9.1 Kulfyrede grundlastanlæg

Kraftværksgruppen har som nærmere omtalt i kapitlet om typevalg, side 12, besluttet sig til kun at betragte anlæg med enkelt mellemoverhedning og dampdata 180 ato/540°C/540°C.

I bilag K 17, side 1, der viser sammenhængen mellem varmeforbruget i bedstpunktet (kcal/kWh netto) og blokstørrelsen (MW netto), er indtegnet en række punkter, der dels repræsenterer de større danske enheder, dels firma-oplysninger fra BBC, Westinghouse og AEG. Skemaet på bilaget giver nærmere oplysninger om forudsætningerne for de enkelte punkter.

Den kurve, der er mærket "kombineret kul/oliefyrede anlæg", og som ved de mindre blokke følger den punkterede kurve, repræsenterer efter gruppens opfattelse en middelvejskurve for punkterne og giver derfor ikke alene udtryk for variationen med blokstørrelsen, men er også påvirket af variationerne i dampdata og lignende fra enhed til enhed.

Dette forklarer den store stigning i varmeforbruget ved de mindre enheder. En anden større afvigelse ses ved punkterne 15 og 16, der ligger en del over den indtegnede, næsten vandrette kurvedel; grunden til denne afvigelse er, at AEG har regnet med stigende modtryk for større enheder i et forsøg på at holde lavtryksdelens størrelse nede med deraf følgende besparelser i anlægsprisen, se skema side 21, medens BBC har forudsat konstant modtryk uafhængigt af turbinestørrelsen.

Det er gruppens opfattelse, at varmeforbruget i bedstpunktet med de anvendte forudsætninger om dampdata fremover vil følge den i bilaget viste

kurve, dog med den begrænsning, at stigningen med faldende blokstørrelse under 200 MW ikke bliver nær så kraftig som vist ved kurven. Det fremtidige forløb antages på dette sted at følge den fuldt optrukne kurve (retning mod pkt. 3, Skærbækværkets 103 MW enhed), idet alle enheder som nævnt i kapitlet om typevalg forudsættes at benytte samme kredsprocestype med samme dampdata. Den historiske udvikling understøtter denne opfattelse, se bilag K 16, som er angivet af Westinghouse (side 945 i ref. 18).

På grundlag af ovenstående konklusion er der i regnemaskineprogrammet anvendt følgende varmemeforbrug i bedstpunktet for de betragtede enhedsstørrelser:

Blokeffekt	MW netto	190	235	300/370	470	600	750	940
Varmeforbrug i bedstpunkt	kcal/kWh netto	2170	2147	2144	2143	2142	2140	2138

Som det ses, er variationen minimal, og denne variation er da også kun medtaget af hensyn til opstilling af præferencelister for start af enheder i forbindelse med regnemaskineprogrammet.

For anlæg fra 235 til 750 MW netto har gruppen opstillet to alternative varmemeforbrugskurve-former. Kurverne er med deres respektive marginalkurver optegnet i bilag K 17, side 2.

Det første alternativ svarer til udformningen af flertallet af de store højøkonomiske anlæg, der er under opførelse i Danmark i 1964/65. Som model er benyttet ASV 3. Kurven er udglattet, således at det knæk, der er ved ca. 54 % last stammende fra start af fødepumpe nr. 2, forsvinder. Dette skulle være en rimelig antagelse for fremtidige større anlæg, hvor man sandsynligvis må regne med turbinedrevne fødepumper, således at egetforbruget vil ændre sig væsentligt mere jævnt med belastning end ved eldrevne pumper. Endvidere er kurven ekstrapoleret ned til 20 % last på grund af muligheden for anvendelse af enheder med lavlastudstyr.

Det andet alternativ er opstået ud fra ønsket om at opnå et mindre varmemeforbrug ved dellast, hvilket kan realiseres ved at flytte bedstlastpunktet til en lavere belastning. Som model for dette alternativ er benyttet Studstrupværkets kurve. Dette valg vil ikke få indflydelse på Kraftværksgruppens øvrige konklusioner angående grundlastenheder, herunder specielt anlægspriserne.

9.2 Rent oliefyrede grundlastenheder

Forholdene er her ganske analoge med de kulfyrede værker bortset fra, at varmemeforbruget er en smule mindre hovedsageligt på grund af et mindre egetforbrug og bedre kedelvirkningsgrad.

Denne reduktion udgør i henhold til erfaringer fra Asnæsværket ca. 1 % ved fuld last og ca. 1,6 % ved minimumlast, hvilket efter alt at dømme kan forbedres yderligere ved enheder, hvor drift med meget lille luftoverskud er mulig. Da oplysningerne om erfaringsresultater på dette område endnu er

ret sparsomme, har gruppen besluttet at fastholde Asnæs-tallene til prognosen, der derfor for bedstpunkt-varmeforbrugets vedkommende bliver som vist ved den underste kurve i bilag K 17, side 1.

Den lille stigning i bespareelsesprocenten med faldende belastning vil ikke medføre nogen væsentlig ændring i de to alternative varme- og marginalforbrugskurvesæt i bilag K 17, side 2, der derfor også antages at gælde for oliefyrede grundlastenheder.

9.3 Nukleare grundlastenheder

For at bibeholde konsekvensen i opstillingen af udgifts- og driftsparametrene for de nukleare værker må der her som andetsteds i denne undersøgelse benyttes tal for netop den type kernekraftværk (BWR), der er valgt som reference. De nedenfor anførte betragtninger og tal kan ikke forventes at gælde for andre kernekraftværkstyper, selv ikke den beslægtede PWR-type.

De indhentede oplysninger om nettovarmeforbrugets variation med belastningen har vist sig at være utilstrækkelige, hvorfor gruppen selv har beregnet dette ud fra fabrikantoplysninger om turbinens varmeforbrugskurve samt en vurdering af en BWR-reaktors nyttevirkning og værkets egetforbrug.

9.3.1 Reaktorens nyttevirkning

Reaktorens nyttevirkning kan i praksis sættes til 100 %, dels fordi varmetabet til omgivelserne er uhyre ringe i forhold til den udviklede varmeenergi, og dels da andre former for energitab, som de f. eks. kendes fra kedler, ikke forekommer i et sådant omfang ved reaktoranlæg, at nyttevirkningen påvirkes væsentligt.

9.3.2 Bruttovarmeforbruget

Bruttovarmeforbruget bliver herefter praktisk talt lig med turbo-gruppens varmeforbrug. I forbindelse med de indhentede orienterende tilbud af 23.6.64 på turbiner til 250 og 400 MW BWR-kraftværker fra BBC er oplyst en kurve over variationen i turbogruppens varmeforbrug fra ca. kvart til fuld last. Såvel bedstpunkt som kurveform er ens for de to maskinstørrelser. For 600 MW turbiner opgiver BBC et fuldlastforbrug, der er knapt 2 % større, medens kurveformen er uændret. Da oplysningerne for denne sidste maskinstørrelse indtil videre kun foreligger som overslagsberegninger og dermed er behæftet med nogen usikkerhed, samt da forholdene utvivlsomt er analoge med AEG kommentaren på side 63, mener gruppen ikke, at der er grundlag for at specificere ændringer i varmeforbruget som funktion af maskinstørrelse. Gruppen anser derfor BBC-kurven for 250 og 400 MW enheder, hvis bedstpunkt er 2555 kcal/kWh, for at gælde for alle de i undersøgelsen behandlede maskinstørrelser.

9.3.3 Nettovarmeforbruget

Nettovarmeforbruget kan findes af bruttoforbruget, når egetforbrugets variation med belastningen er kendt. Den anvendte egetforbrugsvariation er udregnet på basis af GAMMA II, som giver de fyldigste oplysninger om egetforbrugets opdeling.

Fødepumpers og recirkulationspumpers effekter er angivet direkte i GAMMA II. De øvrige pumpeforbrug er taget fra GAMMA I og skønnes at kunne overføres til GAMMA II uden ændringer, dog er det samlede egetforbrug 1 MW mindre for GAMMA II end for GAMMA I.

Egetforbrug ved fuldlast (221,5 MW brutto):

Fødepumper	(2 x 2,660 MW)	=	5,32 MW
Recirkulationspumper	(3 x 0,390 ")	=	1,17 "
Kølevandspumper	(4 x 0,230 ")	=	0,92 "
Kondensatpumper	(2 x 0,265 ")	=	0,53 "
Ejektorpumpe	(1 x 0,150 ")	=	0,15 "
Andet			<u>2,41 "</u>
Totalt egetforbrug			<u>10,5 MW</u>

$$I \% \text{ af bruttoeffekt } \frac{10,5 \cdot 100}{221,5} = 4,8 \%$$

Egetforbrugets variation med belastningen er fundet ved at antage, at recirkulationspumper, ejektorpumper og "andet" kører med konstant effekt uanset belastningen, medens den ene fødepumpe og den ene kondensatpumpe tages ud ved ca. 50 % belastning (tomgangsforbrug for fødepumper ca. 50 % af fuldlasteffekt). Kølevandspumperne standses, efterhånden som belastningen kommer under 75 %, 50 % og 25 % af fuldlast.

Som eksempel er udregnet egetforbrug ved en bruttobelastning på 25 %:

Fødepumper	(75 % af 2,66 MW)	2,00 MW
Recirkulationspumper	(uændret)	1,17 "
Kølevandspumper	(1 x 0,230 MW)	0,23 "
Kondensatpumper	(75 % af 0,265 MW)	0,20 "
Ejektorpumpe	(uændret)	0,15 "
Andet	(")	<u>2,41 "</u>
Egetforbrug total		<u>6,16 MW</u>

$$I \% \text{ af bruttoeffekt } \frac{6,16 \cdot 100}{221,5 \cdot 0,25} = 11,1 \%$$

Det angivne egetforbrug kan sammenlignes med oplysningerne i General Electric's (250 MW) projekt af marts 1964, hvor man ved 100 % belastning regner med 4,4 % egetforbrug, stigende til 8,5 % ved 40 % belastning. Ved ekstrapolation findes ca. 11 % egetforbrug ved 25 % belastning. Det ovenfor fundne egetforbrug må derfor betragtes som rimeligt.

For konventionelle værker er egetforbruget ved fuldlast noget større end de her angivne værdier, medens den procentiske stigning af egetforbruget ved faldende belastning er forholdsvis mindre, blandt andet fordi de meget energikrævende kulmøller kører proportionalt med belastningen. Som eksempel kan nævnes Asnæs 3 (250 MW), der har ca. 6 % egetforbrug ved fuldlast voksende til ca. 9,5 % af effekten ved teknisk minimumslast (30 %). Ved ca. 135 MW tages her den ene fødepumpe ud af drift.

Udregnes efter ovenstående metode egetforbrugets variation med belastningen, findes nettovarmeforbruget ved at dividere bruttovarmeforbruget med (1 - E), hvor E er egetforbrugsandelen udtrykt i rent tal, dvs. egetforbrugsprocenten divideret med 100.

Egetforbrugsprocenten har vist sig at være praktisk taget uafhængig af blokstørrelsen for mellemstore og store værker; G.E. (maj 1963) opgir således et variationsområde mellem 4,3 og 4,7 % ved fuld last. Netto-

varmeforbrugskurven, der fremkommer ved de ovennævnte beregninger, kan derfor anses at gælde uforandret for anlægsstørrelser i området ca. 250 til ca. 600 MW. Nettovarmeforbrugskurvens bedstpunkt bliver 2687 kcal/kWh, og dens form fremgår af bilag K 17, side 2.

Det bør bemærkes, at der vil opstå spring i nettoforbrugskurven ved de belastninger, hvor særligt kraftforbrugende enheder tages ud eller sættes i drift. Dette er ikke indtegnet i bilag K 17, da det ville give udseende af en nøjagtighed, som ikke er til stede. Kurven er i stedet udglattet.

9.3.4 Marginalforbruget

Marginalforbruget udregnes herefter på grundlag af definitionen først i dette kapitel. Resultatet viser sig at være et konstant marginalforbrug på ca. 2520 kcal/kWh netto inden for det af BBC opgivne driftsområde 22,5 % til 100 % last.

Det antages, at denne vandrette marginalforbrugskurve kan ekstrapoleres retlinet helt ned til den tekniske minimumsbelastning på ca. 10 % (se bilag K 17, side 2), men dette kan ikke eftervises på grund af manglende data.

Udregnes marginalforbrugskurven for General Electric's 250 MW projekt, fås en for regnemaskineprogrammet uacceptabel kurve, der er faldende indtil ca. 70 % belastning. I gennemsnit fås dog et marginalforbrug, der er af samme størrelsesorden som det her beregnede.

9.3.5 Udviklingstendens

Variation med årene i de fundne varme- og marginalforbrug kan tænkes, hvis fremtidige anlæg afviger væsentligt fra det her forudsatte. Da man ikke ved, om der for den betragtede reaktortype vil forekomme radikale ændringer (f. eks. er nuklear overhedning en mulighed, men langt fra sikker), har gruppen som et forsigtigt skøn ladet kurverne gælde uændret i undersøgelsesperioden (1970-85).

9.4 Oliefyrede forenklede enheder

Varmeforbruget i bedstpunktet indgår som omtalt i kapitel 5 i definitionen af enhedstypen. Således har de to udvalgte typer et forbrug i bedstpunktet på henholdsvis 2500 og 2900 kcal/kWh.

Varmeforbrugskurveformen vil være nogenlunde den samme som vist i det flade alternativ på bilag K 17, side 2, for konventionelle grundlastenheder.

9.5 Gasturbineanlæg

De betragtede gasturbiner er karakteriseret ved en ret stejl varmeforbrugskurve, og man må derfor forvente, at disse ret små anlæg det meste af deres driftstid vil køre nær 100 % last.

Detaljerede oplysninger om varmemeforbrug er modtaget fra G.E., BBC og STAL-LAVAL. Gruppen har dog afstået fra at referere andet end et par hovedpunkter, da behovet i forbindelse med regningerne har vist sig ringe. De eneste nødvendige oplysninger om varmemeforbrug har været forbrugene ved fuld last og halv last, som i gennemsnit er sat til ca. 3600 kcal/kWh netto og ca. 4300 kcal/kWh netto respektivt.

Kapitel 10

DRIFTS- OG VEDLIGEHOLDELSESUDGIFTER

=====

Ved drifts- og vedligeholdelsesudgifter forstås samtlige drifts-udgifter eksklusive brændselsomkostninger og direkte startomkostninger.

Det følgende kapitel behandler udelukkende bestemmelsen af udgifterne for de fremtidige enheder. Bestemmelsen sker separat for hver af de i undersøgelsen behandlede anlægstyper. Slutresultaterne er samlet på bilag K 19. For de kendte enheder henvises til kapitel 1, side 6, og bilag K 1.

10.1 Kombinerede kul- og oliefyrede grundlastanlæg

En nærmere specifikation af drifts- og vedligeholdelsesudgifternes omfang fremgår af nedenstående uddrag af elværkernes kontoplan:

I	5011	Grunde og veje
	5020	Havn
	5030	Bygninger
	5060	El-anlæg
	5090	Fælles anlæg
	5110	Driftsfunktionærløn
	5120	Arbejdsmandsløn (drift)
	5140	Diverse (skat, forsikring m.m.)
	5150	Administration
II	5041-42	Kedler
	5047-48	Kul- og asketransport
	5051-52	Turbiner
	5056-58	Rørledninger og hjælpemaskineri
	5130	Materialer

En analyse af disse konti viser, at udgifterne i gruppe I i det væsentlige er afhængige af blokstørrelsen, medens udgifterne i gruppe II er afhængige af produktionen.

Ud fra disse betragtninger kan drifts- og vedligeholdelsesudgifterne skrives som:

$$U = f_1(N) + f_2(P), \text{ hvor}$$

U = drifts- og vedligeholdelsesudgifterne i kr/år

P = nettoproduktionen i MWh/år

N = blokstørrelsen i MW netto

Langt den overvejende del af de produktionsafhængige udgifter $f_2(P)$ er revisionsudgifter.

I virkeligheden består $f_2(P)$ dels af udgifter, der er en funktion af driftstiden, og dels af udgifter, der er en funktion af produktionens størrelse.

Da en revisionscyklus imidlertid ligger ret fast selv inden for store svingninger af driftstiden, vil en henførelse til driftstiden af de driftstidsafhængige udgifter give meget svingende værdier, der ikke kan anvendes til videregående analyse.

Ud over den ovenfor anførte sammenhæng mellem U , N og P ses drifts- og vedligeholdelsesudgifterne hyppigt henført alene til produktionen P , altså $U = f(P)$.

Dette er dog en ret grov beregningsmetode, der ved megen kørsel på minimumslast giver et fortegnet billede af udgifterne.

Bestemmelsen af funktionerne $f_1(N)$, $f_2(P)$ og evt. $f(P)$ kræver en indgående analyse af drifts- og vedligeholdelsesudgifterne over en længere årrække. Bestemmelsen af $f_2(P)$ og evt. $f(P)$ kræver yderligere, at den årlige energiproduktion har varieret stærkt i undersøgelsesperioden. Der er i den følgende undersøgelse kun anvendt formen $U = f_1(N) + f_2(P)$ på grund af denne fremstillingsforms større pålidelighed til afspejling af udgifterne ved de forskellige belastningsformer.

Ved bestemmelsen af drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for blok-anlæg større end 100 MW med kombineret kul- og oliefyring har gruppen fundet det naturligt at anvende Asnæsværkets og Kyndbyværkets udgifter som basis, idet begge disse værker har blokanlæg med kombineret kul- og oliefyring. Endvidere er der en passende variation i maskinstørrelsen, (30, 60 og 125 MW), og endelig har Kyndbyværkets årlige energiproduktion varieret meget kraftigt, hvilket har muliggjort bestemmelsen af $f_2(P)$.

I det efterfølgende er der givet en kort redegørelse for analysen.

Kyndbyværket

For Kyndbyværkets vedkommende er der foretaget en analyse af udgifterne til drift og vedligeholdelse for årene 1956/57 - 1963/64, se bilag K 18.

Samtlige udgifter er henført til 1963-kr ved at anvende Kyndbyværkets arbejdsmandslønninger som korrektionsbasis.

Da 30 MW anlæggene i nogle af årene har haft en meget lille produktion, er der foretaget en udligning af alle større enkeltposter over en årrække, således at det har været muligt at få en udjævnet kurve frem. F. eks. er udgiften til udskiftningen af LT-skovle fordelt over den tid, de gamle skovle har siddet i turbinen etc.

De faste udgifter $f_1(N)$ er angivet på bilag K 18, side 1, udtrykt i kr/kW år.

De produktionsafhængige udgifter $f_2(P)$ er angivet på bilag K 18, side 2, hvor udgiften i kr/MWh er vist som funktion af den årlige energiproduktion i GWh, og på bilag K 18, side 3, som funktion af den årlige belastningsfaktor.

Asnæsværket

Da produktionen på Asnæsværket ikke har været nær så svingende som på Kyndbyværket, er der kun foretaget en beregning af middeltallet for både

de faste udgifter $f_1(N)$ og de produktionsafhængige udgifter $f_2(P)$.

Beregningen er foretaget ud fra en analyse af regnskaberne fra 1959/60 - 1963/64 og giver følgende resultat:

$$U = 14600 \cdot N + 2,30 \cdot P.$$

Af de 14,60 kr/kW år andrager ca. 7 kr/kW år udgifter til administration, skat og forsikring.

Den produktionsafhængige del (de 2,30 kr/MWh) er indtegnet på bilag K 18, side 2, hvor punktet ligger på en direkte forlængelse af Kyndbyværkets kurver.

Endvidere er det tilsvarende punkt indtegnet på bilag K 18, side 3, hvor det ligger på Kyndbyværkets 60 MW-kurve.

ELSAM-værkerne

For ELSAM's eksisterende værker har en regressionsanalyse af fællesdriftsstatistikens tal for en syvårig periode vist en udmærket overensstemmelse med det på side 69 anførte udtryk for U opskrevet således:

$$U = a \cdot N + b \cdot P,$$

hvor a og b er konstante.

Sammenfatning

Af bilag K 18, side 2 og 3, fremgår, at de specifikke produktionsafhængige drifts- og vedligeholdelsesudgifter for Asnæsværkets 125 MW enheder og Kyndbyværkets 60 MW enheder har samme værdi ved samme belastningsfaktor, samt at udgifternes variation inden for et rimeligt belastningsfaktormråde med en nogenlunde god tilnærmelse kan udtrykkes ved det konstante beløb 2,30 kr/MWh. Denne generelle konklusion stemmer godt overens med amerikanske erfaringer offentliggjort i artiklen "13th steam station cost survey" i "Electrical World" fra 7.10.63, der for anlæg fra 75 MW til 1000 MW angiver et konstant beløb til drifts- og vedligeholdelsesudgifterne på ca. 0,22 mills/kWh.

Det er derfor gruppens opfattelse, at de produktionsafhængige drifts- og vedligeholdelsesudgifter for fremtidige grundlastværker med kombineret fyring kan angives ved 2,30 kr/MWh uanset blokstørrelse og udnyttelse, idet der dog må tages forbehold ved meget lave benyttelsestider.

De anførte oplysninger har givet basis for opstilling af en empirisk formel for de faste udgifters afhængighed af blokstørrelsen, som på specifik form, udtrykt i kr/kW år, bliver til:

$$\frac{f_1(N)}{N} \approx \left(\frac{100}{\sqrt{N}} + 5 \right) \text{ kr/kW år},$$

hvilket anses for at gælde generelt for alle fremtidige grundlastenheder med kombineret fyring. Formlen er opstillet således, at den tager hensyn til det faldende mandskabsbehov pr. kW ved større enheder.

De samlede drifts- og vedligeholdelsesudgifter kan derefter skrives som

$$\left(\frac{100}{\sqrt{N}} + 5 \right) \text{ kr/kW år} + 2,30 \text{ kr/MWh}.$$

10.2 Rent oliefyrede grundlastanlæg

Forskellen mellem drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for anlæg med kombineret fyring og ren oliefyring udgøres af udgifterne til kulfyrringsanlæggene, kul- og asketransport samt askeudskillerne, hvorimod besparelse på lønninger ikke ventes. Besparelsen falder således i det store og hele i den produktionsafhængige udgiftsgruppe, jvf. kontoplanen side 69.

Ved en analyse af tallene for Kyndbyværkets 60 MW anlæg findes, at de omtalte udgifter udgør ca. 23 % af den samlede produktionsafhængige udgift.

Gruppen anser denne bespareelsesprocent for repræsentativ, således at drifts- og vedligeholdelsesudgifter for rent oliefyrede grundlastanlæg i undersøgelsesperioden bliver:

$$\left(\frac{100}{\sqrt{N}} + 5\right) \text{ kr/kW år} + 1,77 \text{ kr/MWh.}$$

10.3 Nukleare grundlastanlæg

På basis af de sparsomme oplysninger, der har været til rådighed, skønner gruppen, at drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for disse værker ikke vil være væsentligt forskellige fra de tilsvarende udgifter ved konventionelle kul/oliefyrede grundlastanlæg.

Der vil dog på ét punkt være en merudgift, idet den krævede nukleare ansvarsforsikring er relativt kostbar. Kraftværksgruppen har på basis af indhentede oplysninger fra Dansk Atomforsikrings Pool vurderet denne ekstra-udgift til 1 kr/kW år, hvilket måske nok er lidt i underkanten for de mindre enheder, men rimeligt for de større. Som for konventionelle værker er der ikke regnet med maskinskadeforsikring.

Kernekraftværkernes drifts- og vedligeholdelsesudgifter bliver herefter:

$$\left(\frac{100}{\sqrt{N}} + 6\right) \text{ kr/kW år} + 2,30 \text{ kr/MWh.}$$

10.4 Forenklede dampkraftanlæg

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for disse anlæg findes ved sammenligning med udgifterne for grundlastanlæg med kombineret fyring.

Med udgangspunkt i Kyndbyværkets tal, bilag K 18, side 1, kan der skønnes følgende besparelser i de faste udgifter:

Gruppe	Andel i samlede faste udgifter	Skønnet besparelse	Besparelse i % af samlede faste udgifter
a Skat, forsikring m.v.	0,17	30 %	5,1
b Administration	0,165	0	0
c Vedligeholdelse af fællesanlæg	0,195	0	0
d Driftslønninger	0,47	33 %	15,5
	1,00		20,6 % ~ 20 %

Det bemærkes, at de 30 % ved gruppe a er gennemsnit af besparelsen på anlægsudgifterne, samt at de 33 % i gruppe d fremkommer, fordi driftsforholdene for en forenklet enhed skulle gøre 2-skift-drift tilstrækkelig.

For de variable udgifter (MWh-afhængige) er der foretaget et skøn over forholdene på Kyndbyværket og Sønderjyllands Højspændingsværk, hvilket har ført til følgende opstilling:

Gruppe	Andel i samlede variable udgifter	Skønnet besparelse	Besparelse i % af samlede variable udgifter
Kedler inkl. kul- og asketransport	0,5	46 %	23
Turbiner	0,25	50 %	12,5
Røranlæg	0,15	20 %	3
Diverse	0,10	0	0
	1,00		38,5 % ~ 40 %

Med de to besparelsesprocenter fastlagt kan formelen for de forenk-
lede dampkraftanlægs drifts- og vedligeholdelsesudgifter udregnes:

$$\left(\frac{80}{V_N} + 4\right) \text{ kr/kW år} + 1,38 \text{ kr/MWh.}$$

Det bemærkes, at de store besparelser kun kan ventes opnået, hvis enhedens benyttelsestid holdes ret lav, og den kun under ekstraordinære forhold køres igennem om natten. Hvis derimod et forenklet anlæg benyttes så meget, at tre-skift er nødvendigt, vil besparelsen på den kW-afhængige del reduceres til ca. 5 % (se skema på foregående side), hvorfor formelen i så fald bliver:

$$\left(\frac{95}{V_N} + 4,75\right) \text{ kr/kW år} + 1,38 \text{ kr/MWh.}$$

10.5 Gasturbiner

På basis af oplysninger indhentet hos G.E. og hos STAL-LAVAL har gruppen skønnet, at en samlet udgift til drift og vedligeholdelse på 10 kr/kW år vil være et rimeligt beløb forudsat en for spidskraftenheder rimelig benyttelsestid (dvs. 500-1000 timer/år).

Grunden til, at man ikke har forsøgt at specificere denne udgift som en fast og en variabel del (som det er gjort for de øvrige værkstyper), til trods for at materialet tillod et sådant skøn, er, at regnemaskineprogrammet ikke kan behandle gasturbinerne driftsmæssigt korrekt. Ved at opgive hele drifts- og vedligeholdelsesudgiften som et fast, årligt beløb sikres, at der tages det fornødne hensyn til denne udgift.

Det må dog betones, at hvis den årlige benyttelsestid afviger væsentligt fra det forudsatte, vil også drifts- og vedligeholdelsesudgifterne ændre sig tilsvarende.

Kapitel 11

STARTOMKOSTNINGER

=====

Startomkostningerne består af såvel direkte som indirekte udgifter. De direkte startomkostninger skyldes i det væsentlige ikke nyttiggjort energiforbrug ved start af anlægget, fra startproceduren påbegyndes til generatoren er parallelkoblet. De indirekte startudgifter er den del af drifts- og vedligeholdelsesudgifterne, der skyldes forøget slid og påvirkning som følge af start og stop af anlægget. Der er således set bort fra de minimale direkte udgifter, der er forbundet med stop af anlægget.

De startudgifter, der for de kendte enheders vedkommende anvendes i regnemaskineprogrammet for den fremtidige kørsel, er angivet i bilag K 1, som kommenteres i kapitel 1, side 6.

For de fremtidige enheder er i det følgende bestemt startudgifter for alle anvendte enhedsstørrelser og -typer. Behandlingen er opdelt efter anlægstype, idet dog alle de benyttede konventionelle grundlasttyper er taget under ét, da startudgifterne ikke varierer mærkbart inden for denne gruppe.

Resultaterne er indtegnet på bilag K 20, side 1 og 2.

11.1 Konventionelle grundlastanlæg

11.1.1 Direkte startudgifter

De direkte startudgifter omfatter de direkte målelige udgifter til brændsel, egetforbrug og vand, fra kedlen bliver tændt til parallelkobling af generatoren. Udgifterne til brændsel og eget forbrug såvel som udgiften til vand fremstillet i evaporatorer er ligefrem proportionale med brændselsprisen. Udgifter til vand fremstillet i totalafsaltningsanlæg er derimod afhængig af det almindelige prisniveau, idet driftsudgifterne hovedsagelig er lønnings- og kemikalieudgifter.

De direkte startudgifter er afhængige af blokstørrelsen, startmetoden og stoptiden, men uafhængig af om anlægget er bygget til kombineret fyring eller ren oliefyring.

Målinger foretaget på Asnæsværket og Kyndbyværket viser, at de direkte startudgifter er proportionale med blokstørrelsen for samme startmetode og stoptid. Dette skyldes, at de vand- og dampmængder, der skal opvarmes ved starten, i det store og hele er proportionale med blokstørrelsen. Det samme gælder jernmasserne i kedlen, hvilket blandt andet fremgår af priserne på kedlerne.

Turbinens masse spiller ved startudgiftsberegningen derimod ikke nogen væsentlig rolle, idet man ved de startmetoder, der anvendes for blok-

anlæg, netop søger at holde turbinegodstemperaturen uforandret ved at tilpasse damptemperaturen til denne.

Startmetoden spiller en væsentlig rolle for de direkte udgifter. Ved beregning af disse er der gået ud fra den konventionelle startmetode for Kyndbyværkets og Asnæsværkets anlæg.

Udviklingen af en hurtigstartmetode for Kyndbyværkets 60 MW anlæg har imidlertid givet en besparelse på ca. 35 % af de direkte udgifter i forhold til den hidtil benyttede, konventionelle startmetode efter natstop, som det også fremgår af efterfølgende skema.

Beregningen af de direkte startudgifter er foretaget for starter efter nat-stop (6 timer) og efter weekend-stop (32 timer).

I begge tilfælde er anlæggene varme, og starterne kaldes derfor varme starter.

Start af kolde anlæg finder kun sted efter revisionerne og større reparationer.

Udgifterne til kolde starter udgør ca. 2,5 · udgiften til starter efter nat-stop.

Beregningen af de direkte udgifter er baseret på målinger af Asnæsværkets og Kyndbyværkets brændselsforbrug, egetforbrug og vandforbrug ved starter efter en nats stop og efter weekend-stop med starterne udført efter den konventionelle startmetode. Resultatet af disse målinger er angivet i nedenstående skema, hvor egetforbruget er baseret på et specifikt varmeforbrug på 2800 kcal/kWh.

Startform		Konventionel start					Hurtigstart	
		AV 1	AV 2		KV	KV	KV	
Kedeltype		Beh.	Benson		Beh.	Beh.	Beh.	
Effekt	MW _{net}	128	128		30	60	60	
Stoptid	timer	6-32	6	32	6-32	6-32	6	32
Brændselsforbrug	Gcal	100	110	165	25	50	32	50
Egetforbrug	Gcal	11,2	11,2	17	2,8	5,6	2,8	5,6
Evap. vand	Gcal	0	0	0	0,5	1,0	0	0
Samlet startforbrug	Gcal	111,2	121,2	182,0	28,3	56,6	34,8	55,6
Vandforbrug	ton	25	25	40	5	10	2	2
Vandpris	kr/ton	2	2	2	2	2	2	2
Totalafsaltet vand	kr	50	50	80	10	20	4	4

Disse målinger har givet basis for opstilling af følgende sammenhæng mellem startforbrug og blokstørrelse, der anses for at være gyldig også ved større enheder end ASV og KYV:

Beholderkedler

Varm start efter nat- og weekend-stop	$D \approx 0,88 \cdot N$
Kold start	$D \approx 2,2 \cdot N$

Benson-kedler

Varm start efter nat-stop	$D \approx 0,95 \cdot N$
Varm start efter weekend-stop	$D \approx 1,42 \cdot N$
Kold start	$D \approx 2,4 \cdot N$

hvor D = startforbruget i Gcal (omregnes til kr med den af Brændselsgruppen angivne brændselspris)
 N = blokeffekten i MW netto.

11.1.2 Indirekte startudgifter

De indirekte startudgifter omfatter de reparationsomkostninger, der opstår som følge af start og stop. Størrelsen af disse omkostninger kan ikke direkte angives, men må bero på et skøn.

Årsagerne til skader fordeler sig på to grupper:

- A. Fejlbetjening.
- B. Temperaturændring og lignende.

Fejlbetjening

Ved fejlbetjening under start kan der ske havarier, der kan være særdeles kostbare både i reparationsudgifter og i driftstab.

Som eksempel på sådanne havarier kan nævnes kedeleksplosioner ved kedlens tænding, start af turbiner med krumme rotoror og deraf følgende skovlhavari og eventuel deformering af rotor.

Reparationsudgifterne og driftstabet unddrager sig ifølge sagens natur ethvert skøn.

Temperaturændring og lignende

Enhver nok så skånsom start giver anledning til temperaturændringer i anlæggets forskellige dele.

Kedler

Ved Benson-kedler, hvor der kræves ca. 35 % af fuldlastfyringen ved kedlens start, risikerer man, at temperaturen bliver for høj på mellemoverhederne med deraf følgende rørskader. Ved beholderkedler må der regnes med en øget udgift til vandstandsglas. I luftforvarmerne må der regnes med øget korrosion, idet røgtemperaturen vil ligge under dugpunktet i startperioden.

Turbiner

I turbinerne kan de stadige temperaturændringer bevirke en revne-

dannelse i højtemperaturmaterialerne, ødelæggelse af tætningerne, utætheder på flangerne og andre steder, m.v.

Generatorer

Ved start og stop sker der en ret kraftig temperaturændring i generatorerne. På grund af forskellen i varmeudvidelserne for jern og kobber vil der ske en blivende deformation af kobberviklingen i rotorerne. Viklingen vil med tiden støde mod kapperne og bevirke en varmedeformation af rotorerne. Ved visse konstruktioner kan viklingens bevægelse i jernet efterhånden føre til jordslutning.

Forvarmere

Temperaturændringerne ved start og stop kan ved visse typer forvarmere medføre utætheder. Ved reparationer må forvarmerne sættes ud af drift, hvilket medfører en forringelse af anlæggets økonomi.

Ventiler og flanger

Antallet af utætheder ved ventiler og flanger er en funktion af antallet af temperaturændringerne og dermed af antallet af starter.

Udgiftsberegning

Efter Samkøringens (SEAS og IFV) beregningsmetode kan de indirekte startudgifter skrives som:

$$I = 2 \cdot \sqrt{N^3} \text{ kr/start, hvor}$$

$$N = \text{blokeffekten i MW netto}$$

Denne udgiftsformel er afbildet som den øverste punkterede kurve på bilag K 20, side 2.

Formlen er oprindelig fremkommet ved en analyse af driftsudgifterne på Kyndbyværket (ret høje startantal), idet man har regnet, at 20 % af reparationsomkostningerne til turbiner, kedler og fødepumper må tilskrives indirekte startudgifter.

I praksis benyttes de indirekte startomkostninger kun ved lastfordelingsberegninger til fastlæggelse af økonomisk minimal udetid, og til optimalt maskinvalg når der stilles krav om ekstra rullende effekt, samt endvidere ved visse afregninger mellem samkørende partnere. Fastsættelse af minimal udetid til brug for indeværende undersøgelse er nærmere behandlet i næste kapitel.

Herudover har de indirekte startomkostninger betydning for fastsættelse af de samlede produktionsudgifter. Principielt indeholder de fastlagte drifts- og vedligeholdelsesudgifter som her defineret også de indirekte startudgifter, men denne repræsentation kan kun anses for kvantitativ rigtig med det startantal, erfaringsmaterialet omfatter.

Ved store startantal bliver de indirekte startomkostninger imidlertid større end svarende til de medtagne drifts- og vedligeholdelsesudgifter. Efter lange overvejelser har Kraftværksgruppen besluttet at tage hensyn her til ved at pålægge de konventionelle grundlastanlæg en merudgift på 50 % af de ovenfor anførte indirekte startudgifter; dette er afbildet med fuldt optrukket kurve på bilag K 20, side 2.

Dette har til formål at skabe rimelige driftsudgifter ved høje startantal og lave benyttelsestider, og selv om det er principielt forkert ved højere benyttelsestider og lave startantal, anser gruppen ikke fejlen for at være væsentlig, fordi startantallet er så ringe.

Gruppen er dog klar over, at denne beregningsmåde ikke er særlig tilfredsstillende, og har derfor overvejet andre metoder. En af mulighederne er at medregne en vis andel af de indirekte startomkostninger i drifts- og vedligeholdelsesudgifterne og hertil lægge en merudgift, der stiger med det årlige startantal. Dette og andre forslag har dog ikke kunnet færdigbehandles inden for undersøgelsens tidsrammer, men bør overvejes for eventuelle fremtidige undersøgelser.

11.2 Nukleare grundlastanlæg

Oplysningerne om startforløbet for dampreaktorer er på nuværende tidspunkt ikke særlig udførlige, sammenlignet med konventionelle værker. De foreliggende oplysninger viser dog, at tidsbehovet ved start af kernekraftværker er af samme størrelsesorden som for konventionelle værker.

Det har dog været muligt at specificere tidsbehovet ved kold og varm start for henholdsvis en 250 og en 600 MW BWR-enhed tilstrækkelig detaljeret til, at der har kunnet skabes grundlag for beregning af de nukleare startudgifter fra kold og varm tilstand som funktion af blokstørrelsen.

11.2.1 Direkte startudgifter

I et detaljeret studie, gruppen har ladet udføre, er tidsbehovet fra startforløbets påbegyndelse, til enheden kan påbegynde levering af effekt til nettet, anslået til:

Blokeffekt	MW netto	250		600	
Start-form		kold	varm	kold	varm
Starttid	timer	7	4,5	8,5	6
Ekstratid indtil fuld effekt	timer	2	1	5	2

Til orientering er ovenfor også angivet den tid, der under normale forhold mindst må antages at medgå til effektøgning fra "synkroniserings"-effekt til fuld effekt.

Idet en række antagelser gøres om egetforbrugets størrelse, materallemængder og lignende, har undersøgelsen konkluderet i de i nedenstående skema viste energiforbrug (egetforbruget tages fra nettet og regnes til 2800 kcal/kWh). De direkte startudgifter fås herefter ved multiplikation med de respektive brændselspriser, som for det nukleare energiforbrug i gennemsnit er 4 kr/Gcal, og som for egetforbrugsenergien fra nettet må sættes til prisen for fossilt brændsel, dvs. 8 kr/Gcal.

Blokeffekt	MW netto	250		600	
Starttype		kold	varm	kold	varm
Nukleart energiforbrug	Gcal	80	35	195	85
Egetforbrug	Gcal	85	55	250	175
Direkte startomkostninger	kr	1000	600	2800	1700

Disse udgifter er ca. $1/3$ af konventionelle grundlastværkers startudgifter, hvilket dels skyldes et lavt energiforbrug, og dels at lidt under halvdelen af dette energiforbrug afregnes til en lav pris.

Det bemærkes endvidere, at kolde starter kun er godt 1,5 gange dyrere end varme starter, medens forholdet ved konventionelle værker er ca. 2,5.

Det ses, at de direkte startudgifter for nukleare anlæg i modsætning til konventionelle anlæg stiger stærkere end proportionalt med blokstørrelsen. Til grund herfor ligger en forudsætning om proportionalitet mellem de væsentlige mængder og blokeffekten samt den stigende starttid ved større enheder.

Resultaterne er indtegnet på bilag K 20, side 1.

11.2.2 Indirekte startudgifter

Størrelsen af de indirekte omkostninger kan ikke direkte angives, men må bero på et skøn. De få tilgængelige oplysninger fra i drift værende kernekraftværker indikerer dog, at disse udgifter er små. Gruppen har skønnet, at de er af samme størrelse som for konventionelle anlæg, ligesom de medregnes i programmet på samme måde som for konventionelle værker, se bilag K 20, side 2.

11.3 Forenklede dampkraftanlæg

11.3.1 Direkte startudgifter

I henhold til oplysninger fra Siemens og AEG regnes med 10 min. kedelstarttid ved varm start med ca. 30 % fyring svarende til ca. 21 Gcal for 150 MW anlæg. Medregnes egetforbrug, fås et samlet startforbrug på ca. 25 Gcal, dvs. henved 20 % af de direkte startudgifter for Benson-kedler på bilag K 20, side 1.

På dette grundlag anslår gruppen, at de direkte startudgifter for forenklede anlæg findes som 20 % af de tilsvarende udgifter for grundlastanlæg, se bilag K 20, side 1.

11.3.2 Indirekte startudgifter

En vurdering af disse er meget usikker. Da anlægget - især turbinen - er meget enkelt opbygget, da det er fuldautomatiseret, og da det vil få mange starter, er der dog ingen tvivl om, at de indirekte startudgifter vil blive væsentligt lavere end ved grundlastenhederne. Gruppen har skønnet, at man med rimelighed kan sætte de indirekte startudgifter til 25 % af udgifterne ved grundlastenheder, hvilket er vist på kurveform i bilag K 20, side 2.

11.4 Gasturbiner

De direkte startomkostninger er meget små ved gasturbiner. G.E. opgiver såles for 16 MW package power enheden et forbrug på 2-3 Gcal pr. start.

Da de direkte startudgifter i første tilnærmelse må være proportionale med maskineffekten, anslår gruppen, at gasturbiner har et startforbrug på:

0,15 Gcal/MW pr. start.

500 Gcal

De indirekte startudgifter er indregnet i drifts- og vedligeholdelsesudgifterne, og da der i denne undersøgelse ikke er behov for viden om, hvilken andel de udgør, har gruppen afstået fra at forsøge en vurdering heraf.

Kapitel 12

MINIMUM UDETID

=====

På grund af den store forskel mellem dag- og natbelastning vil det ofte være nødvendigt at stoppe nogle anlæg hver nat. I visse tilfælde vil der slet ikke være plads til disse anlæg på nettet, og i andre tilfælde vil det være en økonomisk fordel at kunne stoppe visse anlæg.

Det er derfor af stor betydning for planlægningen af et kraftproduktionssystem drift at få fastlagt hvert anlægs minimale udetid, hvorved forstås den mindste tid, der skal hengå fra udkoblingen af generatoren, til denne atter parallelkobles.

For ethvert anlæg kan i en given situation fastlægges såvel en teknisk som en økonomisk minimum udetid.

Den tekniske minimum udetid er udelukkende betinget af de nødvendige tekniske procedurer ved start og stop og vil derfor altid repræsentere den mindst mulige udetid under de givne betingelser.

Den økonomiske minimum udetid er derimod defineret ved, at udgifterne for produktionssystemet som helhed er de samme, uanset om enheden stoppes eller holdes i drift i dette tidsrum.

12.1 Konventionelle grundlastanlæg

12.1.1 Teknisk minimum udetid

Ved den tekniske minimum udetid, der kommer på tale i lastfordelingsøjemed, forstås tiden fra udkobling af generatoren, til denne atter parallelkobles, efter at kedlen har været slukket, og turbinen har været stoppet. Denne lastfordelingsbetonede tekniske minimum udetid vil med rimelig sikkerhed ikke overstige 4 timer for noget énakslet grundlastanlæg.

Ved stop af maskiner skal rækkefølgen rette sig efter maskinstørrelsen, således at den mindste maskine bliver stoppet først.

12.1.2 Økonomisk minimum udetid

Den generelle definition, der blev givet i begyndelsen af dette kapitel, kan på almenlydige form udtrykkes som følger:

$$h \cdot N_{\min} \cdot W_2 \cdot P_2 = h \cdot N_{\min} \cdot W_1 \cdot P_1 + D \cdot P_2 + I,$$

der siger, at brændselsudgiften ved blokkens fortsatte drift på minimumslast i den søgte minimum udetid skal være lig med brændselsudgiften ved en alternativ, øget produktion til nettet plus blokkens startudgifter. De anvendte betegnelser er defineret som følger:

- h = den økonomisk minimale udetid i timer.
 $N_{\min}$ = blokkens minimumslast i MW netto
 W_1 = nettets gennemsnitlige marginalvarmeforbrug i den periode, hvor blokken tænkes stoppet, udtrykt i Gcal/MWh ($= 10^{-3} \cdot \text{kcal/kWh}$).
 W_2 = blokkens varmeforbrug ved minimumslast udtrykt i Gcal/MWh ($= 10^{-3} \cdot \text{kcal/kWh}$).
 P_1 = brændselsprisen for nettets produktion i kr/Gcal.
 P_2 = brændselsprisen for blokkens produktion i kr/Gcal.
 D = blokkens direkte startudgifter (Gcal) efter h timers stop.
 I = blokkens indirekte startudgifter i kr.

Hvis den del af produktionsapparatet, der skal erstatte de tabte kWh, når den betragtede enhed stoppes, er konventionel (dvs. der er konventionelt "modhold"), vil P_1 være $\approx P_2$ (kaldes P), hvorefter ligningen omformes til:

$$h = \frac{D + \frac{I}{P}}{N_{\min} \cdot (W_2 - W_1)} \text{ timer.}$$

Betragtes større grundlastenheder med Benson-kedler, vil de økonomiske minimum udetider, der normalt kommer på tale, være af samme størrelsesorden som weekend-stop eller større, hvorfor startudgifterne ifølge foregående kapitel er

$$D = 1,4 \cdot N_{\max} \text{ og}$$

$$I = 2 \cdot \sqrt{N_{\max}^3}.$$

Forudsættes endvidere, at $P = 8$ kr/Gcal, fås for anlæg uden lavlastudstyr ($N_{\min}/N_{\max} = 0,3$):

$$h = \frac{5,6 + \sqrt{N_{\max}}}{1,2 \cdot (W_2 - W_1)} \text{ timer}$$

og for anlæg med lavlastudstyr ($N_{\min}/N_{\max} = 0,2$):

$$h = \frac{5,6 + \sqrt{N_{\max}}}{0,8 \cdot (W_2 - W_1)} \text{ timer}$$

Afhængig af, hvilket af de i bilag K 17, side 2, angivne varmeforbrugs alternativer, der anvendes, og idet samme alternativ antages at gælde for såvel den betragtede enhed som modholdet, vil resultaterne under de anførte forudsætninger blive som vist i nedenstående tabel.

Hvis en blok skal "konkurrere" med importeret el-energi, kan analoge regninger gennemføres. Betragtes grundlast-Benson-kedelanlæg uden lavlastanlæg, fås med en brændselspris på 8 kr/Gcal:

$$h = \frac{5,6 + \sqrt{N_{\max}}}{1,2 \cdot (W_2 - \frac{S}{8})} \text{ timer.}$$

hvor S er importprisen i kr/MWh. Betragtes tilsvarende anlæg med lavlaststyr (20 % minimumslast), ændres faktoren 1,2 i nævneren til 0,8. Ved en importpris på $S = 12$ kr/MWh fås resultater som vist i nedenstående tabel.

Hvis en konventionel grundlast-Benson-enhed har et blandet konventionelt og nukleart modhold i nettet, vil de nukleare parametre være afgørende, forudsat at de nukleare enheder ikke er fuldt belastede, da disse enheder har lavere marginaludgifter end konventionelle anlæg med de forudsætninger om Gcal-priserne, der gøres i denne undersøgelse (fossil: 8 kr/Gcal, nuklear: varierende, men mindre end godt 4 kr/Gcal, som regneeksempel vælges 4 kr/Gcal).

Ud fra den oprindelige ligning i begyndelsen af dette afsnit kan h findes til:

$$h = \frac{D + \frac{I}{P_2}}{N_{\min} \cdot (W_2 - \frac{P_1}{P_2} \cdot W_1)} \quad \text{timer,}$$

hvilket under de samme forudsætninger som hidtil omtalt kan omformes til:

$$h = \frac{5,6 + \sqrt{N_{\max}}}{1,2 \cdot (W_2 - 0,5 W_1)} \quad \text{timer}$$

for enheder med $N_{\min}/N_{\max} = 0,3$, medens enheder med $N_{\min}/N_{\max} = 0,2$ vil få ændret faktoren 1,2 i nævneren til 0,8. Resultater er ligeledes anført i nedenstående tabel:

Økonomiske minimum udetider i timer for konventionelle dampgrundlastanlæg						
Konventionelt*) varmeforbrugs- alternativ	Modhold	$\frac{N_{\max}}{N_{\min}}$	Blokeffekt, MW netto			
			150	300	470	750
I	Rent konventionelt	0,3	20	25	30	37
		0,2	17	22	26	31
	Importeret strøm	0,3	15	19	23	28
		0,2	15	19	22	27
		0,3	12	15	18	22
		0,2	15	19	22	27
II	Rent konventionelt	0,2	47	60	71	86
		0,3	45	58	68	83
	Importeret strøm	0,2	23	29	34	41
		0,3	18	22	26	32
	Nukleart	0,2	18	23	27	33
		0,3	14	17	21	25

*) jvf. bilag K 17, side 2.

12.2 Nukleare anlæg

12.2.1 Teknisk minimum udetid

Hvis reaktoren stoppes, vil den minimale tekniske udetid være mindst 4-6 timer afhængig af enhedens størrelse, således som anført på side 78. Det er imidlertid muligt at udkoble turbogruppen og holde reaktoren i gang, således at turbinen kan sættes i drift igen. I en sådan situation kan reaktoreffekten holdes meget lav.

12.2.2 Økonomisk minimum udetid

Benyttes den samme beregningsmetode som skitseret i afsnittet om konventionelle grundlastenheder, findes med de anvendte forudsætninger (blandt andet $N_{\min}/N_{\max} = 0,1$) økonomiske minimum udetider på mere end 50 timer uanset modholdets type. Dette vil i praksis sige, at nukleare anlæg normalt kun stoppes ved reparation og revision.

12.3 Forenklede dampkraftanlæg

12.3.1 Teknisk minimum udetid

Her gælder i det store og hele de samme bemærkninger som anført på side 81, idet dog minimum udetiden med slukket kedel (lastfordelingsbetonede stop) antagelig ikke vil overskride én time, da startproceduren på grund af den forenklede opbygning og den gennemførte automatisering kræver væsentlig kortere tid end ved grundlastanlæg.

12.3.2 Økonomisk minimum udetid

Formlerne kan her opstilles ganske analogt med de foregående afsnit bortset fra, at der anvendes de i foregående afsnit fundne startudgifter for forenklede enheder. Da minimum udetiderne normalt vil være ret korte ved disse anlæg, benyttes formlerne $D = 0,2 \cdot 0,95 \cdot N_{\max}$ og

$$I = 0,25 \cdot 2 \cdot \sqrt[3]{N_{\max}}.$$

Forudsættes endvidere $N_{\min}/N_{\max} = 0,2$ fås med fossil brændselspris 8 kr/Gcal og nuklear 4 kr/Gcal:

Rent konventionelt modhold:

$$h = \frac{3,0 + \sqrt{N_{\max}}}{3,2 \cdot (W_2 - W_1)} \quad \text{timer}$$

Importeret strøm:

$$h = \frac{3,0 + \sqrt{N_{\max}}}{3,2 \cdot (W_2 - \frac{S}{8})} \quad \text{timer}$$

Blandet konventionelt/nukleart modhold:

$$h = \frac{3,0 + \sqrt{N_{\max}}}{3,2 \cdot (W_2 - 0,5 \cdot W_1)} \quad \text{timer}$$

Et par regneresultater er vist i nedenstående tabel (hvor prisen for importeret strøm er sat til $S = 12$ kr/MWh, og hvor der i henhold til

side 67 kun er regnet med varmemeforbrugsalternativ II):

Økonomiske minimum udetider i timer for forenklede dampkraftanlæg			
Modhold	Varmeforbrug i bedst-punkt for forenklede enheder kcal/kWh	Blokeffekt, MW netto	
		150	235
Rent konventionelt med varmemeforbrugsalternativ I og 30 % minimum	2500 2900	4 3	5 3,5
Rent konventionelt med varmemeforbrugsalternativ II og 20 % minimum	2500 2900	5,5 3,5	6,5 4,5
Importeret strøm	2500 2900	3,5 2,5	4 3
Nukleart	2500 2900	3 2	3,5 2,5

12.4 Afsluttende bemærkninger

Økonomisk bestemte udetider er principielt de rigtige at anvende. Anvendes disse, kan man dog risikere, at der holdes så mange enheder i drift, at summen af disses minimumydeevner overstiger effektkravet ved minimum belastning. Hvis dette er tilfældet, må man i praksis anvende lavere udetider, dog ikke under den lastfordelingsbetonede tekniske minimum udetid.

Kapitel 13

MINIMUM BELASTNING

=====

For konventionelle dampanlæg er minimum belastningen afhængig af kedlen, idet der hele tiden må sikres en tilstrækkelig dampstrøm gennem alle rørene for at undgå overophedning af disse.

For nukleare anlæg er det turbinen, der sætter grænsen, idet der må tilføres tilstrækkelig køledamp til at bortlede ventilationsvarmen i LT-delen.

De minimum belastninger, der er anvendt for kendte enheder, findes i bilag K 1, der er nærmere kommenteret i kapitel 1.

På basis af kraftværkernes erfaringer samt oplysninger udefra, specielt angående nukleare værker, skønner Kraftværksgruppen minimum belastningerne for fremtidige enheder til at være:

Benson-kedler uden lavlastarrangement	30 % af kedlens mærkelast
" med "	20 % " " "
Beholder- og Sulzer-kedler	20 % " " "
Nukleare anlæg	10 % " " "

Der har overalt i de foregående kapitler været forudsat anvendt Benson-kedler uden lavlastarrangement, således som disse i vid udstrækning udføres i dag.

Regnemaskineprogrammet har vist, at lavlastanlæg, der tillader drift ned til 20 % af mærkeydelse, kan være en økonomisk fordel.

På grundlag af indhentede oplysninger har gruppen anslået, at pristillægget for lavlastarrangement (recirkulationspumper m.v.) på grundlast-Benson-kedler er 5 kr/kW netto.

Ved forenklede anlæg, der blandt andet arbejder med lavere tryk, vurderes merpriserne lidt lavere, ca. 4 kr/kW netto.

Kapitel 14

REVISIONSPERIODER

=====

De revisionsperioder, der er anvendt for de kendte enheder, er anført i bilag K 1, der kommenteres i kapitel 1, side 6. Tallene inkluderer et tillæg på en to-ugers periode for alle enheder til repræsentation af havari (se nærmere i Koordinationssudvalgets rapport). Tallene for de større, nyere enheder følger systemet, der angives nedenfor for fremtidige enheder.

14.1 Konventionelle dampanlæg

Revisionstidens længde er stærkt afhængig af den måde, hvorpå de forskellige værker udfører revisionen. Indsamlede oplysninger fra værkerne giver grundlag for opstilling af følgende cyklus, der blandt andet er baseret på et større turbineeftersyn hvert tredje år:

Årstal	n+1	n+2	n+3	n+4	n+5	n+6
Antal 14-dages perioder	2	2	3	2	2	3

hvor n er det år, den første store revision udføres.

14.2 Nukleare anlæg

For nukleare anlæg gælder de samme tider og forhold som for konventionelle anlæg, da det er den konventionelle del, der betinger revisionens varighed.

Brændselsudskiftninger kræver standsning af reaktoren, men kan gennemføres samtidig med de årlige turbineeftersyn uden at forlænge revisionstiden.

LITTERATURFORTEGNELSE

=====

1. Gesichtspunkten für die Wahl der Auslegungsdaten von Turbosätzen grosser Leistung. Werner Gregor, Siemens Zeitschrift, Hefte 12, December 1962.
2. Planungsgrundlagen beim Bau der 600 MW Blöcke der Electricité de France: F. Scheurer, Mitteilungen der V.G.B. Oktober 1964.
3. Factors governing the design of the 500 MW boiler-turbine units for the Central Electricity Generating Board in England, with its associated auxiliary plant: E.S. Boath, F. Dransfield, L.W. James, AIEEE Power meeting 2.-7. februar 1964. New York.
4. Schritt zu 200- bis 300 MW Kraftwerksblöcken. Siegfried Kriese. Elektrizitätswirtschaft, Hefte 9, 1964.
5. Das Dampfkraftwerk in der Endphase seiner Entwicklung. K. Schröder. Elektrizitätswirtschaft, Hefte 21, 1964.
6. a) Westinghouse og G.E. kurverne er baseret på materiale forelagt af de respektive firmaer på American Power Conference i Chicago. April 1964.
b) AEG kurven er baseret på ovennævnte ref. 4.
c) American Electric Power kurven er baseret på materiale forelagt af Philip Sporn på World Power Conference, Lausanne, efteråret 1964.
7. K. Schröder: "Dampfkraftwerke", 1962.
8. Centrala driftledningen (CDL): "Elkraftutbyggnader under 1970-talet - en kraftbalansstudie". November 1962.
9. "National Power Survey, Federal Power Commission. Oktober 1964.
10. Lederartikel i Elektroteknikeren nr. 4, 22. februar 1963.
11. Rapport til Atomkraftudvalget, Gruppe B, Letvandsreaktorer, Atomenergi-kommissionen, juni 1965.
12. Resumé af FN's tredje atomkonference i Genève, Glenn T. Seaborg. Fuldstændig dansk oversættelse i Danatoms KORT NYT nr. 22, 30. september 1964, og i Ingeniøren nr. 21, 1964.
13. Danatoms KORT NYT nr. 9, 11, 13, 14, 17, 18, 24 og 25.
14. Report on economic analysis, for Oyster Creek nuclear electric generating station, 1964.
15. Nucleonics. Maj 1964 (også citeret i Danatom KORT NYT nr. 18, 28. maj 1964).
16. Civilian nuclear power a report to the president - 1962. USAEC.
17. Nucleonics Week, 11. februar 1965.
18. Proceedings of the American Power Conference, Volume XXVI, 1964.

19. Det svenske Kernekraftværk Oskarshamn, Danatoms KORT NYT nr. 30, 27. juli 1965.
20. Mitteilungen der V.G.B., hæfte 91. August 1964.
21. Die 500 MW Sätze des Central Electricity Generating Board: F. Dransfield, L. Lamb, Mitteilungen der V.G.B. Oktober 1964.