



En sammenligning af atomkraftværkers og fossile kraftværkers økonomi under danske forhold

Noauthor, Risø

Publication date:
1977

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):

Daub, J. (1977). En sammenligning af atomkraftværkers og fossile kraftværkers økonomi under danske forhold. Danmarks Tekniske Universitet, Risø Nationallaboratoriet for Bæredygtig Energi. (Risø-M; Nr. 1942).

DTU Library

Technical Information Center of Denmark

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

NIST NATIONAL LABORATORY

Department of Energy Technology

En Hæmsenliging af

Atomkraftværker og Fossils Erstatningskøle

Skrevet under Densky Forhold

1970

1970

<p>Title and author(s)</p> <p>En sammenligning af Atomkraftværkers og Fossile Kraftværkers Økonomi under Danske Forhold</p> <p>af Jan Daut</p>	<p>Date Juni 1977</p> <p>Department or group Reaktorteknik</p> <p>Group's own registration number(s)</p>
<p>117 pages + tables + illustrations</p>	
<p>Abstract</p> <p>Rapporten behandler de investerings- og finansieringsmæssige aspekter af en udbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med centrale grundlast kraftværker. Tekniske og økonomiske data for anlæggene og disses drift er fastsat på basis af en analyse af foreliggende informationer. Den generelle problematik i forbindelse med investerings- og finansieringsanalyser for kraftværksudbygninger er beskrevet. Sammenlignende beregninger er gennemført dels for alternative udbygninger med enkelt anlæg til idriftsættelse i 1987 og dels for alternative udbygningsmønstre, der udgiftsmæssigt dækker perioden indtil 2000. Til brug for de økonomiske sammenligninger af udbygninger med enkelt anlæg er der udviklet en ny beregningsmetode, der tager hensyn til anlæggenes evt. forskellige værdi i elektricitetsproduktionssystemet - denne metode er beskrevet i bilag I. I yderligere 2 bilag er givet de tekniske begrundelser for anvendelsen af henholdsvis nutidsværdimetoden i investeringsanalyser og den i hovedrapporten benyttede reserveeffektfilosofi.</p> <p>Available on request from Risø Library, Risø National Laboratory, (Risø Bibliotek, Forsøgsanlæg Risø) DK-4000 Roskilde, Denmark Telephone: (03) 35 51 01, ext. 334, telex: 43116</p>	<p>Copies to</p>

INDHOLDSFORTEGNELSE

	side
1. INDLEDNING	1
2. ANLÆGSTYPER OG ENHEDSSTØRRELSER	4
2.1 Anlægstyper	4
2.2 Enhedsstørrelser	4
3. VALG AF KRAFTVÆRKSRELEVANTE DATA	8
3.1 Anlægspriser	8
3.1.1 Fossiltfyrede anlæg	10
3.1.2 LWR-anlæg	12
3.1.3 CANDU-anlæg	13
3.2 Nedrivningsomkostninger	14
3.3 Brændselspriser	15
3.3.1 Fossilt brændsel	15
3.3.2 Nukleart brændsel	16
3.3.2.1 Uran	16
3.3.2.2 Konversion af uranoxid til uran- hexafluorid	20
3.3.2.3 Uranberigning	20
3.3.2.4 Brændselselementfabrikation	21
3.3.2.5 Oparbejdning af brugte brændsels- elementer m.m.	22
3.3.2.6 Plutonium	25
3.4 Drifts og Vedligeholdelsesudgifter	25
3.4.1 Drifts- og vedligeholdelsesudgifter for 600 MW kul/oliefyret enhed	26
3.4.2 Drifts- og vedligeholdelsesudgifter for atomkraftværker	28
3.4.3 Marginale drifts- og vedligeholdelses- udgifter for produktionssystemet	30
3.5 Betalingsforløb	31
3.6 Brændselslagerkrav	33
3.7 Belastnings- og pålidelighedsfaktorer for kraftværker	34
3.8 Specifikke brændselsforbrug	39
3.9 Resumé af referenceværdier	41
4. INVESTERINGSANALYSE	48
4.1 Referencetilfælde	51
4.2 Følsomhedsanalyse	56

	side
4.2.1 Anlægspriser	56
4.2.2 Brændselspriser	57
4.2.2.1 Fossilt brændsel	57
4.2.2.2 Nukleart brændsel	58
4.2.3 Drifts- og vedligeholdelsesudgifter ..	59
4.2.4 Belastnings- og pålidelighedsfaktorer.	59
4.2.5 Realrente	65
4.3 Afsluttende bemærkninger	68
5. FINANSIERINGSANALYSE	70
5.1 Vurdering af udbygningsalternativer	74
5.2 Udgiftsprognoser for alternative totale ud- bygningsplaner	82
6. AFSLUTNING	91
Bilag I, PRINCIPPER FOR BEREGNING AF kWh-UDGIFT	92
1. Alternative metoder til beregning af kWh- udgift	92
2. Udgiftsopgørelse	96
3. Gennemsnits kWh-udgift	101
Bilag II, NUTIDSVÆRDI	104
1. Økonomisk sammenligning af alternative in- vesteringer	104
2. Nutidsværdiopgørelse	104
2.1 Nutidsværdibegrebet	104
2.2 Tidspræferencerente	106
Bilag III, RESERVEEFFEKTBEHOV	109
Litteraturliste	114

1. INDLEDNING

Et af de konstant tilbagevendende emner i atomkraftdebatten har været økonomien. Modstridende påstande er blevet fremført som kendsgerninger. Mange mennesker er blevet efterladt i total vildrede. En væsentlig årsag til den uklare situation er, at man i debatten ofte har generaliseret ud fra analyser, der er baseret på meget restriktive forudsætninger, eller har trukket på analyser, der er så oversimplificerede eller baseret på så mangelfuldt et data-grundlag, at de er misvisende.

Denne rapport skal ses som et bidrag til afklaring af problemerne. I rapporten er redegjort for nogle væsentlige økonomiske aspekter i forbindelse med udbygningen af det danske elektricitetsproduktionssystem; de betragtede alternativer er atomkraftværker og fossiltfyrede enheder. Ved at vælge kun at behandle nogle af de økonomiske aspekter og kun at betragte rene elektricitetsproducerende anlæg, i stedet for at forsøge at lave en alt favnende rapport, er der mulighed for at gå mere i dybden, og derved forhåbentlig undgå nogle af de misforståelser, der ellers let opstår. Det er valgt at behandle en række af de investerings- og finansieringsmæssige aspekter, der knytter sig til udbygningen af elektricitetsproduktionssystemet. Bestemmende for valget af netop disse emner har været, at af de væsentligere emner er det disse, for hvilken prognoseusikkerheden betyder mindst; muligheden bliver derved størst for ud fra de opnåede resultater, at drage egentlige konklusioner. Hovedvægten er lagt på en analyse af de investerings- og finansieringsmæssige sider af valget af anlægstype ved en udvidelse af elektricitetsproduktionssystemet med en grundlastenhed til idriftsættelse i 1987 - det år et atomkraftværk tidligst vil kunne idriftsættes.

Blandt de væsentlige økonomiske aspekter, der er forbundet med udbygningen af det danske elektricitetsproduktionssystem, og som ikke er behandlet i rapporten, kan nævnes kraftvarmeproduktion og beskæftigelses- og valutaforhold. En vurdering af de muligheder, der ligger i en øget satsning på kraftvarmeverker, er indeholdt i en anden undersøgelse, der er undervejs. En opgørelse af de beskæftigelses- og valutamæssige

konsekvenser af alternative udbygninger vil være præget af meget stor usikkerhed. Formodentlig vil det kun være bygge- og anlægssektoren, der for alvor kan gøre sig gældende ved den evt. opførsel af første danske atomkraftværk. Ved bygningen af efterfølgende atomkraftværker kan man forvente, at en stigende andel vil gå til dansk industri; men hvor stor denne andel bliver, vil afhænge af en lang række forhold af teknisk, økonomisk, handelsmæssig, beskæftigelsesmæssig og politisk natur, som er meget vanskelige at forudsige i dag. Dansk produktion af udstyr til danske atomkraftværker vil åbne muligheden for en eksport af lignende udstyr til udenlandske anlæg; men igen gør en række forhold - til dels af samme natur som de lige nævnte - det vanskeligt at kvantificere betydningen heraf. Endelig er der den mulighed, at der i afslutningen af større kontrakter med udenlandske selskaber om leveringer til danske kraftværker indgår aftaler om kompensationskøb; hvilken beskæftigelses- og valutæræssig betydning man i dag vil tillægge kompensationsmuligheden bliver en ren trossag. (I forbindelse med spørgsmålet om bindinger ved køb af større komponenter til kraftværker, eller evt. af komplette anlæg, kan det nævnes, at danske elværker hidtil har været relativt frie i valget af leverandører, men at man i de fleste andre industrilande har ført en national politik ved bygningen af kraftværker).

Af andre emner, der ikke er dækket af rapporten, kan nævnes forsyningssikkerheden og betydningen af miljøpåvirkninger m.m. Den store problemkreds omkring forsyningssikkerheden berøres kun periferisk. Betydningen af miljøpåvirkninger behandles slet ikke.

For at lette læsningen af rapporten skal der her til sidst i indledningen gives en kort omtale af dispositionen.

I kapitel 2 udvælges de anlægsalternativer, der indgår i den egentlige analyse. I forbindelse med begrundelsen for valg af alternativer gives en kort omtale af reservede/faktproblematikken.

I kapitel 3 fastsættes referencedata for nye kraftværker og for det eksisterende elektricitetsproduktionssystem. Kapitellet er ret omfattende; læseren, der ikke ønsker at bruge tid på

begrundelsen for valg af data, kan springe direkte til resuméet sidst i kapitlet, hvor alle referencedata er samlet i tabelform.

Kapitel 4 indeholder investeringsanalysen. I indledningen til kapitlet opridses en række principielle aspekter i forbindelse med investeringsanalyser for kraftværker. I efterfølgende afsnit gennemføres først en analyse under anvendelse af referencedata og dernæst en følsomhedsanalyse.

Kapitel 5 indeholder finansieringsanalysen. I indledningen til kapitlet gives en generel beskrivelse af hele finansieringsproblematikken. I efterfølgende afsnit foretages en analyse af en række meget væsentlige finansieringsmæssige aspekter omkring udbygningen af det danske elektricitetsproduktionssystem, således opgøres finansieringsbehov og for et givent sæt finansieringsvilkår bestemmes kWh-priser af værk.

Kapitel 6 indeholder afsluttende bemærkninger.

Til rapporten hører 3 bilag. Bilag I beskriver principperne for udgiftsopgørelsen, og hvorledes de tidslig midlede kWh-udgifter beregnes. Bilag II er en kort gennemgang af nutidsværdimetoden. Bilag III behandler reserveeffektproblematikken. Den anvendte metode til opgørelse af udgifterne er så vidt vides ikke anvendt andet steds, og det kan stærkt anbefales at læse bilag I, før investerings- og finansieringskapitlet læses - nødvendigt er det dog ikke. Bilagene II og III vil de fleste derimod uden skade kunne overspringe; bilagene er kun medtaget af hensyn til de, der ønsker de tekniske begrundelser for anvendelsen af henholdsvis nutidsværdimetoden og den i hovedrapporten benyttede reserveeffektfilosofi.

2. ANLÆGSTYPER OG ENHEDSSTØRRELSER

2.1 Anlægstyper

I denne rapport vurderes økonomien for store grundlastkraftværksenheder. De økonomiske forhold for store kraftvarmeproduktionsenheder og for små termiske decentrale anlæg vil ikke blive behandlet her. Økonomien for disse anlægstyper er for tiden genstand for en særskilt undersøgelse. Udnyttelsen af sol- og vindenergi i en decentral kraftproduktion kan ud fra et økonomisk synspunkt under de nuværende teknisk-økonomiske forhold ikke komme på tale i større skala. Det er imidlertid vigtigt, at udbygningsplanerne gøres tilstrækkelig fleksible, så sol- og vindkraftanlæg eventuelt kan indgå på et senere tidspunkt i produktionsstrukturen, hvis den politisk-teknisk-økonomiske udvikling skulle gøre det ønskværdigt.

Begrænsningen af undersøgelsen til i det væsentlige kun at behandle forholdene ved store kraftværker betyder, at man ikke ud fra beregningerne kan slutte sig til det økonomiske optimale produktionssystem. Ved en total analyse af det danske kraft-varme produktionssystem vil man imidlertid kunne opnå en væsentlig simplificering ved at benytte resultater fra en undersøgelse af den foreliggende art.

De anlægstyper, der vil blive behandlet, er kul/oliefyrede enheder og atomkraftværker af letvandsreaktortypen (LWR) og af tungtvandstypen udviklet i Canada (CANDU). Opførsel af kraftværker, der kun kan fyres med olie, vil af forsyningssikkerhedsmæssige grunde ikke være acceptabel. Naturgas vil eventuelt kunne komme på tale som brændsel for spidslastanlæg; derimod kan man ikke basere mellemlast- og grundlastanlæg, der skal fungere ind i det 21. århundrede, på at være afhængige af et så ædelt brændsel.

2.2 Enhedsstørrelser

Valget af enhedsstørrelse ved en grundlastudbygning af elproduktionssystemet bestemmes af en lang serie af for-

hold. Af vigtige punkter skal her nævnes:

1. Forventet stigning i den maksimale belastning og i elforbruget.
2. Markedsførte enhedsstørrelser.
3. Enhedsstørrelsens betydning for priser.
4. Netbegrænsninger.
5. Enhedsstørrelsens betydning for nødvendig reserveeffekt.

De enkelte punkter vil i det følgende blive gjort til genstand for en kort omtale.

1. Et atomkraftværk vil i Danmark ikke kunne idriftsættes før sidst i 1980'erne (1987!). Ved en udbygning af det danske elproduktionssystem med enheder til idriftsættelse før dette tidspunkt vil valget derfor være indskrænket til fossilt fyrede enheder. Ifølge Handelsministeriets analyse- og prognoseudvalg (ref. 1) kan man sidst i 1980'erne forvente en årlig stigning i den maksimale elbelastning på ca. 300 MW - fordelt med godt halvdelen vest for Storebælt og knap halvdelen øst for Storebælt. Elværkerne forventer en noget større årlig vækst. Den nødvendige installerede effekt vil være bestemt af den forventede maksimale belastning med et tillæg for reserveeffekt. Reserveeffekten andrager ca. 15% af maksimal belastningen.
2. Kul/oliefyrede anlæg leveres i enhedsstørrelser, der i relativt små spring går op til ca. 1300 MW. Letvandsreaktoranlæg markedsføres kun i et ret begrænset antal enhedsstørrelser, beliggende i intervallet ca. 600 MW - ca. 1300 MW. CANDU-anlæg til eksport leveres kun i enheder på 635 MW. Hvad angår fremtiden, må man forvente en stigning i de maksimale enhedsstørrelser, specielt for atomkraftværker, som følge af de økonomiske fordele, der vil være forbundet hermed. Sandsynligheden for et fald i mindste enhedsstørrelse er derimod lille; den historiske tendens for atomkraftværker viser en stadig stigning i mindste enhedsstørrelse, der indgår i leverandørernes programmer.
3. Udgifterne ved elproduktion deles normalt op i anlægsudgifter, brændselsudgifter og drifts- og vedligeholdelses-

udgifter. Fig. 1 viser udglattet anlægsudgifternes afhængighed af enhedsstørrelser for kul/oliefyrede anlæg og for letvandsreaktoranlæg (ref. 3 og ref. 4). Som det vil ses, vinder man for kul/oliefyrede anlæg kun relativt lidt i anlægsudgifter ved at bygge enheder større end 600 MW; for letvandsreaktoranlæg er den mulige størrelsesgevinst langt fra udtømt ved den i dag tilbudte maksimale enhedsstørrelse. Brændselsudgifterne pr. produceret kWh vil for større grundlastenheder være meget nær uafhængig af enhedsstørrelsen. Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne pr. produceret kWh vil være enhedsstørrelse-afhængige; men da udgifterne sammenlignet med de øvrige udgifter er små, får dette forhold kun ringe betydning for fastlæggelsen af den økonomisk optimale enhedsstørrelse. Væsentlig for økonomien er endvidere anlæggenes pålideligheds-, rådigheds- og udnyttelsesfaktorer, der alle er forskellige mål for anlæggenes værd i elproduktionen. Generelt gælder det, at nye og store anlæg kører dårligere end mindre og mere velprøvede anlæg.

Relative specif.
anlægsomkostn.

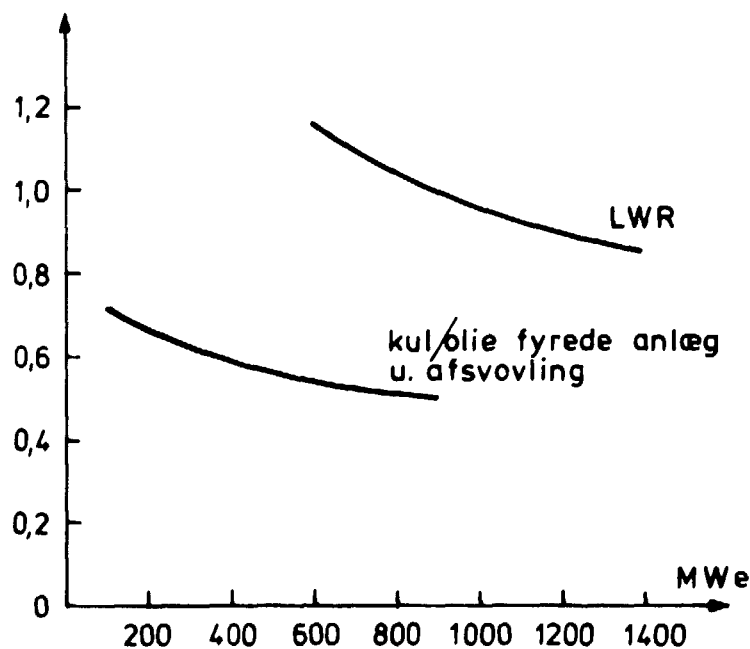


Fig. 1. Specifikke anlægsomkostningers variation med enhedsstørrelse.

4. Nettets størrelse sætter en øvre grænse for de enhedsstørrelser, der kan komme på tale ved en udbygning af elproduktionssystemet. Store enheder kan ved udfald give netstabilitetsproblemer. Det bør dog her erindres, at nettets kapacitet ikke er en stationær størrelse.

5. Behovet for installeret reserveeffektbehov vil bl.a. være afhængig af enhedernes størrelse. De effektmæssige konsekvenser af anlægsudfald vil være større jo større enheder, der udbygges med, og reserveeffektbehovet vil derfor øges med voksende enhedsstørrelse. Væsentlig for enhedsstørrelsens betydning for den nødvendige reservekapacitet er enhedens relative størrelse i forhold til størrelsen af produktionssystemet, den indgår i. I bilag III er givet en omtale af reserveeffektproblematikken. Det er her vist, at for samkørende produktionssystemer, som dem Kraftimport og Elsam er led i, vil enhedsstørrelser på op til størrelsesordenen 1000 MW kunne accepteres, uden at det i praksis får nogen betydning for reserveeffektbehovet, bortset fra via en evt. indirekte sammenhæng mellem anlægspålidelighed og enhedsstørrelse.

På basis af overvejelser af ovennævnte art når man frem til, at udbygningsplanlægningen for det danske elproduktionssystem med store grundlast kraftværksenheder bør baseres på:

600 MW kul/oliefyrede enheder.

900 MW letvandsreaktoranlæg for opstart sidst i 1980'erne og i første del af 1990'erne.

1300 MW letvandsreaktoranlæg for opstart i sidste del af 1990'erne.

635 MW CANDU anlæg.

3. VALG AF KRAFTVÆRKSRELEVANTE DATA

Den økonomiske evaluering må baseres på antagelser vedrørende anlægspriser, nedrivningsomkostninger, brændselspriser, drifts- og vedligeholdelsesudgifter, betalingsforløb, kraftværksbelastnings- og pålidelighedsfaktorer, brændselsan-gerkrav samt specifikke brændselsforbrug for kraftværker. Datavalget må nødvendigvis være forbundet med en høj grad af usikkerhed. For anlægspriser og drifts- og vedligeholdelsesudgifter må man for atomkraftværker trække på historiske udenlandske data, der ikke nødvendigvis - selv ved korrektion for inflationen - vil være gyldig for kommende værker opført og drevet under danske betingelser. Brændselspriser - såvel for kul/oliefyrede kraftværker som for atomkraftværker - skal man forudsige for en 30-årig periode, startende sidst i 1980'erne. For belastnings og pålidelighedsfaktorer skal man ud fra en begrænset erfaring med kraftværker idriftsat i 1960'erne og i 1. halvdel af 1970'erne, forudsige et livsforløb for anlæg idriftsat sidst i 1980'erne eller eventuelt i 1990'erne.

Der er i tidens forløb af kompetente personer blevet fremstillet et stort antal prognoser for den forventlige udvikling i de ovenomtalte data. En sammenligning mellem disse prognoser og den udvikling, man har kunnet konstatere, efterlader ikke noget opløftende indtryk. Det er ikke erfaringer, der opfordrer en til at fremsætte nye prognoser. Så længe der er behov for at bygge nye elværker, og de økonomiske konsekvenser af valg af anlægstype ønskes vurderet, kommer man imidlertid ikke uden om at skulle forsøge at forudsige fremtiden. Da der under alle omstændigheder må regnes med en relativ stor prognoseusikkerhed, er der ingen grund til at benytte en kompliceret forudsigelsesteknik; derimod er det væsentligt, at der gennemføres en følsomhedsanalyse.

I det følgende diskuteres valg af data, og referenceværdier fastsættes. Referenceværdierne er samlet i tabelform sidst i kapitlet.

3.1 Anlægspriser

I beregningerne anvendes de såkaldte kontraktpriser, gyldige primo 1976.

Ved kontraktprisen forstås summen af alle kontraktbasispriserne henført til det relevante tidspunkt samt omkostnin-

ger ved egne indsatser, som er nødvendige for at gøre anlæget komplet. Kontraktprisen indeholder altså også eventuelle udgifter til diverse og uforudsete, ligesom udgifterne til erhvervelse af byggegrund og etablering af byggeplads er medregnet. Basispriserne forudsætter et betalingsforløb sammenfaldende med aktivitsforløbet. Byggerenter indgår således ikke i kontraktprisen. For at undgå misforståelser skal det pointeres, at kontraktprisen ikke er lig den forventede samlede anlægspris; hverken prisstigninger eller byggerenter er indregnet.

Fastsættelsen af realistiske værdier for kontraktpriserne kræver en relativ stor indsats, samt adgang til en del "inside information".

Udgangspunktet må være afsluttede kontrakter. Her løber man øjeblikkelig ind i problemet, at elværkerne næsten altid vil være kontraktligt bundet til tavshedspligt af leverandørerne. Når prismateriale publiceres i pressen, er det ofte umuligt at afgøre, hvad posterne dækker, og om beløbene er angivet i faste penge eller i inflationspenge. Foreligger der specifikation, er det ikke usædvanligt, at man med kendskab via uofficielle kanaler til de virkelige forhold kan konstatere, at specifikationen står helt for journalistens egen regning.

Kendskab til de afsluttede kontrakter er ikke nok; priserne må bearbejdes, og bygherrens egen udgifter må inkluderes. For et ikke nøglefærdigt anlæg vil kontrakterne være afsluttet over en flereårig periode, og basispriserne vil derfor være gyldige ved forskellige prisniveauer. Priserne dækker eventuelt ikke blot teknikleverancer, men også finansydelse. Disse forhold må der korrigeres for.

Omregningen af kontraktprisen fra kontraktafslutningstidspunktet for et givet anlæg til en primo 1976 kontraktpris skaber nye problemer. Der må tages hensyn til prisudviklingen over de mellemliggende år, og for at tallet skal være anvendeligt i forbindelse med forudsigelser for nye værker, må man have viden om, hvorvidt særlige forhold gjorde sig gældende ved kontraktafslutningen.

For at kunne sammenligne konstaterede kontraktpriser for forskellige anlæg, endsiige udnytte tallene i forbindelse med forudsigelser på nye anlæg, må man tage hensyn til tekniske

forskelle. Som eksempler kan her nævnes funderingsforhold, kølevandsforhold, anlæggets tilslutning til 400 kV eller 150 kV net, automatiseringsgraden, tilsigtet virkningsgrad, tilsigtet driftssikkerhed, for kul/oliefyrede anlægs vedkommende røggasrensningskrav og spændvidden af kultyper, som anlægget er udlagt for, og for atomkraftværkers vedkommende sikkerhedskrav.

Forholdene kompliceres yderligere af varierende kursrelationer og af en omkostningsstruktur, der er områdeafhængig - specielt lønomkostningerne kan adskille sig væsentligt fra område til område.

Alle disse forhold gør det vanskeligt at bestemme relevante værdier for kontraktpriser primo 1976, som kan anvendes ved forudsigelser for kraftværker, der tænkes opført i Danmark. Men hertil kommer, at man ikke kan blive stående ved 1976-kontraktpriserne; man må også forudsige den sandsynlige prisudvikling for kraftværker - målt i forhold til den generelle inflation i samfundet - fra 1976 til det tidspunkt, det nye anlæg skal opføres. Og så kan prisen til den tid endda vise sig at blive bestemt af specielle forhold, såsom en leverandørs ønske om at sikre sig ordren eller krav om danske leverancer.

Usikkerheden i bestemmelsen af anlægspriser, relevante for den foreliggende undersøgelse, er fremhævet. Det bør dog nævnes, at usikkerheden på forskellen mellem anlægspriserne på forskellig anlægstyper er betydelig mindre end på priserne selv, som følge af de mange elementer, der er fælles for anlæggene.

Her vil fastsættelsen af værdier af kontraktpriserne til anvendelse ved beregningerne for nye anlæg opført i Danmark, dels blive baseret på talmateriale offentliggjort af kompetente organer, og dels blive baseret på underhåndsinformationer fremskaffet af uofficielle kanaler - ifølge sagens natur må omtalen af de fortrolige oplysninger blive meget summarisk og desuden ske uden kildehenvisning.

3.1.1 Fossiltfyrede anlæg

Det bedste publicerede skøn over kontraktpriser for 600 MW kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-røggasrensningsanlæg, opført i Danmark, findes i DEFU rapporten K.K.II (ref. 4). På basis af en detaljeret gennemgang af de budgeterede omkostninger ved bygningen af Enstedværket og Asnæs 5 angiver man kontraktprisen

primo 1975 til:

1860 kr/kW ved opførsel på ny plads.

1600 kr/kW ved opførsel på en plads, hvor der i forvejen er placeret mindst en større enhed med mulighed for kul-fyring.

De angivne priser er landsgennemsnitsbeløb; der vil kunne herske store forskelle mellem forskellige placeringer.

Ifølge elværkerne vil det ikke blive aktuelt i mange år at bygge kul/oliefyrede anlæg på nye pladser; den relevante kontraktpris primo 1975 må derfor være 1600 kr/kW. Justering for inflationen i 1975 bringer kontraktprisen primo 1976 op på 1800 kr/kW.

I Danmark har myndighederne hidtil ikke krævet kul/oliefyrede kraftværker udstyret med SO₂-røggasrensningsudstyr. I USA og Vesttyskland har man imidlertid nyligt fastsat meget strenge regler vedrørende maksimumgrænserne for sammensætningen af røggasudslip fra nye kraftværker; reglerne vil i mange tilfælde være ensbetydende med krav om installation af SO₂-rensningsanlæg. Teknikken er stadig meget ny, og merudgiften kan i dag kun skønnes groft. I ref. 5 er kontraktprisen primo 1974 for et 1000 MW kul/oliefyret anlæg med SO₂-røggasrensningsudstyr angivet til at være ca. 50 \$/kW højere end den tilsvarende pris for et anlæg uden SO₂-rensning. I ref. 6 er kontraktprisen 1974 for tre 800 MW kulfyrede anlæg med SO₂-røggasrensningsudstyr angivet til at være ca. 70 \$/kW højere end den tilsvarende pris for anlæg uden SO₂-rensning. Andre kilder nævner betydelig højere tal. En kontraktpris primo 1976 for et 600 MW kul/oliefyret kraftværk med SO₂-røggasrensningsudstyr, der er 500 kr/kW højere end for et kraftværk uden SO₂-rensning, synes ikke urimelig. Den samlede kontraktpris primo 1976 for et 600 MW kul/oliefyret kraftværk med SO₂-røggasrensningsanlæg, opført i Danmark, kan hermed skønsmæssigt sættes til 2300 kr/kW.

For spidslastanlæg anvendes en reference- kontraktpris primo 1976 på 1200 1976-kr/kW.

For udviklingen fremover i kontraktpriserne for fossiltfyrede kraftværker antages her, at de følger inflationen - eller anderledes udtrykt, at priserne målt i faste penge

er konstante. Priserne steg i første halvdel af 1970'erne med mere end svarende til inflationen, og en fortsat relativ prisstigning er en mulighed. I denne forbindelse skal det dog bemærkes, at for anlæg, der skal idriftsættes sidst i 1980'erne, vil kun en begrænset relativ prisstigning kunne blive aktuel, dels som følge af det korte tidsrum, der er til disse enheder skal bygges, og dels som følge af de herskende markedsforhold, fremkaldt af et stagnerende kraftværksbyggeri. (Den økonomiske betydning af en stigning i kontraktprisen undersøges i følsomhedsanalysen.)

3.1.2 LWR-anlæg¹

For atomkraftværker er man ikke i samme fordelagtige situation som ved kul/oliefyrede kraftværker, at man kan trække på elværkernes viden om kontraktpriser for opførelse af anlæg i Danmark. Ved atomkraftværker må man basere sig på tal hentet fra udlandet. Til brug ved overførelse af udenlandske priser til danske forhold, vil det være af væsentlig værdi at have kendskab til sammenlignelige udgifter for atomkraftværker og kul/oliefyrede anlæg.

I Kraftværksøkonomiske analyser (ref. 2) er kontraktpriserne juli 1974 for 900 MW LWR-anlæg opført i Sverige, Vesttyskland og Finland opgivet til henholdsvis 2850 kr/kW, 2575 kr/kW og ca. 2700 kr/kW.

Kontraktprisen midt 1974 for et 1000 MW LWR-anlæg opført i USA er af United Engineers & Constructors Inc. opgjort til 380 \$/kW eller 2280 kr/kW² (ref. 5). De tilsvarende kontraktpriser for 1000 MW kulfyrede anlæg med og uden SO₂-røggasrensning er opgjort til henholdsvis 330 \$/kW eller 1980 kr/kW og 280 \$/kW eller 1680 kr/kW. I en rapport (ref. 6) udarbejdet af Arthur D. Little Inc. for New England Electric (USA) er kontraktprisen midt 1974 for et kraftværk bestående af 2 1150 MW LWR-enheder opgjort til ca. 450 \$/kW eller 2700 kr/kW. Kontraktprisen midt 1974 for et kulfyret kraftværk på 3 800 MW enheder er til sammenligning angivet til ca. 370 \$/kW eller 2220 kr/kW, hvis an-

1) Uden 1. kerne

2) Kurs 6,00 kr/\$

læggene er udstyret med SO₂-røggasrensningsudstyr, og til ca. 300 \$/kW eller ca. 1800 kr/kW, hvis anlæggene ikke er udstyret med SO₂-røggasrensningsudstyr.

I Vesttyskland var kontraktprisen primo 1976 for et 1300 MW LWR-anlæg omregnet ca. 2500 kr/kW. Det tilsvarende tal for et 700 MW kul/oliefyret grundlastværk med 50% SO₂-røggasrensning var før statssubsidier ca. 2000 kr/kW.

I Frankrig var kontraktprisen primo 1976 for et kraftværk bestående af to uafhængige 900 MW LWR-enheder omregnet ca. 2200 kr/kW. Det tilsvarende tal for et kraftværk bestående af 2 700 MW kul/oliefyrede grundlastenheder var ca. 1600 kr/kW. De angivne priser inkluderer en seriefordel, som det nationale elselskab EDF opnår i kraft af en politik, der går ud på at bygge i serier.

På basis af de her nævnte priser, korrigerede for referenceår³, enhedsstørrelse⁴ og antal enheder⁵, samt under hensyntagen til enkelte yderligere informationer, sættes referencekontraktprisen primo 1976 for opførsel af et 900 MW LWR-anlæg i Danmark på en ny plads til 3100 kr/kW. Den tilsvarende pris for et 1300 MW LWR-anlæg sættes til 2700 kr/kW.

I den foreliggende analyse antages særskilt placering af alle atomkraftanlæg, og kontraktprisen for alle LWR-anlæg sættes derfor pessimistisk til den for en ny plads gældende.

Kontraktprisen for LWR-anlæg antages i referencetilfældet (som for fossiltfyrede anlæg) at følge den generelle inflation - eller udtrykt på anden vis, at være konstant i faste penge. Ifølge ref. 5 og ref. 7 har den procentvise stigning i kontraktpriserne for LWR-anlæg og kul/oliefyrede anlæg over en årrække været meget nær den samme.

3.1.3 CANDU-anlæg⁶.

CANDU-anlæg er i den vestlige verden hidtil kun bygget i reaktortypens hjemland, Canada. Kontraktprisen for opførsel af et CANDU-anlæg i Danmark kan derfor kun angives meget groft.

- 3) Kontraktprisen for atomkraftværker er de sidste år steget 10-20% p.a.
- 4) Kontraktprisen pr. kW for atomkraftværker mindskes ved stigende enhedsstørrelse; eksponenten i scaling loven er ca. = 0,3.
- 5) Anden LWR-enhed på en plads er ca. 10% billigere end første enhed.
- 6) Excl. første kerne, incl. tungtvand.

I Kraftværksøkonomiske analyser (ref. 2) er kontraktprisen primo 1975 for et 635 MW CANDU-anlæg angivet til 4290 kr/kW.

I denne rapport anvendes en reference-kontraktpris primo 1976 for et 635 MW CANDU-anlæg på 4500 kr/kW.

3.2 Nedrivningsomkostninger.

Der foreligger kun få data vedrørende omkostningerne ved nedrivning af udslidte anlæg af de typer og enhedsstørrelser, der vurderes i denne rapport. Ethvert tal, der gives, må i øvrigt behæftes med alle mulige forbehold, idet der er tale om at forudsige teknik og myndighedskrav mere end 40 år ud i fremtiden. Posten har dog kun ringe betydning i en totaløkonomisk opgørelse.

Ifølge svenske og tyske oplysninger vil nedrivningsudgifterne skønsmæssigt andrage:

3% af kontraktprisen for 600 MW kul/oliefyrede anlæg.

3-5% af kontraktprisen for større atomkraftværker ved nedrivning 30-40 år efter endelig nedlukning.

10-15% af kontraktprisen for større atomkraftværker ved nedrivning umiddelbart efter endelig nedlukning.

For atomkraftværker vil det med en positiv realrente være økonomisk mest fordelagtigt at udsætte nedrivningen til 30-40 år efter endelig nedlukning. Et nyt anlæg vil formentlig blive placeret på samme plads som det udslidte; de sikkerhedsmæssige og rent praktiske problemer ved en udsættelse af nedrivning vil derfor være små. Da det imidlertid ikke kan udelukkes, at myndighederne vil kræve atomkraftværker nedrevet umiddelbart efter endelig nedlukning, vælges her konservativt den dyre nedrivningsløsning.

Nedrivningsomkostningerne kan herefter på basis af de i afsnit 3.1 angivne kontraktpriser sættes til:

50 1976-kr/kW for 600 MW kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-rensning af røggassen.

70 1976-kr/kW for 600 MW kul/oliefyrede anlæg med SO₂-rensning af røggassen.

400 1976-kr/kW for 900 MW LWR-anlæg.

350 1976-kr/kW for 1300 MW LWR-anlæg.

500 1976-kr/kW for 635 MW CANDU-anlæg.

Nedrivningsudgifterne antages konstante i faste penge.

3.3 Brændselspriser

3.3.1 Fossilt brændsel

Priserne, danske elværker har måttet betale for kul og olie, har over en længere årrække vist en udvikling meget forskellig fra den generelle prisudvikling i samfundet. Målt i inflationskroner var prisen for kul og olie i 1960-erne relativ konstant, i begyndelsen af 1970-erne var der klare prisstigningstendenser, i 1973/74 steg priserne med en faktor 3-4, og siden 1975 har priserne fluktueret omkring det nye niveau. I 1976 har prisen for svær brændselsolie været oppe på godt 40 kr/Gcal; kulprisen har været helt nede på ca. 30 kr/Gcal. Mange politiske forhold har som bekendt spillet ind ved denne prisudvikling.

Det er ikke underligt på baggrund af de historiske forløb, at kompetente personer ses udtale sig meget forskelligt om den forventelige udvikling i kul og oliepriserne. Nogle - om end de er få - hævder, at vi igen er inde i en periode med stabile priser målt i inflationskroner; andre taler for stærkt stigende priser ud fra økonomiske og politiske argumenter.

I denne rapport vil blive anvendt i en fælles referencepris for kul og olie på 40 1976-kr/Gcal. Denne pris vil blive antaget gældende for hele undersøgelsesperioden. Prisen er lidt højere end den, man har måttet betale i 1976. Begrundelsen for prisstigningen er at søge i:

1. Et forventet øget aktivitetsniveau med dertil hørende øget efterspørgsel og øgede priser.
2. En forventet stigning i kulminearbejdernes reallønniveau, som vil gengive dem deres position blandt de bedst lønnede arbejdere. Minearbejderne vil i den ny energisituation føle styrke til at fremsætte krav herom, og endvidere vil behovet for at hverve nye minearbejdere gøre en sådan lønjustering til en nødvendighed.

3. Øgede produktionsudgifter som følge af nye miljøkrav.
4. Øgede produktionsudgifter ved udnyttelsen af nye og dårligere kulminer og olieklæder (et kul/oliefyret værk idriftsat i 1987 vil skulle tilføres brændsel indtil 2017).
5. Eventuelle politisk gennemtrumfede prisforhøjelser.

Til sammenligning med de her benyttede 40 1976-kr/Gcal kan det nævnes, at der i Kraftværksøkonomisk analyser (ref. 2) er anvendt en pris på 38 1975-kr/Gcal, svarende til ca. 41 1976-kr/Gcal.

3.3.2 Nukleart brændsel.

Prisen for nukleart brændsel er bestemt af udgifterne til en serie enkelt-komponenter. Fig. 2 viser en principskitse for LWR-brændsels livsløb (brændselskredsløbet). CANDU-brændsels livsløb er noget simplere, idet brændselselementerne indeholder naturligt uran, hvorved konversionsprocessen uranoxyd til uranhexafluorid og berigningsprocessen spares.

3.3.2.1 Uran.

Uranmarkedet har i den korte periode, der har eksisteret en efterspørgsel på uran, været udsat for store svingninger. I 1950'erne og et godt stykke ind i 1960'erne domineredes markedet totalt af den militære efterspørgsel. Uranet kom fra miner med let tilgængelige uranforekomster, og priserne var specielt i første del af perioden relativt høje - i USA betales i starten en pris svarende til godt 30 1976-\$/lb uran. I slutningen af 1950'erne mindskedes de militære køb stærkt, og siden 1970 er det kun meget begrænsede mængder uran, der er afsat til militære formål. Efterspørgselen på uran til kraftværker var endnu i begyndelsen af 1970'erne meget begrænset, og uranmineindustrien led derfor af betydelig overkapacitet. Uran kunne på dette tidspunkt købes på verdensmarkedet til en pris svarende til ca. 7 1976-\$/lb uran. Denne pris dækkede de variable udgifter ved uranudvindingen, men den gav ikke grundlag for åbning af nye miner. Fra 1972 begyndte prisen at stige. Meget tyder i dag på, at en af årsagerne til denne prisstigning var en hemmelig kartelaftale, der skal have fungeret i perioden 1972-1974 mellem en del store uranproducenter. Sidst i 1973 steg prisen på uran kraftigt og i 1974,

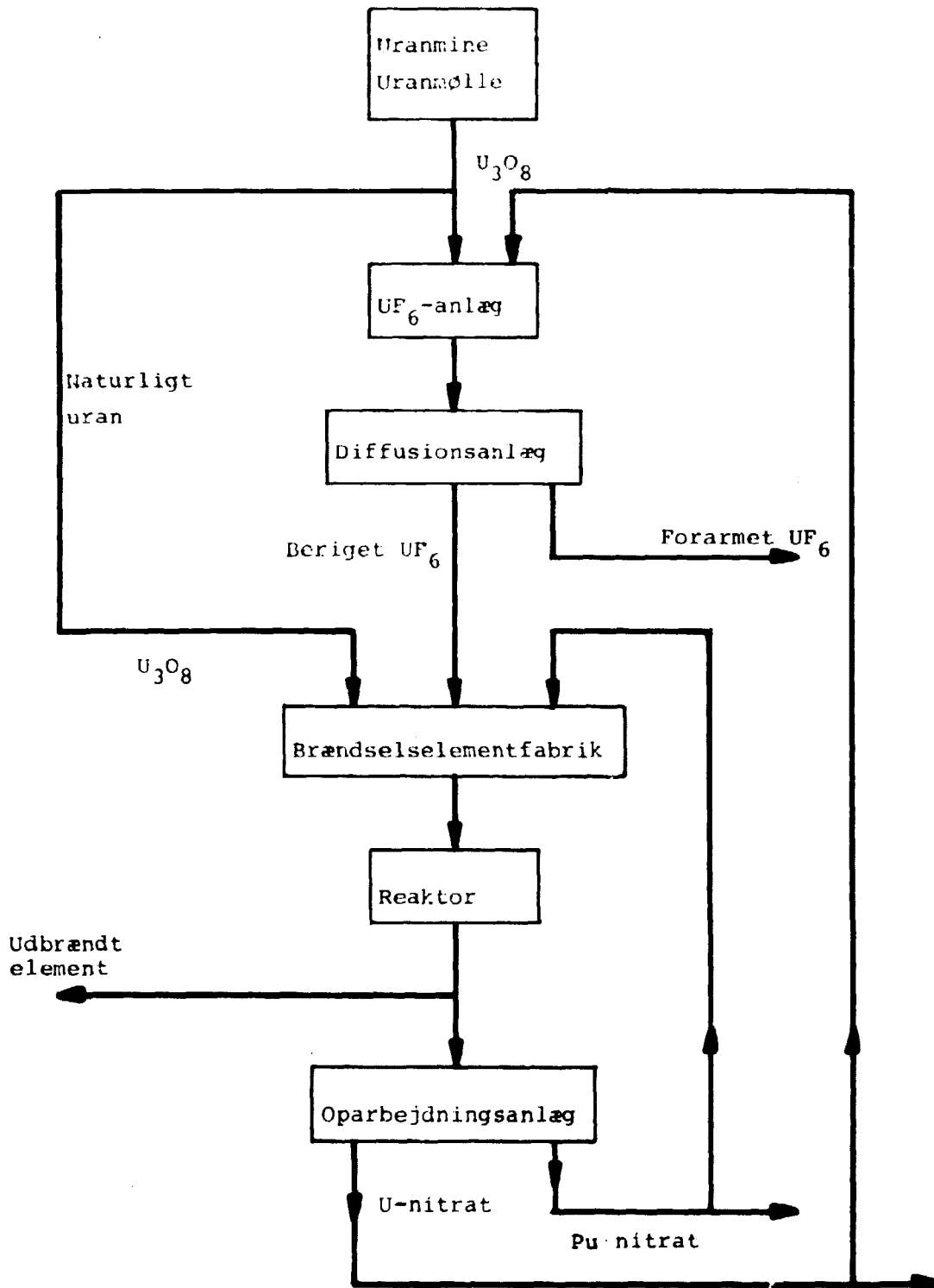


Fig. 2. Brændselskredsløbet for LWR-anlæg

i 1975 og først i 1976 har der fundet yderligere prisstigninger sted; ved årsskiftet 1976/1977 lå prisen på godt 40\$/lb uran.

En væsentlig årsag til de sidste års stærke stigning i uranprisen haves i overgangen fra et decideret købers marked til et lige så decideret sælgers marked. Før 1973 var elværkerne generelt ikke indstillet på at afslutte langtidskontrakter om uranlevering; ydermere gjaldt det, at en del af de aftaler der blev afsluttet, var med mellemhandlere - specielt med reaktorleverandøren Westinghouse - der kun i begrænset omfang dækkede sig ind ved aftaler med uranproducenter. Under disse forhold og med de herskende lave priser var incitamentet til at investere i nye miner og nyt produktionsudstyr kun ringe. Oliekrisen betød et omslag. Forsyningssikkerheden fik nu afgørende betydning. Interessen blandt elværker for langtidskontrakter øgedes ganske betydeligt, og mange ønskede at sikre sig uranlagre. I kraftværksudbygningsprogrammerne blev der lagt større vægt på atomkraftværker, og ifølge prognoserne måtte man forudse muligheden af en situation med forbigående uranmangel først i 1980'erne. Den eksisterende og planlagte mine- og produktionskapacitet var utilstrækkelig, og yderligere kapacitet kunne med de lange prospekterings-, planlægnings- og anlægstider først forventes idriftsat midt i 1980'erne. De kraftige prisstigninger, der indtrådte på uranmarkedet, fik Westinghouse til at falde fra og søge at frigøre sig fra indgående uranleveringskontrakter, der under de nye forhold ville medføre store tab for firmaet. Markedsforholdene fandt klart udtryk i flere kontrakter, indgået i 1976, hvor aftaleprisen for uran til senere levering blev sat til verdensmarkedsprisen på leveringstidspunktet, dog minimum den nugældende pris plus eskalation.

I den senere tid ser det ud til, at der er faldet lidt mere ro over uranmarkedet. Nye amerikanske og internationale prognoser for udbygningen med atomkraftværker (ref. 8 og ref. 9) viser en betydelig lavere vækst i den forventede installerede kapacitet, end man regnede med i den første tid efter oliekrisen. Det kan nævnes, at ERDA i 1976-prognosen angiver en øvre grænse, der er lavere end nedregrensen i 1975-prognosen (ref.8). Ifølge disse tal skulle der kun være ringe sandsynlighed for, at uranbrydningskapaciteten først i 1980'erne skulle udgøre en flaskehals.

Der er meget delte meninger om det nugældende uranprisniveau og om de fremtidige uranpriser. Ifølge en evaluering foretaget af ERDA (ref. 10) skulle uran fra nye miner kunne sælges for ca. 30 1976-\$/lb uran. Nogle mineselskaber hævder, at den nugældende pris er en minimumspris for rentabel drift af nye miner; endvidere argumenterer de for, at et stort overskud ville være nødvendig for at sikre kapital til en kraftig udbygning af kapaciteten. Andre mineselskaber giver udtryk for betænkeligheder ved de stedfundne voldsomme prisstigninger.

Udover atomkraftværkudbygningstakten, elværkernes lagerpolitik, og uranmineselskabernes udbygnings- og prispolitik er der adskillige andre forhold, der vil være af væsentlig betydning for fremtidens uranmarked. Der findes meget store uranressourcer (officielle tal for reserver dækker normalt kun de billigste kendte forekomster), men der hersker usikkerhed om udvindingsmulighederne. Således kan det nævnes, at man i to af verdens uranrigeste lande, Australien og Sverige, endnu ikke har besluttet sig for, om man vil tillade brydning af større uranmængder. Miljøkravene vil få stor betydning for produktionsprisen. Uranefterspørgslen vil i væsentlig grad påvirkes af atomkraftværkernes belastningsfaktorer, mixen af atomkraftværkstyper - herunder tidspunktet for et eventuelt genembrud for anlæg baseret på formeringsreaktorer -, uran 235 indholdet i affaldsuranet fra berigningsanlæggene og omfanget af recycling af plutonium og uran fra oparbejdede brændselselementer. En behandling af de forskellige faktorerers indflydelse på uranmarkedet findes bl.a. i ref. 8.

Her i denne rapport anvendes en referencepris på 35 1976-\$/lb uran, stigende fra 1976 med 2% p.a. real. Uranpriserne i 1987 og 2000 bliver herved henholdsvis 43,5 1976-\$/lb uran og 56,3 1976-\$/lb uran. Ved særlige forhold vil verdensmarkedespriserne på uran kunne tænkes at blive en del højere, men man kunne i så tilfælde forestille sig, at elværkerne gik ind i uranmineindustrien i lighed med, hvad tilfældet har været ved danske elværkers økonomiske involvering i olieeftersøgningen. Kapitalbehovet i mineindustrien udgør ca. 70 mill 1976-kr pr. installeret 1000 MW LWR-kraftværkskapacitet.

3.3.2.2 Konversion af uranoxid til uranhexafluorid.

Berigning af uran kræver, at uranet, der foreligger i form af uranoxyd, omdannes til uranhexafluorid. Konversionen foregår efter en kendt industriel proces og kapitalkravene og opførelstiden for nye anlæg giver heller ikke anledning til problemer.

Referenceprisen for konversion af uranoxid til uranhexafluorid sættes i denne rapport til 3 1976-\$/kg uran; prisen antages i faste penge ikke at ændres over tiden.

3.3.2.3 Uranberigning.

Langt den overvejende del af berigningsarbejdet for vestlige atomkraftværker er hidtil udført i berigningsanlæg ejet af den amerikanske stat. Prisen for berigningsarbejde udført i disse anlæg skal ifølge loven fastsættes, så at det offentliges udgifter dækkes "over a reasonable period of time". Anlæggene, der er af diffusionstypen, blev bygget i 1940'erne og først i 1950'erne. Lovkravet medførte længe, at berigningsprisen var betydelig lavere, end den ville have været under normale kommercielle forhold. Senere års stærke stigninger i elektricitetsprisen har imidlertid medført en væsentlig forøgelse af de variable udgifter og dermed en forholdsmæssig tilnærmelse af berigningsprisen til den pris, et kommercielt foretagende må forlange for berigningsarbejde foretaget i nyopførte anlæg. Primo 1976 var prisen for berigningsarbejde, afhængig af kontrakttype, 53-61 \$/SWU (SWU: Separate Work Unit er en enhed for berigningsarbejde. Der skal anvendes ca. 100.000 SWU pr. år til fremstilling af beriget uran til et 1000 MW atomkraftværk).

En anden leverandør af berigningstjeneste er Sovjetunionen, der især over de senere år har været aktiv på det vestlige marked. De sovjetiske leveringsbetingelser har ændret sig i takt med de amerikanske, og har hele tiden været en anelse gunstigere.

Nye leverandører på berigningsmarkedet er Urenco (ejet af England, Holland og Vesttyskland) og Eurodif (ejet af Frankrig, Italien, Spanien, Belgien og Iran). Urenco har hidtil kun leveret en meget begrænset mængde berigningsarbejde, der er blevet produceret på 2 mindre forsøgsanlæg af centrifuge-typen. Egentlige centrifugeproduktionsanlæg er under opførelse.

Urenco's pris primo 1976 var ca. 100 \$/SWU. Eurodif har et stort diffusionsanlæg under bygning. Eurodifs 1976 berigningspris kendes ikke, men angivelser fra 1974 lader formode, at prisen må være lidt lavere end Urenco's.

Herudover findes der flere potentielle leverandører af berigningsarbejde. Prisangivelser fra disse selskaber har i det væsentlige ligget i intervallet 90-110 1976-\$/SWU.

I denne rapport anvendes en referencepris for berigningsarbejde på fast 100 1976-\$/SWU.

Det skal bemærkes, at der ved afslutning af berigningskontrakter ofte kræves en vis forudbetaling. I de amerikanske kontrakter, der på dette punkt er de hårdeste, kræves 25-40% af udgifterne til berigning af første kerne betalt 8 år før levering. Det kan ikke udelukkes, at elværkerne vil kunne blive stillet overfor krav om direkte at skulle deltage i finansieringen af berigningsanlæg svarende til den ønskede årlige levering. Kapitalbehovet for berigningsanlæg af diffusionstypen er ca. 150 mill. kr pr. 1000 MW LWR-anlæg; for berigningsanlæg af centrifugetypen er beløbet noget højere.

En vigtig størrelse ved bestemmelse af uranforbruget og berigningsbehovet er uran-235 indholdet i affaldsuranet fra berigningsanlæggene. En række forhold som uranprisen, berigningsprisen og berigningskapaciteten vil være afgørende for valget af berigningsprocent, men det synes rimeligt i det lange løb at forvente en værdi i intervallet 0,20-0,25%. I denne rapport anvendes en referenceværdi for uran-235 indholdet i affaldsuranet fra berigningsanlæggene på 0,25 vægt-% af totalmængden af uran. En lavere berigningsprocent vil medføre et mindre uranforbrug og et større berigningsbehov.

3.3.2.4 Brændselselementfabrikation.

Der eksisterer et større antal brændselselementfabrikationsanlæg i verden. De fleste lande med et atomkraftprogram har egne anlæg til fabrikation af brændselselementer. Igangsætning af ny produktion, uafhængig af licensaftaler, kræver et vist forudgående udviklingsarbejde. Kapitalbehovet ved bygning af anlæg er relativt begrænset; de store krav ligger i sikringen af en høj kvalitet af produktet (høj kvalitet må forlanges, da udgifterne ved fabrikation af brændselselementer er små, sammenlignet med de udgifter, der er forbundet med at måtte tage et atomkraftværk ud af drift p.g.a. defekte elementer).

Helsingør Værft er en mulig fremtidig dansk leverandør af brændselselementer.

På basis af angivelser i et notat fra Helsingør Værft er referenceprisen for fabrikation af LWR-brændsel i Kraftværksøkonomiske analyser (ref. 2) sat til 110 1975-\$/kg uran. Denne pris svarer til ca. 120 1976-\$/kg uran. Referenceprisen for fabrikation af LWR-brændselselementer sættes i denne rapport til 120 1976-\$/kg uran. Helsingør Værft forudser en stigning i realprisen for fremstilling af brændselselementer. Denne vurdering af prisudviklingen er i modstrid med de almindelige forventninger, der hersker iblandt brændselselementleverandører og rådgivende ingeniørforetagender om et realprisfald. I denne rapport antages prisen for konstant i faste penge.

Referenceprisen for fabrikation af CANDU-brændselselementer er i Kraftværksøkonomiske analyser, ligeledes med henvisning til oplysninger fra Helsingør Værft, sat til 55 1975-\$/kg uran. Denne pris svarer til ca. 60 1976-\$/kg uran. Referenceprisen for fabrikation af CANDU-brændselselementer er i denne rapport sat til fast 60 1976-\$/kg uran.

3.3.2.5 Oparbejdning af brugte brændselselementer m.m.

Denne post dækker transport af brugte brændselselementer fra kraftværk til oparbejdningsanlæg, oparbejdning af det brugte brændsel samt behandling og slutdeponering af det aktive affald.

Oparbejdningen af de brugte brændselselementer og lagringen af det højaktive affald udgør de svageste led i brændselskredsløbet. Generelt hersker der endnu stor usikkerhed om de sikkerheds- og miljøkrav, der skal stilles til oparbejdningsanlæg. De principielle problemer omkring lagring af højaktivt affald menes løst, men endnu har man intet steds i den vestlige verden endelig besluttet sig for deponeringsplaceringer, endsiige foretaget slutdeponering.

I efteråret 1976 var situationen for oparbejdning af LWR brændsel følgende:

1. Første blok af det franske anlæg la Hague er under indkørsel. Kapaciteten af første blok svarer til tre 1000 MW atomkraftværkers behov; med udvidelser skulle anlægget i 1981 nå op på en kapacitet svarende til oparbejdningsbehovet for en installeret atomkraftkapacitet på ca. 30.000 MW. Bortset

fra små forsøgsanlæg er la Hague i dag det eneste anlæg, hvor LWR-brændsel kan oparbejdes.

2. Det engelske anlæg ved Windscale er nedlukket for tekniske modifikationer. Anlægget ventes tidligst idrift igen i 1978. Det vil kunne dække oparbejdningsbehovet for en installeret a-kraftkapacitet på ca. 20.000 MW.

3. Det amerikanske anlæg AGNS Barnwell vil tidligst kunne idriftsættes i 1980. Anlægget vil kunne tjene en installeret a-kraftkapacitet på ca. 50.000 MW.*

4. OECD's Eurochemic anlæg er lagt i mølpose, med begrundelsen at det er uøkonomisk. (Belgien vil evt. overtage dette anlæg.)

Der eksisterer planer for opførsel af oparbejdningsanlæg i bl.a. USA,* England, Frankrig, Vesttyskland og Sverige; disse anlæg vil tidligst kunne idriftsættes midt i 1980'erne.

Der foreligger ingen planer for bygning af oparbejdningsanlæg til CANDU-brændsel.

I denne situation med en ny teknik, med stor uklarhed om myndighedskravene, der vil blive gjort gældende overfor oparbejdningsanlæg, og med underskud på oparbejdningskapacitet kan det ikke undre, at der opgives ret forskellige priser.

En ERDA rapport fra 1975 (ref. 11) angiver prisen for oparbejdning af LWR-brændsel, affaldsbehandling og slutdeponering af aktivt affald til 100-200 \$/kg uran. I en 1976-rapport fra General Nuclear Services, Barnwell (ref. 12) angives prisen til ca. 200 \$/kg uran - oparbejdningen antages foretaget på det 1500 t uran/år store AGNS anlæg. Fra vesttysk side (ref. 13) opgives en pris på ca. 350 \$/kg uran.

Størst interesse set ud fra et dansk synspunkt har måske de svenske tal for et fælles nordisk oparbejdnings- og affaldsopbevaringsarrangement. I en kommissionsbetænkning fra 1976 (ref. 14) foreslås, at der i Sverige bygges et oparbejdningsanlæg på 800 t uran/år med tilhørende faciliteter, herunder et lager for slutdeponering af aktivt affald. Kapaciteten svarer til oparbejdningsbehovet for en a-kraftkapacitet på 30.000 MW. Anlægsprisen angives til godt 900 mill.

* Efter redaktionens afslutning: Præsident Carter har i april 1977 udsat alle amerikanske oparbejdningsplaner på ubestemt tid; de franske og tyske planer fastholdes.

1976-\$. De samlede årlige udgifter opgives til ca. 20 mill. \$, svarende til en oparbejdningspris på 250 \$/kg uran. I disse beløb er inkluderet udgifter til:

1. Transportsystemet, der skal anvendes ved overførsel af brugt brændsel fra atomkraftværkerne til oparbejdningsanlæggene.
2. Lageret, hvor brugt brændsel kan deponeres under planlægnings-, opførsels- og indkørfasen for oparbejdningsanlægget.
3. Oparbejdningsanlægget.
4. Affaldsbehandlingsanlægget.
5. Slutdeponeringslageret for aktivt affald.

For alle de henvendte priser gælder det, at man i de kalkulationer, der er foretaget, har anvendt markedsrente og ikke realrente. For et givent anlæg vil realudgifterne derfor være faldende med tiden. Dette får betydning, hvis elværkerne, som det kan forudses, må deltage i finansieringen af oparbejdningsanlægget i et omfang svarende til den kapacitet, der beslaglægges. I så fald vil den gennemsnitlige oparbejdningspris over atomkraftværkets levetid være lavere end de nævnte priser. (Lignende forhold vil gøre sig gældende i evt. andre situationer, hvor elværkerne deltager i finansieringen af produktionsanlæg i brændselskredsløbet.)

I denne rapport benyttes en LWR-referencepris for transport af brugt brændsel, evt. lagring af brugt brændsel p.g.a. manglende oparbejdningskapacitet, oparbejdning, behandling af affald og slutdeponering af aktivt affald på fast 250 1976-\$/kg uran.

Grundlaget for fastsættelsen af en pris for behandling af brugte CANDU-brændselselementer er meget svag, idet der ikke foreligger konkrete planer for bygning af oparbejdningsanlæg for CANDU-brændsel. I Kraftværksøkonomiske analyser (ref. 2) er anvendt en referencepris på 80 1975-\$/kg uran, svarende til ca. 90 1976-\$/kg uran. Sammenlignet med udgifterne til behandling af brugte LWR-brændselselementer forekommer denne pris meget lav. I denne rapport anvendes en CANDU-referencepris for transport af brugt brændsel, evt. lagring af brændsel ved oparbejdningsanlæg, oparbejdning, affaldsbehandling og slutdeponering af aktivt affald på 150 1976-\$/kg uran.

Som alternativ til oparbejdning af de brugte brændselselementer har det været overvejet at slutdeponere elementerne - herved ville man miste uranet og plutoniumet, der er indeholdt i brændslet. På grundlag af grove svenske, amerikanske og canadiske overslagsberegninger kan referencepriserne for slutdeponering af brugte LWR-brændselselementer og brugte CANDU-brændselselementer sættes til henholdsvis 90 1976-\$/kg uran og 60 1976-\$/kg uran.

3.3.2.6 Plutonium

Ved oparbejdning af brugte brændselselementer udvindes plutonium. Plutonium kan anvendes i stedet for beriget uran i atomkraftbrændsel. Plutoniums værdi vil være afhængig af priserne på uran og berigning, af ekstraudgifterne ved fabrikation af plutoniumholdige fremfor uranholdige brændselselementer og af reaktortypen, plutoniumet udnyttes i. Med priser, som her antaget, får plutonium anvendt i LWR-anlæg en værdi i 1976 på 19 \$/g fissilt plutonium. Stigende realpriser på uran, faldende ekstraudgifter ved fabrikation af plutoniumholdige brændselselementer (større plutoniummængder vil medføre et realfald i fabrikationsomkostningerne) og en eventuel større udbredelse af formeringsreaktoren vil resultere i en stigning i plutoniums realværdi.

Udarbejdelsen af en prognose for udviklingen i værdien af plutonium, baseret på de hernævnte forhold, vil være en ret kompliceret opgave, og resultatet vil være behæftet med meget stor usikkerhed. Hertil kommer, at så længe plutoniumværdien vælges realistisk, vil plutoniumindtægten kun være af ringe betydning for totaløkonomien af et atomkraftværk. I denne situation er et groft skøn tilstrækkelig. I denne rapport sættes referenceprisen for plutonium i 1976 til 19 1976-\$/g fissilt plutonium, stigende med 2% p.a. real.

3.4 Drifts og Vedligeholdelsesudgifter

Angivelser for drifts og vedligeholdelsesudgifter (excl. udgifter til brændsel) for anlæg af de typer og størrelser, der her vurderes, må baseres på udenlandske tal, dansk elværkspraksis og for 600 MW kul/oliefyrede anlægs vedkommende på extrapolationer fra erfaringstal for mindre danske enheder.

Udgifterne til drift og vedligeholdelse falder i tre grupper:

1. De faste udgifter, der vedrører kraftværket som helhed.
2. De faste udgifter, der vedrører de enkelte enheder.
Disse udgifter vil være afhængige af anlægstype, enhedsstørrelse, alder og for kul/oliefyrede anlægs vedkommende af fyringsart.
3. De produktionsafhængige udgifter, delt op på enkelte enheder. Disse udgifter afhænger af den årlige produktion, driftsform - herunder driftstid og antal starter - enhedsstørrelse, alder og for kul/oliefyrede enheders vedkommende af fyringsart.

3.4.1 Drifts- og vedligeholdelsesudgifter for 600 MW kul/oliefyret enhed.

Som nævnt i forbindelse med diskussionen om anlægspriser vil det ikke i mange år blive aktuelt at bygge kul/oliefyrede enheder på nye pladser. I drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for en kul/oliefyret enhed bør derfor ikke medregnes faste udgifter, der vedrører kraftværket som helhed (pkt. 1, ovenstående). For et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen angiver DEFU i K.K.II (ref. 4) de faste udgifter, der vedrører enheden, og de produktionsafhængige udgifter til beløb som gengivet i tabel 1.

	Oliefyret	Kulfyret
Produktionsuafh. udgifter, arb. timer/ kW/år	0,5	0,7
Produktionsafh. udgifter, arb. timer/ MWh	0,07	0,1

Tabel 1. Drifts- og vedligeholdelsesudgifter for 600 MW kul/oliefyret enhed uden SO₂-rensning af røggassen, opført i tilknytning til eksisterende kraftværk (kilde: ref. 4)

De produktionsafhængige udgifter er angivet proportionale med elproduktionen. Dette er en relativ grov tilnærmelse; produktionsafhængige udgifter vil således være positivt korreleret med antallet af starter, der igen normalt vil være omvendt proportionalt med elproduktionen. Det skal ligeledes

bemærkes, at med de angivne tal bliver for grundlastenheder de faste og de produktionsafhængige udgifter omtrentlig ens - på basis af en umiddelbar betragtning, kunne man forvente, at en ændring i produktionen kun i mindre grad ville påvirke drifts- og vedligeholdelsesudgifterne.

DEFU's tal for drifts- og vedligeholdelsesudgifter er de bedste, der foreligger, gyldige for danske forhold; de i denne rapport anvendte drifts- og vedligeholdelsesudgifter for en 600 MW kul/oliefyret enhed vil derfor blive baseret på disse tal.

Antages anlægget kørt med 2/3 kulfyring og 1/3 oliefy- ring fås - med en arbejdsmandstimeløn primo 1976 på 35 kr/time - årlige drifts- og vedligeholdelsesudgifter primo 1976 for et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røg- gassen på 22 kr/kW og 3,2 kr/MWh. Som angivet ved de i tabel 1 anvendte måleenheder er drifts- og vedligeholdelsesudgif- terne i en meget væsentlig udstrækning bestemt af lønniveauet. Her skal antages, at 75% af udgifterne i 1976 er lønbestemte, med en realstigningstakt på 2 p.a. og at 25% af udgifterne i 1976 er konstante i faste penge.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for tre 800 MW kul- fyrede anlæg med SO₂-rensning af røggassen angives i ref. 6 til at være ca. 75% højere end for 3 anlæg af samme størrelse uden SO₂-rensning af røggassen. Denne værdi vil blive benyttet i denne rapport.

Referenceværdierne for de årlige drifts- og vedligehol- delsesudgifter er samlet i tabel 2.

	Uden SO ₂ rensning	Med SO ₂ rensning	Årlig stigning
Produktionsafh. lønbestemte ud- gifter, 1976-kr/kW	16,5	29	2%
Produktionsafh. lønbestemte ud- gifter, 1976-kr/MWh	2,4	4,2	2%
Produktionsafh. pengeværdibe- stemte udg., 1976-kr/kW	5,5	10	0
Produktionsafh. pengeværdibe- stemte udg., 1976-kr/MWh	0,8	1,4	0

Tabel 2. Referenceværdier for årlige drifts- og vedligehol- delsesudgifter for 600 MW kul/oliefyrede anlæg

3.4.2 Drifts- og vedligeholdelsesudgifter for atomkraftværker.

Første atomkraftværk, der bygges i Danmark, vil blive placeret på en ny plads; senere enheder vil eventuelt blive opført ved eksisterende kraftværker. I den foreliggende analyse antages særskilt placering for alle atomkraftanlæg og drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for en enhed belastes derfor pessimistisk med såvel de kraftværks-, de enheds- som de produktionsbestemte udgifter.

I K.K. II (ref. 4) er anvendt de i tabel 3 angivne beløb for drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for LWR-kraftværker.

	900 MW	1300 MW
Admin. og driftslønninger ^x , mill. kr	12	13
Forsikringer, mill. kr	12	14
<u>Vedligeholdelse^{xx}</u> , mill. kr	12	13
Ialt, mill. kr	36	40

^xBaseret på en bemanning på 120 personer.

^{xx}Baseret på en benyttelsestid på 6000 timer/år og 200 mand fremmed arbejdskraft i revisionsperioden.

Tabel 3. Årlige drifts- og vedligeholdelsesudgifter midt 1974 for LWR-kraftværker, ifølge K.K. II.

Sammenlignet med øvrige foreliggende oplysninger forekommer de angivne tal lave. En fast stab på 150 personer for et LWR-kraftværk, vil iflg. oplysninger givet ved 6. Euratom konference (ref. 15) svare til vesteuropæisk praksis. Vedligeholdelsesudgifterne vil formodentlig være nær 100% højere i 1974-kr end anvendt i K.K. II.

Ajournført for løn- og prisudviklingen kan drifts- og vedligeholdelsesudgifterne, primo 1976 sættes til beløb som angivet i tabel 4.

		900 MW	1300 MW
Admin. og driftslønninger,	mill. kr	19	21
Forsikringer,	mill. kr	14	17
Vedligeholdelse,	mill. kr	27	29
Ialt,	mill. kr	60	67

Tabel 4. Referenceværdier for årlige drifts- og vedligeholdelsesudgifter primo 1976 for LWR-kraftværker.

Udgifterne vil tilnærmelsesvis være uafhængige af produktionens størrelse. Administrations- og driftslønningerne samt ca. halvdelen af vedligeholdelsesudgifterne vil være bestemt af lønudviklingen, mens forsikrings- og ca. halvdelen af vedligeholdelsesudgifterne kan antages at følge udviklingen i pengeværdi. De lønbestemte udgifter antages at stige 2% real p.a. Referenceværdierne for drifts- og vedligeholdelsesudgifterne er givet i tabel 5.

		900 MW i 1976	1300 MW i 1976	Årlig stigning
Lønbestemte udgifter,	mill 1976-kr	32	35	2%
Lønbestemte udgifter,	1976-kr/kW	36	27	2%
Pengeværdibestemte udg.,	mill 1976-kr	28	32	0
Pengeværdibestemte udg.,	1976-kr/kW	31	24	0

Tabel 5. Referenceværdier for årlige drifts- og vedligeholdelsesudgifter for LWR-kraftværker.

For CANDU-kraftværker, drevet under danske forhold, kan der kun gives meget grove skøn for drifts- og vedligeholdelsesudgifterne. I Kraftværksøkonomiske analyser (ref. 2) er benyttet de i tabel 6 angivne beløb.

Admin. og driftslønninger	15 mill. kr
Vedligeholdelse, excl. tungt vand	16 mill. kr
Vedligeholdelse af tungt vand	8 mill. kr
Forsikringer	12 mill. kr
Ialt	51 mill. kr

Tabel 6. Årlige drifts- og vedligeholdelsesudgifter primo 1975 for 635 MW CANDU-kraftværk ifølge Kraftværksøkonomiske analyser.

Tallene i tabel 6 stammer fra samme kilde som LWR-tallene i tabel 3. Ved at foretage lignende korrektioner for CANDU drifts- og vedligeholdelsesudgifter, som foretaget for LWR-udgifterne, når man frem til referenceværdier som angivet i tabel 7.

	I 1976	Årlig stigning
Lønbestemte udgifter, mill 1976-kr	36	2%
Lønbestemte udgifter, 1976-kr/kW	57	2%
Pengeværdibestemte udg., mill 1976-kr	40	0
Pengeværdibestemte udg., 1976-kr/kW	63	0

Tabel 7. Referenceværdier for årlige drifts- og vedligeholdelsesudgifter for 635 MW CANDU-kraftværk.

3.4.3 Marginale drifts- og vedligeholdelsesudgifter for produktionssystemet

Den marginale elektricitetsproduktion vil finde sted på forskellige enheder til forskellige tidspunkter. En korrekt bestemmelse af de marginale drifts- og vedligeholdelsesudgifter for produktionssystemet vil derfor være en kompliceret opgave. I den foreliggende analyse har de marginale drifts- og vedligeholdelsesudgifters størrelse imidlertid kun ringe indflydelse på resultaterne, og et groft skøn er derfor tilstrækkeligt (ved udbygninger af produktionssystemet med anlæg, der ikke fungerer meget dårligt, vil der i de økonomiske beregninger kun indgå udgifterne for en meget begrænset supplerende elektricitetsproduktion, jfr. bilag I; endvidere vil drifts- og vedligeholdelsesudgifter kun udgøre en lille del af de marginale produktionsomkostninger). Som referenceværdier for produktionssystemets marginale drifts- og vedligeholdelsesudgifter anvendes de i afsnit 3.4.1, tabel 2 angivne værdier for drifts- og vedligeholdelsesudgifter for et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen, idet udnyttelsesfaktoren sættes til 70%.

3.5 Betalingsforløb

I de forrige afsnit er angivet de udgifter, som byg- og driftsherren vil have til anlæg, brændsel og drifts- og vedligeholdelse, når betalingsforløbet er sammenfaldende med modtagelsen af ydelser. For at kunne gennemføre investerings- og finansieringskalkyler må man have kendskab til de fysiske tidspunkter, målt relativt til elektricitetsproduktionen, for dels de enkelte ydelsers modtagelse, og dels de enkelte betalingers forfald.

Leveringstidspunkterne for anlægsleverancer vil til en væsentlig grad være bestemt af tekniske forhold ved kraftværksbyggeri. Anlægsleverancerne antages i denne rapport modtaget som angivet i tabel 8 (kilde: WASH 1345 (ref. 5)). Betalingsforløbene for anlægsudgifter vil være bestemt af en række kontraktlige forhold. En kortvarig leverandørkredit vil således indgå i de fleste kontrakter. Endvidere vil leverandørerne ofte stå som formidlere af egentlige finansieringsarrangementer. Indholdet af disse finansieringsaftaler vil kunne variere betydeligt fra tilfælde til tilfælde. Det i den rapport antagne betalingsforløb ved normale leverandørkreditter, og uden de egentlige leverandørformidlede finansieringsarrangementer er angivet i tabel 9 (kilde: K.K. II (ref. 4)). Disse betalingsforløb får især betydning, når byggeherren fører en fuld selvfinansieringspolitik. De finansieringsmæssige konsekvenser af langtidskreditter, formidlet af leverandørerne, vil i denne rapport ikke blive vurderet særskilt, men kun som led i en samlet finansieringsanalyse (kapitel 5). For alle kreditter, herunder de normale leverandørkreditter, antages det, at bygherren må betale renteudgifterne. Vedr. tabellerne 8 og 9 skal det bemærkes, at procent-tallene refererer til beløbsangivelser i faste penge; de virkelige opgørelser - de der foretages i inflations-penge - vil som følge af prisstigninger være mere samlede på de sidste år før idriftsættelse af anlæggene.

År før idriftsættelse	Kul/oliefyrede kraftværker %	A-kraftværker %
0-1	9	6
1-2	23	15
2-3	36	27
3-4	21	25
4-5	8	16
5-6	3	8
> 6		3

Tabel 8. Referencefordelinger for modtagne anlægsleverancer, opgjort i faste penge, ved byggeri af kul/oliefyrede kraftværker og atomkraftværker (kilde: ref. 5)

År før idriftsættelse	Kul/oliefyrede kraftværker %	A-kraftværker %
0-1	30	23
1-2	28	27
2-3	20	20
3-4	12	15
4-5	10	10
5-6		3,5
> 6		1,5

Tabel 9. Referencefordelinger for betalinger i faste penge af anlægsudgifter for kul/oliefyrede kraftværker og atomkraftværker (kilde: ref. 4).

For brændsel og drifts- og vedligeholdelsesydelse antages i denne rapport, at betaling finder sted ved levering.

Leveringstidspunkterne for brændsel - i tilfælde af nukleart brændsel for de enkelte brændselskomponenter - vil være bestemt dels af en række fysiske forhold, der vil være nær uafhængige af hvilket land, anlægget opføres i, og dels af lagerkrav, der til en væsentlig grad vil være myndighedsbestemt. I dette afsnit angives betydningen af de fysiske forhold for leveringstidspunkter for brændsel. Betydningen af lagerkrav omtales i afsnit 3.6.

For kul og olie antages leveringen og betalingen, at ske

på det tidspunkt forbruget finder sted - der ses herved bort fra at indkøbene sker i ladninger (betydning < 1 måned). For nukleart brændsel antages et leverings- og betalingsmønster, som angivet i tabel 10; taget som gennemsnitsværdier, svarer tallene med god tilnærmelse til praksis (forventet praksis for oparbejdning og salg af uran og plutonium). Forskellene for CANDU- og LWR-anlæg skyldes, dels at CANDU-brændsel modsat LWR-brændsel ikke skal beriges, og dels at brændselsindkøbene for LWR-anlæg kan tilpasses behovet ved de årlige brændselementskift, mens man for CANDU-anlæg, hvor udskiftningen af brændsel sker i takt med forbruget, af praktiske grunde vil indkøbe brændslet i mængder, der svarer til en periodes behov.

	1. kerne		Brændselementskift	
	LWR Måneder før idriftsæt- telse af anlæg	CANDU Måneder før idriftsæt- telse af anlæg	LWR Måneder før br. skift	CANDU Måneder før br. skift
Uran	24	15	12	12
Konversion	21	-	9	-
Berigning	18	-	6	-
Brændsele- mentfabrika- tion	12	12	3	9
			Måneder efter br. skift	
Oparbejd- ning m.m.			12	18
Salg af uran og plutonium*			15	21

* Tidligst 1991

Tabel 10. Referenceleverings- og betalingsmønster for nukleart brændsel.

Udgifterne til drift og vedligeholdelse antages sammenfal-
dende med elektricitetsproduktionen.

3.6. Brændselslagerkrav

Driften af kraftværker søges sikret mod situationer med

brændselsmangel ved regler om minimums brændselslagre. Lagrene vil være af betydning i tilfælde af uregelmæssigheder i brændselsforsyningerne og i tilfælde af en større end forventet elektricitetsefterspørgsel.

Over de senere år med varierende priser på kul og olie, har elværkerne for at kunne udnytte gode tilbud ligget inde med brændselslagre svarende til 1/2-1 års forbrug. I denne rapport forudsættes et min. brændselslager svarende til 6 måneders forbrug.

For kul/oliefyrede kraftværker, hvor brændselsindkøbene antages, at ske i takt med forbruget, jfr. afsnit 3.5, vil brændselslageret til enhver tid svare til 6 måneders forventet forbrug. For atomkraftværker, hvor indkøb af brændsel antages at finde sted en gang pr. år, og hvor driften af anlæggene i nødssituationer vil kunne fortsættes udover tidspunktet for normalt brændselementsift, vil anlæggene i over halvdelen af tiden være sikret brændsel til at kunne dække et forbrug større end det forventede 6 måneders forbrug, der indgår i minimums-brændselslagerkravet.

3.7 Belastnings- og pålidelighedsfaktorer for kraftværker

En økonomisk sammenligning mellem kraftværks-udbygningsalternativer forudsætter kendskab til de enkelte anlægs elektricitetsproduktion og deres effektværdi. For at kunne bestemme elektricitetsproduktionen må man kende belastningsfaktoren; for at kunne bestemme effektværdien må man kende pålidelighedsfaktoren (jfr. bilag III).

Belastningsfaktoren for et anlæg er defineret som forholdet mellem den i en given periode realiserede elektricitetsproduktion, og den elektricitetsproduktion anlægget ville have præsteret, hvis det over hele perioden havde kørt ved fuld effekt.

Pålidelighedsfaktoren for et anlæg kan enten angives på tids- eller energibasis. Tidspålidelighedsfaktoren er defineret som forholdet over en given periode mellem drifttiden og summen af drifttiden og havaritiden. Energipålidelighedsfaktoren er defineret som forholdet over en given periode mellem den realiserede elektricitetsproduktion og summen af den

realiserede elektricitetsproduktion og den som følge af havari (delvis eller totalt) mistede elektricitetsproduktion.

Belastningsfaktoren vil være bestemt af en lang række forhold; en del heraf vil være anlægsbestemte, mens andre vil kunne føres tilbage til ydre omstændigheder. Blandt de anlægsbestemte forhold kan nævnes havarier, ombygninger, nedlukning for vedligeholdelse, nedlukning eller reduceret effekt foranlediget af myndighedskrav, nedsat middeleffekt som følge af begrænsninger i maksimal stigningstakt af effekten (væsentlig ved hyppige nedlukninger) og køleproblemer i forbindelse med flodkøling. Af ydre omstændigheder, der indvirker på belastningsfaktoren, kan nævnes afsætningsmuligheder, netstabilitetshensyn, brændselsforsyningsproblemer og strejker. Som det fremgår, vil belastningsfaktoren til en væsentlig grad være bestemt af anlægstype, design, anlægsalder, placering og herskende forhold i det pågældende land på det pågældende tidspunkt.

De driftsstatistikker, man har for store kul/oliefyrede kraftværker og atomkraftværker, er for anlæg, der alle er bygget, uden at der forelå driftserfaringer fra anlæg af tilsvarende type. Statistikkerne er sammensat af data for nogle lidt ældre prototypeanlæg og en del flere - men stadig et relativt begrænset antal - nye anlæg. Endelig er alle erfaringerne udenlandske stammende fra perioden 1965-1976. Statistikkerne giver oplysninger om de driftserfaringer, man har erhvervet for anlægstyper, opført i overensstemmelse med tidens krav; men de fortæller intet om den driftsmæssige betydning af den skærpede kvalitetskontrol, der i dag kræves ved kraftværksbyggeri, eller af de stedfundne ændringer ved design, som skulle eliminere fejl, der afslørede sig i oprindelig design, og som skulle føre til kortere nedlukningsperioder for vedligeholdelse. Statistikkerne er domineret af data for de første driftsår; men de fortæller så godt som intet om driften af anlæg, der er udover indkøringsperiodens problemer, og som i stedet lider af ældningsproblemer. Statistikkerne er baseret på forholdene i udlandet i perioden 1965-1976, mens interessen i den foreliggende rapport samler sig om de forventede forhold i Danmark

i tidsrummet 1987-2017 - med størst vægt på den første del af perioden.

Konklusionen på disse kommentarer må være, at prognoser for belastningsfaktorer over fuld levetid for store kraftværksenheder opført i Danmark, og idriftsat i 1987 eller senere, kun i begrænset omfang kan baseres på foreliggende driftsstatistikker.

I det følgende skal angives nogle tal fra den internationale driftsstatistik. (Man skal være varsom med at sammenligne talangivelser fra forskellige organisationer, grundet på forskelle i definitioner, gruppeinddelinger og vægtningsfaktorer ved midling.)

Driftserfaringerne med store fossilt fyrede kraftværker uden SO_2 -rensning af røggassen er størst i USA. Edison Electric angiver (ref. 16) for perioden 1965-1974 de gennemsnitlige belastningsfaktorer for amerikanske fossilt fyrede enheder på 390-599 MW og ≥ 600 MW til henholdsvis 63,4% og 58,1%. Den tilgængelige effekt ville have muliggjort gennemsnitlige belastningsfaktorer (ofte omtalt som rådighedsfaktorer) på henholdsvis 74,9% og 67,6%. De gennemsnitlige tidspålidelighedsfaktorer var henholdsvis 87,1% og 78,1%. Oplysninger for Vesteuropa er i pæn overensstemmelse med de amerikanske tal. Således kan det nævnes, at fossilt fyrede enheder > 400 MW over perioden 1968-1974, på basis af tilgængelig effekt, kunne have kørt med en gennemsnitlig belastningsfaktor på 68%. I Danmark har man ingen driftserfaringer med fossilt fyrede anlæg i den relevante størrelse, men anlæg på 100-199 MW og 200-399 MW kunne, over perioden 1968-1974, på basis af tilgængelig effekt have opnået gennemsnitlige belastningsfaktorer på henholdsvis 81% og 74%. De gennemsnitlige tidspålidelighedsfaktorer for disse anlæg var henholdsvis 92,6% og 84,3% (ser man bort fra en enkelt særlig uheldig enhed, var gennemsnitstidspålidelighedsfaktoren for 200-399 MW enheder 89,7%). Om alle disse tal skal det bemærkes, at det er gennemsnitstal for kul- og oliefyrede anlæg; kulfyrede anlæg må formodes at have kørt dårligere end de oliefyrede anlæg.

Driftserfaringerne med LWR-kraftværker er også størst i USA. For anlæg større end ca. 400 MW angiver Edison Electric

(ref. 16) den gennemsnitlige belastningsfaktor for perioden 1965-1974 til 59,6%. På basis af tilgængelig effekt ville der være kunnet opnået en belastningsfaktor på 71,2%. Tidspålidelighedsfaktoren var 84,4%. De vesteuropæiske driftserfaringer med LWR-anlæg adskiller sig ikke væsentligt fra de amerikanske; dog har forskellen mellem mulige og realiserede belastningsfaktorer generelt været mindre i Vesteuropa end i USA.

Der foreligger kun få driftserfaringer med CANDU-kraftværker. Grundet på en række særlige forhold vil det være misvisende, at anvende de foreliggende data i en sammenligning med store fossilt fyrede kraftværker og LWR-kraftværker.

Generelt kan det konkluderes, at hverken hvad angår mulige belastningsfaktorer eller pålidelighedsfaktorer, synes der at være nogen nævneværdig forskel mellem store fossilt fyrede kraftværker og LWR-kraftværker.

De angivne driftsdata for store anlæg gælder som nævnt for 1. generationsanlæg. Det forekommer rimeligt at antage en udvikling, der for store kul/oliefyrede kraftværker og atomkraftværker, som idriftsættes i 1987 eller senere, medfører en produktionsformåen, svarende til den, som kul/oliefyrede anlæg af 300 MW-klassen fremviser i dag.

Som referenceværdier for belastningsfaktorerne anvendes de i tabel 11 angivne tal. I disse tal er indregnet begrænsninger, der skyldes ydre forhold. 600 MW kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-rensning af røggassen antages efter en 2-årig indkøringsperiode, at opnå en belastningsfaktor på 75%; på dette niveau holder den sig indtil 20 år efter idriftsættelsen, hvorefter anlægget over de næste 10 år gradvist fases ud. Kul/oliefyrede anlæg med SO₂-rensning af røggassen opnår lidt lavere belastningsfaktorer end kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-rensning af røggassen, svarende til en lavere pålidelighedsfaktor. For LWR-anlæg antages - i overensstemmelse med den foreliggende statistik - stort set samme belastningsfaktorer som for 600 MW kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-rensning af røggassen; da interessen for LWR-anlæg samler sig om de første anlæg opført i Danmark, antages dog en mere udtalt indkøringsperiode for LWR-anlæg end for kul/oliefyrede anlæg. De marginale produktionsudgifter er lavere for LWR-anlæg end for kul/oliefyrede anlæg,

og det er derfor sandsynligt, at et LWR-anlæg vil indtage en højere plads end et kul/oliefyret anlæg i produktionshierarkiet, og at det dermed vil opnå en højere belastningsfaktor; dette forhold, der især kan have betydning over den sidste trediedel af anlæggets levetid, er der ikke taget hensyn til. For CANDU-anlæg antages samme belastningsfaktorer som for LWR-anlæg - med en nedbringelse af den årlige revisionsperiode i nyere LWR-design fra ca. 9 uger til ca. 5 uger synes det en rimelig antagelse.

År efter i- driftsæt- telse	600 MW kul/olie- fyret enhed u. SO ₂ -rensning	600 MW kul/olie- fyret enhed m. SO ₂ -rensning	LWR anlæg*	CANDU anlæg*
0-1	60%	57%	45%	45%
1-2	70%	67%	65%	65%
2-3	75%	72%	70%	70%
3-20	75%	72%	75%	75%
20-30	aftager med 3% p.a.	aftager med 3% p.a.	aftager med 3% p.a.	aftager med 3% p.a.

* Data for første anlæg, der bygges i Danmark

Tabel 11. Referenceværdier for belastningsfaktorer.

For 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen, LWR-anlæg og CANDU-anlæg anvendes en referenceværdi for pålidelighedsfaktoren på 90%. For 600 MW kul/oliefyret anlæg med SO₂-rensning af røggassen må pålidelighedsfaktoren være lavere end for 600 MW kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-rensning; den sættes her til 87%, jfr. ref. 6. For spidslastanlæg anvendes en referenceværdi for pålidelighedsfaktoren på 0.95. (Pålidelighedsfaktorerne vil sandsynligvis være lavere end de her angivne tal under anlæggenes indkøringsperiode; men da der i dette tidsrum må formodes at være en væsentlig overkapacitet i produktionssystemet, får forholdet kun ringe betydning.)

3.8 Specifikke brændselsforbrug

Specifikke brændselsforbrug for 600 MW kul/oliefyrede enheder er angivet i tabel 12. I samme tabel er angivet det gennemsnitlige specifikke brændselsforbrug for produktionssystemets marginal produktion, der antages at finde sted på fossiltfyrede enheder.

600 MW kul/oliefyret anlæg u. SO ₂ rensning af røggassen	2100 kcal/kWh
600 MW kul/oliefyret anlæg m. SO ₂ -rensning af røggassen	2200 kcal/kWh
Gennemsnit for produktionssystemets marginalproduktion	2600 kcal/kWh

Tabel 12. Specifikke brændselsforbrug for kul/oliefyrede enheder og for produktionssystemets marginalproduktion.

Data for brændselsforbrug for LWR- og CANDU-kraftværker er givet i tabel 13. For LWR-anlæg er benyttet PWR-data, men BWR-data ville føre til næsten samme økonomiske resultater.

		LWR	CANDU
Virkningsgrad,	%	33	28
Specifikke uranmængder i reaktorkernen,	t U/MW _t	0,026	0,040
<u>1. kerne</u>			
Middelværdi for uran-235 berigning i frisk brændsel,	vægt %	2,26	0,711
Middeludbrænding,	MWd/t U	22.600	4.700
Middelværdi for uran-235 berigning i brugt brændsel fra 1. kerne,	vægt %	0,74	0,31
Plutoniummængde i brugt brændsel fra 1. kerne,	kg.fis.Pu/t U	5,8	2,4
<u>Udskiftningsbrændsel</u>			
Middelværdi for uran-235 berigning i frisk brændsel,	vægt %	3,21	0,711
Middeludbrænding,	MWd/t U	32.600	7.500
Middelværdi for uran-235 berigning i brugt brændsel,	vægt %	0,90	0,22
Plutoniummængde i brugt brændsel,	kg.fis.Pu/t U	7,0	2,8

Tabel 13. Data for atomkraftværkers brændselsforbrug.

3.9. Resumé af referenceværdier

De i afsnit 3.1-3.8 fastlagte referenceværdier for de kraftværksrelevante data er i det efterfølgende gengivet samlet.

Anlægstype	Kontraktpris 1976-kr/kW	Nedrivningspris 1976-kr/kW
600 MW kul/oliefyret enhed uden SO ₂ -rensning af røggassen	1800	50
600 MW kul/oliefyret enhed med SO ₂ -rensning af røggassen	2300	70
900 MW LWR-anlæg	3100	400
1300 MW LWR-anlæg	2700	350
635 MW CANDU-anlæg	4500	500
Spidslastanlæg	1200	-

Anm. Alle priser antages konstante i faste penge

Tabel 14. Anlægs- og nedrivningspriser (afsn. 3.1 og 3.2)

	Enhedspris i 1976		Årlig real- stigning
	US \$	dkr	
Kul og olie	-	40 1976-kr/Gcal	0
Uran	35 1976-\$/lb	210 1976-kr/lb	2%
Konversion U_3O_8 - UF_6	3 1976-\$/kgU	18 1976-kr/kgU	0
Berigning	100 1976-\$/SWU	600 1976-kr/SWU	0
Fabrikation af LWR- brændselselementer	120 1976-\$/kgU	720 1976-kr/kgU	0
Fabrikation af CANDU- brændselselementer	60 1976-\$/kgU	360 1976-kr/kgU	0
Oparbejdning af brugte LWR-brændselselementer m.m.	250 1976-\$/kgU	1500 1976-kr/kgU	0
Oparbejdning af brugte CANDU-brændselselementer m.m.	150 1976-\$/kgU	900 1976-kr/kgU	0
Slutdeponering af brugte LWR-brændselselementer	90 1976-\$/kgU	540 1976-kr/kgU	0
Slutdeponering af brugte CANDU-brændselselementer	60 1976-\$/kgU	360 1976-kr/kgU	0
Plutonium	19 1976-\$/g fisPu	114 1976-kr/g fisPu	0

Tabel 15. Brændselsudgifter (afsn. 3.3).

	Enhedsudgifter i 1976	Arlig real- stigning
<u>600 MW kul/oliefyret enhed u. SO₂-rensning</u>		
Produktionsafh. lønbestemte udgifter	16,5 1976-kr/kW	2%
Produktionsafh. lønbestemte udgifter	2,4 1976-kr/MWh	2%
Produktionsafh. pengeværdibestemte udg.	5,5 1976-kr/kW	0
Produktionsafh. pengeværdibestemte udg.	0,8 1976-kr/MWh	0
<u>600 MW kul/oliefyret enhed m. SO₂-rensning</u>		
Produktionsafh. lønbestemte udgifter	29 1976-kr/kW	2%
Produktionsafh. lønbestemte udgifter	4,2 1976-kr/MWh	2%
Produktionsafh. pengeværdibestemte udg.	10 1976-kr/kW	0
Produktionsafh. pengeværdibestemte udg.	1,4 1976-kr/MWh	0
<u>900 MW LWR-anlæg</u>		
Lønbestemte udgifter	36 1976-kr/kW	2%
Pengeværdibestemte udgifter	31 1976-kr/kW	0
<u>1300 MW LWR-anlæg</u>		
Lønbestemte udgifter	27 1976-kr/kW	2%
Pengeværdibestemte udgifter	24 1976-kr/kW	0
<u>635 MW CANDU-anlæg</u>		
Lønbestemte udgifter	57 1976-kr/kW	2%
Pengeværdibestemte udgifter	63 1976-kr/kW	0
<u>Marginalt for produktionssystemet</u>	Som for en 600 MW kul/oliefyret enhed u. SO ₂ -rensning, ved en udnyttelsesfaktor på 70%.	

Tabel 16. Drifts- og vedligeholdelsesudgifter (afsnit 3.4).

	Kul/oliefyrede kraftværker	Atomkraft- værker
<u>Værdi af modtagne anlægsleverancer</u>		
År før idriftsættelse		
0-1 , % af kontraktpris	9	6
1-2 , % af kontraktpris	23	15
2-3 , % af kontraktpris	36	27
3-4 , % af kontraktpris	21	25
4-5 , % af kontraktpris	8	16
5-6 , % af kontraktpris	3	8
> 6 , % af kontraktpris		3
<u>Betaling af anlægsudgifter</u>		
År før idriftsættelse		
0-1 , % af anlægspris ^x	30	23
1-2 , % af anlægspris ^x	28	27
2-3 , % af anlægspris ^x	20	20
3-4 , % af anlægspris ^x	12	15
4-5 , % af anlægspris ^x	10	10
5-6 , % af anlægspris ^x		3,5
> 6 , % af anlægspris ^x		1,5

^x anlægsprisen opgjort i faste penge

Tabel 17. Terminer for modtagelser af anlægsleverancer og betaling af anlægsudgifter (afsnit 3.5)

Kul/oliefyret anlæg:

Kul og olie

ved forbrug

LWR-anlæg:

1. kerne

Uran,	mdr. før idriftsæt. af anlæg	24
Konversion,	mdr. før idriftsæt. af anlæg	21
Berigning, :	mdr. før idriftsæt. af anlæg	18
Brændselselementfab.,	mdr. før idriftsæt. af anlæg	12

Brændselselements skift

Uran.	mdr. før brænd. skift	12
Konversion,	mdr. før brænd. skift	9
Berigning,	mdr. før brænd. skift	6
Brændselselementfab.,	mdr. før brænd. skift	3
Oparbejdning m.m.*,	mdr. efter brænd. skift	12
Salg af uran og plut.*,	mdr. efter brænd. skift	15

CANDU-anlæg:

1. kerne

Uran,	mdr. før idriftsæt. af anlæg	15
Brændselselementfab.	mdr. før idriftsæt. af anlæg	12

Brændselselements skift

Uran,	mdr. før brænd. skift	12
Brændselselementfab.,	mdr. før brænd. skift	9
Oparbejdning m.m.*,	mdr. efter brænd. skift	18
Salg af uran og plut.*,	mdr. efter brænd. skift	21

* Tidligst i 1991

Anm. I tidsangivelserne for indkøb af kul og olie samt af erstatningsbrændsel til atomkraftværker er der ikke taget hensyn til min. brændselslagerkrav; dets størrelse svarer til 6 måneders forventet forbrug.

Tabel 18. Fysisk betingede leverings- og betalingsmønstre for brændsel (afsnit 3.5).

Udgifterne til drift og vedligeholdelse antages sammenfaldende med elektricitetsproduktionen (afsnit 3.5.)

År efter i-driftsæt-telse	600 MW kul/oliefyret enhed u. SO ₂ -rensning	600 MW kul/oliefyret enhed m. SO ₂ -rensning	LWR anlæg*	CANDU anlæg*
0-1	60%	57%	45%	45%
1-2	70%	67%	65%	65%
2-3	75%	72%	70%	70%
3-20	75%	72%	75%	75%
20-30	aftager med 3% p.a.	aftager med 3% p.a.	aftager med 3% p.a.	aftager med 3% p.a.

Tabel 19. Belastningsfaktorer for kraftværker (afsnit 3.5.)

600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO ₂ -rensning	0,90
600 MW kul/oliefyret anlæg med SO ₂ -rensning	0,87
900 MW LWR-anlæg	0,90
1300 MW LWR-anlæg	0,90
635 MW CANDU-anlæg	0,90
Spidslastanlæg	0,95

Tabel 20. Pålidelighedsfaktorer for kraftværker (afsnit 3.7.)

600 MW kul/oliefyret anlæg u. SO ₂ -rensning af røggassen	2100 kcal/kWh
600 MW kul/oliefyret anlæg m. SO ₂ -rensning af røggassen	2200 kcal/kWh
Gennemsnit for produktionssystemets marginalproduktion	2600 kcal/kWh

Tabel 21. Specifikke brændselsforbrug for kul/oliefyrede enheder og produktionssystemets marginalproduktion (afsnit 3.8.)

		LWR	CANDU
Virkningsgrad,	%	33	28
Specifikke uranmængder i reaktorkernen,	t U/MW _t	0,026	0,040
<u>1. Kerne</u>			
Middelværdi for uran-235 berigning i frisk brændsel, vægt %		2,26	0,711
Middeludbrænding,	MWd/t U	22.600	4.700
Middelværdi for uran-235 berigning i brugt brændsel fra 1. kerne,	vægt %	0,74	0,31
Plutoniummængde i brugt brændsel fra 1. kerne,	kg.fis.Pu/t U	5,8	2,4
<u>Udskiftningsbrændsel</u>			
Middelværdi for uran-235 berigning i frisk brændsel,	vægt %	3,21	0,711
Middeludbrænding,	MWd/t U	32.600	7.500
Middelværdi for uran-235 berigning i brugt brændsel,	vægt %	0,90	0,22
Plutoniummængde i brugt brændsel,	kg.fis.Pu/t U	7,0	2,8

Tabel 22. Data for atomkraftværkers brændselsforbrug (afsnit 3,8.)

4. INVESTERINGSANALYSE

En egentlig investeringsanalyse for et givent projekt indebærer en bred vurdering af rentabiliteten af den pågældende investering. Påvirker projektet de økonomiske forhold, hvorunder andre anlæg producerer, skal der tages hensyn hertil. En analyse gennemført på planlægningstidspunktet (ex. ante) vil inkludere en vurdering af de med projektet forbundne usikkerheder, og de heraf følgende konsekvenser for investeringens rentabilitet.

I denne rapport føres investeringsbetragtningerne for alternative kraftværksudbygningsmuligheder ikke så langt som til egentlige investeringsanalyser i ovennævnte betydning. Elektricitetsefterspørgslen antages for given og uafhængig af udbygningsalternativ. Under disse omstændigheder kan man ved sammenlignende vurderinger af udbygningsalternativerne nøjes med at betragte udgiftssiden - indtægterne vil være ens. En yderligere simplificering opnås ved at begrænse analysen til kun at omfatte 1) produktionen på anlæggene, der indgår i udbygningsalternativerne og 2) de påvirkninger af det øvrige system, der er forskellige for udbygningsalternativerne - påvirkninger, som er fælles, ses der bort fra. Analysen begrænses herved til at behandle de forhold, der adskiller udbygningsalternativerne. Principperne for en beregning af denne type er beskrevet i bilag I.

Det er i bilaget vist, hvorledes udgifterne opgøres, og en sammenligning finder sted under hensyntagen til evt. forskelle i udbygningsalternativernes effektværdi og evt. forskelle i reserveeffektbehov. Udgiftsopgørelsen omfatter udgifterne ved den elektricitetsproduktion, der produceres på forskellige anlæg i udbygningsalternativerne, samt de samfundsmæssige udgifter ved evt. forskelle i udbygningsalternativerne imellem i antallet af efterspurgt, men ikke leverede kWh. (Udgangspunktet ved planlægningen vil være, at antallet af ikke-leverede kWh skal være uafhængigt af valg af grundlastudbygning; men da anlæggenes pålidelighed ikke kan forudsiges med sikkerhed, er det veltænkeligt, at antallet af ikke-leverede kWh bliver afhængigt af udbygningsvalg.) Udgiftsopgørelsen for et udbyg-

ningsalternativ sker i praksis simplest i 5 hovedgrupper:

1. Kapitaludgifterne (anlægs- og nedrivningsudgifterne) for de nye anlæg i det betragtede alternativ.
2. Brændselsudgifterne ved elektricitetsproduktionen på de nye anlæg i det betragtede alternativ.
3. Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for de nye anlæg i det betragtede alternativ.
4. Udgifter ved evt. elektricitetsproduktion, specifik for det betragtede alternativ, i det øvrige produktionssystem.
5. Samfundsmæssige udgifter (indtægter) ved en evt. anlægsbestemt forskel mellem det for alle alternativerne forventede og det for det betragtede alternativ realiserede antal ikke-leverede kWh.

Ved sammenfatning af udgifter, der forfalder til forskellige tidspunkter, anvendes nutidsværdimetoden. En diskussion af denne metode - herunder en begrundelse for dens anvendelse - findes i bilag II. For realrenten anvendes i denne rapport en referenceværdi på 4% p.a. (lånevilkårene på det internationale marked betinger egentlig en lidt lavere realrente for atomkraftværker end for kul/oliefyrede kraftværker; ved anvendelsen af en realrente, der er uafhængig af anlægstype, stilles kul/oliefyrede kraftværker derfor sammenlignet med atomkraftværker i et lidt for gunstigt lys).

På basis af nutidsværdien af udgifterne bestemmes for hvert af udbygningsalternativerne for den i udgiftsopgørelsen indgående elektricitetsproduktion den tidslige midlede udgift pr. produceret kWh.

Som nævnt bør en egentlig investeringsanalyse også indeholde en vurdering af de med det pågældende projekt forbundne usikkerheder, og de heraf følgende konsekvenser for investeringens rentabilitet. En undersøgelse af denne art indebærer, at man først må etablere tidsafhængige sandsynlighedsfordelinger for værdierne af alle relevante data; derefter skal man på basis af disse fordelinger beregne sandsynlighedsfordelingen for størrelsen af de samlede betalinger. Er der tale om et projekt med mange data, der er behæftet med usikkerhed, løses

den beregningsmæssige del af opgaven simplest ved, at man benytter Monte Carlo-teknik, og udfører beregningerne på EDB-anlæg. (En ofte anvendt metode ved usikkerhedsvurderinger består i, at man gennemfører økonomiberegninger under anvendelse af dels alle de mest optimistiske data og dels alle de mest pessimistiske data; om resultatet angives blot, at det vil falde i intervallet bestemt af de 2 således beregnede yderværdier. Disse usikkerhedsvurderinger må karakteriseres som værende af begrænset værdi. Ofte fører disse beregninger direkte til fejlkonklusioner, fordi man ikke gør sig klar, hvor ringe sandsynligheden er, for at resultatet vil antage en værdi nær intervallets endepunkter.)

I denne rapport indskrænkes usikkerhedsberegningerne til en følsomhedsanalyse. I den økonomiske litteratur anvendes ved investeringsanalyser betegnelsen følsomhedsanalyse dels i forbindelse med beregninger, hvor man for en given investering bestemmer resultatets følsomhed overfor ændringer i de enkelte grund-data, og dels i forbindelse med beregninger, hvor man for 2 alternative investeringer bestemmer break-even værdier for de enkelte grund-data. Her udføres beregninger af begge typer; i den enkelte situation bestemmes valget af beregningstype af hvad information, der skønnes mest relevant at opnå for det pågældende grund-data. Følsomhedsanalysens resultater vil i sig selv give væsentlige informationer vedr. betydningen af usikkerhed på grund-data. Ønsker man at gennemføre en egentlig usikkerhedsanalyse, vil følsomhedsanalysens resultater i de fleste tilfælde være til stor nytte. I stedet for at skulle gennemføre en detaljeret undersøgelse, omfattende samtlige grund-data, der er behæftet med usikkerhed, vil man i en første grovvurdering kunne udskille de data, der kun har ringe indflydelse på usikkerheden for de samlede betalinger - eller på nutidsværdien af disse - hvorefter usikkerhedsanalysen vil kunne gennemføres for de data, der har betydning for resultatet.

I det følgende angives resultater af en investeringsanalyse efter ovennævnte retningslinier for alternative udbygninger af det danske elektricitetsproduktionssystem med et grundlastanlæg til opstart i 1987 - det år, første atomkraftværk

i Danmark tidligst vil kunne idriftsættes. De vurderede anlæg er de i kapitel 2 udvalgte alternativer. Beregningerne er baseret på de i kapitel 3 angivne referenceværdier for de kraftværksrelevante data.

4.1. Referencetilfælde

Først vurderes tilfældet, hvor alle grund-data antager referenceværdierne.

Fig. 3 viser de tidslig midlede kWh-udgifter for udbygningsalternativerne:





1. Et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen.
2. Et 600 MW kul/oliefyret anlæg med SO₂-rensning af røggassen.
3. Et 900 MW LWR-anlæg.
4. Et 635 MW CANDU-anlæg.

På fig. 4 er angivet fordelingen af de nukleare brændselsudgifter på enkeltkomponenter.

De på figurene angivne beløb omfatter såvel betalingerne for de fysiske ydelser som de rentebetalinger, de pågældende leverancer giver anledning til. Udgiftsposten "udgifter ved supplerende elektricitetsproduktion i det øvrige produktionssystem" (udgiftsopgørelsens hovedgruppe 4) optræder ikke, da der med de antagne værdier for pålideligheds- og belastningsfaktorerne for de 4 anlægstyper ikke vil være behov for supplerende elektricitetsproduktion. Ligeledes forefindes udgiftsposten "samfundsmæssige udgifter for ikke-leverede kWh" (udgiftsopgørelsens hovedgruppe 5) heller ikke, da der for pålidelighedsfaktorerne er antaget sammenfald mellem de ved planlægningen benyttede og de ved driften realiserede værdier.

Ifølge fig. 3 vil det være økonomisk set mest fordelagtigt ved en udbygning af det danske elektricitetsproduktionsystem med en enhed til idriftsættelse i 1987 at vælge at opføre et 900 MW LWR-anlæg. Laveste tidslig midlede kWh-udgifter ab værk for den betragtede elektricitetsproduktion fås ved oparbejdning af det brugte LWR-brændsel (8,4 1976-øre); men selv

Signaturforklaring

-  Anlægs- + nedrivningsudgifter
-  Drifts- og vedligeholdelsesudgifter
-  Brændselsudgifter
-  I: 1976-øre/kWh; K: % af total udgifter

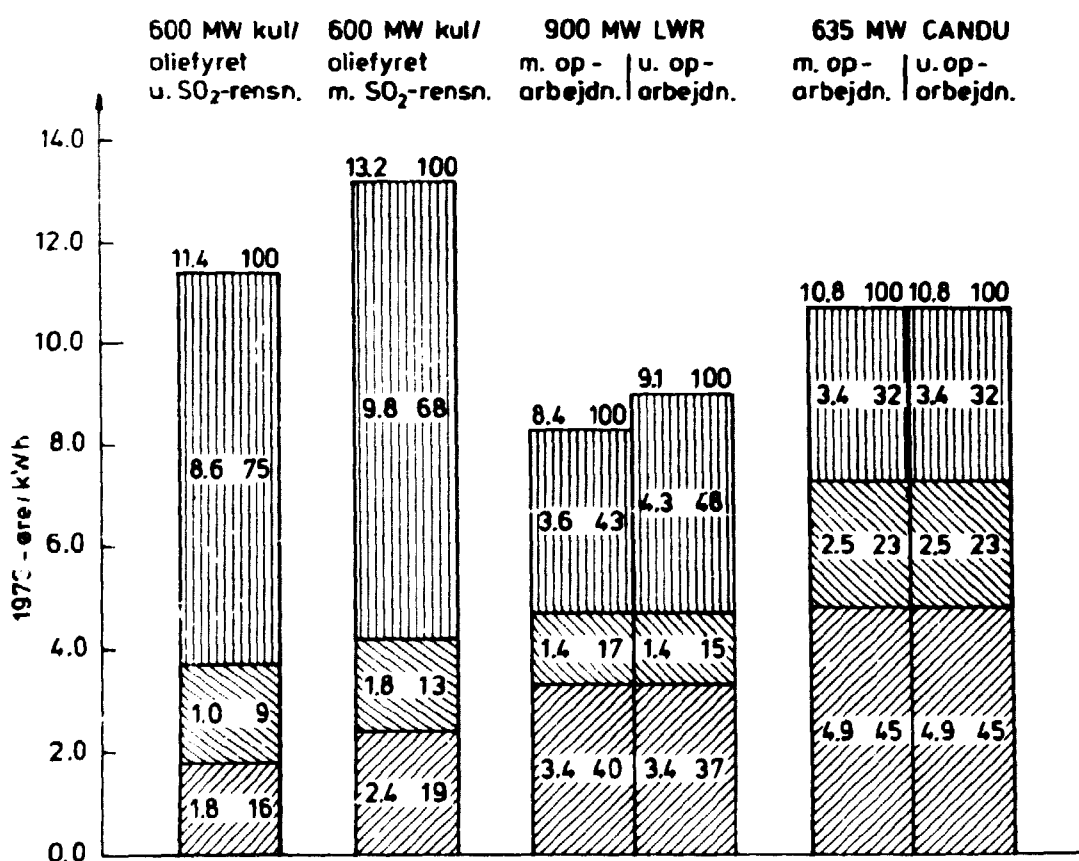
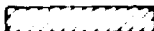
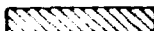



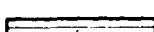



Fig. 3. Prognose over de tidlige midlede kWh-udgifter af værk, med opsplitning på hovedkomponenter, for alternative udbygninger med kraftværker til idriftsættelse i 1987.

Signaturforklaring

-  Udgift for natururan
 -  Udgift for berigning
 -  Udgift for fabrikation af brændselselementer
 -  Udgift for oparbejdning m.m. af brugt brændsel
 -  Udgift for slutdeponering m.m. af brugt brændsel
 -  Indtægt for resturan i brugt brændsel
 -  Indtægt for plutonium i brugt brændsel
- I: 1976-øre/kWh; J: % af brændselsudgifter; K: % af totaludgifter

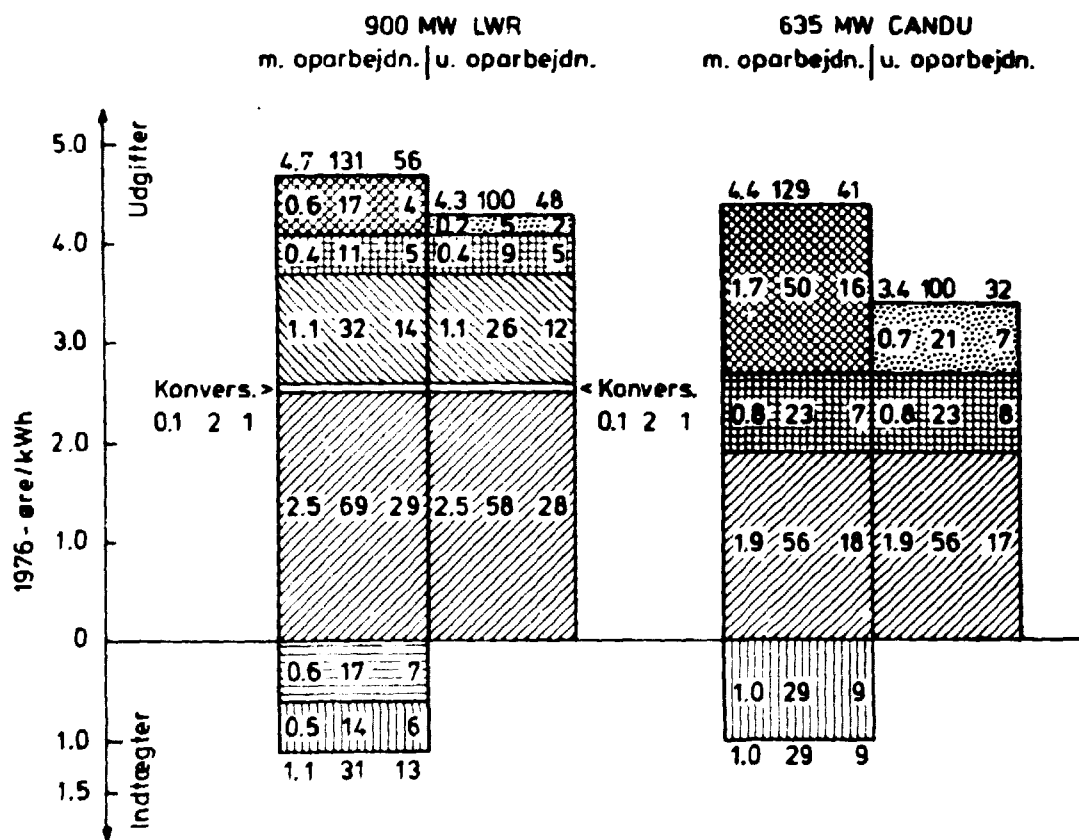


Fig. 4. Prognose over de tidslige midlede brændselsbetalinger pr. kWh, opdelt på hovedkomponenter, for alternative udbygninger med atomkraftværker til idriftsættelse i 1987.

uden oparbejdning af brændslet vil de tidslig midlede kWh-udgifter være klart lavere for LWR-alternativet end for de 3 andre udbygningsalternativer (9,1 1976-øre mod, afhængig af alternativ, 10,8 - 13,2 1976-øre). Bygger man i stedet for LWR-anlægget et 635 MW CANDU-anlæg, øges de beregnede tidslig midlede kWh-udgifter fra nævnte 8,4 1976-øre ved oparbejdning af LWR-brændslet til 10,8 1976-øre (udgiften er den samme med som uden oparbejdning af CANDU-brændslet); omregnet til nutidsværdi i 1987 er der tale om en merudgift på godt 2500 1976-kr/kW, eller ca. 1,6 milliarder 1976-kr for et 635 MW CANDU-anlæg. Vælger man at bygge et konventionelt 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂ rensning af røggassen, vokser de tidslig midlede kWh-udgifter til 11,4 1976-øre; omregnet til nutidsværdi i 1987 er merudgiften i forhold til LWR-alternativet med oparbejdning af brændslet ca. 3200 1976-kr/kW, eller ca. 1,9 milliarder 1976-kr. For et 600 MW kul/oliefyret anlæg med SO₂-rensning af røggassen stiger de tidslig midlede kWh-udgifter til 13,2 1976-øre; igen omregnet til nutidsværdi i 1987 er merudgiften i forhold til LWR-alternativet med oparbejdning af brændslet godt 5100 1976-kr/kW, eller godt 3 milliarder 1976-kr for et 600 MW kul/oliefyret anlæg.

Angående fordelingen af udgifterne på hovedbestanddele for de enkelte udbygningsalternativer bemærkes at:

1. Ved udbygning med et kul/oliefyret anlæg udgør brændselsudgifterne den helt dominerende del af udgifterne. Af brændselsudgifterne på 8½-9 1976-øre/kWh er langt den største del råstofudgifter.
2. Ved udbygning med et LWR-anlæg er såvel anlægsudgifterne som brændselsudgifterne af væsentlig betydning - ved oparbejdning af brændslet er de 2 udgiftsposter af næsten samme størrelse; uden oparbejdning af brændslet er brændselsudgiften ca. 25% højere end anlægsudgiften. Af udgifterne til brændsel udgør nettoudgifterne til fissilt materiale (uran og plutonium) 1½-2½ 1976-øre/kWh, afhængig af om hvorvidt, der sker oparbejdning af brændslet.
3. Ved udbygning med et CANDU-anlæg udgør anlægsudgifterne den største post, men også brændselsudgifterne og drifts-

og vedligeholdelsesudgifterne er af væsentlig betydning (de relativ høje drifts- og vedligeholdelsesudgifter for et 635 MW CANDU-anlæg i sammenligning med den tilsvarende udgiftspost for et 900 MW LWR-anlæg skyldes bl.a. CANDU-anlæggets mindre størrelse samt udgifterne til vedligeholdelse af det tunge vand i CANDU-anlægget). Af udgifterne til brændsel udgør nettoudgifterne til fissilt materiale 1-2 1976-øre/kWh, afhængig af om brændslet oparbejdes.

Af interesse er det iøvrigt at bemærke, at de tidslig midlede totale kWh-udgifter for en udbygning med et LWR-anlæg er meget nær de samme som de tidslig midlede variable kWh-udgifter (brændselsudgifterne og en del af drifts- og vedligeholdelsesudgifterne) for en udbygning med et moderne kul/oliefyret anlæg. Når det tages i betragtning, at der i beregningerne er antaget stigende priser over hele perioden for nukleart brændsel og konstante priser for kul og olie, samt at de variable udgifter for eksisterende kul/oliefyrede anlæg er højere end for nye kul/oliefyrede anlæg, betyder det, at ved periodens start vil totaludgifterne pr. kWh for en udbygning med et LWR-anlæg være lavere end de variable udgifter pr. kWh for eksisterende anlæg. Set fra et investeringsmæssigt synspunkt vil det derfor kunne betale sig at bygge LWR-anlæg til afløsning af funktionsduelige kul/oliefyrede anlæg - at man formodentlig af en række årsager, herunder også økonomiske (eksempelvis kapitalrestriktioner), ikke vil finde det opportunt i praksis at gennemføre en sådan udbygningspolitik, er en anden sag.

Ved de videre økonomiske vurderinger i denne rapport vil hovedvægten blive lagt på udbygninger med LWR-anlæg og med kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-rensning af røggassen. LWR anlæg, fordi det økonomisk er den mest fordelagtige kraftværkstype; kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-rensning af røggassen, fordi denne type anlæg må anses for at være det mest sandsynlige alternativ til anlæg af LWR-typen for grundlastudbygninger af det danske elektricitetsproduktionssystem de næste 10 år. Det vil blive antaget, at LWR-brændslet oparbejdes (oparbejdning sker dog først fra 1991, jfr. afsnit 3.5); om ønsket, vil man relativt let udøfra de beregnede resultater for tilfældet med

oparbejdning af LWR-brændslet kunne skønne størrelsen af de tilsvarende resultater for tilfældet uden oparbejdning af brændslet.

4.2. Følsomhedsanalyse

4.2.1. Anlægspriser

Som tidligere nævnt har anlægsprisen for 600 MW kul/oliefyrede anlæg kun begrænset indflydelse på de tidslig midlede kWh-udgifter for udbygninger med denne type anlæg; en fordobling af kontraktprisen for et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen betyder en stigning på 1,8 1976-øre. Her overfor står, at ved en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg vil en fordobling af kontraktprisen øge de tidslig midlede kWh-udgifter med 3,3 1976-øre. (De tilsvarende tal for udbygninger med henholdsvis et 635 MW CANDU-anlæg og et 600 MW kul/oliefyret anlæg med SO₂-rensning af røggassen er 2,4 1976-øre, resp. 4,8 1976-øre.)

Af særlig interesse på planlægningsstadiet er det at vide, hvor store forskellene skal være mellem de virkelige og de antagne kontraktpriser før de betragtede alternativets økonomiske rangforordning ændres. Specielt vil man ved vurderinger for 2 udbygningsalternativer af betydningen af usikkerhed i basispriser være interesseret i at vide, hvor stor ændringen i kontraktpris for den ene type anlæg skal være, ved fastholdt kontraktpris for den anden type anlæg, for at de tidslig midlede kWh-udgifter for alternativerne skal blive ens. Ved vurderinger for 2 udbygningsalternativer af betydningen af usikkerhed i prisstigninger vil man især være interesseret i at vide, hvor stor den procentvise stigning i de antagne kontraktpriser skal være, for at de tidslig midlede kWh-udgifter for alternativerne skal blive ens.

Står valget mellem en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen og en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg, finder man, at ved fastholdt kontraktpris for det kul/oliefyrede anlæg skal kontraktprisen for LWR-anlægget vokse med ca. 90%, svarende til en stigning fra 3100 1976-kr/kW til ca. 5900 1976-kr/kW, for at de tidslige midlede

kWh-udgifter skal blive ens; modsat vil med den antagne kontraktpris for et LWR-anlæg, selv ikke et gratis kul/oliefyret anlæg kunne ændre ved forholdet, at det ud fra et investeringsmæssigt synspunkt bedst vil kunne betale sig at bygge LWR-anlægget. For de samme alternativer finder man, at den procentvise stigning i kontraktpriserne skal være på ca. 200% for at de tidslig midlede kWh-udgifter skal blive ens. (For en sammenligning mellem en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg og en udbygning med et 635 CANDU-anlæg er de tilsvarende tal: 1) en stigning på godt 70% i kontraktprisen for et LWR-anlæg ved fastholdt pris for et CANDU-anlæg, 2) et fald på ca. 56% i kontraktprisen for et CANDU-anlæg ved fastholdt pris for et LWR-anlæg, 3) ingen fælles procentvis stigning i kontraktpriserne vil kunne føre til ens tidslig midlede kWh-udgifter. For en sammenligning mellem en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg og en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg med SO₂-rensning af røggassen er tallene: 1) en stigning på ca. 145% i kontraktprisen for et LWR-anlæg ved fastholdt pris for et kul/oliefyret anlæg, 2) en ændring alene i kontraktprisen for kul/oliefyrede anlæg vil ikke kunne føre til ens tidslig midlede kWh-udgifter, 3) en fælles procentvis stigning på ca. 530%.)

4.2.2. Brændselspriser

4.2.2.1. Fossilt brændsel. En fordobling af kul- og oliepriserne vil medføre, at de tidslig midlede kWh-udgifter for en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen stiger med 8,6 1976-øre.

For at en ændring i prisen på fossilt brændsel skal resultere i tidslig midlede kWh-udgifter for en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen, som er lavere end de i referencetilfældet bestemte tilsvarende udgifter for en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg, kræves et ikke ubetydelig fald i kul- og oliepriserne. Ved en reduktion af kul- og oliepriserne med 2,0% p.a. vil de tidslig midlede kWh-udgifter bliver ens; realisation af dette tilfælde betyder, at brændselsprisen skal falde fra ca. 33 1976-kr/Gcal ved anlæggets idriftsættelse i 1987 til ca. 18 1976-kr/Gcal ved anlæggets sluttelige nedlukning i 2016.

4.2.2.2. Nukleart brændsel. Som det fremgår af fig. 4, er det især uran- og berigningspriserne, som har betydning for størrelsen af brændselsudgifterne ved en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg.

En fordobling af uranprisen med en dertil svarende justering af plutoniumprisen vil medføre, at de tidslig midlede kWh-udgifter for en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg øges med ca. 1½ 1976-øre. Til sammenligning kan nævnes, at for en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg skal stigningen i kul- og oliepriserne være på 17%, for at de tidslig midlede kWh-udgifter skal vokse med 1½ 1976-øre. For at en ændring i uranprisen skal gøre det investeringsmæssigt mere fordelagtigt at udbygge med et kul/oliefyret anlæg end med et LWR-anlæg, skal prisstigningen være ganske betydelig. Med udgangspunkt i uranprisen, der blev handlet til sidst i 1976 for snarlig levering, skal den årlige realstigning i uranprisen være på 7%, for at de tidslig midlede kWh-udgifter skal være ens for en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg og for en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen med referenceværdi-data; realisation af dette tilfælde betyder, at uranprisen skal vokse fra ca. 80 1976-\$/lb i 1987 til ca. 600 1976-\$/lb i 2016.

En fordobling af berigningsprisen vil for en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg medføre en forøgelse af de tidslig midlede kWh-udgifter med 1,1 1976-øre. I referencetilfældet er antaget en berigningspris, der er ca. 1½ gang den i 1976 gældende hos den største leverandør af berigningsarbejde; for at en ændring i berigningsprisen skal føre til samme tidslig midlede kWh-udgifter for en udbygning med 900 MW LWR-anlæg som for en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen med referenceværdi-data, må der yderligere forudsættes en årlig realstigning fra 1976 på godt 6%.

Oparbejdningensudgifterne, fabrikationsudgifterne og konversionsudgifterne - nævnt i rækkefølge af aftagende betydning - bidrager i referencetilfældet med sammenlagt 1,1 1976-øre til de tidslig midlede kWh-udgifter for en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg. Prisstigninger vil kunne øge dette beløb; men der vil skulle helt urealistiske stigninger til, for at ændringen

i de tidslig midlede kWh-udgifter skal blive væsentlig i en investeringssammenhæng ved en sammenligning mellem en udbygning med et LWR-anlæg og en udbygning med et kul/oliefyret anlæg. (Derimod er det ikke umuligt, at en stigning i prisen for oparbejdning - evt. forbundet med lavere uran- og plutoniumpriser end antaget - vil kunne medføre, at oparbejdning af brugt LWR-brændsel ikke økonomisk vil kunne betale sig.)

4.2.3. Drifts- og vedligeholdelsesudgifter

For udbygninger af elektricitetsproduktionssystemet med henholdsvis et 600 MW kul/oliefyret anlæg og med et 900 MW LWR-anlæg udgør drifts- og vedligeholdelsesudgifterne, jfr. fig. 3, kun en relativ begrænset andel af totaludgifterne. Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for de 2 udbygningsalternativer vil endvidere for en væsentlig del være bestemt af de samme faktorer (eks. lønniveau). Der vil derfor skulle endog meget store forandringer til, før ændringerne i drifts- og vedligeholdelsesudgifterne får signifikant betydning i en sammenlignende investeringsanalyse mellem en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg og en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg.

4.2.4. Belastnings- og pålidelighedsfaktorer

Afvigelser i belastnings- og pålidelighedsfaktorer fra de anvendte referenceværdier kan have mange årsager. Eksempelvis kan man af systemtekniske grunde ønske at producere en mindre elektricitetsmængde på de nye anlæg end forudsat i referencetilfældet, herved vil belastningsfaktorerne mindskes, mens pålidelighedsfaktorerne ikke påvirkes. Eller anlæggene kan være mindre driftssikre end antaget; i dette tilfælde vil såvel belastnings- som pålidelighedsfaktorerne blive dårligere. Eller for at nævne endnu et eksempel, man kan ved en øget vedligeholdelsesindsats søge at opnå en bedre anlægspålidelighed; tendensen i dette tilfælde vil være lavere belastningsfaktorer og højere pålidelighedsfaktorer. Som de 3 eksempler viser, er der ikke nogen entydig sammenhæng mellem belastnings- og pålidelighedsfaktorer, og derfor må man i en følsomhedsanalyse variere de 2 faktorer uafhængigt af hinanden.

Ved en analyse af betydningen af værdierne af pålidelighedsfaktoren for størrelsen af de tidslig midlede kWh-udgifter for en grundlastudbygning i et effektdimensioneret produktionssystem må der principielt skelnes mellem den på planlægnings-tidspunktet antagne og den ved driften realiserede pålidelighedsfaktor. Forventer man på planlægningsstadiet, at det nye anlæg vil få en lav pålidelighed, vil man tage højde herfor ved udformningen af det udbygningsprogram, anlægget indgår i. Ved planlægningen vil man sigte mod, at elektricitetsforbrugerne forsyningssikkerhedsmæssigt ikke skal blive påvirket af, hvor driftssikre de grundlastanlæg er, man vælger at udbygge med - i bilag III er det vist, at dette mål er ensbetydende med en disponibel effekt (summen af de enkelte anlægs mærkeeffekt multipliceret med deres pålidelighedsfaktor), der er uafhængig af valg af grundlastudbygningsenheder. Denne balance mellem produktionssystemet og forbruget vil imidlertid kun eksistere, hvis der er sammenfald mellem de ved planlægningen benyttede og de ved driften realiserede pålidelighedsfaktorer. Viser det sig ved driften, at det nye anlæg har en dårligere pålidelighed, end man forventede på planlægningstidspunktet, vil udbygningens værdi i elektricitetsproduktionen ikke svare til den ønskede. En del af den elektricitetsmængde, der var tænkt produceret på det nye anlæg, vil blive produceret på ældre anlæg med ledig kapacitet, mens en anden og betydelig mindre del af elektricitetsmængden ikke vil kunne produceres grundet på kapacitetsmangel. For forbrugerne vil kapacitetsmanglen betyde en forøgelse af antallet af efterspurgte, men ikke leverede kWh; samfundsmæssigt repræsenterer det lavere serviceniveau en udgift. En lavere end forventet pålidelighedsfaktor vil ikke have samme betydning til ethvert tidspunkt. De første år efter et nyt anlægs idriftsættelse vil produktionssystemet normalt have en betydelig større kapacitet, end det aktuelle forbrug betinger; i denne periode vil den realiserede pålidelighedsfaktor kunne være betydelig nedsat, uden at det får nævneværdig betydning for antallet af ikke-leverede kWh. I denne rapport antages, jfr. bilag I, at en nedsat pålidelighed under de første 3 års drift ikke giver sig udslag i en udgift for et øget antal ikke-leverede kWh. Er faldet i

pålidelighedsfaktor af mere permanent natur, vil man justere udbygningsprogrammet, så produktionssystemet atter kommer i den ønskede balance med forbruget. I denne rapport antages, jfr. bilag I, at en nedsat pålidelighed højst kan påvirke antallet af ikke-leverede kWh i 8 år. Helt analoge forhold til de, der her er fremført for en nedsat pålidelighed af det nye anlæg, gør sig naturligvis gældende ved en øget pålidelighed - specielt skal nævnes, at ved en realiseret pålidelighed, der er bedre end den ved planlægningen antagne, vil antallet af ikke-leverede kWh mindskes, hvorved der vil fremkomme en samfundsøkonomisk gevinst.

Fig. 5 viser, hvorledes de tidslig midlede kWh-udgifter varierer med belastnings- og pålidelighedsfaktorerne ved sammenfald mellem de ved planlægningen antagne og de ved driften realiserede pålidelighedsfaktorer. Da belastnings- og pålidelighedsfaktorerne ofte har været et centralt punkt i diskussionen om hvilken type anlæg, der vil føre til de laveste totaludgifter for det produktionssystem, de indgår i, er de tidslig midlede kWh-udgifters variation med belastnings- og pålidelighedsfaktorerne opgjort for alle 4 udbygningsalternativer, omhandlet i denne rapport - for LWR-anlæg er antaget, at det brugte brændsel oparbejdes. Ved beregningen af de tidslig midlede kWh-udgifter er elektricitetsproduktionen holdt konstant; et fald i elektricitetsproduktionen på det nye grundlastanlæg kompenseres ved en større elektricitetsproduktion i det øvrige produktionssystem.

Af fig. 5 fremgår det, at ved reference-prisdata skal belastningsfaktorerne være meget forskellige fra de som realistisk vurderede referenceværdier, for at de tidslig midlede kWh-udgifter ikke skal være lavere for en udbygning med 900 MW LWR-anlæg end for en udbygning med et af alternativerne. Sammenligner man således en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg med en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen, ser man, at ved belastningsfaktorer svarende til referenceværdierne for det kul/oliefyrede anlæg, skal belastningsfaktorerne for LWR-anlægget være på under 65% af referenceværdierne for denne anlægstype, for at de tidslig midlede kWh-udgifter skal være lavest for udbygningen med det

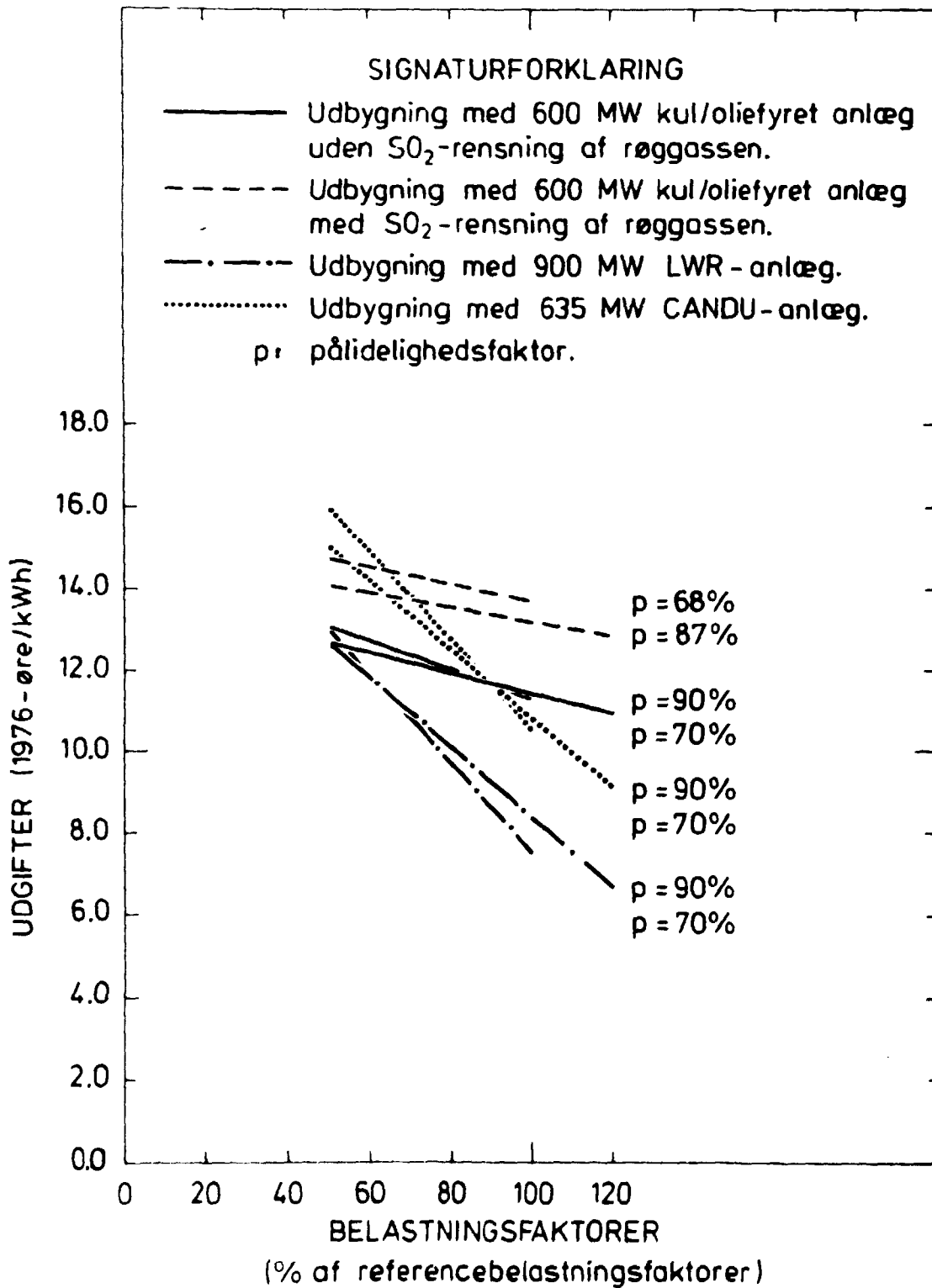


Fig. 5. Prognose over belastnings- og pålidelighedsfaktorens indflydelse på de tidslig midlede kWh-udgifter for alternative kraftværksudbygninger. Sammenfald af forventede og realiserede pålidelighedsfaktorer antaget.

kul/oliefyrede anlæg - de 65% svarer til en belastningsfaktor 1. år på 29%, 2. år på 42%, 3. år på 46%, 4.-20. år på 49% og 21.-30. år på værdier, der falder fra de 49% med 2% p.a. Ved ens belastningsfaktorer for et 900 MW LWR-anlæg og et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen skal belastningsfaktorerne ned på under 50% af referenceværdierne, før de tidslig midlede kWh-udgifter for udbygningen med det kul/oliefyrede anlæg bliver lavest.

Tilsvarende ser man, at et LWR-anlæg skal have belastningsfaktorer, der relativt målt er over 25% dårligere end de, der gælder for et CANDU-anlæg, før de tidslig midlede kWh-udgifter bliver lavere for en udbygning med et 635 MW CANDU-anlæg end for en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg (en direkte sammenligning af belastningsfaktorer er mulig da referenceværdierne for de 2 anlæg er ens). Man bemærker endvidere, at såvel for en udbygning med et LWR-anlæg, som for en udbygning med et CANDU-anlæg, som for en udbygning med et kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen er de tidslig midlede kWh-udgifter ved høje belastningsfaktorer lavere ved en pålidelighedsfaktor på 70% end ved en pålidelighedsfaktor på 90%. Forskellen er dog meget ringe for CANDU-anlægget og for det kul/oliefyrede anlæg. Ved den lave pålidelighedsfaktor vil den installerede effekt være størst som følge af et større reserveeffektbehov; den øgede kapacitet er i beregningerne, jfr. bilag I, antaget at bestå af samme type anlæg, som de der vurderes. Resultatet er derfor ensbetydende med, at det ved udbygninger med de 3 nævnte anlægstyper er driftsøkonomisk fordelagtigt at opføre ekstra kapacitet. Forklaringen er, at der ved den større udbygning sker en overførsel af elektricitetsproduktion fra marginale anlæg, karakteriseret ved høje variable omkostninger, til nye anlæg med lavere totale produktionsudgifter.

Resultaterne i fig. 5 forudsætter som nævnt, at der er overensstemmelse mellem de på planlægningstidspunktet antagne og de ved driften realiserede pålidelighedsfaktorer. I tilfælde, hvor denne overensstemmelse ikke eksisterer, må der i udgiftsopgørelsen tages hensyn til de samfundsøkonomiske udgifter/indtægter, der er en følge af ændringen i antallet af ikke-leverede kWh. Ved udbygninger med anlæg, der i kortere eller længere

perioder kører med en pålidelighed, der er op til 20% lavere end den ved planlægningen antagne, vil denne post bidrage med maksimum 0,2 1976-øre til de tidslig midlede kWh-udgifter. I sammenligning med de øvrige udgifter er dette et beløb af ringe betydning, og en nærmere analyse af hvordan, de tidslig midlede kWh-udgifter varierer med forskelle i antagne og realiserede pålidelighedsfaktorer, skal derfor undlades her.

Den antagne levetid for et nyt grundlastanlæg er givet med valget af belastnings- og pålidelighedsfaktorer. I referencetilfældet er levetiden for alle 4 anlægstyper sat til 30 år. Det vil være af væsentlig interesse at kende levetidens betydning for størrelsen af de tidslig midlede kWh-udgifter. En sådan undersøgelse vil ved antagelser om stigende priser kræve, at den disponible effekt og den producerede elektricitetsmængde fastholdes på de værdier, de har ved referencelevetiden; ved en anlægslevetid, der er mindre end referencelevetiden, skal der derfor i udgiftsopgørelsen medregnes produktionsudgifterne for det anlæg - eller den del af et større anlæg - der til sin tid afløser det anlæg, der vurderes. Er anlægslevetiden 20 år, skal man således i det aktuelle tilfælde opgøre udgifterne for det anlæg, der idriftsættes i 1987, de første 10 års produktionsudgifter for det afløseranlæg, der idriftsættes i 2007, og endelig udgifterne ved evt. supplerende elektricitetsproduktion i det øvrige system. En udgiftsopgørelse, hvor en af de større poster refererer til et anlæg, der først bygges efter år 2000, vil være behæftet med meget stor usikkerhed. Usikkerheden vurderes her som værende så stor, at resultaterne kun vil være af liden reel værdi. En generel undersøgelse af anlægslevetidens betydning for størrelsen af de tidslig midlede kWh-udgifter skal derfor undlades. I stedet skal efter samme principper, som anvendt i referencetilfældet, gennemføres sammenlignende beregninger af de tidslig midlede kWh-udgifter for udbygningsalternativer med ens anlægslevetider, forskellige fra den i referencetilfældet gældende. Herved undgår man at skulle tage hensyn til udgifter i forbindelse med afløseranlæg; til gengæld vil udgiftsopgørelsen referere til en elektricitetsproduktion, der varierer med anlægslevetiden. Resultaterne vil give væsentlige informationer ved sammenligninger

mellem udbygningsalternativer med samme anlægslevetider, men de kan ikke anvendes ved sammenligninger mellem udbygningsalternativer med forskellige anlægslevetider.

Fig. 6 viser resultater fra en sådan beregning. Udgangspunktet er her referencetilfældet. Variationen i anlægslevetider er opnået ved, afhængig af om levetiden er over eller under referenceværdien på 30 år, at "skære af" eller ekstrapolere i referencedatasættene for belastnings- og pålidelighedsfaktorerne. Som det ses, er i hele det realistiske variationsområde for anlægslevetiden de tidslig midlede kWh-udgifter klart lavest for en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg. Anlægslevetiden skal ned på 8 år, for at de tidslig midlede kWh-udgifter skal blive ens for en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg og for en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen. Dette sidste resultat har sin særlige interesse, idet det viser, at de højere anlægs- og nedrivningsudgifter pr. disponibel MW, man pådrager sig ved at bygge et 900 MW LWR-anlæg fremfor et konventionelt 600 MW kul/oliefyret anlæg, vil være indtjent efter 8 års drift - de højere anlægsudgifter, som udfra et likviditetsmæssigt synspunkt har speciel interesse, vil være indtjent efter ca. 7 års drift.

4.2.5. Realrente

Ved en sammenligning af udbygningsalternativer, der som i det foreliggende tilfælde indebærer væsentlig forskellige anlægsudgifter, er det af interesse, at vide hvilken indflydelse rentens størrelse har på resultaterne. Fig. 7 viser, hvorledes de tidslig midlede kWh-udgifter for de 4 udbygningsalternativer varierer med realrentens størrelse. Man bemærker de stigende kWh-udgifter med voksende rentesats og ligeledes, hvorledes stigningen er størst for udbygningsalternativerne med de højeste anlægsudgifter. Men man ser også, at ved enhver realistisk værdi af realrenten vil de tidslig midlede kWh-udgifter være klart lavest for udbygningen med et 900 MW LWR-anlæg.

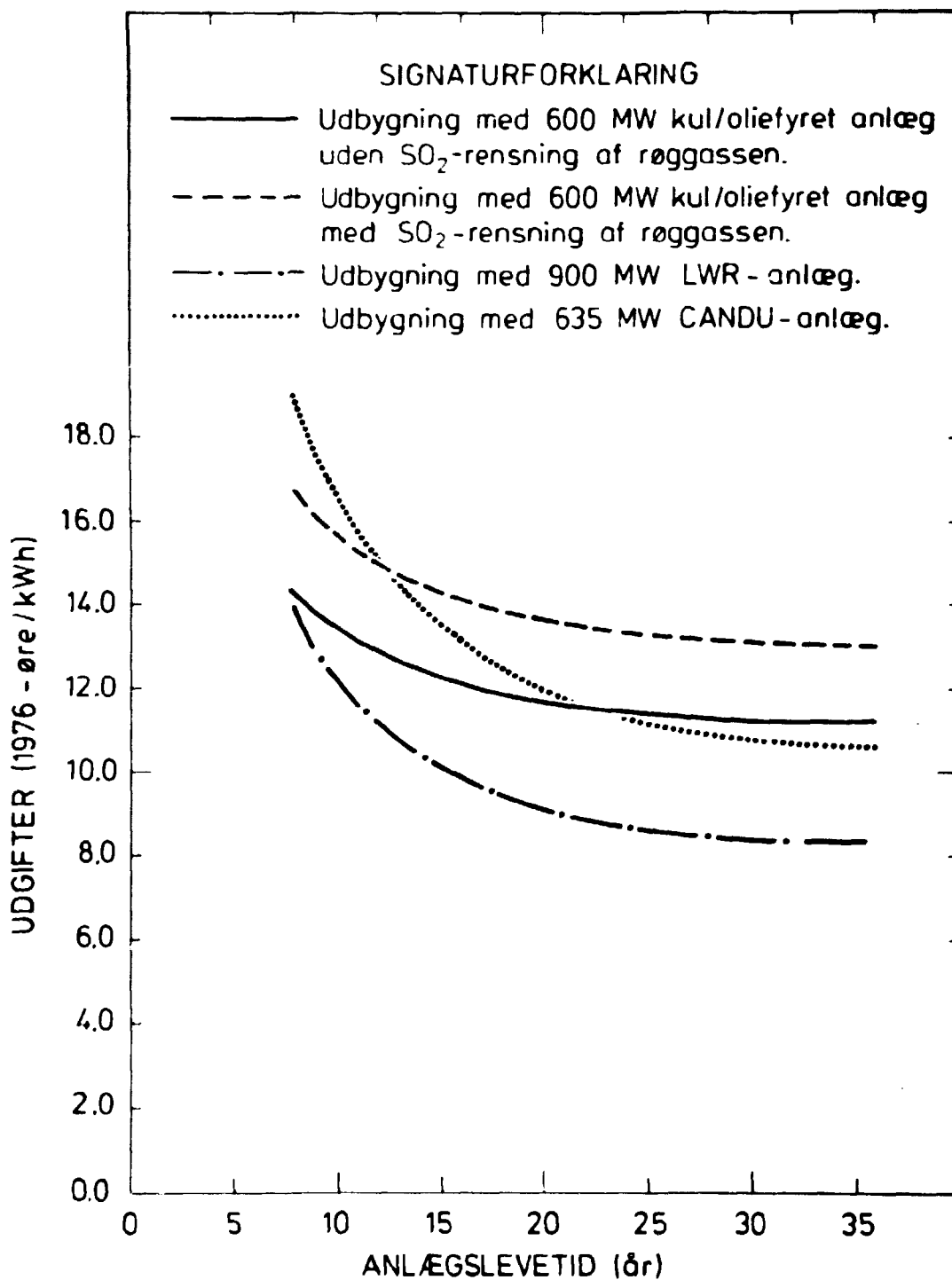


Fig. 6. Prognose over de tidslig midlede kWh-udgifter for kraftværksalternativer med ens anlægslevetid (resultaterne kan, jfr. teksten, ikke anvendes ved sammenligninger af alternativer med forskellig levetid). Anlæg idriftsættes i 1987.

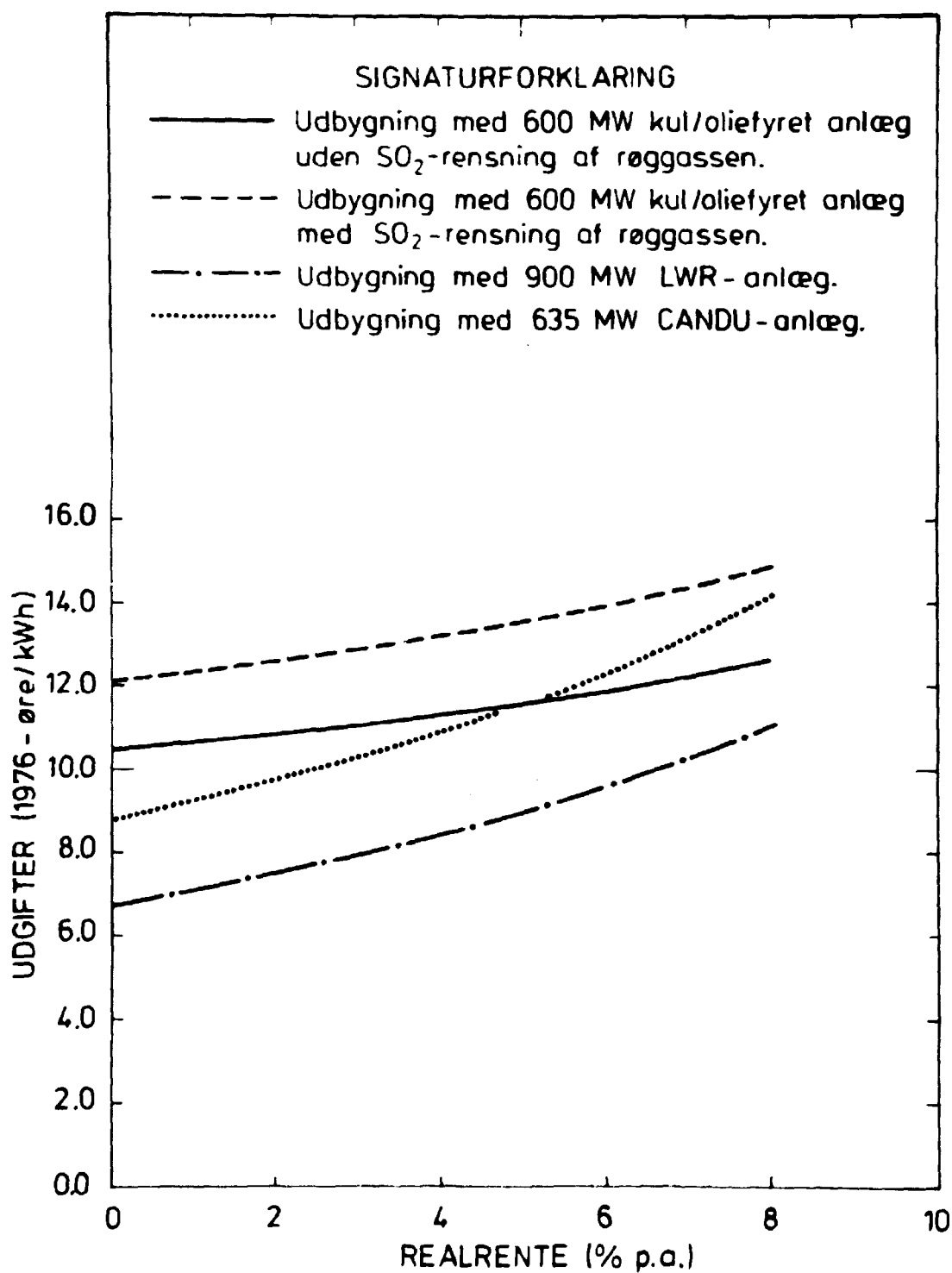


Fig. 7. Prognose over realrentens indflydelse på de tidslig midlede kWh-udgifter for alternative udbygningsmuligheder. Anlæg idriftsættes i 1987.

4.3. Afsluttende bemærkninger

Investeringsanalysen i afsnittene 4.1. og 4.2. gælder som nævnt for en udbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med et grundlastanlæg til idriftsættelse i 1987. Resultaterne bør ikke benyttes til at drage generelle konklusioner vedr. den driftsøkonomiske betydning af valget af anlægstype, der udbygges med. I hvert enkelt tilfælde med alternative udbygningsmuligheder må der gennemføres en investeringsanalyse med anvendelse af de relevante data. Her skal kort angives nogle årsager til, hvorfor en driftsøkonomisk vurdering af udbygninger af det danske elektricitetsproduktionssystem med grundlastenheder, der idriftsættes efter 1987, ikke kan baseres på den foreliggende investeringsanalyse:

1. Nogle af de benyttede priser er antaget at stige med tiden. Det er derfor af betydning, hvornår indkøbene finder sted - og dermed, hvornår anlæggene idriftsættes.
2. Anlægsudgifterne og drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for atomkraftværker er i den foreliggende analyse fastsat under hensyntagen til, at et anlæg af den pågældende type i givet fald vil blive placeret på en ny plads. I tilfælde af et atomkraftværk, der idriftsættes efter 1987, vil der evt. kunne blive tale om en placering på en plads, hvor der allerede ligger et anlæg, og i så fald vil der kunne drages økonomisk fordel af en del eksisterende faciliteter.
3. Referenceværdierne for brændselspriserne i den foreliggende analyse er en i faste penge konstant kul- og oliepris, der er lidt højere end gennemsnitsprisen for 1976, og en uranpris, som ligeledes i faste penge stiger med 2% p.a. fra et niveau, der er lidt lavere end gennemsnitsprisen for 1976. Realismen i disse antagelser kan i høj grad diskuteres for den sidste del af driftsperioden for et anlæg, der idriftsættes i 1987 og som producerer elektricitet indtil 2016 (for værdien af investeringsanalysen er det her af betydning, at betalinger, som forfalder på et sent tidspunkt, kun indgår med begrænset vægt i en nuværdiberegning med positiv rentesats); for anlæg, der idriftsættes efter 1987 og tilsvarende producerer elektricitet efter 2016, må antagelserne betragtes

som uanvendelige.

4. Referenceværdierne for udnyttelsesfaktorerne for atomkraftværker er i den foreliggende analyse fastlagt under hensyntagen til, at et anlæg af den pågældende type i givet fald vil være det første, der opføres i Danmark, og at der derfor må påregnes en udtalt indkøringsperiode. Når det drejer sig om at vurdere efterfølgende atomkraftværker af samme type, opført her i landet, vil det være rimeligt at antage, at de indhøstede erfaringer fra det første anlæg vil resultere i færre indkøringsproblemer.

5. Enhedsstørrelsen af LWR-anlægget, der indgår i den foreliggende analyse er 900 MW. For en udbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med en grundlastenhed til idriftsættelse i 1987, er det den nær optimale størrelse for et LWR-anlæg, jfr. kapitel 2. Ved en stigende installeret kapacitet vil den optimale enhedsstørrelse øges; for et LWR-anlæg, der idriftsættes i 2. halvdel af 1990'erne, er den ca. 1300 MW. (For et kul/oliefyret anlæg er den økonomiske gevinst, der opnås ved at bygge enheder større end 600 MW, kun ringe, og den større installerede kapacitet vil i praksis derfor ikke påvirke den optimale enhedsstørrelse for denne type anlæg.)

5. FINANSIERINGSANALYSE

Det er milliardbeløb, der er involveret i dansk elværksplanlægning. Finansieringsproblematikken må derfor nødvendigvis få en meget fremtrædende plads i kraftværksudbygningsplanlægningen. Finansieringsanalysen må i dybde og bredde tilpasses de store interesser, der står på spil. Der må udarbejdes prognoser over de årlige udgifter for alternative udbygningsplaner. I udgiftsprognoserne må indgå usikkerhedsanalyser - for at disse analyser skal være realistiske, må der tages hensyn til de konsekvenser, ændrede økonomiske betingelser måtte have for planlægningen. Det må ligeledes klarlægges, hvorledes selve finansieringen skal finde sted. En del af kapitalbehovet vil normalt blive dækket af udenlandske lån, mens den øvrige del må hentes fra indenlandske kilder. De udenlandske lånebetingelser, herunder maksimale lånebeløb, rentefod og afdragsbetingelser, vil bl.a. være afhængige af, hvilken type anlæg det er, man ønsker lånet optaget i, og af fordelingen af anlægskontrakter på leverandørlande; generelt gælder det, at lånebetingelserne normalt er bedre for atomkraftværker end for kul/oliefyrede anlæg, og at de store industrilande oftest kan yde gunstigere eksportkreditter (statsstøttet!) end de mindre lande. Den indenlandske kapital må rejses dels på det nationale lånemarked og dels over elektricitetsregningerne; den optimale størrelse af elektricitetsforbrugernes bidrag til finansieringen vil bl.a. være afhængig af kapitalbehovet, lånemulighederne, produktionssystemets sammensætning og målsætningerne i landets økonomiske politik. Endelig må man ved vurderingen af alternative planer, der udfra et finansieringsmæssigt synspunkt er væsentlig forskellige, se på de samfundsøkonomiske konsekvenser af, at man vælger den ene plan med dens finansielle krav fremfor en af de andre planer. Gennemfører man således en plan, der stiller særlig store krav til indenlandsk kapital, og som evt. samtidig i væsentlig grad influerer på landets udenlandske lånemuligheder, må man udskyde eller undlade andre investeringer, som man ellers ville have foretaget, og samtidig kan man blive nødt til at måtte acceptere en midlertidig rentestigning.

En finansieringsanalyse af det her skitserede omfang vil langt overskride rammerne for den foreliggende rapport. Analysen her vil omfatte:

1. En prognose over de årlige udbygningsspecifikke udgifter for hver af de 4 kraftværker, der i denne rapport udgør alternativerne for en grundlastudbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med en enhed til idriftsættelse i 1987. Udgiftsprognoserne bearbejdes og sammenlignes. Endvidere bestemmes for et givent sæt lånefinansieringsvilkår, hvor store afregningspriserne for de involverede kWh'er skal være ved de beregnede udgiftsforløb.

2. Prognoser over de samlede årlige udbygningsspecifikke udgifter for alternative totale udbygningsmønstre af det danske elektricitetsproduktionssystem for perioden 1980-2000. Udgiftsprognoserne bearbejdes og sammenlignes.

Alle udgiftsprognoserne baseres på de i kapitel 3 angivne referenceværdier.

Analysen omfatter en serie meget væsentlige aspekter af finansieringsproblematikken, der kort skal omtales her.

Udgangspunktet for en finansieringsmæssig vurdering af alternative udbygningsmuligheder af elektricitetsproduktionssystemet må være prognoser over de forventelige årlige udgifter for de enkelte udbygningsalternativer. Med udgiftsprognoserne under pkt. 1 etableres dette grundlag for de 4 udvalgte udbygningsalternativer. I forbindelse med finansieringsovervejelserne for de enkelte udbygningsalternativer er det totaludgifterne for de pågældende udbygningsalternativer, der har interesse - det er disse udgifter, som skal dækkes. Et valg mellem udbygningsalternativer med forskellig produktionsværdi kan imidlertid ikke træffes på grundlag af totaludgifterne for alternativerne alene; der må også tages hensyn til de ekstra-udgifter, som udløses, hvis man vælger et af alternativerne med lavere produktionsværdi fremfor alternativet med største produktionsværdi. Som sammenligningsgrundlag for alternativer med forskellig produktionsværdi anvendes her, jfr. diskussionen i bilag I, udgifterne pr. disponibel MW. De relevante udgifter er udgifterne i forbindelse med de nye anlæg, samt de udgifter

for det øvrige elektricitetsproduktionssystem, som er specifikke for udbygningsvalget. (Man ser somme tider udbygningsalternativer sammenlignet på basis af udgiftsprognoser for totale udbygningsplaner med de pågældende anlæg indgående. Disse sammenligninger fortæller som regel langt mere om konsekvenserne af gennemførelse af de antagne udbygningsstrategier, end om de udgiftsmæssige virkninger af, om man i en given udbygnings-situation vælger at opføre det ene eller det andet kraftværk.)

Som nævnt vil en del af finansieringsbehovet blive dækket af de løbende indtægter fra elektricitetssalget. Ifølge oplysninger givet ved den 6. Foratom-konference (ref. 15) er selvfinansieringsgraden for såvel de tyske elselskaber som for det statsejede franske elselskab E.D.F. 40-50%, mens den for de ikke statsejede svenske elektricitetsselskaber er faldet fra 23% til et ikke specificeret tal. Danske elektricitetsselskaber har i skrift, i tale og i forhandlinger med myndighederne givet udtryk for et ønske om en selvfinansieringsgrad på 100%. Selvfinansieringsgradens størrelse har mange interessante aspekter; her skal vi kun se på det ene, der angår elektricitetspriserne. Igennem en ændring af selvfinansieringsgraden vil man kunne påvirke elektricitetspriserne i en overgangsperiode. I visse lande har man eksempelvis søgt at dæmpe inflationen ved at nedsætte elektricitetsselskabernes selvfinansieringsgrad - en af ulemperne ved denne form for inflationsbekæmpelse er dog, at efter en periode vil de øgede årlige afdrags- og rentebetalinger blive tilnærmelsesvis af samme størrelse som den øgede årlige låneoptagelse, med det resultat at elektricitetspriserne bliver nær de samme, som de ville have været uden nedsættelsen af selvfinansieringsgraden. Selvfinansieringsgradens størrelse vil ligeledes være af væsentlig betydning for elektricitetspriserne i tilfælde, hvor udgiftsstrukturen for nye anlæg er afgørende forskellig fra den, der gælder for anlæg opført over den foregående periode. En udbygning med atomkraftværker i et land som Danmark, hvor man hidtil udelukkende har bygget og drevet fossiltfyrede anlæg, vil således ved en fast selvfinansieringsgrad føre til højere elektricitetspriser i en overgangsperiode - et skift fra opførelse af fossiltfyrede anlæg til opførelse af atomkraftværker vil med det samme give sig udslag

i øgede anlægsudgifter, mens besparelserne i brændselsudgifter først opnås på et senere tidspunkt. (I danske udbygningsudredninger har man normalt antaget en fast selvfinansieringsgrad på 100%; i udlandet har man i praksis mindsket selvfinansieringsgraden ved overgangen til atomkraft.)

I stedet for at bestemme elektricitetspriserne på basis af overvejelser, om hvordan man i Danmark bør variere selvfinansieringsgraden ved forskellige udbygningsmønstre, er det her valgt udfra udgiftsprognoserne under pkt. 1 at beregne, hvad den interne afregningspris for elektricitet produceret i de 4 udbygningsalternativer skal være for et givent sæt antagelser vedr. de udbygningsspecifikke finansieringsvilkår og inflationens størrelse.

Den isolerede udgiftsanalyse for de enkelte udbygningsalternativer (pkt. 1) giver mange informationer af stor betydning for en finansieringsmæssig vurdering af udbygningsmulighederne, men i en situation, hvor valget må træffes i lyset af en begrænset mængde samlede ressourcer, er det væsentligt, at der også foreligger udgiftsprognoser for de totale udbygningsplaner, som de pågældende udbygningsalternativer vil kunne komme til at indgå i. De relevante udgifter er i dette tilfælde udgifterne i forbindelse med de nye anlæg samt de udgifter for det øvrige elektricitetsproduktionssystem, der er specifikke for den pågældende udbygningsplan. Totalbetragtningen har især betydning ved udbygningsplaner, der adskiller sig væsentligt fra hinanden, hvad angår udgiftsstrukturen for de anlæg, som indgår. Et eksempel herpå har man, hvis en udbygningsplan i overvejende grad er baseret på atomkraftværker med høje anlægsudgifter, der skal erlægges over kortere åremål forud for anlæggenes idriftsættelse, mens en anden udbygningsplan i overvejende grad er baseret på kul/oliefyrede anlæg med høje brændselsudgifter, der skal erlægges over anlæggenes driftsperiode. Udgiftsprognoserne under pkt. 2 i den foreliggende finansieringsanalyse angiver de forventelige årlige udgifter for nogle eksempler på alternative totale udbygningsplaner.

En bredere vurdering af ressourceproblematikken kræver, at man sammenligner udgiftsprognoserne for de alternative totale udbygningsplaner med prognoser over de samlede samfundsudgifter

og over de samlede tilrådestående ressourcer. Denne meget store opgave, med dens mange vidtforgrene aspekter, arbejder et interdepartementalt udvalg for tiden på; emnet vil derfor ikke blive taget op her.

5.1. Vurdering af udbygningsalternativer

Fig. 8 viser let simplificerede prognoser over de årlige udbygningsspecifikke realudgifter for de 4 kraftværker, der i denne rapport udgør alternativerne for en udbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med en grundlastenhed til idriftsættelse i 1987. Som en tilnærmelse er alle udgifter, der forfalder efter år 2017 henført til dette år (2016 er det sidste år, anlægget er i drift). Fig. 9 viser de samme udgifter som fig. 8, blot opgjort pr. disponibel MW. Til yderligere belysning af udgiftsforløbene er på fig. 10 og fig. 11 vist, hvorledes de akkumulerede nutidsværdier af henholdsvis udgifterne pr. anlæg og udgifterne pr. disponibel MW kan forventes at vokse over tiden.

Af figurerne over de årlige udgifter fremgår bl.a. den vidt forskellige udgiftsstruktur for atomkraftværker og fossiltfyrede enheder. Atomkraftværkerne er udgiftsmæssigt karakteriseret ved høje årlige udgifter under opførelsesfasen og ved relativt lave årlige udgifter i driftsperioden. Fossiltfyrede enheder er derimod kendetegnet ved høje årlige udgifter i driftsperioden, mens de årlige udgifter i opførelsesfasen kun i et enkelt år er større end de årlige udgifter i den egentlige grundlastproduktionsperiode.

Ved sammenligninger af udgifterne for de enkelte anlægstyper bør man som nævnt anvende prognoser over de årlige udgifter pr. disponibel MW. Fig. 9 viser, at med en udvikling i pris- og driftsdata som antaget, vil de årlige udgifter pr. disponibel MW, bortset fra i en kort periode efter idriftsættelsestidspunktet, være lavere ved en udbygning med et 900 MW LWR-anlæg end ved en udbygning med et 635 MW CANDU-anlæg; tilsvarende ser man, at af de fossiltfyrede anlæg vil en udbygning med et 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO_2 -rensning af røggassen føre til de laveste årlige udgifter pr. disponibel MW. En sammenligning af prognoserne for et LWR-anlæg og for et

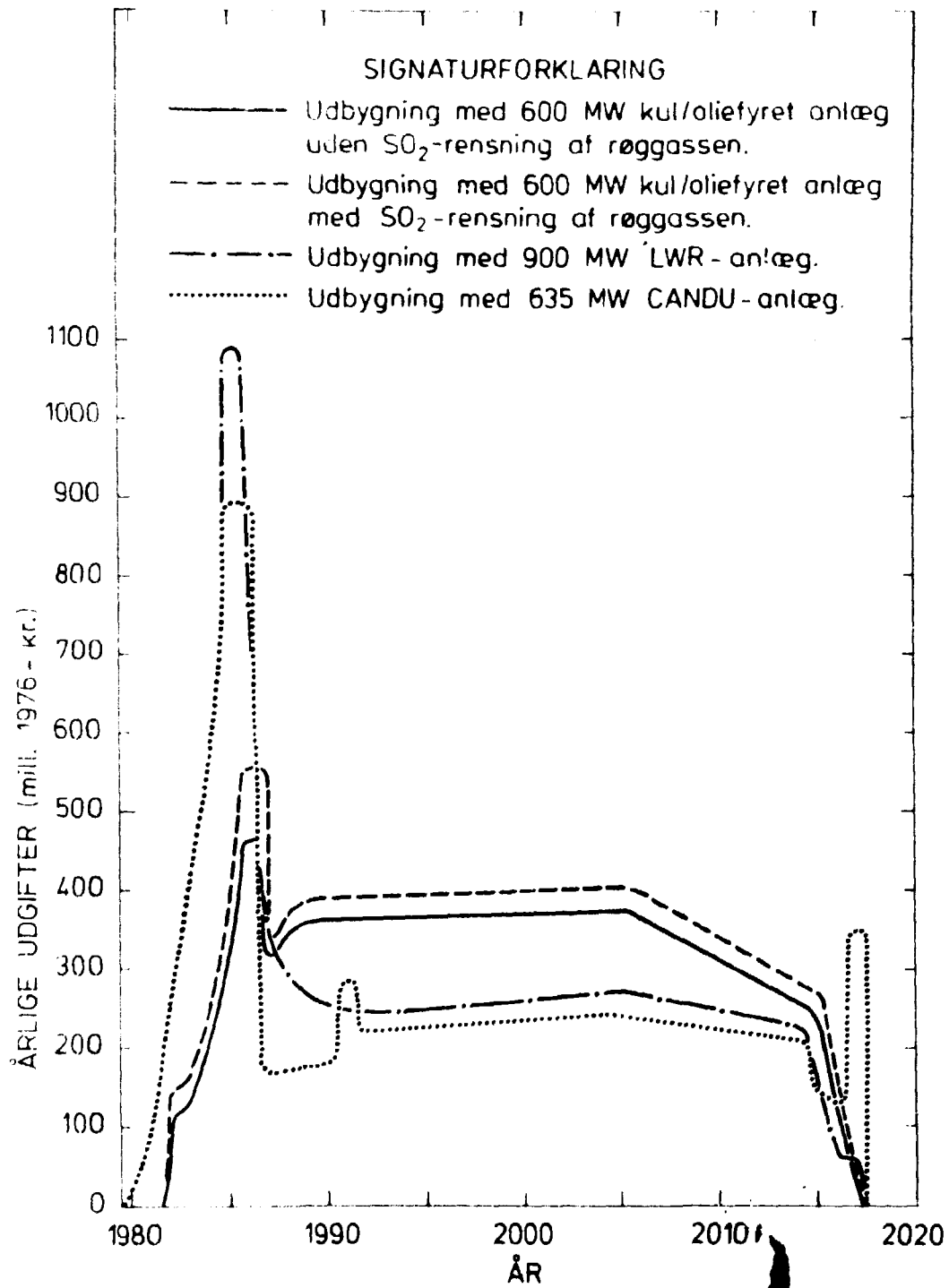


Fig. 8. Prognose over de årlige realudgifter for udbygning med et kraftværk til idriftsættelse i 1987. Alternative kraftværksudbygninger er vist.

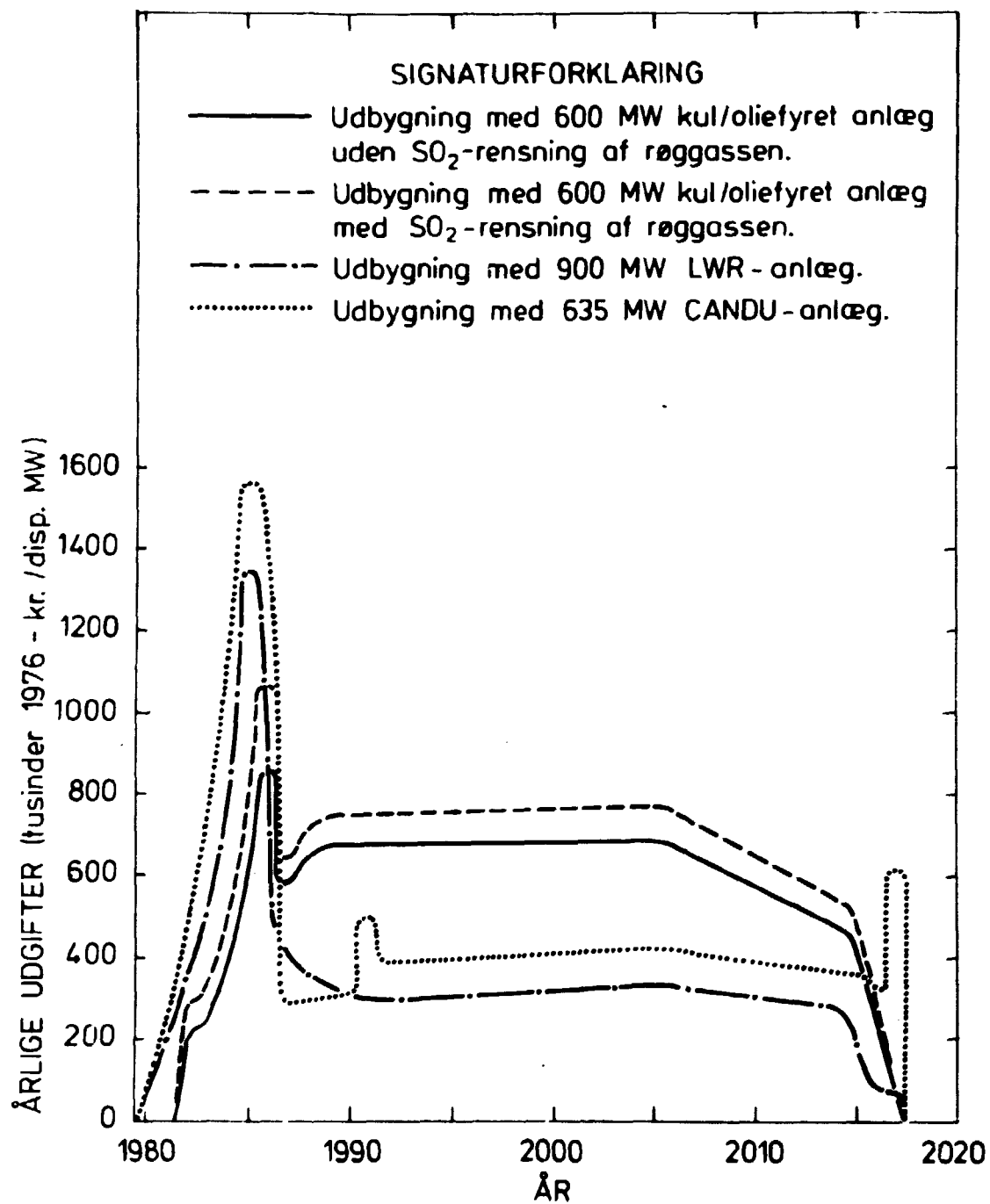


Fig. 9. Prognose over de årlige realudgifter pr. disponibel MW for udbygning med et kraftværk til idriftsættelse i 1987. Alternative kraftværksudbygninger er vist.

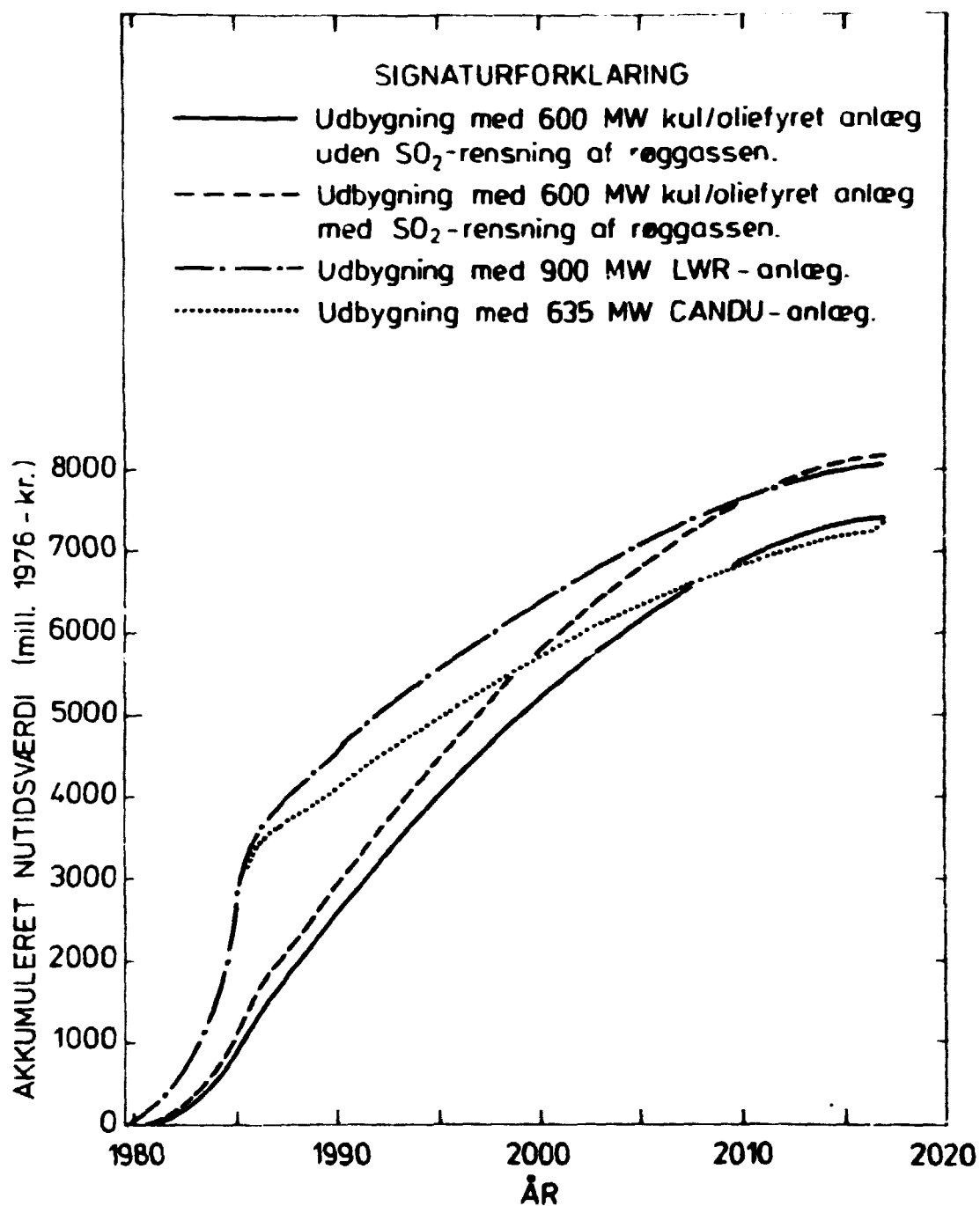


Fig. 10. Prognose over den tidlige vækst af den akkumulerede 1987-nutidsværdi af udgifterne for udbygning med et kraftværk til idriftsættelse i 1987. Alternative kraftværksudbygninger er vist.

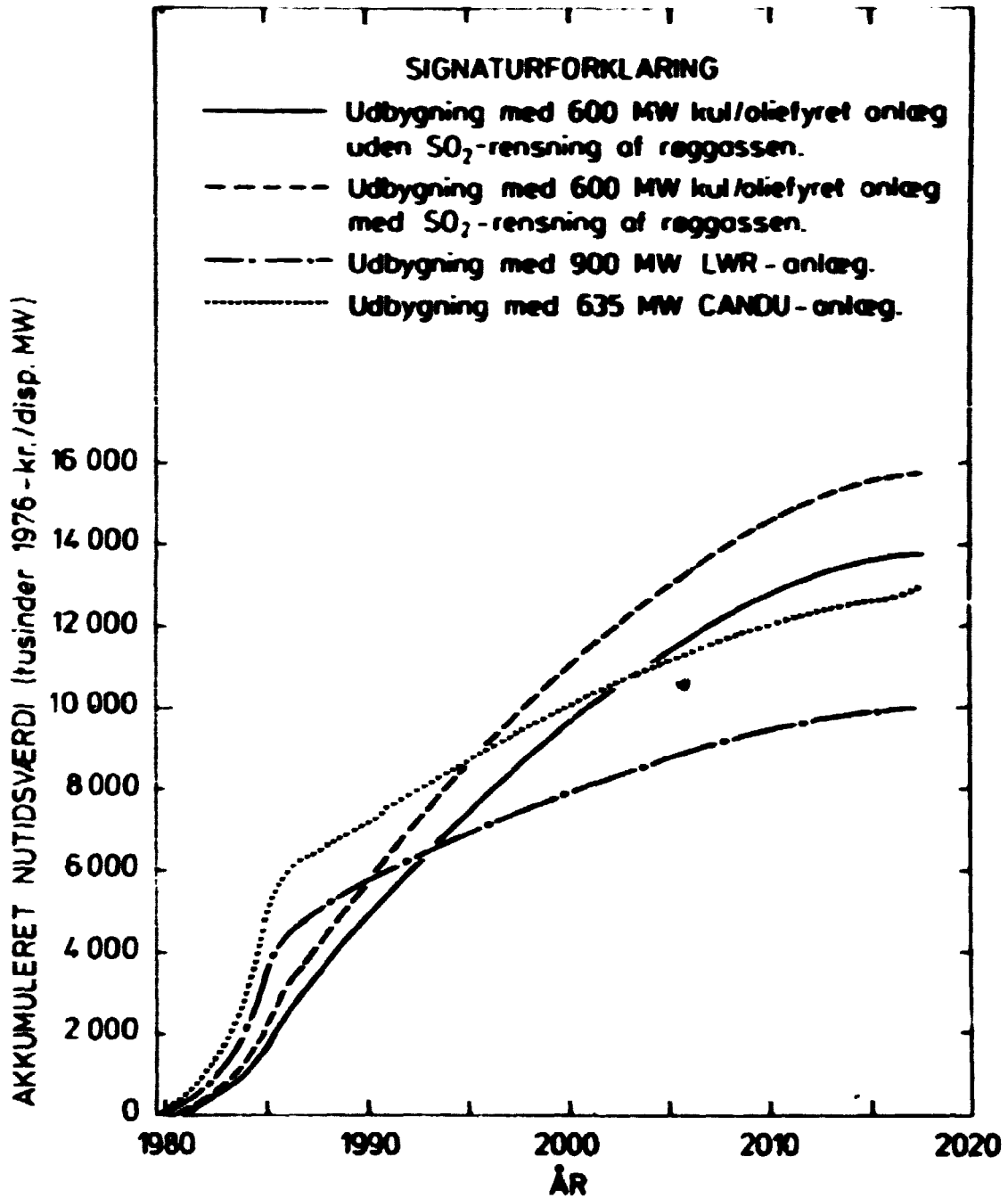


Fig. 11. Prognose over den tidlige vækst af den akkumulerede 1987-nutidsværdi af udgifterne pr. disponibel MW for udbygning med et kraftværk til idriftsættelse i 1987. Alternative kraftværksudbygninger er vist.

kul/oliefyret anlæg uden SO_2 -rensning af røggassen viser, at de årlige udgifter pr. disponibel MW i planlægnings- og opførselsfasen, vil være betydelig højere for LWR-anlægget end for det kul/oliefyrede anlæg, mens det i driftsfasen vil være lige omvendt (i driftsperioden vil udgifterne pr. disponibel MW være ca. halvt så store for LWR-anlægget som for det kul/oliefyrede anlæg). Ifølge fig. 11 vil de højere udgifter pr. disponibel MW i planlægnings- og opførselsfasen ved udbygning med et LWR-anlæg fremfor med et kul/oliefyret anlæg uden SO_2 -rensning af røggassen være indtjent med renter efter knap 7 års drift.

Udgiftsanalysen er her gennemført i faste penge, men da indekslån endnu hører til de store sjældenheder, kræver en analyse af finansieringsaspekterne, at der også foreligger prognoser over udgifterne opgjort i nominelle penge. Disse prognoser fås af de foreliggende udgiftsprognoser ved en omregning, baseret på den forventede inflationsrate, af beløbsangivelserne fra faste til nominelle penge. Fig. 12 viser ved en fast årlig inflationsrate på 8% udgiftsprognoser med beløbsangivelser i nominelle kr. for de 4 udvalgte udbygningsalternativer.

Fig. 13 viser for et givent sæt finansieringsvilkår, hvor stor den interne afregningspris for elektriciteten produceret i de 4 udbygningsalternativer skal være ved udgiftsforløb, som angivet på fig. 12. Anlægsudgifterne er, uafhængigt af udbygningsalternativ, antaget finansieret med et 12,32%-lån, der forfalder med lige store ydelser over de første 15 år af anlæggenes levetid. Udgifterne til brændsel samt drift og vedligeholdelse er antaget dækket af de løbende indtægter fra elektricitetssalget. Udgifterne til nedrivning af anlæggene er antaget dækket af en opsparet kapital, der er fremkommet ved lige store årlige henlæggelser over de sidste 15 års drift, anbragt til en rente på 12,32% p.a. (En nominal rente på 12,32% p.a. svarer ved en inflation på 8% p.a. til en realrente på 4% p.a. Dette er den samme værdi, som anvendt for tidspræferencerenten i nutidsværdiberegningerne. Sammenfaldet må imidlertid betragtes som et tilfælde, jfr. diskussionen i bilag II.)

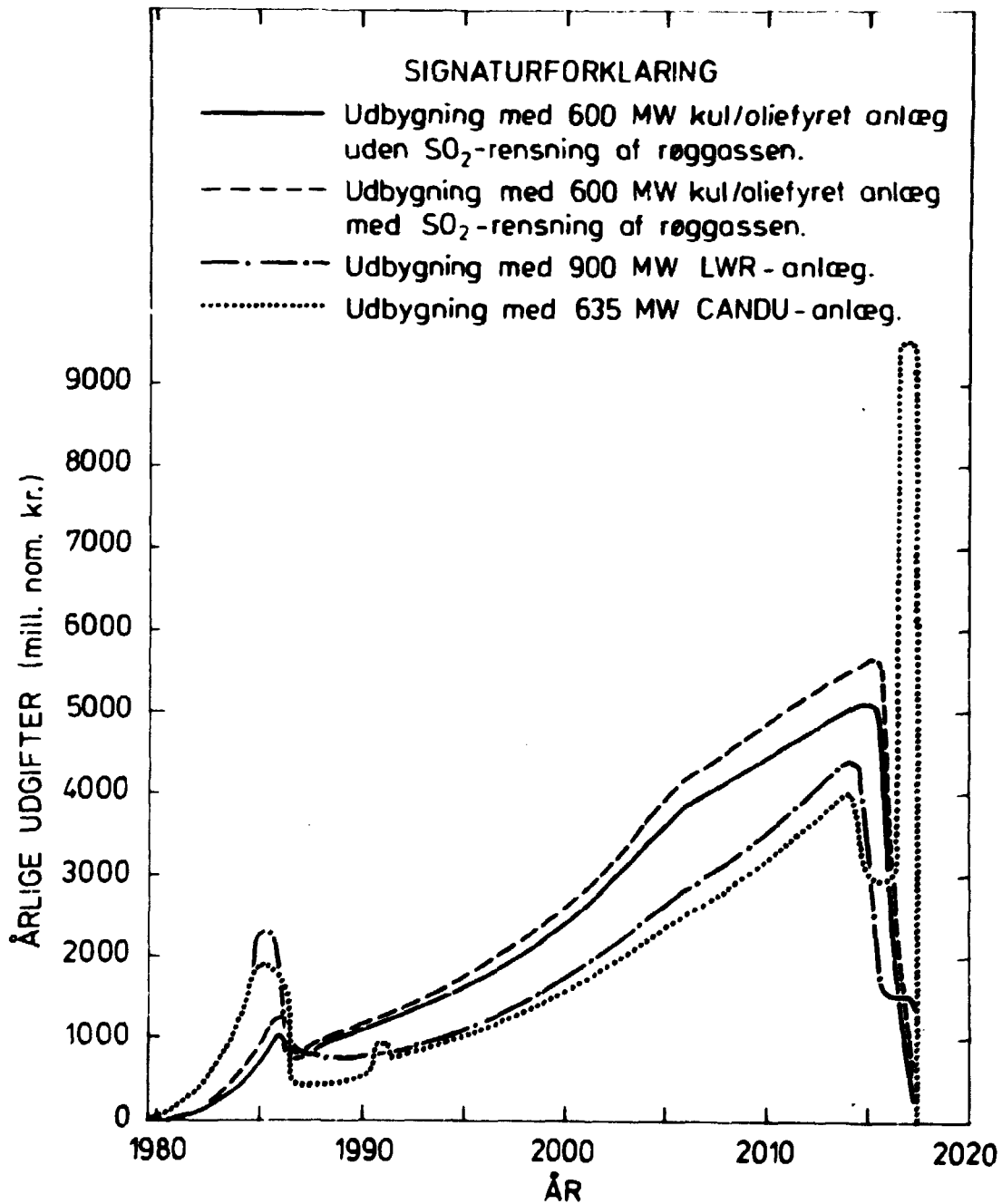


Fig. 12. Prognose over de årlige nominelle udgifter for udbygning med et kraftværk til idriftsættelse i 1987. Alternative kraftværksudbygninger er vist.

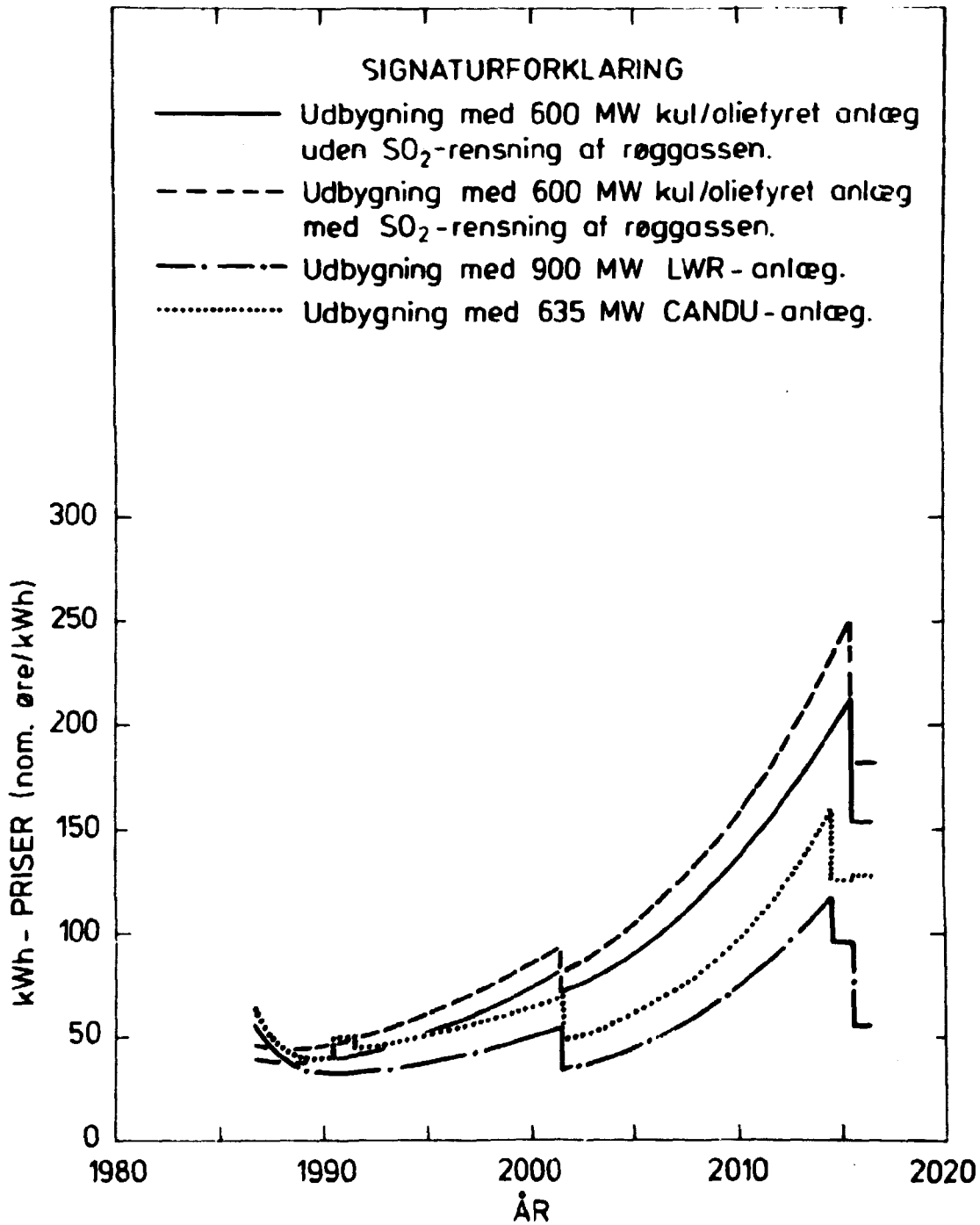


Fig. 13. Prognose over afregningsprisen for elektricitet produceret i alternative kraftværksudbygninger ved finansieringsvilkår og antagen inflationsrate som angivet i teksten. Anlæg idriftsættes i 1987.

Af fig. 13 fremgår, at med de antagne udgiftsforløb og finansieringsvilkår vil den interne afregningspris for elektriciteten være lavest for en udbygning med et LWR-anlæg, bortset fra i en kort periode lige efter idriftsættelsen, hvor en antagen lav belastningsfaktor for LWR-anlægget fører til relativ høje kWh-priser. Den økonomiske fordel, der opnås ved en udbygning med et LWR-anlæg fremfor med et af de andre anlæg, vokser med tiden - årsagen hertil er den forskellige udgiftsstruktur for anlæggene, hvor LWR-anlægget har de laveste inflationsafhængige udgifter.

5.2. Udgiftsprognoser for alternative totale udbygningsplaner

De 4 sammenlignede alternativer for en grundlastudbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med en enhed til idriftsættelse i 1987 giver hver for sig mange muligheder for videre udbygninger på senere tidspunkter. Den udbygning, man for hvert af alternativerne vil gennemføre i praksis, vil bl.a. være afhængig af stigningen i effektbehovet, afgang i den eksisterende produktionskapacitet, markedsudbudet af tekniske afprøvede anlæg, anlægsudgifterne og de forventede brændsels- drifts- og vedligeholdelsesudgifter for de forskellige anlægstyper, finansieringsmulighederne, forsyningssikkerheden, miljøforholdene og evt. valuta- og beskæftigelsessituationen. Skal en udbygningsprognose være blot nogenlunde realistisk skal den tage højde for ~~alle disse~~ forhold, plus en del flere. Udarbejdelsen af udbygningsprognoser, der dækker et lidt længere tidsrum, vil derfor kræve en meget omfattende analyseindsats - og selv da, vil prognoserne være behæftet med stor usikkerhed.

I stedet for at gå ind i det store arbejde, der ligger i, at skulle udarbejde egentlige udbygningsprognoser, og derpå udgiftsprognoser, er det her valgt, at belyse de udgiftsmæssige aspekter af udbygningen af det danske elektricitetsproduktionssystem ved udgiftsprognoser (betalingsprognoser) for nogle udvalgte udbygningsplaner.

Også ved fastsættelsen af den tidsmæssige ramme for analysen gør de usikre forhold omkring udbygningen af elektricitetsproduktionssystemet sig gældende. Begyndelsestidspunktet

volder ingen problemer. 1. enhed, der indgår i udbygningsplanerne, idriftsættes i 1987; afhængig af om det er et kul/oliefyret anlæg eller et atomkraftværk forfalder de første betalinger i henholdsvis 1982 eller 1980. Valget af sluttidspunkt er derimod et kompromis. For at få et dækkende billede af de udgiftsmæssige konsekvenser af gennemførelse af alternative udbygningsplaner, baseret på anlæg med vidt forskellig udgiftsstruktur, bør undersøgelsesperioden vælges så lang, at minimum et anlæg omfattes fuldt - og helst bør den være en del længere. Ved en kortere undersøgelsesperiode vil udgiftsprognoserne være domineret af anlægsudgifterne. I den foreliggende situation betyder det, at udgiftsprognoserne i hvert fald bør gå til 2017. Heroverfor står kendsgerningen, at vores viden om anlæg og udgifter hurtigt mindskes, når vi søger at skue frem. Bare en forudsigelse af de årlige betalinger først i 1990'erne vil være forbundet med stor usikkerhed. Fra et praktisk synspunkt vil man derfor ønske, at udgiftsprognoserne kun udstrækkes til at dække den nære fremtid. Som kompromis mellem de 2 modsat rettede hensyn er det valgt, at lade udgiftsprognoserne gå til 2000; da de første anlægsbetalinger antages at forfalde 5 år før idriftsættelsen for kul/oliefyrede anlæg og 7 år før idriftsættelsen for atomkraftværker, betyder det, at udbygningsplanerne for kul/oliefyrede anlægs vedkommende skal føres frem til 2005 og for atomkraftværkers vedkommende, skal føres frem til 2007.

De 4 udvalgte udbygningsplaner er vist i tabel 23. Fælles for planerne er, at de er baseret på Handelsministeriets antagelser, som angivet i Kraftværksøkonomiske analyser (ref. 2), vedrørende stigningen i effektbehovet ved såkaldt neutral vækst, elektricitetsproduktionssystemets sammensætning i 1986 ved udbygning med fossiltfyrede enheder og nedlukningen af ældre enheder. I udbygningsplan I foregår udbygningen alene med konventionelle kul/oliefyrede anlæg uden SO_2 -rensning af røggassen. I udbygningsplan II foregår udbygningen alene med LWR-anlæg. Udbygningsplan III er et eksempel på en blandet udbygning med LWR-anlæg og kul/oliefyrede anlæg uden SO_2 -rensning af røggassen. Planer af denne type får interesse, hvis man ønsker at udnytte de økonomiske

Idriftsættelsesår	Udbygningsplan I	Udbygningsplan II	Udbygningsplan III	Udbygningsplan IV
1987	K 600	N 900	N 900	C 600
1988	-	-	-	-
1989	K 600	N 900	K 600	C 600
1990	K 600	-	-	C 600
1991	-	-	N 900	-
1992	K 600	N 900	-	C 600
1993	-	-	-	C 600
1994	K 600	N 900	K 600	-
1995	K 600	-	N 1300	C 600
1996	-	-	-	C 600
1997	K 600	N 1300	-	-
1998	-	-	-	C 600
1999	K 600	-	K 600	-
2000	K 600	N 1300	N 1300	C 600
2001	K 600	-	-	C 600
2002	K 600	-	-	C 600
2003	K 600	N 1300	N 1300	C 600
2004	K 600	N 1300	K 600	C 600
2005	K 600	-	K 600	C 600
2006	-	-	-	-
2007	-	N 1300	-	-
<u>1987-2001</u>				
Mærke effekt	6000 MW	6200 MW	6200 MW	6000 MW
Disponible effekt	5400 MW	5580 MW	5580 MW	5220 MW
<u>1987-2007</u>				
Mærkeeffekt	8400 MW	10100 MW	8700 MW	8400 MW
Disp. effekt	7560 MW	9090 MW	7830 MW	7308 MW

K 600: 600 MW kul/oliefyret anlæg uden SO₂-rensning af røggassen
 C 600: 600 MW kul/oliefyret anlæg med SO₂-rensning af røggassen
 N 900: 900 MW LWR-anlæg
 N 1300: 1300 MW LWR-anlæg

Tabel 23. Alternative udbygningsplaner

langtidsfordele, der er forbundet med en udbygning med LWR-anlæg, men man af kapitalmæssige årsager er afskåret fra at gennemføre en ren nuklear udbygning. I udbygningsplan IV foregår udbygningen alene med kul/oliefyrede anlæg med SO₂-rensning af røggassen. Denne udbygningsplan skal ses i lyset af de skærpede miljøkrav, der er indført i flere store industrilande over de sidste år i forbindelse med bygning af nye kul/oliefyrede kraftværker. Alle anlæg, der indgår i udbygningsplanerne, antages karakteriseret ved de i kapitel 3 angivne tekniske og økonomiske data.

For at undgå misforståelser skal det pointeres, at udbygningsplanerne i tabel 23 ikke skal tages som værende de alternativer, valget står mellem. Der er kun vist 4 ud af mange mulige udbygningsplaner. Ydermere er det ikke særlig sandsynligt, at nogen af disse planer vil blive gennemført i praksis. Formodentlig vil man hverken som i planerne I og III bygge kul/oliefyrede anlæg uden SO₂-rensning af røggassen efter år 2000, som i plan IV idriftsætte et kul/oliefyret anlæg med SO₂-rensning af røggassen i 1987 eller som i planerne II og III kun opføre et atomkraftanlæg pr. plads. Realistisk er det næppe heller at antage, at der over perioden ikke sker en kraftværksteknologisk udvikling, der påvirker økonomien. Den væsentligste indvending, der kan rejses mod planerne, er dog nok, at de hverken rummer kraft-varmeværker eller mellem- og spidslastanlæg. De 4 udbygningsplaner kan derfor ikke benyttes i forbindelse med egentlige prognoser for det danske elektricitetsproduktions-system. Derimod kan de med stort udbytte bruges ved vurderinger af alternative udbygningsstrategier. (Situationen ligner her den, man har i P.P.II.)

Udgiftsprognoser for de 4 udbygningsplaner i tabel 23 er vist på fig. 14. Udgiftsberegningerne er baseret på de i kapitel 3 angivne data. (Af systemtekniske grunde kan man i praksis i den sidste del af undersøgelsesperioden evt. blive tvunget til at køre ved lidt lavere belastningsfaktorer end her antaget.). Udgifterne omfatter alle udgifterne

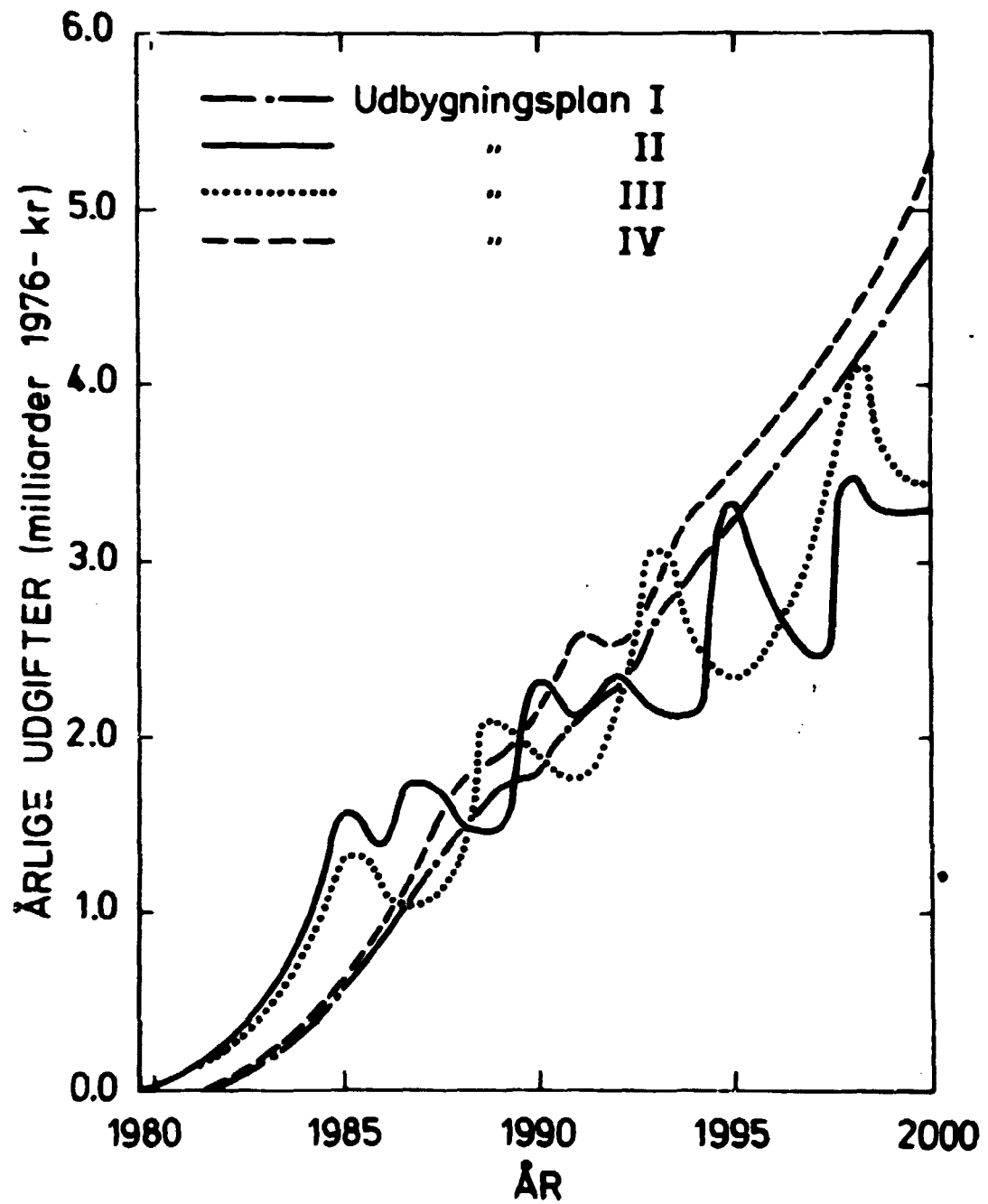


Fig. 14. Prognose over de årlige realudgifter for de i tabel 23 angivne alternative udbygningsplaner.

i forbindelse med de nye anlæg samt de udgifter for det øvrige elektricitetsproduktionssystem, der er specifikke for den pågældende udbygningsplan. På fig. 15 er udgiftsforløbene yderligere belyst ved angivelser af, hvordan de akkumulerede nutidsværdier af udgifterne forventes at vokse med tiden. Endelig er på fig. 16 for tydelighedens skyld vist, hvordan de ekstra akkumulerede nutidsværdiudgifter ved gennemførelse af planerne II, III og IV fremfor plan I forventes at ændres over tiden.

Som det ses af fig. 14, vil en udbygning med LWR-anlæg i stedet for med kul/oliefyrede anlæg uden SO_2 -rensning af røggassen i første omgang generelt føre til højere årlige udgifter; senere vender billedet. Hvor store de årlige ekstraudgifter i den første periode vil være, og hvor længe det varer, før besparelserne i brændsels-, drifts- og vedligeholdelsesudgifter bliver større end merudgifterne ved opførelse af nye LWR-anlæg, afhænger totalt af udbygningstakten med LWR-anlæg. En udbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med udelukkende LWR-anlæg (udbygningsplan II) fremfor med udelukkende kul/oliefyrede anlæg uden SO_2 -rensning af røggassen (udbygningsplan I) kan ifølge fig. 14 forventes at føre til årlige ekstraudgifter på op til 860 mill. 1976-kr i perioden 1980-1992. Ved gennemførelse af plan III med en blandet udbygning med LWR-anlæg og kul/oliefyrede anlæg uden SO_2 -rensning af røggassen må påregnes årlige ekstraudgifter i forhold til en ren konventionel udbygning, på op til 770 mill. 1976-kr i perioden 1980-1990. De mindre ekstraudgifter i den første periode for plan III modvejes af mindre besparelser senere hen. Ved en passende valgt yderligere nedskæring af LWR-programmet - en nedskæring, der især rammer den sidste del af programmet - vil man kunne mindske ekstraudgifterne i den første periode, fremskynde break-even tidspunktet og ja endog opnå en større fordel i den sidste del af undersøgelsesperioden; men samtidig vil udgifterne i det lange løb øges.

Nutidsværdiopgørelserne på fig. 15 og fig. 16 viser, at ekstraudgifterne i perioden 1980-1992 ved gennemførelse af udbygningsplan II fremfor udbygningsplan I kan forventes at være indtjent i år 2000. Ifølge beregningerne vil den

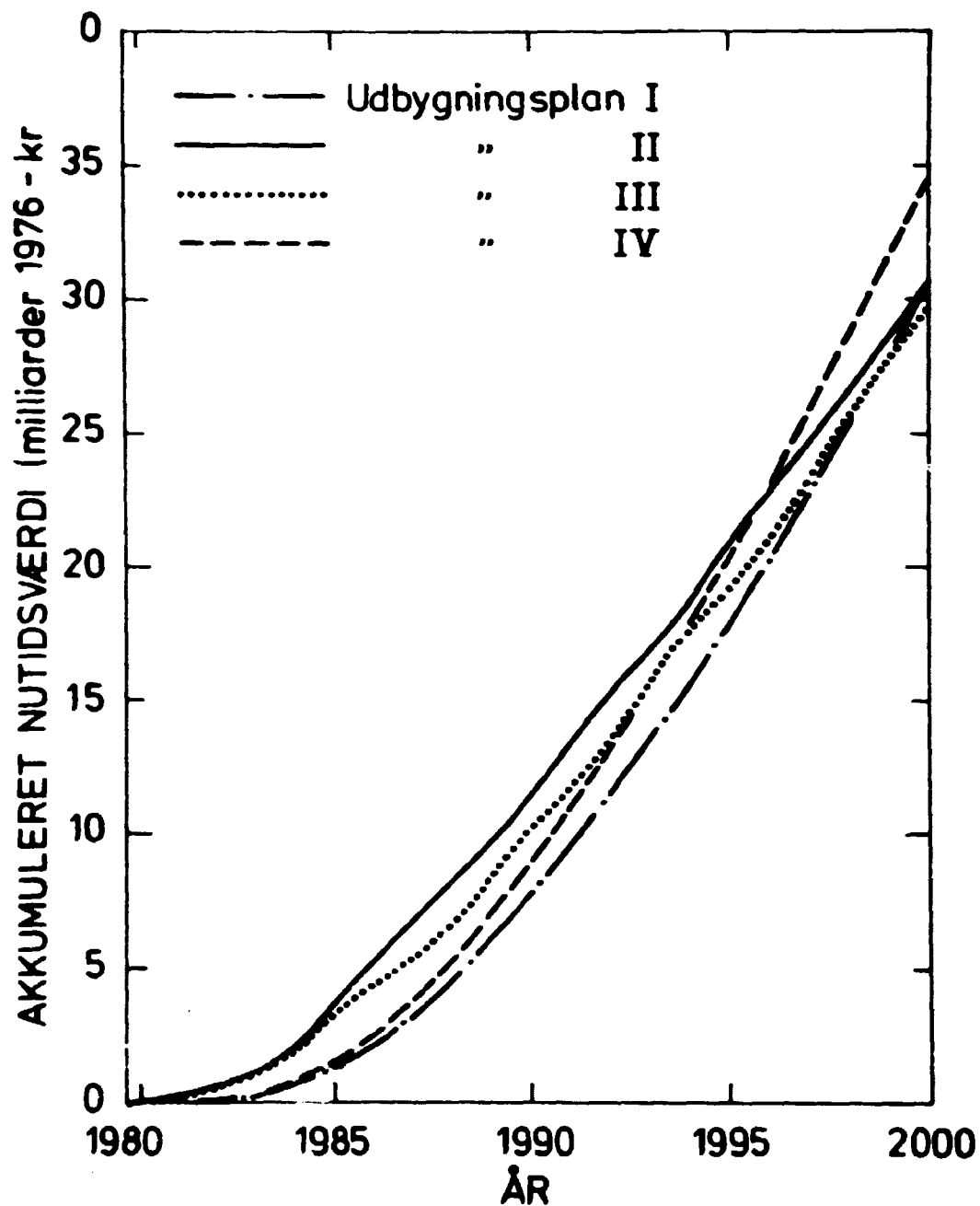


Fig. 15. Prognose over den tidlige vækst af den akkumulerede 1987-nutidsværdi af udgifterne for de i tabel 23 angivne alternative udbygningsplaner.

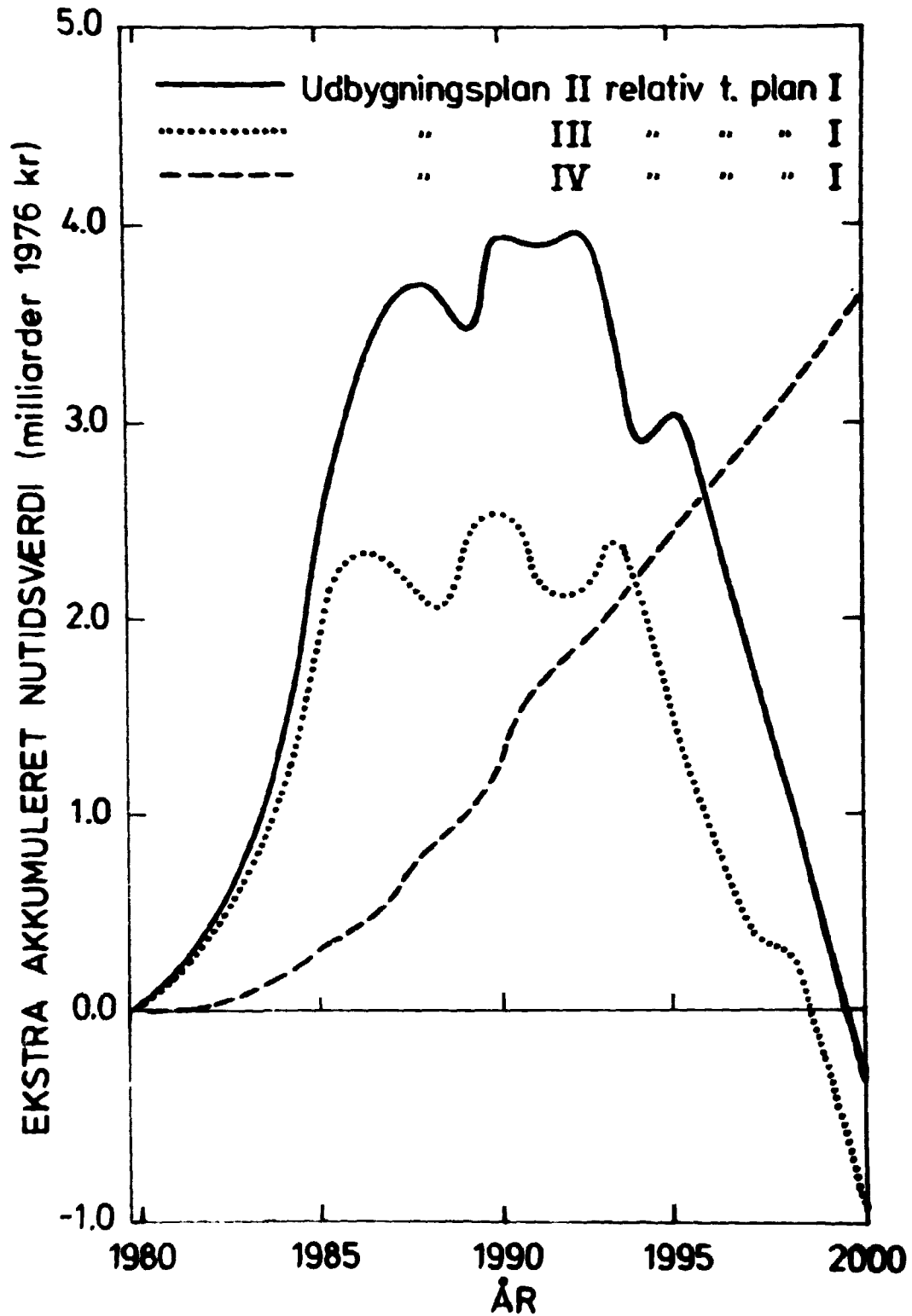


Fig. 16. Prognose over den tidlige vækst i de ekstra akkumulerede 1987-nutidsværdiudgifter ved gennemførelse af udbygningsplanerne II, III eller IV fremfor udbygningsplan I (tabel 23).

akkumulerede 1987-nutidsværdi af udgifterne nå op på et beløb, der er 4 milliarder 1976-kr større for plan II end for plan I, før fordelene ved plan II begynder at vise sig (i 1976-nutidsværdi er beløbet 2,6 milliarder 1976-kr). Dette er merinvesteringen, der kræves for at opnå de senere fordele, plan II byder på. Tilsvarende finder man, at ekstraudgifterne i perioden 1980-1990 ved gennemførelse af udbygningsplan II fremfor udbygningsplan I kan forventes at være indtjent i 1998; den akkumulerede 1987-nutidsværdi af udgifterne beregnes til at nå op på et beløb, der er 2,5 milliarder 1976-kr større for plan II end for plan I, før fordelene ved plan II begynder at vise sig (i 1976-nutidsværdi er beløbet 1,6 milliarder 1976-kr).

Som afrunding på de økonomiske opgørelser for de alternative udbygningsplaner skal der gives nogle tal, som belyser de forskellige situationer, der afhænger af valg af plan, vil eksistere ved undersøgelsesperiodens afslutning. (Formelt falder sådanne oplysninger - som i øvrigt også nutidsværdiopgørelserne - uden for finansieringsanalysens rammer). Ved gennemførelse af udbygningsplan II/III/IV vil den installerede disponible effekt ved undersøgelsesperiodens afslutning være 180 MW større/180 MW større/180 MW mindre end ved gennemførelse af udbygningsplan I; endvidere vil der være påbegyndt opførelse af anlæg med en disponibel effekt, der er 1350 MW større/90 MW større/180 MW mindre, og investeringerne i disse anlæg vil med rapportens antagelser være 1,4 milliarder 1976-kr større/0,6 milliarder 1976-kr større/0,4 milliarder 1976-kr mindre. Det elektricitetsproduktionssystem, der ved gennemførelse af plan II/III/IV eksisterer ved undersøgelsesperiodens afslutning vil, igen med rapportens antagelser, have løbende udgifter, der i 2001 er 1,9 milliarder 1976-kr mindre/1,4 milliarder 1976-kr mindre/0,3 milliarder 1976-kr større, end de ville have været, hvis plan I var blevet gennemført. Endelig vil den bogførte værdi af anlæggene, opgjort på basis af en 30 årig økonomisk levetid, en konstant årlig realydelse og 4% realrente, ved gennemførelse af udbygningsplan II/III/IV være 7,4 milliarder 1976-kr større/4,7 milliarder 1976-kr større/2,9 milliarder 1976-kr større, end hvis plan I var gennemført; den reelle værdi af anlæggene vil være afhængig af den teknisk-økonomiske udvikling indenfor elektricitetsproduktionssektoren i første del af det 21. århundrede.

6. AFSLUTNING

I rapporten er behandlet de investerings- og finansieringsmæssige aspekter af en udbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med centrale grundlast kraftværker. Den generelle problematik er beskrevet, og resultaterne af en række beregninger er fremlagt. Selv om resultaterne taler deres tydelige sprog, kan de dog ikke anvendes til en anbefaling, om hvorledes udbygningen af elektricitetsproduktionssystemet bør finde sted. Som nævnt adskillige steder i rapporten er der væsentlige aspekter, der ikke er dækket. Betydningen af disse kan man kun gisne om, uden de er nærmere belyst ved undersøgelser.

Giver rapporten sig således ikke ud for at sige hele sandheden, har målet dog været, at den skulle dække en stor bid af den. Og for at slutte, hvor rapporten startede, skal der udtales et håb om, at den må bidrage til, at misforståelserne vedrørende økonomiske forhold ved en udbygning af det danske elektricitetsproduktionssystem med eller uden atomkraftværker fremover bliver lidt færre, end tilfældet hidtil har været.

Bilag I

PRINCIPPER FOR BEREGNING AF kWh-UDGIFT

1. Alternative metoder til beregning af kWh-udgift

I udredninger til belysning af de økonomiske konsekvenser af alternative udbygninger af elektricitetsproduktionssystemer vil normalt indgå en beregning af kWh-produktionspriser af værk. Der findes i denne forbindelse 2 meget anvendte beregningsmetoder:

I den simpleste metode betragter man enkelt anlæg. Står valget mellem 2 kraftværker, beregner man for hvert af værkerne over en årrække - ofte værkerens levetid - produktionsudgifterne pr. leveret kWh. Der tages ikke hensyn til, hvordan driften af de nye værker vil påvirke driften, og dermed økonomien, af de øvrige værker, der indgår i produktionssystemet. De nye værkers indflydelse på reserveeffektbehovet behandles heller ikke. Metoden indebærer en partiel analyse.

I den anden og mere komplicerede metode inddrager man hele elektricitetsproduktionssystemet. For de forskellige udbygningsalternativer søger man at bestemme over en given årrække produktionsudgifterne af værk pr. leveret kWh for hele systemet. I beregningerne vil indgå en prognose for elektricitetsefterspørgselen over den givne periode; endvidere skal hele produktionssystemet (såvel eksisterende som kommende værker) specificeres med udgiftsstruktur for hele tidsrummet. Denne metode indebærer en totalanalyse.

De 2 metoder har hver deres fordele og hver deres svagheder. Den partielle analyse er simplest og kræver færrest antagelser. Den belyser imidlertid kun forholdene for en del af elektricitetsproduktionssystemet; ved sammenligninger mellem kraftværker, der påvirker det øvrige system forskelligt, vil resultaterne være af begrænset værdi. Totalanalysens styrke og samtidig svaghed er totalsystem-betragtningen. Metoden tager hensyn til alle de relevante forhold, og fører til teoretisk korrekte resultater. Men undervejs må man gøre en serie antagelser, hvorfor resultaterne vil være behæftet med stor usikkerhed. Man skal således tillægge produktionssystemet en værdi ved såvel periodens start som ved dens

afslutning, man skal forudsige elektricitetsefterspørgslen over perioden, og man skal forudsige samtlige udgifter for hele produktionssystemet over perioden - herunder anlægsudgifter for alle kraftværker, der bygges i det pågældende tidsrum.

I denne rapport anvendes en 3. metode, der indeholder elementer fra begge de normalt anvendte metoder, og som skulle kombinere visse af disses fordele og undgå nogle af deres svagheder. Totalanalysens store fordel fremfor partielanalysen er, at den tager hensyn til, hvordan udbygninger påvirker det øvrige produktionssystem. For at kunne foretage sammenlignende vurderinger af alternative udbygningsmuligheder behøver man ikke nødvendigvis at have kendskab til kWh-priserne for hele systemet; i mange tilfælde vil det være tilstrækkeligt at kende produktionsudgifterne for den elektricitetsmængde, der fremstilles forskelligt i de alternative udbygninger (det antages, at den samlede elektricitetsproduktion er uafhængig af udbygningsvalg). Forholdene er skematisk beskrevet på fig. 1 for en situation med 2 alternative udbygningsmuligheder, der dækker samme effektbehov, og som derfor vil tillade samme totale elektricitetsforbrug - det lidt forskellige tilfælde, hvor udbygningsalternativerne ikke har samme effektværdi, og elektricitetsforbruget ved næste effektudvidelse derfor vil være forskelligt, er omtalt i afsnit 2.

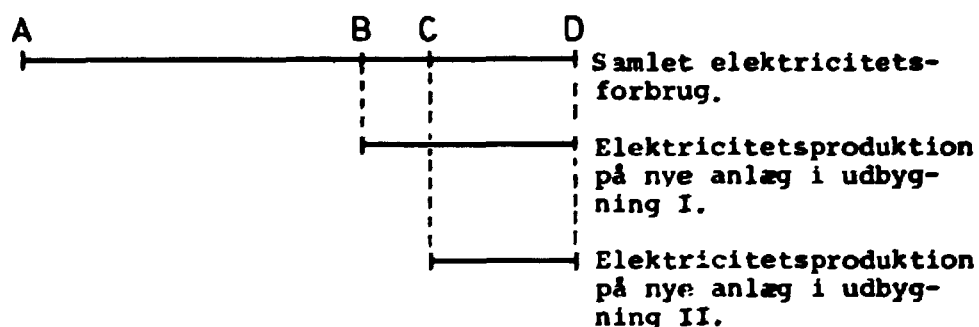


Fig. 1 Skematisk angivelse af elektricitetsproduktionens fordeling på nye og eksisterende anlæg for alternative udbygninger.

Den samlede elektricitetsefterspørgsel svarer til stykket AD. Heraf vil elektricitetsmængden svarende til stykket AB blive produceret under samme forhold, hvad enten udbygning I eller

udbygning II vælges; udgifterne til denne elektricitetsproduktion er uafhængig af udbygningsvalg, og indgår ikke i beregningerne i metode 3. Den resterende elektricitetsmængde, repræsenteret ved stykket BD, fremstilles forskelligt i de 2 alternativer, og det er udgifterne til denne elektricitetsproduktion, der opgøres i metode 3. I udbygning I vil hele elektricitetsmængden (BD) blive produceret på de nye anlæg, og de relevante udgifter bliver derfor udgifterne i forbindelse med disse anlæg. I udbygning II vil kun en elektricitetsmængde svarende til stykket CD blive produceret på nye anlæg, mens den sidste elektricitetsmængde (BC) (i det følgende omtalt som "supplerende elektricitetsproduktion") vil blive produceret på det eksisterende system. (Den årlige nedlukningsperiode for vedligeholdelse kan eksempelvis være længere for de nye anlæg i udbygning II end i udbygning I. Nedlukningsperioden vil man henlægge til tidsrum, hvor belastningen er lav, og det øvrige produktionssystem kan dække behovet.) For udbygning II vil de relevante udgifter være udgifterne i forbindelse med de nye anlæg samt de udgifter, der vil være forbundet med produktionen af elektricitetsmængden svarende til stykke BC - sidstnævnte udgifter skal opgøres på basis af systemets marginalomkostninger.

Som metoden hidtil er beskrevet, forudsætter den en elektricitetsproduktion, der er uafhængig af udbygningsvalg. Denne antagelse behøver ikke altid at være opfyldt. Dels kan det være opportunt via prispolitikken at påvirke elektricitetsefterspørgselen forskelligt for de alternative udbygninger. Dels kan det være, at de resulterende produktionssystemer ved de alternative udbygninger ikke i samme udstrækning vil kunne efterkomme elektricitetsefterspørgselen. Den første mulighed, med alle dens aspekter, skal ikke behandles her. Den anden situation skal imidlertid kommenteres.

I et elektricitetsproduktionssystem bestående af anlæg, der kan fejle, vil der til ethvert tidspunkt være en sandsynlighed for, at produktionskapaciteten vil være mindre end efterspørgselen. Statistisk vil der derfor være et antal kWh/år, der efterspørges, men ikke kan produceres. De ikke-leverede kWh vil repræsentere en samfundsmæssig udgift. Ved at udbygge produktionssystemet kan man mindske antallet af

ikke-leverede kWh; men ligegyldigt, hvor stort systemet gøres, kan antallet ikke nedbringes til 0. Målet må være at udbygge produktionssystemet til det punkt, hvor udgifterne ved at skulle producere en efterspurgt kWh mere, er lig den samfundsmæssige udgift, der er forbundet med den marginale ikke-leverede kWh. Tilpasningen af produktionssystemets kapacitet - den disponible effekt - vil ske med spidslastanlæg. (Se bilag III for en diskussion af sammenhængen mellem produktionssystemets sammensætning og antallet af ikke-leverede kWh.)

Udbygningen med grundlastanlæg vil være bestemt af væksten i elektricitetsforbruget og af behovet for erstatningskapacitet for udslidte anlæg. Planlægningsmålet for antallet af ikke-leverede kWh vil derimod ingen indflydelse have på grundlastudbygningen. Udgangspunktet ved planlægningen må derfor være, at antallet af ikke-leverede kWh vil være uafhængig af valget af grundlast-udbygningsalternativ. Det er et mål, man kan have på planlægningsstadiet; men da anlæggenes pålidelighed ikke kan forudsiges med sikkerhed, er det muligt, at antallet af ikke-leverede kWh i realiteten bliver afhængig af valg af udbygningsalternativ - og desuden, at antallet bliver forskelligt fra det ved planlægningen antagne. Den økonomiske betydning af et ændret antal ikke-leverede kWh kan opgøres udfra kendskab til den værdi, samfundet er parat til at betale for den yderst leverede kWh. I økonomiske risikoberegninger skal man for at opgøre de samlede samfundsmæssige udgifter ved et givent udbygningsvalg addere den her nævnte post til de egentlige produktionsudgifter.

Ved en rentabilitetsvurdering af alternative udbygningsmuligheder har den her beskrevne metode til bestemmelse af udgifterne flere fordele fremfor totalanalysen:

1. Den er betydelig simplere.
2. Elektricitetsprognosen indskrænkes til prognoser for elektricitetsproduktionen på de nye anlæg i de alternative udbygninger.
3. I stedet for at skulle forudsige kapitalværdier for komplicerede produktionssystemer, såvel ved undersøgelsesperiodens start som ved dens afslutning, skal man kun

bestemme de alternative udbygningers kapitalværdi ved periodens afslutning - er perioden sammenfaldende med de vurderede anlægs levetid, bliver kapitalværdien 0.

4. I stedet for at skulle forudsige samtlige udgifter for de alternative produktionssystemer for hele perioden - herunder anlægspriser for værker, der først tænkes opført senere i perioden - skal man kun forudsige udgifterne for de få anlæg, der indgår i de aktuelle alternative udbygninger.

2. Udgiftsopgørelse

Opgørelsen af de relevante udgifter for en økonomisk sammenligning af alternative udbygningsmuligheder af et elektricitetsproduktionssystem sker i praksis simplest i 5 hovedgrupper:

1. Kapitaludgifterne for de nye anlæg i det betragtede alternativ.
2. Brændselsudgifterne ved elektricitetsproduktionen på de nye anlæg i det betragtede alternativ.
3. Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for de nye anlæg i det betragtede alternativ.
4. Udgifterne ved evt. supplerende elektricitetsproduktion i det øvrige system.
5. Samfundsudgifterne ved en evt. anlægsbestemt forskel mellem det forventede og det realiserede antal ikke-leverede kWh.

Opgørelsen af udgifterne i de 3 første hovedgrupper giver ikke anledning til andre problemer end de, der er forbundet med udarbejdelsen af en udgiftsprognose for de nye anlæg. Da prognoseproblemerne er behandlet i hovedrapporten, skal videre omtale af disse 3 udgiftsgrupper undlades her. Derimod er der behov for en diskussion af principperne for opgørelsen af udgifterne i hovedgrupperne 4 og 5.

Ved et aktuelt udbygningsvalg vil alternativerne sjældent være enheder af ens effektværdi. Et simpelt udbygningsvalg kan være mellem et 600 MW kul/oliefyret anlæg og et 900 MW LWR-kraftværk, med samme antagne pålidelighedsfaktor. Vælger man at udbygge med det kul/oliefyrede anlæg, vil der gå kortere tid til, at det bliver nødvendigt at opføre et nyt anlæg, end hvis man udbygger med atomkraftværket. Ved opgørelsen af størrelsen af evt. supplerende elektricitetsmængder fremstillet i det øvrige produktionssystem vil det være forkert at kræve samme elektricitetsproduktion til ethvert tidspunkt i systemerne bestående af de eksisterende værker samt i det ene tilfælde af det kul/oliefyrede anlæg og i det andet tilfælde af atomkraftværket. Denne betingelse vil kun skulle være opfyldt i den relative korte tid, der går fra, at den nye enhed tages i drift, til at der ville være behov for yderligere enheder, hvis valget var faldet på det kul/oliefyrede anlæg (alternativet med lavest effektværdi). I tiden derefter vil den elektricitetsmængde, der i det ene tilfælde produceres på de eksisterende anlæg samt atomkraftværket, i det andet tilfælde skulle produceres på de eksisterende anlæg, det kul/oliefyrede anlæg samt andre til den tid idriftsatte ny-anlæg. For gennemsnitsbetragtninger over anlæggenes levetid vil det være rimeligt at opgøre de evt. supplerende elektricitetsmængder, der indgår i de sammenlignende økonomiske beregninger, på basis af en installeret effekt af samme forsyningsmæssige værdi - d.v.s. samme disponible effekt, jfr. bilag III. I det nævnte eksempel, hvor de alternative anlæg er antaget at have samme pålidelighedsfaktor, betyder det, at et evt. behov for supplerende elektricitetsproduktion ved udbygning med atomkraftværket skal bestemmes ved en sammenligning imellem den forventede elektricitetsproduktion på atomkraftværket og den elektricitetsproduktion, der ville være blevet produceret på en 900 MW udbygning med belastningsfaktorer som antaget for det 600 MW kul/oliefyrede anlæg. Tilsvarende er sammenligningsgrundlaget ved en udbygning med det kul/oliefyrede anlæg en installeret a-kraft kapacitet på 600 MW. En evt. lidt lavere belastningsfaktor under de første års drift for atomkraftværket (alternativet med

størst effektværdi) end for det kul/oliefyrede anlæg (alternativet med lavest effektværdi) vil dog ikke give anledning til et behov for supplerende elektricitetsproduktion.

Ved valg mellem alternativer med forskellige pålidelighedsfaktorer er forholdene lidt mere komplicerede end for alternativer med ens pålidelighedsfaktorer. Det er da ikke givet, at fordelingen af den disponible effekt ved fremtidige udbygninger på grundlast- mellemlast- og spidslastværker vil være uafhængig af det aktuelle udbygningsvalg. Specielt er det en mulighed, at en lav pålidelighedsfaktor for et grundlastanlæg vil blive kompenseret ved udbygning med spidslastværker. Om man i en given situation vil kompensere ved udbygning med spidslastkapacitet, eller om man vil bygge yderligere grundlastkapacitet - og samtidig omklassificere nogle af de eksisterende anlæg - vil være afhængig af, hvad der teknisk-økonomisk er optimalt. Her skal antages, at et valg om udbygning med et grundlastværk med lav pålidelighedsfaktor, og dermed lav disponibel effekt, kun fremskynder tidspunktet for næste udbygning, hvorimod det ikke påvirker langtidssammensætningen af den disponible effekt på anlægstyper. Sammenligningsgrundlaget for bestemmelse af den evt. supplerende elektricitetsproduktion, der indgår i de økonomiske beregninger, bliver da - som i tilfældet med ens pålidelighedsfaktorer - samme disponible effekt for alternativerne. For anlæg med lave pålidelighedsfaktorer kan antagelsen føre til lidt for høje udgifter (følges opførslen af et grundlastværk med lav pålidelighedsfaktor ikke, som antaget op med udbygning med yderligere grundlastkapacitet, men med en udbygning af spidslastkapaciteten, er det fordi, det økonomisk er fordelagtigst).

Kravet om ens disponibel effekt for alternativerne ved bestemmelsen af evt. supplerende elektricitetsproduktion kan udtrykkes ved:

$$P_0 \cdot P_0 = p_i \cdot P_i \quad i = 1, 2, \dots, n-1 \quad (1)$$

P_0 : Antagne pålidelighedsfaktor for det betragtede alternativ.

- P_0 : Mærkeeffekt for det betragtede alternativ.
 p_i : Antagne pålidelighedsfaktor for alternativ i.
 P_i : Mærkeeffekt for alternativ i.
 n : Antal alternativer.

Tilsvarende kan kravet om samme totale ønskede elektricitetsproduktion udtrykkes ved

$$b_0 \cdot P_0 + S_0 + E_0 = b_i \cdot P_i + S_i + E_i \quad i=1,2,\dots,n-1 \quad (2)$$

- b_0 : Realiseret belastningsfaktor for det betragtede alternativ.
 S_0 : Evt. supplerende elektricitetsproduktion ved det betragtede alternativ.
 E_0 : Efterspurgt, men ikke leveret elektricitetsmængde ved det betragtede alternativ.
 b_i : Realiseret belastningsfaktor for alternativ i.
 S_i : Evt. supplerende elektricitetsproduktion ved alternativ i.
 E_i : Efterspurgt, men ikke leveret elektricitetsmængde ved alternativ i.

For realistiske udbygningsalternativer vil antallet af ikke-leverede kWh være meget lille sammenlignet med elektricitetsproduktionen på de betragtede nye anlæg. I denne situation kan (2) simplificeres:

$$b_0 \cdot P_0 + S_0 = b_i \cdot P_i + S_i \quad i=1,2,\dots,n-1 \quad (3)$$

Ifølge definitionen på den evt. supplerende elektricitetsproduktion vil S være 0 for alternativet med størst værdi af $b_i \cdot P_i$; heraf fås af (3):

$$b_0 \cdot P_0 + S_0 = (b_i \cdot P_i)_{\max} \quad (4)$$

Ved kombination af ligningerne (1) og (4) fås:

$$S_0 = \left((b_i \cdot \frac{P_0}{P_i})_{\max} - b_0 \right) \cdot P_0$$

Ekstra-udgifterne ved at skulle producere elektricitetsmængden S_0 i det øvrige produktionssystem fås ved at multiplicere S_0 med produktionssystemets marginalomkostninger pr. energienhed.

Den elektricitetsmængde, de totale udgifter for det betragtede alternativ skal fordeles på, bliver:

$$M = b_0 \cdot P_0 + S_0 = (b_i \cdot \frac{P_0}{P_i})_{\max} \cdot P_0 \quad (5)$$

Den økonomiske betydning af et ændret antal ikke-leverede kWh (udgiftsopgørelsens hovedgruppe 5) kan som tidligere nævnt bestemmes udfra kendskab til, hvad samfundet er parat til at betale for de yderst leverede kWh. Udgifterne ved produktion af sidstnævnte kWh vil bestå af nogle kapitaludgifter, nogle brændselsudgifter og nogle drifts- og vedligeholdelsesudgifter; da produktionen vil finde sted på anlæg, der kun er i drift få timer pr. år, bliver kapitaludgifterne helt dominerende. Den økonomiske betydning af et ændret antal ikke-leverede kWh, som følge af en forskel mellem den ved driften realiserede pålidelighedsfaktor og den ved planlægningen antagne pålidelighedsfaktor, kan derfor for et system uden overskudskapacitet med god tilnærmelse opgøres som værende kapitaludgiften til en spidslastkapacitet med samme disponible effekt, som den ændringen i pålidelighedsfaktoren repræsenterer.

Den samfundsmæssige udgift ved en ændring i antallet af ikke-leverede kWh bliver hermed:

$$U = (p'_0 - p''_0) \cdot P_0 \cdot \frac{A_s}{P_s} \quad (6)$$

p''_0 : Den ved driften realiserede pålidelighedsfaktor for den betragtede udbygning.

p'_0 : Den ved planlægningen antagne pålidelighedsfaktor for den betragtede udbygning.

P_0 : Mærkeeffekten for den betragtede udbygning.

A_s : Kapitaludgiften pr. installeret kW for spidslastkapacitet.

P_s : Den antagne pålidelighedsfaktor for nye spidslastanlæg.

(Ved en realiseret pålidelighedsfaktor, der er bedre end den forventede, bliver U negativ, svarende til en samfundsmæssig gevinst.)

Det angivne udtryk for den samfundsmæssige udgift, som følge af en forskel mellem realiseret og forventet pålidelighed, gælder som nævnt for en situation uden overskudskapacitet i systemet. Da udbygningen med en stor grundlastenhed imidlertid normalt vil være bestemt til at dække de næste års (2-4 år) vækst i behovet, vil den realiserede pålidelighedsfaktor de første par år kunne være betydelig mindre end den forventede, uden at antallet af ikke-leverede kWh påvirkes i nævneværdig grad. Her skal antages, at en nedsat pålidelighedsfaktor under de første 3 års drift af et anlæg ikke giver sig udslag i en udgift for et øget antal ikke-leverede kWh. Ligeledes skal det antages, at en realiseret pålidelighedsfaktor, forskellig fra den forventede, højst kan påvirke antallet af ikke leverede kWh i 8 år - en justering af udbygningsprogrammet antages at medføre at systemet efter dette tidsforløb som følge af en øget installeret reservekapacitet atter vil være i balance.

3. Gennemsnits kWh-udgift

Ved en finansieringsvurdering af alternative udbygningsmuligheder for et elektricitetsproduktionssystem har man behov for at kende det tidslige forløb af udgifter og indtægter i detaljer. Ved en rentabilitetsvurdering af udbygningsmulighederne samler interessen sig om de tidslig midlede kWh-udgifter af værk.

Den tidslig midlede kWh-udgift for et udbygningsalternativ er defineret som den pris, der må forlanges for alle kWh'erne leveret over en given periode af det system, der indgår i vurderingen, for at nutidsværdien af intægterne og nutidsværdien af udgifterne skal være ens (vedr. begrundelse for anvendelse af nutidsværdimetoden, se bilag II). Normalt vil man lade perioden være sammenfaldende med anlæggenes levetid for at undgå at skulle bestemme en værdi af de betragtede produktionsanlæg ved periodens afslutning (jfr. ligning (2), bilag II).

Betegnes nutidsværdien af indtægterne med Y_{IND} og nutidsværdien af udgifterne med Y_{UD} haves:

$$Y_{IND} = Y_{UD} \quad (7)$$

Nutidsværdien af udgifterne fås som summen af nutidsværdierne af udgifterne i de 5 hovedgrupper omtalt i afsnit 2:

$$Y_{UD} = Y_{KA} + Y_{BR} + Y_{DV} + Y_{SE} + Y_{IE} \quad (8)$$

Y_{KA} : Nutidsværdien af kapitaludgifterne for de nye anlæg (nutidsværdien af anlægsudgifterne - nutidsværdien af de betragtede produktionsanlægs værdi ved periodens afslutning).

Y_{BR} : Nutidsværdien af brændselsudgifterne for de nye anlæg.

Y_{DV} : Nutidsværdien af drifts- og vedligeholdelsesudgifterne for de nye anlæg.

Y_{SE} : Nutidsværdien af udgifterne ved evt. supplerende elektricitetsproduktion idet øvrige produktionssystem.

Y_{IE} : Nutidsværdien af de samfundsmæssige udgifter som følge af en evt. anlægsbestemt forskel mellem det forventede og det realiserede antal ikke-leverede kWh.

Nutidsværdien af indtægterne, opgjort til idriftsættelsestidspunktet, er defineret ved:

$$Y_{IND} = \int_0^T M(t) \cdot B \cdot (1+r)^{-t} dt$$

t : Tiden målt relativt til idriftsættelsestidspunktet.

$M(t)$: Antallet af kWh produceret pr. tidsenhed til tiden t .

B : Den tidsligt midlede kWh-produktionspris.

r : Tidspræferencerenten.

T : Den betragtede periode, evt. anlæggenes levetid.

$$Y_{IND} = B \cdot \int_0^T M(t) \cdot (1+r)^{-t} dt \quad (9)$$

$M(t)$ er givet ved ligning (5).

$\int_0^T M(t) \cdot (1+r)^{-t} dt$ kan betragtes som nutidselektricitetsmængden.

Ved anvendelse af ligningerne (7), (8) og (9) fås:

$$B = \frac{Y_{AB} + Y_{BR} + Y_{DV} + Y_{SF} + Y_{IE}}{\int_0^T M(t) \cdot (1+r)^{-t} dt} \quad (10)$$

Ved opgørelser i faste penge, er B den købekraft, der må forlanges for alle de af det vurderede system producerede kWh, for at regnskabet skal balancere. Ønskes B angivet i løbende penge i stedet for i faste penge, sker det ved at multiplicere B med $(1+i)^s$, hvor i er inflationsraten, og s er tidsforskellen mellem produktionstidspunktet og basis-året for fastpenge angivelsen.

Bilag II

NUTIDSVÆRDI

1. Økonomisk sammenligning af alternative investeringer

En økonomisk sammenligning mellem alternative investeringer må baseres på de tidslige forløb af betalingerne. I tilfælde, hvor nettobetalingerne, forstået som indtægter - udgifter, for én investering er højere end for alle alternative investeringer for et hvert tidspunkt (dominans), kan man umiddelbart udpege den økonomisk optimale investering. I situationer, hvor der ikke hersker dominans, kompliceres udvælgelsen af, at man skal sammenligne betalinger, der forfalder til forskellige tidspunkter. Den mest anvendte metode til løsning af dette problem er nutidsværdimetoden. Ved denne metode sammenfattes et betalingsforløb til et enkelt tal. Al den information, der er indeholdt i en specifikation af et betalingsforløb, vil imidlertid ikke kunne indeholdes i et enkelt tal, og en økonomisk sammenligning kan derfor ikke baseres udelukkende på nutidsværdiopgørelser; dette forhold får speciel betydning ved kapitalrestriktioner (ref. 17).

2. Nutidsværdiopgørelse

2.1 Nutidsværdibegrebet

Ved en nutidsværdiopgørelse søger man at fastsætte, det beløb, der modtaget eller betalt på det givne opgørelsetidspunkt, er af samme værdi (nytte) som det virkelige betalingsset.

Normalt antager man, at nyttefunktionen er lineær i betalingerne; nutidsværdien, Y , for en investering kan da udtrykkes som:

$$Y = \sum_{t=-\infty}^{\infty} \alpha_t \cdot a_t$$

t : tiden målt relativt til opgørelsetidspunktet.

a_t : nettobetalingen til tiden t .

α_t : lineær koefficient i nyttefunktionen.

Ofte anvendes for α_t udtrykket

$$\alpha_t = \prod_{s=t}^{-1} (1+r_s) \quad \text{for } t < 0$$

$$\alpha_t = \prod_{s=0}^t (1+r_s)^{-1} \quad \text{for } t \geq 0$$

Herved fås:

$$Y = \sum_{t=-\infty}^{-1} a_t \prod_{s=t}^{-1} (1+r_s) + \sum_{t=0}^{\infty} a_t \prod_{s=0}^t (1+r_s)^{-1} \quad (1)$$

r_s betegnes tidspræferencerenten.

Antages r_s konstant ($r_s = r$), fås det normalt anvendte nutidsværdiudtryk:

$$Y = \sum_{t=-\infty}^{\infty} a_t \cdot (1+r)^{-t}$$

Den uendelige summation deles af praktiske grunde ofte op i 2 led:

$$Y = \sum_{t=-\infty}^T a_t \cdot (1+r)^{-t} + \sum_{t=T+1}^{\infty} a_t \cdot (1+r)^{-t} = \sum_{t=-\infty}^T a_t \cdot (1+r)^{-t} + A_T \quad (2)$$

$$A_T = \sum_{t=T+1}^{\infty} a_t \cdot (1+r)^{-t}$$

Første led angiver nutidsværdien af betalingerne i perioden $-\infty$ til T . Andet led er værdien af investeringen til tiden T (terminalværdien), henført til referencetidspunktet for nutidsværdiopgørelsen. Ved aktuelle beregninger vil man ofte vælge T således, at værdien af første-ledet er meget større end værdien af andet-ledet; herved vil man kunne nøjes med et groft skøn af terminalværdien.

Ønker man specielt at opgøre nutidsværdien for en investering med en endelig levetid, T_0 , uden hensyntagen til hvordan denne investering måtte påvirke den øvrige økonomi, har man:

$$Y_0 = \sum_{t=-\infty}^{T_0} a_t \cdot (1+r)^{-t}$$

2.2 Tidspræferencerente

I en nutidsværdioppgørelse henføres en given betaling fra betalingstidspunktet til referencetidspunktet ved at multiplicere betalingen med $\prod_{s=t}^{-1} (1+r_s)$ for $t < 0$ og $\prod_{s=0}^t (1+r_s)^{-1}$ for $t \geq 0$, hvor r_s 'erne er tidspræferencerenterne, og t er tiden fra referencetidspunkt til betalingstidspunkt (se (1)). Den beregnede størrelse angiver værdien (nytten) af betalingen. Korrektionen af betalingen med tidspræferencerenterne er udtryk for at penge modtaget til forskellige tidspunkter tillægges forskellig værd.

Betalingerne i forbindelse med en given investering kan enten være givet i faste penge eller i inflationspenge. Beløbsangivelserne vil normalt være forskellige i de to tilfælde; men betalingernes værd, og dermed deres nutidsværdier, må være uafhængige af hvilke enheder, der benyttes. Tidspræferencerenterne må derfor tilpasses enhedsvalget, så at korrektionen af betalingerne (multiplikationen med $\prod_{s=t}^{-1} (1+r_s)$ og $\prod_{s=0}^t (1+r_s)^{-1}$) i de to situationer, fører til samme værd på referencetidspunktet.

Udtrykt matematisk haves:

$$Y_t = a_{tf} \cdot \prod_{s=0}^t (1+r_{sf})^{-1}, \quad t=0,1,2,\dots,\infty$$

$$Y_t = a_{ti} \cdot \prod_{s=0}^t (1+r_{si})^{-1}, \quad t=0,1,2,\dots,\infty$$

$$a_{ti} = a_{tf} \cdot \prod_{s=0}^t (1+i_s), \quad t=0,1,2,\dots,\infty$$

og tilsvarende udtryk for $t < 0$

a_{tf} : nettobetalingerne til tiden t målt i faste penge.

a_{ti} : nettobetalingerne til tiden t målt i inflationspenge.

r_{sf} : tidspræferencerenten for år s ved nettobetalinger angivet i faste penge.

r_{si} : tidspræferencerenten for år s ved nettobetalinger angivet i inflationspenge..

i_s : inflationsraten i år s .

Af ligningssættet fås:

$$1 + r_{sf} = \frac{1+r_{si}}{1+i_s}$$

eller

$$r_{sf} = \frac{r_{si} - i_s}{1+i_s} \approx r_{si} - i_s$$

Oftest betegnes r_{sf} realrenten og r_{si} den nominelle rente.

Med eksempelvis en nominel rente på 13% p.a. og en inflation på 8% p.a. er realrenten 4,63% p.a.

(Det er vigtigt, at gøre sig klart, at det er realrenten, der skal anvendes, når betalingerne er givet i faste penge. Meget ofte ser man nutidsværdier opgjort ud fra de på opgørelsestidspunktet gældende priser og med anvendelse af den herskende markedsrente. Betalingerne indgår dermed med beløb, der er angivet i opgørelsesårets penge - og derfor i faste penge. Markedsrenteniveauet er bestemt af, at betalinger erlægges i inflationspenge - derfor er det en nominel rente. Disse beregninger er kun rigtige ved sammenfald mellem faste penge og inflationspenge (ingen inflation)).

Den aktuelle værdi, man bør anvende for tidspræferencerrenten i en nutidsværdiopgørelse, er afhængig af, hvilke personers velfærd det er, man søger at vurdere.

En privatmand eller et erhvervsforetagende vil normalt anvende en nominel rente fastsat enten ud fra en markedsbetragtning (lånerente) eller ud fra en offerbetragtning (den rente, der kan opnås ved bedste alternativ). Ofte tilpasser man endvidere tidspræferencerrenten, så der via denne tages hensyn til skatten. Betalingerne skal i så fald til gengæld opgøres før skat. Denne metode er især anvendelig ved marginelle betragtninger, hvor skatten udgør en given procent af overskudet. (I stedet for at betragte skatten som en udgift, tager man ved valget af tidspræferencerrenten hensyn til, at en del af udbyttet tilfalder det offentlige). Da de enkelte økonomiske enheder ikke opererer med samme markedsrente, offerrente og skattesats, vil der heller ikke eksistere nogen fælles værdi for tidspræferencerrenten.

Ved samfundsmæssige opgørelser er fastsættelsen af tidspræferencerrenten ret så kompliceret. Markedsrenteniveauet

bestemmes bl.a. af det offentlige økonomiske politik, den øjeblikkelige stilling af og den forventede udvikling i valuta- og betalingsbalancen, samt af de kapitalforvaltendes og -forbrugenes værdinormer og forventninger. Det renteniveau, der fremkommer på denne måde, afspejler kun i meget begrænset omfang de langsigtede samfundsmæssige interesser, der knytter sig til fremtidigt kontra nutidigt forbrug. De aktuelle økonomiske forhold og de kapitalforvaltendes og -forbrugenes værdinormer kommer til at indgå med uforholdsmæssig stor vægt; kommende generationers interesser, som også vil være involveret, får derimod kun stærk begrænset indvirkning. Markedsrenten må derfor betragtes som et dårligt udgangspunkt for bestemmelsen af den samfundsrelevante tidspræferencerente. Fastsættelsen af en værdi må baseres på overvejelser af mere fundamental natur; som eks. kan nævnes:

1. Den mindskede marginelle nytte, der følger med en forventet fremtidig højere levestandard.
2. Den tekniske udvikling, der vil påvirke værdien af foretagne investeringer. Øget effektivitet i produktionen vil medføre, at samme værditilvækst kan opnås med mindre ressourceindsats.
3. Ændrede smagsforhold, der vil medføre, at visse investeringer vil mindskes i værdi.
4. Sandsynligheden for at større krige undgås.

(Ofte ser man argumenteret, at det gældende renteniveau er udtryk for en vurdering af den værdi (nytte) nutidigt forbrug tillægges i forhold til fremtidigt forbrug. Da skatten i en samfundsmæssig opgørelse ikke repræsenterer nogen udgift, ser man normalt markedsrenten anvendt direkte som tidspræferencerente. Udover de allerede anførte indvendinger mod at basere tidspræferencerenten på markedsrenteniveauet, skal det om disse beregninger yderligere bemærkes, at det forekommer inkonsekvent at anvende en før-skat rente som samfundstidspræferencerente, når de økonomiske enheder, der udgør samfundet, benytter en efter-skat rente.)

Bilag III

RESERVEEFFEKTBEHOV

En stabil og sikker elektricitetsforsyning er et af de væsentlige krav, man stiller til et elektricitetsproduktions-system. En konsekvens heraf er, at man ikke kan nøjes med i planlægningen at operere med en installeret kapacitet af samme størrelse som den forventede efterspørgsel, men at man også må inkludere en reservekapacitet. Som begrundelse herfor skal angives 2 årsager:

Med minimums planlægnings- og opførelstider for elektricitetsproduktionsenheder på 5 år, og med normal planlægnings- og opførelstider for store grundlastenheder på op mod 10 år, må udbygningsplanlægningen baseres på prognoser for elektricitetsforbruget 5-10 år ud i fremtiden. Prognoserne vil være beskæftede med usikkerhed - specielt i disse år med en usikker konjunktursituation og stærkt stigende energipriser vil usikkerheden være stor. For at dække sig ind over for muligheden af en større elektricitetsefterspørgsel end forventet, vil man planlægge udfra et sigte om overkapacitet i produktionssystemet. Hvor stor reservekapaciteten afsat til dette formål, bør være, vil bl.a. være afhængig af tiltroen til de benyttede prognoser, af de antagelser, man har indbygget i prognoserne om påvirkninger af elektricitetsforbruget, og af om man ved udarbejdelsen af prognoserne har sigtet højt, middel eller lavt. Elsam og Kraftimport sætter reserveeffektbehovet som følge af usikkerhed i elektricitetsprognosen til 6% af den forventede maksimal-belastning. Handelsministeriet har i ref. 2 sat reserveeffektbehovet til samme formål til 10% af den forventede maksimal-belastning.

Kendsgerningen, at anlæg kan fejle - eller blive tvunget til hel eller delvis nedlukning af myndighederne - giver anledning til yderligere behov for reservekapacitet. Med et effektdimensioneret produktionssystem, hvis kapacitet netop svarede til maksimalefterspørgselen, ville der ofte opstå situationer, hvor anlægshavarier ville resultere i en produktionsformåen, der var mindre end elektricitetsefterspørgselen.

Ved at have reserveeffekt i produktionssystemet kan man mindske de forsyningsmæssige virkninger af havarier. Selv med reserveeffekt, vil der imidlertid ved sammenfald af havarier, kunne opstå situationer, hvor produktionsmulighederne er mindre end elektricitetsefterspørgselen. Ved at øge den installerede reserveeffekt vil man kunne nedbringe hyppigheden, hvorved disse situationer opstår, men eliminere dem, vil man ikke kunne. Statistisk vil der derfor altid være et antal kWh/år, der efterspørges, men ikke produceres. Disse ikke-producerede kWh repræsenterer en samfundsmæssig udgift. (Ifølge en svensk undersøgelse (ref. 18) kan udgifterne sættes til 5-10 s kr/ikke-leveret kWh.) Målet må være at udbygge produktionssystemet til det punkt, hvor udgifterne for den yderst producerede kWh er lig de samfundsmæssige udgifter ved den første ikke-leverede kWh. Reserveeffektbehovet bliver derved dels afhængig af anlægsprisen for spidslastkapaciteten og dels af systemets karakteristika, herunder produktionsanlæggenes størrelse og pålidelighed. Af særlig interesse i denne rapportes sammenhæng er den betydning enhedsstørrelsen har for reserveeffektbehovet ved udbygninger af et givent produktionssystem. Dette aspekt tages op til diskussion i det følgende.

Fordelingsfunktionen for den i produktionssystemet tilrådestående effekt vil, ved uafhængige stokastisk fordelte sandsynligheder for at anlæggene kan levere elektricitet på fordring, være binomial fordelt. Af simpelheds grunde antages i det følgende, at de enkelte enheder enten vil kunne producere op til mærkeeffekten eller vil have en ydsevne på 0; en mere realistisk behandling af pålidelighedsspørgsmålet ville kun komplicere argumentationen, men intet ændre ved konklusionerne vedr. enhedsstørrelsens betydning for nødvendig reserveeffekt.

For fordelingsfunktionen for den tilrådestående effekt vil det gælde, at

$$\text{middelværdien, } D_n = \sum_{i=1}^n P_i \cdot P_i$$

$$\text{spredningen, } \sigma_n^2 = \sum_{i=1}^n P_i (1 - P_i) \cdot P_i^2$$

n : antallet af enheder, der ikke er ude af drift på grund af vedligeholdelse.

p_i : enhed i 's pålidelighed, defineret som $\frac{t_d}{t_d+t_h}$, hvor t_d er antallet af timer/år, enhed i er tilsluttet nettet, og t_h er antallet af timer/år, enheden er ude af drift p.g.a. havari.

P_i : enhed i 's mærkeeffekt.

Udbygges produktionssystemet med en enhed, hvis mærkeeffekt er P_{n+1} og pålidelighed er p_{n+1} , øges for den del af tiden enheden ikke er ude af drift for vedligeholdelse, ~~mid-~~
~~delværdien~~ ^{spredningen} af fordelingsfunktionen for den tilrådestående effekt med

$$\Delta\sigma_{n+1} = \sigma_{n+1} - \sigma_n = \sqrt{\sigma_n^2 + p_{n+1} \cdot (1 - p_{n+1}) \cdot P_{n+1}^2} - \sigma_n$$

For

$$p_{n+1} \cdot (1 - p_{n+1}) \cdot P_{n+1}^2 \ll \sigma_n^2 = \sum_{i=1}^n p_i \cdot (1 - p_i) \cdot P_i^2 \quad (1)$$

gælder

$$\begin{aligned} \Delta\sigma_{n+1} &= \frac{p_{n+1} \cdot (1 - p_{n+1}) \cdot P_{n+1}^2}{2\sigma_n} \\ &\ll \frac{p_{n+1} \cdot (1 - p_{n+1}) \cdot P_{n+1}^2}{\sqrt{p_{n+1} \cdot (1 - p_{n+1}) \cdot P_{n+1}^2}} = P_{n+1} \cdot \sqrt{p_{n+1} \cdot (1 - p_{n+1})} \end{aligned}$$

For $p_{n+1} \geq 0,5$

(2)

gælder

$$\Delta\sigma_{n+1} \ll P_{n+1} \cdot \sqrt{p_{n+1} \cdot (1 - p_{n+1})} \leq P_{n+1} \cdot P_{n+1} = \Delta D_{n+1}$$

Ved udbygning med en enhed gælder således, forudsat betingelserne (1) og (2) er opfyldte, at forøgelsen af middelværdien for fordelingsfunktionen for den tilrådestående effekt er meget større end ændringen i spredningen. Den maksimale belastning kan derfor forøges med meget nær den fulde stigning i middelværdi ($p_{n+1} \cdot P_{n+1}$), uden at sandsynligheden for, at

produktionssystemet ikke kan efterkomme efterspørgslen, derved øges. ($p_i \cdot P_i$ kaldes ofte anlæg i 's disponible effekt.)

Det tekniske bestemte marginale reserveeffektbehov vil være fastlagt ved kravet om en givet ønsket forsyningspålidelighed. Nedlukning af enheder vil normalt finde sted på tidspunkter af året, hvor behovet for enhederne er mindst (om sommeren), og der er stor overkapacitet i produktionssystemet. Det tekniske bestemte marginale reserveeffektbehov vil under disse omstændigheder kunne bestemmes uden hensyntagen til vedligeholdelsesperioden. En udbygning med en enhed, med en mærkeeffekt på P_{n+1} vil tillade en forøgelse i maksimalbelastningen på $P_{n+1} \cdot P_{n+1}$; den overskydende effekt på $(1-p_{n+1}) \cdot P_{n+1}$ er den reserve, der er nødvendig ved den ønskede forsyningspålidelighed. Angivet relativt til forøgelsen i maksimal belastningen bliver det teknisk bestemte marginale reserveeffektbehov:

$$\frac{1-p_{n+1}}{P_{n+1}} .$$

Behovet for reservekapacitet vil således kun indirekte være afhængig af valget af enhedsstørrelse, via en eventuel sammenhæng mellem anlægspålidelighed og enhedsstørrelse.

Betingelse (1) vil være opfyldt for enheder, hvis størrelse ikke overstiger 5-10% af det totale produktionssystemets kapacitet. Betingelse (2) vil være opfyldt for grundlastanlæg.

Kraftimport har hidtil baseret sin udbygning på et samarbejde med de svenske, norske og finske elektricitetselskaber inden for Nordel. Tilsvarende har Elsam baseret sig på et samarbejde med det europæiske kontinent, specielt Vesttyskland, og Nordel. I begge tilfælde er der tale om voksende produktionssystemer med en installeret effekt, der i hvert samarbejdsområde i dag udgør flere gange 10.000 MW. I disse systemer vil enheder af størrelsesordenen 1000 MW kunne accepteres uden at 5-10% betingelsen overskrides.

Det skal bemærkes, at en samarbejdsaftale, der mindsker reserveeffektbehovet, kun i yderst begrænset omfang påvirker elektricitetsforsyningsens sårbarhed overfor udefra kommende energikriser. I et effektdimensioneret system som det danske, vil den installerede kapacitet være bestemt af maksimalbelastningen; med en stærkt varierende efterspørgsel vil der i

største delen af tiden være en betydelig overskudskapacitet. Dette forhold betyder, at havarier normalt kun vil nødvendiggøre et træk på samarbejdspartnerne i tidsrummet omkring maksimal belastning, og at energiimporten sædvanligvis, om ønsket, vil kunne modsvares af en lignende energiexport i lavlastperioden. En energikrise skulle under disse forhold ikke påvirke samarbejdet.

Særlige problemer kan opstå ved meget langvarige havarier af store enheder. Endvidere gør det sig specielt gældende ved havarier af atomkraftværker, at elektricitet produceret ved lave variable udgifter skal erstattes af elektricitet produceret ved høje variable udgifter. En konsekvens af disse forhold er, at det vil være ønskværdigt inden for eget system altid at have reserve for største enhed, samt endvidere i samarbejdsaftalerne mellem systemer med atomkraftværker, at have indbygget en form for forsikringsordning, der dækker parterne ind over for de specielle økonomiske risici, der er forbundet med driften af anlæg, hvis havarier vil medføre store ekstra produktionsudgifter.

Litteraturliste

1. Handelsministeriet: Dansk energipolitik 1976. April-maj 1976.
2. Handelsministeriet: Kraftværksøkonomiske analyser. April-maj 1976.
3. H. Mandel: Status of the Use of Nuclear Energy in the Federal Republic of Germany and Prospects for the Future. Foredrag ved symposium afholdt i Rom, Italien den 13-4 1976 over emnet "Problems Connected with the Peaceful Use of Nuclear Energy in Italy".
4. Danske Elværkers Forening: Koordineret kraftværksudbygning i 80'erne. K.K. II. August 1975.
5. USAEC: Power Plant Capital Costs Current Trends and Sensitivity to Economic Parameters. WASH-1345. Oktober 1974.
6. Arthur D. Little, Inc./S.M. Stoller Corp.: Economic Comparison of Base-Load Generation Alternatives for New England Electric. Marts 1975.
7. CDL (Centrala Driftledningen): Sveriges elförsörjning 1975-1985. 1975.
8. E. Hanrahan m.fl.: World Requirements and Supply of Uranium. Foredrag afholdt den 14-9 1976 i Genève, Schweiz ved AIF-konferencen "International Conference on Uranium".
9. IAEA (International Atomic Energy Agency): IAEA Bulletin, vol. 18 no 2, 1976.
10. J.A. Patterson m.fl.: U.S. Uranium Production Outlook. Foredrag afholdt den 14-9 1976 i Genève, Schweiz ved AIF-konferencen "International Conference on Uranium".
11. ERDA: Nuclear Fuel Cycle: A Report by the Fuel Cycle Task Force. ERDA-33. Marts 1975.
12. Nucleonics Week fra 15-4 1976.
13. Nucleonics Week fra 29-1 1976.
14. Statens offentliga utredningar: AKA-udredningen, SOU-1976: 31. 1976.

15. Forum Atomico Espanol: Papers presented at 6th Foratom Congress. 3-5 maj 1976.
16. Edison Electric Institute: Report on Equipment Availability for the Ten-year Period, 1965-1974. EEI Publication No. 75-50. Nov. 1975.