

**Fjernvarmerapport
Udvidelsesplan 84**

ELSAM

E L S A M

Planlægningsafdelingen

U D V I D E L S E S P L A N 1 9 8 4

FJERNVARMERAPPORT

Notat S84/202

(TU 1984.04.02)

(DU 1984.04.05)

(Best. 1984.05.04)

Udvidelsesplan 1984 består af

- Indstilling og udredning (Notat S84/200)
- Datagrundlag (Notat S84/201)
- Fjernvarmerapport (Notat S84/202)

Indholdsfortegnelse

	side
Resumé	3-9
1. Indledning	10-12
2. Undersøgelsesgrundlag	13-18
2.1 Fjernvarmedækning	13
2.2 Overløbsproblemet og løsningsmuligheder	13-15
2.3 Datagrundlag	15-18
3. Opstilling af scenarier	19-21
4. Beregningsresultater	22-34
4.1 Detailanalyser	22
4.2 Vurdering af slutåret	22-28
4.3 Vurdering af perioden 1984-2005	28-33
4.4 Rækkefølgen af udbygningen i begyndelsen af 90'erne	33-34

Bilag:

- Bilag 1: Elprognose
- Bilag 2: Varmeprognoser
- Bilag 3: Fjernvarmestruktur (produktionsanlæg)
- Bilag 4: Udbygningsplaner
- Bilag 5: Fjernvarmeforhold (belastning, kapacitet)

Appendix:

- Appendix A: Forventet varmeproduktion som funktion af kapaciteten.
- Appendix B: Øget driftsfleksibilitet for kraftvarmeenheder.
- Appendix C: Elektrokedler.
- Appendix D: Nuklear kraftvarmeproduktion med transmission fra Børsøre til Odense.

Resumé

Med Udvidelsesplan 1982 blev det besluttet,

- at Fynsværket, Nordkraft og Vestkraft i samarbejde med ELSAM skulle undersøge behovet for ny kulfyret kraftvarmekapacitet i Odense-, Aalborg- og Esbjerg-området.

Skærbækværket blev inddraget i arbejdet, idet der er truffet principbeslutning om etablering af et sammenhængende fjernvarmetransmissionssystem i Trekantområdet (Kolding, Vejle, Fredericia, Middelfart) med Skærbækværket som kraftvarmeleverandør.

Århus, som i slutningen af 80'erne forventes at blive det største kraftvarmeområde indenfor ELSAM, er ikke medtaget i undersøgelsen, da området ikke har behov for ny kraftvarmekapacitet før år 2005.

Baggrunden for arbejdet var bl.a. følgende momenter:

- det har hidtil været forudsat, at der påhviler værkerne en forpligtelse til at dække en væsentlig del af fjernvarmebehovet i kraftvarmebyerne med kraftvarmeproduktion.
- nye værker har hidtil været motiveret ud fra stigningen i elforbruget, og stigningen i elforbruget har medført, at forpligtelsen hidtil har kunnet opfyldes ved at placere nye kraftværker i kraftvarmebyerne.
- stigningen i elforbruget har efter de to energikriser ændret sig mærkbart med væsentlig lavere stigningstakt til følge.
- med en langsommere udbygningstakt er der en risiko for, at varmeproduktionskapaciteten kunne blive utilstrækkelig i enkelte byer, når den hidtidige kapacitet må skrottes.
- heraf følger, at en balanceret fordeling af varmeproduktionskapaciteten forudsætter en fælles, langsigtet udbygningsstrategi.

Beregningsforudsætninger

Datagrundlaget for beregningerne er dels elprognose, fjernvarme-
prognose og brændselspriser fra UP83, dels blokpriser og pladsom-
kostninger fra UP84. De anførte priser er alle i medio 82-kroner.
Der er dels gennemført omkostningsberegninger for år 2005 og
dels beregnet betalingsrækker for perioden 1984 - 2005.

De vigtigste priser:

	1983 - 1992	1993 - 2005
Kul ¹⁾ kr/GJ	20,2	24.6
Olie ¹⁾ "	41,7	50,8
Uran	6,05	6,05
Blokpriser kulfyret kond.	200 MW	3509 kr/kW ²⁾
" "	350 MW	3025 " ²⁾
" "	600 MW	2602 " ²⁾
merpris, udtag		15-30 Mkr.
kulfyret fjv. kedel 100 MJ/s		750 kr/kJ/s
nuklear, kond. 1000 MW		8250 kr/kW
merpris, udtag		50 Mkr.
1. kerne		700 Mkr.
1) cif-pris, hertil kommer generelle og pladsafhængige brændselstillæg.		
2) excl. pladsafhængige udgifter.		

Udbygningsmønstre

Nuklear udbygning: (Scenarie 4)

Der er undersøgt en enkelt struktur, som forudsætter, at den igang-
værende procedure på kernekraftområdet munder ud i en positiv af-
gørelse, så et kernekraftværk kan tages i drift i 1995.

Hvis denne tidsplan følges, kan et kernekraftværk indgå i varmforsyningen på Fyn. Løsningen belastes af en lang transmissionsledning (ca. 40 km fra Børsøre, mens der er ca. 20 km fra Risinge. Risinge antages kun udbygget konventionelt).

I den nukleare udbygning forudsættes kraftvarmeanlæggene i Esbjerg, Skærbæk og Aalborg fornyet. Simuleringerne viser tilfredsstillende forsyningssikkerhed i varmesystemerne. Omfanget af kul- og olie-fyrede reservekedler må dimensioneres ved optimering af hvert enkelt varmesystem.

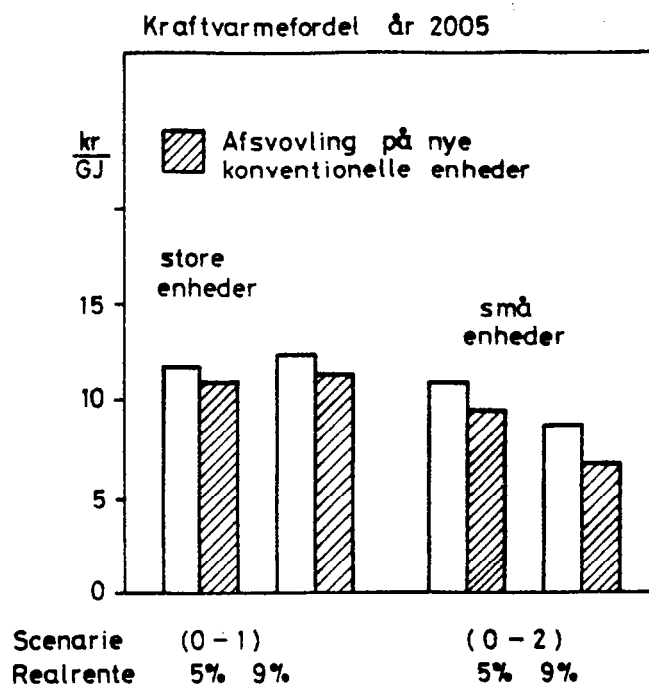
Afvikling af kraftvarmeproduktion (Scenarie 0)

Denne struktur er undersøgt som reference for de øvrige ikke-nukleare strukturer. I kraftvarmebyerne tænkes kulfyrede fjernvarmekedler opstillet i takt med skrotningen af de nuværende produktionsanlæg. Referencen muliggør en mere objektiv begrundelse for, at kraftvarmepolitikken videreføres (med alle fordele og ulemper).

Elproduktionen udbygges med 600 MW anlæg, hvor havneforholdene er gode.

Store kraftvarmeanlæg (Scenarie 1)

Kraftvarmeforsyningens grundlast sikres med et 600 MW anlæg ved Aalborg, Skærbæk og Esbjerg og med to 350/400 MW anlæg ved Odense. Der er ikke regnet med mulighed for bygning af to 600 MW kulfyrede udtagsanlæg i Odense på grund af kølevandsforholdene.



Figur 1. Kraftvarmefordele pr. GJ år 2005, leveret fra de berørte værker.

Alt taget i betragtning bliver denne struktur 350-370 mio.kr. billigere end referencen i år 2005. Det svarer til ca. 12 kr/GJ leveret fjernvarme fra de 4 værker, som berøres af ændringen inden år 2005.

Mindre kraftvarmeanlæg (Scenarie 2)

Kraftvarmeforsyningens grundlast sikres ved ni 200 MW udtagsenheder, fordelt med tre i Odense og to i hver af de øvrige byer. Fordelen ved denne løsning er billigere varmeproduktion, men dette opvejes af højere anlægspriser. Løsningen bliver 25 - 110 mio.kr. dyrere end løsningen med store enheder i år 2005 (ved 5% og 9% rentefod).

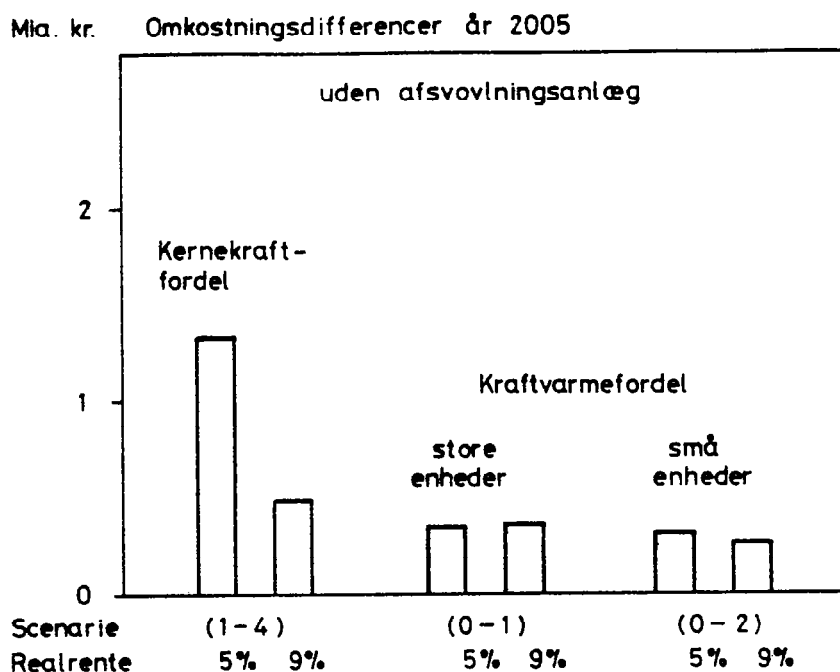
Modtryksanlæg

Muligheden for at udbygge med modtryksenheder i stedet for udtagsenheder er ikke undersøgt, da der ved alle placeringer er adgang til kølevand. Derved kan der ved merinvestering i kondensator og lavtryksdel opnås et mere fleksibelt system, hvor der specielt opnås en øget eleffekt, når varmebelastningen er lav.

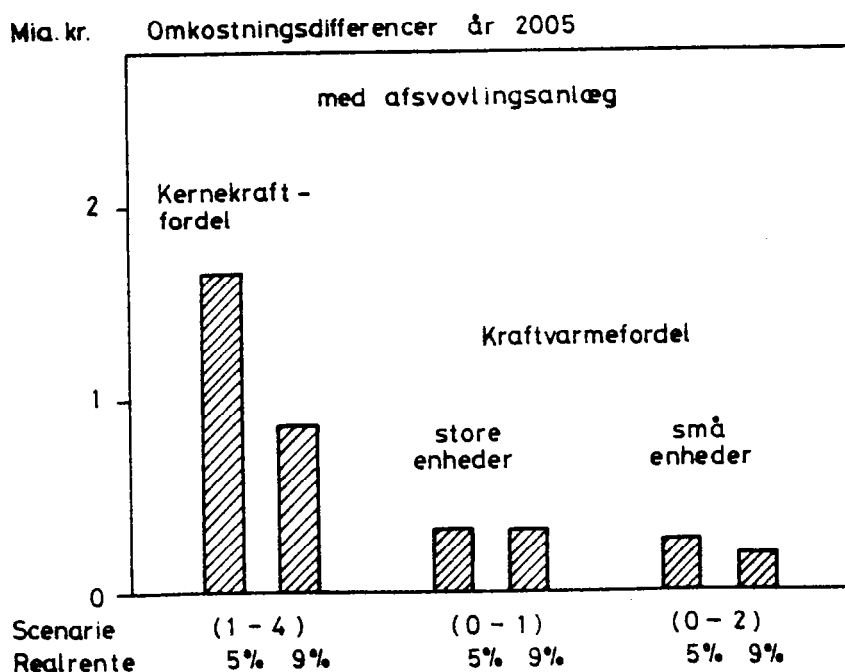
Afsvovling

Et krav om afsvovlingudstyr på alle nye anlæg slår forholdsvis stærkere igennem på økonomien ved mindre anlæg. Ved de store udtagsanlæg reduceres kraftvarmegevinsten med 20 - 30 mio.kr. (ca. 1 kr/GJ). Ved de mindre udtagsanlæg reduceres kraftvarmegevinsten med 45 - 60 mio.kr. (1,5 - 2 kr/GJ).

Størrelsesordenen af afsvovlingomkostningerne i år 2005 er beregnet til ca. 650 - 750 mio.kr. eller dobbelt så meget som kraftvarmefordelen.



Figur 2. Omkostningsdifferencer i Mia.kr år 2005, uden afsvovlingsanlæg.



Figur 3. Omkostningsdifferencer i Mia.kr år 2005, med afsvovlingsanlæg.

Konklusioner:

Den økonomiske fordel ved en kraftvarmeudbygning over for en afvikling/skrotning af kraftvarmekapaciteten er ca. 350-370 Mkr i 2005, hvis der udbygges med store kraftvarmeanlæg. Med små kraftvarmeanlæg reduceres kraftvarmefordelen til 260-330 Mkr. Kraftvarmefordelen reduceres med 20-30 Mkr for store kraftvarmeanlæg og med 45-60 Mkr ved små kraftvarmeanlæg, hvis der bliver et krav om afsvovlingsudstyr på alle nye produktionsanlæg.

Kraftvarmeudbygningen reducerer kulforbruget med 0,75 Mt i 2005. Derimod sker der øgning i olieforbruget på 75.000 t i 2005 ved en kraftvarmeudbygning med store anlæg på grund af øget fjernvarmespidslastproduktion, der er antaget at ske på oliefyrede centraler.

Fordelen ved en nuklear udbygning er langt større end kraftvarmegevinsten, uanset om man ser på økonomi, miljø eller forbrug af fossilt brændsel. Den økonomiske fordel er beregnet til 0,5 - 1,5 mia. kr. i år 2005.

Kraftvarmeforsyningen kan videreføres i en nuklear struktur, men må muligvis tilpasses af hensyn til det samlede systems økonomi og fleksibilitet.

Kraftvarmeforsyning fra kernekraftværker er fordelagtig, ikke primært af økonomiske grunde, men for at begrænse behovet for konventionel effekt og systemets driftsmæssige bindinger.

Behovet for ny kraftvarmekapacitet er størst i Odense og øges ved forventet skrotning af blok 1 i 1991.

For de øvrige tre byer kan der for tiden ikke angives en rækkefølge ud fra økonomiske kriterier. De forudsatte skrotninger er NKA 6 i 1992, SVS 11 i 1994 og VKE 6 i 1995.

I undersøgelsen er der ikke taget hensyn til netudbygningen, som kan påvirke rækkefølgen i begyndelsen af 90'erne, idet et givet produktionsanlæg kan fremskynde/udskyde en netudbygning.

Der skal for hvert kraftvarmeværk vælges mellem at basere produktionen på en enkelt stor enhed (600 MW) eller flere mindre. For Odense er foreslået to 400 eller tre 200 MW. Økonomiske hensyn synes at tale for store enheder, men andre hensyn kan blive afgørende.

Fjernvarmereserven fordeles efter behov på kul- og oliefyrede fjernvarmekedler.

Yderligere elbehov dækkes med 600 MW kondensationsenheder på de bedst egnede pladser.

I undersøgelsen er der regnet med en levetid på 30 år for produktionsanlæg.

Med de nuværende anlægs- og brændselspriser ser det ud til, at ældre anlæg uden mellemoverheder med fordel kan erstattes af nye produktionsanlæg.

For blokanlæg med mellemoverheder (fra og med SVS 11) kunne man tænke sig, at en gennemgribende renovering kunne give så stor levetidsforlængelse, at denne løsning kunne blive attraktiv. Det afhænger bl.a. af eventuelle nye miljøkrav og må undersøges nærmere i hvert enkelt tilfælde.

1. Indledning

I de eksisterende kraftvarmebyer vil kraftvarmekapaciteten være faldende, hvis man ser frem til år 2000, på grund af forventede skrotninger. Hidtil har udbygningen af tilstrækkelig kraftvarmekapacitet kunnet opnås ved den udbygning, der var nødvendiggjort af elforsyningen. Men de seneste elprognoser giver ikke behov for ny elkapacitet før slutningen af 80'erne. Der kan således blive behov for at foretage en prioritering af udbygningen af kraftvarmekapaciteten i bestående, besluttede og potentielle kraftvarmebyer.

I UP82 blev det indstillet at Fynsværket, Nordkraft og Vestkraft i samarbejde, med ELSAM undersøger behovet for ny kulfyret kraftvarmekapacitet i Odense-, Ålborg- og Esbjerg-området. I Trekantområdet (Kolding, Vejle, Fredericia og Middelfart) er der taget principbeslutning om etablering af et sammenhængende fjernvarmetransmissionssystem. På denne baggrund er Skærbækværket blevet inddraget i undersøgelsen.

Århus, som i slutningen af 80'erne forventes at blive det største kraftvarmeområde indenfor ELSAM, er ikke medtaget i undersøgelsen, da området ikke har behov for ny kraftvarmekapacitet før år 2005.

På opfordring fra Energiministeriets brændsels-kredsløbs-udvalg belyses konsekvenserne af udbygningsplanerne ud fra:

- der kan ikke regnes med tilladelse til etablering af kernekraft.
- der kan regnes med, at 1. kernekraftanlæg kan idriftsættes i midten af 90'erne.

I sommeren 1982 blev der nedsat en arbejdsgruppe med følgende sammensætning:

E.K. Madsen, Fynsværket
Bent Mortensen, Nordkraft
Bent Beyer, Skærbækværket
Torben Riber, Vestkraft
Søren Mehlsen, ELSAM
P.-F. Bach, ELSAM
C.-H. Hilger, ELSAM
Jens Pedersen, ELSAM

Gruppen holdt sit første møde den, 18. august 1982.

Formålet med rapporten er, at vurdere mulighederne for kraftvarmeudbygningen i de fire områder. Undersøgelsen bygger i det væsentlige på UP83-datagrundlaget. Anlægspriserne for både konventionelle- og for nukleare anlæg er under revurdering. Når der foreligger nye priser, bør beregningerne opdateres. I undersøgelsen er betydningen af en øget udlandsudveksling, en udbygning af decentrale kraftvarmeværker eller tilgang af vindkraft ikke analyseret, da det ikke forventes at påvirke konklusionerne, men kun at give forskydninger i idriftsættelsestidspunkterne. Der er heller ikke set på eventuelle udvidelser af kraftvarmeområderne, da udvidelserne bør være rentable i sig selv.

Med hensyn til elprognosen er der kun set på en middelprogno. En eventuel nulvækst i elforbruget vil sandsynligvis give en anden konklusion.

For at starte undersøgelsen er der lavet nogle generelle betragtninger om fjernvarmedækning, overløbsproblematik o.s.v. Derefter er der opstillet nogle udbygningsscenarier, som dækker varmebelastningen i de 4 områder på forskellig vis - kulfyrede kedler, kraftvarme på store anlæg, kraftvarme på små anlæg, nuklear udbygning med kraftvarme. Scenarierne er opstillet ud fra situationen i år 2005, hvor de i dag eksisterende kraftvarmeanlæg

forventes at være skrottet. Derefter er der lavet nogle beregninger dels af slutåret (år 2005) og dels af perioden 1984-2005. Begge beregninger er lavet uden og med afsvovlingsanlæg. Til sidst er der kort lavet nogle betragtninger over udbygningsrækkefølgen i begyndelsen af 90'erne.

2. Undersølgelsesgrundlag

2.1 Fjernvarmedækning

I et fjernvarmesystem er det ønskeligt at producere mest muligt på de produktionsanlæg, der har de laveste variable omkostninger. Derfor er det af interesse, hvor stor en del af fjernvarmebehovet, der kan dækkes med en given kapacitet, når der skal tages beslutning om, hvilke produktionsanlæg der skal udbygges med. Dog er produktionsanlæg med lave variable omkostninger ofte dyrt investeringsmæssigt. Ligeledes kan det være en driftsmæssig fordel at bygge flere mindre anlæg i stedet for et stort anlæg, hvilket igen øger investeringen. Appendix A indeholder nogle generelle beregninger af dækningen af fjernvarmebehovet som funktion af kapaciteten og med antal enheder som parameter. Idet der er regnet med en pålidelighed på 0,90 og med et årligt revisionsbehov på 4 uger, er nogle af resultaterne:

- at med en samlet kapacitet på 60% af maksimalbelastningen er den forventede dækning af fjernvarmebehovet 82% med 1 enhed, 88% med 2 enheder og 89% med 3 enheder.
- at med en samlet kapacitet på 100% af maksimalbelastningen er den forventede dækning af fjernvarmebehovet 87% med 1 enhed, 96% med 2 enheder og 98% med 3 enheder.

Valget af kapaciteten i fjernvarmeområderne afhænger af de aktuelle forhold.

2.2 Overløbsproblemet og løsningsmuligheder

Ved at udbygge med kraftvarmeenheder i stedet for rene kondensationsenheder for elsystemet og i stedet for fjernvarmekedler for fjernvarmesystemerne, opnås en brændselsbesparelse, idet den termiske virkningsgrad forbedres. Til gengæld giver samproduktionen af el og varme nogle driftsmæssige bindinger, specielt medfører varmeproduktionen en bunden elproduktion. I lavlastperi-

oder for elbelastningen (om natten) kan den bundne elproduktion plus teknisk-økonomisk minimum for kondensationsenheder overstige belastningen, eller belastningen minus mulig import.

Overløbsproblemet er i sidste ende et økonomisk problem. Men hvorledes udnytter man situationen bedst?

Der er mulighed for at mindske den bundne elproduktion ved at erstatte noget af kraftvarmeproduktionen med FRISKDAMPPRODUKTION. I modsætning til en flytning af varmeproduktionen fra kraftvarmeanlægget til en fjernvarmekedel undgås start/stop af produktionsanlæg.

Appendix B indeholder en beskrivelse af muligheden for øget driftsfleksibilitet for kraftvarmehenheder ved at udvide deres arbejdsområde til også at kunne producere fjernvarme med friskdamp, og derved reducere den bundne elproduktion. Appendix B indeholder også en beskrivelse af øget driftsfleksibilitet for kraftvarmehenheder ved installering af en varmeakkumulator.

En anden mulighed er en øgning af elforbruget i lavlastperioderne. Dette kan ske ved installering af ELEKTROKEDLER, som kun anvendes, når der er overskud af el. Elektrokedlerne kan placeres i fjernvarmecentraler og erstatte varmeproduktion fra almindelige fjernvarmekedler, fyret med kul, fuelolie eller letolie. Værdien af den overskydende el afhænger af produktionsforholdene (kul-kondens, kul-modtryk eller støtteolie).

Det samfundsøkonomiske dækningsbidrag findes ved substitutionsprincippet.

For at forrente investeringen i elektrokedler må

- varmen fra elektrokedlerne substituere fuel-olie eller let-olie
- den overskydende el stamme fra kulfyret modtryksproduktion, undgåelse af oliestøttefyr eller tilsvarende import-priser
- benyttelsestiden for elektrokedlen være over et vist antal timer, afhængig af elpris og brændselssubstitution.

Appendix C indeholder en mere detaljeret beskrivelse af de økonomiske forhold vedrørende elektrokedler.

En øgning af elforbruget kan også ske ved at udbygge ELVARMEN I OMRÅDE IV, evt. ved installering af varmepumper.

For tiden arbejdes med TIDSDIFFERENTIEREDE TARIFFER. D.v.s. man ved at give en lavere nattaftakst håber på at kunne flytte noget af elforbruget fra spidslastperioderne til lavlastperioderne.

2.3 Datagrundlag

Datagrundlag for undersøgelsen er i det væsentlige UP83 og UP84, dog er der visse ændringer og antagelser, som ikke er med i disse rapporter. Alle priser i denne rapport er i medio 82-kroner.

ELPROGNOSEN er middelværdiprognosen fra UP83. Denne prognose går frem til 1990, og for perioden 1990 til 2000 er der i UP83 anført en arbejdsskitse, der er forlænget til år 2005 med en årlig stigning på ca. 3,2 %. Elprognosen er angivet i bilag 1.

VARMEPROGNOSENE er fra UP83, hvor den er angivet frem til år 2000. Den er ligeledes forlænget til år 2005, men uden nogen årlig stigning efter år 2000. Som kraftvarmeområder er kun medtaget de eksisterende områder, d.v.s. Odense, Århus, Ålborg,

Åbenrå, Esbjerg, Herning og Randers, samt trekantområdet. Varmeprognoserne er angivet i bilag 2.

SKROTNINGERNE af de nuværende anlæg sker under antagelse af 30 års levetid for anlæggene.

Det antages, at NORGESKONTRAKTEN forlænges når den nuværende udløber i begyndelsen af 90'erne.

Med hensyn til KULOMBYGNINGERNE er det antaget, at NORDKRAFT's blok 1 og Vendsysselværkets blok 2 ombygges til kulfyring.

I UP83 er BRÆNDELSPRISPROGNOSERNE for cif-priser an storhavn angivet som et bånd, og der er en realprisstigning på 2 % pr. år for de fossile brændsler. I beregningerne anvendes dels konstante priser (middelpriis for en periode) og dels priser med en årlig realstigning.

Middel cif-pris an storhavn for kul og olie:

	1983-1992	1993-2005
kul	20,2 kr/GJ	24,6 kr/GJ
fuelolie	41,7 kr/GJ	50,8 kr/GJ

Dertil kommer generelle og pladsafhængige brændselstillæg.

Der er regnet med en pris på 6,05 kr/GJ for uranbrændsel.

Som resultat af driftssimuleringerne er der en vis mængde IKKE LEVERET EL og IKKE LEVERET VARME, når belastningerne er større end produktionssystemets kapacitet. Den ikke leverede el købes som havaristøtte fra udlandet. Den ikke leverede varme produceres på spidslastcentraler. For at kunne sammenligne scenarierne prissættes ikke leveret el til oliefyret kondensationsproduktion ($\eta = 0,39$) og ikke leveret varme til oliefyret fjernvarmeproduktion ($\eta = 0,85$).

ANLÆGSPRISER, som ligger til grund for beregningerne, er i medio 82-kroner. Anlægspriserne er fra UP84, dog er de priser, der er angivet i primo 83-kroner i UP84, deflateret med 3,1% til medio-82 kroner, og de priser, der er angivet i primo 84-kroner i UP84, er deflateret med 9,1% til medio 82-kroner.

Blokpriser:

	Specifikpris kr/kW	Pris M.kr.
Kulfyret kond. ~ 200 MW (blok)	3509	
udtag ~ 200 - -	3575	
kond. ~ 350 - -	3025	
udtag ~ 350 - -	3082	
kond. ~ 600 - -	2602	
udtag ~ 600 - -	2651	
Kulfyret kedel (incl. pladsomk.) 100 MJ/s	750	
Nuklear, kond. (incl. pladsomk.) 1000 MW	8250	
Nuklear, merpris for udtag		50

1. kerne på nukleart 1000 MW anlæg 700

Fjernvarmetransmissionsledning:

NEV til Aalborg	230
Bøsøre til Odense (694 MJ/s 120° fremløb)	1130
VKE fra blok 2 til ny blok 3	16

Pladsomkostninger for kulfyrede blokke (Mkr):

		1. enhed	2. enhed	3. enhed
FVO:	200 MW	43	48	44
	350 -	43	48	-
NEV:	200 MW	51	16	-
	350 -	51	-	-
	600 -	68	-	-
SVS:	200 MW	44	16	-
	350 -	46	106	-
	600 -	130	-	-
SHE:	600 MW	64	-	-
VKE:	200 MW	206	39	-
	350 -	216	-	-
	600 -	231	-	-
Glatved/Risinge:	600 MW	600	150	150

Betalingsfordeling i %:

konv. anlæg	10	20	35	25	10		
nukleare anlæg	7	13	20	22	20	11	7
1. kerne		100,				2 år før idriftssættelse	
fjv. transmission		100,				i idriftsættelsesåret	

Der er regnet med følgende forudsætninger for AFSVOVLINGSANLÆG:

- Ved etablering af afsvovlingsanlæg regnes med en afsvovlingsgrad på 70 % på årsbasis.
- Tidligste idriftsættelse af afsvovlingsanlæg er 1989.
- Hvis der etableres afsvovlingsanlæg, antages alle nye kul-/oliefyrede blokanlæg, som idriftsættes efter 1989, samt MKS 3 og 4 at blive forsynet med disse.
- Der er regnet med følgende specifikke priser (i 82-kroner) for afsvovlingsanlæg

blokstørrelse (MWe):	200	350	600
pris (kr/kWe):	715	600	525

Betalingsfordelingen antages at være den samme som for konventionelle blokanlæg, d.v.s. 10, 20, 35, 25, 10 (%), hvor den sidste betaling er i idriftsættelsesåret.

- Afsvovlingsanlæggenes specifikke driftsomkostninger antages uafhængig af blokstørrelsen, da den væsentligste del er forbrugsmaterialer (kalk). Driftsomkostninger for afsvovlingsanlæg er ved kulfyring med 1,0 % svovlindhold 34 Mkr/år for et 350 MWe anlæg med en benyttelsestid på 6000 h/år. Dette svarer til 16 kr/MWh (i 82-kroner). Driftsomkostningerne ved kulfyring med 2,5 % svovlindhold er tilsvarende 24 kr/MWh.

3. Opstilling af scenarier

Ud fra elprognosen og fra skrotningsplanerne er der behov for ny eleffekt på ca. 4800 MW frem til år 2005. I tilfælde med kraftvarmeudbygning er der behov for ca. 150 MW mere på grund af et forøget effektfradrag.

Der er opstillet 4 forskellige udbygningsscenarier.

I scenarierne med en kraftvarmeudbygning er mulighederne for at anvende modtryksenheder ikke undersøgt, da der ved alle placeringer er adgang til kølevand. D.v.s. mod en merinvestering i kondensator og lavtryksdel fås et mere fleksibelt system. Specielt fås en øget eleffekt om sommeren, hvor varmebelastningen er lav.

Forudsætningerne for scenarie 0, 1 og 2 er, at der ikke sker udbygning med nukleare anlæg.

Scenarie_0 (afvikling af kraftvarmen):

Eludbygningen sker med otte 600 MW kulfyrede kondensationsanlæg, som placeres på SHE, NEV og på 2 nye pladser (Glatved og Risinge). Fjernvarmeudbygningen i Odense, Aalborg, Esbjerg og trekantområdet sker med kulfyrede fjernvarmecentraler.

Begrundelsen for scenarie 0 er at opnå de investeringsmæssige og driftsmæssige fordele ved at bygge 600 MW anlæg som samtidig placeres, hvor havneforholdene er gode. Efterhånden som de eksisterende kraftvarmeanlæg skrottes, installeres kulfyrede kedler i de 4 områder.

Scenarie_1 (kraftvarme på store anlæg).

Eludbygningen sker med fire 600 MW kulfyrede kondensationsanlæg, som placeres på SHE og på en ny plads (Glatved), med tre 600 MW kulfyrede udtagsanlæg (NE/NK, VKE, SVS) og med to 350/400 MW kulfyrede udtagsanlæg (FVO). Udtagsanlæggene dækker samtidig varmeud-

bygningen i de 4 områder. Der er ikke regnet med mulighed for bygning af to 600 MW kulfyrede udtagsanlæg i Odense på grund af kølevandsforholdene.

Begrundelse for scenarie 1 er at opnå de investeringsmæssige og driftsmæssige fordele ved 600 MW anlæg og samtidig at opnå fordelene ved den kombinerede produktion af el og varme, dog således at der bygges færrest mulige kraftvarmeanlæg.

Scenarie_2 (kraftvarme på små anlæg).

Eludbygningen sker med fem 630 MW kulfyrede kondensationsanlæg, som placeres på SHE og på to nye pladser (Glatved, Risinge) og med ni 200 MW kulfyrede udtagsanlæg (FVO, NE/NK, VKE, SVS). Udtagsanlæggene dækker samtidig kraftvarmeudbygningen i de 4 områder.

Begrundelsen for scenarie 2 er at opnå de driftsmæssige fordele for kraftvarmen ved at have mindst 2 enheder i hver kraftvarmeområde (Studstrup-løsning). Resten af eludbygningen sker med 600 MW kondensationsanlæg, hvor der er gode havneforhold.

Scenarie_4 (nuklear udbygning, store kraftvarmeanlæg).

Eludbygningen for ELSAM-området sker med fem 'halve' 1000 MW nukleare anlæg (Fyn og Sjælland), og med et 650 MW kulfyret kondensationsanlæg og med tre 600 MW kulfyret udtagsanlæg (NE/NK, VKE, SVS). To af de nukleare anlæg dækker varmeudbygningen i Odense og de tre kulfyrede udtagsanlæg i de 3 øvrige fjernvarmeområder.

Begrundelsen for scenarie 4 er den samme som for scenarie 1, blot med den forskel, at der sker en eludbygning med nukleare anlæg.

I de første beregninger indgik et scenarie_3, hvor kraftvarmeudbygningen i de 4 områder sker med 350 MW kulfyrede udtagsanlæg. Men dette scenarie giver ikke nogen ekstra information, hvorfor det er udeladt.

I bilag 3 er der vist nogle strukturoversigter for produktionssystemet excl. spidslastanlæg for de forskellige scenarier.

Bilag 4 indeholder udbygningsplanerne for de 4 scenarier, og i bilag 5 er fjernvarmeeffektforholdene skitseret for de 4 scenarier og for hver af de 4 kraftvarmeområder.

4. Beregningsresultater

4.1 Detailanalyser

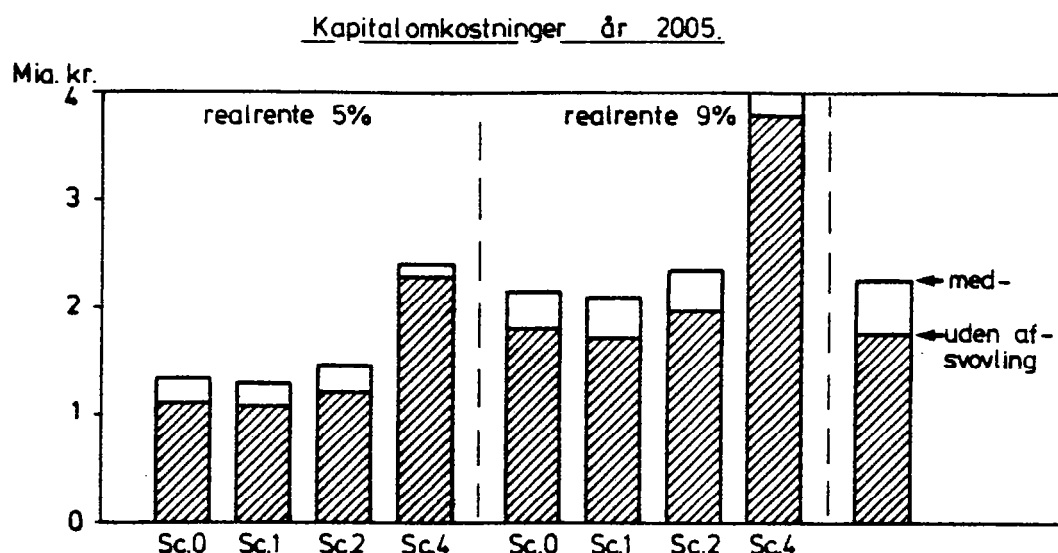
Inden konsekvensberegningen er der lavet nogle detailanalyser. En af analyserne gik ud på at vurdere havneforholdene. D.v.s. om den skitserede udbygningsplan var realistisk med hensyn til kulforsyningen. Det kritiske punkt i kulforsyningen er omsætningen på primærhavnene (Ensted og Århus). Omsætningen på disse havne er størst, umiddelbart før der idriftsættes en ny primær havn (Glatved eller Risinge). Ud fra analysen er det kun i scenarie 1, hvor der udbygges med store kraftvarmeanheder, at det skønnes nødvendigt at bygge en ny primærhavn, før end der er behov for en ny kraftværksplads.

En anden af detailanalyserne var en økonomisk vurdering af en fjernvarmetransmissionsledning fra Børsøre til Odense i scenarie 4, hvor der udbygges med nukleare anlæg. Den økonomiske analyse skulle i første omgang give et bud på anlægsprisen af en sådan ledning. Analysen er nærmere beskrevet i Appendix D. I det videre arbejde er der regnet med en kapacitet på 75 % af maksimalbelastningen i Odense og med en fremløbstemperatur på 120° C.

4.2 Vurdering af slutåret

Ved vurderingen af slutåret alene er der foretaget 5 driftssimuleringer for hvert scenarie, og resultatet er gennemsnittet af disse 5 beregninger. Som brændselspris er anvendt prognosens middelværdi for perioden 1993-2005. Investeringerne incl. byggerenter omregnes til en årlig kapitalomkostning, som en annuitet, idet der er regnet med en levetid på 30 år for anlæggene. Slutårsbetragtningen anvendes til at kigge frem med, d.v.s. i stedet for at lade betragtningsperioden være endnu længere.

Varmeleverancerne i de 4 områder er sammenlagt ca. 30 PJ år 2005. Det samlede elforbrug er ca. 27 TWh år 2005.

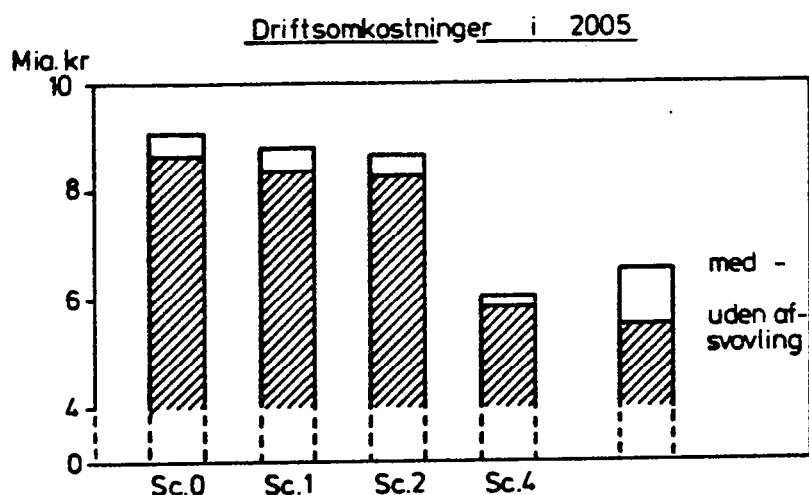


Figur 4. Kapitalomkostninger i 2005 i 82-kroner for de 4 scenarier (Sc. 0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning m. kraftvarme). Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

Der er næsten ingen forskel i kapitalomkostningerne mellem scenarie 0 med afvikling af kraftvarmen og scenarie 1 med kraftvarme på store anlæg. Kapitalomkostningerne i scenarie 2 med kraftvarme på små anlæg er større end scenarie 0 og 1. Kapitalomkostningerne ved en nuklear udbygning (scenarie 4) er ca 1,2 Mia.kr med 5 % realrente og ca. 2,05 Mia.kr med 9 % realrente større end en tilsvarende konventionel udbygning. Etablering af afsvovlingsanlæg på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990 forøger kapitalomkostningerne med ca. 20 % i scenarierne med udbygning af konventionelle anlæg og med ca. 5 % i scenarie 4, hvor der udbygges med nuklear anlæg.

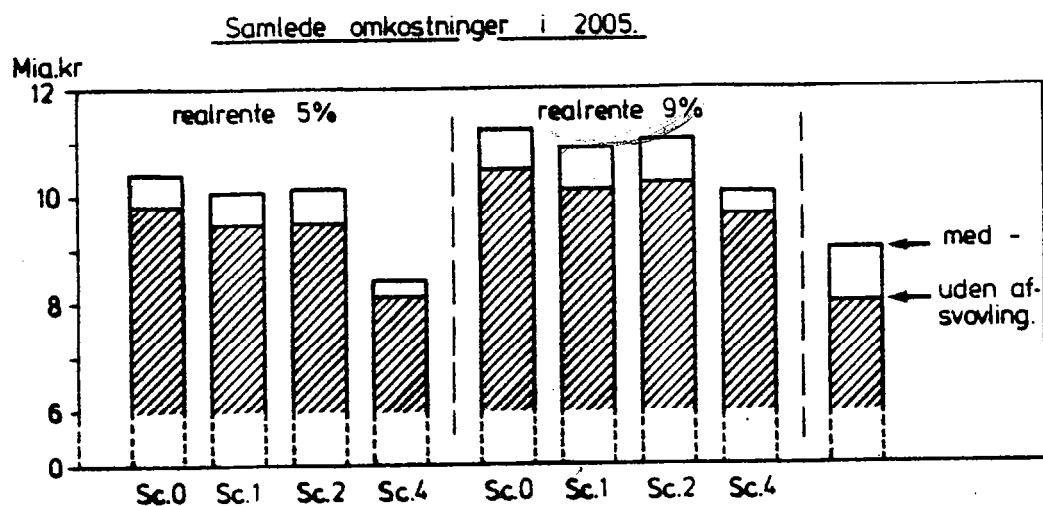
Kapitalomkostninger år 2005				
Mkr.	uden afsvovling		med afsvovling	
realrente	5%	9%	5%	9%
scenarie 0 (afvikling af kraftvarmen)	1121	1800	1332	2140
scenarie 1 (kraftvarme på store anlæg)	1077	1738	1297	2094
scenarie 2 (kraftvarme på små anlæg)	1212	1956	1453	2344
scenarie 4 (nuklear udbygning med kraftvarme)	2282	3788	2404	3985

Tabel 1 - Kapitalomkostningerne år 2005 i 82-kroner for de 4 scenarier. Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.



Figur 5. Driftsomkostninger i 2005 i 82-kroner for de 4 scenarier (Sc. 0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning med kraftvarme). Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

Driftsomkostningerne er angivet i 1982-kroner. År 2005 er driftsomkostningerne størst i scenarie 0, hvor kraftvarmen afvikles. I scenarie 1, hvor der udbygges med store kraftvarmeanlæg, er driftsomkostningerne ca. 300 Mkr lavere end i scenarie 0 og i scenarie 2, hvor der udbygges med små kraftvarmeanlæg, er driftsomkostningerne ca. 400 Mkr lavere end i scenarie 0. Driftsomkostningerne i scenarie 4 med nuklear udbygning er ca. 2,5 Mia.kr lavere end i scenarie 1 med den tilsvarende konventionelle udbygning. Driftsomkostningerne øges med ca. 400 Mkr (4-5%) i scenarie 0, 1 og 2, hvor der er udbygning med konventionelle anlæg, hvis der etableres afsvovlingsanlæg på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990. De 400 Mkr svarer til ca. 15 kr/MWh. I scenarie 4 øges driftsomkostningerne med ca. 185 Mkr (ca. 3 %) ved drift af afsvovlingsanlæg.



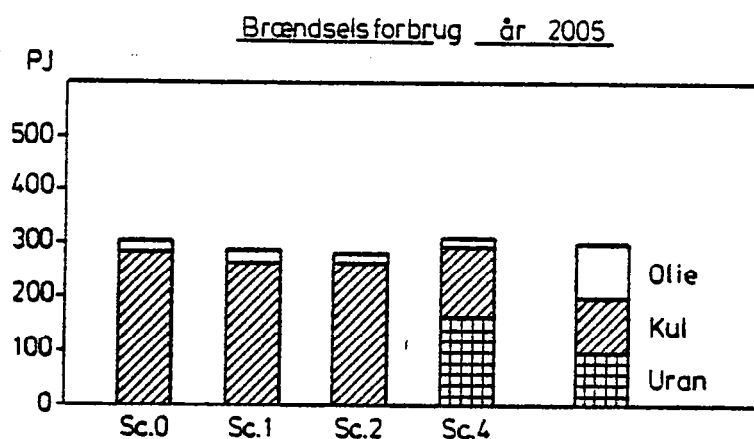
Figur 6. Samlede omkostninger i 2005 i 82-kroner for de 4 scenarier (Sc. 0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning med kraftvarme). Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

De samlede omkostninger i 2005 er størst for scenarie 0, hvor kraftvarmen afvikles. D.v.s. der er en fordel ved at udbygge med kraftvarme. I scenarie 1, hvor der udbygges med store anlæg, kan kraftvarmefordelen opgøres til ca. 350-370 Mkr eller ca. 12 kr/GJ. I scenarie 2, hvor der udbygges med små anlæg, kan kraftvarmefordelen opgøres til ca. 330 Mkr eller ca. 11 kr/GJ ved 5 % realrente og ca. 260 Mkr eller ca. 9 kr/GJ ved 9 % realrente. Ved sammenligning af scenarie 4 med nuklear udbygning med scenarie 1 ses, at der er en fordel ved at udbygge med nukleare anlæg. Fordelen kan opgøres til ca. 1,3 Mia.kr med 5 % realrente og ca. 0,5 Mia.kr med 9 % realrente.

Samlede omkostninger år 2005				
Mkr.	uden afsvovling		med afsvovling	
realrente	5%	9%	5%	9%
scenarie 0 (afvikling af kraftvarmen)	9814	10493	10421	11229
scenarie 1 (kraftvarme på store anlæg)	9462	10123	10093	10890
scenarie 2 (kraftvarme på små anlæg)	9487	10231	10138	11029
scenarie 4 (nuklear udbygning med kraftvarme)	8136	9642	8443	10024

Tabel 2 Samlede omkostninger år 2005 i 82-kroner for de 4 scenarier. Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

Ved etablering af afsvovlingsanlæg øges de samlede omkostninger ved de konventionelle udbygninger med ca. 650 Mkr med 5 % realrente og ca. 750 Mkr med 9 % realrente. Ved den nukleare udbygning øges de samlede omkostninger med ca. 300 Mkr og med ca. 375 Mkr ved henholdsvis 5 og 9 % realrente. Ved etablering af afsvovlingsanlæg reduceres kraftvarmefordelen en smule til ca. 335 Mkr (eller ca. 11 kr/GJ) ved store kraftvarmeanlæg, til ca. 280 Mkr eller ca. 9 kr/GJ ved små kraftvarmeanlæg med 5 % realrente og til ca. 200 Mkr, ca. 7 kr/GJ med 9 % realrente. Hvorimod fordelene ved en kernekraftudbygning øges til ca. 1,65 Mia.kr og til ca. 0,9 Mia.kr med 5 % henholdsvis 9 % realrente.



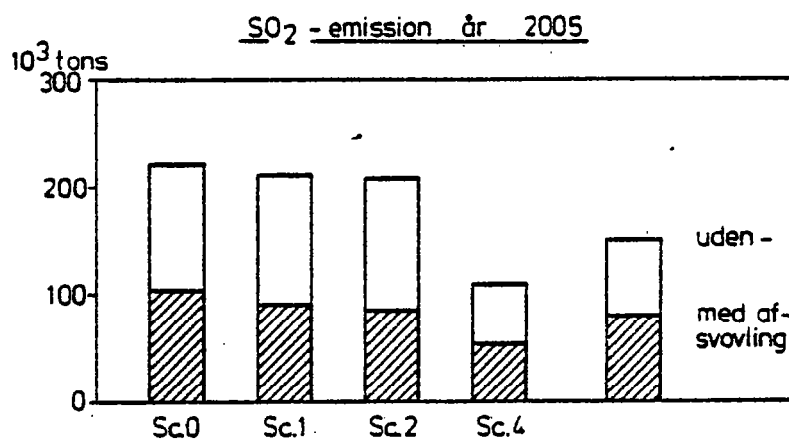
Figur 7. Brændselsforbrug år 2005 i de forskellige scenarier (Sc. 0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning med kraftvarme).

Der er ikke angivet noget øget brændselsforbrug, hvis der etableres afsvovlingsanlæg. Olieforbruget er incl. olieforbruget til spidslastproduktionen i kraftvarmeområderne.

Sammenlignes scenarie 0, hvor kraftvarmen afvikles, med scenarie 1 (kraftvarme på store anlæg) og scenarie 2 (kraftvarme på små anlæg) fås, at kulforbruget er ca. 19 PJ (~ 750.000 t kul eller ca. 7%) lavere i 2005, når der udbygges med kraftvarmeenheder. Olieforbruget er ca. 3 PJ (~ 75.000 t olie) større i scenarie 1 sammenlignet med scenarie 0 og med scenarie 2. Det øgede olieforbrug stammer fra oliefyrede spidslastcentraler. Ved nuklear udbygning sker der en halvering af kulforbruget, og en reduktion på 33 % af olieforbruget ved en sammenligning af scenarie 4 med scenarie 1.

Brændselsforbrug år 2205					
	kul		olie		uran
	PJ	Mt	PJ	1000t	PJ
scenarie 0 (afvikling af kraftvarmen)	284	11,4	18,4	460	-
scenarie 1 (kraftvarme på store anlæg)	265	10,6	21,8	545	-
scenarie 2 (kraftvarme på små anlæg)	265	10,6	18,3	458	-
scenarie 4 (nuklear udbyg- ning med kraft- varmen)	131	5,2	14,5	363	164

Tabel 3 - Brændselsforbrug år 2005 i de 4 scenarier. Der er ikke medregnet øget brændselsforbrug ved etablering af afsvovlingsanlæg.



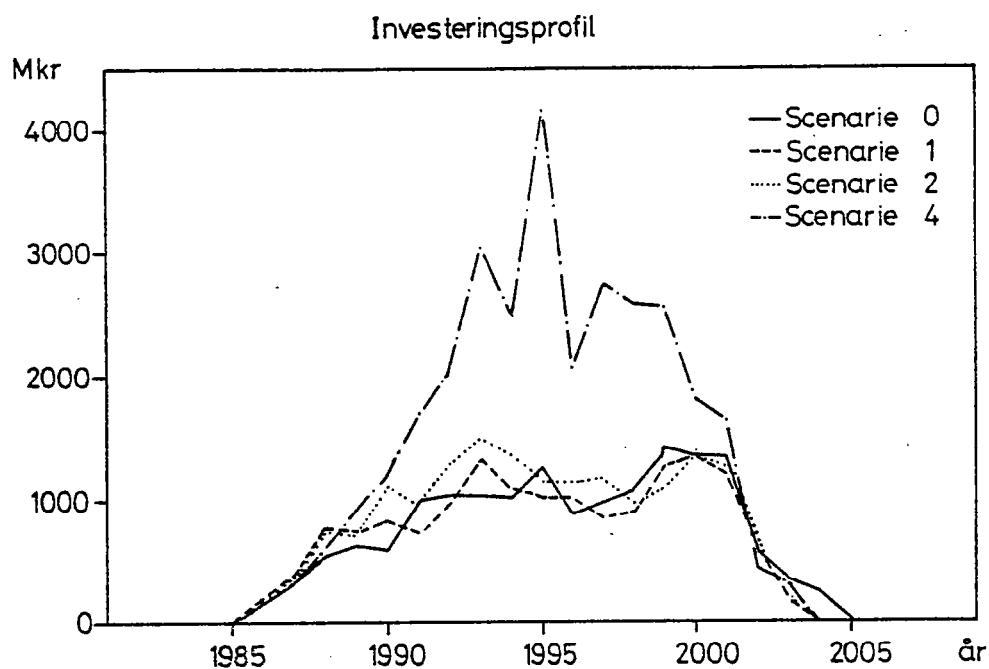
Figur 8. SO₂-emissionen i 2005 for de 4 scenarier (Sc. 0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning med kraftvarme). Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 samt på alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

Ligesom der er en brændselsbesparelse ved kraftvarmen, er der også en reduktion i SO₂-emissionen. Reduktionen er ca. 9.000 t ved kraftvarme på store anlæg og ca. 13.000 t ved kraftvarme på små anlæg.

Ved en nuklear udbygning halveres SO_2 -emissionen. Med afsvovlingsanlæg bliver SO_2 -emissionen mere end halveret. Reduktionen i SO_2 -emissionen ved kraftvarme på store anlæg er ca. 13.000 t, hvis der er regnet med afsvovlingsanlæg. For små kraftvarmeanlæg er reduktionen tilsvarende ca. 17.000 t. Ved en nuklear udbygning bliver SO_2 -emissionen reduceret med 40 % sammenlignet med en tilsvarende konventionel udbygning.

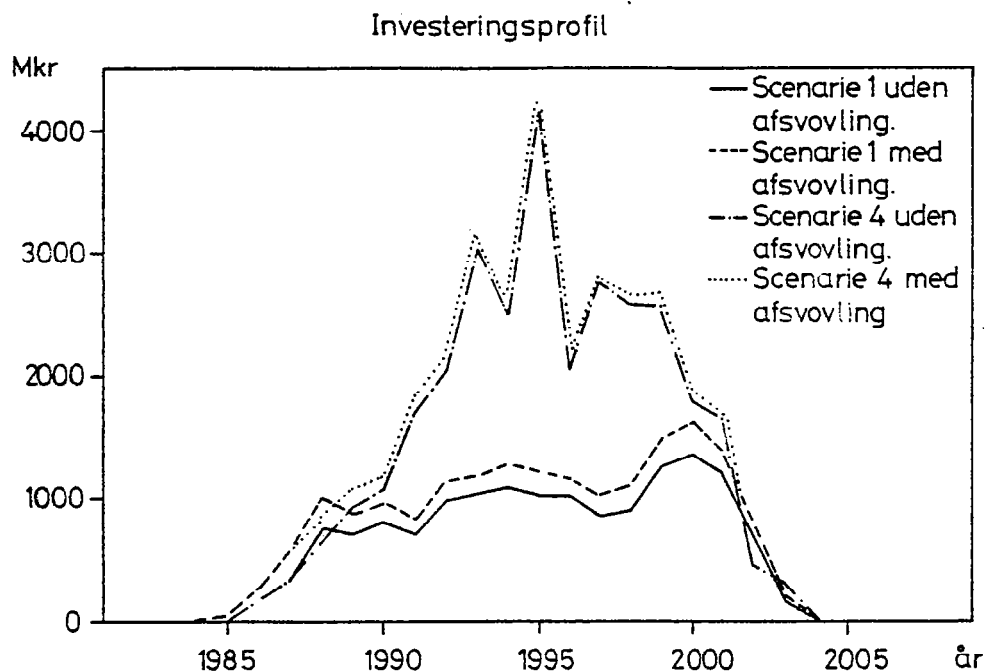
4.3 Vurdering af perioden 1984-2005

Det følgende indeholder nogle sammenligninger af scenarierne for perioden 1984-2005. Investeringerne er her omregnet til en række betalinger ud fra givne betalingsfordelinger. For at finde de årlige driftsomkostninger er der lavet driftssimuleringer for hele perioden for hvert scenarie. Der er regnet med en årlig realstigning på de fossile brændsler med 2 %. Cif-prisen an storhavn for kul er således 21,2 kr/GJ i 1990 og 28,5 kr/GJ i 2005. For olie bliver cif-prisen an storhavn 43,7 kr/GJ i 1990 og 58,9 kr/GJ i 2005.



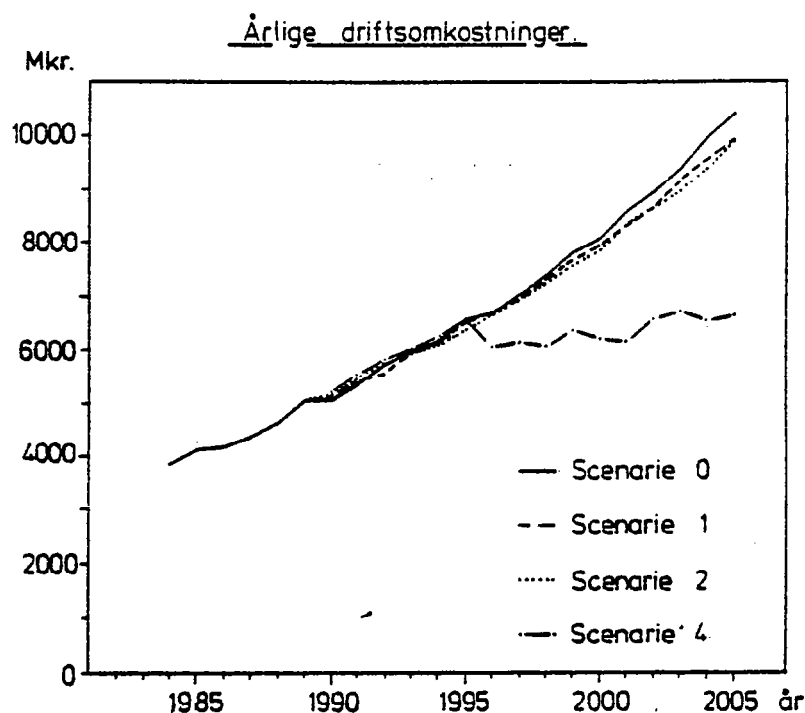
Figur 9. Investeringsprofil i 82-kroner for anlæg, der idriftsættes i perioden 1990-2005 for de forskellige scenarier (Sc. 0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning med kraftvarme).

Investeringerne i de konventionelle scenarier er nogenlunde jævnt fordelt over årene og er ca. 1 Mia.kr pr. år, hvorimod der sker en kraftig stigning i investeringerne i det nukleare scenarie omkring 1991.

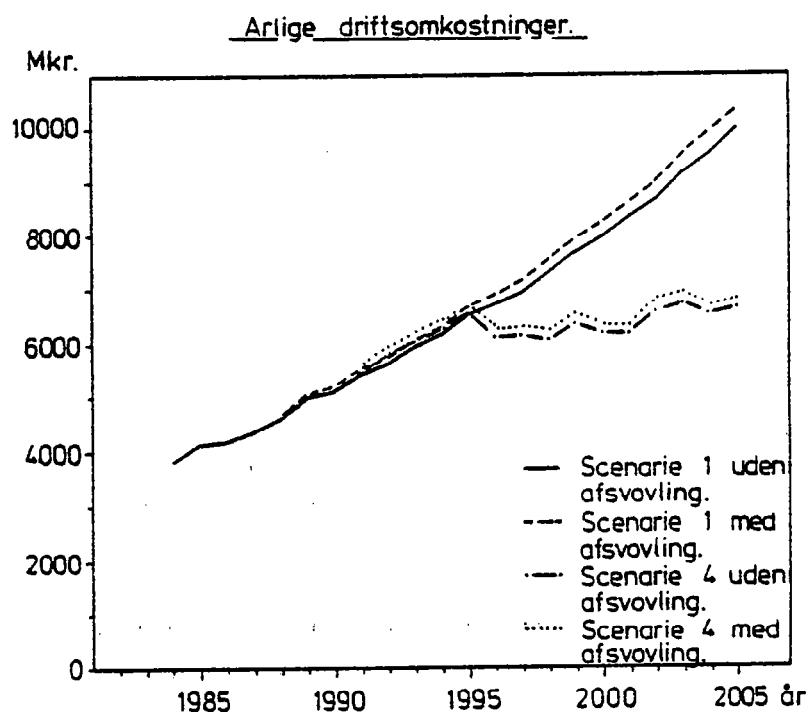


Figur 10. Investeringsprofil i 82-kroner for anlæg der idriftsættes i perioden 1990-2005 for scenarie 1 - kraftvarme på store anlæg, og for scenarie 4 - nuklear udbygning med kraftvarme. Der er regnet med afsvovlingsanlæg på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

Investeringerne i scenarie 1 øges med ca. 20 %, hvis der etableres afsvovlingsanlæg på MKS3, MKS4 samt alle anlæg, der idriftsættes efter 1990. Disse investeringer fordeler sig jævnt over perioden. I scenarie 4 med nuklear udbygning stiger investeringerne kun med ca. 5 % ved etablering af afsvovlingsanlæg.



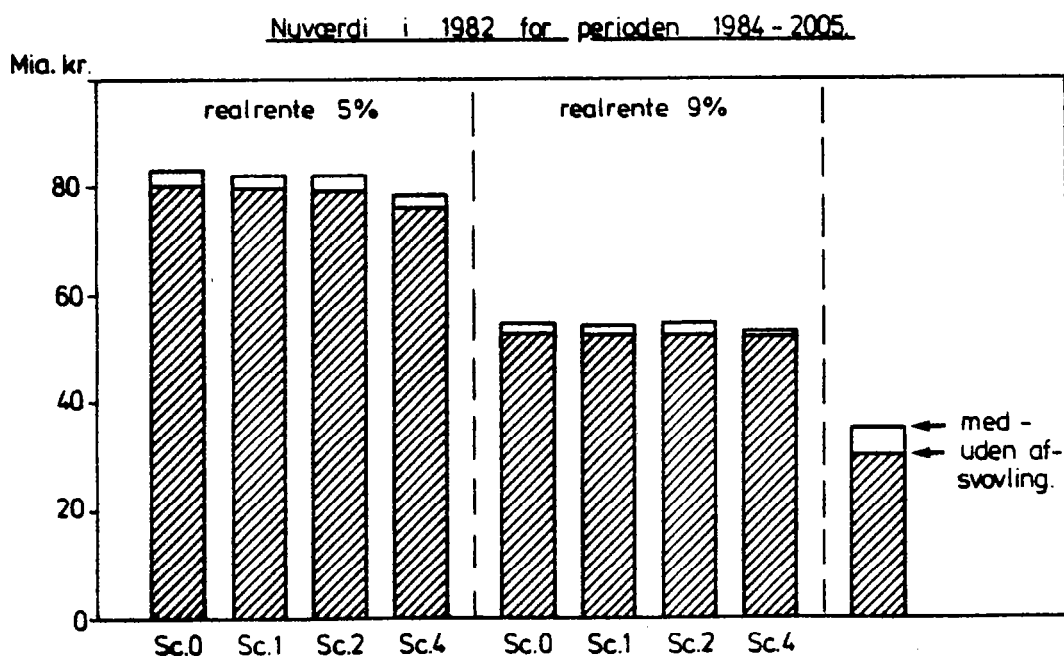
Figur 11. Årlige driftsomkostninger i 82-kroner for perioden 1984 til 2005 for de 4 scenarier (Sc. 0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning med kraftvarme).



Figur 12. Årlige driftsomkostninger i 82-kroner for perioden 1984 til 2005 for scenarie 1 - kraftvarme på store anlæg og scenarie 4 - nuklear udbygning med kraftvarme. Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 fra 1989 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

De årlige driftsomkostninger er næsten ens frem til 1995 for alle 4 scenarier. Efter 1995 er de årlige driftsomkostninger næsten konstante i scenarie 4 med en nuklear udbygning, hvorimod de stiger fortsat svarende til brændselsprisstigninger og til stigninger i elforbruget i scenarierne med en konventionel udbygning (Sc. 0, 1 og 2). Først i slutningen af 90'erne ser det ud til at driftsomkostningerne er lavere i scenarie 1 og 2 med kraftvarme sammenlignet med scenarie 0, hvor kraftvarmen afvikles, og først omkring år 2000 ser det ud til, at der er nogen driftsmæssig fordel i at bygge med små kraftvarmeanlæg.

Ved etablering af afsvovlingsanlæg øges de årlige driftsomkostninger med ca. 1,5 % i 1990. Driftsomkostningerne til afsvovlingsanlæggene stiger til ca. 4 % af de samlede driftsomkostninger i år 2005 i scenarie 1 med kraftvarme på store anlæg. I scenarie 4 med nuklear udbygning stiger de til ca. 3 % af de samlede driftsomkostninger i 2005.



Figur 13. Nuværdi i 1982 af investeringerne til anlæggene, der idriftsættes efter 1990, minus deres restværdi i 2005, samt af driftsomkostningerne for perioden 1984 til 2005 for de forskellige scenarier (Sc. 0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning med kraftvarme). Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

Sammenligningen af nuværdien af de totale omkostninger for perioden 1984 til 2005 minus nuværdien af restværdien af de nye anlæg i 2005 fremgår af nedenstående tabel.

Ved etablering af afsvovlingsanlæg forøges nuværdien med en realrente på 5 % med 2,7-2,8 Mia.kr i scenarierne med en konventionel udbygning og med ca. 1,9 Mia.kr i det nukleare scenarie. Med en realrente på 9 % øges nuværdien med 1,8-1,9 Mia.kr i de konventionelle scenarier og med ca. 1,3 Mia.kr i det nukleare scenarie.

Nuværði i 1982				
Mkr.	uden afsvovling		med afsvovling	
realrente	5%	9%	5%	9%
scenarie 0 (afvikling af kraftvarmen)	79871	52279	82539	54029
scenarie 1 (kraftvarme på store anlæg)	79170	51998	81900	53791
scenarie 2 (kraftvarme på små anlæg)	79518	52371	82366	54251
scenarie 4 (nuklear udbygning med kraftvarme)	75905	51555	77841	52882

Tabel 4 - Nuværði i 1982 af omkostningerne for perioden 1984 til 2005 minus nuværdien af restværdien af anlæggene år 2005. Der er regnet med afsvovlingsanlæg på MKS3, MKS4 samt alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990.

4.4 Rækkefølgen af udbygning i begyndelsen af 90'erne

Behovet for tilgang af ny kraftvarmekapacitet er størst i Odense. Med en antagelse om at FVO blok 1 forventes skrottet i 91 forøges behovet for tilgang af ny kraftvarmekapacitet.

I de øvrige tre områder er behovet for tilgang af ny kraftvarmekapacitet knyttet meget tæt sammen med skrotningerne af de eksisterende anlæg. Uden at kende skrotningsplanerne er det således ikke muligt at angive nogen rækkefølge. I denne undersøgelse er der regnet med 30 års levetid for anlæggene, hvilket giver følgende skrotningstidspunkter: NKA6 i 1992, SVS11 i 1994 og VKE6 i 1995.

Med de nuværende anlægs- og brændselspriser ser det ud til, at ældre anlæg uden mellemoverheder (< 100 MW) har så dårlig brændselsøkonomi, at de med fordel kan erstattes af nye kulfyrede grundlastanlæg.

For blokanlæg med mellemoverheder (> 100 MW) kan det tænkes, at en gennemgribende renovering er økonomisk attraktiv, idet nye produktionsanlæg ikke har væsentlig bedre brændselsøkonomi end de ældre anlæg med mellemoverheder. Om renovering skal foretages afhænger af det enkelte anlægs forhold (pris, miljøforhold, ...).

I undersøgelsen er netudbygningen ikke taget i betragtning. Rækkefølgen i begyndelsen af 90'erne kan eventuelt blive påvirket af netudbygningen, idet et givet produktionsanlæg kan fremskynde/udskyde en netudbygning.

Elforbrug og maksimalbelastning (UP83 - middelværdi)

år	energi TWh/år	maksimalbelastning MW	årlig stigning (energi) %	benyttelsestid h/år
1982	13,19	2644	2,3	4990
1983	13,49	2702	2,1	4995
1984	13,77	2770	3,2	4970
1985	14,21	2858	3,1	4970
1986	14,65	2950	3,4	4965
1987	15,15	3054	3,7	4960
1988	15,71	3167	3,7	4960
1989	16,29	3283	3,6	4960
1990	16,88	3403	3,7	4960
1991	17,50	3528	3,6	4960
1992	18,13	3652	3,4	4965
1993	18,75	3773	3,3	4970
1994	19,36	3894	3,2	4970
1995	19,98	4020	3,2	4970
1996	20,62	4149	3,2	4970
1997	21,28	4282	3,2	4970
1998	21,96	4418	3,2	4970
1999	22,66	4559	3,2	4970
2000	23,38	4703	3,2	4970
2001	24,12	4853	3,2	4970
2002	24,88	5006	3,2	4970
2003	25,66	5163	3,2	4970
2004	26,47	5326	3,2	4970
2005	27,30	5493		4970

Belastningsgrundlag for varmforsyningsområder.

Belastningsgrundlaget for et område svarer til belastningsprognosen incl. nettab for området.

Belastningen dækkes af produktionen fra affalds-/industrianlæg, kraftvarmewærker og spidslastcentraler.

År	TJ/år								
	FV	Hørning	MKA	MKS 1) 2)	NK	Randers	SH	SV	VK
83	8942	2525	5000	-	4934	2094	724	-	4399
84	9396	2626	5000	-	4990	2135	735	-	4589
85	9914	2731	4330	5175	5040	2219	746	-	4648
86	10368	2786	3830	6650	5090	2303	757	5959	4708
87	10757	2841	3775	7120	5144	2387	767	6188	4770
88	11081	2898	3825	7350	5190	2470	776	6408	4835
89	11146	2956	4000	8900	5240	2554	784	6619	4901
1990	11275	3015		13055	5290	2638	792	6820	4966
91	11405	3076		13222	5327	2680	799	7011	5033
92	11534	3137		13381	5370	2763	806	7011	5079
93	11664	3200		13541	5400	2805	813	7011	5125
94	11794	3264		13704	5430	2847	820	7011	5171
95	11923	3329		13863	5470	2931	827	7011	5217
96	11923	3396		13863	5500	2973	833	7011	5264
97	11923	3464		13863	5530	3015	840	7011	5310
98	11923	3533		13863	5560	3057	840	7011	5357
99	11923	3604		13863	5590	3098	840	7011	5404
2000	11923	3676		13863	5625	3140	840	7011	5452

Der regnes med en benyttelsestid på 3600 h/år af maksimalbelastningen. Omregning fra belastningsgrundlag i TJ/år til maksimalbelastning i MJ/s:

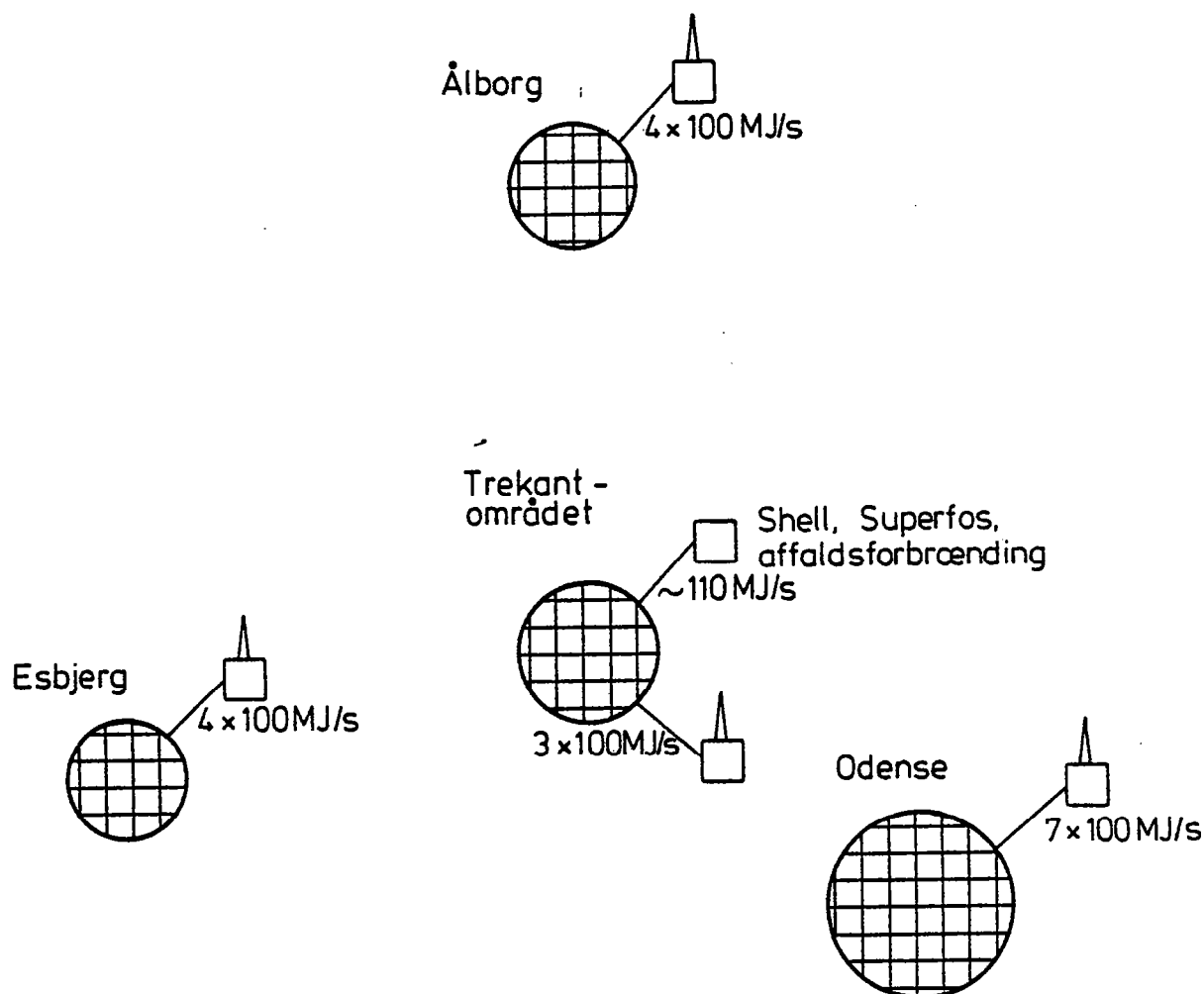
$$s = x \text{ TJ/år} \cdot \frac{1}{3600 \text{ h/år}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = \frac{x}{12,96} \text{ MJ/s}$$

- 1) Prognosen er uændret, idet en forventet besparelse på 15-20% regnes modsvaret af salg til kraftvarme til 5-9 nabokommuner.
- 2) Tallene er incl. 400 TJ/år fra affaldsforbrænding.

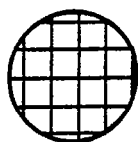
Fjernvarmestruktur i 2005 for fjernvarmeområderne
Odense, Ålborg, Esbjerg og Trekantområdet.

Bilag 3
side 1

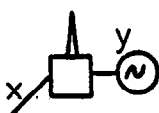
Scenarie 0 - afvikling af kraftvarmen.



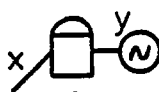
SIGNATURFORKLARING:



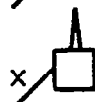
Fjernvarmeområde
1 cm² ~ årligt fjernvarmebehov på 2 PJ
~ årligt fjernvarmemaksimum på 154 MJ/s



Konventionelkraftvarmeanlæg (kulfyret)
varmekapacitet = x MJ/s, elkapacitet = y MW



Nuklear kraftvarmeanlæg
varmekapacitet = x MJ/s, elkapacitet = y MW

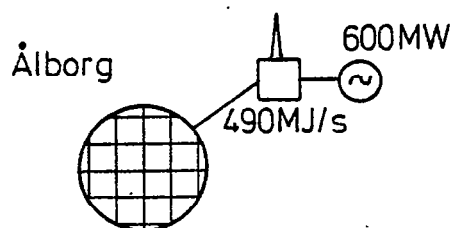


Fjernvarmekedel (kulfyret)
varmekapacitet = x MJ/s

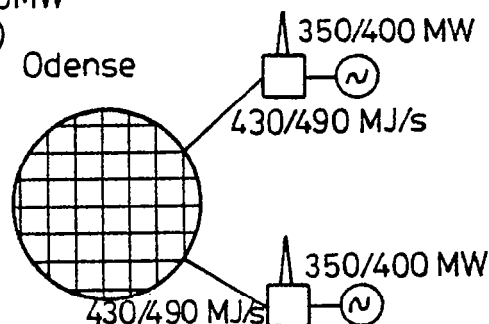
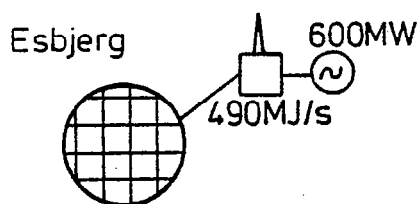
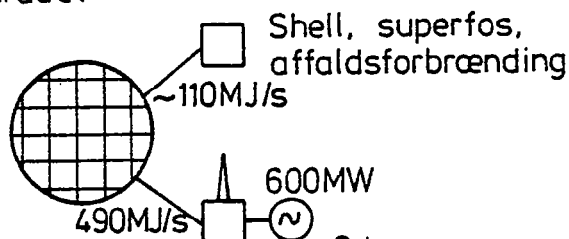


Anden fjernvarmeproduktion (industri, affald)
varmekapacitet = x MJ/s

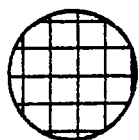
Scenarie 1 - kraftvarme med store enheder.



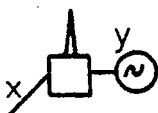
Trekant -
området



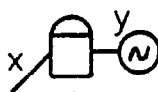
SIGNATURFORKLARING :



Fjernvarmeområde
1 cm² ~ årligt fjernvarmebehov på 2PJ
~ årligt fjernvarmemaksimum på 154 MJ/s



Konventionelkraftvarmeanlæg (kulfyret)
varmekapacitet = x MJ/s, elkapacitet = y MW



Nuklear kraftvarmeanlæg
varmekapacitet = x MJ/s, elkapacitet = y MW

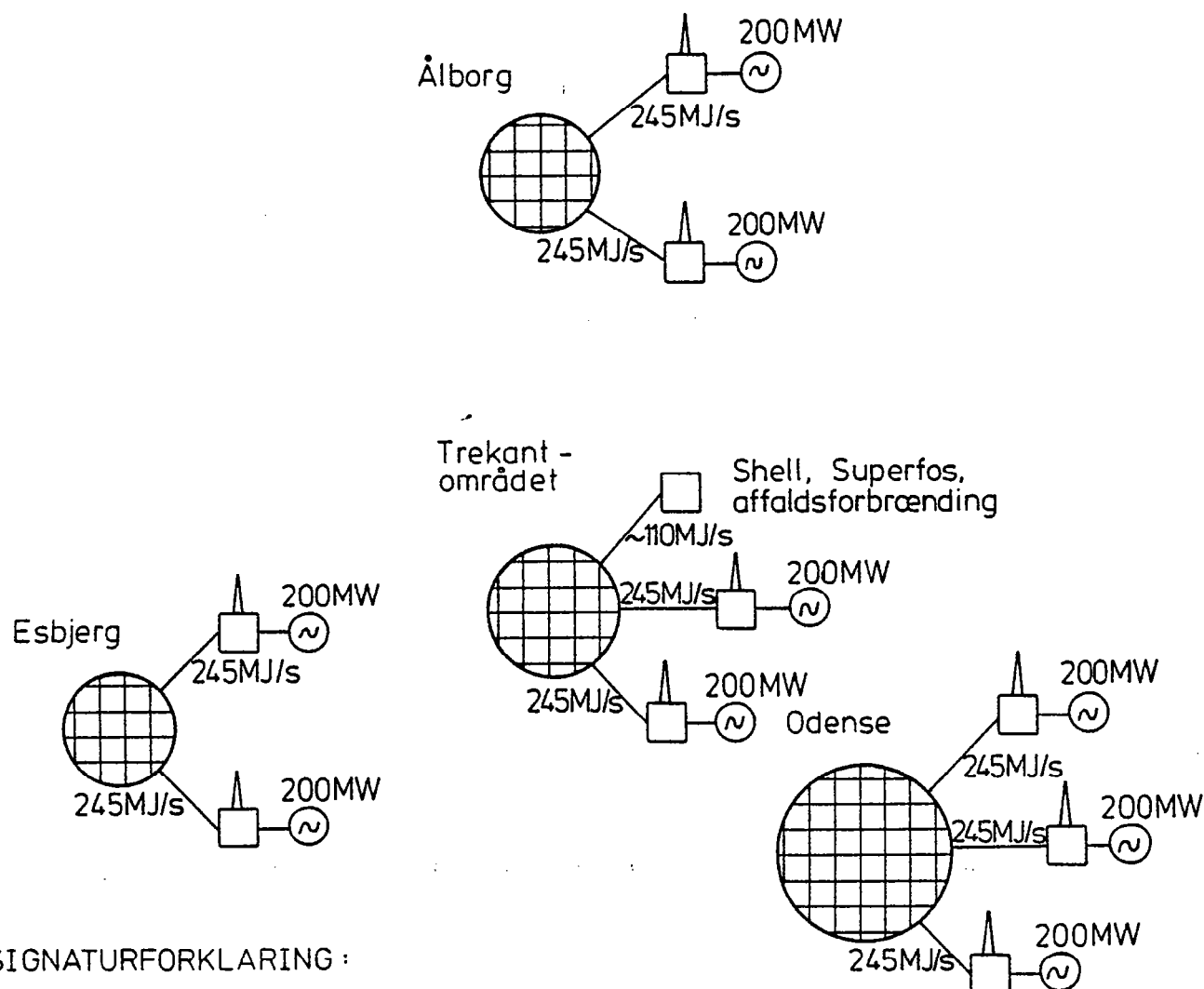


Fjernvarmekedel (kulfyret)
varmekapacitet = x MJ/s

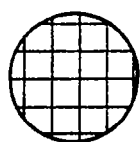


Anden fjernvarmeproduktion (industri, affald)
varmekapacitet = x MJ/s

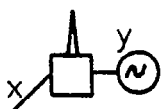
Scenarie 2 - kraftvarme med små enheder.



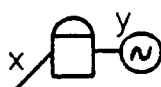
SIGNATURFORKLARING :



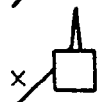
Fjernvarmeområde
1cm² ~ årligt fjernvarmebehov på 2PJ
~ årligt fjernvarmemaksimum på 154 MJ/s



Konventionelkraftvarmeanlæg (kulfyret)
varmekapacitet = x MJ/s, elkapacitet = y MW



Nuklear kraftvarmeanlæg
varmekapacitet = x MJ/s, elkapacitet = y MW

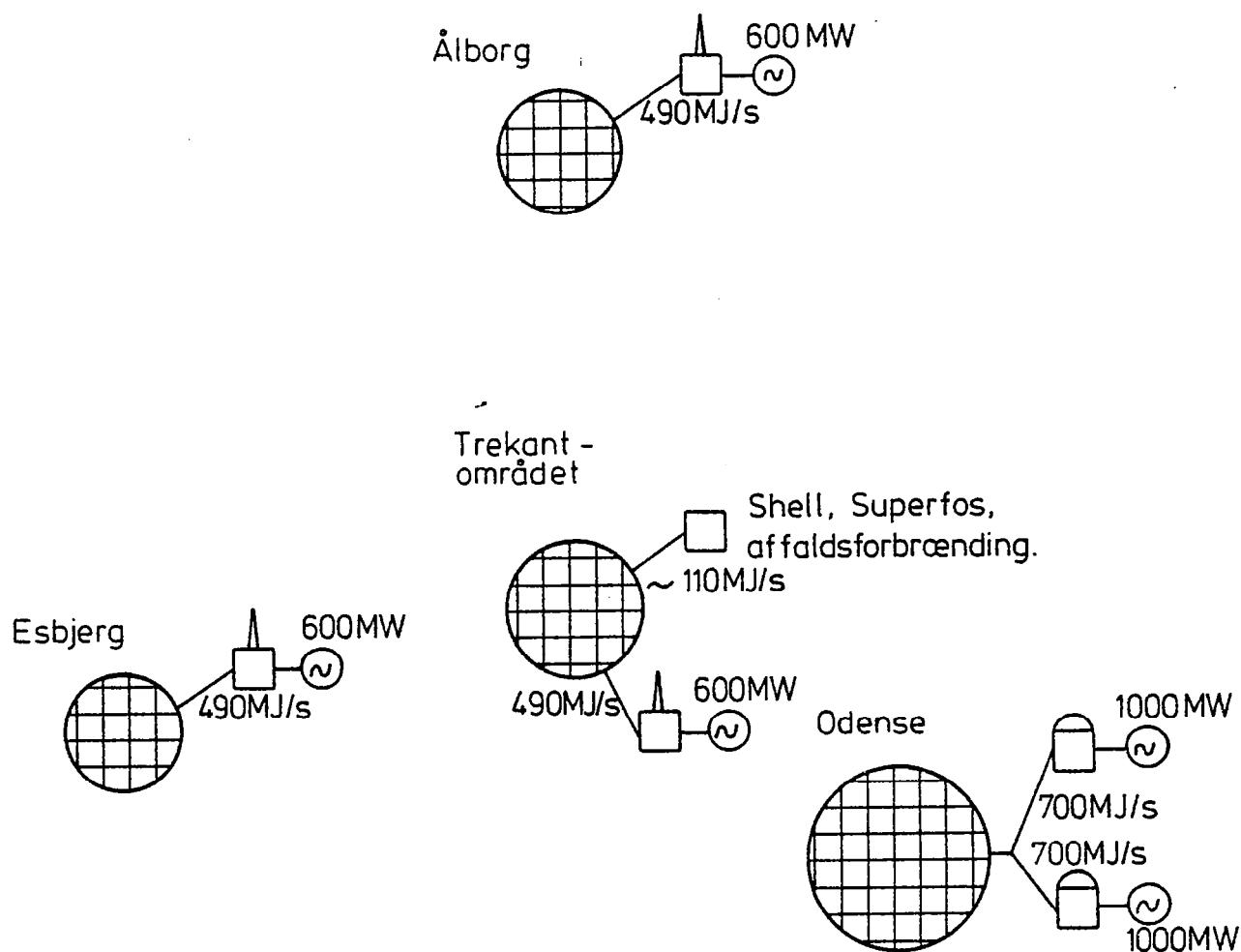


Fjernvarmekedel (kulfyret)
varmekapacitet = x MJ/s

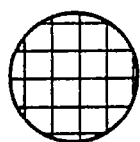


Anden fjernvarmeproduktion (industri, affald)
varmekapacitet = x MJ/s

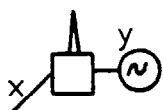
Scenarie 4 - nuklear udbygning.



SIGNATURFORKLARING :



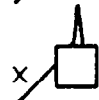
Fjernvarmeområde
 $1 \text{ cm}^2 \sim$ årligt fjernvarmebehov på 2 PJ
 $\sim$ årligt fjernvarmemaksimum på 154 MJ/s



Konventionelkraftvarmeanlæg (kulfyret)
 varmekapacitet = x MJ/s, elkapacitet = y MW



Nuklear kraftvarmeanlæg
 varmekapacitet = x MJ/s, elkapacitet = y MW



Fjernvarmekedel (kulfyret)
 varmekapacitet = x MJ/s



Anden fjernvarmeproduktion (industri, affald)
 varmekapacitet = x MJ/s

Udbygningsplan. Scenarie 0.
(8x600 MW kulf. kond. + 18x100 MJ/s kulf. fjv. kedler)

år	belastn.	tilgang		skrotning		inst. effekt ult. MW	effektfradrag overbel. kV inst. tidsp.			fuld- gyldig effekt MW	inst. re- serve %
	MW	dato	MW	dato	MW		MW	MW	MW		
1983	2702			1/1 VKE4	34	3742	27	105		3610	34
84	2770	1/7 MKS	350	1/1 NKA4	29	4063	27	110	175	3751	35
1985	2858	1/6 MKS	350	1/1 SVS3	59	4354	27	150	145	4032	41
86	2950					4354	27	160		4167	41
87	3054					4354	27	165		4162	36
88	3167			1/1 { NKA5 41 SHE6 57 VKE5 57		4199	27	170		4002	26
89	3283					4199	27	180		3992	22
1990	3403	1/7 SHE	600	1/1 MKA9	70	4729	27	200	300	4202	23
91	3528			1/1 FVO3	73	4656	27	200		4429	26
92	3652			1/1 NKA6	69	4587	27	200		4360	19
		1/7 GLAT1	600								
93	3773	1/7 Norge	250	1/7 Norge	250	5187	27	200	300	4660	24
94	3894			1/1 SVS11	102	5085	27	200		4858	25
1995	4020	1/7 GLAT2	600	1/1 { MKA10 70 SHE7 144 VKE6 125		5346	27	200	300	4819	20
96	4149			1/1 NEV1	133	5213	25	200		4988	20
97	4282	1/2 RIS1	600			5813	25	200	300	5288	23
98	4418			1/1 { FVO4 195 MKS1 152		5466	25	185		5256	19
99	4559	1/7 RIS2	600	1/1 VKE7	257	5809	19	160	300	5330	17
2000	4703					5809	19	160		5630	20
01	4853	1/7 NEV3	600	1/1 SVS21	269	6140	19	160	300	5661	17
02	5006	1/7 GLAT3	600	1/1 MKS2	263	6477	19	160	300	5998	20
03	5163	1/7 RIS3	600	1/1 NKA8	269	6808	19	135	300	6364	23
04	5326			1/1 FVO6	269	6539	19	110		6410	20
2005	5493					6539	19	110		6410	17

Udbygningsplan. Scenarie 1.

(3x600 + 1x350 + 1x400 MW kulf. udtag og 4x600 MW kulf. kondens)

år	belastn. MW	tilgang dato MW	skrotning MW	inst. effekt ult. MW	effektfradrag overbel. kV inst. tidsp. MW MW	fuld- gyldig effekt MW	inst. re- serve %
1983	2702						
84	2770						
1985	2858						
86	2950						
87	3054						
88	3167						
89	3283						
1990	3403	1/7 VKE 600 (udt.)	1/1 MKA9 70	4729	27 200 300	4202	23
91	3528		1/1 FVO3 73	4656	27 200	4429	26
92	3652	1/7 FVO 400 (udt.)	1/1 NKA6 69	4987	27 200 200	4560	25
93	3773	1/7 Norge 250	1/7 Norge 250	4987	27 205	4755	26
94	3894	1/7 SVS 600 (udt.)	1/7 SVS11 102	5485	27 205 300	4953	27
1995	4020		1/1 { MKA10 70 SHE7 144 VKE6 125	5146	27 210	4909	22
96	4149	1/7 NK/NE 600 (udt.)	1/1 NEV1 133	5613	25 210 300	5078	22
97	4282	1/7 FVO 350 (udt.)		5963	25 220 175	5543	29
98	4418		1/1 { FVO4 195 MKS1 152	5616	25 230	5361	21
99	4559	1/7 SHE 600	1/1 VKE7 257	5959	19 240 300	5400	18
2000	4703			5959	19 250	5690	21
01	4853	1/7 GLAT1 600	1/1 SVS21 269	6290	19 250 300	5721	18
02	5006	1/7 GLAT2 600	1/1 MKS2 263	6627	19 250 300	6058	21
03	5163	1/7 GLAT3 600	1/1 NKA8 269	6958	19 250 300	6389	24
04	5326		1/1 FVO6 269	6689	19 250	6420	21
2005	5493			6689	19 250	6420	17

Udbygningsplan. Scenarie 2.
(9x200 MW kulf. udtag og 5x630MW kulf. kondens)

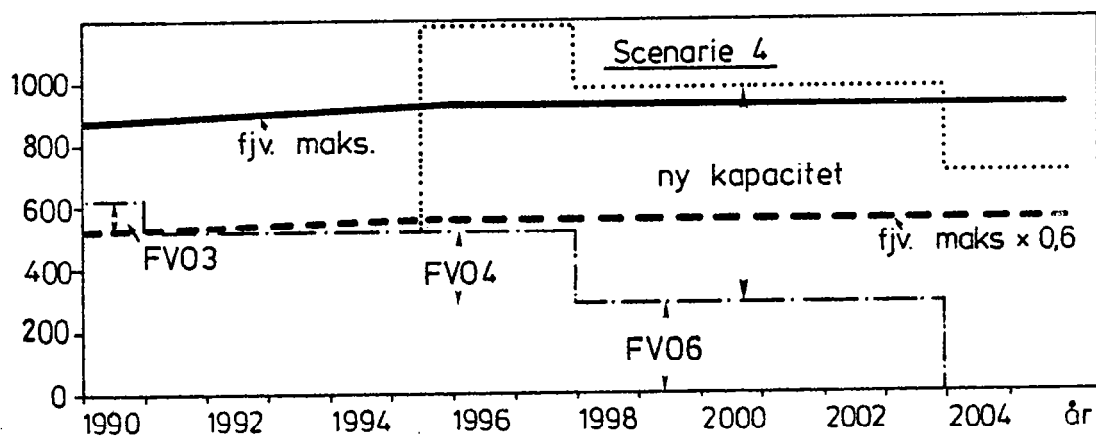
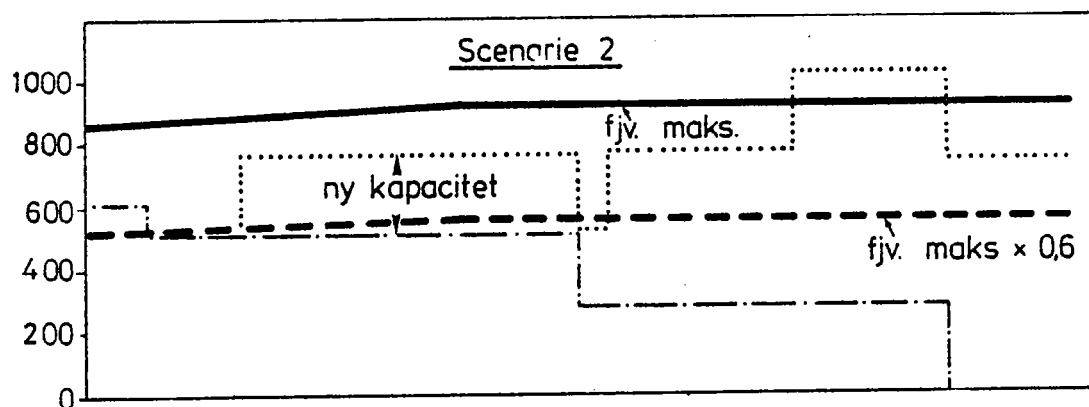
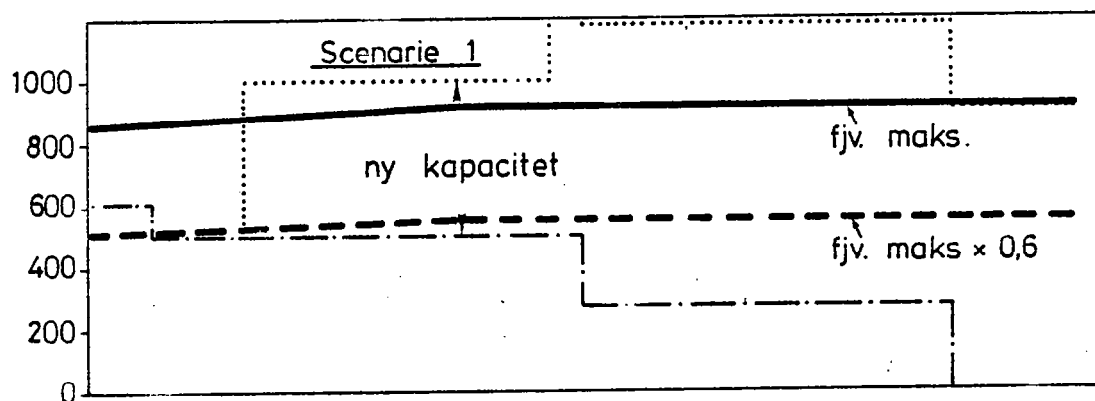
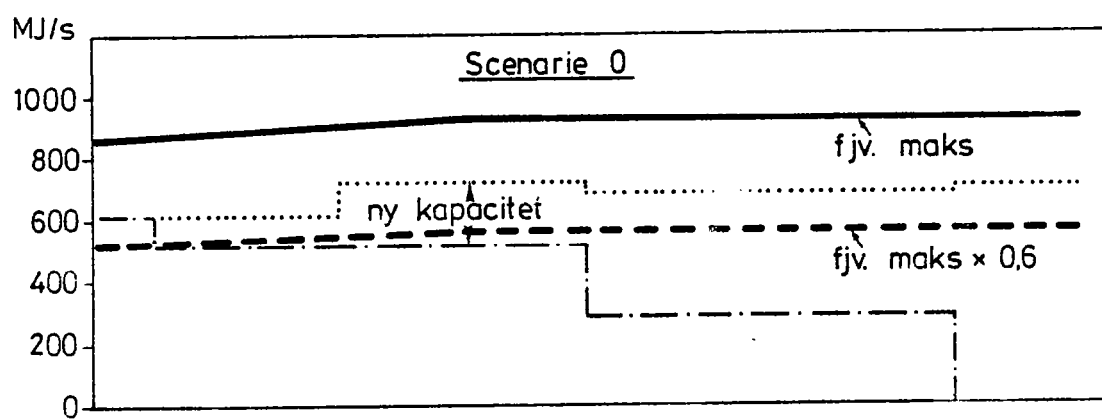
år	belastn. MW	tilgang dato MW	skrotning MW	inst. effekt ult. MW	effektfradrag overbel. kV inst. tidsp. MW MW MW			fuld- gyldig effekt MW	inst. re- serve %
1983	2702								
84	2770								
1985	2858								
86	2950								
87	3054								
88	3167								
89	3283								
1990	3403	1/7 VKE 200 1/7 NE/NK 200	1/1 MKA9 70	4529	27	200	200	4102	21
91	3528		1/1 FVO3 73	4456	27	200		4229	20
92	3652	1/7 FVO 200 1/7 SVS 200	1/1 NKA6 69	4787	27	200	200	4360	19
93	3773	1/7 Norge 250	1/7 Norge 250	4787	27	205		4555	21
94	3894	1/7 SHE 630	1/1 SVS11 102	5315	27	205	315	4768	22
1995	4020	1/7 GLAT1 630	1/1 { MKA10 70 SHE7 144 VKE6 125	5606	27	210	315	5054	26
96	4149	1/7 VKE 200	1/1 NEV1 133	5673	25	210	100	5338	29
97	4282	1/7 NE/NK 200		5873	25	220	100	5529	29
98	4418	1/7 FVO 200 1/7 SVS 200	1/1 { FVO4 195 MKS1 152	5926	25	230	200	5481	24
99	4559	1/7 GLAT2 630	1/1 VKE7 257	6299	19	240	315	5725	26
2000	4703			6299	19	250		6030	28
01	4853	1/7 FVO 200	1/1 SVS21 269	6230	19	250	100	5861	21
02	5006	1/7 RIS1 630	1/1 MKS2 263	6517	19	250	315	5933	19
03	5163	1/7 RIS2 630	1/1 NKA8 269	6958	19	250	315	6374	23
04	5326		1/1 FVO6 269	6689	19	250		6420	21
2005	5493			6689	19	250		6420	17

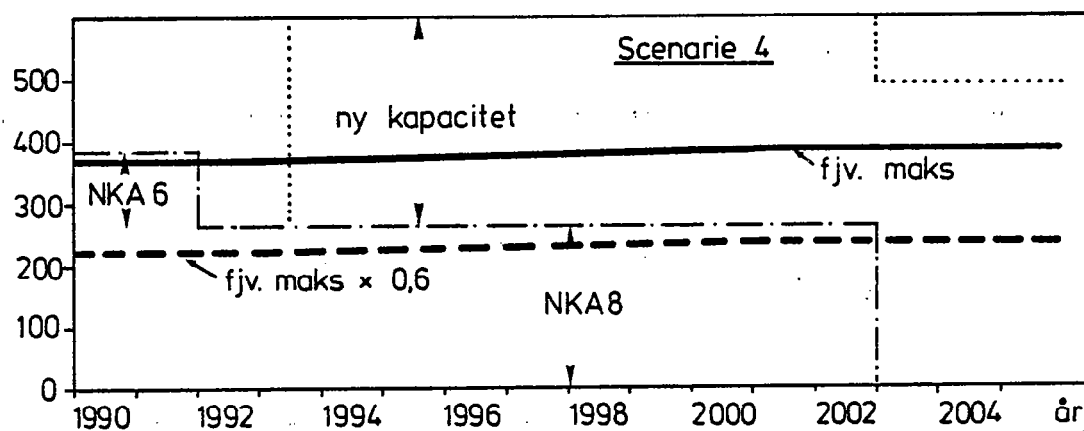
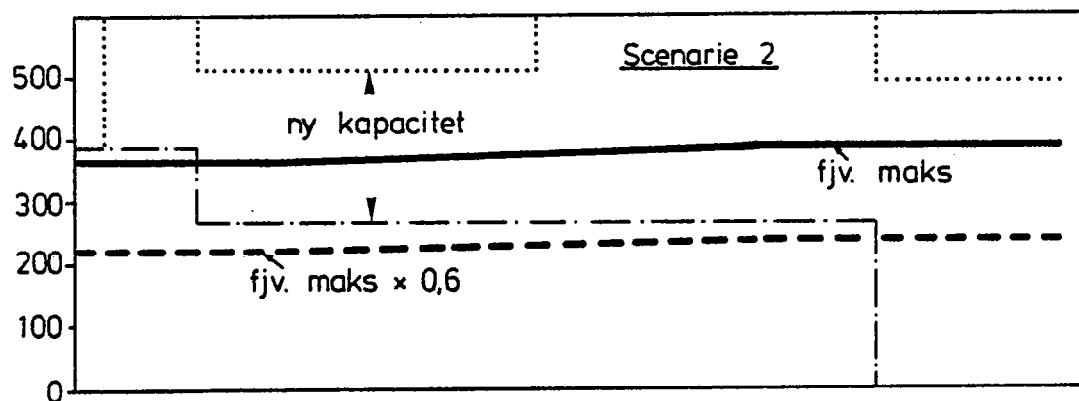
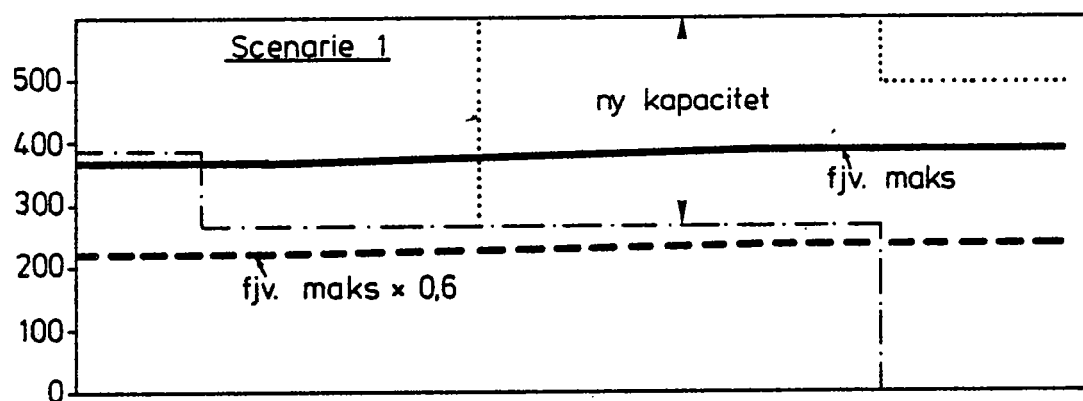
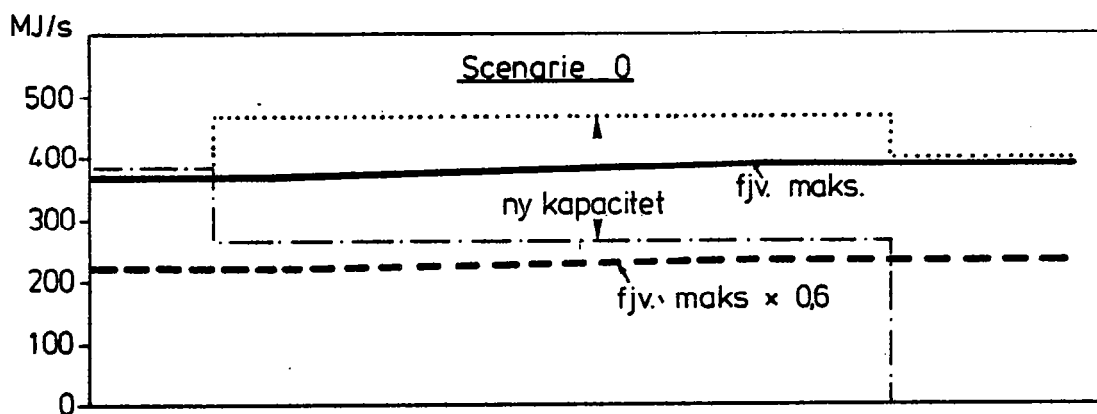
Udbygningsplan. Scenarie 4.

(5x1000 MW nuklear, 3x600 MW kulf. udtag og 1x650 MW kulf. kondens)

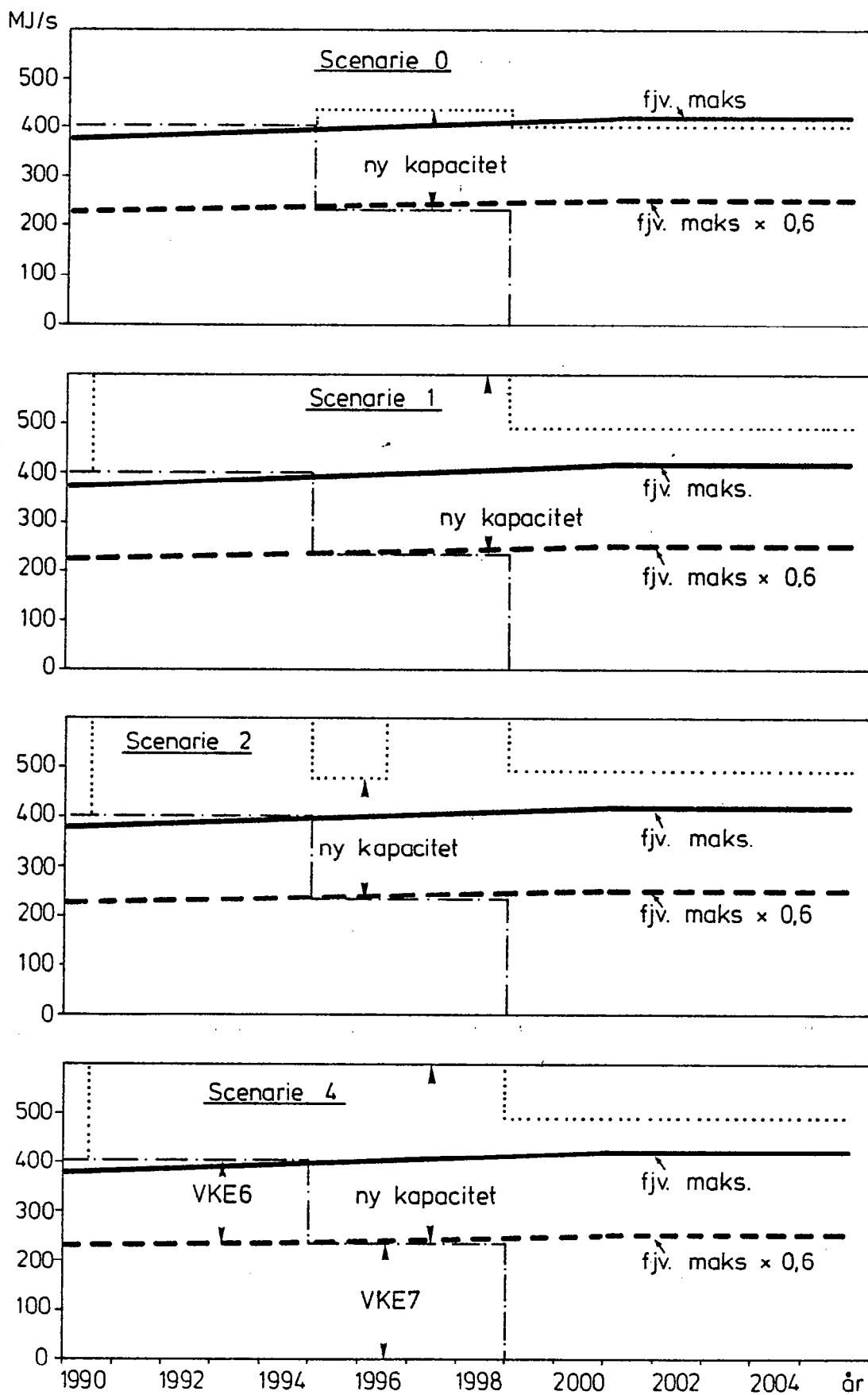
år	belastn. MW	tilgang dato MW	skrotning MW	inst. effekt ult. MW	effektfradrag overbel. kV inst. tidsp. MW MW MW			fuld- gyldig effekt MW	inst. re- serve %
1983	2702								
84	2770								
1985	2858								
86	2950								
87	3054								
88	3167								
89	3283								
1990	3403	1/7 VKE 600	1/1 MKA9 70	4729	27	200	300	4202	23
91	3528		1/1 FVO3 73	4656	27	200		4429	26
92	3652		1/1 NKA6 69	4587	27	200		4660	28
93	3773	1/7 NE/NK 600	1/7 Norge 250	5187	27	205	300	4655	23
94	3894	1/7 Norge 250	1/1 SVS11 102	5085	27	205		4853	25
1995	4020	1/7 nuk. 500 (udt.FV)	1/1 { MKA10 70 SHE7 144 VKE6 125	5246	27	210	250	4749	18
96	4149	1/7 SVS 600	1/1 NEV1 133	5713	25	210	300	5178	25
97	4282	1/7 nuk. 500 (udt.FV)		6213	25	220	250	5718	34
98	4418		1/1 { FVO4 195 MKS1 152	5866	25	230		5611	27
99	4559	1/7 nuk. 500	1/1 VKE7 257	6109	19	240	250	5600	23
2000	4703			6109	19	250		5840	24
01	4853	1/7 SHE 650	1/1 SVS21 269	6990	19	250	575	6146	27
02	5006	1/7 nuk. 500	1/1 MKS2 263	6727	19	250		6458	29
03	5163	1/7 nuk. 500	1/1 NKA8 269	6958	19	250	250	6439	25
04	5326		1/1 FVO6 269	6689	19	250		6420	21
2005	5493			6689	19	250		6420	17

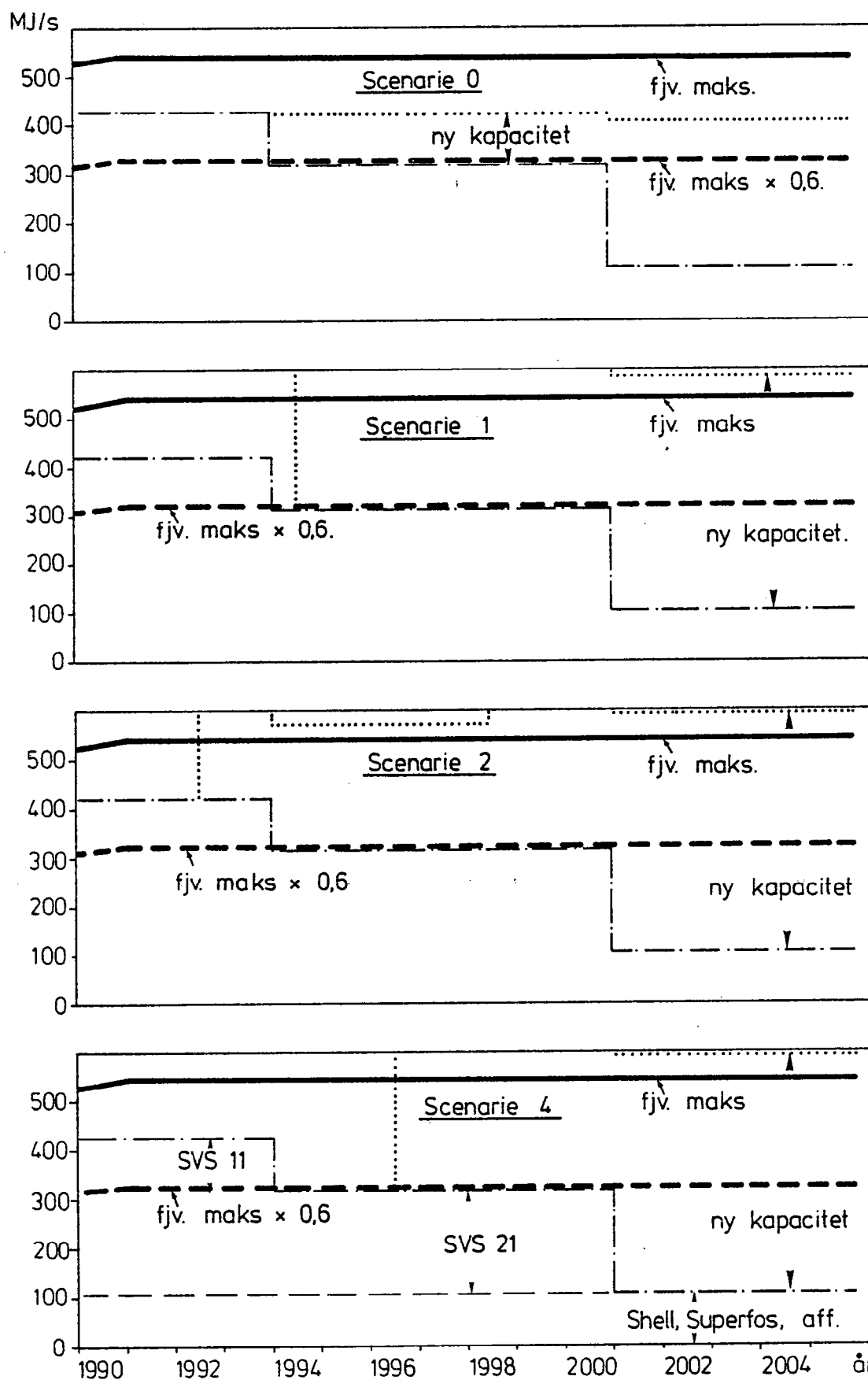
Fjernvarmeforhold i Odense.





Fjernvarmeforhold i Esbjerg



Fjernvarmeforhold i Trekantområdet.

ELSAM	Notat S82/252a	JPe/TN	18. nov. 1983	
-------	----------------	--------	---------------	--

APPENDIX A, side 1

Forventet varmeproduktion som funktion af kapaciteten.

I Udvidelsesplanens datagrundlag er der en figur, som angiver energiindhold i % af årets energi som funktion af produktions-
evnen i % af maksimalbelastningen for varmebelastningsmodellen.

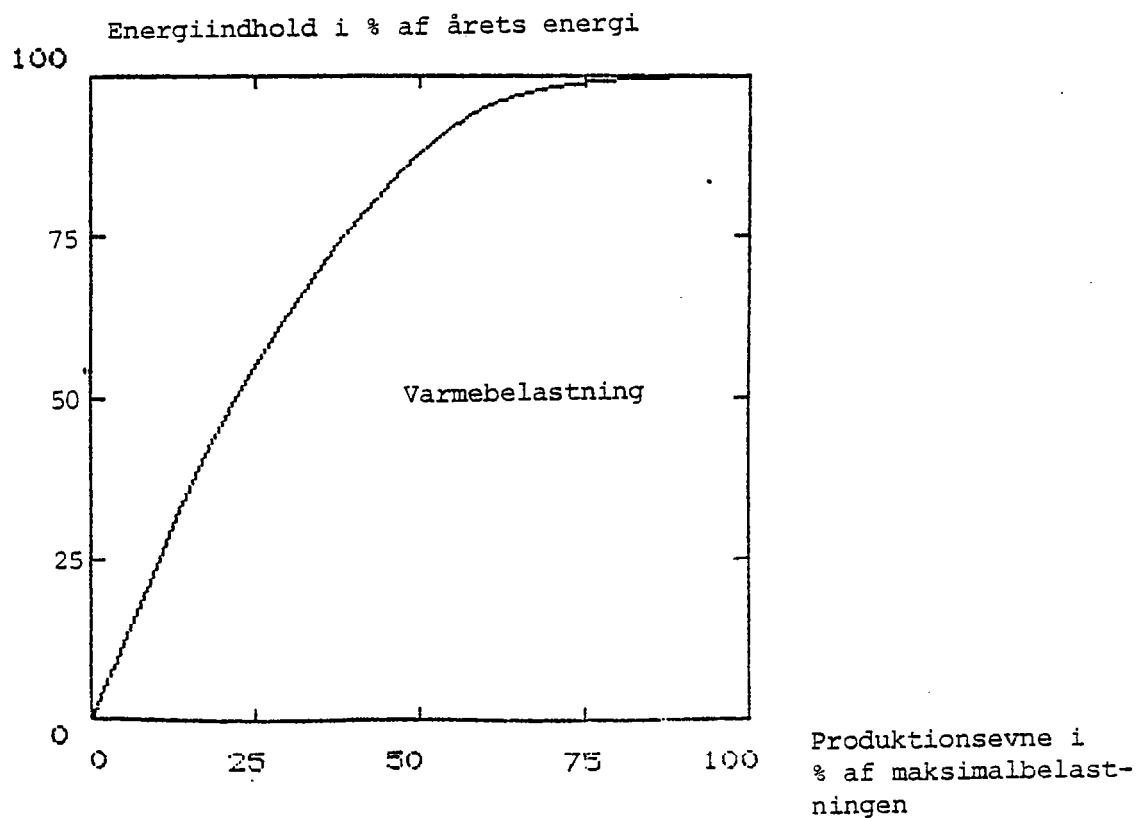


Fig. 1

Denne kurve kan eksempelvis anvendes, hvis transmissionssystemet er begrænset i forhold til den årlige maksimalbelastning for hele fjernvarmeområdet.

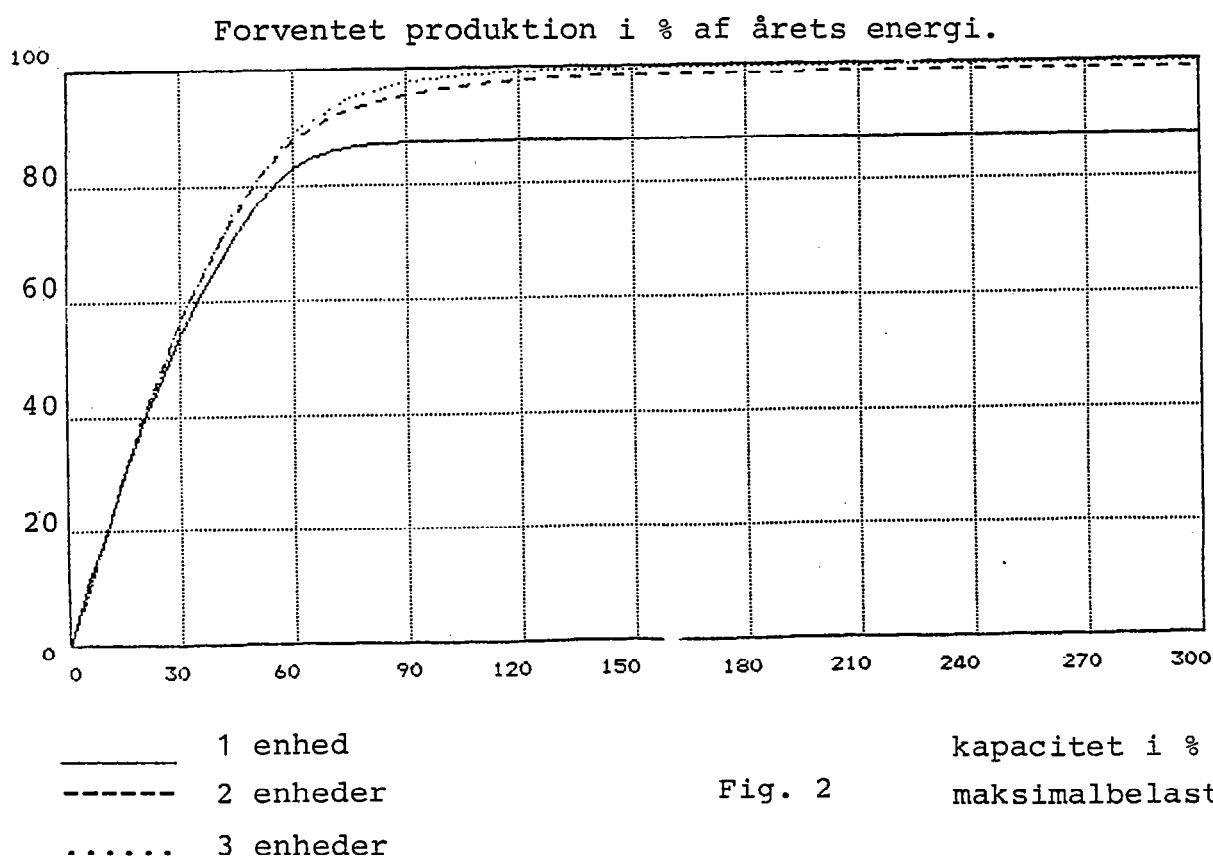
Kurven kan kun anvendes til at skønne produktioner med under ideelle forhold, d.v.s. at produktionsanlægget har 100%'s rådhed.

Hvis produktionsanlægget ikke har 100%'s rådighed, hvor stor en del af energien kan så dækkes med en given produktionskapacitet? I figur 2 er optegnet en kurve, der viser forventet produktion i % af årets energi som funktion af kapacitet i % af årets maksimalbelastning.

Det antages, at produktionsanlæggene har 90%'s pålidelighed og et årligt revisionsbehov på 4 uger.

Der er optaget 3 kurver, hvor forskellen er antallet af enheder. Hvor der er mere end 1 enhed er regnet med samme kapacitet på hvert anlæg; eksempel:

samlet kapacitet = 90%			
1 enhed	:	1 á	90%
2 enheder	:	2 á	45% ialt 90%
3 enheder	:	3 á	30% ialt 90%.



Af figuren ses, at der ikke opnås nogen forbedring i produktionen ved at øge antallet af enheder, så længe produktionskapaciteten er under 30% af maksimalbelastningen.

Ved en produktionskapacitet på mere end 30% af maksimalbelastningen opnås en forøgelse i den forventede produktion ved at gå fra 1 enhed til 2 enheder.

Først når produktionskapaciteten er større end 60% af maksimalbelastningen, opnås en forøgelse i den forventede produktion ved at gå fra 2 til 3 enheder. Denne forøgelse er dog kun ca. 20% af den, der opnås ved at gå fra 1 til 2 enheder.

Ved at ekstrapolere disse betragtninger, vil det således være minimalt, hvad en yderligere forøgelse af antallet af produktionsenheder vil kunne øge produktionen.

Med 1 enhed er det muligt at dække ca. 87% af årets energi med en produktionskapacitet, der er lig med årets maksimalbelastning, og der opnås ikke noget ved at øge kapaciteten.

Med 2 enheder er det muligt at dække ca. 96% af årets energi med en produktionskapacitet, der er lig med årets maksimalbelastning. Det er muligt at øge produktionen til ca. 98% ved en forøgelse af kapaciteten.

Med 3 enheder er det muligt at dække ca. 98% af årets energi med en produktionskapacitet, der er lig med årets maksimalbelastning. Det er muligt at øge produktionen til ca. 99% ved en forøgelse af kapaciteten.

ELSAM	Notat S82/236c	JPe/UKH	3. nov. 1983	
-------	----------------	---------	--------------	--

APPENDIX B, side 1

Øget driftsfleksibilitet for kraftvarmeanheder

Kraftvarmeproduktionen udgør en voksende andel af elværkernes samlede produktion. Den kombinerede produktion af el og varme medfører bindinger for produktionssystemet. I det følgende skitseres forskellige kraftvarmeanheder:

Modtryksenhed

I en modtryksenhed kondenseres al dampen i varmeveksleren til fjernvarmesystemet. Hvorfor der er en kraftig binding mellem varmeproduktionen og elproduktionen.

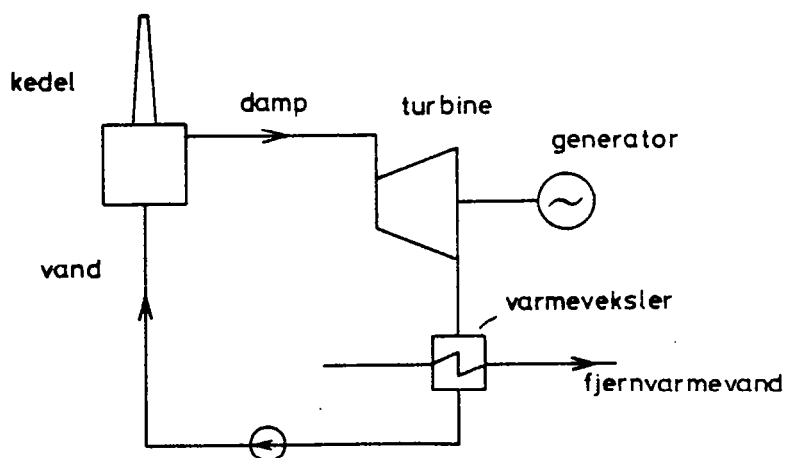


Fig. 1. Principskitse af modtryksenhed

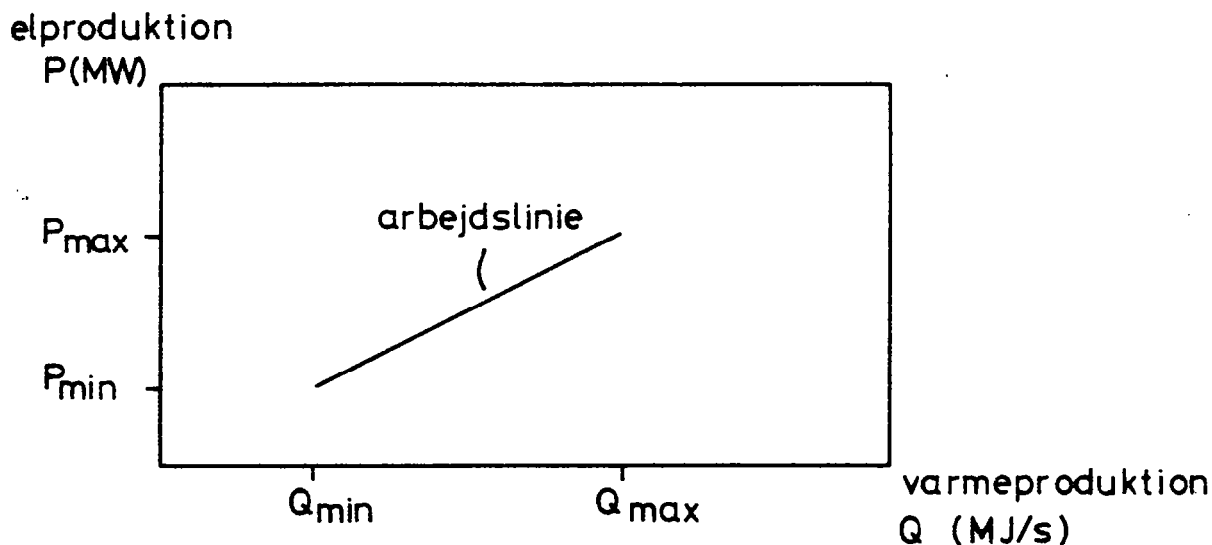


Fig. 2. Arbejdsområde for en modtryksenhed

Det er muligt at frigøre sig noget fra denne kraftige binding, idet der kan kobles en akkumulator på fjernvarmesystemet til at klare døgnudjævningen, således at enhedens produktion i den del af året, hvor varmelastningen ikke er tilstrækkelig til fuldlastproduktion hele døgnet, kan placeres på tidspunkter af døgnet med stor elbelastning.

En anden mulighed er at producere fjernvarme ved by-pass af turbinen og kondensere friskdamp i en varmeveksler. Det skitserede anlæg er uden mellemoverheder.

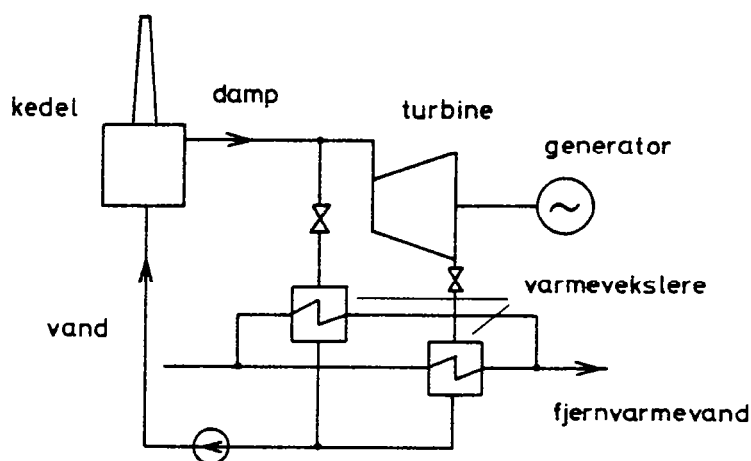
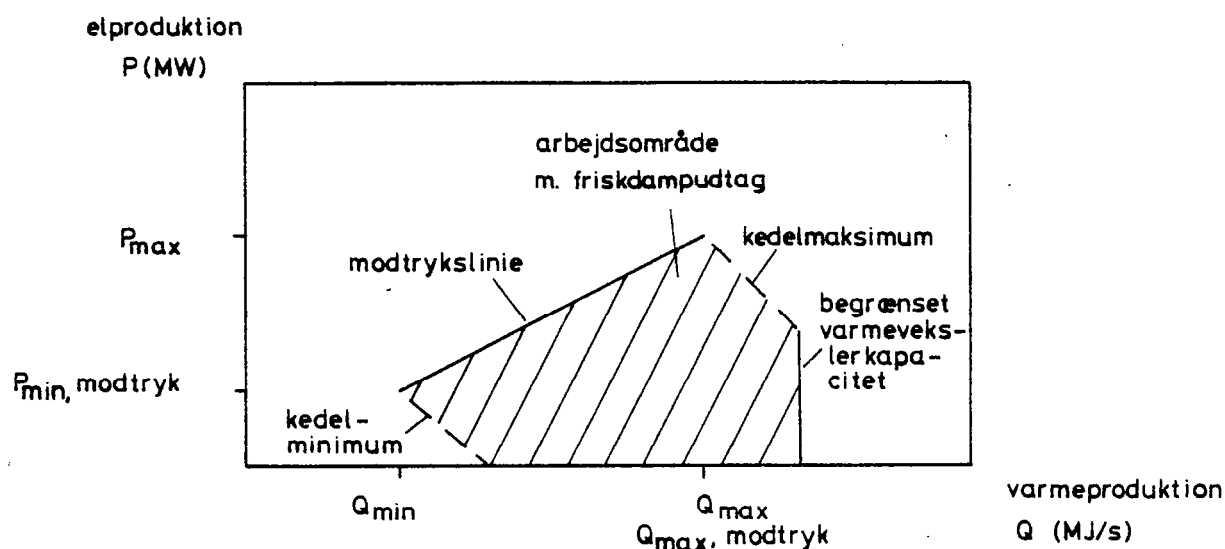


Fig. 3. Principskitse for en modtryksenhed med friskdampudtag

Denne løsning giver mulighed for varmereproduktion uden elproduktion, og kan anvendes, hvis der ikke er behov for elproduktionen, eller hvis turbine/generator ikke er til rådighed. Det bør dog bemærkes, at der ikke er tale om kombineret produktion af el og varme.



Bemærkning: Normalt vil den mulige varmereproduktion være begrænset af varmevekslerkapaciteten.

Fig. 4. Arbejdsområde for en modtryksenhed med friskdampudtag

Arbejdsområdet er udvidet til et areal i stedet for en linie. Elproduktionen kan sikkert ikke reduceres vilkårligt, men kun til et vist minimum, eller helt.

Udtagsenhed

I en udtagsenhed kan dampen kondenseres ved hjælp af kølevand i en kondensator. En anden mulighed er at udtage dampen ved en højere temperatur og kondensere den i en varmeveksler til fjernvarmesystemet. Udtagsenheden har et større arbejdsområde end modtryksenheden, og der er mulighed for elproduktion uden varmereproduktion.

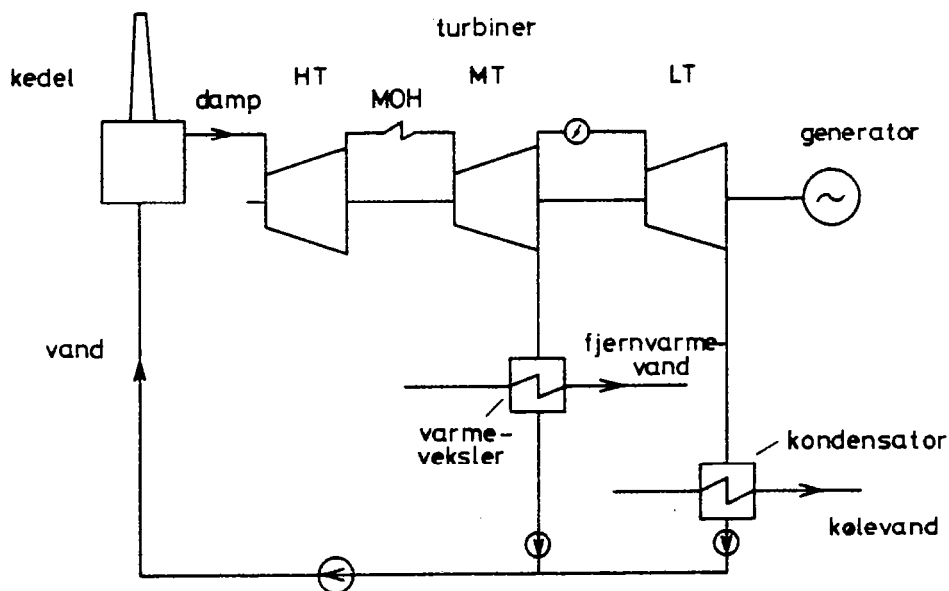
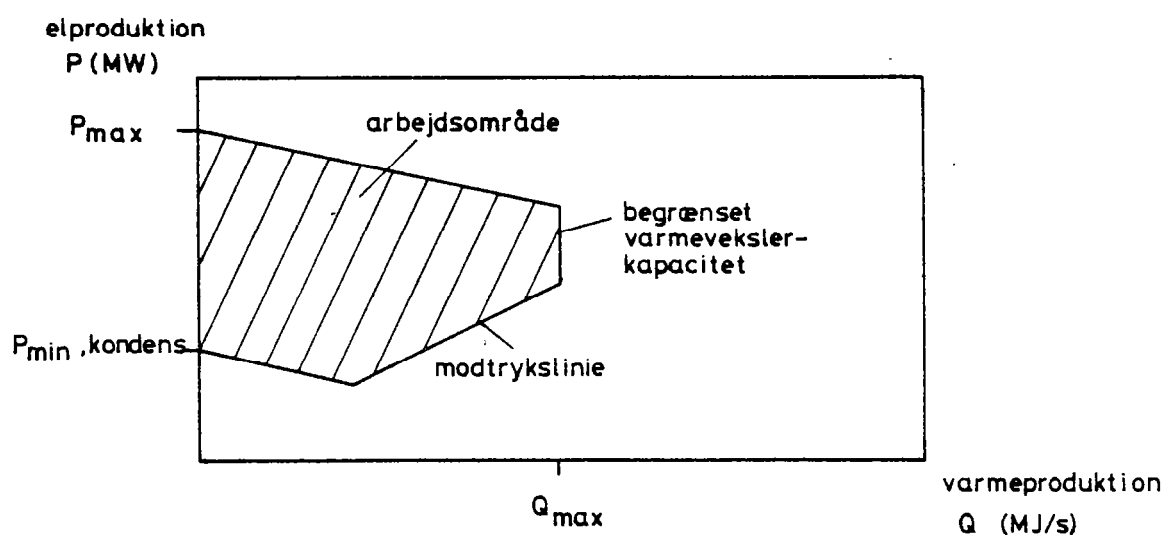


Fig. 5. Principskitse af udtagsenhed



Bemærkning: Den mulige varmeproduktion kan være begrænset af varmevekslerkapaciteten.

Fig. 6. Arbejdsområde for en udtagsenhed

Udtagsenhedens arbejdsområde begrænses dels af den bundne elproduktion, og dels af reduktionen i elproduktionen ved en given varmegproduktion.

Som ved modtryksenheden er det muligt at koble en varmeakkumulator på fjernvarmesystemet. Akkumulatoren kan afhjælpe begrænsningen fra den bundne elproduktion i lavlastperioder og fra reduktionen i elproduktion i spidslastperioder.

Anvendelsen af akkumulatoren er ikke så enkel som ved modtryksenheden, idet der er to afgrænsninger at tage hensyn til. I spidslastperioder ønskes reduktionen i eleffekten gjort mindre. Dette gøres ved at mindske varmegproduktionen og dermed reduktionen i eleffekten. Den mistede varmegproduktion erstattes af varmt vand fra varmeakkumulatoren. Varmegakkumulatoren oplades igen på tidspunkter med lavere elbelastning. I lavlastperioder ønskes den bundne elproduktion gjort mindre. Dette gøres ved at reducere varmegproduktionen. Den mistede varmegproduktion erstattes af varmt vand fra varmeakkumulatoren, som oplades igen på tidspunkter med større elbelastning. For at tage hensyn til begge begrænsninger må varmeakkumulatoren oplades i mellemlastperioden.

Ligesom ved modtryksenheder er det muligt at producere fjernvarme med friskdamp på udtagsenheden ved by-pass af turbinerne.

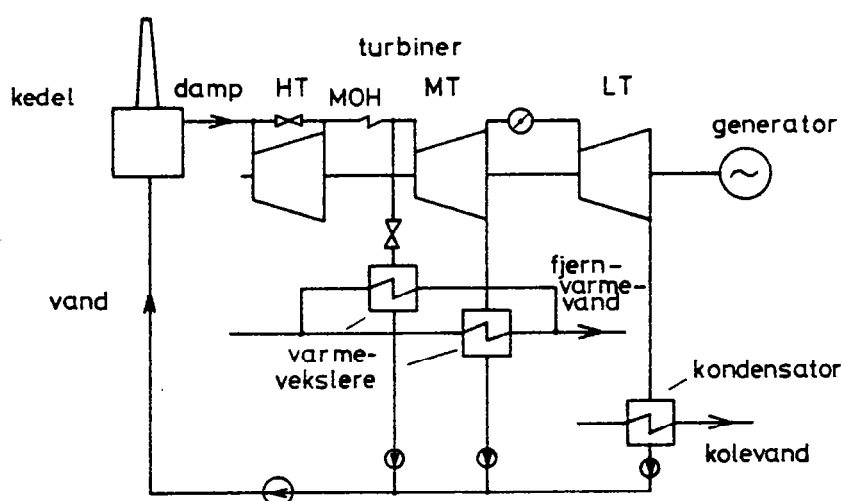
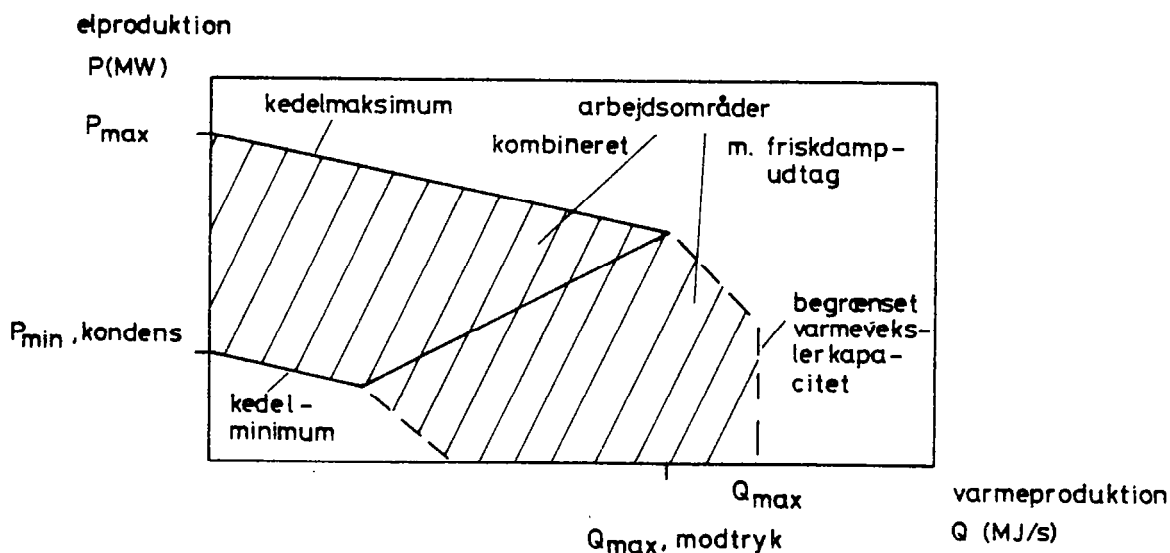


Fig. 7. Principskitse af udtagsenhed med friskdampudtag

For at opnå tilstrækkelig køling i MOH er det nødvendigt at udtage dampen til kraftdampvarmeren efter MOH og før MT-turbinen. Trykket i MOH skal svare til, hvad der er normalt ved den totale dampmængde gennem MOH. Opfangeventilen må derfor drosle så meget, at dette opnås. Ellers vil trykket før MT-turbinen falde stærkt, hvilket indebærer stærkt forøget strømningshastighed i MOH. Det medfører altså et indgreb i turbinereguleringen.

Den nemmeste måde at håndtere kraftdampudtag på, er sandsynligvis ved at overlejlre den "normale" el- og kraftvarmeproduktion med en ren dampproduktion. Elproduktionen kan næppe reduceres vilkårligt, men kun til et vist minimum. Der er dog mulighed for at stoppe elproduktionen totalt.

Med denne løsning er der mulighed for varmeproduktion uden elproduktion, og kan anvendes hvis der ikke er behov for elproduktionen, eller hvis turbine/generator ikke er til rådighed. Der er dog ikke længere tale om kombineret produktion af el og varme.



Bemærkning: Den mulige produktion kan være begrænset af varmevekslerkapaciteten.

Fig. 8. Arbejdsområde for en udtagsenhed med friskdampudtag.

Arbejdsområdet for udtagsenheden er derved udvidet.

Afsluttende bemærkninger

Muligheden for fjernvarmeproduktion med friskdamp ved by-pass af turbine øger arbejdsområdet for både modtryks- og udtagsenheder, og kan anvendes, hvis der ikke er behov for den bundne elproduktion, det vil sige i lavlastperioder.

Fjernvarmeproduktion med friskdamp på kraftvarmeenheder er således en mulig løsning til afhjælpning af "overløbs" problemet.

En anden løsningsmulighed er at installere elektrokedler, hvorved elproduktionen konverteres til varme.

Installation af varmeakkumulator kan afhjælpe begrænsningerne fra den bundne elproduktion ved modtryksenheder og ved udtagsenheder i lavlastperioder samt begrænsningerne fra reduktionen i elproduktionen ved udtagsenheder i spidslastperioder.

E L S A M	Notat S83/133d JPe-OSH/BT	17. nov. 1983	
-----------	---------------------------	---------------	--

Appendix C, side 1

Elektrokedler

Ved en fortsat udbygning af kraftvarmesystemet vokser den med varmeproduktionen forbundne elproduktion.

I lavlastperioder kan der mangle afsætning for den producerede el, og det kan blive nødvendigt at finde alternative afsætningsmuligheder. En mulighed kunne være at installere elektrokedler på fjernvarmecentraler.

Det hensigtsmæssige i en sådan løsning afhænger selvfølgelig primært af de økonomiske forhold. Der har været foretaget nogle meget foreløbige vurderinger, blandt andet har der været indhentet overslagstilbud på anlægsprisen.

Det har her vist sig, at i intervallet 1-8 MW er anlægsprisen næsten uafhængig af anlægsstørrelsen, idet prisen for 1 MW er 0,85 Mkr og for 8 MW 1,2 Mkr, d.v.s. den installerede effekt på det enkelte anlæg bør være så stor som muligt. Anlægsprisen for 40 MW er tilsvarende 4 Mkr. Anlægsprisen indeholder ikke nettilslutning.

Det dækningsbidrag, der kan opnås ved udbygning med elektrokedler, afhænger dels af fremstillingsmåden for den forbrugte el, dels af den salgspris man kan opnå. Her vil det være naturligt at benytte substitutionsprincippet, idet fjernvarmeselskabet således ikke kan mærke installationen.

Den samlede økonomi for det enkelte projekt afhænger desuden af installationens benyttelsestid.

Med brændselspriserne:

kul, elværk	20 kr/GJ
kul, fjv. centr.	24 kr/GJ
fuelolie	40 kr/GJ
letolie	65 kr/GJ

opnås følgende samfundsøkonomiske dækningsbidrag ved forskellige substitutioner

		El-pris, an kedel		
Dækningsbidrag kr/GJ		kul, kondens: 56 kr/GJ	kul, modtryk: 31 kr/GJ	undgåelse af støtteolie 0-56 kr/GJ
Anslået	kul: 28 kr/GJ	-28	-3	+28
varme- fremst. pris, fjv. centr.	fuelolie: 45 kr/GJ	-11	+14	-11 - +45
	letolie: 72 kr/GJ	+16	+41	+16 - +72

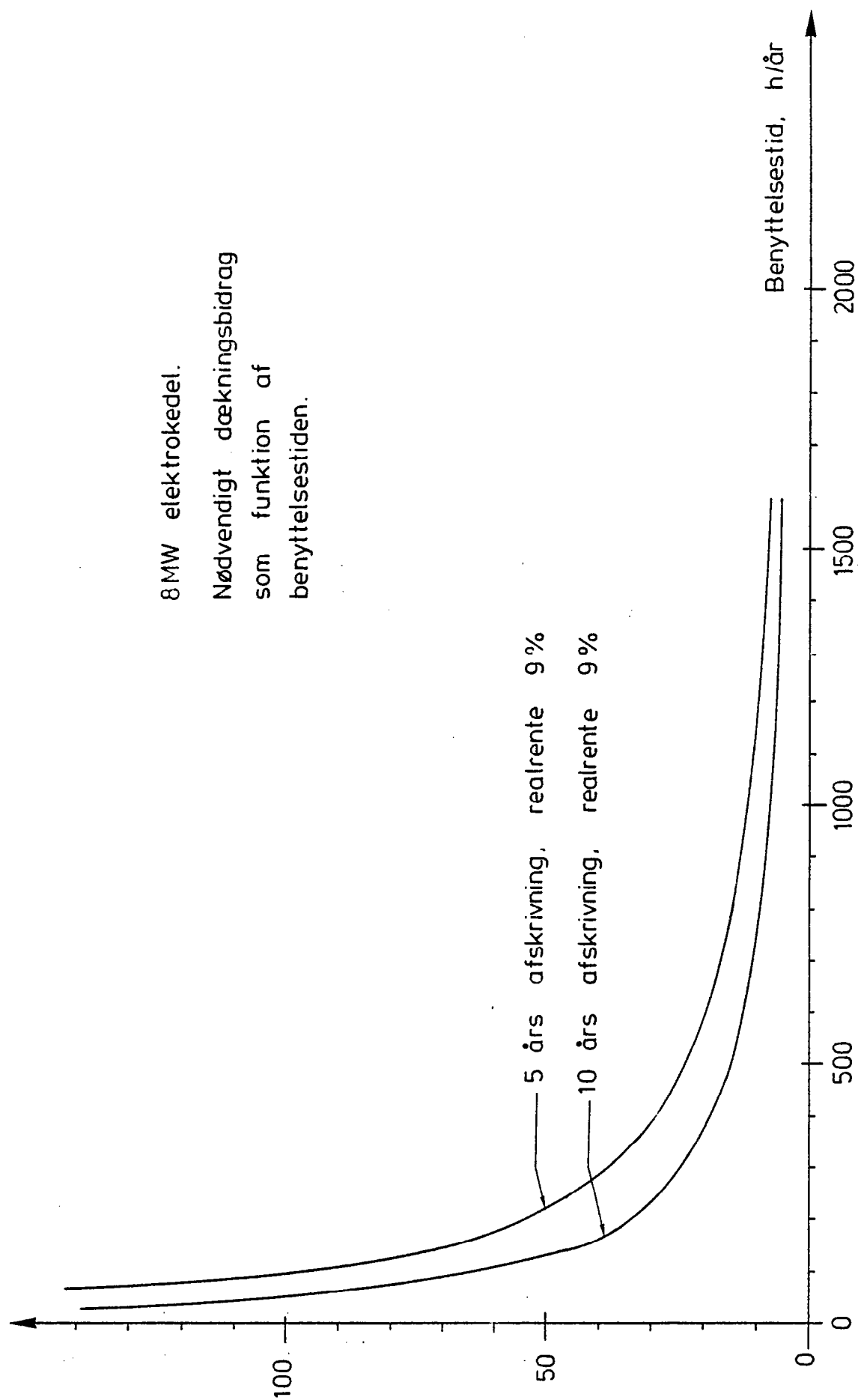
I anden sammenhæng er antallet af timer med energioverskud vurderet. Med de forventede elbelastninger i de nærmeste år skønnes antallet af være 400-500, det anvendte program (SIM) under vurderer muligvis problemet. I overslagsberegningerne for el-varmekedler er anvendt en benyttelsestid på 1100 h/år eller ca. 3 timer om dagen.

Såfremt der ønskes en afskrivningstid på elektrokedlen på 5 år, bliver det nødvendige dækningsbidrag ved en realrente på 9 % 16 kr/GJ for en 4 MW kedel og 10 kr/GJ for en 8 MW kedel. Ved en afskrivningstid på 10 år er de tilsvarende tal 10 kr/GJ og 6 kr/GJ

For en 8 MW kedel kan det vises, at kravet til dækningsbidrag, kr/GJ, stiger drastisk ved benyttelsestider på under 600-700 timer/år (jvnf. figuren side 3).

Ved en sammenligning med tabellen ses, at der bør sigtes mod i det mindste fueloliesubstitution og udnyttelse af el produceret ved kulfyret modtryk eller undgåelse af støtteoliefyring, eller en tilsvarende billig importmulighed.

Dækningsbidrag, kr/GJ



8MW elektrokedel.

Nødvendigt dækningsbidrag
som funktion af
benyttelsestiden.

ELSAM	Notat S83/260d	JPe/UKH	29. febr. 1984	
-------	----------------	---------	----------------	--

Appendix D, side 1

Nuklear kraftvarmeproduktion med transmission fra Bøsøre til Odense.

I fjernvarmegruppens arbejde indgår et nukleart scenarie. Dette scenarie har udbygning med 2 nukleare udtagsenheder ved Bøsøre og med fjernvarmetransmission fra Bøsøre til Odense.

Problemstillingen er så, hvilken transmissionskapacitet og hvilken fremløbstemperatur skal vælges for at opnå den mest økonomiske løsning, og hvad koster transmissionssystemet.

Det antages, at de to udtagsenheder hver har en fjernvarmekapacitet lig med transmissionssystemets kapacitet.

Den varmemængde, som ikke produceres på de nukleare anlæg, produceres på kul- eller oliefyrede fjernvarmekedler.

Varmen, der skal produceres på fjernvarmekedlerne, fremkommer på forskellige måder:

- 1) når belastningen er større end kapaciteten af transmissionssystemet.
- 2) når der ikke er nogle nukleare udtagsværker til rådighed.
- 3) når transmissionssystemet ikke er til rådighed.

ad 2: Udenfor revisionsperioderne svarer det til, at begge nukleare anlæg er havareret. I revisionsperioden svarer det til, at det ene anlæg er til revision, og det andet er havareret.

Undersøgelsen omfatter følgende muligheder:

- transmissionssystemets kapacitet er 100%, 75% eller 50% af maksimalbelastningen.

- fremløbstemperaturen er 90 °C, 120 °C eller 140 °C.

Data:

Fjernvarmebehovet i Odense er 12000 TJ/år, svarende til at maksimalbelastningen er på 925 MJ/s.

Som brændselspris er regnet med UP83-prognosens middelværdi for perioden 1993-2005 plus tillæg:

Kul : 25,90 kr/GJ
 Olie : 51,10 -
 Uran : 6,05 -

Længden af transmissionssystemet er 41 km. Pålideligheden antages at være 1, men som en variant sættes pålideligheden til 0,95. Pumpeeffekten til transmissionssystemet antages at være proportional med den overførte varmeeffekt for de forskellige arrangementer. Strømforbruget til pumperne prissættes til kulfyret kondensationsproduktion (250 kr/MWh).

Der er regnet med, at vedligeholdelsesomkostningerne til transmissionsledningen er < 0,5 Mkr/år, hvorfor de ikke er medtaget.

Fremløbstemp. (°C)	90			120			140		
Transmissionskapacitet (MJ/s)	925	694	463	925	694	463	925	694	463
Pumpeeffekt (MW)	14,0	11,2	7,0	11,2	7,0	5,6	7,0	5,6	4,2
Spec. pumpeeffekt $\left(\frac{\text{MW}}{\text{MJ/s}}\right)$	0,0151	0,0161	0,0151	0,0121	0,0101	0,0121	0,0076	0,0081	0,0091
Pumpeomk. (kr/GJ)	1,05	1,12	1,05	0,84	0,70	0,84	0,53	0,56	0,63

De nukleare udtagsanlæg har et specifikt forbrug på 10,76 GJ/MWh for elproduktion. Der regnes ikke med variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Der antages følgende sammenhænge mellem udtagstemperatur og C_v -værdi:

Udtagstemperatur (°C)	C _V -værdi (p.u.)
140	0,206
120	0,18
90	0,16

De variable omkostninger for varmen bliver det specifikke forbrug
 . brændselspris . C_V = $\frac{10,76 \text{ GJ} \cdot 6,05 \text{ kr} \cdot 1 \text{ h}}{\text{MWh} \cdot \text{GJ} \cdot 3600 \text{ s}}$. C_V = 18,1 C_V kr/GJ

plus drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Ifølge UP83 antages drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne at være konstante, svarende til ca. 140 Mkr/år for et 1000 MW anlæg ved at dele drifts- og vedligeholdelsesomkostninger mellem el og varme i forhold til elproduktion og varmens ækvivalente elproduktion. Idet der regnes med en årlig benyttelsestid på 7000 h, bliver varmens andel

$\frac{140 \text{ Mkr} \cdot C_V \cdot 1 \text{ h}}{1000 \text{ MW} \cdot 7000 \text{ h} \cdot 3600 \text{ s}} = 5,55 \cdot C_V \text{ kr/GJ}$. Ialt bliver de variable produktionsomkostninger således $23,6 \cdot C_V \text{ kr/GJ}$. Der er regnet med en pålidelighed på 0,9 for de nukleare anlæg og med et revisionsbehov på 6 uger/år.

De kulfyrede kedler antages at have en virkningsgrad på 0,85 og variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på 4,5 kr/GJ. De variable omkostninger bliver i alt 35 kr/GJ.

De oliefyrede kedler antages at have en virkningsgrad på 0,90 og variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på 2,5 kr/GJ. De variable omkostninger bliver i alt 59 kr/GJ.

Som kapitalomkostninger medtages anlægsinvesteringerne til transmissionssystemet, til fjernvarmeudtaget på turbinerne samt til effektivtreduktionen på de nukleare anlæg.

Der er regnet med følgende anlægsinvesteringer i faste priser til transmissionssystemet:

Anlægsomkostning til transmissions- system (Mkr)	Fremløbstemperatur		
	90 °C	120 °C	140 °C
925 MJ/s	2133	1776	1519
Kapacitet 694 MJ/s	1735	1132	1242
463 MJ/s	1090	888	1071

Anlægsinvesteringerne til fjernvarmeudtaget på de nukleare anlæg er skønnet til 50 Mkr. pr. turbine, uafhængigt af udtagets størrelse, i alt 100 Mkr.

Effektreduktionen på de nukleare anlæg afhænger af C_v -værdien og af udtagets størrelse.

Gennemsnitlig effektreduktion:

Gns. effektre- duktion (MW)	Fremløbstemperatur		
	90 °C	120 °C	140 °C
925 MJ/s	75	85	97
Kapacitet 694 MJ/s	72	81	93
463 MJ/s	58	65	74

Der er regnet med specifikke anlægsinvesteringer til et nukleart anlæg på 8250 kr/kW. Dette giver følgende anlægsinvesteringer til fjernvarmen:

Kraftvarmens andel af investeringerne til de nukleare anlæg (Mkr)	Fremløbstemperatur		
	90 °C	120 °C	140 °C
925 MJ/s	619	701	800
Kapacitet 694 MJ/s	594	668	767
463 MJ/s	479	536	611

De samlede anlægsinvesteringer til de nukleare kraftvarmeanlæg og transmissionssystemet:

Anlægsinv. (MW)	Fremløbstemperatur		
	90 °C	120 °C	140 °C
925 MJ/s	2852	2577	2419
Kapacitet 694 MJ/s	2429	1900	2109
463 MJ/s	1669	1524	1782

Resultat af beregningerne

Produktionsfordelingen findes ved en simpel lastfordeling, hvor de nukleare enheder dækker varmen først, hvis de og transmissions-systemet er til rådighed. Resten produceres på spidslastanlæg.

Produktionsfordeling (PJ/år)		Kapacitet		
		925 MJ/s	694 MJ/s	463 MJ/s
Transmissions-systemets på-lidelighed = 1,00	Nuklear prod.	11,8	11,6	10,3
	Spidslast prod.	0,22	0,41	1,71
Transmissions-systemets på-lidelighed = 0,95	Nuklear prod.	11,2	11,0	9,8
	Spidslast prod.	0,81	0,99	2,22

De samlede resultater fremgår af de næste to tabeller, hvor forskellen mellem de to tabeller er pålideligheden af transmissions-systemet.

Omkostninger ved nuklear kraftvarmeproduktion med transmission fra Børsøre til Odense. Transmissionssystemets pålidelighed = 1,00.

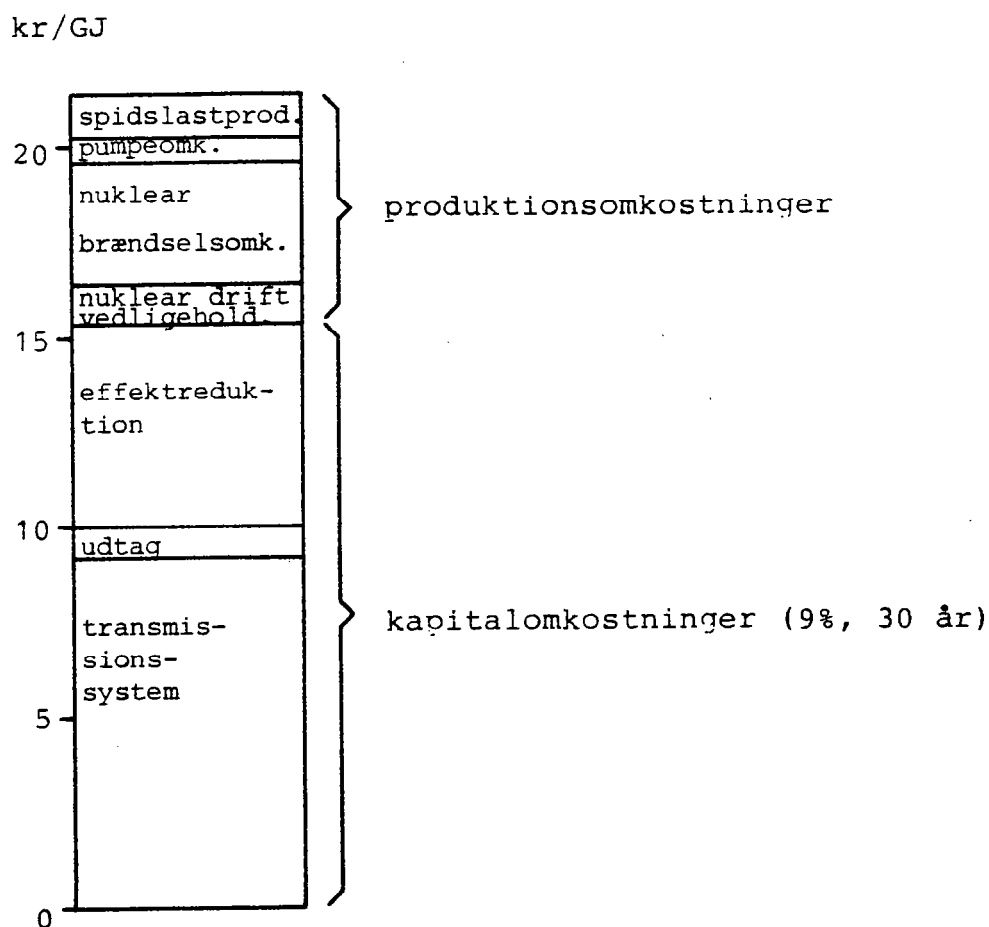
Fremløbstemp. (°C)		90			120			140		
kapacitet	(MJ/s)	925	694	463	925	694	463	925	694	463
Nuklear prod. omk.	(Mkr)	44,6	43,8	38,9	50,1	49,3	43,8	57,4	56,8	50,1
Pumpeomk.	-	12,4	13,0	10,8	9,9	8,1	8,7	6,3	6,5	6,5
Spidslast prod. omk., kul	-	7,7	14,4	59,9	7,7	14,4	59,9	7,7	14,4	59,9
Spidslast prod. omk., olie	-	13,0	24,2	101	13,0	24,2	101	13,0	24,2	101
Kapitalomk. (9%, 30 år)	-	278	236	162	251	185	148	235	205	173
Totalomk. m. kulf. spidslast	(Mkr)	343	307	272	319	257	260	306	283	290
Totalomk. m. olief. spidslast	-	348	317	313	324	267	302	312	293	331

Omkostninger ved nuklear kraftvarmeproduktion med transmission fra Børsøre til Odense. Transmissionssystemets pålidelighed = 0,95.

Fremløbstemp. (°C)		90			120			140		
kapacitet	(MJ/s)	925	694	463	925	694	463	925	694	463
Nuklear prod. omk.	(Mkr)	42,3	41,5	37,0	47,6	46,7	41,6	54,4	53,5	47,6
Pumpeomk.	-	11,8	12,3	10,3	9,4	7,7	8,2	5,9	6,2	6,2
Spidslast prod. omk., kul	-	28,4	34,7	77,7	28,4	34,7	77,7	28,4	34,7	77,7
Spidslast prod. omk., olie	-	47,8	58,4	131	47,8	58,4	131	47,8	58,4	131
Kapitalomk. (9%, 30 år)	-	278	236	162	251	185	148	235	205	173
Totalomk. m. kulf. spidslast	(Mkr)	361	325	287	336	274	276	324	299	305
Totalomk. m. olief. spidslast	-	380	348	340	356	298	329	343	323	358

Resultat

På nedenstående figur er sammensætningen af fjernvarmeprisen an net i Odense illustreret, hvor transmissionssystemet er udlagt for 694 MJ/s (svarende til 75% af maksimalbelastningen) og med en fremløbstemperatur på 120°C, og hvor der er regnet med en pålidelighed på 1,00 for transmissionssystemet.



Af figuren ses, at kapitalomkostningerne udgør ca. 70% af de samlede omkostninger, og at størstedelen af disse skyldes investeringerne til transmissionssystemet.

Ved en halvering af transmissionslængden kan de samlede omkostninger reduceres med ca. 20%.

Ved udbygning med kulfyrede fjernvarmekedler bliver varmeprisen an net i Odense ca. 41 kr/GJ, hvor kapitalomkostningerne udgør ca. 6 kr/GJ.

Det foreliggende notat er kun en overfladisk økonomisk analyse. En projektering af transmissionssystemet vil kræve mere detaljerede beregninger. Eksempelvis vil en fremløbstemperatur på under 100°C bevirke, at en evt. akkumulator kan laves trykløs.

UP 84

Ifølge ELSAMs vedtægter skal bestyrelsen hvert år, som led i en rullende planlægning behandle udvidelsesplaner for primærnet og produktionsanlæg.

Udvidelsesplanens indstillinger, som ELSAMs bestyrelse har tiltrådt, danner grundlag for den fortsatte planlægning og udbygning.

En kortfattet orientering om Udvidelsesplanen kan rekvireres hos ELSAM.

ELSAM

Planlægningsafdelingen
7000 Fredericia
Tlf. (05) 56 25 00

ISSN 0107-5101

