



1	<b>IRP97-Programdel</b> - Sammenfattende notat	SP97-621
2	"IRP97 Landstal"	ELSAM/ ELKRAFT
3	<b>IRP97-Kortlægning</b> - Kortlægning, Oversigt	SP97-388
4	"IRP97 Generelle forudsætninger"	SP97-215
5	"IRP97 Prisinterface (markeds-case)"	SP97-387
6	"IRP97-basisfremskrivning, UP96-frenskrivning fordelt på sektorer"	SP97-196
7	"IRP97, Fremskrivning af elefterspørgsel for Jylland-Fyn år 2005-2020 (2030)"	SP97-161
8	"DSM '97 Referenceplan for de jysk/fynske distributionsselskaber"	ELFOR
9	"Indregning af DSM '97 i IRP97"	SP97-583
10	"IRP97 - fremskrivning af fjernvarmeforbrug i eksisterende og potentielle kraftvarmeområder"	SP97-294
11	"IRP97 Transmission"	TP97-589
12	"Teknologikatalog - Transmission"	TP97-619
13	"Kortlægning af vindkraft for IRP97-Programdel"	SP97-297
14	"Decentral, Industriel og lokal kraftvarme"	SP97-252
15	"IRP97: Centrale kraftværker"	97-0878
16	"Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg"	ELSAM/ ELKRAFT
17		
18		
19		
20		

PJØ/BSP

23. december 1997

## **IRP97 Programdel - Sammenfattende notat**

### **1. Indledning**

ELSAMs afrapportering af programdelen består af nærværende notat, det fælles ELKRAFT-ELSAM-notat: "IRP97 - Landstal" samt den del af kortlægningen, der vedrører programperioden.

Kortlægningen er dokumenteret i en række selvstændige notater og resumeret i notatet: "IRP97 Kortlægning - Oversigt".

I det følgende gives en kort beskrivelse af opstillingen af landstallene samt programperiodes tiltag i ELSAM-området.

CO<sub>2</sub>-skyggepriser beregnes for en række virkemidler på produktionssiden, og der anføres til sammenligning CO<sub>2</sub>-skyggepriser for programmerne i DSM97.

### **2. IRP97 - Landstal**

I retningslinierne for elskabernes integrerede ressourceplanlægning stilles krav om, at ELSAM og ELKRAFT belyser, hvorledes de energipolitiske målsætninger kan realiseres for landet under ét. I notatet "IRP97 - Landstal" er for perioden 1998 til 2005 i et samarbejde mellem ELKRAFT og ELSAM opstillet en række landstal for:

- Forbrugsprognoser
- Installeret elproduktionskapacitet
- El- og varmeproduktioner
- Brændselsforbrug
- Miljøforhold

Tallene er opstillet for et referenceforløb og et planforløb.

*Hvis man antager, at statens virkemidler på elspareområdet har en effektivitet som angivet i Energi 21's regneeksempel (ud over virkningen af elværkernes indsats) og en biomasse-*

*anvendelse i henhold til biomassepålægget, fås i planforløbet en resulterende CO<sub>2</sub>-emission for hele landet på 20,8 mio. ton i år 2005. Herved opfyldes målet for reduktion af CO<sub>2</sub>-emission<sup>1</sup>. Planforløbet overholder tillige kvoter for SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> samt aftaler vedrørende vindmølleudbygning.*

### **3. Tiltag i ELSAM-området 1998-2005**

Som det fremgår af landstalsrapportens bilag C, regnes der i programperioden ikke med effektilgang i de centrale kraftvarmeområder i ELSAM-området ud over idriftsættelsen af Nordjyllandsværkets nye blok i 1998.

Programperiodens effektilgang sker i form af industriel kraftvarme og vindkraft. Udbygningen med industriel kraftvarme og landplacerede vindmøller foretages primært i privat regi som følge af økonomiske incitamenter iværksat af staten. Den indregnede udbygning med havplacerede møller svarer til det forventede pålæg til elværkerne om etablering af forsøgs parker.

Biomasseaftalens mål for indfyrte mængde nås år 2005 enten ved tilsatsfyring på en række centrale enheder eller ved yderligere udbygning med separate kedler i forbindelse med centrale enheder. Beslutningen afventer udfaldet af igangværende og forestående forsøg.

Af hensyn til overholdelse af NO<sub>x</sub>-kvoterne etableres i planforløbet deNO<sub>x</sub>-anlæg på to kulfyrede kraftværksblokke.

Som et element i planen for at nå CO<sub>2</sub>-målene indgår konvertering af en central kraftværksblok fra kul til naturgas.

På forbrugssiden indregnes besparelser i henhold til DSM97-planen.

*Der er i ELSAM-området i planforløbet således iværksat en række tiltag, der sammen med Energi 21's forventninger til de statslige virkemidler på elspareområdet medfører, at programperiodens politiske målsætninger med hensyn til SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, biomasse og vindmøller nås. (Med jysk-fynsk elforsyningens vurdering af virkningen af de allerede iværksatte statslige virkemidler på elspareområdet bliver CO<sub>2</sub>-emissionen ca. 0,3 ton større).*

*Rammerne for planlægningen er dog så snævre, at det ikke anses for relevant at opstille alternative forløb, der opfylder målsætningen.*

<sup>1</sup> Beregnet i henhold til "Metode 2" i "Elsektorens CO<sub>2</sub> -reduktioner 1998-2005", Energistyrelsen, 8.september 1997.

## 4. Beregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser

Der stilles i retningslinierne for elskabernes integrerede ressourceplanlægning krav om beregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser for de belyste handlingsmuligheder med udgangspunkt i det nuværende system.

Elsektoren har over for myndighederne påpeget, at CO<sub>2</sub>-skyggepriser beregnet efter ovenstående opskrift ikke i praksis kan anvendes som baggrund for beslutninger om prioritering og iværksættelse af forskellige handlemuligheder. I principippet ændres forudsætningerne for beregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser allerede ved iværksættelse af det første virkemiddel, og de beregnede skyggepriser skal således løbende genbereges i takt med, at referencen ændres. Beregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser og iværksættelse af virkemidler er således en iterativ proces, der ikke kan gennemføres på basis af forudberegnede skyggepriser med udgangspunkt i det nuværende system.

Anvendelse af de udmeldte samfundsøkonomiske elpriser medfører, at ny kapacitet tillægges fuld effektværdi, uanset om elsystemet har behov for kapaciteten. Med etablering af den norsk-svenske elbørs og muligheden for at handle der, vil prisen i udlandet ofte være bestemmende for marginalprisen i Danmark. CO<sub>2</sub>-skyggepriserne beregnes derfor både på baggrund af de udmeldte samfundsøkonomiske elpriser og et sæt markedspriser for el.

I det følgende præsenteres beregnede CO<sub>2</sub>-skyggepriser for følgende virkemidler, der kan bringes i anvendelse for at reducere CO<sub>2</sub>-emissionen:

- Brændselsomlægninger fra kul til naturgas og biomasse.
- Udbygning med land- og havplacerede vindmøller.
- Udbygning med industriel kraftvarme.
- Anlæg af nye kraftværker (KAD, GAD, CC).

Afsnittet afsluttes med et kort resumé over CO<sub>2</sub> -skyggepriser for programmerne i DSM97.

### 4.1 CO<sub>2</sub> -skyggepriser for tiltag på produktionssiden

Beregninger og forudsætninger fremgår af bilag 1.

Beregningerne er gennemført på basis af Energistyrelsens samfundsøkonomiske el- og brændselspriser som forudsat i retningslinierne. Som supplement er der tillige beregnet CO<sub>2</sub> -skyggepriser på baggrund af markedspriser for el, halm og naturgas til store kraftværker. Værdier baseret på markedspriser er anført i parentes.

	Prod.pris. kr./MWh	Ref. pris kr./MWh	CO <sub>2</sub> -reduktion ton/MWh	CO <sub>2</sub> -skyggepris kr./ton CO <sub>2</sub>
<i>Brændselskonvertering:</i>				
Kul til naturgas	62 (25)	-	0,33	190 (76)
Kul til halm, 10% tilsatsfyring	110 (222)	-	0,81	136 (275)
Kul til halm, 10% i sep. kedel	249 (361)	-	0,81	307 (446)
<i>Udbygning med:</i>				
Industriel kraftvarme (naturgas)	332	329 (190)	0,44	7 (326)
Centralt KAD-anlæg (kul)	239	249 (150)	0,03	-
Centralt GAD-anlæg (naturgas)	225 (194)	249 (150)	0,34	-70 (129)
Centralt CC-anlæg (naturgas)	214 (186)	249 (150)	0,39	-90 (93)
Landplacerede vindmøller	372 <sup>1</sup>	258 (180)	0,80	143 (241)
Havplacerede vindmøller	405 <sup>1</sup>	258 (180)	0,80	184 (282)

<sup>1</sup> For vindmøller indeholder produktionsprisen en forædlingsomkostning på 50 kr./MWh

De samfundsøkonomiske referencepriser for el er beregnet ud fra 3-tidstarffen og anlæggenes forventede produktionsfordeling mellem spids-, høj- og lavlast.

For brændselskonvertering opnås med Energistyrelsens brændselspriser den laveste CO<sub>2</sub>-skyggepris ved tilsatsfyring med halm, mens konvertering til naturgas er langt det billigste virkemiddel, når regnestykket baseres på markedspriser.

Den valgte reference for elprisen har stor betydning for den beregnede CO<sub>2</sub>-skyggepris ved etablering af ny produktionskapacitet. Tillægges produktionen fuld effektværdi svarende til de udmeldte samfundsøkonomiske marginalpriser kan der for nye naturgasfyrede GAD- og CC-anlæg beregnes negative CO<sub>2</sub>-skyggepriser. Baseres beregningerne i stedet på forventede markedspriser for el (næsten lig variable omkostninger) fås for disse anlæg skyggepriser omkring 100 kr./ton.

Der er ikke beregnet skyggepriser for det kulfyrede værk, idet dette værk med hensyn til kapacitets- og brændselsomkostninger samt emissionsværdier ligger så tæt på det anvendte referenceværk, at regnestykket i princippet er værdiløst.

For industriel kraftvarme bliver de tilsvarende skyggepriser ca. 0 og 300 kr./ton. Ved vurdering af mulighederne for udbygning med industriel kraftvarme ud over den del, der er indeholdt i prognosen, må der dog regnes med væsentlig højere skyggepriser, idet den "bedste" del af potentialet allerede er medregnet i prognosen.

For vindmøller indregnes omkostninger til at gøre den uforudsigelige vindkraftproduktion ligeværdig med styrbar produktion. Med de udmeldte samfundsøkonomiske marginalpriser som reference beregnes CO<sub>2</sub>-skyggepriser på 143 kr./ton og 184 kr./ton for henholds-

vis land- og havplacerede møller. Baseres regnestykkerne i stedet på markedspriser for el, fås skyggepriser på henholdsvis 241 kr./ton og 282 kr./ton .

#### 4.2 CO<sub>2</sub>-skyggepriser i DSM97

De største enkeltprogrammer målt i besparelsesomfang vedrører energirådgivning af stor-kunder, elvarmekonvertering samt tre fælleskampagner vedrørende sparepærer, spremotorer og vask. For energirådgivning af storkunder ( $>100$  MWh) ligger CO<sub>2</sub>-skyggeprisen typisk i intervallet +300 til +100 kr./ton centreret omkring  $\pm 100$  kr./ton. For elvarmekonvertering er CO<sub>2</sub>-skyggepriserne derimod typisk så høje, at det burde være uinteressant.

CO<sub>2</sub>-skyggeprisen i tre fælleskampagner er for sparepærekampagnen 42 kr./ton, for spremotorkampagnen  $\pm 78$  kr./ton og for projekt vask  $\pm 226$  kr./ton.

For boligområder omfatter DSM97 en lang række generelle aktiviteter som telefonisk rådgivning, demonstrationslokaler, udlån af sparekufferter med meget varierende CO<sub>2</sub>-skyggepriser. Programmer for demonstrationslokalebesøg er centreret omkring ca. 500 kr./ton. Udlån af sparekufferter varierer mellem  $\pm 400$  kr./ton og  $\pm 18.000$  kr./ton.

## Beregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser

### 1. Beregningsforudsætninger

Beregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser foretages i henhold til Energistyrelsens notat "Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger", oktober 1995.

Referencen for CO<sub>2</sub>-emission ved elproduktion udgøres af et nyt kulstøvfyret KAD-anlæg med en elvirkningsgrad på 45 % svarende til et brændselsforbrug på 8,0 GJ/MWh og en emission på 760 kg/MWh ab værk.

Energistyrelsens notat angiver såvel en metode til beregning af marginalomkostninger som et sæt samfundsøkonomiske elpriser. Metodemæssigt er der tale om en videreførelse af principippet om, at ny kapacitet skal tillægges fuld effektværdi, uanset om elsystemet har behov for kapaciteten.

Elsektoren har over for myndighederne påpeget, at en fastholdelse af dette princip vil resultere i utidssvarende priser. Med etableringen af den norsk-svenske elbørs og mulighederne for at handle der, vil prisen i udlandet ofte være bestemmende for marginalprisen i Danmark.

I det følgende beregnes et sæt CO<sub>2</sub>-skyggepriser på basis af Energistyrelsens samfundsøkonomiske el- og brændselspriser. Som supplement til disse er der gennemført tilsvarende beregninger med markedspriser for henholdsvis el og brændsler.

Markedspriser for el i henhold til ELSAM-notat SP97-387: "IRP97 Prisinterface (markedscale)" og anlægsdata i henhold til teknologikataloget "Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg", Energistyrelsen, maj 1995, revideret af ELSAM og ELKRAFT december 1997.

Der er endvidere anvendt følgende specifikke forudsætninger:

- Alle beløb er angivet i 1996-kroner.
- Der anvendes el- og brændselspriser fra 1997.
- Samfundsøkonomisk kalkulationsrente er 5 %.
- Der er anvendt en inflationsrate på 2 % ved justering af Energistyrelsens el- og brændselspriser fra 1995 til 1996.
- Ved beregning af CO<sub>2</sub>-fortrængning i forbindelse med effektilgang anvendes specifikke emissionsværdier fra Energistyrelsens notat.

Teknologikatalogets angivelser for anlægsinvesteringer anvendes direkte i sammenhæng med ovennævnte forudsætninger.

Supplerende forudsætninger er angivet i forbindelse med de enkelte regnestykker.

## 2. Konvertering fra kul til naturgas eller biomasse på eksisterende produktionsenhed

Beregningerne er foretaget med udgangspunkt i ombygning af en eksisterende 400 MW kulfyret enhed.

Supplerende forudsætninger:

- Elvirkningsgrad: 42 % (konverteringen foretages ikke på et nyt værk).
- Økonomisk levetid for ombygning: 15 år (med rente på 5 % fås annuitetsfaktor på: 0,0963).
- Benyttelsestid: 5.600 timer.

Beregninger og øvrige forudsætninger fremgår af følgende skema:

	Kul → Naturgas	Kul → Halm	
	100 % konvertering	10 % tilsatsfyring	10 % i separat kedel
<i>Forudsætninger:</i>			
Investering	0,067 mio. kr./MJ/s indf. <sup>1</sup>	1,4 mio. kr./MJ/s indfyret <sup>2</sup>	4,2 mio. kr./MJ/s indfyret
Drift og vedligehold	-50 % af variable D&V <sup>3</sup>	+2 % p.a.	+2 % p.a.
Brændselspris for kul	12,1 kr./GJ	12,1 kr./GJ	12,1 kr./GJ
Brændselspris for NG/halm	20,3 kr./GJ (16,0 kr./GJ)	16,9 kr./GJ (30 kr./GJ)	16,9 kr./GJ (30 kr./GJ)
<i>Beregningsresultat:</i>			
Investering kr./MWh	3	57	172
Drift og vedl. kr./MWh	-11	12	36
Brændsel kr./MWh	70 (33)	41 (153)	41 (153)
I alt meromk. kr./MWh	62 (25)	110 (222)	249 (361)
CO <sub>2</sub> -reduktion ton/MWh	0,33	0,81	0,81
CO <sub>2</sub> -skyggepris kr./ton	190 (76)	136 (275)	307 (446)

<sup>1</sup> 65 mio. kr. for konvertering af 400 MW-enhed.

<sup>2</sup> 100 mio. kr. for 10 % tilsatsfyring på 300 MW-enhed.

<sup>3</sup> 50 % reduktion af variable D&V for kulfyret enhed. Variable andel af D&V udgør ca. 1,5 % af 8,1 mio. kr./MW.

Der er anvendt en naturgaspris svarende til Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger. Energistyrelsen gør opmærksom på, at denne pris ikke umiddelbart kan anvendes.

des ved vurdering af samfundsøkonomi ved brug af naturgas i nye store kraftværker i stedet for kul. Da netop prisforskellen mellem kul og naturgas udgør den dominerende post i regnskabet, er resultatet meget følsomt for ændringer i naturgasprisen. I parentes er værdierne angivet for en naturgaspris på 16,0 kr./GJ, svarende til en europæisk markedspris for naturgas.

For konvertering til halm er omkostningerne beregnet på basis af Energistyrelsens samfundsøkonomiske halmpris på 16,9 kr./GJ. I parentes er angivet de tilsvarende værdier med en markedspris for halm på 30 kr./GJ.

### 3. Udbygning med industriel kraftvarme

Beregningerne tager udgangspunkt i et 5 MW gasturbineanlæg.

Supplerende forudsætninger:

- Økonomisk levetid: 10 år (med rente på 5 % fås annuitetsfaktor på: 0,130).
- Benyttelsestid: 5.000 timer.

Industriel kraftvarme	
<i>Forudsætninger:</i>	
Investering inkl. tilsl.	7 mio. kr./MW
Drift og vedligehold	4 % p.a.
El-/totalvirkningsgrad	35 %/90 %
Referencevirkningsgrad for varme	100 %
Brændselspris	20,3 kr./GJ
<i>Beregningsresultat:</i>	
Investering kr./MWh	182
Drift og vedl. kr./MWh	56
Brændsel kr./MWh	209
Sparet ref. brændsel kr./MWh	-115
Result. prod. pris kr./MWh	332
CO <sub>2</sub> -emission ton/MWh	0,586
Sparet CO <sub>2</sub> -elprod. ton/MWh	0,798
Sparet CO <sub>2</sub> -varmeprod. ton/MWh	0,205
CO <sub>2</sub> -reduktion ton/MWh	0,436
Reference elpris kr./MWh	329 (190)
CO <sub>2</sub> -skyggepris kr./ton	7 (326)

Referencen for elprisen er beregnet på basis af Energistyrelsens samfundsøkonomiske elpris an 10 kV og en produktionsfordeling mellem spids-, høj- og lavlast på 23, 42 og 35 %. Produktionsfordelingen på tarifperioderne svarer til en udnyttelsesgrad i spids- og høj-

last på ca. 90 % og en benyttelsestid på 5.000 timer. Værdierne i parentes er beregnet med en markedspris for el an 10 kV på 190 kr./MWh.

#### 4. Udbygning med ny central produktionskapacitet

Supplerende forudsætninger:

- Økonomisk levetid for nyanlæg: 25 år (med rente på 5 % fås annuitetsfaktor på: 0,0710).
- Benyttelsestid: 5.600 timer.

	KAD	GAD	CC
<i>Forudsætninger:</i>			
Investering	8,1 mio. kr./MW	5,0 mio. kr./MW	4,5 mio. kr./MJW
Drift og vedligehold	3 % p.a.	1,5 % p.a.	3 % p.a.
Elvirkningsgrad	47 %	49 %	55 %
Brændselspris	12,1 kr./GJ	20,3 kr./GJ (16 kr./GJ)	20,3 kr./GJ (16 kr./GJ)
<i>Beregningsresultat:</i>			
Investering kr./MWh	103	63	57
Drift og vedl. kr./MWh	43	13	24
Brændsel kr./MWh	93	149 (118)	133 (105)
Res. prod. pris kr./MWh	239	225 (194)	214 (186)
CO <sub>2</sub> -emission ton/MWh	0,728	0,419	0,373
Sparet CO <sub>2</sub> -em. ton/MWh	0,760	0,760	0,760
Referencepris el kr./MWh	249 (150)	249 (150)	249 (150)
CO <sub>2</sub> -skyggepris kr./ton	-	-70 (129)	-90 (93)

Den anvendte referencepris svarer til referenceværkets gennemsnitlige marginale produktionspris af værk, da disse anlæg har samme benyttelsestid som referenceværket. Tallene i parentes angiver resultatet, når der i stedet regnes med en markedspris for el på 150 kr./MWh og for naturgas på 16 kr./GJ.

Der er ikke beregnet skyggepriser for det kulfyrede værk, idet dette værk med hensyn til kapacitets- og brændselsomkostninger samt emissionsværdier ligger så tæt på det anvendte referenceværk, at regnestykket i princippet er værdiløst.

Beregningen af CO<sub>2</sub>-skyggepriser for de to gasfyrede enheder er ligeledes forbundet med stor usikkerhed, da selv meget små ændringer i forudsætningerne giver anledning til betydelige ændringer i resultatet.

## 5. Udbygning med vindmøller

For at kunne beregne CO<sub>2</sub>-skyggepriser for vindkraft må der tages stilling til, hvorledes vindmøllerne skal håndteres med hensyn til effektværdi.

Med simuleringsværktøjer er der for den hidtidige udbygning beregnet en forbedring af forsyningssikkerheden svarende til en effektværdi for vindkraften på mellem 15 % og 25 % faldende med voksende andel af vindkraft.

Den traditionelle model for værdisætning af vindmøllers effekt er at tillægge denne en værdi svarende til en andel på f.eks. 20 % af referenceværkets kapacitetsomkostninger.

ELSAM har ud fra denne betragtningsmåde tidligere regnet med, at produktionsomkostningerne for vindmøller skulle tillægges forædlingsomkostninger på omkring 50 kr./MWh for at gøre vindmøllestrømmen ligeværdig med referenceværkets produktion.

I et mere markedsorienteret system vil der i udregulerings- og backupomkostningerne både indgå et energi- og et effektbidrag. Energibidraget hidrører fra merbrændselsforbrug ved regulering, og effektbidraget stammer fra beslaglæggelse af effekt til regulering og backup.

Prisen på regulerkraft i et marked domineret af vandkraft har vist sig at afvige med ca. +/- 10 % fra markedsprisen for el, hvilket svaret til en afvigelse på ca. 20 kr./MWh. I et system med betydelig andel af termiske anlæg og en voksende vindkraftandel må prisforskellen forventes at blive større. Der skal ved overføringen af priserne til det danske system endvidere tillægges både tabs- og kapacitetsomkostninger for udlandsforbindelserne. Priserne på det nordiske regulermarked kan således ikke direkte anvendes i forbindelse med dansk vindkraft, men må betragtes som nedre grænse for meromkostninger til regulering.

En fluktuerende og uforudsigelig produktion vil i et frit marked ikke oppebære samme pris som en produktion, der leveres efter en fastlagt profil. Der ses her bort fra en eventuel merpris for grøn energi. I et frit marked vil "forædlingsomkostningerne" således vise sig som en prisforskel mellem de to produkter.

I de følgende beregninger af CO<sub>2</sub>-skyggepriser for vindkraftudbygning anvendes en udreguleringsomkostning for vindkraft på 50 kr./MWh.

## Supplerende forudsætninger:

- Levetid for vindmøller: 20 år (med rente på 5 % fås annuitetsfaktor på: 0,0802).

	Landplacerede vindmøller	Havplacerede vindmøller
<b>Forudsætninger</b>		
Investering	7,1 mio. kr./MW	11,7 mio. kr./MW
Drift og vedligehold	1,5 % af invest. p.a.	2,0 % af invest. p.a.
Benyttelsestid	2.100	3.300
<b>Beregningsresultat</b>		
Investering kr./MWh	271	284
Drift og vedligehold kr./MWh	51	71
Resulterende prod.pris kr./MWh	322	355
Forædlingsomkostninger kr./MWh	50	50
CO <sub>2</sub> -reduktion ton/MWh	0,798	0,798
Ref. pris an 60 kV kr./MWh	258 (180)	258 (180)
<b>CO<sub>2</sub>-skyggepris kr./ton</b>	<b>143 (241)</b>	<b>184 (282)</b>

Referenceprisen for el er beregnet på basis af Energistyrelsens samfundsøkonomiske elpris an 60 kV og en produktionsfordeling mellem spids-, høj- og lavlast på 15, 30 og 55 %, svarende til den faktiske produktionsfordeling for de nuværende vindmøller.

**ELKRAFT-ELSAM**  
December 1997

# **IRP 97 – Landstal**

## **Indholdsfortegnelse**

1. Indledning .....	3
2. Energipolitiske målsætninger .....	3
3. Beregningsmetode .....	5
4. Referenceforløb .....	5
5. Planforløb .....	9
6. Yderligere biomasse og besparelser i planforløb.....	13

Bilag A: Samlet oversigt over landstal

Bilag B: Elkraftområdet inkl. Østkraft

Bilag C: Datagrundlag og beregningsmetode for ELSAM-området

## 1. Indledning

I forbindelse med afrapporteringen af IRP-97 er der i overensstemmelse med Energistyrelsens krav opstillet en række ”landstal”. Tallene er opstillet for perioden 1998 til 2005 i samarbejde mellem Elsam og Elkraft og vedrører:

- Forbrugsprognoser
- Installeret elproduktionskapacitet
- El- og varmeproduktioner
- Brændselsforbrug
- Miljøforhold

Tallene er opstillet for to udviklingsforløb – et referenceforløb og et planforløb. Grundlæggende består referenceforløbet af allerede besluttede tiltag, mens der i planforløbet er indlagt yderligere forventninger mht. elbesparelser og ændringer i produktionsapparatet.

Rapporten består af en hoveddel samt en række bilag. Hoveddelen indeholder en præsentation af landstallene og en sammenligning med de energipolitiske målsætninger. Desuden er set på de CO<sub>2</sub>-mæssige konsekvenser ved yderligere tiltag i planforløbet mht. biomasse og elbesparelser.

Bilag A indeholder en samlet oversigt over landstallene. Bilag B og C indeholder beskrivelse af beregningsforudsætninger og -metoder i hhv. Elkraft- og Elsamområdet.

## 2. Energipolitiske målsætninger

De energipolitiske målsætninger vedrører først og fremmest:

- SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>
- CO<sub>2</sub>
- Anvendelse af biomasse
- Udbygning med vindmøller

### 2.1 SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>

I Energistyrelsens kvoteafgørelse fra den 13. juni 1997 er der fastsat endelige kvoter for SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissionerne for perioden 1998 til 2001. Desuden er der fastsat foreløbige kvoter for perioden 2002 til 2005. Kvoterne vedrører elproduktionsanlæg med en elkapacitet på over 25 MW.

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1.000 ton	68	61	55	51	49	47	45	43

Kvoter,  $SO_2$

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1.000 ton	61	54	48	42	39	35	31	28

Kvoter,  $NO_x$

Ved opgørelse af  $SO_2$ - og  $NO_x$ -emissionerne import-/eksportkorrigeres  $SO_2$ -emissionen i årene 1998 og 1999.  $NO_x$ -emissionen korrigeres alle år.

## 2.2 CO<sub>2</sub>

Mht. CO<sub>2</sub> er målet en reduktion af landets samlede emission i år 2005 med 20% i forhold til 1988.

For el- og kraftvarmesektoren er målet for CO<sub>2</sub>-udledningen i år 2005 på 20,8 mio. tons, idet der korrigeres for im- og eksport. Denne opgørelsesmetode svarer til Energistyrelsens "metode 2", jf. opgavebrevene.

## 2.3 Anvendelse af biomasse

Målene mht. biomasse er omfattet af "biomasseaftalen" fra den 14. juni 1993. Den oprindelige aftale pålagde elselskaberne at forøge anvendelsen af biomasse, så der senest i år 2000 skulle indfyres 1,2 mil. tons halm og 0,2 mio. tons træflis. I 1997 er brændselsanvendelsen blevet mere fleksibel, idet der nu skal indfyres 1,0 mio. tons halm, 0,2 mio. tons træflis og 0,2 mio. tons halm eller træflis.

## 2.4 Udbygning med vindmøller

I den 3. vindmølleaftale (udformet som pålæg), som blev indgået i februar 1996, er det besluttet, at elværkerne skal installere i alt 200 MW på land ud over de 200 MW, som var indeholdt i 1. og 2. vindmølleaftale. Aftalen skal være opfyldt inden udgangen af 1999.

Desuden er der indgået en aftale mht. udbygning på havet (aftalen vil senere blive udformet som et pålæg). Aftalen indeholder en samlet udbygning på 750 MW i moduler á 150 MW fordelt på fem områder i de danske farvande.

### **3. Beregningsmetode**

Til systemberegningerne er der for både Elkraft- og Elsamområdet anvendt matematiske modeller, som time for time optimerer produktionsfordelingen på anlæggene.

Det har i forbindelse med VE-projektet "Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmeforsyningen" vist sig, at udvekslingen på Storebæltforbindelsen vil være meget begrænset i perioden frem til år 2005. Der er derfor regnet på områderne hver for sig, hvorefter tallene er summerede.

### **4. Referenceforløb**

I dette afsnit præsenteres og vurderes landstal for referenceforløbet. En samlet oversigt over tallene er angivet i bilag A. For en mere udførlig beskrivelse af forudsætninger henvises til bilag B og C for hhv. Elkraft- og Elsamområdet.

#### **4.1 Generel beskrivelse af referenceforløb**

Referenceforløbet bygger grundlæggende på tiltag/beslutninger, som allerede er truffet og et sandsynligt, men endnu ikke for alle anlæg besluttet skrotningsforløb. Ændringerne i produktionsapparatet vedrører således i Elsamområdet:

- Idriftsættelse af NVVB3 i 1998
- Skrotning af MKSB1 og SVSB1 i 1998
- Montering af afsvovlingsanlæg på RKEM1 i 1998
- Omlægning af FVOB3 til naturgasfyring i år 2000
- Skrotning af SVSB2 i år 2000
- Skrotning af MKSB2 og NVAB1 i år 2002
- Skrotning af VKEB2 i år 2003

- og i Elkraftområdet:

- Montering af afsvovlingsanlæg samt lavNO<sub>x</sub>-brændere på STV2 i år 2000
- Idriftsættelse af AVV2 med biomassedel i år 2001
- Skrotning af STV1, AVV1 og ASV3 i år 2001

På forbrugssiden anvendes i begge områder en elprognose uden DSM97-aktiviteter. I Elkraftområdet er ej heller medtaget Energi 21's nye statslige virkemidler, som primært omfatter elsparefond, "produktorienteret besparelsesindsats" samt lov om fremme af energi- og vandbesparelser i bygninger.

I Elsamområdet er medtaget den del af ovennævnte virkemidler, som allerede er implementeret ved konkret lovgivning, f.eks. elsparefonden. I Elsamområdet er indregnet en besparelse på ca. 500 GWh i år 2005 som følge af disse virkemidler.

Udbygningen med vindmøller er i dette udviklingsforløb begrænset til udbygningen på land.

#### **4.2 Forbrugsprognoser**

Elforbruget er angivet an forbruger, mens varmeforbruget er angivet ab værk.

Elforbruget stiger fra ca. 33,1 TWh i 1998 til 35,8 TWh i 2005 - en stigning på godt 8%.

Varmegrundlaget i de centrale kraftvarmeområder øges fra knap 83 PJ i 1998 til godt 86 PJ i år 2005. I de decentrale, lokale og industrielle ”kraftvarmeområder” er varmegrundlaget beregnet på baggrund af den installerede effekt. Samlet set øges varmegrundlaget i disse områder fra knap 40 PJ/år til godt 48 PJ/år.

#### **4.3 Installerede eleffekter**

Den installerede vindmølleeffekt på havet er 10 MW i hele perioden, mens den installerede vindmølleeffekt på land stiger fra 995 MW i 1998 til 1.679 MW i 2005.

Den øvrige installerede eleffekt (Bilag A, side 3) er opdelt på følgende grupper:

- IKV
- DKV og LKV
- Centrale, gruppe 1
- Centrale, gruppe 2
- Centrale, gruppe 3
- Centrale, gruppe 4

Desuden er angivet en kolonne med tillæg/fradrag for udenlandske ejerskab og forpligtelser.

Effekterne er opgjort uden kraftvarmefradrag.

IKV indeholder industrielle anlæg, mens DKV og LKV indeholder decentrale og lokale kraftvarmeanlæg. Effekten på disse anlæg øges fra i alt 1.831 MW til 2.150 MW.

Centrale, gruppe 1 indeholder naturgasfyrede centrale anlæg, mens centrale, gruppe 2, 3 og 4 indeholder kul- og oliefyrede centrale anlæg med forskellige grader af miljøanlæg.

Det ses, hvordan effekten i gruppe 4 reduceres gennem perioden som en følge af, at ældre produktionsanlæg uden miljøanlæg skrottes eller ombygges.

Samtidigt stiger effekten i gruppe 1, idet FVOB3 overgår til naturgasfyring og AVV2 idriftsættes.

#### 4.4 El- og varmeproduktioner

Den samlede elproduktion svarer til summen af forbruget an forbruger, nettabet og nettoudvekslingen (Bilag A, side 4). Udvekslingen består først og fremmest af allerede kendte og længerevarende aftaler. Herudover udgøres en mindre del af eloverløb, som opstår i de situationer, hvor den bundne elproduktion overstiger forbruget. Resultatet af udvekslingerne bliver en nettoeksport i perioden på mellem 700 og 2.150 GWh pr. år.

Produktionen er opdelt i følgende grupper:

- Vind
- IKV
- DKV og LKV
- Centrale, gruppe 1
- Centrale, gruppe 2
- Centrale, gruppe 3
- Centrale, gruppe 4

Elproduktionen fra vindmøller stiger fra ca. 2.350 GWh i 1998 til godt 3.600 GWh i år 2005 – en stigning på over 50%.

Elproduktionen på mindre kraftvarmeenheder (IKV, DKV og LKV), øges fra godt 8.400 GWh til godt 9.900 GWh.

Elproduktionen på de centrale enheder uden miljøanlæg falder, mens produktionen øges i de øvrige centrale grupper – den største forøgelse finder sted på de naturgasfyrede anlæg.

Den samlede varmeproduktionen i kraftvarmeområderne stiger fra ca. 123 PJ til 137 PJ i perioden.

På de centrale anlæg sker der en kraftig reduktion i varmeproduktionen på anlæg uden miljøanlæg. Produktionen øges i de øvrige grupper, først og fremmest på de naturgasfyrede anlæg.

#### **4.5 Brændselsforbrug**

Brændselsforbruget er opgjort for såvel centrale som decentrale enheder (Bilag A, side 6 og 7).

Det totale brændselsforbrug øges gennem perioden som følge af stigningen i el- og varmeforbruget. Forbruget af kul reduceres, mens forbruget af naturgas øges væsentligt.

Biomasseforbruget er endvidere opgjort særskilt (Bilag A, side 8).

Biomasseanvendelsen stiger fra ca. 400.000 tons i 1998 til ca. 650.000 tons i år 2005 og ligger således væsentligt under påbudet i biomasseaftalen på 1,4 mio. tons.

#### **4.6 Restprodukter**

Den samlede mængde af kulslagge og flyveaske reduceres fra ca. 950.000 tons i 1998 til ca. 800.000 tons i år 2005 som følge af et reduceret kulforbrug.

Produktionen af orimulsionaske ligger på ca. 3.500 tons pr. år i hele perioden.

Produktionen af gips øges fra ca. 430.000 tons i 1998 til godt 500.000 tons i år 2005, idet en større del af de kulfyrede enheder er forsynet med afsvovlingsanlæg.

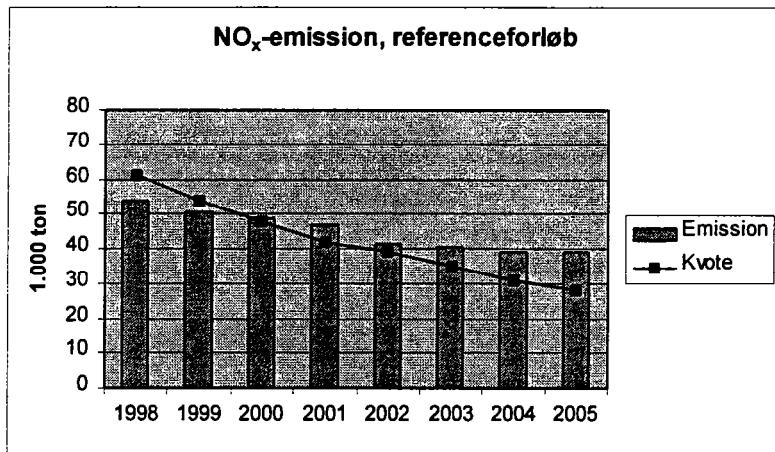
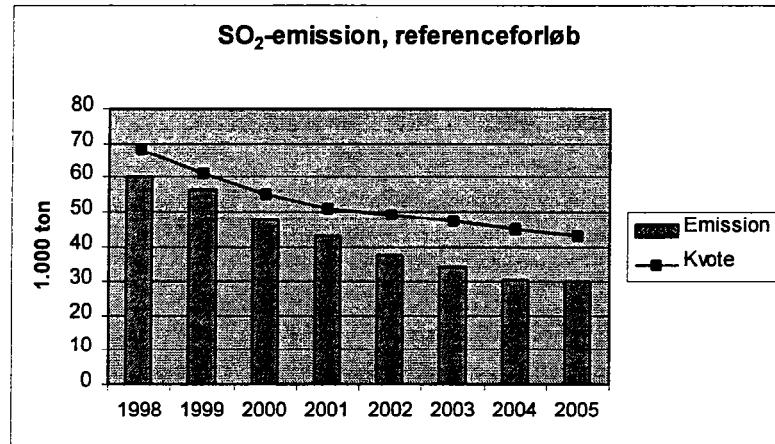
Produktionen af tasp ligger på ca. 110.000 tons pr. år i hele perioden.

Produktionen af svovlsyre øges fra 3.500 tons i 1998 til 11.600 tons i år 2005

Produktionen af bioaske øges fra godt 6.000 tons i 1998 til godt 26.000 tons i år 2005.

#### **4.7 Emissioner**

Side 10, bilag A vedrører emissioner. I figurene er SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissionerne illustreret:



SO<sub>2</sub>-emissionen falder fra ca. 60.000 tons i 1998 (korrigeret) til ca. 30.000 tons i 2005 (ukorrigeret). SO<sub>2</sub>-kvoten overskrides ikke i perioden.

NO<sub>x</sub>-emissionen (korrigeret) falder fra ca. 54.000 tons i 1998 til ca. 39.000 tons i år 2005. Her overskrides den forventede kvote i den sidste del af beregningsperioden.

CO<sub>2</sub>-emissionen (Bilag A, side 10) falder fra 26,4 mio. tons i 1998 til 24,9 mio. tons i år 2005. Emissionen er opgjort for hele el- og kraftvarmesektoren korrigert for im- og eksport. Målet på 20,8 mio. tons nås således ikke i referenceforløbet.

## 5. Planforløb

I dette afsnit præsenteres og vurderes landstal for planforløbet. En samlet oversigt over tallene er ligesom for referenceforløbet angivet i bilag A. For en mere udførlig beskrivelse af forudsætninger henvises til bilag B og C.

## 5.1 Generel beskrivelse af planforløb

I planforløbet er forudsat en række yderligere tiltag på produktionssiden i forhold til referenceforløbet.

I Elsamområdet vedrører det:

- Tilsatsfyring med 15% halm/flis på MKSB3 fra år 2000
- Idriftsættelse af halm-/fliskedel på FVOB7 i år 2002
- Etablering af deNO<sub>x</sub>-anlæg på FVOB7 i år 2002
- Etablering af deNO<sub>x</sub>-anlæg på VKEB3 i år 2005

- og i Elkraftområdet:

- Montering af deNO<sub>x</sub>-anlæg på AMV3 i år 2001
- Montering af afsvovlingsanlæg på AMV1 og AMV2 i år 2004
- Idriftsættelse af biomasseanlæg på Asnæsværket i år 2005

På forbrugssiden anvendes i begge området en elprognose inkl. DSM97-aktiviteter og inkl. den vurderede effekt af de statslige virkemidler.

I Elkraftområdet er indlagt myndighedernes vurderinger af Energi 21-virkemidlerne, hvilket betyder at de indgår med 700 GWh i år 2005 svarende til ca. 40% af den skønnede effekt på landsplan. I Elsamområdet er anvendt egne vurderinger, hvilket betyder at virkemidlerne ligesom i referenceforløbet indgår med ca. 500 GWh i år 2005.

Udover udbygningen med vindmøller på land er der i dette udviklingsforløb også medtaget udbygning med havbaserede vindmøller.

## 5.2 Forbrugsprognoser

Elforbruget stiger fra 32,9 TWh til 34,4 TWh an forbruger. Ved sammenligning med elprognosene for referenceforløbet, ses effekten af DSM97 samt af de yderligere statslige virkemidler.

Stigningen i varmegrundlaget er den samme som i referenceforløbet, både hvad angår den centrale og de øvrige prognoser.

## 5.3 Installerede effekter

Den installerede vindmølleeffekt på land stiger ligesom i referenceforløbet fra 995 MW i 1998 til 1.679 MW i år 2005.

Den installerede havmølleeffekt stiger markant gennem perioden. I alt øges effekten fra 10 MW til 590 MW.

Den samlede installerede vindmølleeffekt når dermed op på 2.269 MW i år 2005.

Den samlede effekt på mindre kraftvarmeanlæg stiger fra 1.831 MW til 2.150 MW svarende til referenceforløbet.

På de centrale anlæg sker der en yderligere forskydning af effekten i forhold til referenceforløbet henimod anlæg med miljøanlæg. Dette skyldes etableringen af deNO<sub>x</sub>-anlæg på AMV3 i år 2001, deNO<sub>x</sub>-anlæg på FVOB7 i år 2002, afssovlingsanlæg på AMV1 og AMV2 i år 2004 samt deNO<sub>x</sub>-anlæg på VKEB3 i år 2005.

#### **5.4 El- og varmeproduktioner**

Elproduktionen på vindmøller stiger fra ca. 2.350 GWh i 1998 til godt 5.600 GWh i år 2005 – mere end en fordobling af produktionen.

Elproduktionen på de mindre kraftvarmeenheder øges ligesom i referenceforløbet fra godt 8.400 GWh til godt 9.900 GWh.

På de centrale enheder falder elproduktionen ikke alene på kul- og oliefyrede anlæg uden miljøanlæg (gruppe 4), men også på anlæg som kun har afssovlingsanlæg (gruppe 3). Omvendt øges elproduktionen på kul- og oliefyrede anlæg med både afssovlings- og deNO<sub>x</sub>-anlæg samt på naturgasfyrede anlæg.

Varmeproduktionen på centrale kraftvarmeenheder reduceres ligesom elproduktionen på anlæg uden miljøanlæg og på anlæg som kun har afssovlingsanlæg. Derimod stiger produktionen betydeligt på de øvrige centrale anlæg samt på de mindre kraftvarmeanlæg.

#### **5.5 Brændselsforbrug**

Det totale brændselsforbrug falder gennem perioden som følge af en større andel nyere anlæg med høj virkningsgrad samt en stor udbygning med vindkraft.

Kulforbruget reduceres, mens forbruget af naturgas og biomasse øges.

Biomasseforbruget stiger til i alt 1,1 mio. tons i år 2005 mod 650.000 ton i referenceforløbet. Denne forskel skyldes idriftsættelsen af biomasseenheden på FVOB7 samt biomasseenheden på Asnæsværket.

## 5.6 Restprodukter

Mængden af kulslagge og flyveaske reduceres fra ca. 950.000 tons i 1998 til ca. 700.000 tons i år 2005 – en reduktion større end i referenceforløbet.

Produktionen af orimulsionaske reduceres fra ca. 3.400 tons i 1998 til ca. 2.700 tons i år 2005.

Produktionen af gips øges fra ca. 430.000 tons i 1998 til ca. 450.000 tons i år 2005. Stigningen er mindre end i referenceforløbet, til trods for at der er etableret flere afsvovlingsanlæg, idet produktionen på kulfyrede enheder er reduceret i forhold hertil.

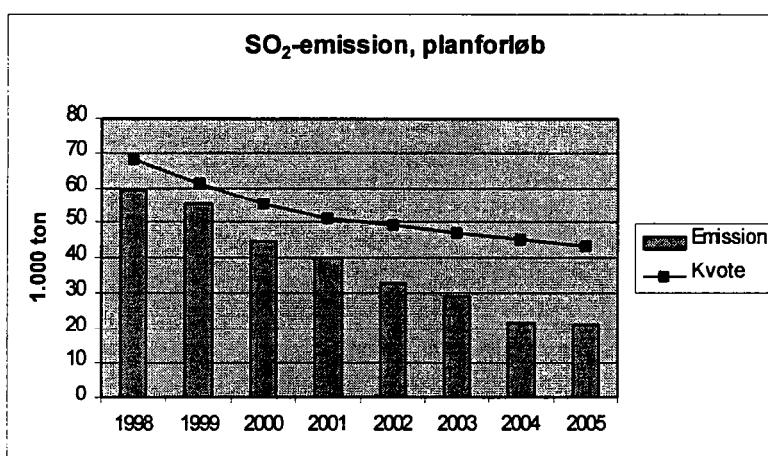
Produktionen af tasp reduceres fra ca. 110.000 tons til knap 100.000 tons.

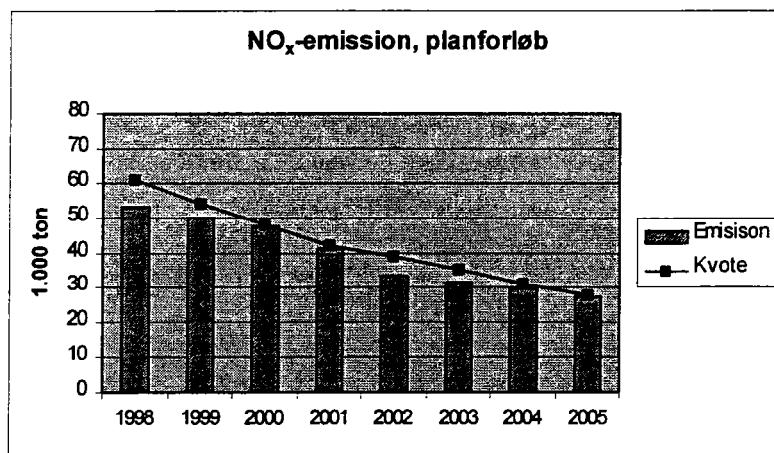
Produktionen af svovlsyre øges fra 3.500 tons til 7.900 tons.

Produktionen af bioaske øges fra godt 6.000 tons til ca. 46.000 tons.

## 5.7 Emissioner

Nedenfor er udviklingen i SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissionen illustreret:





SO<sub>2</sub>-emissionen falder fra 59.300 tons i 1998 til 21.100 tons i år 2005. SO<sub>2</sub>-emissionen ligger således væsentligt under den foreløbige kvote på 43.000 tons i år 2005. Hertil skal nævnes, at SO<sub>2</sub>-emissionen i år 2005 ikke import-/eksportkorrigeres, og at der kan forventes en højere nettoeksport end den, som er indlagt i beregningerne.

NO<sub>x</sub>-emissionen falder fra 53.200 tons i 1998 til 27.200 tons i år 2005, hvilket er en opfyldelse af den foreløbige kvote på de 28.000 tons.

CO<sub>2</sub>-emissionen falder til 21,6 mio. tons opgjort for hele el- og kraftvarmesektoren og import-/eksportkorrigert. Emissionen ligger således tæt på målsætningen i Energi 21, som er på 20,8 mio. tons CO<sub>2</sub>.

## 6. Yderligere biomasse og elbesparelser i planforløb

I det følgende beregnes den CO<sub>2</sub>-reduktion, der opnås ved yderligere biomasseanwendung og elbesparelser i forhold til det analyserede planforløb.

Yderligere elbesparelser giver anledning til et øget eloverløb. Men da der korrigeres for im- og eksport, giver forøgelsen af eloverløbet kun anledning til en beskeden reduktion af den beregnede CO<sub>2</sub>-gevinst.

### 6.1 Fuld inddragelse af statslige virkemidler fra E21

Planforløbet er baseret på Elkrafts og Elsams elprognoser, der tilsammen indregner en samlet elbesparelse som følge af statens Energi 21-virkemidler på 1,2 TWh i år 2005. Tallet fremkommer ved, at Elkraft indregner 42% og Elsam 28%, dvs. i alt 70% af de samlede besparelser for hele landet. Staten vurderer disse besparelser til i alt 1,7 TWh i år 2005.

Med fuld inddragelse af de statslige virkemidler skal der i forhold til planforløbet på landsplan således regnes med yderligere elbesparelser på godt 0,5 TWh.

Med en CO<sub>2</sub>-emission på 849 kg/MWh an forbruger<sup>1</sup> vil denne besparelse give anledning til en CO<sub>2</sub>-reduktion på godt 0,4 mio. tons.

Den resulterende CO<sub>2</sub>-emission bliver med fuld inddragelse af de statslige virkemidler således reduceret til ca. 21,2 mio. tons i planforløbet.

## 6.2 Øget anvendelse af biomasse

I det analyserede planforløb regnes der i år 2005 med en samlet biomasseanvendelse på 1,1 mio. tons på landsplan. I relation til biomassepålægget på 1,4 mio. tons mangler der således fortsat 0,3 mio. tons.

Da der i forbindelse med planforløbet ikke er taget stilling til, hvordan de resterende 0,3 mio. tons anvendes, beregnes den tilhørende CO<sub>2</sub>-reduktionen ud fra følgende betragtning:

0,3 mio. tons halm (4.370 TJ) erstatter ca. 0,17 mio. tons kul og reducerer dermed CO<sub>2</sub>-emissionen med ca. 0,4 mio. tons.

Med fuld inddragelse af de statslige Energi 21-virkemidler (afsnit 6.1) samt opfyldelse af det nugældende biomassepålæg på i alt 1,4 mio. tons biomasse reduceres planforløbets CO<sub>2</sub>-emission til 20,8 mio. tons.

*Hermed opfyldes CO<sub>2</sub>-målet, som for el- og kraftvarmesektoren er på 20,8 mio. tons, idet der korrigeres for im- og eksport (Energistyrelsens metode 2, jf. opgavebrevene).*

## 6.3 Elprognose svarende til Energi 21's planforløb

Ifølge "Energi 21 - Forudsætninger og resultater", Energistyrelsen, maj 1996 udgør det samlede elforbrug i Energi 21's planforløb 31,4 TWh (113,16 PJ) an forbruger i år 2005. Dette er knap 3 TWh lavere end antaget i det analyserede planforløb.

I forhold til det analyserede planforløb, hvor CO<sub>2</sub>-emissionen var 21,6 mio. ton (afsnit 5.7), fås med Energi 21-elprognosen en reduktion af CO<sub>2</sub>-emissionen på 2,5 mio. tons. Den resulterende CO<sub>2</sub>-emission bliver hermed på 19,1 mio. tons.

---

<sup>1</sup> "Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger", Energistyrelsen, oktober 1995.

ELKRAFT-ELSAM  
December 1997

## Bilag A : Samlet oversigt over landstal

## Forbruksprognoser

Bilag A : Samlet oversigt over landstal

### Reference

	El, total GWh	MW	El, total GWh	MW
1998	33.059	6.076	32.920	6.050
1999	33.469	6.149	33.130	6.085
2000	33.934	6.233	33.414	6.133
2001	34.220	6.283	33.520	6.151
2002	34.622	6.355	33.708	6.182
2003	35.013	6.423	33.920	6.216
2004	35.404	6.491	34.141	6.253
2005	35.780	6.557	34.378	6.293

### Plan

	El, total GWh	MW	El, total GWh	MW
1998	82,6	31,5	8,4	8,4
1999	83,4	34,1	9,7	9,7
2000	84,2	35,5	10,6	10,6
2001	84,7	36,1	11,3	11,3
2002	85,5	36,4	11,6	11,6
2003	85,9	36,4	11,8	11,8
2004	86,0	36,5	11,8	11,8
2005	86,3	36,5	11,8	11,8

### Reference og Plan

	Varme Central PJ	Varme D- & LKV PJ	Varme IKV PJ
1998	82,6	31,5	8,4
1999	83,4	34,1	9,7
2000	84,2	35,5	10,6
2001	84,7	36,1	11,3
2002	85,5	36,4	11,6
2003	85,9	36,4	11,8
2004	86,0	36,5	11,8
2005	86,3	36,5	11,8

Elforbruget er angivet an forbruger, mens varmeforbruget er angivet ab værk.

D- & LKV : Decentral og lokal kraftvarme

IKV : Industriel kraftvarme

For decentral, lokal og industriel kraftvarme er varmegrundlaget beregnet ud fra den installerede effekt

## Installeret vindeffekt

### Reference

Installeret vindeffekt primo året			
	Landmøller Elværks- ejede	Havmøller Privat- ejede	Sum
	MW	MW	MW
1998	254	741	10
1999	330	806	10
2000	390	871	10
2001	412	935	10
2002	431	998	10
2003	453	1.062	10
2004	472	1.125	10
2005	492	1.187	10
			1.689

### Plan

Installeret vindeffekt primo året			
	Landmøller Elværks- ejede	Havmøller Privat- ejede	Sum
	MW	MW	MW
1998	1998	254	10
1999	1999	330	806
2000	2000	390	871
2001	2001	412	935
2002	2002	431	998
2003	2003	453	1.062
2004	2004	472	1.125
2005	2005	492	1.187
			2.269

## Installeret effekt

Bilag A : Samlet oversigt over landstal

### Reference

Installeret effekt primo året						
	IKV	D- & LKV	Central Gruppe 1	Central Gruppe 2	Central Gruppe 3	Central Gruppe 4
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1998	404	1.427	564	1.175	2.372	4.038
1999	460	1.526	564	1.560	2.417	3.741
2000	498	1.557	833	1.560	2.687	3.202
2001	527	1.584	833	1.560	2.687	3.202
2002	542	1.593	1.423	1.560	2.687	3.202
2003	548	1.596	1.423	1.560	2.687	3.202
2004	549	1.599	1.423	1.560	2.687	3.202
2005	549	1.601	1.423	1.560	2.687	3.202

IKV : Industriel kraftvarme

DKV : Decentral kraftvarme

Central, gruppe 1 : Naturgasfyrede anlæg

Central, gruppe 2 : Kul- og oliefyrede anlæg med deNOx- og afsovlingsanlæg.

Central, gruppe 3 : Kul- og oliefyrede anlæg med afsovlingsanlæg uden deNOx-anlæg

Central, gruppe 4 : Kul- og oliefyrede anlæg uden miljøanlæg

Tilæg/fradrag vedrører udenlandske ejerskab/forsigtigelser

### Plan

Installeret effekt primo året						
	IKV	D- & LKV	Central Gruppe 1	Central Gruppe 2	Central Gruppe 3	Central Gruppe 4
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1998	1998	404	1.427	564	1.175	2.372
1999	1999	460	1.526	564	1.560	2.417
2000	2000	498	1.557	833	1.557	3.202
2001	2001	527	1.584	833	1.584	3.202
2002	2002	542	1.593	1.423	1.593	3.202
2003	2003	548	1.596	1.423	1.596	3.202
2004	2004	549	1.599	1.423	1.599	3.202
2005	2005	549	1.601	1.423	1.601	3.202

Effekten på de centrale halmenheder er tillagt de enheder hvorpå halmenheden er koblet, f.eks AVV2.

Orimulsionfyring er placeret under kul- og oliefyrring

## Elproduktion

Reference

Bilag A : Samlet oversigt over landstal

	Elproduktion			Total (ab værk)	Vind	IKV	D- & LKV	Central Gruppe 1	Central Gruppe 2	Central Gruppe 3	Central Gruppe 4
	Elforbrug (an for.)	Nettab	Udveks.*	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
1998	33.099	2.136	708	35.941	2.345	1.877	6.560	2.133	4.809	10.794	7.423
1999	33.509	2.141	1.033	36.708	2.657	2.138	7.012	2.037	5.551	10.809	6.504
2000	33.974	2.154	1.043	37.204	2.897	2.302	7.232	2.609	5.500	11.379	5.285
2001	34.320	2.164	1.380	37.811	3.066	2.425	7.334	3.520	5.452	11.532	4.482
2002	34.662	2.184	2.148	39.005	3.233	2.497	7.375	5.777	5.366	11.303	3.454
2003	35.053	2.201	1.960	39.895	3.390	2.532	7.403	5.792	5.644	11.608	3.526
2004	35.444	2.223	1.910	39.789	3.554	2.549	7.376	5.781	6.059	12.011	2.459
2005	35.820	2.242	1.885	40.150	3.618	2.529	7.417	5.887	6.297	12.077	2.325

Plan

	Elproduktion	Total (ab værk)	Vind	IKV	D- & LKV	Central Gruppe 1	Central Gruppe 2	Central Gruppe 3	Central Gruppe 4		
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		
1998	32.960	2.127	711	35.796	2.345	1.877	6.560	2.134	4.814	10.758	7.308
1999	33.177	2.120	1.034	36.356	2.657	2.138	7.012	2.020	5.449	10.716	6.364
2000	33.455	2.121	1.092	36.763	3.029	2.296	7.202	2.610	5.496	11.245	4.885
2001	33.605	2.120	1.389	37.065	3.198	2.425	7.334	3.540	6.788	9.683	4.097
2002	33.722	2.130	2.351	38.212	4.258	2.495	7.350	5.565	8.215	7.506	2.823
2003	33.932	2.138	2.238	38.318	4.414	2.529	7.395	5.693	8.558	7.607	2.122
2004	34.153	2.152	2.448	38.750	4.977	2.541	7.408	5.749	8.816	8.336	923
2005	34.388	2.163	2.501	39.056	5.624	2.523	7.416	5.497	10.229	6.975	792

\* Eksport er angivet med positivt fortegn - import med negativt fortegn.

## Varmeproduktion, kraftvarmeområder

Reference

Bilag A : Samlet oversigt over landstal

	Varmeproduktion							Total
	IKV	D- & LKV*	Central Gruppe 1	Central Gruppe 2	Central Gruppe 3	Central Gruppe 4	Spidslast*	
TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
1998	9.370	37.358	11.903	8.756	29.157	18.173	7.819	122.536
1999	10.682	39.867	12.153	10.304	31.597	15.357	7.480	127.440
2000	11.494	41.399	14.268	10.493	31.445	12.921	8.790	130.810
2001	12.101	41.898	17.798	9.386	31.910	11.413	8.843	133.349
2002	12.464	42.080	22.959	8.551	29.867	10.015	7.870	133.805
2003	12.657	42.207	23.456	9.657	30.505	10.173	8.359	137.014
2004	12.766	42.226	23.491	9.866	32.849	6.889	8.575	136.661
2005	12.625	42.309	23.453	10.371	32.028	7.228	8.943	136.957

\* I Elkraftområdet produceres noget af den "decentralte" varmeproduktion (affaldsprudktionen) til det centrale varmenet.

\*\* Total spidstastproduktion, dvs. centrale og mindre kraftvarmeområder.

Plan

1998	9.370	37.358	11.806	8.777	29.217	18.185	7.822	122.535
1999	10.682	39.867	11.811	10.095	31.784	15.619	7.560	127.418
2000	11.460	41.320	13.997	10.710	32.184	12.803	8.325	130.799
2001	12.097	41.938	17.047	16.834	24.531	11.740	8.251	132.438
2002	12.450	42.063	22.011	21.964	16.477	10.744	8.088	133.796
2003	12.636	42.219	22.474	23.836	16.646	8.441	8.256	134.508
2004	12.697	42.391	22.578	23.893	21.823	2.467	8.942	134.790
2005	12.580	42.295	22.948	28.448	17.838	2.381	8.452	134.942

## **Brændselsforbrug, centrale enheder (inkl. forbrug til varmespidslast i centrale KV-områder)**

### Reference

	Brændselsforbrug på centrale enheder						
	Total	Kul	Naturgas	Svær olie	Let olie	Orimul.	Affald
	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
1998	263.046	186.552	27.380	4.339	4.192	37.772	183
1999	260.636	184.859	26.965	4.940	3.231	38.141	195
2000	260.982	178.924	33.612	5.202	4.584	36.051	200
2001	259.781	170.222	40.289	5.164	3.657	37.337	181
2002	263.389	157.267	54.969	5.735	3.850	36.125	182
2003	262.919	154.585	55.076	5.685	4.772	37.168	182
2004	263.461	156.562	55.286	4.832	4.920	36.436	168
2005	265.197	156.438	55.527	4.798	5.267	37.451	182

### Plan

1998	261.591	185.527	27.269	4.355	4.193	37.436	183
1999	257.389	182.639	26.524	5.254	3.258	37.214	195
2000	254.243	173.284	33.248	5.375	3.906	34.158	204
2001	251.460	163.301	39.704	5.423	3.705	34.401	181
2002	247.658	142.926	52.177	6.027	4.509	32.177	179
2003	245.541	139.231	53.059	5.654	4.628	32.944	179
2004	242.880	139.009	53.415	4.950	5.310	30.235	180
2005	239.320	137.128	50.549	5.105	4.743	29.066	187

## Brændselsforbrug, decentrale enheder (inkl. forbrug til varmespidslast i decentrale KV-områder)

Reference og Plan

	Brændselsforbrug på decentrale enheder (IKV+DKV)						
	Total	Kul	Naturgas	Svær olie	Let olie	Affald	Halm/Fil
	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
1998	84.267	0	62.751	0	642	17.758	3.117
1999	91.618	0	69.633	0	739	18.030	3.217
2000	95.867	0	71.545	0	761	19.826	3.736
2001	98.309	0	73.991	0	783	19.777	3.759
2002	99.321	0	74.965	0	787	19.787	3.782
2003	100.022	0	75.646	0	791	19.825	3.760
2004	100.317	0	75.790	0	796	19.953	3.779
2005	100.169	0	75.845	0	799	19.754	3.770

## Biomasseforbrug, totalt

Reference

	1 alt 1.000 ton
1998	396
1999	381
2000	424
2001	461
2002	624
2003	635
2004	623
2005	642

Plan

	1 alt 1.000 ton
1998	396
1999	381
2000	538
2001	586
2002	927
2003	938
2004	935
2005	1.125

## Restprodukter

Reference

Plan

Bilag A : Samlet oversigt over landstal

Restprodukter (centrale + decentrale enheder)																	
	Kulslagge	Flyveaske	Orimul-	sionasker	Gips	Tasp	Svovlsyre	Bioasker	Kulslagge	Flyveaske	Orimul-	sionasker	Gips	Tasp	Svovlsyre	Bioasker	
	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	
1998	96.541	868.905	3.472	428.918	110.400	3.500	6.463	96.011	864.131	3.441	427.361	110.400	3.500	6.463	96.011	864.131	3.441
1999	95.665	861.002	3.506	463.998	108.400	2.300	15.807	94.516	850.662	3.420	455.974	108.400	2.300	15.807	94.516	850.662	3.420
2000	92.594	833.359	3.314	482.638	105.800	2.300	17.587	89.675	807.090	3.140	465.450	88.400	1.200	22.352	89.675	807.090	3.140
2001	88.090	792.828	3.432	481.215	107.900	3.300	18.983	84.509	760.593	3.162	456.348	88.400	2.600	24.269	84.509	760.593	3.162
2002	81.386	732.489	3.320	466.235	109.100	3.200	25.509	73.964	665.693	2.957	414.527	88.900	2.000	38.301	73.964	665.693	2.957
2003	79.998	719.997	3.416	483.842	110.300	6.900	26.025	72.052	648.484	3.028	424.031	92.900	5.700	38.745	72.052	648.484	3.028
2004	81.021	729.205	3.349	504.598	113.000	11.900	25.500	71.937	647.450	2.779	457.410	95.200	7.900	38.629	71.937	647.450	2.779
2005	80.957	728.628	3.442	513.103	115.900	11.600	26.300	70.963	638.689	2.672	446.730	97.400	7.900	45.786	70.963	638.689	2.672

## Emissioner

### Reference

	Emissioner		
	SO2	NOx	CO2
	Total på anlæg >25 MW	Total på anlæg >25 MW	Total
	1.000 ton	1.000 ton	mio. ton
1998	60,3	53,8	26,4
1999	56,2	50,4	26,1
2000	47,8	48,9	26,0
2001	43,2	46,7	25,4
2002	37,5	41,2	24,4
2003	34,0	40,3	24,6
2004	30,6	39,1	24,7
2005	30,1	39,2	24,9

### Plan

	Emissioner		
	SO2	NOx	CO2
	Total på anlæg >25 MW	Total på anlæg >25 MW	Total
	1.000 ton	1.000 ton	mio. ton
1998	1998	1998	53,2
1999	1999	55,1	49,7
2000	2000	44,5	47,4
2001	2001	40,2	41,2
2002	2002	32,7	33,2
2003	2003	28,8	31,7
2004	2004	21,4	29,7
2005	2005	21,1	27,2

Bilag A : Samlet oversigt over landstal

SO<sub>2</sub>-emissionen er korrigeret for udveksling i 1998 og 1999, mens NO<sub>x</sub>-emissionen er korrigeret alle år. CO<sub>2</sub>-emissionen er ligeledes korrigeret alle år, idet den er opgjort svarende til Energistyrelsens "metode 2".

## Bilag B : Elkraftområdet inkl. Østkraft

### 1. Indledning

I Energistyrelsens krav til Planlægningsarbejdet 1997 indgår opstilling af landstal i samarbejde mellem Elsam og Elkraft.

Landstallene er opstillet for to udviklingsforløb – et referenceforløb og et planforløb. Udviklingsforløbene svarer for Elkraftområdets vedkommende til de forløb som også indgår i IRP 97 – Elkraftsamarbejdets 2. IRP-plan.

Dette bilag beskriver forudsætninger i Elkraftområdet inkl. Østkraft.

I kapitel 2 redegøres for generelle forudsætninger.

I kapitel 3 beskrives referenceforløbet.

I kapitel 4 beskrives planforløbet.

Kapitel 5 indeholder en beskrivelse af hvordan tal og resultater er opgjort.

### 2. Generelle forudsætninger

#### 2.1 Produktionsapparat

Referenceforløbet indeholder udelukkende beslutninger/tiltag mht. ændringer i produktionsapparatet, som allerede er vedtaget. I Elkraftområdet drejer det sig om idriftsættelse af Avedøreværkets blok 2, montering af afsvovlingsanlæg på Stigsnæsværkets blok 2 samt udbygning med vindmøller på land.

I planforløbet er indlagt yderligere forventninger til ændringer i produktionsapparatet, herunder montering af deNO<sub>x</sub>-anlæg på Amagerværkets blok 3 samt udbygning med havbaserede vindmøller.

#### 2.2 Elprognoser

I referenceforløbet er anvendt en elprognose uden DSM97-aktiviteter og uden skøn for Energi 21's nye statslige virkemidler der primært omfatter:

- Elsparefond
- Produktorienteret besparelsesindsats
- Lov om fremme af energi- og vandbesparelser i bygninger

I planforløbet er anvendt en lavere elprognose der indeholder DSM97-aktiviteter samt skøn for Energi 21-virkemidler. Virkemidlerne indgår i Elkraftområdet med ca. 40% af den effekt, som myndighederne vurderer på landsplan, hvilket i år 2005 svarer til en besparelse på 700 GWh.

Prognoserne er udarbejdet af Sjællandssamarbejdet

### 2.3 Varmeprognosser, kraftvarmeområder

Prognosen for varmeforbruget i Storkøbenhavn bygger på varmeselskabernes indmeldinger for de enkelte kommuner. I referenceforløbet er regnet med pletvis konvertering af KB's dampnet, mens der i planforløbet er regnet med en yderligere konvertering.

Den centrale varmeprognose indeholder foruden varmeforbruget i Storkøbenhavn også det centrale varmeforbrug i Kalundborg og Østkraft.

Varmeforbruget knyttet til mindre kraftvarmeanlæg er fundet på baggrund af elproduktionen samt antagelser om varmedækningsgrad, elvirkningsgrad og varmevirkningsgrad (hhv. 90%, 40% og 50%).

### 2.4 Brændsler

Gasforbruget på de centrale enheder er indtil år 2001 forudsat at være på ca. 300 mio. m<sup>3</sup> pr. år. Efter år 2001, hvor AVV2 kommer i drift, stiger gasforbruget til ca. 900 mio. m<sup>3</sup> pr. år.

Det er forudsat, at ASV5 anvender Orimulsion i hele beregningsperioden.

På kulfyrede enheder med afssovulingsanlæg anvendes højsovovlskul med et svovlindhold på 1,5% - 2,5%. På kulfyrede enheder uden afssovulingsanlæg anvendes lavsovovlskul med et svovlindhold på 0,5% - 1,5%.

De gennemsnitlige svovlprocenter, som er anvendt til beregningerne er:

Brændsel	Svovlindhold %
Højsovovlskul	1,8
Lavsovovlskul	0,75
Orimulsion	2,7
Sværolie	1,0

Letolie	0,2
Naturgas	0
Halm	0,15
Affald	0,24

For kul er der anvendt en svovlbinding i asken på 5%, mens svovlbindingen i de øvrige brændsler er sat til 0%.

Til beregning af askeproduktioner er anvendt følgende askeindhold:

- Kul : 13,0 %
- Orimulsion : 0,25 %
- Halm : 5,0 %

## 2.5 Udveksling

Alle længerevarende udvekslingsaftaler er medtaget i beregningerne, dvs. eksport til VEAG, eksport til Vattenfall samt import fra Indalselven.

Herudover indgår i mindre omfang ”tilfældige” udvekslinger i form af eloverløb og havaristøtte.

Der er ikke medtaget ”udveksling” med Elsamområdet. Selvom der etableres en elektrisk Storebæltsforbindelse i beregningsperioden, så forventes den kun udnyttet begrænset til intern dansk elhandel indtil år 2005. De to områder er meget ens og eloverløb i områderne opstår i de fleste tilfælde samtidigt.

## 3. Beskrivelse af referenceforløb

### 3.1 Elprognose

Elprognoserne i referenceforløbet bygger som nævnt på Elkrafts officielle elprognose uden DSM97-aktiviteter:

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TWh	13,6	13,8	14,2	14,3	14,5	14,6	14,7	14,9

*Elforbrug an forbruger*

### 3.2 Varmeprognose

Den centrale varmeprognose indeholder vand- og dampforbruget i det storkøbenhavnske varmenet samt det centrale varmeforbrug i Kalundborg og Østkraft. Prognosen indeholder ”pletvis” konvertering af dampsystemet.

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PJ	37,1	37,8	38,3	38,8	39,4	39,7	39,8	39,9

*Varmeforbrug ab værk, central*

Varmeforbruget på de mindre kraftvarmeanlæg er opdelt på decentrale og lokale anlæg (DKV og LKV) samt industrielle anlæg (IKV):

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PJ	7,3	8,7	9,0	9,3	9,4	9,4	9,5	9,5

*Varmeforbrug ab værk, DKV og LKV*

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PJ	1,8	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4

*Varmeforbrug ab værk, IKV*

### 3.3 Produktionssiden

I referenceforløbet indgår følgende ændringer på produktionssiden:

- STV2 får lavNO<sub>x</sub>-brændere og afsvovlingsanlæg i år 2000
- AVV2 med halmanlæg idriftsættes i år 2001
- STV1, ASV1 og ASV3 skrottes i år 2001

Vindkraften udbygges med ca. 250 MW på land i perioden frem til og med år 2005.

Installeret vindeffekt primo året				
	Landmøller		Havmøller	Sum
	Elværks-ejede	Privat-ejede		
	MW	MW	MW	
1998	107	123	5	235
1999	143	138	5	286
2000	163	153	5	321
2001	185	167	5	357
2002	204	180	5	389
2003	226	194	5	425
2004	245	207	5	457
2005	265	219	5	489

*Installeret vindmølleeffekt, referenceforløb*

Den installerede effekt på de termiske anlæg kan opdeles i grupper afhængigt af anlægstype samt graden af miljøforanstaltninger på anlægget.

- IKV : Industrielle kraftvarmanlæg
- DKV og LKV : Decentrale og lokale kraftvarmeanlæg
- Central, gruppe 1 : Naturgasfyrede centrale anlæg
- Central, gruppe 2 : Kul- og oliefyrede centrale anlæg med afsvovlings- og deNO<sub>x</sub>-anlæg
- Central, gruppe 3 : Kul- og oliefyrede anlæg med afsvovlingsanlæg uden deNO<sub>x</sub>-anlæg
- Central, gruppe 4 : Kul- og oliefyrede anlæg uden miljøanlæg
- Tillæg/fradag for udenlandske ejerskab og forpligtelser.

Effekten på de mindre kraftvarmeværker, dvs. decentrale, lokale og industrielle anlæg, forøges med ca. 125 MW frem til og med år 2005. På de centrale anlæg sker der en reduktion af kapaciteten i gruppe 4, mens kapaciteten øges i de øvrige grupper:

Installeret eleffekt primo året							
	IKV MW	D- & LKV MW	Central Gruppe 1 MW	Central Gruppe 2 MW	Central Gruppe 3 MW	Central Gruppe 4 MW	Tillæg/ Fradrag MW
1998	99	397	168	250	890	2.338	-150
1999	115	459	168	250	890	2.338	-150
2000	118	473	168	250	1.160	2.068	-150
2001	122	488	168	250	1.160	2.068	-150
2002	122	490	758	250	1.160	1.515	-367
2003	123	493	758	250	1.160	1.515	-367
2004	124	496	758	250	1.160	1.515	-367
2005	124	498	758	250	1.160	1.515	-367

*Eleffekt, referenceforløbet*

### 3.4 Miljøanlæg

Nedenfor er angivet en oversigt over miljøforanstaltninger på de enkelte anlæg.

På NO<sub>x</sub>-siden skelnes mellem lavNO<sub>x</sub>-brændere (LNF) og deNO<sub>x</sub>-anlæg.

Alle afsvovlingsanlæg er gipsproducerende og har en rensningsgrad på mindst 90%.

	I drift	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	
			LNF	De-NO <sub>x</sub>
AMV3	1989	x	x	
ASV4	1989		x	
AVV1	1990	x	x	
ASV2	1991		x	
AMV1	1991		x	
ASV5	1992		x	
AMV2	1992		x	
ASV5	1993	x		
AVV1	1993			x
STV2	2000	x	x	
AVV2	2001	x	x	x

*Oversigt over miljøanlæg, referenceforløb*

#### 4. Beskrivelse af planforløb

##### 4.1 Elprognose

Elprognosene i planforløbet indeholder DSM97-aktiviteter samt skøn for Energi 21-virkemidler:

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GWh	13,4	13,5	13,7	13,7	13,6	13,6	13,6	13,6

*Elforbrug an forbruger*

##### 4.2 Varmeprognose

Niveauet for varmepronoserne er det samme som i referenceforløbet. I den centrale prognose er der dog et andet forhold mellem vand- og dampforbruget, idet der er indlagt en yderligere dampkonvertering i forhold til referenceforløbet:

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TJ	37,1	37,8	38,3	38,8	39,4	39,7	39,8	39,9

*Varmeforbrug ab værk, central*

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PJ	7,3	8,7	9,0	9,3	9,4	9,4	9,5	9,5

*Varmeforbrug ab værk, DKV og LKV*

År	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PJ	1,8	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4

*Varmeforbrug ab værk, IKV*

#### 4.3 Produktionsenheder

I planforløbet indgår følgende ændringer i forhold til referenceforløbet:

- AMV3 monteres med de-NO<sub>x</sub>-anlæg i år 2001
- AMV1 og AMV2 får monteret afsvovlingsanlæg i år 2004
- Der idrifsættes et halmanlæg på Asnæsværket i år 2005

Vindkraften udbygges med 340 MW på havet svarende til to moduler á 150 MW samt 40 MW på Middelgrunden ud for København. På land udbygges med ca. 250 MW som i referenceforløbet:

Installeret vindeffekt primo året				
	Landmøller		Havmøller	Sum
	Elværks- ejede	Privat- ejede		
	MW	MW	MW	
1998	107	123	5	235
1999	143	138	5	286
2000	163	153	45	361
2001	185	167	45	397
2002	204	180	195	579
2003	226	194	195	615
2004	245	207	195	647
2005	265	219	345	829

*Installeret vindmølleeffekt, planforløb*

Eleffekten på de øvrige produktionsanlæg kan igen opdeles i grupper:

Installeret effekt primo året							
	IKV MW	D- & LKV MW	Central Gruppe 1 MW	Central Gruppe 2 MW	Central Gruppe 3 MW	Central Gruppe 4 MW	Tillæg/ Fradrag MW
1998	99	397	168	250	890	2.338	-150
1999	115	459	168	250	890	2.338	-150
2000	118	473	168	250	1.160	2.068	-150
2001	122	488	168	500	910	2.068	-150
2002	122	490	758	500	910	1.515	-367
2003	123	493	758	500	910	1.515	-367
2004	124	496	758	500	1.182	1.243	-367
2005	124	498	758	500	1.216	1.243	-367

*Effekt, planforløb*

Effekten på de mindre kraftvarmeværker (IKV, DKV og LKV) forøges ligesom i referenceforløbet til ca. 125 MW i år 2005. På de centrale anlæg sker der en yderligere effektforskydning fra grupper med høj miljøbelastning til grupper med lav miljøbelastning.

#### 4.4 Miljøanlæg

Oversigten over miljøanlæg udvides på baggrund af de ekstra tiltag som finder sted i planforløbet:

	I drift	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	
			LNF	De-NO <sub>x</sub>
AMV3	1989	x	x	
ASV4	1989		x	
AVV1	1990	x	x	
ASV2	1991		x	
AMV1	1991		x	
ASV5	1992		x	
AMV2	1992		x	
ASV5	1993	x		
AVV1	1993			x
STV2	2000	x	x	
AVV2	2001	x	x	x
AMV3	2001			x
AMV1	2004	x		
AMV2	2004	x		

*Oversigt over miljøanlæg, planforløb*

## **5. Opgørelse af tal for Elkraftområdet inkl. Østkraft**

### **5.1 Produktioner**

Elproduktionen på de centrale anlæg er fundet med udgangspunkt i elprognosene samt forventninger til udveksling, produktion på mindre kraftvarmeenheder og produktion på vindmøller.

Produktionsfordelingen mellem anlæggene er i forlængelse heraf fundet vha. detaljerede systemsimuleringer.

På varmesiden er spidslastproduktionen opgjort for sig. I de centrale kraftvarmeområder er den fundet vha. simuleringerne, mens det i de decentrale kraftvarmeområder er antaget, at spidslastproduktionen svarer til 10% af det samlede fjernvarmeforbrug.

### **5.2 Brændselsforbrug**

Brændselsforbruget på de centrale anlæg fås direkte af simuleringerne. På de mindre kraftvarmeanlæg er brændselsforbruget beregnet ud fra elproduktionen, idet der er antaget en gennemsnitlig elvirkningsgrad på 40%.

### **5.3 Restprodukter**

Restproduktmængderne er beregnet på baggrund af brændselsforbrug, brændselsdata samt data for de enkelte miljøanlæg.

### **5.4 Emissioner**

SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissionerne er opgjort for alle anlæg med en elkapacitet større end 25 MW. Det svarer til alle centrale anlæg samt Hillerød, Helsingør, Næstved, Ringsted og DTU.

SO<sub>2</sub>-emissionen er korrigert for udveksling i 1998 og 1999, mens NO<sub>x</sub>-emissionen er korrigert alle år.

CO<sub>2</sub>-emissionen er opgjort for hele el- og kraftvarmesektoren. Emissionen er korrigert for udveksling og svarer hermed til Energistyrelsens "Metode 2", jf. opgavebrevene.

PJØ/KUA-DGR  
19. december 1997

## **Bilag C: Datagrundlag og beregningsmetode for ELSAM-området**

### **1. Indledning**

I retningslinierne for elselskabernes integrerede ressourceplanlægning stilles der krav om, at ELSAM og ELKRAFT belyser, hvorledes de energipolitiske målsætninger kan realiseres for landet under ét. Til dette formål opstilles et sæt beregningsforudsætninger for hele landet. I dette bilag redegøres for datagrundlag og beregningsmetode for ELSAM-området.

Datagrundlaget er opstillet for to udviklingsforløb - et referenceforløb og et planforløb. Referenceforløbet afspejler en udvikling baseret på allerede trufne beslutninger, mens planforløbet er udtryk for en forventet udvikling.

I afsnit 2 redegøres for beregningsforudsætninger.

I afsnit 3 beskrives beregningsmetode og beregninger.

### **2. Beregningsforudsætninger**

#### **2.1 Elprognoser**

Fremskrivning af elprognosen til brug for IRP97 for planperioden indtil år 2005 for det jysk-fynske område er foretaget under hensyntagen til de allerede kendte og besluttede virkemidler. Dette omfatter specielt ELFORS DSM-plan fra IRP95 samt virkningen af nye virkemidler fra Energi 21.

Som overordnet ramme for basisfremskrivningen til IRP97 anvendes ELSAMs UP96-prognose.

Basisfremskrivningen anvendes direkte i referenceberegningen, mens der i prognosen til planberegningen er korrigteret for det forventede resultat af ELFORS DSM-plan 97.

Virkningen af statens virkemidler fra Energi 21 indgår med **samme** værdier i reference- og planberegnning.

År	Reference GWh/år	DSM97 GWh/år	Plan GWh/år
1998	19.490	0	19.490
1999	19.645	7	19.638
2000	19.754	11	19.753
2001	19.880	14	19.866
2002	20.132	68	20.064
2003	20.394	106	20.288
2004	20.665	142	20.523
2005	20.930	167	20.763

*Elprognose for reference- og planforløb 1998 - 2005 i GWh/år an forbruger.*

IRP97-basisfremskrivningen er dokumenteret i ELSAM-notat SP97-196.

## 2.2 Varmeprognoser for kraftvarmeområder

Varmeprognosene for de centrale kraftvarmeområder er baseret på indmeldinger fra de enkelte kraftværksselskaber.

Varmegrundlagene i forbindelse med decentrale, lokale og industrielle kraftvarmeanlæg er beregnede ud fra prognoserne for udbygningen med disse anlægstyper. For aggregerede anlæg bygger beregningen på gennemsnitlige værdier for benyttelsestider/varmedækningsgrader for de tre anlægskategorier.

Varmeprognosene er ens i reference- og planforløb.

	Centrale kraftvarmeområder PJ	Decentrale og lokale kraftvarmeområde PJ	Industrielle kraft- varmeområder PJ
1998	45,5	24,2	6,6
1999	45,6	25,4	7,5
2000	45,9	26,5	8,4
2001	45,9	26,8	9,0
2002	46,1	27,0	9,3
2003	46,2	27,0	9,4
2004	46,4	27,0	9,4
2005	46,4	27,0	9,4

Varmeforbrug ab værk i centrale, decentrale og lokale samt industrielle kraftvarmeområder

Fremskrivningen af fjernvarmeforbrugene er beskrevet i ELSAM-notat SP97-294a.

## 2.3 Produktionssystem

### Termiske anlæg og andele af udenlandske anlæg

Den installerede effekt i termiske anlæg er angivet i skemaform på de følgende sider for henholdsvis reference- og planforløb.

For de centrale produktionsanlæg (inkl. RDEM1 og VKHM1) er effekten grupperet efter anvendt brændsel og miljøanlæg. Gruppeinddelingen fremgår af følgende liste:

- Central gruppe 1: Naturgasfyrede anlæg.
- Central gruppe 2: Kul- og oliefyrede anlæg med deNO<sub>x</sub>- og afsvovlingsanlæg.
- Central gruppe 3: Kul- og oliefyrede anlæg med afsvovlingsanlæg men uden deNO<sub>x</sub>-anlæg.
- Central gruppe 4: Kul- og oliefyrede anlæg uden miljøanlæg.

I kolonnen "Tillæg/fradrag" er nettoresultatet af udenlandske ejerskab og forpligtelser angivet. Værdien fremkommer som forskellen mellem Norgesafalen på 600 MW og PreussenElektras andel af SHEV3 på 315 MW, der er medregnet i gruppe 2.

Effekten på centrale halmenheder er tillagt de enheder, hvortil halmenheden er koblet. SHEV3 er i gruppe 2 medregnet med den samlede effekt på 630 MW, det vil sige inklusive PreussenElektras halvdel på 315 MW.

**Referenceforløb:**

År	Industriel kraftvarme MW	Dec. og lokal kraftvarme MW	Central Gruppe 1 MW	Central Gruppe 2 MW	Central Gruppe 3 MW	Central Gruppe 4 MW	Tillæg/fradrag MW
1998	305	1.030	396	925	1.482	1.700	285
1999	345	1.067	396	1.310	1.527	1.403	285
2000	380	1.084	665	1.310	1.527	1.134	285
2001	405	1.096	665	1.310	1.527	865	285
2002	420	1.103	665	1.310	1.527	865	285
2003	425	1.103	665	1.310	1.527	334	285
2004	425	1.103	665	1.310	1.527	89	285
2005	425	1.103	665	1.310	1.527	89	285

**Referenceforløb:** Installeret termisk produktionskapacitet med tillæg/fradrag for udenlandske anlæg og forpligtelser.

Der er ikke foretaget kraftvarmefradrag i de angivne effekter.

I løbet af planperioden 1998-2005 foretages i referencen følgende ændringer for de centrale anlæg:

1998:	NVV B3	385 MW	idriftsættes.
	MKS B1	152 MW	skrottes.
	SVS B1	100 MW	skrottes.
	RKEM1	45 MW	påbygges afsvovlingsanlæg.
2000:	FVO B3	269 MW	overgår til naturgasfyring.
	SVS B2	269 MW	skrottes.
2002:	MKS B2	262 MW	skrottes.
	NVA B1	269 MW	skrottes.
2003:	VKE B2	245 MW	skrottes.

De anførte skrotningstidspunkter er anvendt i beregninger, men er ikke udtryk for trufne beslutninger.

**Planforløb:**

År	Industriel kraftvarme MW	Dec. og lokal kraftvarme MW	Central Gruppe 1 MW	Central Gruppe 2 MW	Central Gruppe 3 MW	Central Gruppe 4 MW	Andel af anlæg i udlandet MW
1998	305	1.030	396	925	1.482	1.700	285
1999	345	1.067	396	1.310	1.527	1.403	285
2000	380	1.084	665	1.310	1.527	1.134	285
2001	405	1.096	665	1.310	1.527	865	285
2002	420	1.103	665	1.710	1.127	865	285
2003	425	1.103	665	1.710	1.127	334	285
2004	425	1.103	665	1.710	1.127	89	285
2005	425	1.103	665	2.092	745	89	285

**Planforløb:** *Installeret termisk produktionskapacitet med tillæg/fradrag for udenlandske anlæg og forpligtelser.*

I løbet af planperioden 1998-2005 antages der **i forhold til referencen yderligere følgende ændringer** for de centrale anlæg:

- |              |        |   |
|--------------|--------|---|
| 2000: MKS B3 | 350 MW | tilsatsfyres med ca. 15 % halm/flis.  |
| 2002: FVO B7 | 400 MW | påbygges halm/fliskedel til ca. 150.000 ton/år og deNO <sub>x</sub> -anlæg. |
| 2005: VKE B3 | 382 MW | påbygges deNO <sub>x</sub> -anlæg.  |

De anførte skrotningstidspunkter er anvendt i beregningerne, men er ikke udtryk for trufne beslutninger.

### *Miljøanlæg på centrale kraftværker*

Følgende skema viser de miljøanlæg, der er regnet med på centrale værker i referenceforløbet.

Enhed	Størrelse MW	Idrift -sat	Skrottes	SO <sub>2</sub> -foranstaltning		NO <sub>x</sub> -foranstaltning		Kommentar
				År	Type	År	Type	
FVO B3	269	1974						NG fra 2000
FVO B7	400	1991		1991	Tør	1991	LNF	
MKS B1	152	1968	1998					
MKS B2	262	1972	2002					
MKS B3	350	1984		1989	Tør	1993	LNF	
MKS B4	350	1985		1990	Tør	1993	LNF	
NVA B1	269	1973	2002			1986	LNF	
NVV B2	295	1977		1991	SNOX	1991	SNOX	
NVV B3	385	1998		1998	Våd	1998	LNF+SCR	
RKEM1	45	1983		1998	Våd			
SVS B1	100	1964	1998					
SVS B2	269	1971	2000					
SVS B3	396	1997				1997	LNF	NG
SHE B3	630	1979		1996	Våd	1996	SCR	
						1997	SNR	
VKE B2	245	1969	2003					
VKE B3	382	1992		1992	Våd	1992	LNF	
VKHM1		1983						

**Referenceforløb:** Miljøanlæg på centrale kraftværker i referenceforløbet.

De anførte skrotningstidspunkter er anvendt i beregningerne, men er ikke udtryk for trufne beslutninger

I planforløbet antages yderligere følgende deNO<sub>x</sub>-anlæg idriftsat:

2002: FVO B7.  
2005: VKE B3.

I kvoteafgørelsen af 13. juni 1997 opfordrer Energistyrelsen elværkerne til at udarbejde en samlet plan for indførelse af bedst mulig rensningsteknologi på store fyringsanlæg, der i år 2010 forventes at have en årlig emission på mere end 500 ton SO<sub>2</sub> og 500 ton NO<sub>x</sub>.

Datagrundlaget for centrale kraftværker er kortlagt i ELSAM-notat 97-0878a.

### **Vindkraftanlæg**

Prognosen for den fremtidige vindkraftudbygning med landplacerede møller er ens i referencen og planforløbet. Planforløbet adskiller sig fra referencen ved to havmølleparker a 120 MW, der regnes idriftsat fra starten af henholdsvis år 2003 og år 2005. De to parker svarer til det forventede pålæg.

Den installerede vindkraftkapacitet primo årene fremgår af følgende skema:

År	Reference- og planforløb Landplacerede		Referenceforløb		Planforløb	
	Elværksejede MW	Privatejede MW	Havplacerede MW	I alt MWt	Havplacerede MW	I alt MW
1998	147	618	5	770	5	770
1999	187	668	5	860	5	860
2000	227	718	5	950	5	950
2001	227	768	5	1.00	5	1.00
2002	227	818	5	1.050	5	1.050
2003	227	868	5	1.100	125	1.220
2004	227	918	5	1.150	125	1.270
2005	227	968	5	1.200	245	1.440

*Prognose for vindkraftudbygning i reference- og planforløb.*

Vindkraftkortlægningen er dokumenteret i ELSAM-notat SP97-297.

### **2.4 Brændsler**

På de centrale enheder anvendes kul, naturgas, svær olie og halm/flis.

Der anvendes kul med forskelligt svovlindhold. På enheder med afssovlingsanlæg af SNOX- eller vådtypen anvendes kul med et svovlindhold på 2,5 %, mens der i forbindelse med tøranlæg regnes med 1,6 % svovl. På anlæg uden afssovling regnes med svovlindhold på 0,8-1 %.

Til oliestilsfyring anvendes svær olie.

Alle industrielle og lokale kraftvarmeanlæg regnes naturgasfyrede, mens der på de centrale kraftvarmeværker anvendes både naturgas, affald og halm/flis.

Fjernvarmespidslasten produceres i de centrale områder på let olie og en lille andel affald, mens den i de decentrale områder produceres på naturgas.

Det gennemsnitlige svovlindhold for de anvendte brændsler fremgår af følgende skema:

Brændsel	Svovlindhold i %
Kul	0,8-2,5
Olie	1
Naturgas	0
Halm	0,1
Affald	0,04

For kul regnes der med en svovlbinding i asken på 5 %, for halm/flis 14 % og for øvrige brændsler 0.

## 2.5 Udvekslingsaftaler

Der indgår i alle beregninger en fastkraftimport fra Norge på 1,5 TWh pr. år. Importen søges placeret i perioder, hvor den kan erstatte kondensproduktion og således ikke give anledning til forøgelse af eloverløbet.

PreussenElektras halvdel af SHE V3 medregnes ikke direkte i simuleringen, men adderes efterfølgende, således at effekter, produktioner, brændselsforbrug og emissioner for hele enheden indgår i opgørelserne.

Ved beregning af CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- og SO<sub>2</sub>-emissioner foretages korrektion for import/eksport. For SO<sub>2</sub> dog kun for årene 1998 og 1999.

### 3. Systemberegninger for ELSAM-området

#### 3.1 Beregningsmodel

Systemberegningerne er foretaget med programmet SIVUEL, der er et kronologisk simulationsprogram baseret på timeværdier. Programmet beregner et revisionsmønster, en start-/stopsekvens og en lastfordeling ud fra økonomiske optimeringskriterier.

Alle centrale produktionenheder og decentrale produktionenheder større end 25 MW er repræsenteret individuelt i modellen. Mindre anlæg behandles som aggregerede enheder på op til 100 MW. Vindkraftproduktion repræsenteres ved hjælp af tidsserier for henholdsvis landplacerede og havplacerede vindmøller. Importen fra Norge repræsenteres ligeledes med en tidsserie.

#### 3.2 Beregninger

Der er gennemført beregninger for hvert af årene 1998-2005 for både reference- og planforløb.

Beregnde værdier for el- og varmeproduktioner, brændselsforbrug, restprodukter og emissioner er adderet med tilsvarende tal for ELKRAFT-området og præsenteret i bilag A.

SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissioner er opgjort for alle anlæg med en elkapacitet større end 25 MW. Det svarer i ELSAM-området til alle centrale værker inklusive Herning og Randers samt de decentrale værker i Hjørring, Måbjerg, Horsens, Silkeborg, Sønderborg, Viborg og Shell i Fredericia.

SO<sub>2</sub>-emissionen er korrigeret for udlandsudveksling i 1998 og 1999, mens NO<sub>x</sub>-emissionen er korrigeret alle år.

CO<sub>2</sub>-emissionen er opgjort for hele sektoren inklusive industri og minikraft. Emissionen er korrigteret for udlandsudveksling og svarer dermed til Energistyrelsens "Metode 2" i notat "Elsektorens CO<sub>2</sub> -reduktioner 1998-2005, Energistyrelsen, 8. september 1997.

JM/DGR

30. december 1997

## **IRP97: Kortlægning**

### **Oversigt over rapportering**

#### **1. Rammer for kortlægning**

Kortlægningen omfatter indsamling af data og prognosticering, som er nødvendig til brug i de egentlige analyser.

I kortlægningen foregår prognosticeringen på ét område uafhængigt af de valg, som måtte blive truffet på andre områder - dog således at der arbejdes med et fælles sæt generelle forudsætninger. Man kan sige, at i kortlægningen træffer aktørerne hver især deres valg ud fra de vilkår, som beskrives i de generelle forudsætninger samt ud fra gældende lovgivning inklusive vedtagne incitamentsstrukturer. Bortset fra dette sker aktørernes valg uden skelen til helheden. Ved at "addere" forløbene på de forskellige områder fremkommer det, som siden i IRP97's analysedel vil blive kaldt en "referenceplan på basis af nugældende rammer" - dvs. en plan som ikke kan karakteriseres som en integreret ressourceplan. IRP-processen er en iteration med referenceplanen som startpunkt.

#### **2. Generelle forudsætninger**

**"IRP97 Generelle økonomiske forudsætninger, brændselspriser, CO<sub>2</sub>-skyggepriser og prisinterface" (*basis-case*), notat SP97-215**

Notatet fastslår, at der arbejdes med en samfundsøkonomisk kalkulationsrente på 5 %, og der regnes i faste priser på 1996-prisniveau.

Ud fra Energistyrelsens udmeldte brændselspriser opstilles et elprissæt, IRP97 *basis-case*, der, som ønsket af Energistyrelsen, viderefører princippet om, at ny elkapacitet skal til-lægges fuld effektværdi, uanset om elsystemet har behov for kapaciteten (jf. lov nr. L 66 - "lex ELSAM"). Prissættet omfatter konsistente priser udtrykt dels som samfundsøkonomiske marginalomkostninger ("avoided costs") og dels som forbrugertariffer - begge dele opgjort ved elsystemets forskellige aftagepunkter og opdelt i 3-tids tarifperioder.

- Som middel er marginalomkostningerne ab værk beregnet til 24 øre/kWh i 1997 (kortsigtede marginalomkostninger ab værk midlet over døgnet og året: 13 øre/kWh).
- Marginalomkostningerne ude ved forbrugerne opgøres til 28-31 øre/kWh (A- og C-niveau).
- Hertil svarer en forbrugerbetaling opgjort som "enhedstarif" på 31-41 øre/kWh. Opdelt på tarifperioder svarer eksempelvis de 31 øre/kWh på A-niveau til 18/38/52 øre/kWh (lav-/høj-/spidslast).
- For produktionen på decentrale kraftvarmeværker betales i middel 29 øre/kWh, når tarifferne vejes sammen, svarende til produktionsprofilerne som anlægsejerne vælger.
- Priserne stiger  $\frac{1}{2}$ -1 % p.a.
- Alle tallene er her opgivet uden afgifter eller eksternaliteter. Der indregnes ikke nogen CO<sub>2</sub>-eksternalitet i de samfundsøkonomiske priser, fordi sigtet er efterfølgende at estimerere nogle CO<sub>2</sub>-skyggepriser.

Endelig angiver notatet SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissionerne samt diskuterer og opstiller et formelsæt til udregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser efter opgavebrevenes forskrift. Notatet repeterer samtidig grundene til den begrænsede brugbarhed af CO<sub>2</sub>-skyggepriser beregnet via denne formalisme (rigtige CO<sub>2</sub>-skyggepriser skal udregnes marginelt og successivt handling for handling).

#### "IRP97 Prisinterface (*markeds-case*)", notat SP97-387

De principper for prisudregning, som anvendes i IRP97-*basis-case*, bliver efterhånden utidssvarende. Specielt principperne omkring udregning af effektværdi virker mere og mere vilkårlige. Med etablering af den norsk-svenske elbørs og mulighederne for at handle der vil prisen i udlandet ofte være bestemmende for marginalprisen i Danmark. Samspillet med udenlandske børspriser introducerer langt større usikkerhed omkring såvel niveauet som strukturen af de fremtidige afregningspriser og værdien af 1 kWh for det danske samfund ("den samfundsøkonomiske marginalomkostning").

IRP97-*markeds-case* har som grundforudsætning, at transmissionslinierne er åbne for alle, og der foregår udstrakt handel over landegrænser baseret på de kortsigtede marginalomkostninger i de enkelte lande. Værdien af elkapacitet i dette billede bliver dermed et spørgsmål om, hvad markedet kan tilbyde og bære, dvs. det er kapacitetsbalancen i Norden med skyldig hensyntagen til udvekslingsbegrænsninger, der bestemmer effektværdien på et givet tidspunkt.

- Det har været argumenteret, at dette billede beskriver en fjern fremtid. Markedsåbnningen er så begrænset, at *basis-case*-beskrivelsen af en monopol situation stadig er det

mest relevante. Måske er denne argumentation helt forkert. Hvis man hæfter sig specielt ved det træk i billedet, at transmissionslinierne ikke er særligt åbne, især ikke til udlændet, så er den økonomiske konsekvens, at værdien af en kWh for det danske samfund synker yderligere i overkapacitetssituationer, jævnført med værdien i det åbne marked.

Analyser tyder på, at 18-20 øre/kWh er et godt gæt på børsprisen i Norden (omkring årtusindskiftet). I sammenhæng med dette skøn vurderes det, at kraftværdien (områdeprisen) i ELSAM-området typisk vil ligge i intervallet 13-14 øre/kWh om vinteren (massiv eksport) og op til 19 øre/kWh om sommeren. Vedrørende kraftværdiens døgnvariation kan nævnes, at variationen på Nord Pool Elspot oftest er mindre end 5 øre/kWh og typisk af størrelsesordenen 0-2 øre/kWh.

- Det, der her er kaldt områdeprisen, går ind i regnestykkerne på samme niveau i nettet som ab værk-værdierne i *basis-case*. Opgøres værdien af en kWh eksempelvis ved leveringspunktet for decentral kraftvarme, så bliver den på ca. 17 øre/kWh i middel.

IRP97's analyser vil i overvejende grad blive baseret på *basis-case* - i overensstemmelse med opgavebrevenes udmelding. IRP97-*markeds-case* anvendes til enkelte supplerende analyser, men har især til formål at sætte de opnåede resultater i relief i forhold til en virkelighed, som presser sig mere og mere på.

### 3. Indenlandsk elforbrug, Jylland-Fyn

**Planperioden (år 2005): "IRP97-basisfremskrivning: UP96-fremskrivning fordelt på sektorer", notat SP97-196**

IRP97-basisfremskrivningen bygger på analyser, som inddrager "DSM-plan 1995-2000" fra IRP95 samt Energi 21's handlingsplan. Til IRP97 udvikler distributionssiden en DSM-plan 1997, jf. nedenfor. For at kunne fase elspareplanerne korrekt sammen er de elbesparelser, som indgår i IRP97-basisfremskrivning, opgjort eksplisit i to grupper:

- Elbesparelser i medfør af Energi 21-tiltag og
- DSM-plan 1995-2000.

(Virkningen af grønne afgifter optræder ikke som en eksplisit elspareaktivitet i planlægningen. Afgifterne indgår via elpriserne direkte i forudsætningerne for fremskrivningen på linie med f.eks. udviklingen i den økonomiske aktivitet, jf. uddybning i IRP95).

Udgangspunktet er et elforbrug (1995, an forbruger) på **18½ TWh** (maks. belastning ab værk 3.600 MW). Tidlige DSM-indsats har reduceret forbruget med  $\frac{1}{2}$  TWh, svarende

til et forbrug før DSM på 19 TWh. Forbruget år 2005 sættes til **20,8** TWh (maks. belastning ab værk 4.000 MW). Her er fratrukket en virkning af Energi 21-virkemidlerne på 0,4 TWh og en samlet DSM-indsats på 1,0 TWh, svarende til et forbrug før DSM og Energi 21 på 22,2 TWh. Fremskrivningen er opdelt i de 35 DEF-kategorier.

- Forbrugstallet år 2005 på 20,8 TWh kan sammenlignes med Energi 21-handlingsplanens tilsvarende tal for elforbruget: **19,1** TWh. Forskellen er nøje diskuteret i notat SP96-737.

IRP97-basisfremskrivning beskriver det "marked", som DSM-plan 1997 opererer på, dvs. den elanvendelse som man giver sig i kast med at ændre, når DSM-plan 1997s virkemidler aktiveres (når DSM-programmerne gennemføres). Dvs. basisfremskrivningen er udarbejdet som et startpunkt for IRP-processen.

#### **Perspektivperioden: "IRP97-fremskrivning af elefterspørgsel for Jylland-Fyn år 2005-2020 (2030)" - dvs. EU-scenario "Forum", notat SP97-161**

Med udgangspunkt i ovenstående fremskrivning til år 2005 forlænges fremskrivningen til år 2020 (og efterfølgende til år 2030) ved at følge forløbet i EU DGXVIIIs "Forum" scenario (DGXVII-analysen rummer datasæt for hver enkelt EU-medlem). Virkelighedsbeskrivelsen i dette scenario har overordentlig stor lighed med det verdensbillede, som dansk energi- og miljøpolitik opererer i. Der er international konsensus om, at drivhusproblemet er reelt. Generelt er bevarelsen af miljøet det centrale hensyn, samtidig med at politikkerne tilrettelægges således, at man fremmer effektivitet og vækst. Der er tale om et rammestyret markedssystem for energi. Eksterne miljøomkostninger internaliseres. Eksempelvis formes energiforbrug og produktionssystem (regneteknisk) blandt andet via en input CO<sub>2</sub>-skat (brændselsafgift), som i år 2020 har nået et niveau svarende til ca. 300 kr. pr. tons CO<sub>2</sub>. Energi 21-elspareaktiviteter, som allerede er sat i gang, jf. planperioden, fuldbyrdes, dvs. besparelserne fratrækkes eksplicit.

Samlet an forbruger udregnes forbruget til **23½** TWh i år 2015 og **26** TWh i år 2030. Til sammenligning arbejdedes der i IRP95s perspektivplan med tre scenarier med elforbrug år 2015 på henholdsvis 19 TWh, 23½ TWh og 28 TWh.

- I Energi 21's handlingsplan udregnes de tilsvarende tal til knap **20** TWh år 2015 og knap **19** TWh år 2030. Handlingsplanens elforbrug er altså meget nær konstant fra 1995 til år 2030.

Naturligvis kunne man forsøge at lægge alle handlingsplanens elbesparelser og omlægninger (f.eks. varmepumper og elbiler) direkte ind i IRP97-fremskrivningen. Imidlertid er handlingsplanen uklar med hensyn til virkemidler efter år 2005, hvor der realiseres meget store elbesparelser i erhvervslivet. Det antydes, at styringen i vid udstrækning kan tænkes at foregå via energiafgifter, dvs. netop samme virkemiddel som er aktivt i "Forum". Derfor ville denne fremgangsmåde til øget indregning af elbesparelser være principiel ukorrekt. Forbrugernes energiadfærd i et scenario, hvor miljø og adfærd "går hånd i hånd", vurderes anderledes i EUs modeller end i Energi 21, mens ELSAMs fremskrivningsformalisme modsætningsvis viser sig at være nogenlunde konsistent med EUs for perioden frem til år 2005.

Som regnestykkerne foreligger belyst på nuværende tidspunkt, synes det vanskeligt at vælge Energi 21-fremskrivningen som den "centrale" fremskrivning. Denne betragtning udelukker bestemt ikke, at Energi 21-forløbet er ét af de mulige forløb inden for det usikkerhedsinterval, som ifølge sagens natur er meget bredt på dette lange sigt og meget bredere end afvigelsen mellem de omtalte forløb.

Foreløbig konklusion: IRP97-perspektivregnestykkerne støtter sig til et elforbrugsforløb svarende til "Forum".

#### 4. Elbesparelser

DSM-plan 1997 betegnes som en referenceplan, idet den er udregnet ud fra forventninger til priser, elafgifter, teknologier mv. Planen er blevet til ved, at alle distributionsselskaber i det jysk-fynske område har udformet en DSM-plan for eget område, som er baseret på de faktiske forhold i det enkelte elselskab.

Planerne er udarbejdet på et fælles dansk budgetterings- og ledelsesværktøj, hvorfor planerne fra øst og vest Danmark umiddelbart kan sammenlignes.

#### "Status for DSM-plan 1995"

Med en realiseret besparelse på i alt 107 GWh i 1996 blev målet på 68 GWh mere end nået. Den forventede besparelse i DSM-plan 1995 er i 1996 og 1997 i alt 157 GWh. Ud fra selskabernes indmeldte forventede besparelser for 1997 kan de akkumulerede realiserede besparelser for 1996 og 1997 forventes at nå op på ca. 220 GWh.

I DSM-plan 1995 blev der regnet med et omkostningsniveau på 112 mio. kr. pr. år. Selskabernes regnskab for 1996 udviste totale omkostninger på i alt 104,5 mio. kr. For 1997 kan der forventes omkostninger på i alt ca. 112 mio. kr.

### "DSM-plan 1997"

Den samlede DSM-plan 1997 for det jysk-fynske område beløber sig til yderlige besparelser på i alt 128 GWh i 1998, voksende til 542 GWh for året 2005. Udgifterne til disse besparelser er på i alt 640 mio. kr. for planperioden 1998-2005, svarende til 80 mio. kr. i gennemsnit pr. år. Selskabernes ressourceindsats er 0,44 øre pr. solgt kWh i gennemsnit for perioden.

Selskabernes individuelle aktiviteter på området medfører besparelser på i alt 515 GWh i år 2005, mens fælles kampagner udgør 27 GWh i år 2005. Der er ikke i DSM-plan 1997 indregnet fælles kampagner ud over de allerede besluttede kampagner, hvorfor der kan forventes øgede besparelser inden for planperioden på dette område.

DSM-plan 1997 og DSM-plan 1995 ligger på samme besparelsesniveau. Det forventes, at niveauet i år 2005 fastholdes gennem nye aktiviteter og eventuelt udbygges med komende års DSM-planer.

### Kortlægning og prognose

Basistallet, der danner udgangspunkt for DSM-plan 1997, er 18,2 TWh for det jysk-fynske område. Den samlede prognosticerede stigning er 2,6 TWh i år 2005 og findes fortrinsvis inden for industri samt handel og service. Det giver en gennemsnitligt årlig stigning på ca. 1,7 %.

Der er gennemført en kortlægning af det tekniske sparepotentialer for de forskellige hovedkundegrupper. Det tekniske sparepotentiale er skitseret på grundlag af de tekniske bilagsrapporter, der blev udarbejdet i "Danmarks Energifremtider", og analysearbejde baseret på udtræk fra ENIBASE.

Resultatet af denne kortlægning er kun retningsgivende, idet flere brancher mangler en tilbundsgående undersøgelse for at kunne udmelde det eksakte sparepotentiale.

### "Indregning af DSM97 i IRP97", notat SP97-583

Notatet opgør de samlede besparelser inklusive statens indsats indtil 1995 til 447 GWh og besparelserne i DSM-Plan 1996-2000 til yderligere 556 GWh og heraf 181 GWh i 1996-1997, 317 GWh i 1998-2000 og 58 GWh i årene 2001-2005 og konsekvenserne af DSM97 til 167 GWh frem til år 2005. Notatet opgør alle besparelserne i de fem hovedkategorier, det vil sige Boliger, Landbrug og gartneri, Industri, Handel og privat service og Offentlig sektor.

## 5. Varmeprognoser

### "Fremskrivning af fjernvarmeforbrug i eksisterende og potentielle decentrale kraftvarmeområder", notat SP97-294

#### Planperioden

Fremskrivningen af fjernvarmeforbruget i de centrale kraftvarmeområder er for planperioden baseret på indmeldinger fra de respektive kraftværksselskaber. Da udbygningen af de store kraftvarmeområder i Jylland-Fyn stort set er tilendebragt, og der i referencen ikke forventes gennemført varmebesparelser i væsentligt omfang, regnes der i planperioden med et næsten uændret varmebehov. Varmebehovet ab værk i de centrale kraftværksområder inklusive Herning og Randers anslås i 1998 til 45,5 PJ og fremskrives til 46,4 PJ for år 2005.

Varmegrundlaget for decentrale, industrielle og lokale kraftvarmeanlæg beregnes ud fra prognosen for udbygning med disse anlægstyper. Under antagelse af en gennemsnitlig kraftvarmedækning på 90 % af de aktuelle varmegrundlag og en gennemsnitlig  $C_m$ -værdi på 0,7 er det samlede fjernvarmebehov ab værk for decentrale kraftvarmeanlæg beregnet til 24,9 PJ i 1998 og 26,4 PJ fra år 2003. Hertil kommer varmegrundlag for industrielle og lokale kraftvarmeanlæg.

I principippet indgår i disse fremskrivninger virkningen af elvarmekonverteringen, dvs. ca. 0,2 PJ i de centrale områder og 0,4 PJ i de decentrale områder.

#### Perspektivperioden

I perspektivperioden (årene 2005-2030) vil udviklingen i varmebehov være meget afhængig af prioriteringen af de forskellige virkemidler og dermed de valgte scenarier. Varmepronosene for denne periode vil snarere fremkomme som et resultat af de opstillede sce-

narier end af en traditionel fremskrivning på basis af de nuværende forhold. Det anbefales, at der ved udarbejdelsen af varmepronosser for perspektivperiodens scenarier tages udgangspunkt i fremskrivningerne fra Energi 21, idet der foretages en kritisk vurdering af de opnåede besparelser og dermed forbundne omkostninger.

## 6. Transmission

### "IRP97 Transmission", notat TP97-589

I notatet gøres rede for koordineringen mellem IRP97 og netplanen. Derudover gennemgås udlandsforbindelserne og begrænsningerne i overføringskapacitet som følge af flaskehalse er kvantificeret. Til sidst omtales omkostningsstrukturen for transmissionsnettet og herunder, hvordan udbygning af produktionsapparatet med mange mindre decentrale produktionsenheder har påvirket netstrukturen.

### "Teknologikatalog - Transmission", notat TP97-619

Notatet beskriver kort overføringsevne, fordele/ulemper og behov for forskning for 400 kV-kabler, offshore-net, HVDC baseret på IGPT-teknologi og superledende kabler.

## 7. Vindkraftudbygning

### "Kortlægning af vindkraft for IRP97-Programdel", notat SP97-297

Vindkraftpotentialet opgøres i Jylland-Fyn til 1.600 MW (+/- en usikkerhed på ca. 400 MW) i områder udlagt for vindkraft. Uden for disse områder er der i dag placeret 258 MW, som kan øges til ca. 280 MW ved gradvis udskiftning til større møller. I alt er der altså et potentiale for landplacerede møller på op mod 2.000 MW. Til havs er der på to lokaliteter identificeret et yderligere potentiale på 2.500-4.000 MW.

Pr. 1. juli 1997 er der installeret 725 MW vindkraft i Jylland-Fyn. År 2000 forudsese en udbygning til 1.000 MW stigende til 1.200 MW år 2005. Til havs kan der være realiseret 240 MW år 2005, således at den samlede vindkraftkapacitet år 2005 udmærket kan nå op på små 1.500 MW. Af denne effekt kommer elværkerne til at eje små 500 MW. Hverken til lands eller til havs kommer man i nærheden af ressourcemæssige begrænsninger.

- I Energi 21 regnes der med ca. 1.000 MW landbaseret vindkraft år 2005 (Jylland-Fyn).

Møllerne kan producere 2 TWh i år 2000 og 3½ TWh i år 2005.

De samfundsøkonomiske omkostninger opgøres til knap 33 øre/kWh ved en middelgod landplacering og godt 35 øre/kWh ved en middelgod havplacering. Havmøller er betydeligt dyrere at etablere og drive end landplacerede møller, men meromkostningerne modvejes af den gode benyttelsestid. Videre skal man være opmærksom på, at havmøllerne vil være mere værd for elsystemet end landplacerede møller, idet den høje benyttelsestid og mindre turbulens på havet formodentlig indebærer, at møllerne beslaglægger mindre regulerkraft i balancemarkedet.

I notatet sættes disse priser i relief ved sammenligning med den samfundsøkonomiske værdi af én kWh - opgjort på en række forskellige måder (jf. afsnit 2 ovenfor).

## 8. Decentral kraftvarme

### "Decentral, industriel og lokal kraftvarme", notat SP97-252

Bruttopotentialet for decentral kraftvarme (DKV) - inklusive "barmarksprojekter" - er på ca. 1.150 MW, mens potentialet for industriel (IKV) og lokal kraftvarme (LKV) anslås til henholdsvis ca. 650 MW og 100 MW - altså i alt ca. 1.900 MW.

Pr. 1. januar 1997 er der idrifsat 948 MW DKV, 237 MW IKV og 18 MW IKV - i alt 1.201 MW. Kort efter årtusindeskiftet er IRP97-prognosen følgende: 1.100 MW DKV, 425 MW IKV og 35 MW LKV - i alt 1.560 MW. I alt ejes 380 MW af elværkerne.

- Som man ser, så er det totale potentiale for decentral kraftvarme ved at blive realiseret, så usikkerheden om kraftvarmeudbygningen begrænser sig til en mindre usikkerhed med hensyn til IKV. I Energi 21 indgår der ca. 560 MW IKV for Jylland-Fyn, men ovenstående tal, der er ca. 50 MW større end den tilsvarende værdi i IRP95, må i dag anses for mere realistisk. Udbygningen med industriel kraftvarme er næsten gået istå. Den usikkerhed om de fremtidige vilkår, som er skabt ved sænkningen af produktions-tilskuddet til 7 øre/kWh, samtidig med at dette kun ydes over en begrænset tidsperiode på seks år, har, sammenholdt med virksomhedernes høje krav til rentabilitet og tilbagebetalingstid, stoppet igangsætningen af nye projekter. Godt nok ráder Energistyrelsen fortsat over betydelige midler til anlægstilskud, men på grund af markedets følsomhed og måske også på grund af forventningerne til elkøbsmulighederne i et frit marked så er virksomhederne fortsat meget tilbageholdende.

Kraftvarmeanlæggene vil producere hen mod 7 TWh pr. år efter år 2000.

Notatet giver eksempler på økonomien i udbygningen med decentral kraftvarme. Samfundsøkonomisk producer et LKV-gasturbineanlæg på 5 MW<sub>e</sub> for 33 øre/kWh, mens den samfundsøkonomiske pris for et tilsvarende IKV-anlæg beløber sig til 35 øre/kWh. Før man sammenligner disse tal med vindmøllelærene ovenfor, så skal man huske, at kraftvarmeproduktionen lader sig styre, hvorfor anlæggene vil have større værdi for elforsyningen end vindkraft, når der er effektbehov. På den anden side er produktionen ikke helt CO<sub>2</sub>-fri.

Notatet giver eksempler på betalingsstrømmene efter "IRP-opskriften" - hvem tjener og hvem taber på den centrale kraftvarme. Elektricitetens værdi for samfund og elselskab prissættes blandt andet ud fra "lex ELSAM" og ud fra markedsprincippet (se afsnit 2). I første tilfælde er der nogenlunde balance for såvel elselskabet som for samfundet, mens beslutningstageren har det nødvendige positive incitament. Det er vel nogenlunde ud fra denne virkelighedsbeskrivelse, at udbygningen har fundet så klar politisk støtte. Hælder man til den markedsrelaterede virkelighedsopfattelse, bliver elselskabets bidrag til løsningen meget betragteligt - eller anderledes udtrykt: CO<sub>2</sub>-skyggeprisen bliver større. Når dette udfald bliver så markant, så skyldes det, at afregningen med anlægsejeren i regneeksemplet er fastholdt identisk med afregningen i *basis-case*, dvs. anlægsejeren får en meget høj pris for at producere under spidslast, hvilket der egentlig ikke er noget markedsmæssigt grundlag for.

## 9. Centrale produktionsteknologier

### "IRP97:Centrale kraftværker", notat 97-0878

I notatet vises data for de centrale kraftværker. Det gælder el- og varmeeffekt, idriftsættelsestidspunkt, brændselstyper, type af miljøanlæg og varmebehov i de centrale kraftvarmemarked. Desuden gennemgås de anlægsændringer, der allerede er besluttet, og mer omkostninger ved brændselsskift fra kul til naturgas eller biomasse på eksisterende 350 MW kraftværker er opgivet i forhold til den kulfyrede reference.

Produktionsomkostninger for nye anlæg er opgjort til 21 øre/kWh for kombianlæg, 24 øre/KWh for kulfyret KAD og 27-34 øre/kWh for kul/biomassefyret CFB-anlæg. For landmøller og havmøller med backup er produktionsprisen opgjort til henholdsvis 37 og 41 øre/kWh.

I notatet er der derefter gjort rede for planer for opfyldelse af biomassepålægget og planer for reduktioner af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledninger.

**"IRP97 Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg"**

Siden Energi 21-baggrundsrapporten "Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg" blev udarbejdet, har en række forhold ændret sig. I et samarbejde med ELKRAFT er rapporten derfor blevet opdateret.

**HEP-PJØ/KUA**

30. april 1997

## **IRP97 Generelle forudsætninger**

### **Generelle økonomiske forudsætninger, brændselspriser, CO<sub>2</sub>-skyggepriser og prisinterface**

IRP97 programdel, der strækker sig frem til år 2005, skal præsentere resultater, som gælder for hele landet. Følgelig skal beregningerne foregå på et ensartet forudsætningsgrundlag.

For så vidt angår de samfundsøkonomiske forudsætninger henviser Energistyrelsen i opgavebrevene til henholdsvis "Generelle forudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger" og "Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger", Oktober 1995.

Nærværende notat er bygget op omkring disse to udmeldinger, herunder Energistyrelsens forskrift, at referencen på elområdet er et kulstøvfyret anlæg (KAD), hvor ud fra elpriser, miljøemissioner m.v. skal beregnes.

Nærværende notat gengiver hovedforudsætningerne vedrørende IRP97 programdel. Til brug for perspektivarbejdet m.v. vil der på et senere tidspunkt blive udarbejdet et prisgrundlag baseret på en markedsorienteret indgangsvinkel.

### **1. Generelle økonomiske forudsætninger**

Følgende hovedforudsætninger danner grundlag:

- Som basisår for beregningerne anvendes: 1996.
- Alle inddata er angivet i fast prisniveau: 1996-kr.
- Kalkulationsrenter: 5 % (samfundsøkonomi) og 4 % (privat- og elselskabsøkonomisk).
- Brændselspriser: Energistyrelsen, Oktober 1995, justeret til 1996-kr. (se afsnit 2).
- Inflationsrate: 2 % p.a. (benyttes ved justering af Energistyrelsens brændselspriser fra 1995 til 1996).

Til bedømmelse af privatøkonomien i f.eks. DSM-foranstaltninger, investeringer i vindmøller og decentral kraftvarme er der endvidere behov for at kende hele hierarkiet af afgifter og tilskud. Disse oplysninger er ikke indeholdt i nærværende notat.

## 2. Brændselspriser

Som nævnt benyttes Energistyrelsens brændselspriser, jf. "Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger", Oktober 1995. Den eneste modifikation er, at brændselspriserne er justeret fra 1995-prisniveau til 1996-prisniveau ved at multiplicere med faktoren 1,02 (2 % inflation 1995/1996).

År	Kul	Fuelolie	Gasolie	Naturgas	Halm
1997	12,1	20,3	39,2	20,3	16,9
1998	12,9	22,1	41,9	22,3	16,9
1999	13,2	23,1	43,2	23,5	16,9
2000	13,6	24,1	44,6	24,7	16,9
2001	13,7	25,1	46,0	26,0	16,9
2002	13,9	26,2	47,3	27,2	16,9
2003	14,0	27,2	48,7	28,5	16,9
2004	14,2	28,5	50,0	29,8	16,9
2005	14,4	29,7	51,1	31,2	16,9

**Tabel 1 Brændselspriser i kr./GJ inkl. transportillæg (ifølge Energistyrelsen, Oktober 1995, omregnet til 1996-prisniveau).**

Energistyrelsen forudsætter konstante realpriser efter år 2005. Energistyrelsen gør endvidere opmærksom på, at naturgasprisen ikke umiddelbart kan benyttes ved vurdering af samfundsøkonomien ved brug af naturgas i nye store kraftværker i stedet for kul.

## 3. CO<sub>2</sub>-skyggepriser samt SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissioner

### 3.1 Baggrund

Energistyrelsen stiller i "Nærmere retningslinier for elskabernes integrerede ressourceplanlægning" krav om beregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser:

*"Af hensyn til den statslige energiplanlægnings sammenligning på tværs af sektorer skal der ved afrapporteringen af planlægningen for de belyste handlingsmuligheder fremgå CO<sub>2</sub>-skyggepriser med udgangspunkt i det nuværende system, regulering m.v."*

Elsektoren har over for myndighederne påpeget, at CO<sub>2</sub>-skyggepriser beregnet efter ovenstående opskrift ikke i praksis kan anvendes som baggrund for beslutninger om prioritering og iværksættelse af forskellige handlemuligheder. I principippet ændres forudsætningerne for beregning af CO<sub>2</sub>-skyggepriser allerede ved iværksættelse af det første virkemiddel, og de beregnede skyggepriser skal således løbende gennemføres på basis af forud beregnede skyggepriser med udgangspunkt i det nuværende system.

*CO<sub>2</sub>-skyggepriserne beregnes således udelukkende som følge af Energistyrelsens eksplicitte krav.*

### 3.2 Beregning af marginel CO<sub>2</sub>-emission

CO<sub>2</sub>-skyggeprisen defineres som meromkostningerne for et givet tiltags CO<sub>2</sub>-fortrængning. CO<sub>2</sub>-skyggeprisen er således den pris, CO<sub>2</sub>-emissionen skal værdisættes til, for at tiltaget er økonomisk ligeværdigt med en given reference.

Da tiltag vurderes i forhold til en given reference, er valget af reference afgørende for beregningen af CO<sub>2</sub>-skyggepriser.

Tiltag, der medfører ændringer i elforbruget eller omlægning af elproduktionen, skal vurderes i forhold til den del af referencens elproduktion, der berøres af tiltaget.

Kun ved en systemmæssig korrekt simulering kan de fulde konsekvenser beregnes, idet forskellige former for forbrugsændringer eller produktionsomlægninger medfører forskellige ændringer i lastfordeling og dermed omkostninger og CO<sub>2</sub>-emission.

Som tidligere anført, er den planlægningsmæssige værdi af de beregnede CO<sub>2</sub>-skyggepriser, med udgangspunkt i det nuværende system, imidlertid begrænset, og værdien af systemmæssige konsekvensberegninger for de enkelte tiltag vil derfor ikke stå mål med indsatsen. Der skal derfor vælges en fælles reference, der kan anvendes for alle tiltag.

Ved beregning af de marginelle elproduktionsomkostninger anvendes der for hele planlægningsperioden følgende specifikke brændselsforbrug: lavlast 8 GJ/MWh, højlast 9

GJ/MWh og spidslast 10,5 GJ/MWh ab værk, jf. bilag 2. Med en energimæssig fordeling på de tre tarifperioder på henholdsvis 48,4 %, 31,9 % og 19,7 % fås et gennemsnitligt specifikt forbrug på 8,8 GJ/MWh svarende til en elvirkningsgrad ab værk på 41 %.

I Energistyrelsens notat "Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger", Oktober 1995, er CO<sub>2</sub>-emissionen ved elproduktion beregnet på basis af et nyt kulstøvfyret KAD-anlæg med en elvirkningsgrad på 45 % svarende til et brændselsforbrug på 8,0 GJ/MWh. Med en specifik emission for kul på 95 kg/GJ giver dette en emission på 760 kg/MWh ab værk. (Med et nettab på 4,8 % fås Energistyrelsens værdi på 798 kg-/MWh ab 60 kV).

Beregning af henholdsvis marginalomkostninger og marginale CO<sub>2</sub>-emissioner bør naturligvis baseres på de samme forudsætninger vedrørende brændselsforbrug. Marginalomkostningerne er beregnet ved simuleringer af produktionssystemet i ELSAM-området, og værdierne svarer derfor til det eksisterende system.

Energistyrelsens beregning baseres på en nyere enhed og resulterer derfor i et lavere brændselsforbrug.

Som tidligere anført kan de beregnede CO<sub>2</sub>-skyggepriser ikke direkte anvendes i elskaberne IRP-planlægning, og da skyggepriserne udelukkende beregnes som følge af Energistyrelsens eksplícitte krav, foreslås det at basere beregningen af CO<sub>2</sub>-skyggepriser direkte på Energistyrelsens forudsætninger vedrørende virkningsgrad for elproduktion.

**Der skal således regnes med en marginel CO<sub>2</sub>-emission ved elproduktion på 760 kg/MWh ab værk svarende til et brændselsforbrug på 8,0 GJ/MWh og en elvirkningsgrad på 45 %. Værdierne anvendes for hele planlægningsperioden.**

### 3.3 SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emission

I forbindelse med DSM-regneværktøjet SaveX ønskes tillige angivet emissionsværdier for SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Som det fremgår af de følgende data, er det med hensyn til SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> af afgørende betydning, om der regnes med data for nye anlæg udstyret med afsvovlings- og deNO<sub>x</sub>-anlæg eller et gennemsnit for eksisterende anlæg, svarende til den aktuelle produktionsfordeling.

For et nyt kulstøvfyret KAD-anlæg fra 1993 er der i Energistyrelsens notat: "Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg", maj 1995, angivet følgende emissionsværdier:

SO<sub>2</sub>: 0,05 kg/GJ indfyret energi ~ 0,40 kg /MWh.  
NO<sub>x</sub>: 0,05 kg/GJ indfyret energi ~ 0,40 kg /MWh.

Værdierne er baseret på en elvirkningsgrad på 45 %, et afsvovlingsanlæg af vådgipstypen og et deNO<sub>x</sub>-anlæg af "high dust" SCR-typen. Det er forudsat, at brænslet indeholder 1,0 % svovl.

I ELSAMs miljøberetning for 1995 er gennemsnitstallene for det samlede eludbud angivet til:

SO<sub>2</sub>: 2,4 kg/MWh.  
NO<sub>x</sub>: 2,1 kg/MWh.

Da beregningen af de marginelle elproduktionsomkostninger til brug i forbindelse med IRP-arbejdet er baseret på de langsigtede marginalomkostninger for en ny kulstøvfyret enhed, skal emissionsværdierne ligeledes beregnes på basis af denne anlægstype.

**Der skal derfor regnes med:**

SO<sub>2</sub>: 0,40 kg/MWh.  
NO<sub>x</sub>: 0,40 kg/MWh.

Med hensyn til SO<sub>2</sub> skal man være opmærksom på, at der ved opgørelsen af marginalomkostningerne er indregnet en miljøomkostning svarende til 100 % afsvovlung. Der må derfor ikke både regnes med en besparelse svarende til marginalomkostningen og en værdi af den sparede SO<sub>2</sub>-emission.

#### 4. Prisinterface

Energistyrelsen har i "Brændselssprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger", Oktober 1995, angivet såvel en metode til beregning af marginalomkostninger som et sæt samfundsøkonomiske elpriser.

Metodemæssigt er der tale om en videreførelse af principippet om, at ny elkapacitet skal tillægges fuld effektværdi, uanset om elsystemet har behov for kapaciteten (jf. lov nr. L 66 - "lex ELSAM").

Elsektoren har over for myndighederne påpeget, at en fastholdelse af dette princip vil resultere i utidssvarende priser, jf. blandt andet IRP95. Med etableringen af den norske-svenske elbørs og mulighederne for at handle der, vil prisen i udlandet ofte være bestemende for marginalprisen i Danmark. Samspillet med udenlandske børspriser introducerer dermed langt større usikkerhed omkring såvel niveauet som strukturen af de fremtidige afregningspriser, end der hidtil har været gældende.

Energistyrelsen har imidlertid fastholdt, at prissættet skal udregnes i overensstemmelse med lov nr. L 66.

Løsningen er således blevet, at der til IRP97 programdel fastlægges et prisinterface i overensstemmelse med Energistyrelsens eksplisitte krav.

Til brug for perspektivarbejdet m.v. vil der på et senere tidspunkt blive udarbejdet et prisgrundlag baseret på en markedsorienteret indgangsvinkel.

#### 4.1 Beregninger af marginalomkostninger og tariffer

Til IRP97 programdel er der foretaget en fornyet beregning af marginalomkostninger og tariffer efter Energistyrelsens foreskrevne princip. Energistyrelsens samfundsøkonomiske elpriser kan ikke overtages direkte, da IRP stiller krav om indbyrdes konsistens mellem marginalomkostninger og tariffer, og Energistyrelsen angiver kun førstnævnte.

Nye beregninger er således gennemført, og opmærksomheden henledes på, at elpriserne i dette notat dermed er specifikke for ELSAM-området. Energistyrelsens brændselspriser er benyttet som input, mens kapacitetssammensætningen, driftstekniske parametre og belastningsprofiler refererer til ELSAM-området. De specifikke forudsætninger er gengivet i bilag 2, mens resultatet af beregningerne er vist i bilag 1.

Alle prisoplysninger i bilag 1 er angivet eksklusive afgifter, eksternaliteter og moms.

De beregnede marginalomkostninger og tariffer inkluderer beløb til fjernelse af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> svarende til, at den marginelle elproduktion er SO<sub>2</sub>-fri<sup>1</sup>. SO<sub>2</sub> skal således ikke yderligere værdisættes i forbindelse med DSM-beregninger, jf. afsnit 3.3.

<sup>1</sup> Det er forudsat, at SO<sub>2</sub>-afgiften fastholdes som en afgift i slutleddet (forbrugsafgift) i hele perioden 1997-2005. (Der har været tale om at konvertere SO<sub>2</sub>-forbrugsafgiften til en SO<sub>2</sub>-brændselsafgift i år 2000, men der ses alt-så bort herfra).

Vedrørende CO<sub>2</sub> gælder, at man *enten* kan vælge at udregne CO<sub>2</sub>-skyggepriser på basis af priser og omkostninger uden värdisætning af CO<sub>2</sub> undervejs *eller* opfatte CO<sub>2</sub>-emissionen som en eksternalitet, der værdisættes til 100 kr./ton i de samfundsøkonomiske beregninger.

Marginalomkostninger og tariffer er generelt anført separat for lavlast, højlast og spidslast. Derudover er vist en gennemsnitspris (gennemsnittet af marginalpriser med ELSAM-områdets resulterende belastningsfordeling som grundlag). Denne gennemsnitspris skal ikke benyttes ved DSM-beregninger. Undtagelsen, der bekræfter reglen, er enhedstarffen på C-niveau<sup>2</sup>.

#### 4.2 Nettab

Marginalomkostninger og tariffer i bilag 1 er angivet på A-, B- og C-niveau. Mere præcist er der tale om niveauerne A<sub>2</sub> (60/10 kV), B<sub>2</sub> (10/0,4 kV) og C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> (an forbruger).

For at kunne sammenholde forskellige initiativer og lægge virkninger sammen - f.eks. miljøemissioner, elforbrug og elbesparelser - har man brug for at henføre værdierne til et sted i nettet, hvor sammenligningerne/summationerne foretages. Eksempelvis er miljøemissionerne angivet ab værk, jf. afnit 3, mens prisinterfacet er defineret længere ude i nettet.

Ved frem- og tilbageregning mellem niveauerne anvendes følgende, *marginelle* nettab:

Nettab i %	Marginaltab
Ab værk → 60/10 kV (A-niveau)	4,8
Ab værk → 10/0,4 kV (B-niveau)	6,8
Ab værk → An C-forbruger	11,7

**Tabel 2** Marginelle nettab til IRP-formål.

<sup>2</sup> Enhedstarffen på C-niveau er beregnet ud fra 3-tidstarffen på C-niveau ved hjælp af følgende repræsentative energifordeling for C-kunder: 49,8 % (lavlast), 32,6 % (højlast) og 17,6 % (spidslast). Der er således mulighed at operere med såvel 3-tidstarffen som enhedstarffen på C-niveau.

## Marginalomkostninger og tariffer for Jylland-Fyn

Alle omkostninger og priser nedenfor er angivet eksklusive afgifter, eksternaliteter og moms.

Priserne er angivet i faste 1996-kr.

**Avoided costs A-niveau, kr./MWh**  
**Forbrugertariffer A-niveau,  
kr./MWh**

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.	År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.
1997	142,9	347,8	487,0	276,0	1997	180,9	384,8	523,0	313,3
1998	150,5	355,3	495,2	283,7	1998	188,5	392,3	531,2	321,0
1999	153,4	358,1	498,4	286,7	1999	191,5	395,3	534,6	324,1
2000	156,6	361,3	501,9	289,9	2000	194,6	398,3	537,9	327,2
2001	158,0	362,7	503,5	291,4	2001	196,0	399,7	539,5	328,7
2002	159,4	364,0	505,0	292,7	2002	197,4	401,0	541,0	330,0
2003	160,7	365,3	506,6	294,1	2003	198,7	402,3	542,6	331,4
2004	162,0	366,6	508,1	295,5	2004	200,0	403,6	544,1	332,8
2005	163,5	368,0	509,8	296,9	2005	201,5	405,0	545,8	334,2

**Avoided costs B-niveau, kr./MWh**

**Forbrugertariffer B-niveau,  
kr./MWh**

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.	År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.
1997	149,7	361,0	506,8	287,4	1997	207,2	425,9	581,0	350,6
1998	157,3	368,6	515,3	295,3	1998	214,8	433,6	589,5	358,4
1999	160,3	371,6	518,6	298,3	1999	217,8	436,5	592,8	361,4
2000	163,5	374,8	522,2	301,6	2000	221,0	439,7	596,4	364,7
2001	165,0	376,2	523,9	303,1	2001	222,5	441,2	598,1	366,2
2002	166,3	377,6	525,5	304,5	2002	223,8	442,5	599,7	367,6
2003	167,7	378,9	527,0	305,9	2003	225,2	443,8	601,3	369,0
2004	169,1	380,2	528,6	307,3	2004	226,6	445,2	602,9	370,4
2005	170,5	381,7	530,3	308,8	2005	228,0	446,6	604,6	371,9

**Avoided costs C-niveau, kr./MWh**

**Forbrugertariffer C-niveau,  
kr./MWh**

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.	År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Enheds ds
1997	159,1	385,2	547,9	307,8	1997	258,7	505,0	690,7	415,0
1998	167,0	393,2	557,0	316,0	1998	266,6	513,1	699,8	423,2
1999	170,1	396,3	560,5	319,2	1999	269,6	516,2	703,4	426,3
2000	173,4	399,7	564,4	322,6	2000	273,0	519,6	707,2	429,8
2001	174,9	401,2	566,2	324,2	2001	274,5	521,1	709,0	431,3

2002	176,3	402,7	567,9	325,7	2002	275,9	522,5	710,7 432,8
2003	177,7	404,1	569,6	327,1	2003	277,3	523,9	712,4 434,3
2004	179,1	405,5	571,3	328,6	2004	278,7	525,3	714,1 435,7
2005	180,6	407,0	573,2	330,1	2005	280,2	526,8	716,0 437,3

Realprisen efter år 2005 kan antages konstant, jf. Energistyrelsens "Brændelsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger".

## Prisinterface for Jylland-Fyn - Beregningsgrundlag

Metodisk benyttes samme fremgangsmåde som ved IRP95. Modellen er verbalt gennemgået i notat SØ89-217d: "Beskrivelse af omkostningsstruktur i ELSAM-området". Selve beregningerne udføres i regnark.

### Forudsætninger

Samtlige forudsætninger er gengivet bagerst i dette bilag.

De driftstekniske parametre er uændrede i forhold til IRP95, hvilket blandt andet indebærer, at der ikke i marginalomkostningerne tages hensyn til eloverløb. Kapacitetsomkostninger indregnes fuldt ud med udgangspunkt i et kulstøvfyret grundlastanlæg inklusive SO<sub>2</sub>- og SCR-anlæg. Den specifikke pris er opgjort til sammenlagt 8.227 kr./kW (1996-priser).

Generelt er alle økonomiske data opdateret til 1996-niveau.

På et område er der foretaget en ændring af de tekniske koefficienter i forhold til IRP95. Det drejer sig om elforbrugets benyttelестid og fordelingen på lavlast, højlast og spidslast. Belastningskurven er blevet fladere, hvilket har øget benyttelестiden fra 5.200 timer til 5.600 timer og ændret energifordelingen fra 46,7 %/32,6 %/20,7 % til 48,4 %/31,9 %/19,7 % (lavlast/højlast/spidslast). Denne ændring betyder isoleret set, at marginalomkostningerne sænkes med ca. 1 øre/kWh (flere kWh at fordele de faste omkostninger på).

### Overgangen fra marginalomkostninger til tariffer

Marginalomkostningerne udtrykker, hvilke omkostninger der er forbundet med leverance af en ekstra kWh. En række omkostninger i kraftværkerne og distributionsselskaberne er ikke-marginelle. Det drejer sig eksempelvis om investeringer i udlandsforbindelser og 400 kV-net, fjernvarmefordel ved kombineret produktion, administrationsomkostninger, herunder udgifter til elbesparelsesaktiviteter samt udgifter til kabellægning. Blandt andet af disse årsager opstår der en forskel mellem marginalomkostninger og gennemsnitsomkostninger.

I tarifsammenhæng er man bundet af hvile-i-sig-selv restriktionen, hvilken refererer til gennemsnitsomkostninger. Tarifstrukturen bestemmes af marginalomkostningerne. Overgangen består derfor i at tillægge marginalomkostningerne et beløb, som sikrer regn-

skabsmæssig balance<sup>3</sup>. Denne provenutilpasning gennemføres separat på kraftværksniveau og ved fastsættelse af distributionstariffer på de forskellige leveringsniveauer (A-, B- og C-forbrugere).

### Kraftværkstariffen

I forbindelse med IRP95 blev der foretaget en langsigtet analyse af provenubehovet i kraftværksselskaberne holdt op imod marginalomkostningerne.

Analysen viste en forskel mellem marginalomkostninger og gennemsnitsomkostninger på ca. 5 øre/kWh i perioden 1997-2002 faldende til ca. 3 øre/kWh i perioden derefter.

I forbindelse med IRP97 er det besluttet at fastlåse værdien på 4 øre/kWh i hele perioden. Beløbet lægges til marginalomkostningerne på 60/10 kV-niveau, svarende til det gennemsnitlige afregningssted mellem kraftværker og distributionsselskaber. Der anvendes samme tillæg (4 øre/kWh) på de tre tarifperioder. Ved opgørelse af tarifferne på de lavere spændingsniveauer multipliceres de 4 øre/kWh med de underliggende, marginelle nettab, der er separat opgjort for lavlast, højlast og spidslast.

### Distributionstarifferne

Beregningen af distributionsselskabernes tariffer følger IRP95 og baserer sig på analysen i notat SØ95-179b: "Distributionsomkostninger i IRP-sammenhæng". Følgende tabel danner udgangspunktet:

Pristillæg (øre/kWh)	Lavlast	Højlast	Spidslast
A-niveau (60/10 kV)	-0,2	-0,3	-0,4
B-niveau (10/0,4 kV)	2,2	2,9	3,8
C-niveau (an forbruger)	6,8	8,7	10,9

#### *Provenutilpasning på de forskellige leveringsniveauer.*

Når tillægget på A-niveau er negativt, skyldes det renteindtægter i forbindelse med opkrævning af statsafgifter.

<sup>3</sup> Foruden abonnementsbetalingen på distributionsniveau, som dækker de administrative omkostninger i forbindelse med måleraflæsning og håndtering af regninger.

Ved IRP95-beregningerne blev der forudsat et fald i distributionsselskabernes pristillæg efter år 2005 på 0,5-1,0 øre/kWh. Baggrunden var en forventning om rationaliseringsgevinster i kølvandet på fusioner m.v. Denne korrektion er undladt i forbindelse med IRP97 primært af hensyn til gennemskuelighed.

**FORUDSÆTNINGER FOR IRP97 PROGRAMDEL  
ELSAM-OMRÅDET (FASTE 1996-kr)**

	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
<b>Brændselspriser, ENS, 1996-prisniveau</b>					
Kul inkl. omk.tillæg, kr./GJ	12.0	12.9	13.2	13.6	13.7
Fuelolie inkl. omk.tillæg, kr./GJ	20.3	22.1	23.1	24.1	25.1
Gasolie, kr./GJ	39.2	41.9	43.2	44.6	46.0
<b>Tekn. koefficienter</b>	<b>Lavlast</b>	<b>Højlast</b>	<b>Spidslast</b>		
Kulandel, %	100	96	92		
Olieandel, %	0	0	0		
Havaristøtte, fuel %	0	4	8		
Havaristøtte, gas %	0	0	0		
Kulmarginalforbrug, GJ/MWh	8.0	9.0	10.5		
Oliemarginalforbrug, GJ/MWh	0.0	9.0	9.0		
Direkte startomk., GJ/MWh	0.00	0.10	0.10		
Indirekte startomk., AT/MWh	0.00	0.05	0.05		
D&V, AT/MWh	0.10	0.15	0.15		
Nettab, 400 og 150 kV, %	2.30	3.60	4.00		
Nettab, 60 kV, %	1.60	1.70	1.90		
Nettab, 10 kV, %	1.25	2.35	3.05		
Nettab, lavspænding, %	2.98	5.32	7.13		
Energifordeling (total), %	48.40	31.90	19.70		
Energifordeling (C-niveau), %	49.80	32.60	17.60		
Kapacitetsfordeling, elanlæg, %	0.00	50.00	50.00		
Kapacitetsfordeling, netanlæg, %	0.00	45.00	55.00		
<b>Kapacitetsomkostninger</b>	<b>1997</b>				
Blokanlæg, kr./kW	6215				
SO <sub>2</sub> -anlæg, kr./kW	1508				
SCR-anlæg, kr./kW	504				
Netanlæg, kr./kW	504				
<b>Øvrige forudsætninger</b>					
Realrente, % p.a.	5.0				
Økonomisk levetid for elanlæg, år	25				
Økonomisk levetid for netanlæg, år	30				
Benyttelsestid, timer/år	5600				
Arbejdsmandstimeløn, kr./AT	114				
Resningsgrad miljøanlæg, %	93.5				
<b>Mellemregninger</b>	<b>ÅR</b>				
Blokanlæg, kr./kW pr. år	441.0				
<i>Blokanlæg inkl. fast D&amp;V, kr./kW pr. år</i>	<i>498.0</i>				
<i>Driftsbesparelse ved nyt anlæg, -</i>	<i>88.5</i>				
SO <sub>2</sub> -anlæg inkl D&V og eff.beslag, -	144.8				
SCR-anlæg inkl. D&V og eff.beslag, -	63.8			Korrigeret for rensningsgrad	
<i>Kapacitetsomk., miljøanlæg, kr./kW pr. år</i>	<i>208.7</i>				
Var. D&V, SO <sub>2</sub> (0,044 AT/MWh), kr./MWh	5.4			Korrigeret for rensningsgrad	
Var. D&V, SCR (0,0063 AT/MWh), kr./MWh	0.7				

<b>Marginel brændselspris (gns.), kr./MWh</b>	<b>107.6</b>	
<b>Marginel energipris (gns.), kr./MWh</b>	<b>125.5</b>	<b>Indgår ved driftsbesparelse</b>
<b>Merbrændsel, SO<sub>2</sub> (0.864 %), kr./MWh</b>	<b>1.0</b>	
<b>Merbrændsel, SCR (0.370 %), kr./MWh</b>	<b>0.4</b>	
<b>Variabelt miljøtillæg, kr./MWh</b>	<b>7.5</b>	
<b>Netanlæg inkl. D&amp;V (2 %), kr./kW pr. år</b>	<b>42.9</b>	

<b>Avoided costs 1997</b>	<b>Lavlast</b>	<b>Højlast</b>	<b>Spidslast</b>	<b>Middel</b>
Marginale brændselsomkostninger	96.0	111.0	130.6	107.6
Start/stop og variabel D&V	11.4	24.0	24.0	17.9
Variabelt miljø-tillæg (SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> )	7.5	7.5	7.5	7.5
Kapacitetsomkostninger, nyt elanlæg	0.0	139.4	225.7	88.9
Driftsbesparelse ved nyt anlæg	0.0	-24.8	-40.1	-15.8
Kapacitetsomk., miljø-anlæg (SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> )	18.6	47.8	65.9	37.3
<b>Marginale produktionsomkostninger</b>	<b>133.6</b>	<b>304.9</b>	<b>413.6</b>	<b>243.4</b>
Nettab 400 og 150 kV(2,3/3,6/4,0 %)	3.1	11.0	16.5	8.2
Kapacitetsomkostninger 150 kV	0.0	10.8	21.4	7.7
Forrentning af brændselslager	4.0	4.6	5.4	4.5
<b>Marginalpriser 150/60 kV</b>	<b>140.6</b>	<b>331.3</b>	<b>456.9</b>	<b>263.8</b>
Nettab 60 kV (1,6/1,7/1,9 %)	2.2	5.6	8.7	4.6
Kapacitetsomkostninger 60 kV-anlæg	0.0	10.8	21.4	7.7
<b>Marginalpriser 60/10 kV (A)</b>	<b>142.9</b>	<b>347.8</b>	<b>487.0</b>	<b>276.0</b>
Nettab 10 kV (1,25/2,35/3,05 %)	1.8	8.2	14.9	6.4
Kapacitetsomkostninger 10 kV-anlæg	5.0	5.0	5.0	5.0
<b>Marginalpriser 10/0,4 kV (B)</b>	<b>149.7</b>	<b>361.0</b>	<b>506.8</b>	<b>287.4</b>
Nettab 0,4 kV (2,98/5,32/7,13 %)	4.5	19.2	36.1	15.4
Kapacitetsomkostninger 0,4 kV-anlæg	5.0	5.0	5.0	5.0
<b>Marginalpriser an forbruger (C)</b>	<b>159.1</b>	<b>385.2</b>	<b>547.9</b>	<b>307.8</b>

<b>Tariffer 1997</b>	<b>Lavlast</b>	<b>Højlast</b>	<b>Spidslast</b>	<b>Middel</b>
A-niveau (3-tidstarif)	180.9	384.8	523.0	313.3
B-niveau (3-tidstarif)	207.2	425.9	581.0	350.6
C-niveau (3-tidstarif/enhedstarif)	258.7	505.0	690.7	415.0

## Bilag 1: Marginalomkostninger og tariffer for Jylland-Fyn

Alle omkostninger og priser nedenfor er angivet eksklusive afgifter, eksternaliteter og moms.  
Priserne er angivet i faste 1996-kr.

Avoided costs A-niveau, kr/MWh

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.
1997	142.9	347.8	487.0	276.0
1998	150.5	355.3	495.2	283.7
1999	153.4	358.1	498.4	286.7
2000	156.6	361.3	501.9	289.9
2001	158.0	362.7	503.5	291.4
2002	159.4	364.0	505.0	292.7
2003	160.7	365.3	506.6	294.1
2004	162.0	366.6	508.1	295.5
2005	163.5	368.0	509.8	296.9

Forbrugertariffer A-niveau, kr/MWh

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.
1997	180.9	384.8	523.0	313.3
1998	188.5	392.3	531.2	321.0
1999	191.5	395.3	534.6	324.1
2000	194.6	398.3	537.9	327.2
2001	196.0	399.7	539.5	328.7
2002	197.4	401.0	541.0	330.0
2003	198.7	402.3	542.6	331.4
2004	200.0	403.6	544.1	332.8
2005	201.5	405.0	545.8	334.2

Avoided costs B-niveau, kr/MWh

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.
1997	149.7	361.0	506.8	287.4
1998	157.3	368.6	515.3	295.3
1999	160.3	371.6	518.6	298.3
2000	163.5	374.8	522.2	301.6
2001	165.0	376.2	523.9	303.1
2002	166.3	377.6	525.5	304.5
2003	167.7	378.9	527.0	305.9
2004	169.1	380.2	528.6	307.3
2005	170.5	381.7	530.3	308.8

Forbrugertariffer B-niveau, kr/MWh

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.
1997	207.2	425.9	581.0	350.6
1998	214.8	433.6	589.5	358.4
1999	217.8	436.5	592.8	361.4
2000	221.0	439.7	596.4	364.7
2001	222.5	441.2	598.1	366.2
2002	223.8	442.5	599.7	367.6
2003	225.2	443.8	601.3	369.0
2004	226.6	445.2	602.9	370.4
2005	228.0	446.6	604.6	371.9

Avoided costs C-niveau, kr/MWh

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gns.
1997	159.1	385.2	547.9	307.8
1998	167.0	393.2	557.0	316.0
1999	170.1	396.3	560.5	319.2
2000	173.4	399.7	564.4	322.6
2001	174.9	401.2	566.2	324.2
2002	176.3	402.7	567.9	325.7
2003	177.7	404.1	569.6	327.1
2004	179.1	405.5	571.3	328.6
2005	180.6	407.0	573.2	330.1

Forbrugertariffer C-niveau, kr/MWh

År	Lavlast	Højlast	Spidslast	Enheds
1997	258.7	505.0	690.7	415.0
1998	266.6	513.1	699.8	423.2
1999	269.6	516.2	703.4	426.3
2000	273.0	519.6	707.2	429.8
2001	274.5	521.1	709.0	431.3
2002	275.9	522.5	710.7	432.8
2003	277.3	523.9	712.4	434.3
2004	278.7	525.3	714.1	435.7
2005	280.2	526.8	716.0	437.3

Realprisen efter år 2005 kan antages konstant, jf. ENS "Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger".

HEP-PBE/BSP-LEC

22. august 1997

## **IRP97 Prisinterface (markeds-case)**

I dette notat opstilles et prisinterface baseret på en markedsorienteret indgangsvinkel.

Tidligere på året blev der opstillet et prisinterface under fastlåste forudsætninger, herunder at et konkurrencemarked for el ikke bliver en realitet i Danmark. Beregningerne for dette tilfælde (basis-case) er gengivet i notat SP97-215.

Energistyrelsen har krævet, at monopolsituationen (basis-case) anvendes som reference ved IRP97 og samtidig foreskrevet metoden ved fastsættelse af priser. Der er tale om en videreførelse af princippet om, at ny elkapacitet skal tillægges fuld effektværdi, uanset om elsystemet har behov for kapaciteten (jf. lov nr. L66 - "lex ELSAM"). Konkret er avoided costs og forbrugertariffer specifieret i det velkendte 3-tidstarifformat.

En fortsat tilgang af vindkraft og industriel kraftvarme, båret frem dels af statslige tilskud og dels gunstige (fastlåste) afregningsregler i elforsyningen, skærper ubalanceproblemerne. Effektoverskuddet er allerede nu betydeligt, og overløbsproblemene er i hastig vækst.

Ubalancerne i det jysk-fynske elsystem (overkapacitet og eloverløb) betyder, at sammenspiellet med nabosystemerne bliver afgørende for en økonomisk hensigtsmæssig drift af systemet.

Disse omstændigheder begrunder IRP97 markeds-case. Formålet er at bestemme de reelle samfundsøkonomiske elpriser (markedsværdien af el) og herigenom supplere de analyser, som er lavet i basistilfældet, og samtidig sætte de opnåede resultater i relief.

### **1. Markedsløsningen**

Grundideen i et elmarked er, at energien skal produceres, hvor det er billigst, og sælges til den højestbydende. Til at frembringe løsningen er det sædvane at anbringe en central elbörs, som koordinerer tilbud om køb og salg. For at markedet kan fungere effektivt, forenes mange aktører både på købs- og salgssiden.

Den norsk-svenske børs, Nord Pool, fungerer efter disse retningslinier og har været en realitet siden 1. januar 1996. Sideløbende hermed har der i nordisk regi været arbejdet på

grundlaget for en fælles børs, således at også Finland og Danmark kan blive fuldgyldige medlemmer.

Det vil derfor være naturligt at tage udgangspunkt i et nordisk elmarked og Nord Pools virkemåde, når forventede markedspriser for el i Jylland-Fyn skal anslås.

En vigtig forudsætning for et velfungerende marked er et robust transmissionssystem, som tillader energien at blive transporteret rundt. Uanset overføringskapacitet i nettet vil der altid kunne opstå flaskehalse. I nordisk regi har løsningen på dette problem været at opøre med såkaldte prisområder.

Metoden er, at hvis al energi kan udveksles mellem områder og lande, uden at nettet stiller hindringer i vejen, da vil markedsprisen i hele Norden være identisk (benævnes systempris). Hvis der optræder netbegrænsninger, eksempelvis hvis HVDC-forbindelserne er fuldlastede med eksport fra Jylland-Fyn til Norge og Sverige, da vil priserne ikke kunne nå sammen<sup>1</sup>, og der defineres prisområder i henholdsvis Jylland-Fyn og Norge/Sverige.

### 1.1 Modellering af markedssystemet

Til brug for IRP97 er der med Samkøringsmodellen foretaget en række orienterende modelberegninger.

Samkøringsmodellen er en idealiseret model, der giver et bud på priser og energistrømme i det nordeuropæiske marked med fokus på det nordiske elmarked. Vandmagasiner, produktionskapacitet, produktionsomkostninger og efterspørgselskurver er indlagt i modellen, der herefter foretager en samlet optimering af det sammenhængende system (bestemmer systemprisen).

Modellen opererer endvidere med transmissionsbegrænsninger - både internt i de enkelte lande og mellem lande. På resultatsiden giver dette anledning til, at udvekslinger mellem delområder specificeres, og resulterende områdepriser beregnes.

Værdien af elkapacitet i dette billede bliver dermed et spørgsmål om, hvad markedet kan tilbyde og bære - dvs. det er kapacitetsbalancen i Norden, med skyldig hensyntagen til udvekslingsbegrænsninger, der bestemmer prisen og dermed effektværdien på et givet tidspunkt.

<sup>1</sup> I eksemplet er forudsat, at produktionsprisen i Jylland-Fyn er lavere end produktionsprisen i Norge/Sverige.

Beregningerne til IRP97 er udført med startbetingelser ved årets begyndelse svarende til normale magasinformhold. I øvrigt er beregningerne baseret på statistiske data for nedbør og tilsig for en 40-års periode (1950-90). Internt i modellen arbejdes i tidsskridt a 1 uge.

Modellen er opstillet og kalibreret på basis af ELSAM SYSTEMS erfaringer og viden indhentet gennem regelmæssig brug af modellen siden 1992. Ved tariferingen af HVDC-forbindelser mellem ELSAM-Norge og ELSAM-Sverige er således taget hensyn til data for faktiske udvekslinger som funktion af børspriser m.m.<sup>2</sup>.

Områdeprisen "ELSAM" kan tolkes som markeds værdien af el i det jysk-fynske område.

## 2. Beregningsresultater

Med fokus på de tre områder Sydnorge, Midtsverige og ELSAM er der opnået følgende resultater:

- I Sydnorge ligger kraftværdien typisk i intervallet 18-20 øre/kWh med størst pris om vinteren og lavest om sommeren.
- I Midtsverige varierer kraftværdien mere hen over året primært på grund af relativt mindre vandmagasiner. Typisk varierer områdeprisen mellem 12 øre/kWh (sommer) og 24 øre/kWh (vinter).
- I ELSAM-området er kraftværdien størst om sommeren og lavest om vinteren på grund af det væsentlige bidrag fra kraftvarmen om vinteren. Områdeprisen ligger typisk i intervallet 13-14 øre/kWh (vinter) og op til 19 øre/kWh (sommer), se bilag 1.
- I størstedelen af året - decidede sommernådeder undtaget - eksporterer ELSAM-området massivt til både Norge og Sverige.

Ved analyser af faktiske priser på Nord Pools spotmarked kan endvidere iagttages en beskedent døgnvariation. Prisen om dagen er størst, men forskellen mellem dag- og natpris er oftest mindre end 5 øre/kWh og typisk i størrelsesordenen 0-2 øre/kWh.

<sup>2</sup> Konkret anvendes en pris på 2 øre/kWh for udveksling af op til 1/3 af overføringskapaciteten. Beløbet kan opfattes som den minimale prisforskell, der skal herske mellem to systemer, før udveksling påbegyndes ("dødbånd"). Ved udveksling mellem 1/3 og 2/3 af overføringsgrænsen betales 4 øre/kWh, mens udveksling mellem 2/3 og maksimal overføring betales med 8 øre/kWh. HVDC-tariffen er altså belastningsafhængig (tilnærmet spotpricing). Derudover indgår generelt 2 % i nettobetalt på kabelforbindelser.

## 2.1 Diskussion af resultater

Det fremgår, at prisstrukturen i henholdsvis Sydnorge, Midtsverige og ELSAM-området er forskellig. Jævne priser hen over året i Sydnorge og udpræget sæsonvariation - endda i modfase - i henholdsvis Midtsverige og Jylland-Fyn. Det skyldes, at de eksisterende kabelforbindelser mellem landene ikke er tilstrækkelige til at udligne omkostningsforskellene i de respektive områder<sup>3</sup>, hvorfor der opstår prisområder.

Områdeprisen i Jylland-Fyn ses typisk at ligge imellem de kortsigtede og langsigtede marginalomkostninger vedrørende et nyt anlæg. Forklaringen er, at ELSAM-området optræder som nettoeksportør, hvilket bringer markedsværdien af el over den variable produktionspris for de bedste anlæg. På den anden side er der så rigeligt med produktionskapacitet i systemet, at prisen kun lejlighedsvis når over 20 øre/kWh<sup>4</sup>.

Det fremgår af den detaljerede udskrift i bilag 1, at områdeprisen i Jylland-Fyn kan variere ganske meget afhængig af nedbør og kapacitetssituationen i øvrigt. Dette resultat står i direkte modsætning til den faste indregning af kapacitetsomkostninger dag for dag, som foreskrives i IRP97 basis-case (3-tidstariffen).

Vindkraften kan give anledning til større prisvariationer, end det fremgår af modelberegningerne. Modellen arbejder på ugebasis og kan derfor ikke repræsentere de udsving, som karakteriserer den samlede vindkraftproduktion over tid. Hvis der eksempelvis er massiv produktion fra vindmøllerne på et givet tidspunkt, da vil børsprisen blive presset nedad.

Eloverløb er vanskelig at identificere i beregningerne. Baggrunden er dels, at modellen opererer i tidsskridt a 1 uge, hvilket er en meget grov inddeling at arbejde med set i relation til eloverløb, dels at eloverløb - i den udstrækning det opstår på ugebasis - eksportereres.

Modelberegningerne er foretaget uden hensyntagen til CO<sub>2</sub>-udledning. Tidligere undersøgelser med Samkøringsmodellen har vist, at hvis man indfører en fælles CO<sub>2</sub>-brændselsafgift i alle lande, f.eks. svarende til 100 kr./ton, da vil konsekvensen være, at områdepri- serne løftes ca. 7-8 øre/kWh, mens import-/eksportværdierne stort set fastholdes.

<sup>3</sup> Den fysiske overføringskapacitet er selvfølgelig en væsentlig faktor her; dertil kommer HVDC-tariffen, som nødvendiggør prisforskelle på mere end 8 øre/kWh for at tage den sidste tredjedel af overføringsevnen i brug.

<sup>4</sup> Avoided costs som gennemsnit ab værk - inklusive omkostninger til nyanlæg - ligger i IRP97 basis case omkring 25 øre/kWh.

### 3. Priser til supplerende IRP97-beregninger

I nærværende notat er indtil videre udelukkende fokuseret på værdien af el, opgjort ab værk. Indenlandske nettariffer og PSO-omkostninger er holdt ude af billedet.

En direkte sammenligning over til IRP97 basis-case er mulig på dette grundlag. Umiddelbart ligger den forventede markedsværdi af el i det jysk-fynske område 5-10 øre/kWh under de beregnede marginalomkostninger (avoided costs ab værk) i basistilfældet.

Indenlandske nettariffer er ikke det store problem i sammenhængen. I nedenstående tabel 1 er valgt at operere med samme netbetalinger som i basistilfældet - dvs. ca. 2 øre/kWh for så vidt angår 400 kV og 150 kV, yderligere 1 øre/kWh for transmission på 60 kV, 1 øre/kWh på 10 kV og endelig 2 øre/kWh for lavspænding.

De samfundsøkonomiske marginalomkostninger (avoided costs) er hermed bestemt ud fra en markedsmæssig betragtning. I nedenstående tabel 1 er tallene for de forskellige leve-ringsniveauer vist.

Den resterende diskussion vedrører alene de forventede forbrugerpriser i et markedsbase-ret system til brug ved IRP<sup>5</sup>. Spørgsmålet er, om forbrugerprisen skal tillægges de såkaldte PSO-omkostninger, herunder især omkostninger vedrørende prioriteret produktion.

I et fuldstændigt frit marked vil de prioriterede anlæg skulle konkurrere på lige vilkår med de centrale anlæg, og elforbrugerne har ikke en særlig finansieringsforpligtigelse i den sammenhæng. I den situation vil forbrugerprisen (bortset fra afgifter m.v.) være identisk med de samfundsøkonomiske marginalomkostninger.

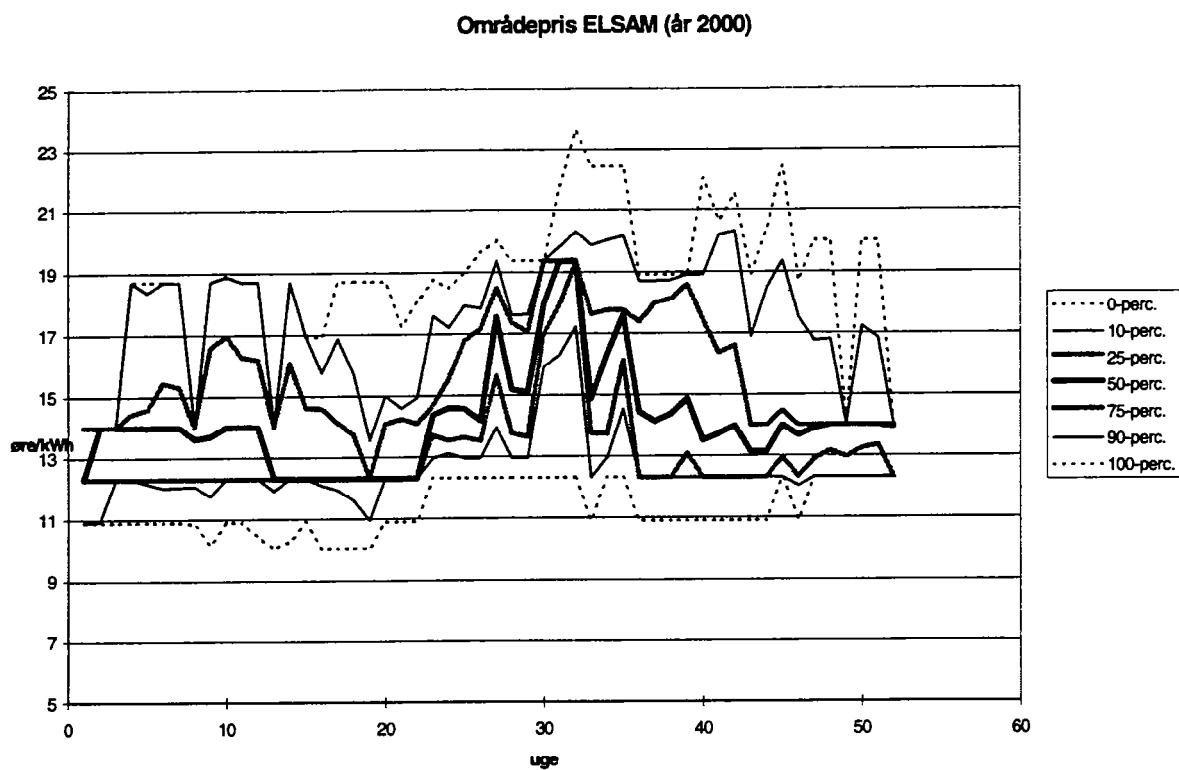
I et reguleret marked, jf. lov nr. L 486, skal elforbrugerne ligeligt dække (mer)omkostningerne ved produktion på prioriterede anlæg. Da disse omkostninger har karakter af en fast forpligtigelse, og elforbruget kun indgår som en delenøgle, skal forbrugerpriserne til brug i IRP-sammenhæng ikke tillægges PSO-omkostninger<sup>6</sup>. Ingen bliver der sammenfald mellem forbrugerpriser (ekskl. afgifter) og samfundsøkonomiske marginalomkostninger.

<sup>5</sup> Markedsbaserede forbrugerpriser kunne eksempelvis benyttes i relation til ELFORS DSM-plan.

<sup>6</sup> Hvis kunderne bruger færre kWh, bliver konsekvensen bare, at PSO-bidraget sættes op.

Samfundsøkonomiske marginalomkostninger/forbrugerpriser	Sommer øre/kWh	Vinter øre/kWh	Gennemsnit øre/kWh
A-niveau ( <u>60/10 kV</u> )	20,0	16,5	18,0
B-niveau ( <u>10/0,4 kV</u> )	21,0	17,5	19,0
C-niveau (an C-forbruger)	23,0	19,5	21,0

*Tabel 1 Markedsbaserede priser til IRP97 (1998-2005).*



**Figur 1** Områdepris - uge for uge - for Jylland-Fyn. De forskellige kurver refererer til forskellige nedbørssituationer. 50-percentilen refererer til et normalår, mens 25-, 10- og 0-percentilen er tørår i stigende omfang, og 75-, 90- og 100-percentilen er vådår i stigende omfang.

**LBY/MAJ**  
**21. april 1997**

## **IRP97-basisfremskrivning**

### **UP96-fremskriving fordelt på sektorer**

#### **Indledning**

Denne basisfremskrivning til brug for IRP97 viser fremskrivningen for planperioden indtil 2005 for det samlede jysk-fynske område under hensyntagen til de allerede kendte og besluttede virkemidler. Dette omfatter specielt ELFORS DSM-plan fra IRP95 samt virknin-gen af nye virkemidler fra Energi 21.

På grundlag af den samlede basisprognose opstilles derefter prognoser for de enkelte selskaber på grundlag af selskabets egne forudsætninger. Den lokale prognose er herefter udgangspunkt for planlægningen i selskabet og udarbejdelse af lokale DSM-planer, som sammenarbejdes til et samlet DSM-program af ELFOR, som indgår i IRP97.

Som overordnet ramme for basisfremskrivningen til IRP97 anvendes ELSAM UP96-prognose som angivet i notatet "UP96-markedsanalyse - Det indenlandske elmarked" (notat SP96-737). Til brug for IRP97 specificeres denne fremskrivning her på kategorier, ligesom fremskrivningen for de enkelte kategorier for hvert år angives før og efter Energi 21-virkemidler og DSM-aktiviteter i henhold til DSM-planen fra IRP95, jf. IRP95-programdel (ISBN 87-87090-34-1), bilag 3.3.

En fremskrivning for perspektivperioden 2005-2030 tages op i forlængelse af denne fremskrivning for planperioden indtil 2005.

## Udgangspunkt IRP95-reference

Udgangspunktet er den sektorinddelte referencefremskrivning fra IRP95\*, jf. bilag 3.7 i IRP95-programdel.

År	Boliger	Landbrug/ gartneri	Industri	Handel & service	Offentlig sektor	Gade- og vej- belysning	DSB	I alt
1994	4.969	2.162	6.217	2.600	2.022	211	0	18.181
1995	4.960	2.160	6.558	2.605	2.022	211	0	18.516
1996	4.984	2.161	6.696	2.667	2.055	211	10	18.783
1997	4.999	2.158	6.819	2.759	2.085	211	176	19.207
1998	4.996	2.150	6.952	2.857	2.112	211	270	19.548
1999	5.018	2.150	7.038	2.929	2.146	211	270	19.756
2000	5.023	2.138	7.101	2.997	2.177	211	275	19.922
2001	5.040	2.140	7.152	3.076	2.198	211	275	20.091
2002	5.063	2.145	7.243	3.182	2.229	211	314	20.388
2003	5.076	2.162	7.404	3.268	2.250	211	324	20.694
2004	5.119	2.170	7.522	3.371	2.285	211	334	21.012
2005	5.146	2.184	7.654	3.469	2.314	211	344	21.323

## Nye økonomiske forudsætninger

IRP95-referencefremskrivningen hæves med 45 GWh for 1995 og nedsættes med ca. 75 GWh fra 1996 på grund af ændrede økonomiske forudsætninger, jf. UP96-markedsanalyse "Det indenlandske elmarked", afsnit 2 og 3. Dette giver følgende sektorfremskrivning, idet ændringen fordeles på erhvervssektorerne.

\* Idet fordelingen i udgangspunktet er korrigert, og servicesektorens fremskrivning er modifieret under hensyn til den seneste udvikling. Totalerne er identiske med IRP95-programdel, bilag 3.5, side 2 "Leveret over offentlige net".

År	Boliger	Landbrug/ gartneri	Industri	Handel & service	Offentlig sektor	Gade- og vej- belysning	DSB	I alt
1994	4.969	2.162	6.217	2.600	2.022	211	0	18.181
1995	4.960	2.166	6.586	2.617	2.022	211	0	18.562
1996	4.984	2.152	6.653	2.650	2.055	211	10	18.715
1997	4.999	2.149	6.776	2.741	2.085	211	176	19.137
1998	4.996	2.140	6.907	2.839	2.112	211	270	19.475
1999	5.018	2.140	6.992	2.909	2.146	211	270	19.686
2000	5.023	2.128	7.052	2.977	2.177	211	275	19.843
2001	5.040	2.131	7.105	3.056	2.198	211	275	20.016
2002	5.063	2.136	7.198	3.162	2.229	211	314	20.313
2003	5.076	2.153	7.358	3.248	2.250	211	324	20.620
2004	5.119	2.161	7.476	3.351	2.285	211	334	20.937
2005	5.146	2.175	7.609	3.449	2.314	211	344	21.248

### Indregning af nye virkemidler fra Energi 21

UP96 fremkommer herefter ved, at den forventede virkning af Energi 21's nye virkemidler fratækkes, jf. side 7-8 og bilag 1 i "UP96-markedsanalyse - Det indenlandske elmarked".

De angivne tal angiver nettovirkningen af Energi 21-virkemidler, dvs. virkningen af Energi 21's virkemidler ud over den virkning, der allerede er indregnet i IRP95.

Eksempelvis opgøres virkningen på elvarmekonverteringen fra Loven om elsparefond til 141,3 GWh i år 2000, jf. bilag 2 i notatet "UP96-markedsanalyse - Elvarmekonvertering" (notat SP96-742), hvoraf 64,6 GWh allerede er indregnet i IRP95.

År	Lov om elsparefond (elvarmekonverte- ring)		Lov om fremme af besparelser		Køber politikker	I alt				
	Boliger	Service	Boliger	Offentlig		Bolig	Boliger	Service	Offentlig	I alt
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	4	2	5	13	9	18	2	13	33	
1998	18	8	10	26	18	46	8	26	86	
1999	37	17	16	39	27	80	17	39	136	
2000	52	24	21	52	36	109	24	52	185	
2001	65	30	26	65	45	136	30	65	231	
2002	77	36	31	78	54	162	36	78	276	
2003	90	41	36	91	63	189	41	91	321	
2004	102	47	42	104	72	216	47	104	367	
2005	115	53	47	117	81	243	53	117	413	

## UP96-fremskrivning

Dette giver følgende UP96-fremskrivning, jf. "UP96-markedsanalyse - Det indenlandske elmarked", tabel 9.2 "Leveret over offentlige net".

År	Boliger	Landbrug/ gartneri	Industri	Handel & service	Offentlig sektor	Gade- og vej- belysning	DSB	I alt
1994	4.969	2.162	6.217	2.600	2.022	211	0	18.181
1995	4.960	2.166	6.586	2.617	2.022	211	0	18.562
1996	4.984	2.152	6.653	2.650	2.055	211	10	18.715
1997	4.981	2.149	6.776	2.739	2.072	211	176	19.104
1998	4.950	2.140	6.907	2.831	2.086	211	270	19.395
1999	4.938	2.140	6.992	2.892	2.107	211	270	19.550
2000	4.914	2.128	7.052	2.953	2.125	211	275	19.658
2001	4.904	2.131	7.105	3.026	2.133	211	275	19.785
2002	4.900	2.136	7.198	3.126	2.151	211	314	20.036
2003	4.887	2.153	7.358	3.207	2.159	211	324	20.299
2004	4.903	2.161	7.476	3.304	2.181	211	334	20.570
2005	4.903	2.175	7.609	3.396	2.197	211	344	20.835

I bilaget er UP96-fremskrivningen yderligere fordelt på underkategorier for boliger, landbrug/gartneri, industri samt handel og service med angivelse af den beregnede virkning dels af Energi 21-besparelser og dels af DSM-aktiviteter i perioden 1994-2005.

## **Sektorinddelt UP96-fremskrivning med beregnet nettovirkning af Energi 21-besparelse og DSM-aktiviteter**

Energi 21-nettobesparelse betyder besparelse i medfør af gennemførte Energi 21-virkemidler, ud over de besparelser der allerede var indregnet i IRP95 DSM 1995-2000, jf. IRP95-programdel (ISBN 87-87090-34-1), bilag 3.3.

### **Kategori 110: Lejligheder**

	UP96	Energi 21-nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	974	0	974	23	997
1995	966	0	966	25	991
1996	964	0	964	29	993
1997	958	3	961	35	996
1998	948	7	955	41	996
1999	944	11	955	45	1.000
2000	937	15	952	48	1.000
2001	932	18	950	48	998
2002	930	22	952	48	1.000
2003	925	25	950	48	998
2004	926	29	955	48	1.003
2005	925	33	958	48	1.006

**Kategori 120: Parcelhuse**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	3.680	0	3.680	88	3.768
1995	3.670	0	3.670	96	3.766
1996	3.683	0	3.683	112	3.795
1997	3.676	15	3.691	134	3.825
1998	3.644	40	3.684	158	3.842
1999	3.627	69	3.696	174	3.870
2000	3.602	95	3.697	188	3.885
2001	3.588	118	3.706	188	3.894
2002	3.582	141	3.723	188	3.911
2003	3.567	164	3.731	188	3.919
2004	3.572	187	3.759	188	3.947
2005	3.567	210	3.777	188	3.965

**Kategori 130: Fritidshuse**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	315	0	315	8	323
1995	324	0	324	8	332
1996	337	0	337	10	347
1997	347	0	347	13	360
1998	357	0	357	15	372
1999	366	0	366	17	383
2000	374	0	374	19	393
2001	383	0	383	19	402
2002	389	0	389	19	408
2003	395	0	395	19	414
2004	404	0	404	19	423
2005	412	0	412	19	431

**Kategori 210: Landbrug**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	1.850	0	1.850	17	1.867
1995	1.850	0	1.850	18	1.868
1996	1.836	0	1.836	23	1.859
1997	1.831	0	1.831	31	1.862
1998	1.820	0	1.820	40	1.860
1999	1.818	0	1.818	50	1.868
2000	1.805	0	1.805	61	1.866
2001	1.805	0	1.805	61	1.866
2002	1.807	0	1.807	61	1.868
2003	1.818	0	1.818	61	1.879
2004	1.824	0	1.824	61	1.885
2005	1.833	0	1.833	61	1.894

**Kategori 215: Vandingsanlæg**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	74	0	74	0	74
1995	74	0	74	0	74
1996	74	0	74	0	74
1997	74	0	74	0	74
1998	74	0	74	0	74
1999	74	0	74	0	74
2000	74	0	74	0	74
2001	74	0	74	0	74
2002	74	0	74	0	74
2003	74	0	74	0	74
2004	74	0	74	0	74
2005	74	0	74	0	74

**Kategori 220: Gartneri**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	238	0	238	0	238
1995	242	0	242	0	242
1996	242	0	242	1	243
1997	244	0	244	2	246
1998	246	0	246	3	249
1999	248	0	248	4	252
2000	249	0	249	6	255
2001	252	0	252	6	258
2002	255	0	255	6	261
2003	260	0	260	6	266
2004	264	0	264	6	270
2005	268	0	268	6	274

**Kategori 310: Nærings- og nydelsesmiddelindustri**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	1.743	0	1.743	40	1.783
1995	1.791	0	1.791	55	1.846
1996	1.829	0	1.829	66	1.895
1997	1.869	0	1.869	79	1.948
1998	1.912	0	1.912	95	2.007
1999	1.935	0	1.935	109	2.044
2000	1.951	0	1.951	120	2.071
2001	1.974	0	1.974	129	2.103
2002	2.012	0	2.012	131	2.142
2003	2.073	0	2.073	132	2.205
2004	2.114	0	2.114	132	2.246
2005	2.166	0	2.166	132	2.298

**Kategori 320: Tekstil-, beklædnings- og læderindustri**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	243	0	243	6	249
1995	254	0	254	8	262
1996	249	0	249	9	258
1997	248	0	248	10	258
1998	247	0	247	12	259
1999	244	0	244	14	258
2000	241	0	241	15	256
2001	238	0	238	16	254
2002	236	0	236	16	252
2003	239	0	239	16	255
2004	238	0	238	16	254
2005	238	0	238	16	254

**Kategori 330: Træindustri**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	252	0	252	6	258
1995	263	0	263	8	271
1996	266	0	266	10	276
1997	274	0	274	12	286
1998	281	0	281	14	285
1999	286	0	286	16	302
2000	290	0	290	18	308
2001	293	0	293	19	312
2002	296	0	296	20	316
2003	302	0	302	20	322
2004	306	0	306	20	326
2005	311	0	311	20	331

**Kategori 340: Papir- og grafisk industri**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	590	0	590	13	603
1995	616	0	616	19	635
1996	605	0	605	22	627
1997	601	0	600	25	626
1998	598	0	598	30	628
1999	592	0	592	33	625
2000	586	0	586	36	622
2001	577	0	577	39	616
2002	573	0	573	39	612
2003	581	0	581	39	620
2004	578	0	578	39	617
2005	579	0	579	39	618

**Kategori 350: Kemisk industri m.m.**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	922	0	922	21	943
1995	988	0	984	30	1.018
1996	1.030	0	1.030	37	1.067
1997	1.074	0	1.074	45	1.119
1998	1.121	0	1.121	55	1.176
1999	1.163	0	1.163	66	1.229
2000	1.199	0	1.199	74	1.273
2001	1.232	0	1.232	79	1.312
2002	1.265	0	1.265	81	1.346
2003	1.301	0	1.301	81	1.382
2004	1.343	0	1.343	81	1.424
2005	1.378	0	1.378	81	1.459

**Kategori 360: Sten-, ler- og glasindustri**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	654	0	654	15	669
1995	683	0	683	21	704
1996	691	0	691	25	716
1997	712	0	712	30	742
1998	730	0	730	36	766
1999	744	0	744	42	786
2000	754	0	754	46	800
2001	761	0	761	50	811
2002	770	0	770	51	821
2003	783	0	783	51	834
2004	796	0	796	51	847
2005	809	0	809	51	860

**Kategori 370: Jern- og metalværker samt støberier**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	230	0	230	5	235
1995	244	0	244	8	252
1996	248	0	248	9	257
1997	254	0	254	11	265
1998	261	0	261	13	274
1999	266	0	266	15	281
2000	270	0	270	17	287
2001	274	0	274	18	292
2002	279	0	279	18	297
2003	284	0	284	18	302
2004	290	0	290	18	308
2005	296	0	296	18	314

**Kategori 380: Jern- og metalindustri**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	1.254	0	1.254	28	1.282
1995	1.403	0	1.403	43	1.446
1996	1.396	0	1.396	50	1.446
1997	1.409	0	1.409	60	1.469
1998	1.425	0	1.425	70	1.495
1999	1.431	0	1.431	81	1.512
2000	1.433	0	1.433	88	1.521
2001	1.436	0	1.436	95	1.531
2002	1.447	0	1.447	96	1.543
2003	1.472	0	1.472	97	1.569
2004	1.489	0	1.489	97	1.586
2005	1.508	0	1.508	97	1.605

**Kategori 390: Møbelindustri, legetøjsfabrikker m.v.**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	329	0	329	7	336
1995	344	0	344	10	354
1996	337	0	337	12	349
1997	335	0	335	14	349
1998	333	0	333	16	349
1999	330	0	330	19	349
2000	326	0	326	20	346
2001	322	0	322	22	344
2002	319	0	319	22	341
2003	324	0	324	22	346
2004	322	0	322	22	344
2005	322	0	322	22	344

**Kategori 410: Bygge- og anlægsvirksomheder**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	159	0	159	2	161
1995	156	0	156	3	159
1996	158	0	158	3	161
1997	162	0	162	4	166
1998	165	0	165	5	170
1999	168	1	169	6	175
2000	169	1	170	6	176
2001	171	2	173	6	179
2002	173	2	175	6	181
2003	176	2	178	6	184
2004	178	3	181	6	187
2005	181	3	184	6	190

**Kategori 421: Detailhandel**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	995	0	995	12	1.007
1995	1.006	0	1.006	17	1.023
1996	1.021	0	1.021	21	1.042
1997	1.057	1	1.058	26	1.084
1998	1.093	3	1.096	31	1.127
1999	1.117	7	1.124	37	1.161
2000	1.142	9	1.151	42	1.193
2001	1.172	11	1.183	45	1.228
2002	1.211	14	1.225	45	1.270
2003	1.243	16	1.259	46	1.305
2004	1.281	18	1.299	46	1.345
2005	1.316	20	1.336	46	1.382

**Kategori 422: Engroshandel og køle-/frysehuse**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	479	0	479	6	485
1995	484	0	484	8	492
1996	492	0	492	10	502
1997	509	0	509	12	521
1998	526	2	528	15	543
1999	538	3	541	18	559
2000	550	4	554	20	574
2001	564	6	570	22	592
2002	583	7	590	22	612
2003	598	8	606	22	628
2004	617	9	626	22	648
2005	634	10	644	22	666

**Kategori 430: Service- og forlystelsesvirksomhed**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	967	0	967	12	979
1995	970	0	970	17	987
1996	979	0	979	20	999
1997	1.012	1	1.013	25	1.038
1998	1.047	3	1.050	30	1.080
1999	1.069	6	1.075	36	1.111
2000	1.092	9	1.101	40	1.141
2001	1.120	11	1.131	43	1.174
2002	1.158	13	1.171	43	1.214
2003	1.190	15	1.205	44	1.249
2004	1.228	18	1.246	44	1.290
2005	1.265	20	1.285	44	1.329

**Kategori 440: Offentlige foretagender og lignende**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	2.022	0	2.022	39	2.061
1995	2.022	0	2.022	51	2.073
1996	2.055	0	2.055	55	2.110
1997	2.072	13	2.085	61	2.146
1998	2.086	26	2.112	68	2.180
1999	2.107	39	2.146	76	2.222
2000	2.125	52	2.177	80	2.257
2001	2.133	65	2.198	85	2.283
2002	2.151	78	2.229	86	2.315
2003	2.159	91	2.250	86	2.336
2004	2.181	104	2.285	86	2.371
2005	2.197	117	2.314	86	2.400

**Kategori 450: Gade- og vejbelysning**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	211	0	211	0	211
1995	211	0	211	0	211
1996	211	0	211	0	211
1997	211	0	211	0	211
1998	211	0	211	0	211
1999	211	0	211	0	211
2000	211	0	211	0	211
2001	211	0	211	0	211
2002	211	0	211	0	211
2003	211	0	211	0	211
2004	211	0	211	0	211
2005	211	0	211	0	211

**Kategori 460: DSB**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0
1996	10	0	10	0	10
1997	176	0	176	0	176
1998	270	0	270	0	270
1999	270	0	270	0	270
2000	275	0	275	0	275
2001	275	0	275	0	275
2002	314	0	314	0	314
2003	324	0	324	0	324
2004	334	0	334	0	334
2005	344	0	344	0	344

**Alle kategorier**

	UP96	Energi 21- nettobesparelse	Forbrug ekskl. Energi 21	DSM	Basis Forbrug ekskl. Energi 21 & DSM
1994	18.180	0	18.180	348	18.528
1995	18.562	0	18.561	447	19.009
1996	18.715	0	18.715	524	19.239
1997	19.104	32	19.136	628	19.764
1998	19.395	80	19.475	748	20.223
1999	19.550	136	19.686	857	20.543
2000	19.658	186	19.844	945	20.789
2001	19.785	231	20.016	990	21.006
2002	20.036	276	20.312	1.000	21.312
2003	20.299	321	20.620	1.003	21.623
2004	20.570	367	20.937	1.003	21.940
2005	20.835	413	21.248	1.003	22.251

LBY/KUA

27. august 1997

**IRP97****Fremskrivning af elefterspørgsel for Jylland-Fyn år 2005-2020 (2030)  
(Forum)****Udgangspunkt**

Udgangspunktet er den sektorinddelte IRP97-basisfremskrivning for planperioden til år 2005 efter indregning dels af ELFORS DSM-plan fra IRP95 og dels af virkningen af Energi 21-virkemidler (notat SP97-196). Denne fremskrivning svarer derfor på totalniveau til ELSAMs UP96-prognose som angivet i notatet "UP96 - markedsanalyse - Det indenlandske elmarked" (notat SP96-737). Siden udarbejdelsen af den overordnede UP96-prognose er der imidlertid sket ændringer i de overordnede forudsætninger med hensyn til økonomisk vækst og privatforbrug. Dette betyder umiddelbart en opjustering af tallene for 1996 og en nedjustering af væksten for privatforbrug fra gennemsnitligt 2,9 % til ca. 2,5 % p.a., mens forudsætningen vedrørende BNP på gennemsnitlig 2,3 % synes at kunne holde. En ny overordnet prognose med indregning af de nye forudsætninger, men med samme forudsætninger vedrørende DSM-aktiviteter og Energi 21-virkemidler, vil derfor have et lidt mere afdæmpet forløb end den anførte fremskrivning.

**Forum-Scenariet**

Ved fremskrivningen efter år 2005 lægges EUs Forum-Scenario<sup>1</sup>, som bygger på et marked reguleret af harmoniserede afgifter til grund. EU-scenarierne skelner kun mellem industri inklusive bygge- og anlægsvirksomhed og boliger inklusive landbrug og tjenester og er dermed udtryk for en ret grov aggregering.

Anvendelse af denne grove aggregering for boligsektoren m.v. fører imidlertid til et klart knækpunkt for selve boligsektoren i år 2005, jf. bilag 1's sammenligning mellem fremskrivningen ifølge IRP97/UP96 og en fremskrivning ifølge Forum-Scenariet for planperi-

<sup>1</sup> Beskrevet i "European Energy to 2020 - A scenario approach". Den Europæiske Kommission, DG XVII 1996. For Danmark er der udarbejdet særskilte fremskrivninger for hver af de 4 EU-scenarier (privat kommunikation fra DG XVII).

En sammenligning mellem fremskrivningen ifølge IRP97/UP96 og en fremskrivning baseret på Forum-Scenariet for planperioden indtil år 2005 findes i bilag 1.

oden. Derfor er der i denne fremskrivning valgt at differentiere vækstraterne mellem bolig, landbrug og tjenester, men således at vækstraterne for de tre sektorer under et svarer til EUs boligsektor m.v.

For industrien forudsættes desuden, at tendensen i retning af en fortsat forskydning af efterspørgslen mod Jylland-Fyn fortsætter i afdæmpet takt efter år 2005. Denne forskydning svarer til ca. 300 GWh i år 2020.

## Besparelser som følge af Energi 21-virkemidler - Hovedforløb

Også efter år 2005 antages det, at virkemidler fra Energi 21 har en besparelseeffekt. Det drejer sig om:

- Elvarmekonvertering som følge af Elsparefonden. ELSAM har vurderet, at der i perioden år 2000-2007 gennemsnitligt omlægges 1.180 boliger og 118 erhvervsbygninger (service) pr. år. Hertil svarer en ekstra besparelse i 2007 på 20 GWh for boliger og 7 GWh for serviceerhverv.
- Lov om fremme af energi- og vandbesparelser i bygninger samt initiativer i amter og kommuner. En sammenligning mellem Energi 21-reference og Energi 21-handlingsplan fører til, at dette på landsplan vil give en ekstra besparelse i år 2020 på 220 GWh for boligområdet og 180 GWh for det offentlige. I lighed med forudsætningen i UP96-fremskrivningen tilregnes halvdelen heraf til Jylland-Fyn.
- Produktrettet besparelsesindsats omfattende energimærkning, tilskyndelse til at købe energieffektive apparater, organisering af købergrupper omkring køberpolitikker samt frivillige aftaler med brancheorganisationer.

En sammenligning mellem Energi 21-reference og Energi 21-handlingsplan fører til en samlet beregnet virkning på landsplan i år 2020 på 1.980 GWh. Ligesom for lov om fremme af energi- og vandbesparelser tilregnes halvdelen eller 990 GWh til Jylland-Fyn. I lighed med UP96 indregnes 20 % heraf som resultatet af køberpolitikker, der opfattes som en besluttet aktivitet. Besparelsen på 198 GWh tilregnes boligsektoren.

De samlede ekstra besparelser som følge af Energi 21-virkemidler kan herefter opgøres således:

År	Boliger			Service	Offentlig
	Elvarmekon- vertering	Lov om fr. energibesp.	Produktrettet besparelse	Elvarmekon- vertering	Initiativ amt/ kommune
	(- GWh -)				
2010	20	37	66	7	30
2015	20	74	132	7	60
2020	20	111	198	7	90

Disse besparelser fratrækkes det forbrug, som fås ved direkte anvendelse af vækstraterne fra EUs Forum-Scenario.

## Resultat år 2020

Resultatet af fremskrivningen er vist i tabel 1. Dette viser en fortsat men afdæmpet vækst i alle sektorer til en samlet efterspørgsel ekskl. transport i år 2020 på 23,4 TWh og inkl. transport på ca. 24,7 TWh.

For transport gælder det specielt, at der i Forum-Scenariet regnes med meget store vækstrater. Alternativt er transportsektorens efterspørgsel derfor beregnet med forudsætningen fra Conventional Wisdom, som i højere grad bygger på en fortsættelse af de nuværende forhold. Den samlede efterspørgsel inkl. transport bliver med denne forudsætning 24,35 TWh.

## Forlængelse til år 2030

Et skøn for år 2030 fås ved at forlænge udviklingen fra år 2015 til år 2020 til år 2030, idet der dog for transportsektoren kun regnes med den halve vækstrate. Dette giver en samlet efterspørgsel ekskl. transport på 24,8 TWh og inkl. transport på 26,2-26,8 TWh.

## Indregning af alle besparelser fra Energi 21 - Energi 21-forløb

Alternativt kan der beregnes et forløb, der inkluderer alle besparelser ifølge Energi 21-handlingsplanen. Disse besparelser opgøres som forskellen mellem Energi 21s handlingsplanforløb og Energi 21-referenceforløb, bortset fra de besparelser, der allerede antages realiseret i år 2005. For de enkelte sektorer fås følgende akkumulerede besparelser år

2020, idet der ligesom i hovedforløbet regnes med, at halvdelen af besparelsen på landsplan vedrører Jylland-Fyn.

### Boliger

Forskellen i år 2020 mellem Energi 21-handlingsplan og Energi 21-referenceforløbet kan opgøres til 2.908 GWh på landsbasis eller 1.454 GWh for Jylland-Fyn. Besparelsen vedrører især effektiviseringer som følge af produktrettet besparelsesindsats og lov om fremme af energi- og vandbesparelser. Hertil kommer besparelser som følge af elvarmekonvertering. Af de 1.454 GWh antages 243 GWh at være realiseret i år 2005. Den samlede ekstra besparelse i år 2020 bliver således 1.211 GWh.

### Erhverv

For erhvervene antages det i Energi 21's handlingsplan, at alle teknologiske effektiviseringer med en tilbagebetalingstid på under 4 år vil blive realiseret i perioden 2005 til 2020. Hertil kommer en mindre virkning fra elvarmekonvertering i handel og service.

Hertil svarer en samlet besparelse på landsplan på godt 4 TWh eller godt 2 TWh for Jylland-Fyn, hvoraf 53 GWh er realiseret i form af elvarmekonvertering.

Ifølge det oplyste fra Energistyrelsen er der imidlertid ikke eksplisit taget stilling til, hvorledes det opgjorte teknologiske potentiale vil blive realiseret. En mulighed er, at internationale prisstigninger vil være et tilstrækkeligt incitament; andre muligheder er aftgifter og/eller normer for erhvervenes elforbrug.

### Offentlig sektor

I den offentlige sektor antages det, at der også efter år 2005 sker reduktioner i elforbruget som følge af lov om fremme af energi- og vandbesparelser i bygninger samt initiativer over for amter og kommuner. Den samlede ekstra besparelse i den offentlige sektor i år 2020 ud over det, der allerede er realiseret i år 2005, er som nævnt opgjort til 180 GWh på landsplan eller 90 GWh for Jylland-Fyn.

Herefter fås følgende beregnede merbesparelser i perioden 2005-2020:

År	Boliger	Landbrug	Industri	Bygge- og anlægsvirk- somhed	Handel og service	Offentlig sektor	I alt
(- GWh -)							
2010	404	27	433	12	195	30	1.101
2015	807	54	866	25	391	60	2.203
2020	1.211	81	1.298	37	586	90	3.303

Transportsektoren indgår ikke i Energi 21-fremskrivningerne.

Ligesom for hovedforløbet fratækkes disse besparelser det forbrug, som fås ved direkte anvendelse af vækstraterne fra Forum-Scenariet.

## Resultat år 2020

Resultatet af denne fremskrivning er vist i tabel 2. Der ses først og fremmest et betydeligt fald i boligsektorens elforbrug fra 4,9 TWh i år 2005 til knap 4,2 TWh i år 2020. Ligeledes fås et mindre fald i bygge- og anlægsvirksomhed, mens industriens forbrug stagnerer og falder efter år 2015, så det næsten er uændret fra år 2005 til år 2020. Derimod er der en mindre stigning for landbrug m.v. samt for private og offentlige tjenester under et.

Det samlede resultat ekskl. transport i år 2020 bliver en omtrent uændret efterspørgsel sammenlignet med år 2005 på 20,5 TWh.

Hertil kommer så en forventet stigning i efterspørgslen til transportformål (opgjort ifølge Conventional Wisdom), så den samlede efterspørgsel i år 2020 bliver 21,5 TWh, hvilket kan sammenlignes med 20,8 TWh i år 2005.

## Forlængelse til år 2030

EU-scenarierne rækker kun frem til år 2020, mens Energi 21-handlingsplanen rækker frem til år 2030. Et Energi 21-forløb frem til år 2030 er beregnet ved at forlænge de anvendte vækstrater fra Forum-Scenariet for årene 2015-2020 til år 2030 og fratrukket den beregneerde virkning af Energi 21-handlingsplan i år 2030, bortset fra den del, der allerede er realiseret i år 2005.

Den beregnede virkning af Energi 21-handlingsplan i år 2030 kan opgøres således:

År	Boliger	Landbrug	Industri	Bygge- og an-lægsvirksomhed	Private og offent-lige tjenester
(- GWh -)					
2030	1.448	163	3.755	55	1.806

Det bemærkes, at der forventes en meget kraftig stigning i besparelserne for især industri og i mindre grad for private og offentlige tjenester.

Dette afspejles i den beregnede efterspørgsel år 2030, hvor Energi 21-forløbet for industrien giver et fald fra 7,7 TWh i år 2020 til 5,8 TWh i år 2030 svarende til en negativ vækstrate på -2,8 % for hele perioden. For private og offentlige tjenester fås et fald fra 6,2 TWh til 5,6 TWh svarende til en vækstrate på -1,0 %. For de øvrige sektorer inkl. boliger fås en næsten uændret efterspørgsel fra år 2020 til år 2030.

Den samlede efterspørgsel ekskl. transport i år 2030 bliver med disse forudsætninger 18,1 TWh eller ca. det samme som i 1994. Indregning af transportsektoren svarende til hovedforløbet fører til en samlet efterspørgsel på 19,4 TWh.

### Fremskrivning ifølge Energi 21

En fremskrivning, der direkte bygger på Energi 21, kan foretages ved at beregne vækstraterne pr. sektor fra forløbet i Energi 21-handlingsplanen og anvende disse vækstrater på forbruget i Jylland-Fyn i udgangssituationen, idet der for industrien i lighed med de øvrige forløb antages en forskydning af efterspørgslen mod Jylland-Fyn.

Dette betyder for det første, at udgangspunktet i år 2005 ændres fra 20,8 TWh til 19,1 TWh, og dernæst, at fremskrivningen ifølge Forum-Scenariet erstattes med Energi 21's referencefremskrivning. Dette betyder, at industrien efterspørgsel bliver større end i Forum-Scenariets Energi 21-forløb, fordi væksten i Energi 21-referencefremskrivningen er større end i Forum-Scenariet.

Fremskrivningen er vist i tabel 3 og viser en samlet efterspørgsel ekskl. transport i år 2020 på 19,2 TWh og inkl. transport 20,2 TWh sammenlignet med henholdsvis 23,4 TWh og 24,4 TWh for hovedforløbet og 20,5 TWh og 21,5 TWh for Energi 21-forløbet. I år 2030 fås en beregnet efterspørgsel ifølge Energi 21 på 17,5 TWh ekskl. transport og 18,8 TWh inkl. transport sammenlignet med henholdsvis 24,8 TWh og 26,2 TWh i hovedforløbet og 18,1 TWh og 19,4 TWh for Energi 21-forløbet.

## Sammenligning med fremtidsbillederne fra IRP95 perspektivplan

IRP95 perspektivplan præsenterede tre forskellige fremtidsbilleder for udviklingen efter år 2005 byggende på:

- Vedvarende energi
- Teknologi
- Internationale virkemidler

De tre fremtidsbilleder gav følgende elefterspørgsel an forbruger for Jylland-Fyn i år 2015:

Vedvarende energi	19 TWh
Teknologi	28,2 TWh
Internationale virkemidler	23,6 TWh

Desuden blev foretaget en referencefremskrivning, der gav 21,1 TWh i år 2015.

I tabel 1 ses, at fremskrivningen i år 2015 ifølge hovedforløbet bliver 23,4-23,6 TWh - altså nøje svarende til det fremtidsbillede, der bygger på internationale virkemidler i IRP95 perspektivplan.

I tabel 2 ses, at fremskrivningen i år 2015 ifølge Energi 21-forløbet bliver 21,5 TWh, det vil sige midtvejs mellem et fremtidsbillede byggende på vedvarende energi og et fremtidsbillede byggende på internationale virkemidler og nogenlunde svarende til referencefremskrivningen fra IRP95 perspektivplanen.

De her foretagne fremskrivninger ifølge såvel hovedforløbet som Energi 21-forløbet er altså i overensstemmelse med det udfaldsrum, der blev beskrevet i IRP95 perspektivplanen.

**Efterspørgsel Jylland-Fyn an forbruger (ekskl. industriens egenleverancer)**  
**Fremskrivning år 2005-2020 (Hovedforløb)**

	1994	Vækstrate % p.a.	2000	Vækstrate % p.a.	2005	Vækstrate % p.a.	2010	Vækstrate % p.a.	2015	Vækstrate % p.a.	2020	Vækstrate % p.a.	2030
Boligsektor	4.970	-0,2	4.913	0,0	4.902	0,5	5.030	0,0	5.030	0,0	5.040	0,0	5.040
Landbrukssektor	2.162	-0,3	2.128	0,4	2.175	1,0	2.286	0,6	2.355	0,5	2.414	0,5	2.537
Industri sektor	6.218	2,1	7.052	1,5	7.609	1,2	8.061	1,3	8.588	0,9	8.963	0,9	9.803
Bygge- og anlægsvirksomheden	157	1,1	168	1,5	181	0,9	189	1,0	199	0,7	206	0,7	221
Private og offentlige tjenester	4.674	1,5	5.121	1,9	5.623	1,9	6.171	1,1	6.523	0,7	6.760	0,7	7.248
I alt ekskl. transport	18.181		19.382	1,1	20.490	1,2	21.737	0,9	22.695	0,6	23.383	0,6	24.849
Transport (DSB/Ebil)	0		275	4,6	344	10,0	554	9,6	875	8,4	1.308	4,2	1.974
Transport (DSB/Ebil) (Conventional Wisdom)	0		275	4,6	344	8,6	519	6,8	722	6,0	968	3,0	1.301
I alt inkl. transport (Forum)	18.181	1,3	19.657	1,2	20.834	1,4	22.291	1,1	23.570	0,9	24.691	0,8	26.823
Conventional Wisdom					1,3	22.256	1,0	23.417	0,8	24.351	0,7	26.150	

**Tabel 1**

**Efterspørgsel Jylland-Fyn an forbruger (ekskl. industriens egenleverancer)**  
**Fremskrivning år 2005-2020 (Energi 21-forløb)**

	1994	Vækstrate % p.a.	2000	Vækstrate % p.a.	2005	Vækstrate % p.a.	2010	Vækstrate % p.a.	2015	Vækstrate % p.a.	2020	Vækstrate % p.a.	2030
Boligsektor	4.970	-0,2	4.913	0,0	4.902	0,6	4.749	-1,3	4.451	-1,4	4.151	-0,5	4.132
Landbrugssektor	2.162	-0,3	2.128	0,4	2.175	0,8	2.259	0,4	2.301	0,4	2.345	0,3	2.413
Industri sektor	6.218	2,1	7.052	1,5	7.609	0,05	7.628	0,2	7.702	-0,1	7.665	-2,8	5.795
Bygge- og anlægvirksomhed	157	1,1	168	1,5	181	-0,45	177	-0,35	174	-0,6	169	-0,25	165
Private og offentlige tjenester	4.674	1,5	5.121	1,9	5.623	1,25	5.983	0,5	6.139	0,1	6.181	-0,95	5.620
I alt ekskl. transport	18.181		19.382	1,1	20.490	0,3	20.796	-0,03	20.767	-0,25	20.511	-1,2	18.125
Transport (DSB/Ebil) (Conventional Wisdom)	0		275	4,6	344	8,6	519	6,8	722	6,0	968	3,0	1.301
I alt inkl. transport (Conventional Wisdom)	18.181	1,3	19.657	1,2	20.834	0,45	21.315	0,2	21.489	-0,01	21.479	-1,0	19.426

**Tabel 2**

**Efterspørgsel Jylland-Fyn an forbruger (ekskl. industriens egenleverancer)**  
**Fremskrivning år 2005-2020 (ifølge Energi 21)**

	1994	Vækstrate % p.a.	2000	Vækstrate % p.a.	2005	Vækstrate % p.a.	2010	Vækstrate % p.a.	2015	Vækstrate % p.a.	2020	Vækstrate % p.a.	2030
Boligsektor	4.970	1,5	4.543	-1,5	4.215	-0,9	4.022	-0,9	3.838	-0,9	3.662	-0,5	3.491
Landbrugssektor	2.162	0,5	2.156	-0,5	2.151	-0,5	2.098	-0,5	2.046	-0,5	1.995	-0,1	1.984
Industrisektor	6.218	1,8	6.929	1,5	7.459	0,7	7.720	0,7	7.978	0,6	8.221	-1,7	6.875
Bygge- og anlægsvirksomhed	157	1,85	175	1,85	192	0,6	198	0,6	204	0,6	210	0,9	210
Private og offentlige tjenester	4.674	0,1	4.714	0,1	4.747	0,5	4.866	0,5	4.989	0,5	5.114	-0,4	4.919
I alt ekskl. transport	18.181	0,3	18.517	0,3	18.764	0,15	18.904	0,15	19.055	0,15	19.202	-0,9	17.499
Transport (DSB/Ebil) (Conventional Wisdom)	0		275	4,6	344	8,6	519	6,8	722	6,0	968	3,0	1.301
I alt inkl. transport (Conventional Wisdom)	18.181	0,55	18.792	0,3	19.108	0,3	19.423	0,4	19.777	0,4	20.170	-0,7	18.800

**Tabel 3**

## **Sammenligning mellem IRP97/UP96-fremskrivning og fremskrivning ifølge Forum-Scenario for perioden 1994-2005**

En sammenligning mellem en IRP97/UP96-fremskrivning fordelt på sektorer og en fremskrivning ifølge EUs Forum-Scenario, som bygger på en forestilling, om et marked regulert af harmoniserede afgifter, viser for perioden 1994-2005 ganske betydelige afvigelser for de enkelte sektorer.

Dette gælder først og fremmest for boligsektoren, hvor Forum-Scenariet regner med en vækst i hele perioden, mens IRP97/UP96 regner med et mindre fald, som skyldes de tiltag, som følger af Energi 21's handlingsplan, og som er beregnet til at give en besparelse på 109 GWh i år 2000 og 243 GWh i år 2005. Resultatet i år 2005 bliver ifølge Forum-Scenariet et forbrug på 5,8 TWh mod 4,9 TWh ifølge IRP97/UP96 eller en forskel på 0,9 TWh.

For landbrugssektoren regnes i Forum-Scenariet med samme vækst som i boligsektoren, mens IRP97/UP96-fremskrivningen nærmest viser status quo efter et fald frem til år 2000 og derefter en begrænset stigning. I år 2005 fås ifølge Forum-Scenariet derfor et forbrug på 2,5 TWh mod 2,2 TWh ifølge IRP97/UP96.

I industrisektoren er forløbet frem til år 2000 næsten ens ifølge UP96 og Forum-Scenariet. Forum-Scenariet regner imidlertid med større vækst i perioden år 2000-2005, hvor UP96 regner med et fald i væksten fra 2,1 % p.a. til 1,5 %. Dette betyder en mindre forskel i 2005, hvor Forum-Scenariet giver 7,8 TWh mod 7,6 TWh i UP96.

I servicesektoren inklusive det offentlige er forløbet frem til år 2000 ens for de to fremskrivninger. Men herefter regner UP96 med en stigende vækst, mens Forum-Scenariet regner med et fald i væksten. Dette betyder, at Forum-Scenariet i år 2005 giver 5,4 TWh mod 5,6 TWh i UP96.

I alt bliver forskellen i år 2005 således 1,2 TWh fordelt på denne måde:

Bolig	0,9 TWh
Landbrug/gartneri	0,3 TWh
Industri	0,2 TWh
Tjenester	-0,2 TWh
I alt ekskl. transport	<u>1,2 TWh</u>

Det skal bemærkes, at den samlede forskel på 1,2 TWh størrelsesmæssigt svarer til den samlede virkning af ELFORs DSM-plan fra IRP95 og den indregnede virkning af Energi 21's virkemidler, som i alt kan opgøres til 1,4 TWh i år 2005.

Forskellen kan derfor opfattes som resultatet af en detailregulering, som ELFORS DSM-plan og Energi 21 er udtryk for, men som Forum-Scenariets afgiftsregulering ikke tager højde for. Set i dette lys er forskellen ikke unaturlig.

Hertil kommer en forskel på ca. 100 GWh fra transportsektoren, hvor der i alle EUs scenerier regnes med vækstrater af størrelsesordenen 10 % p.a eller ca. det dobbelte af UP96 efter år 2000.

## Efterspørgsel Jylland-Fyn

Sammenligning mellem IRP97/UP96-fremskrivning og fremskrivning ifølge Forum-Scenariet i perioden 1994-2005

	Vækstrater 1994;2000, % p.a.				Vækstrater 2000;2005 % p.a.			
	1994	IRP97	Forum	2000	IRP97	Forum	IRP97	Forum
Boligsektoren	4.969	-0,2	1,5	4.914	5.446	-0,0	1,2	4.903
Landbrugssektoren	2.162	-0,3	1,5	2.128	2.370	0,4	1,2	2.175
Industrisektoren	6.217	2,1	2,0	7.052	7.015	1,5	2,1	7.609
Bygge- og anlægs- virksomhed	159	1,0	1,4	169	173	1,4	1,8	181
Tjenester	4.674	1,5	1,5	5.120	5.120	1,9	1,2	5.623
I alt ekskl. transport	18.181	1,0	1,7	19.383	20.124	1,1	1,5	20.491
Transport (DSB)	0	0	0	275	275	4,6	11,4	344
I alt inkl. transport	18.181	1,3	1,9	19.658	20.399	1,2	1,7	22.180

# DSV

## Jysk/Fynske distributionselskaber



LBY/DR-PIN  
16. december 1997

KIRP til orientering

## Indregning af DSM97 i IRP97

I IRP95 bilag 3.3, side 1, er der redegjort for indregning af DSM95.

Indtil 1995 er der opgjort samlede realiserede besparelser inklusive Statens/Energi-styrelsens indsats på i alt 446,53 GWh.

Dette fordeler sig således på hovedkategorier:

Boliger	Landbrug og gartneri	Industri	Handel og privat service	Offentlig sektor	I alt
146,43	1,80	202,40	44,64	51,26	446,53

DSM-Plan 1996-2000 indregner yderligere 556 GWh, hvoraf 181 GWh forventes realiseret i 1996-1997, 317 GWh forventes i 1998-2000 og de resterende 58 GWh i årene 2001-2005.

Fordelingen på hovedkategorier er som følger:

	Boliger	Landbrug og gartneri	Industri	Handel og privat service	Offentlig sektor	I alt
1996-1997	57	8	84	22	10	181
1998-2000	83	27	147	42	18,25	317,25
2001-2005	0	0	42	9	6,75	57,75
i alt	83	27	189	51	25	375

DSM-Plan 95 indeholder altså i alt besparelser på 375 GWh i perioden 1998-2005, som er indregnet i IRP95.

I DSM-plan97 er de planlagte besparelser specifiseret på hovedkategorier i bilag 1, tabel 3. Konsekvenserne af DSM97 er principielt forskellen mellem besparelserne i bilag 1, tabel 3 i DSM97-planen og de allerede indregnede besparelser i IRP95, jf. nedenfor.

	Boliger			Landbrug og gartneri			Industri			Handel og service inkl. off. sektor			I alt		
	IRP 95	DSM 97	Diff.	IRP 95	DSM 97	Diff.	IRP 95	DSM 97	Diff.	IRP 95	DSM 97	Diff.	IRP 95	DSM 97	Diff.
1998	37	49	12	7	7	0	55,3	48	-7,3	21,3	23	1,7	120,6	128	7,4
1999	61	86	25	16	14	-2	108,3	80	-28,3	44,6	42	-2,6	229,9	223	-6,9
2000	83	118	35	27	19	-8	147	110	-37	60,3	60	-0,3	317,3	306	-11,3
2001	83	138	55	27	24	-3	180,3	138	-42,3	72,6	78	5,4	362,9	376	14
2002	83	156	73	27	29	2	187,3	161	-26,3	75,3	95	19,7	372,6	441	68,4
2003	83	169	86	27	33	6	189	176	-13	76	106	30	375	481	106
2004	83	176	93	27	35	8	189	189	0	76	117	41	375	517	142
2005	83	184	101	27	38	11	189	196	7	76	124	48	375	542	167

Umiddelbart skal der altså ifølge DSM97 indregnes yderligere 167 GWh i 2005.

Størstedelen heraf, 101 GWh, vedrører boligsektoren. Heraf kommer 14 GWh fra elvarmekonvertering jævnfør DSM-plan97 bilag 1, tabel 3 sammenholdt med tabel 5. Yderligere 14 GWh kommer fra fælleskampagner vedrørende sparepærer og Projekt vask jævnfør DSM-plan97 bilag 1, tabel 2 og 3, mens den øvrige del kommer fra generelle aktiviteter som:

- Telefonisk rådgivning.
- Temadage.
- Skoledage.
- Udlevering/salg af PC-programmer.
- Udstillinger og messer.
- Udlån af sparepære- og målerkufferter.

Det kan diskuteres, hvor berettiget det er at indregne disse aktiviteter, som i et vist omfang allerede har fundet sted igennem en periode, og derfor implicit er indregnet i den overordnede fremskrivning.

11 GWh tilregnes Landbrug og gartneri og kan i forhold til IRP95 opfattes som en forlængelse af indsatsen efter år 2000.

For industrien viser DSM97 indtil år 2003 mindre besparelser, end der blev indregnet i IRP95. Dette skyldes delvis, at der allerede i 1996 og 1997 realiseres større besparelser end forudset i DSM95. Hovedparten af forskellen må dog tilregnes andre årsager og kan opfattes som udtryk for, at besparelsesmulighederne i industrien nu vurderes mere forsigtigt.

tigt. Det skal bemærkes, at virkningen af kampagner årligt er sat til 13 GWh. (DSM-plan97 bilag 1, tabel 2 og 3).

Endelig skyldes 48 GWh Handel og service inklusive offentlig sektor. Forskellen kommer efter år 2001 og repræsenterer således en forlængelse af indsatsen i DSM95.

PJØ/BSP-DR

25. august 1997

(KIRP 19.06.1997)

## **IRP97 - fremskrivning af fjernvarmeforbrug i eksisterende og potentielle kraftvarmeområder**

Ifølge "Nærmere retningslinier for elskabernes integrerede ressourceplanlægning" pkt. A.3.1 skal der: "*udarbejdes vurderinger af den fremtidige udvikling i mindre produktionsanlæg (kraftvarme, vindkraft og anden vedvarende energi) og i fjernvarmebehovet i eksisterende og potentielle kraftvarmeområder.*"

Endvidere hedder det i pkt. B: "*For de store kraftvarmeområders vedkommende skal der tages udgangspunkt i forskellige varmeprognoser blandt andet på baggrund af en vurdering af mulighederne for varmebesparelser.*"

Vurderinger af den fremtidige udvikling i mindre produktionsanlæg er for decentrale, industrielle og lokale kraftvarmeanlæg foretaget i notat SP97-252: "Decentral, industriel og lokal kraftvarme" og tilsvarende for vindkraft i notat SP97-297: "Kortlægning af vindkraft for IRP97-Programdel".

I det følgende foretages en vurdering af det fremtidige fjernvarmebehov i eksisterende og potentielle kraftvarmeområder.

For planperioden er fremskrivningen baseret på en fortsættelse af nugældende forhold, mens der for perspektivperioden foreslås taget udgangspunkt i fremskrivningerne fra Energi 21.

### **1. Planperioden**

#### **1.1 Fjernvarmegrundlag i decentrale kraftvarmeområder**

Prognosen for udbygning med decentral kraftvarme er baseret på en opdatering af prognosens fra IRP95, hvor der blev foretaget en kortlægning af varmebehov samt idriftsatte, besluttede og potentielle kraftvarmeanlæg.

Der er i forbindelse med IRP97 ikke gennemført en fornyet kortlægning af varmebehov, men udelukkende foretaget en opdatering af prognosens for kraftvarmeanlæg.

Ud fra den opdaterede prognose for decentrale kraftvarmeanlæg kan der foretages en tilnærmet beregning af fjernvarmegrundlagene for disse anlæg. Under antagelse af en gennemsnitlig kraftvarmedækning på 90 % af de aktuelle varmegrundlag og en gennemsnitlig  $C_m$ -værdi på 0,7 kan de samlede fjernvarmebehov ab værk i decentrale kraftvarmeområder beregnes. Værdierne for decentral elproduktion stammer fra prognosen i notat SP97-252.

År	Elproduktion GWh	Kraftvarmeproduktion PJ	Fjernvarmebehov ab værk PJ
1997	4.124	21,2	23,6
1998	4.355	22,4	24,9
1999	4.490	23,1	25,7
2000	4.557	23,4	26,0
2001	4.591	23,6	26,2
2002	4.612	23,7	26,4
2003	4.620	23,8	26,4

**Tabel 1:** *El- og kraftvarmeproduktion samt fjernvarmebehov i decentrale kraftvarmeområder. Der regnes med uændrede værdier i resten af planperioden (årene 2004 og 2005).*

Stigningen i de beregnede fjernvarmebehov ab værk i decentrale kraftvarmeområder er udtryk for en øget udbygning med kraftvarme i både eksisterende og nye fjernvarmeområder.

Fjernvarmebehovene er ikke opjusterede som følge af den planlagte omlægning af 0,4 PJ elvarme i decentrale kraftvarmeområder. I betragtning af den foreliggende usikkerhed på de angivne værdier kan det rimeligvis antages, at elvarmeomlægningen stort set opvejes af varmebesparelser.

De anførte værdier vedrører udelukkende fjernvarme, og varmegrundlagene for industrielle og lokale kraftvarmeanlæg er derfor ikke medregnet i skemaet.

## 1.2 Fjernvarmegrundlag i centrale kraftvarmeområder

Fremskrivningen af fjernvarmeforbruget i de centrale kraftvarmeområder er for planperioden baseret på indmeldinger fra de respektive kraftværksselskaber. Da udbygningen af de store kraftvarmeområder i Jylland-Fyn stort set er tilendebragt, og der i referencen ikke forventes gennemført varmebesparelser i væsentligt omfang, regnes der i planperioden med et næsten uændret varmebehov.

År	FV PJ	Herning/ Ikast PJ	MKS/ MKA PJ	NVV PJ	Randers PJ	SH PJ	SV PJ	VK PJ	I alt eksist. værker PJ
1997	12,0	2,6	10,5	5,8	2,5	1,3	5,7	4,6	45,0
1998	12,0	2,6	10,8	5,9	2,5	1,3	5,8	4,6	45,5
1999	12,0	2,6	10,9	5,9	2,5	1,3	5,8	4,6	45,6
2000	12,0	2,6	11,0	6,0	2,5	1,3	5,9	4,6	45,9
2001	12,0	2,6	11,0	6,0	2,5	1,3	5,9	4,6	45,9
2002	12,0	2,6	11,1	6,0	2,5	1,3	6,0	4,6	46,1
2003	12,0	2,6	11,2	6,0	2,5	1,3	6,0	4,6	46,2
2004	12,0	2,6	11,2	6,0	2,5	1,3	6,0	4,6	46,2
2005	12,0	2,6	11,3	6,1	2,5	1,3	6,0	4,6	46,4

**Tabel 2:** Fjernvarmebehov i centrale kraftvarmeområder.

Også i de centrale kraftvarmeområder kan det i betragtning af den foreliggende usikkerhed på de angivne værdier antages, at omlægningen af 0,2 PJ elvarme opvejes af tilsvarende varmeebesparelser.

### 1.3 Generelt om fremskrivning af varmebehov til brug i IRP97

I ELSAMs systemsimuleringer indgår kun fjernvarmebehovet i centrale og decentrale kraftvarmeområder, idet der ikke regnes på varmeområder, der udelukkende forsynes fra fjernvarmecentraler uden elproduktion.

Som det vil fremgå af det følgende afsnit, regnes der i Energi 21s referenceforløb med en stigning i fjernvarmebehovet fra 1994 til år 2005 på ca. 10 %. En eventuel stigning af denne størrelse forventes ikke inden for planperioden at give anledning til yderligere udbygning med decentrale kraftvarmeverker eller udskiftning af eksisterende. En eventuel stigning i fjernvarmebehovet kan derfor udelukkende medføre en begrænset stigning i benyttelsesstid for allerede etablerede og kommende kraftvarmeanlæg.

I systemsimuleringer for planperioden anvendes prognoserne fra tabel 1 og 2.

## 2. Perspektivperioden

For perspektivperioden fra år 2005 til år 2030 er der ikke hos ELSAM udarbejdet prognoser for fjernvarmebehov i kraftvarmeområder.

I denne periode vil udviklingen i varmebehov være meget afhængig af prioriteringen af de forskellige virkemidler og dermed de valgte scenarier. Varmeprognoserne for denne periode vil snarere fremkomme som et resultat af de opstillede scenarier end af en traditionel fremskrivning på basis af de nuværende forhold. Det anbefales, at der ved udarbejdelsen af varmeprognoser for perspektivperiodens scenarier tages udgangspunkt i fremskrivningerne fra Energi 21, idet der foretages en kritisk vurdering af de opnåede besparelser og dermed forbundne omkostninger.

I det følgende resummes fremskrivningen af fjernvarmeforbruget i "Energi 21 - Forudsætninger og resultater", Energistyrelsen maj 1996.

Resultatet af fremskrivningen i Energi 21 fremgår af følgende tabel:

	Fjernvarmehav PJ/år							
	Referenceforløb				Planforløb			
	1994	2005	2020	2030	1994	2005	2020	2030
Produktionserhverv	5,3	6,3	8,1	9,6	5,3	6,3	6,1	5,4
Handel og service	11,1	14,3	18,0	21,2	11,1	13,9	9,9	7,8
Boligsektor	57,6	64,8	64,7	63,8	57,6	65,7	71,8	71,9
Off. adm., serv. og udd.	14,4	14,4	15,1	15,0	14,4	13,9	14,0	13,5
I alt	88,4	99,8	106,0	109,6	88,4	99,8	101,7	98,6
<b>Relativ udv. %</b>	<b>100</b>	<b>113</b>	<b>120</b>	<b>124</b>	<b>100</b>	<b>113</b>	<b>115</b>	<b>111</b>
Virkningsgrad fjh.net % <sup>1</sup>	80	81	82	83	80	80	80	80
I alt ab værk	110,7	123,5	129,0	132,0	110,7	124,9	127,2	123,2
<b>Relativ udv. ab værk %</b>	<b>100</b>	<b>112</b>	<b>117</b>	<b>119</b>	<b>100</b>	<b>113</b>	<b>115</b>	<b>111</b>

*Tabel 3: Fremskrivning af fjernvarmehav i Energi 21.*

Fjernvarmeforbruget er i reference og planforløb ens til år 2005, hvorefter en øget indsats med varmebesparelser reducerer planforløbets forbrug i forhold til referencen.

#### *Referenceforløb*

Stigningen i boligsektoren i begyndelsen af perioden skyldes øget fjernvarmetilslutning som følge af naturlig omlægning og tilskudsordninger til ældre boliger i fjernvarmeområ-

<sup>1</sup> Det kan undre, at virkningsgraden for fjernvarmenet øges i Referencen, men ikke i Planforløbet!

der. Det svage fald, der sker efter år 2005, er blandt andet en følge af en effektivisering af rumvarmeforbruget.

Fjernvarmeforbruget i den offentlige sektor forventes at være stort set konstant, idet tilslutningsprocenten i forvejen er høj.

I Handel og service samt Produktionserhverv forventes relativ kraftig vækst som følge af de grønne afgifter med en særlig høj sats for rumvarme.

### *Planforløb*

Det samlede fjernvarmeforbrug stiger frem til år 2020, hvorefter forbruget falder frem til år 2030. For boligsektoren ses samme udvikling som for det samlede fjernvarmeforbrug. I handlingsplanen forudsættes meget betydelige varmebesparelser, der reducerer forbruget. Herudover er der forudsat en tilslutning af hovedparten af boliger i fjernvarmeområder.

Fra år 2020 sker der herudover en gradvis omlægning fra naturgas til fjernvarmeforsyning, således at 50 % af bygningsmassen i naturgasområder er kraftvarmeforsynt i år 2030. For offentlig sektor og Produktionserhverv er fjernvarmeforbruget konstant, idet den foregåede omlægning til fjernvarme opvejes af varmebesparelser.

I Handel og service sker en stigning frem til år 2005 på grund af de grønne afgifter, hvorefter der sker et svagt fald grundet effektivisering af rumvarmeforbruget.

Det skal bemærkes, at selv om der i Handlingsplanen regnes med betydelige varmebesparelser, stiger fjernvarmeforbruget ab værk med 11 % fra 1994 til år 2030 på grund af øget tilslutning.

Fremskrivningen af det samlede energiforbrug til opvarmning og procesenergi i Energi 21 er vist i følgende tabel:

		Energiforbrug til opvarming og procesenergi PJ						
		Referenceforløb			Planforløb			
		1993	2005	2020	2030	2005	2020	2030
Opvarming	Primærbrændsel	112,9	107,7	98,1	91,4	100,7	70,5	55,1
	El	9,9	8,8	8,4	8,1	6,6	5,3	5,0
	Fjernvarme	84,4	93,5	97,9	99,9	93,5	95,6	93,2
	Varme fra lokal k/v	0,5	3,0	3,2	3,3	3,3	5,6	7,2
	I alt	207,7	213,2	207,6	202,7	204,1	177,0	160,5
Procesenergi	Primærbrændsel	104,8	95,2	109,8	121,3	93,1	72,7	59,4
	El	40,4	46,7	58,7	69,9	46,5	48,5	41,3
	Fjernvarme	5,0	6,3	8,1	9,7	6,3	6,1	5,4
	Varme fra lokal k/v	3,6	20,6	20,8	21,0	20,6	23,0	28,1
	I alt ekskl. el	113,4	122,1	138,7	152,0	120,0	101,8	92,9
	I alt inkl. el	153,8	168,8	107,4	221,9	166,5	150,3	134,2
	I alt ekskl. el til procesenergi	321,1	335,3	346,3	354,7	324,1	278,8	253,4
	I alt	361,5	382,0	405,0	424,6	370,6	327,3	294,7

Tabel 4: Fremskrivning af energiforbrug til opvarming og procesenergi i Energi 21.

Med hensyn til procesenergi er det ikke muligt at skelne mellem forbrug til egentlig opvarmning/procesvarme og øvrigt elforbrug. Summerne er anført både med og uden indregning af elforbrug til procesenergi.

Forbruget til opvarmning er i perioden frem til år 2030 stort set konstant i referencen og reduceres i planforløbet med ca. 23 %.

I referencen stiger det samlede forbrug til procesenergi med ca. 44 %, mens elforbruget alene stiger med hele 73 %. De tilsvarende værdier er i planforløbet henholdsvis -13 % og -11 %.

Det samlede forbrug til opvarmning og procesenergi vokser i referencen med 17 %, mens det i planforløbet reduceres med 18 %. Trækkes elforbruget til procesenergi ud af disse tal, fås henholdsvis en stigning på 10 % og en reduktion på 21 %.

AKS/DGR

22. december 1997

## IRP97-Transmission

Transmissionsnettet og distributionsnettet udgør tilsammen en af samfundets vigtigste infrastrukturer. Som følge af den historiske udvikling sker opsamlingen, transporten, fordelingen og forsyningen af el ved følgende spændingsniveauer:

- Transmissionsniveauet er 150-400 kV.
- Distributionsniveauet er 10-60 kV.
- Forsyningsniveauet er 0,4-0,7 kV.

I henhold til "Retningslinier for Systemansvaret i det jysk-fynske område" udarbejder den systemansvarlige hvert år en Netplan for transmissionsnettet, som forelægges Energistyrelsen, og som udsendes i januar måned. Disse netplaner bliver koordineret med IRP, som udføres hvert andet år ifølge gældende lov.

Koordineringen mellem de to planer består i, at Netplanen først og fremmest indeholder detaljerede planer og analyser for det interne net i Jylland-Fyn-området, mens IRP i højere grad behandler det samlede elsystem. På transmissionssiden omfatter IRP derfor først og fremmest problemstillinger i relation til elsystemets samspil med nabosystemer.

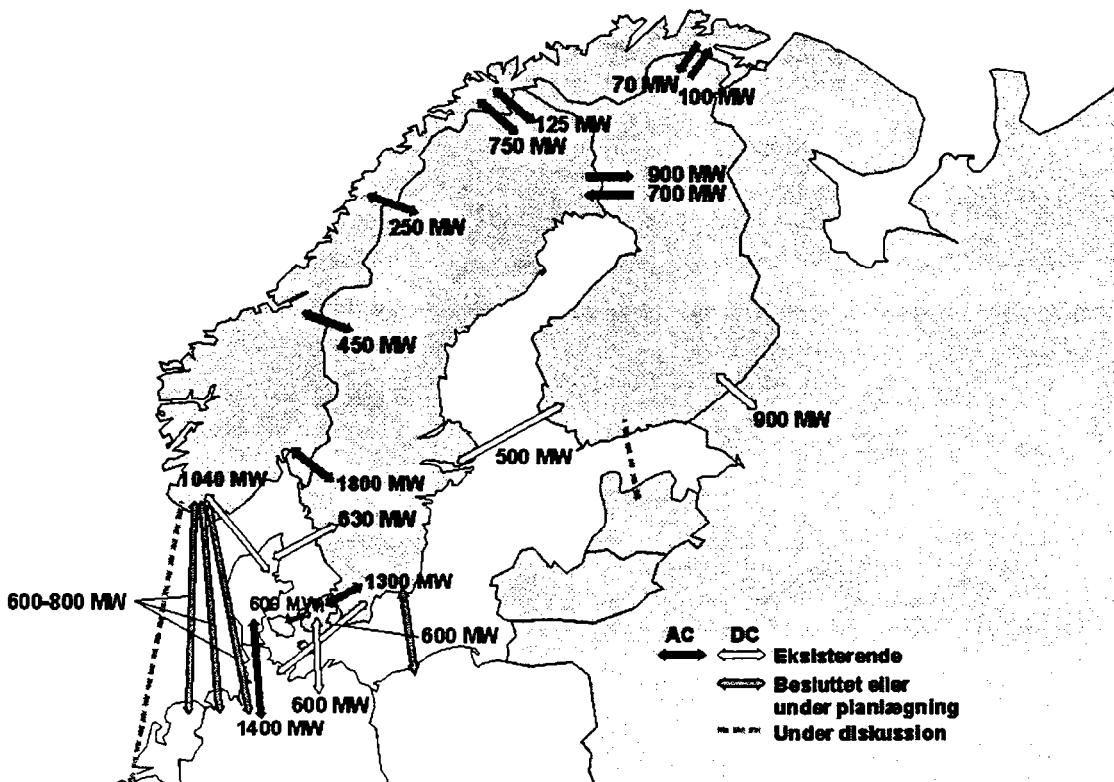
Det sjællandske og det jysk-fynske transmissionsnet betragtes i IRP97 som adskilte systemer, selv om der bygges en jævnstrømsforbindelse over Storebælt senest år 2003. Der foretages ikke en landsdækkende koordinering af planlægningen mellem de to transmissionssystemer i IRP97.

I IRP97 er begrænsninger på udlandsforbindelser som følge af flaskehalse i det jysk-fynske transmissionsnet et særskilt tema. Derudover berøres omkostningsstrukturen i transmissionsnettet.

### 1. Udlandsforbindelser

Transmissionsnettet i Jylland-Fyn er forbundet til nabosystemerne i Norge, Sverige og Tyskland. I år 2003 forventes transmissionsnettet forbundet med det sjællandske elsystem via et kabel under Storebælt.

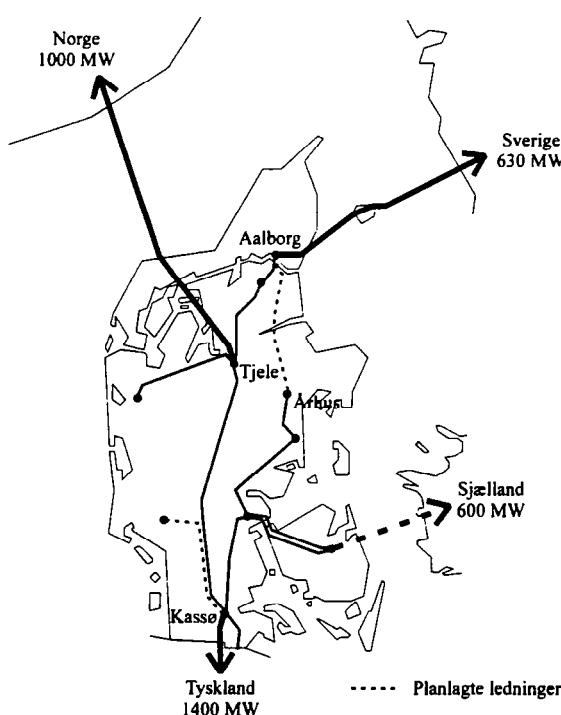
Forbindelser mellem nabosystemer muliggør udveksling af energi og opbygning af en fælles reserve- og regulerkapacitet i produktionsapparatet. Flere lande omkring Danmark planlægger at udbygge samarbejdsforbindelserne i fremtiden, det gælder specielt Norge, se figur 1. Det er udtryk for en generelt stigende fokus på udlandsforbindelser som vejen til økonomiske eller miljømæssige gevinster alt efter observans. I disse betragtninger negligerer man ofte de nationale transmissionsnet - som tilfældet er i figur 1 - men disse net er forudsætningen for, at samarbejdsforbindelserne kan udnyttes.



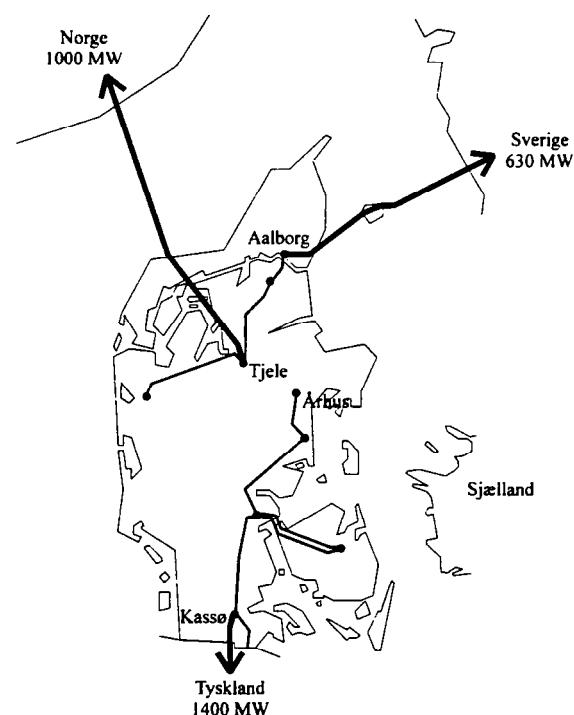
**Figur 1** Eksisterende og planlagte forbindelser mellem Nordel-systemet og det europæiske UCPTE-system.

Strukturen af det jysk-fynske transmissionsnet sætter derfor rammerne for, i hvilken grad det er muligt at udnytte samarbejdsforbindelser til nabosystemer. I praksis er rammerne givet ved begrænsninger i overføringsevnen til nabosystemer som følge af **flaskehalse** i transmissionsnettet.

**Figur 2** viser 400 kV-nettets struktur i Jylland-Fyn-området samt forbindelserne til Norge, Sverige og Tyskland. Overføringskapaciteten på forbindelserne til nabosystemer er påtegnede.



**Figur 2** 400 kV-nettet anno 1997 samt planlagte udbygninger frem til år 2003.



**Figur 3** 400 kV-nettet anno 1997 ved mangel af Kassø-Tjøle.

Transmissionsnettet består, ud over et 400 kV-net, af et 150 kV-net (ikke indtegnet). En 400 kV-luftledning kan overføre fem til seks gange større effekter end en 150 kV-luftledning, uden at energitabet ved overføringen vokser tilsvarende. 400 kV-nettet er derfor 150 kV-nettet overlegen med hensyn til styrke og med hensyn til energieffektivitet, når det gælder udveksling af effekt mellem nabosystemer.

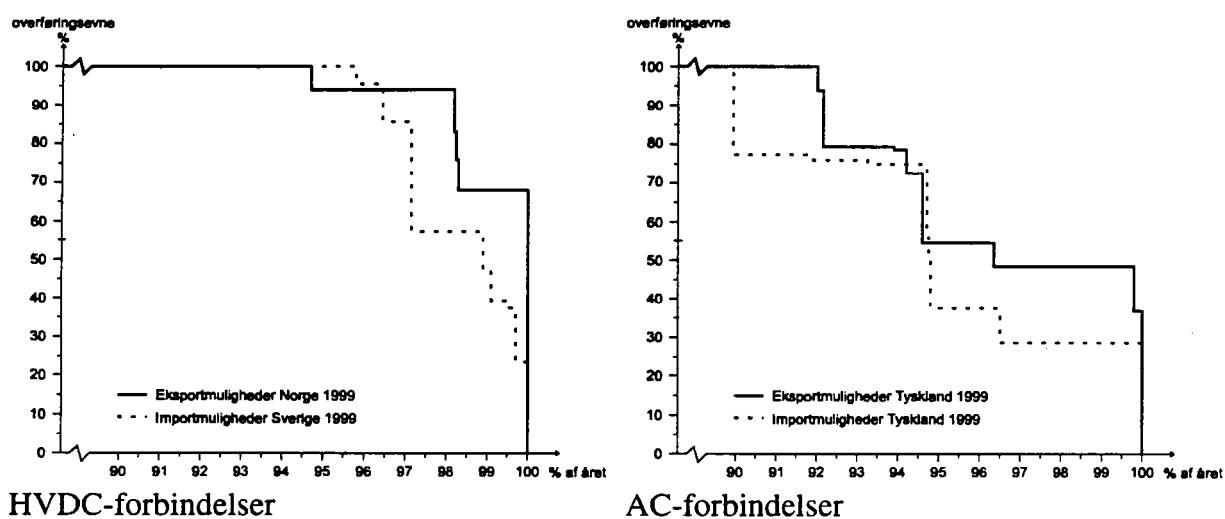
150 kV-nettet er qua dets udbygningsgrad et sammenmasket net, og elforsyningen til et område er sikret, selv om en 150 kV-ledning er koblet ud på grund af fejl i nettet eller vedligeholdssarbejde på ledningen. Det samme er ikke tilfældet for 400 kV-nettet i dag. F.eks. medfører udkobling af 400 kV-ledningen Kassø-Tjøle, at 400 kV-nettet "klippes over" i to dele. Værdien af de to dele, se figur 3, er stærkt reduceret, fordi 150 kV-nettet kun i begrænset omfang kan overføre effekt fra den ene del til den anden. 400 kV-nettet i Jylland-Fyn-området er i principippet reduceret til to "blindtarme", hvor 150 kV-nettet er **flaskehalsen**, og det har betydning for udnyttelsen af overføringskapaciteten på forbindelserne til nabosystemerne.

I år 2002 forventes 400 kV-ledningen mellem Århus og Aalborg etableret, se figur 2. Der er tale om en markant forbedring af den nuværende 400 kV-struktur. "Ringen" på 400 kV-nettet mellem Kassø og Aalborg betyder, at mangel af en enkelt 400 kV-ledning ikke længere "klipper" 400 kV-nettet over i to dele.

Udlandsforbindelserne er såvel bygget ud fra et forsynings- og sikkerhedsmæssigt synspunkt som ud fra et forventet behov for udvekslinger.

I det følgende er begrænsningerne i overføringskapaciteten på udlandsforbindelser som følge af flaskehalse i nettet anno 1997 anskueliggjort. Estimeringen af begrænsningerne er baseret på sandsynlighedsvurderinger af mangler af én ledning i nettet kombineret med forskellige belastnings- og produktionsfordelinger i nettet.

De opgjorte begrænsninger er anskueliggjort som reduktioner i overføringskapaciteten i procentdele af årets timer. Når begrænsningen fremstår som en trappekurve, er det ensbetydende med, at forskellige belastnings- og produktionsfordelinger kombineret med forskellige mangler af én ledning giver forskellige begrænsninger.



**Figur 4** Begrænsninger på udnyttelsen af samarbejdsforbindelser (udtryk som udnyttelsesgraden i procent af årets timer) som følge af sandsynlige mangler af én ledning i det jysk-fynske transmissionsnet.

Etablering af de planlagte 400 kV-luftledninger, specielt Århus-Aalborg, fjerner i praksis begrænsningerne i figur 4. Det vil sige, at udnyttelsesmuligheden af samarbejdsforbindelserne forbedres markant ved udbygning af det interne transmissionsnet.

Der vil dog fortsat være begrænsninger på samarbejdsforbindelser som følge af:

- Samtidig mangel af flere ledninger i transmissionsnettet.
- Udfald af den enkelte samarbejdsforbindelse.
- Interne flaskehalse i nabosystemer.

Samtidige mangler af flere ledninger i transmissionssystemet er ofte forekommende, men samtidig mangel af ledninger, som har betydning for udnyttelsen af udlandsforbindelser, er mere sjældent. Det vurderes, at disse mangler er til stede mindre end 0,5 % af tiden.

Den enkelte HVDC-samarbejdsforbindelse kan forventes at være ude af drift i 20-100 timer årligt som følge af fejl på anlægget, svarende til 0,2-1,0 % af tiden. Dertil kommer planlagte udetider, hvor anlægget revideres. Disse udetider svarer til 2-6 % af tiden for HVDC-forbindelser.

AC-samarbejdsforbindelsen til Tyskland har generelt mindre udetid end HVDC-forbindelserne til de nordiske lande.

Interne flaskehalse i nabosystemer sætter også begrænsninger på udnyttelsen af samarbejdsforbindelser. For eksempel begrænser det interne net i Sydnorge udnyttelsen af HVDC-forbindelsen 1-2 uger årligt svarende til 2-4 % af tiden. Norge har som følge af de planlagte samarbejdsforbindelser til Tyskland og Holland behov for at udbygge transmisjonsnettet i Sydnorge. Uden disse udbygninger vil udnyttelsen af samarbejdsforbindelserne, herunder forbindelsen til Jylland, blive behæftet med yderligere restriktioner. Med udbygningerne vil begrænsningerne bliver minimeret.

Samlet set kan man sige, at flaskehalse i det jysk-fynske transmissionsnet er årsag til ca. 1/3 af begrænsningerne på HVDC-samarbejdsforbindelser og ca. halvdelen af begrænsningerne på AC-forbindelsen til Tyskland. De øvrige begrænsninger er relateret til flaskehalse i nabosystemer og udfald af den enkelte samarbejdsforbindelse.

Samarbejdsforbindelser til nabosystemer er kommet i fokus - de betragtes dels som midlet til at opnå økonomisk gevinst ved international elhandel og dels som midlet til at integrere store mængde vedvarende energi i det danske system. Samarbejdsforbindelserne er dog, som det er vist, tæt knyttede til strukturen af de nationale 400 kV-net. I IRP-sammenhæng må planlægning og udbygning af 400 kV-nettet derfor ses i et internationalt perspektiv.

## 2. Omkostningsstruktur

Transmissionsnettets omkostningsstruktur er bestemt af en lang række forhold, (se for eksempel IRP95-programdel, afsnit 5.5). I dette afsnit uddybes enkelte af disse.

## Elforbruget

Elforbruget stiger fortsat, men stigningstakten er aftagende. Stigningen i elforbruget (1998-2005: ca. 7 %) giver derfor kun i begrænset omfang anledning til udbygning af transmissionsnettet i planperioden.

## Produktionsapparatet

Udbygningen med decentrale kraftvarmeværker og vindmøller har påvirket netstrukturen i Jylland-Fyn-området betydeligt. Distributionsnettet er ændret fra at være et fordelingsnet med envejs-energi-flow (kraftværk-transmissionsnet-distributionsnet-forbruger) til også at være et opsamlingsnet for den decentrale produktion. Det har afstedkommet en kraftig udbygning af distributionsnettet, dels fordi den decentrale produktion er lokaliseret i områder med svagt net, og dels fordi opbygningen af den decentrale produktionskapacitet er sket uden hensyn til størrelsen af det lokale elforbrug og uden hensyn til afledte netomkostninger. Den interne udligningsordning mellem de jysk-fynske distributionsselskaber viser, at merinvesteringerne for tilslutning af decentral produktion i perioden 1992-1996 udgør ca. 200 mio. kr.

Men den decentrale produktion har alt andet lige aflastet transmissionsnettet og derfor medvirket til at udskyde investeringer i denne del af nettet. Transmissionsnettets betydning for elsystemet er dog ikke blevet mindre af, at en stor del af energien produceres lokalt.

Overordnet set er det transmissionsnettets opgave at sikre, at der til ethvert tidspunkt er balance mellem produktion og belastning i det samlede nordeuropæiske system. Det sikrer, at spændingen og frekvensen er stabil overalt i nettet - med andre ord at spændingskvaliteten og pålideligheden lever op til et moderne industrisamfunds krav. Og her er der en kraftig kobling til den decentrale produktion; en stabil spænding og en fast frekvens er forudsætningen for, at vindmøller og decentrale kraftvarmeværker ikke kobles ud af deres beskyttelsesudstyr, og er dermed forudsætningen for at de kan producere energi og effekt.

I planperioden forventes den decentrale kapacitet yderligere udbygget. Produktionen fra disse anlæg skal integreres i det overordnede nordiske elsystem, hvorfor transmissionsnettets betydning for denne del af produktionsapparatet vokser i fremtiden.

## **Internationale energiudvekslinger**

Internationale energiudvekslinger muliggør såvel samfundsøkonomiske som miljømæssige gevinster. Som det fremgår af afsnit 1, er udnyttelsesgraden af samarbejdsforbindelser afhængig af transmissionsnettets indenlandske struktur. Udbygning af transmissionsnettet vil derfor altid have et internationalt perspektiv.

## **Miljøkrav**

På baggrund af rapporten "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra Miljø- og Energiministeriet, har ELSAM vedtaget en plan for restruktureringer af og kabellægninger i transmissionsnettet. Investeringsbehovet for perioden 1997-2005 udgør 468 mio. kr. for restrukturingsprojekter i 150 kV-nettet og 243 mio. kr. for kabellægningsprojekter i 150 kV-nettet (opgjort i faste 1997-priser).

## **Forsinkede anlæg**

Udbygningen af det jysk-fynske transmissionsnet er forsinket. Det resulterer i:

- Begrænsninger på lastfordelingen af systemets energieffektive og miljøvenlige kraftværker. I stedet produceres energien på ældre enheder.
- Begrænsninger på udnyttelsen af samarbejdsforbindelser.
- Større nettab i transmissionsnettet - flaskehalse i 150 kV-nettet øger tabene.
- Udskydelser af vedligeholdelsesarbejder - en række tilstrængte renoveringer af ældre ledninger udskydes.

Omkostningsstrukturen i elsystemet påvirkes dermed af de forsinkede netanlæg. Konsekvensen er større brændselsomkostninger som følge af uøkonomisk lastfordeling og større nettab samt færre indtjeningsmuligheder som følge af begrænsninger på samarbejdsforbindelser.

AKS/KUA-DGR  
29. december 1997

## Teknologikatalog - Transmission

### 1. 400 kV-kabler

#### Kort beskrivelse

400 kV-kabler benyttes ved indføring af transmissionsnet til byer og ved krydsninger af fjorde og sunde.

#### Overføringsevne

Et 400 kV-kabel kan overføre 1.000 MVA pr. system.

#### Fordele/ulemper

400 kV-kabelanlæg er ikke synlige i landskabet i samme grad som 400 kV-luftledninger. Ulempen er anlægsprisen: ca. 18,3 mio./kr. pr. km pr. system. En luftledning med den firedobbelte overføringsevne koster til sammenligning ca. 3,9 mio./kr. pr. km. I teknisk henseende komplicerer 400 kV-kabler transmissionsnettet.

#### Alment

Der findes i dag kun meget få 400 kV-vekselstrømskabelstrækninger i verden. Praktisk talt alle kabler er oliekabler. Teknikken er 30 år gammel og veldokumenteret. Isolationen i et oliekabel består af oliemættet papir. For at sikre at papiret under alle belastningsforhold forbliver mættet med olie, er kablet forsynet med et oliereservoir (= oliakanal), hvor isolationsolien hele tiden holdes under tryk.

Syntetiske kabler (PEX-kabler) for 400 kV er en ny teknik, og der eksisterer kun meget begrænsede driftserfaringer fra de få korte PEX-kabelanlæg, der findes i dag.

Kablerne leveres i relativt korte dellængder på ca. 800 m, hvilket betyder, at forbinding af de enkelte dellængder med muffer udgør en væsentlig del af anlægsarbejdet.

### **Behov for forskning**

For PEX-kablet stilles der ekstreme krav til renhed under produktions- og montageforløbet. Forskningen er målrettet udviklingen af pålidelige samlemuffer.

## **2. Offshore-net**

### **Kort beskrivelse**

Offshore-transmissionsnettet er et kabelnet, som opsamler energi og effekt fra havplacerede møller i de danske farvande og integrerer dem i det indenlandske elsystem. Hensigten er, at de samfundsøkonomiske omkostninger ved opbygning af et produktionsapparat på havet.

### **Overføringsevne**

Overføringsevnen er afhængig af teknologivalg og spændingsniveau på kablet. 150 kV-, 400 kV-, HVDC- og superledende kabler er alle potentielle muligheder.

### **Alment**

De første demonstrationsprojekter i havmølleplanen bliver næppe tilsluttet via HVDC- eller 400 kV-kabler, hvorfor en 150 kV AC løsning er mest sandsynlig.

Energien fra en havmøllesekction på 100-150 MW antages opsamlet på en offshore-transformerstation.

### **Behov for forskning**

- Systemundersøgelser på kombinationen havmøller-offshore-net-transmissionsnet.
- Tilslutningskrav til havmøller.
- Udvikling af koncept for offshore-transformerstation.
- Udvikling af nye kabeltyper og HVDC-teknologier.

### 3. HVDC baseret på IGPT-teknologi

#### Kort beskrivelse

Nye HVDC-transmissionskoncepter baseret på IGPT-teknologien, (Isoleret Gate Bipolar Transistor - IGPT) er på vej. Konceptet er på sigt et alternativ til såvel AC som traditionelle HVDC-forbindelser. Et HVDC-anlæg baseret på IGPT-teknologi kan transmittere effekt mellem to vilkårlige systemer, idet aktiv og reaktiv effekt kan reguleres uafhængigt.

#### Overføringsevne

Fra få MW i distributionsnettet til flere hundre MW i transmissionsnettet. Kablet er dimensionerings- og omkostningsmæssigt relativt uafhængig af spændingsniveau, fordi strømretningen ændres ved effektreversering og ikke ved ændring af DC-spændingens polaritet.

#### Alment

I marts 1997 blev et 3 MW-  $\pm 10$  kV-fuldkalaanlæg på en 10 km prøvestrækning idriftsat. Fordelene ved HVDC baseret på IGPT-teknologi kontra et konventionelt HVDC-anlæg er følgende:

- Aktiv og reaktiv effekt kan reguleres uafhængigt.
- Mulighed for at indføde effekt til passivt net.
- Intet behov for telekommunikation.
- Begrænset behov for filtrering.
- Muligt at lave anlægget uden transformere.
- Strømretningen ændres ved effektreversering og ikke ved ændring af DC-spændingens polaritet.
- Specialkonstrueret prisbilligt kabel.
- Større mulighed for systemer med flere end to terminaler.

#### Behov for forskning

Testperioder af fuldkalaanlæg er endnu ikke tilendebragt.

Fortsat udvikling af IGPT-teknologien. Tabene i endestationer er endnu store - p.t. 3 % pr. station.

## 4. Superledende kabler

### Kort beskrivelse

Superledende kabler (High Temperature Superconducting - HTS) har større overføringsevne og færre belastningstab end konventionelle kabler.

HTS-kabler kan inddeltes i tre katagorier:

- Kabler baseret på Room Temperature Dielectric design = RTD-kabler (kun lederen er kølet ned).
- Kabler baseret på Cryogenic Dielektrik design = CD-kabler (både leder og isolation er kølet ned).
- Jævnstrømskabler = DC-kabler.

### Overføringsevne

Den mulige overføringsevne ved 400 kV er estimeret for de tre kabeltyper:

- RDT-kabel: op til 2.000 MVA pr. system.
- CD-kabel: op til 5.500 MVA pr. system.
- DC-kabel: 6.000 MVA pr. system.

### Alment

Superledende kabler er interessante i situationer, hvor kravet til overføring af energi eller effekt er stort. Samarbejdsforbindelser mellem nabosystemer, transitkanaler i det interne transmissionsnet eller tilslutning af store mængder fluktuerende effekt og energi er fremtidige potentielle anvendelsesområder for superledende kabler.

### Behov for forskning

Superledende kabler er endnu på forskningsstadiet.

I 1998 testes en 10 m lang kabellede i laboratoriet. I år 2000 forventes et 30 m langt trefaset kabel (10-60 kV) testet i felten. Superledende kabler i det danske transmissionsnet bliver derfor ikke en realitet i den nærmeste fremtid.

BFS/BSP

17. december 1997

## **Kortlægning af vindkraft for IRP97-Programdel**

I forbindelse med udarbejdelsen af IRP95 blev der foretaget en detaljeret kortlægning af fysiske og økonomiske potentialer for udbygning med vindkraft, og på dette grundlag blev der udarbejdet en prognose for vindkraftudbygningen frem til år 2005. Prognosen var baseret på daværende tilskuds- og afregningsbestemmelser og på markedsmodeller for aktøernes beslutningskriterier.

En opdateret prognose for vindkraftudbygningen blev udarbejdet i forbindelse med UP96. Denne prognose forudsagde 540 MW ultimo 1996 og 1.000 MW ultimo 2004.

I sammenhæng med IRP97 er lavet en ny prognose for vindkraftudbygningen og for første gang er også havplacerede vindmøller med i prognosen.

## **Status for vindkraftudbygningen i ELSAM-området**

Der skete en ekstraordinær udbygning med vindkraft i 1996, fordi reglerne for sammatrikulering ophørte ved årsskiftet 1996/97. Der blev i alt i 1996 installeret ca. 160 MW privatejede møller, således at der ved årsskiftet var installeret i alt 640 MW vindkraft i det jysk-fynske område. Af disse 640 MW var 112 MW elværksejede.

Den ekstra udbygning fortsatte i begyndelsen af 1997, idet der i første kvartal af 1997 blev opstillet 45 MW privatejede møller og i andet kvartal yderligere 40 MW, således at der pr. 1. juli 1997 er installeret i alt 725 MW.

ELSAMs bestyrelse har et budget for en vindkraftudbygning med 40 MW hvert af årene 1997, 1998 og 1999. De fleste af disse i alt 120 MW vil blive opstillet i sidste del af perioden.

## **Prognose for vindkraftudbygningen**

Prognosen hviler på uændrede forudsætninger, herunder statslige virkemidler (dvs. som i UP96) for private, som bygger møller på land. Desuden hviler prognosen på forudsætnin-

ger om, at elværkernes udbygning på land standser efter år 1999, hvorefter elværkernes udbygning sker til havs.

	Private	Elværksejede	Ultimo året
<b>Til lands</b>			
Status 1996:	528 MW	112 MW <sup>1</sup>	640 MW
Udbygning 1997:	90 MW	40 MW	770 MW
Udbygning 1998:	50 MW	40 MW	860 MW
Udbygning 1999:	50 MW	40 MW	950 MW
Udbygning 2000:	50 MW	0 MW	1000 MW
<b>Yderligere udbygning til 2005:</b>			
udbygning til 2005:	200 MW	0 MW	1200 MW
<b>Til havs</b>			
Udbygning til 2005:	0 MW	240 MW	240 MW

## Potentialet for vindkraft

### Til lands

Potentialet på land er opgjort i forbindelse med IRP95 og UP96 til i alt 1.400-1.500 MW. Dette potentiale er opgjort på grundlag af kommuneplaner, der dækkede godt halvdelen af det jysk-fynske areal. Siden har de fleste kommuner udarbejdet kommuneplaner, således at 140 kommuner af i alt 173 har en communal vindmølleplan eller et forslag hertil. 13 kommuner har ikke kunnet finde planlægningsmæssigt forsvarlige placeringer, og 12 kommuner har et planforslag under udarbejdelse.

Energi- og miljødata, EMD, har for Energistyrelsen gennemført en ny undersøgelse af udviklingen i kommuneplanlægningen for vindmøller pr. 1. januar 1997. Rapporteringen fra dette arbejde er netop udkommet og refereres kort i det følgende. Et af hovedformålene med undersøgelsen har været at vurdere muligheden for at nå målsætningen om en udbygning på 1.500 MW (på landsplan, 1.000 MW i Jylland-Fyn) inden år 2005.

EMD har pr. 1. januar 1997 registreret i alt 648 MW vindkraft i det jysk-fynske område, heraf er uden for de udlagte områder placeret i alt 258 MW. Det skønnes, at ved en ned-

<sup>1</sup> Heri er inkluderet 5 MW på Tunø Knob.

tagning af bestående møller uden for de udlagte områder og udskiftning til større møller, hvor det er muligt, kan der her udbygges til 276 MW.

En 100 % udbygning af de registrerede mølleplaner og planforslag opskaleret til alle kommuner viser en rummelighed på 2.100 MW i Jylland-Fyn og 2.600 MW på landsplan.

En følsomhedsanalyse viser et interval for rummeligheden i de udlagte områder på mellem 1.500 MW og 2.600 MW på landsplan, hvor en gennemsnitlig udnyttelse af de jysk-fynske udlagte områder giver en mulighed for udbygning til ca. 1.600 MW, der stemmer rimeligt overens med tilsvarende tal i IRP95 og UP96. Den svage stigning skyldes en svag stigning i alle amter, idet flere kommuner i hvert amt har afleveret planer.

Alene i Nordjyllands og Ringkøbing amter er der tilsammen en rummelighed på 850 MW ved en 100 % udbygning.

Flere kommuner peger på, at det vil være muligt at finde yderligere pladser, hvis der skulle vise sig behov herfor. Det konkluderes derfor, at den statslige målsætning om 1.500 MW (1.000 MW i Jylland-Fyn) kan rummes i de eksisterende kommuneplaner.

Hvorvidt disse MW vil blive bygget, afhænger af, hvor attraktivt det er for private at investere i vindmøller, herunder afskrivningsregler og produktionstilskud. I prognoserne er regnet med uændrede virkemidler.

### Til havs

**Havmølle-handlingsplanen** viser, at der ved Horns Rev og ved Læsø syd er et realiserbart potentiale på tilsammen ca. 4.000 MW møller. De økonomiske nøgletal i næste afsnit gælder dog kun for de første i alt 2.500 MW.

### Samfundsøkonomi i år 2005

Der benyttes en realrente på 5 % p.a. og en økonomisk levetid på 20 år.

## For landplacerede møller

Produktionsprisen for en middelgod landplaceret mølle er 328 kr./MWh, idet der er regnet med en investering på 7,1 mio. kr./MW, drift og vedligehold på 50 kr./MWh og en benyttelsestid på 2.050 h. Benyttelsestiden varierer mellem 1.600 og 2.500 h.

1 MWh produceret på vindmøllen sparer 0,76 tons CO<sub>2</sub>.

Værdisætningen af en MWh (avoided cost i år 2005) ligger mellem 164 kr./MWH (lavlast) og 297 kr./MWh (gns.), efter om vindmøllen ikke tillægges effektværdi eller tillægges effektværdi i forhold til dens benyttelsestid.

Alternativt kan der sammenlignes med markedsprisen for el, som er estimeret til 180-200 kr./MWh for Jylland-Fyn i gennemsnit over året. Børspisen vil blive presset ned i perioder med massiv vindkraftproduktion. Vindkraftens delvise forudsigtighed vil også kunne betyde en lavere pris for vindkraftproduktionen (fradrag for regulerkraft i balancemarkedet).

Produktionstilskuddet fra staten er 270 kr./MWh til private og 100 kr./MWh til el-værksejede møller. Det var ønskeligt, at dette virkemiddel var ens for alle aktører.

## For havplacerede møller

Produktionsprisen for en middelgod havplaceret mølle er 352 kr./MWh.

Der er regnet med en investering på 11,7 mio. kr./MW, drift og vedligehold på 80 kr./MWh og en benyttelsestid på 3.450 h. Benyttelsestiden varierer mellem 3.380 h (Læsø syd) og 3.530 h Horns Rev). Tallene stammer fra havmølle-handlingsplanen.

1 MWh produceret på en mølle sparer 0,76 tons CO<sub>2</sub>.

Værdisætningen af en MWh (avoided cost i år 2005) ligger mellem 164 kr./MWH og 297 kr./MWh efter om vindmøllen ikke tillægges effektværdi eller tillægges effektværdi i forhold til dens benyttelsestid. Alternativt kan der sammenlignes med markedsprisen for el, som er estimeret til 180-200 kr./MWh for Jylland-Fyn i gennemsnit over året. Børspisen vil blive presset ned i perioder med massiv vindkraftproduktion. Vindkraftens delvise forudsigtighed vil også kunne betyde en lavere pris for vindkraftproduktionen (fradrag for regulerkraft i balancemarkedet). Havmøllernes høje benyttelsestid vil reducere fradraget for regulerkraft, jævnført med landbaserede.

Der er endnu ikke aftalt virkemidler for havmøller. En mulighed ville være, at staten gav et etableringstilskud. Dette tilskud skulle i så fald være ens for alle aktører.

## Produktion

Med de ovenstående benyttelsestider og prognoser for vindkraftudbygningen bliver produktionen omkring 2 TWh i år 2000 og 3,3 TWh i år 2005.

OSH/LEC

21. august 1997

## Decentral, industriel og lokal kraftvarme

### 1. IRP95

Som en del af IRP95-projektet blev der foretaget en grundig kortlægning af omfanget af idriftsat og forventet effekt baseret på decentral kraftvarme, industriel kraftvarme og lokale småanlæg.

Ligeledes blev der foretaget økonomiske analyser af de forskellige anlægstyper. Analyserne kortlagde pengestrømmene mellem de forskellige aktørers pengekasser. En sådan kortlægning er en forudsætning for en korrekt planlægning, når IRP-metoden ligger til grund.

Analyserne viste, at de naturgasfyrede anlæg i eksisterende fjernvarmeområder og en betydelig del af de industrielle anlæg var både selskabs- og samfundsøkonomisk attraktive. Samfundsøkonomisk var de større halmfyrede anlæg samt de såkaldte "barmarksprojekter" underskudsgivende, mens de selskabsøkonomisk hvilede nogenlunde i sig selv.

Kortlægningen og analyserne resulterede i et bruttopotentiale for henholdsvis decentral, industriel og lokal kraftvarme på 1.150 MW, 600 MW og 100 MW, i alt 1.850 MW, hvoraf 900 MW var etableret, og yderligere 300 MW var besluttet. Under de gældende forudsætninger forventedes det, at der inden år 2000 ville være etableret i alt godt 1.500 MW fordelt som 1.100 MW centrale, 380 MW industrielle og 35 MW lokale kraftvarmeanlæg. Den samlede produktion fra disse anlæg forventedes at udgøre 6,8 TWh, svarende til ca. 30 % af det samlede elsalg i ELSAM-området.

### 2. Ændrede forudsætninger siden IRP95

Miljø- og Energiministeriet udgav i december 1995 debatoplægget "Danmarks Energifremtider", der i april 1996 blev fulgt op af "Energi 21 - Regeringens energihandlingsplan 1996". I "Danmarks Energifremtider" vurderes, at decentral kraftvarme på landsplan kan bidrage med ca. 1.450 MW eleffekt, og industrien som følge af de grønne afgifter vil udbygge op til 750 MW industriel kraftvarme, inkl. allerede etableret effekt.

For at nå de politiske mål om reduktion af CO<sub>2</sub>-emissionen lægger Energi 21 op til forbedring af energiintensiteten og en udbygning af den vedvarende energi. Potentialet for decentral kraftvarme er stort set udnyttet. Energistyrelsen forventer inden år 2005 at få realiseret ca. 700 MW industriel kraftvarme, hvoraf 80 % skønnes at skulle findes i ELSAM-området. Målet forventes nået ved hjælp af de i dag kendte økonomiske incitamenter.

Siden fremkomsten af Energi 21 er loven om tilskud til elproduktionen ændret, således at CO<sub>2</sub>-tilskuddet for visse anlæg sænkes fra 10 øre/kWh til 7 øre/kWh, samt at tilskuddet for nye industrielle anlæg tidsbegrænses til 6 år. Ud over den øjeblikkelige forringelse af de økonomiske vilkår for etablering er der med lovforslaget skabt en generel usikkerhed om de fremtidige økonomiske betingelser for etablering af disse anlæg, som har resulteret i en vis tilbageholdenhed med nyetableringer.

Samtidig har loven om åbning af elmarkedet, som tager højde for det kommende EU-direktiv, understreget, at fremtidens elproduktion vil ske under mere konkurrenceprægede vilkår. Godt nok sikrer loven via den garanterede afsætning af prioriteret produktion, til en pris fastlagt i "lex ELSAM", det umiddelbare økonomiske grundlag for de decentrale værker, men spørgsmålet er, om ikke EU på sigt vil kræve en markedsåbning, som ikke levner plads til den andel af prioriteret produktion, som kendes i dag.

### 3. Opdatering af status og potentiale

IRP95 bragte en meget omfattende redegørelse for omfanget af den idriftsatte decentrale effekt og den forventede kommende udbygning med denne produktionskategori i løbet af planperioden.

Opgørelsen inddelte den decentrale effekt i fire kategorier: decentrale anlæg i eksisterende fjernvarmeområder, decentrale anlæg i forbindelse med etablering af nyt fjernvarmenet, de såkaldte barmarksprojekter, elproduktionsanlæg knyttet til industrivirksomheder og de meget små lokale kraftvarmeverker, som forsyner skoler, institutioner eller større boligblokke.

Oplysningerne stammede fra kraftværkerne og distributionsselskaberne suppleret med materiale indhentet hos Energistyrelsen.

Motivationen til udbygningen er dels Energistyrelsens forudsætningsskrivelser til eksisterende fjernvarmeområder og dels de forskellige offentlige tilskudsmidler i form af CO<sub>2</sub>-tiøren, 27-øren til el produceret på vedvarende energi og op til 30 % anlægstilskud til industrielle kraftvarmeanlæg.

En del af det beregnede potentiale er derfor betinget af de økonomiske vilkår for anlægs-  
etableringen og sker ud fra en markedsmæssig overvejelse.

Af nedenstående Tabel 1 fremgår IRP95s forventninger til den samlede udbygning i år  
2000. Af de decentrale kraftvarmeværker udgør ca. 90 MW barmarksprojekter, hvoraf de  
65 MW var realiseret i 1995.

	Idriftsatte MW	Besluttede MW	Idriftsatte + besluttede MW	Prognose for yderligere tilgang MW	Prognose i alt MW	Benyttelses- tid Timer	Elpro- duktion GWh
DKV	721	222	943	165	1.108	4.200	4.650
IKV	174	94	268	110	378	5.000	1.890
LKV	14	1	15	20	35	6.000	210
I alt	909	317	1.226	295	1.521		6.750

*Tabel 1 Samlet prognose for decentral, industriel og lokal kraftvarme, IRP95.*

En revurdering af den samlede prognose i forbindelse med IRP97 giver som resultat, at der er grundlag for at opskrive forventningen til industriel kraftvarme med ca. 50 MW, mens den samlede prognose for de øvrige kategorier stort set er uændret. I de forløbne to år siden IRP95 er en del af de tidlige besluttede værker blevet idriftsat. Det samlede billede pr. 1. januar 1997 fremgår af Tabel 2.

	Idriftsatte MW	Besluttede MW	Idriftsatte + besluttede MW	Prognose forreste- rende tilg. MW	Prognose for samlet udb. MW	Benyttel- sestid Timer	Elpro- duktion GWh/år
DKV i eks. f JV	879	32	911	109	1.020	4.200	4.284
DKV i "barmark"	67	2	69	11	80	4.200	336
IKV	237	127	364	61	425	4.500	1.912
LKV	18	0	18	17	35	6.000	210
I alt	1.201	161	1.362	198	1.560		6.742

*Tabel 2 Status for udbygningen pr. 1. januar 1997 og prognose for samlet udbygning frem til og med år 2002.*

Det forventede samlede omfang af den decentrale udbygning er næsten uændret i forhold til IRP95. Potentialet for den decentrale kraftvarme er stort set realiseret via den udbygning, som er gennemført i henhold til varmeforsyningssloven. Tilbage er blot nogle mindre Fase III-områder, hvor der efter forudsætningsskrivelserne skal etableres biomassebaseret kraftvarme. Den nødvendige teknologi til at gennemføre denne udbygning er endnu ikke færdigudviklet, og udbygningen forventes ikke at komme på denne side af år 2000.

Udbygningen med industriel kraftvarme er næsten gået i stå. Den usikkerhed om de fremtidige vilkår, som er skabt ved sænkningen af produktionstilskuddet til 7 øre/kWh, samtidig med at det kun ydes over en begrænset tidsperiode på 6 år, har sammenholdt med virksomhedernes højere krav til rentabilitet og tilbagebetalingstid stoppet igangsætningen af nye projekter. Godt nok råder Energistyrelsen fortsat over betydelige midler til anlægstilskud, men på grund af markedets følsomhed og måske også på grund af forventningerne til elkøbsmulighederne i et frit marked er virksomhederne fortsat meget tilbageholdende.

Den forventede sammensætning af den decentrale andel af produktionsapparatet frem til år 2003 fremgår af Tabel 3.

	1997 MW	1998 MW	1999 MW	2000 MW	2001 MW	2002 MW	2003 MW
DKV i eks. fjv.	910	960	990	1.005	1.013	1.018	1.020
DKV i "barmark"	72	77	79	80	80	80	80
IKV	260	305	345	380	405	420	425
LKV	21	25	28	31	34	35	35
I alt	1.263	1.367	1.442	1.496	1.532	1.553	1.560

**Tabel 3 Gennemsnitlig installeret effekt i MW medio året i årene 1997 til 2003.**

De tilsvarende forventede produktioner fra disse anlæg fremgår af Tabel 4.

	1997 GWh	1998 GWh	1999 GWh	2000 GWh	2001 GWh	2002 GWh	2003 GWh
DKV i eks. fjv.	3.822	4.032	4.158	4.221	4.255	4.276	4.284
DKV i "barmark"	302	323	332	336	336	336	336
IKV	1.170	1.373	1.552	1.710	1.822	1.890	1.912
LKV	126	150	168	186	204	210	210
I alt	5.420	5.878	6.210	6.453	6.617	6.712	6.742

**Tabel 4 Beregnet produktion i GWh for årene 1997 til 2003.**

Forudsættes det, at levetiden af disse anlæg er ca. 20 år, vil de første anlæg skulle erstattes umiddelbart efter år 2010, mens størsteparten af anlæggene skal fornyes omkring år 2015. De til den tid gældende etableringsvilkår vil være bestemmende for erstatningskapaciteten.

Den idriftsatte eller besluttede effekt omfatter således i alt 440 anlæg med en samlet effekt på 1.362 MW. Af disse er 29 anlæg (7 %) med en samlet effekt på 380 MW (28 %) helt eller delvist ejet af kraftværkerne. Bortset fra nogle enkelte anlæg er der ikke utsigt til elværksdeltagelse i flere decentrale kraftvarmeverker. Elværkernes deltagelse i industri-

elle anlæg begrænses af reglerne for anlægstilskud, idet der ikke ydes anlægstilskud til den elværksejede andel.

#### 4. Kasseregnskaber

Siden IRP95 er en del forudsætninger for etablering af disse anlæg ændret. For at vise ændringernes indflydelse på etableringsvilkårene er kasseregnskabet for et decentralt kraftvarmeværk, baseret på en 5 MW gasturbine etableret i et eksisterende fjervarmeeforsyningsområde samt det tilsvarende regnskab for et industrielt kraftvarmeværk, opdateret.

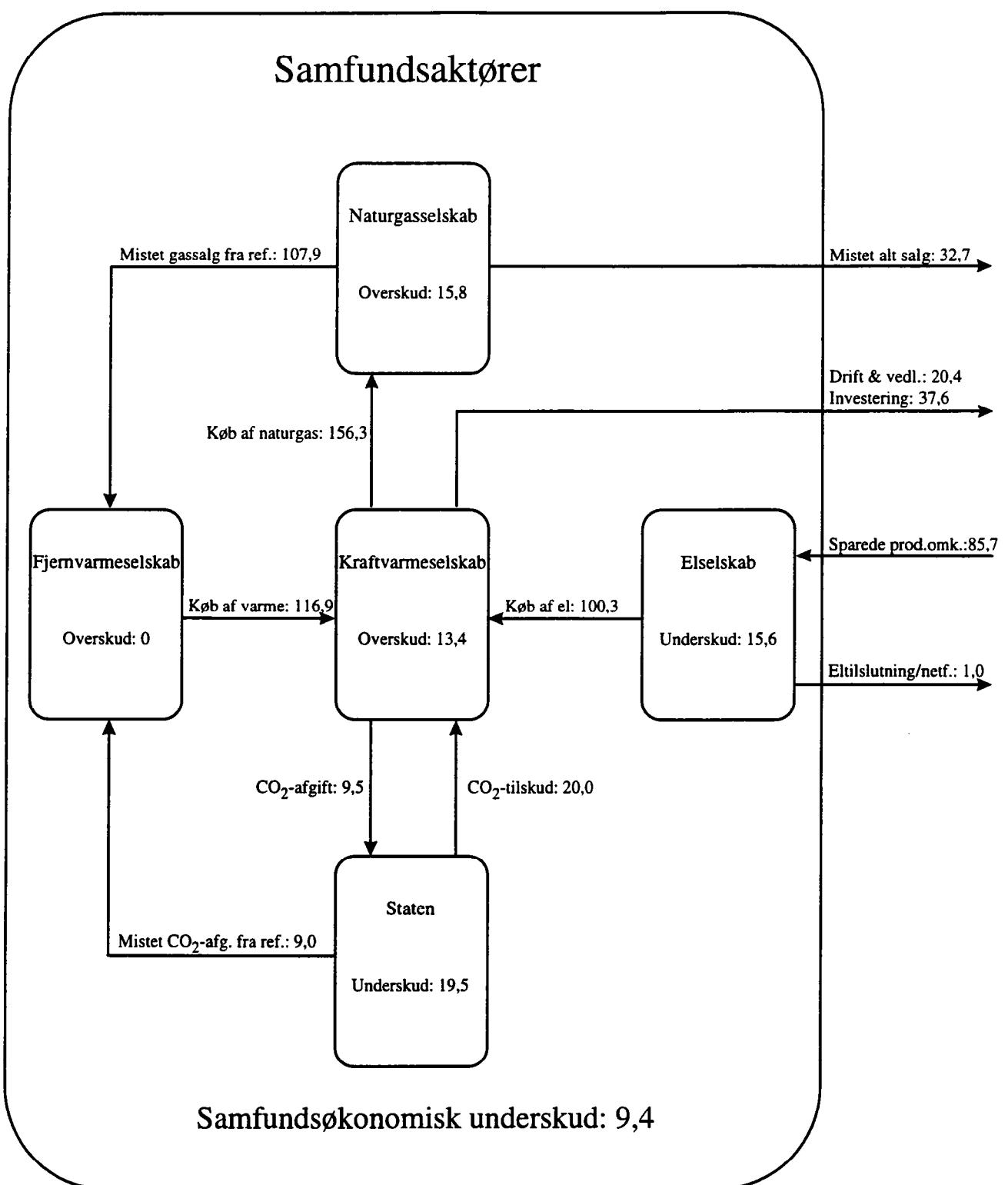
Den væsentligste økonomiske ændring siden IRP95 er, at CO<sub>2</sub>-tilskuddet til elproduktion er reduceret fra 10 øre/kWh til 7 øre/kWh, for industrielle kraftvarmeværker ydes tilskuddet yderligere kun for en periode på 6 år. Regeringen har fremsat lov om en egenlig afgift på naturgas. Vedtages dette forslag, vil det få en kraftig indflydelse på pengestrømmene mellem naturgasselskaberne og staten.

Derudover er der i denne opdatering taget hensyn til, at nye anlæg i den nuværende situation med overkapacitet ikke har nogen effektmæssig værdi for elselskaberne. Beregningsmæssigt antages det, at kraftværkernes sparede omkostninger ved køb af el fra private producenter ikke indeholder noget kapacitetselement de første 5 år af et nyt anlægs driftsperiode. Denne betragtningsmåde er i overensstemmelse med ELSAMs procedure i forbindelse med vurderinger af projekters rentabilitet.

Betalingen for el leveret fra centrale værker er justeret i henhold til notat SP97-215: "IRP97 Generelle forudsætninger", og tariffen for naturgas er korrigert efter tarifbladet pr. 1. maj 1997. De tekniske data og øvrige forudsætninger er uændrede i forhold til beregningerne fra IRP95. Beregningsresultatet er således et udtryk for den aktuelle beslutningssituation.

Beregningsresultatet fremkommer fortsat som en nuværdi over anlæggets driftsperiode. Denne er for centrale kraftvarmeværker antaget at være 20 år og for industrielle anlæg 10 år. Figurene 1 og 2 viser betalingsstrømmene for de to projekter, bilagene 1 og 2 de tilsvarende regnarksudskrifter.

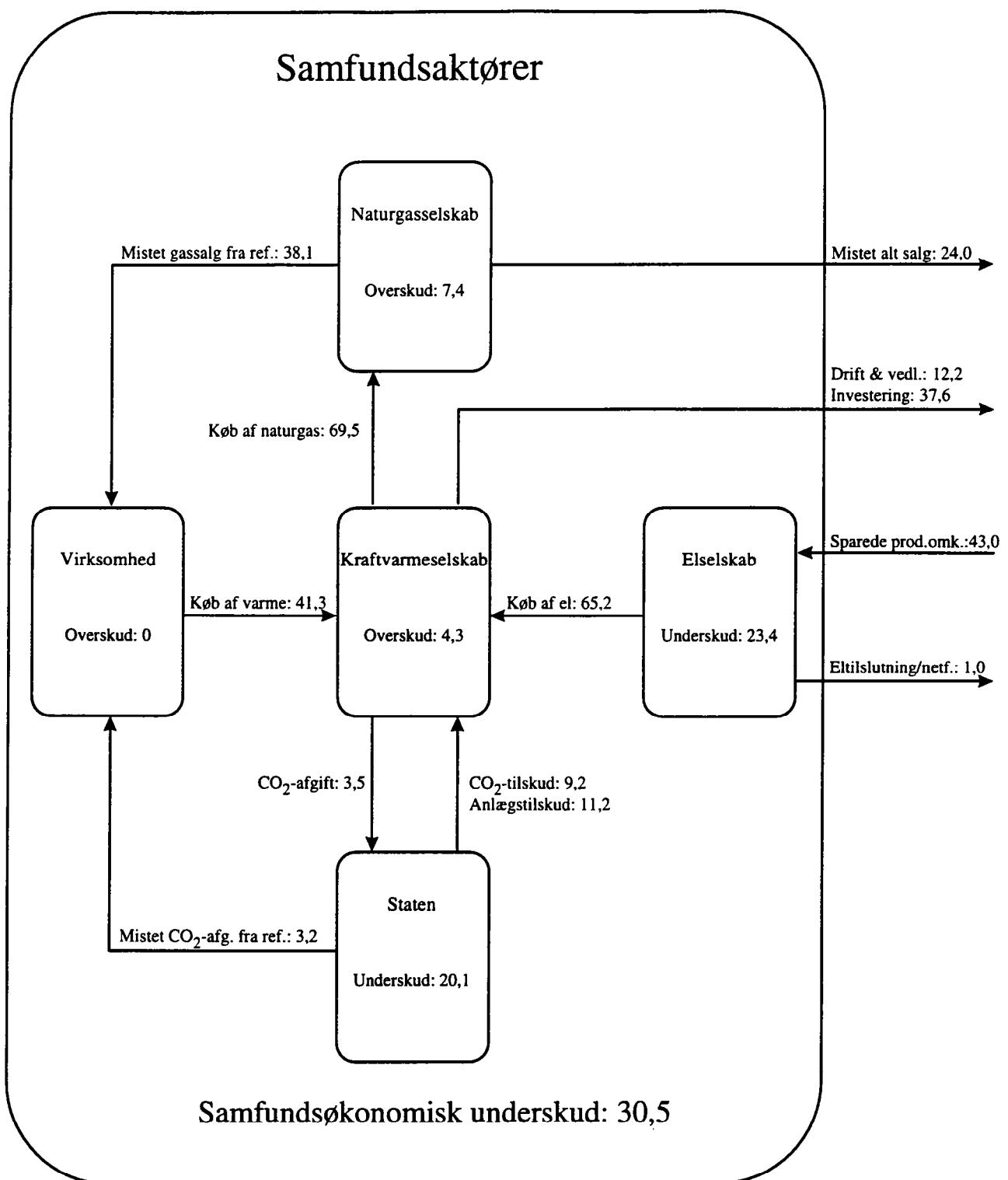
Af kasseregnskabet for det centrale kraftvarmeanlæg ses, at kraftvarmeselskabets overskud i forhold til beregningerne fra IRP95 er faldet fra 22,7 mio. kr. til 13,4 mio. kr., da CO<sub>2</sub>-tiøren er blevet til en syvøre; tilsvarende er Statskassens underskud faldet fra 28,2 mio. kr. til 19,5 mio. kr.



Alle beløb angivet som nuværdier i 1997 (mio. kr.).

Beløbene i diagrammet er beregnet med selskabsøkonomisk rente (4%), mens det samfundsøkonomiske resultat er baseret på den samfunds-økonomiske rentesats (5%).

**Figur 1** Betalingsstrømme for DKV-anlæg i eksisterende fjernvarmeområde. Gasturbineanlæg på 5 MW<sub>e</sub>.



Alle beløb angivet som nuværdier i 1997 (mio. kr.).

Beløbene i diagrammet er beregnet med selskabsøkonomisk rente (4%), mens det samfundsøkonomiske resultat er baseret på den samfundsøkonomiske rentesats (5%).

**Figur 2** Betalingsstrømme for IGV-anlæg. Gasturbine på 5 MW<sub>e</sub>, levetid 10 år.

Elselskabets resultat var i IRP95 stort set neutralt. Dette er nu ændret til et underskud på 15,6 mio. kr. som konsekvens af, at de reelle sparede omkostninger er blevet anvendt som udtryk for elværkernes besparelse; naturgasselskabets og fjernvarmeselskabets økonomi berøres stort set ikke af de ændrede beregningsforudsætninger.

Samfundsøkonomien påvirkes ikke af ændrede tilskud og afgifter men på grund af elværkernes mindre sparede omkostninger er det samfundsøkonomiske resultat nu et underskud på 13,5 mio. kr., hvor der før stort set var neutralitet.

Elværkernes og samfundets økonomiske resultat forbedres, hvis anlægget først idriftsættes, når der er effektmæssigt behov for det, således at elværkernes køb af anlæggets elproduktion modsvarer deres reelle sparede omkostninger; i den situation opnås atter neutralitet for såvel elværkets som for samfundets vedkommende.

Sammenholdes regnearksudskriften med resultatet fra IRP95 ses, at anlæggets tilbagebetalingstid vokser med 1½ år, og at elproduktionsprisen stiger med 40 kr./MWh som følge af tilskudsreduktionen.

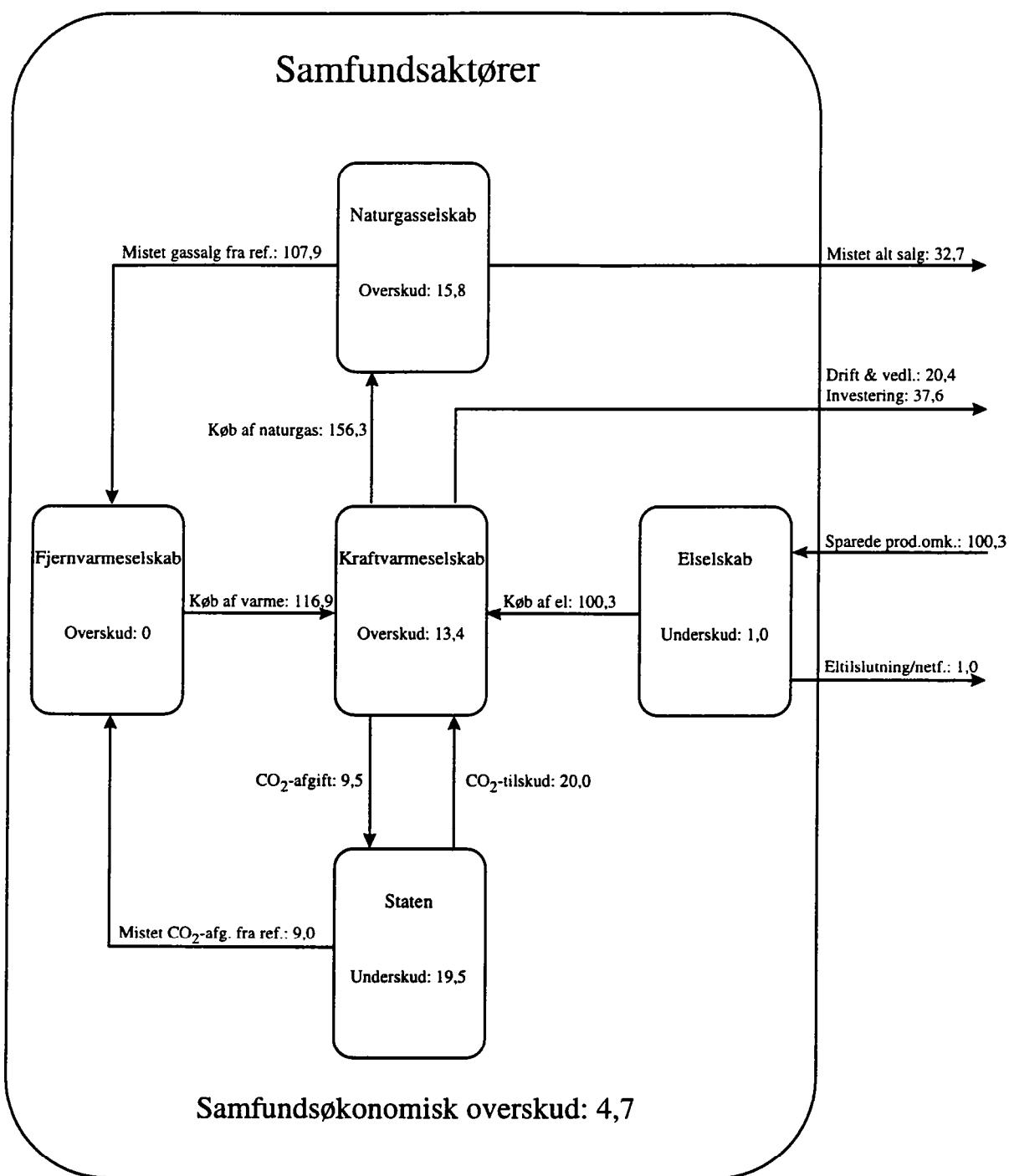
For det industrielle anlægs vedkommende reduceres statens underskud fra 31 mio. kr. til 20 mio. kr. på grund af det lavere produktionstilskud samt dettes tidsbegrænsning. Men da elselskabets resultat samtidig ændres fra neutralitet til et underskud på 23 mio. kr. som følge af, at de reelle sparede omkostninger indregnes, bliver det samlede samfundsøkonomæssige resultat et øget underskud på ca. 14 mio. kr. som følge af de ændrede vilkår i forhold til IRP95. Tilbagebetalingstiden er her vokset med 3 år.

Årsagen til det dårligere resultat for det industrielle anlæg er antagelsen om en levetid på 10 år, hvor det centrale anlæg forventes at leve i 20 år.

De resultater, som er refereret i det foregående, har som forudsætning, at der kan peges på et bestemt år, hvor tilgang af effekt igen har værdi for elselskabet, og hvor køb hos tredje-part sparar elselskabet for denne omkostning.

I den nuværende situation kan det være vanskeligt at angive, på hvilket tidspunkt effektunderskuddet opstår. Alternativt kan man så vælge at betragte dels den situation, hvor den betaling, der ydes den centrale produktion, også er et udtryk for elværkernes sparede omkostninger (*IRP97, basis-case*), og dels den rene markedssituation, hvor elproduktionens værdi svarer til markedsværdien for el på et frit marked (*IRP97, markeds-case*); denne er for hele planperioden i gennemsnit skønnet til 17 øre/kWh.

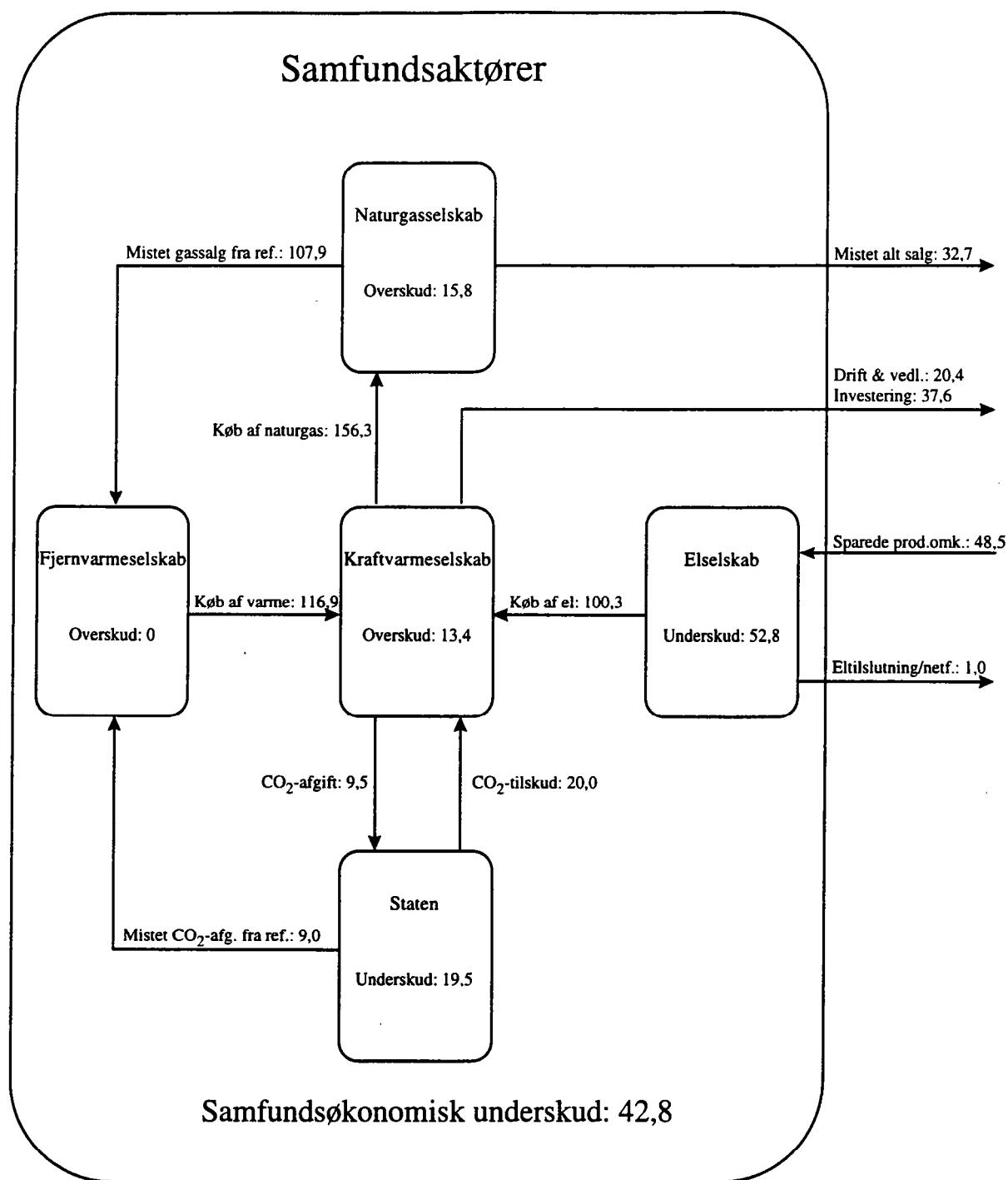
Figurerne 3-6 viser kasseregnskaberne for disse alternativer.



Alle beløb angivet som nuværdier i 1997 (mio. kr.).

Beløbene i diagrammet er beregnet med selskabsøkonomisk rente (4%), mens det samfundsøkonomiske resultat er baseret på den samfunds-økonomiske rentesats (5%).

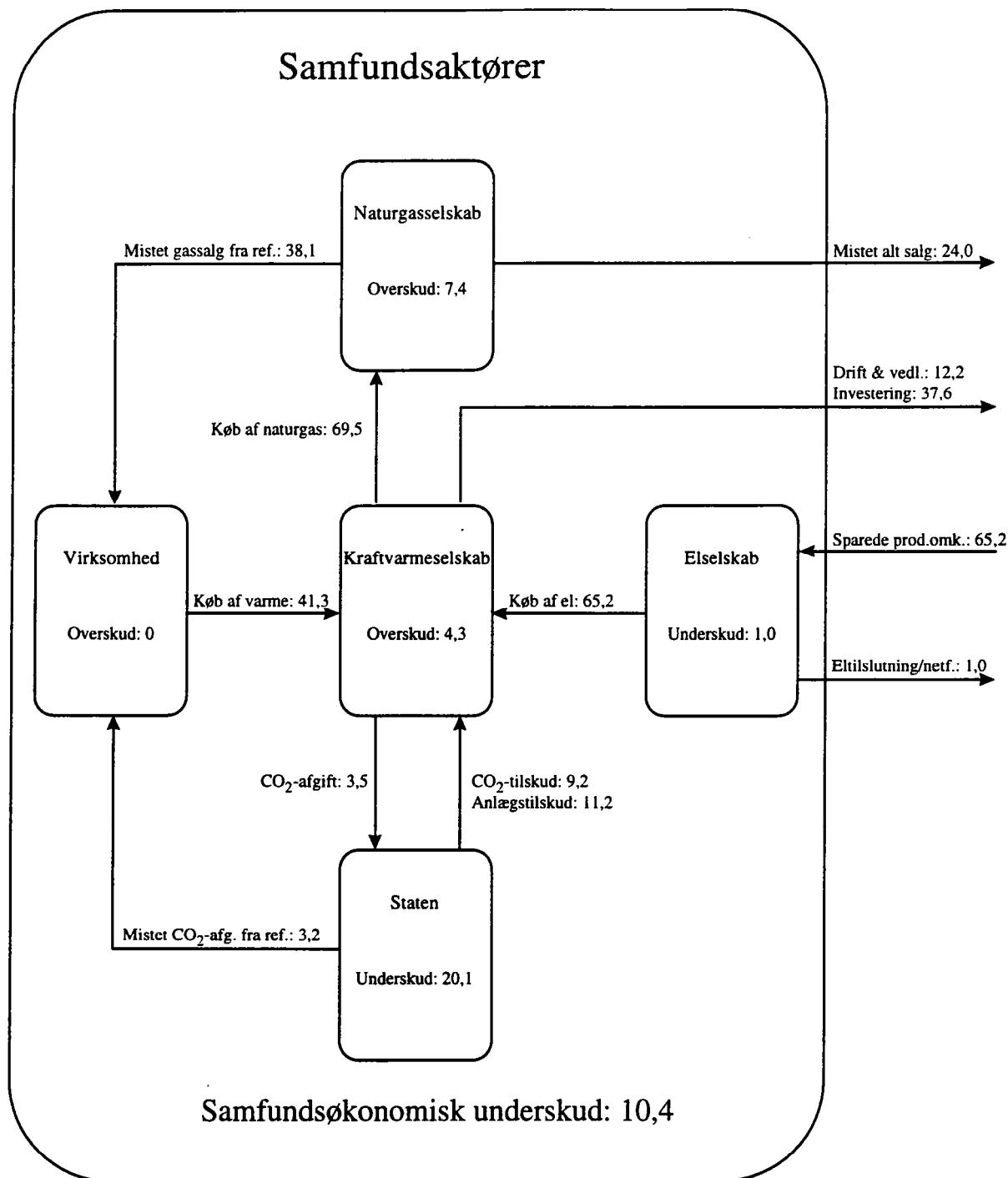
**Figur 3** Betalingsstrømme for DKV-anlæg i eksisterende fjernvarmeområde. Gasturbineanlæg på 5 MW<sub>e</sub>. Elpris = "lex-ELSAM"-prisen.



Alle beløb angivet som nuværdier i 1997 (mio. kr.).

Beløbene i diagrammet er beregnet med selskabsøkonomisk rente (4%), mens det samfundsøkonomiske resultat er baseret på den samfunds-økonomiske rentesats (5%).

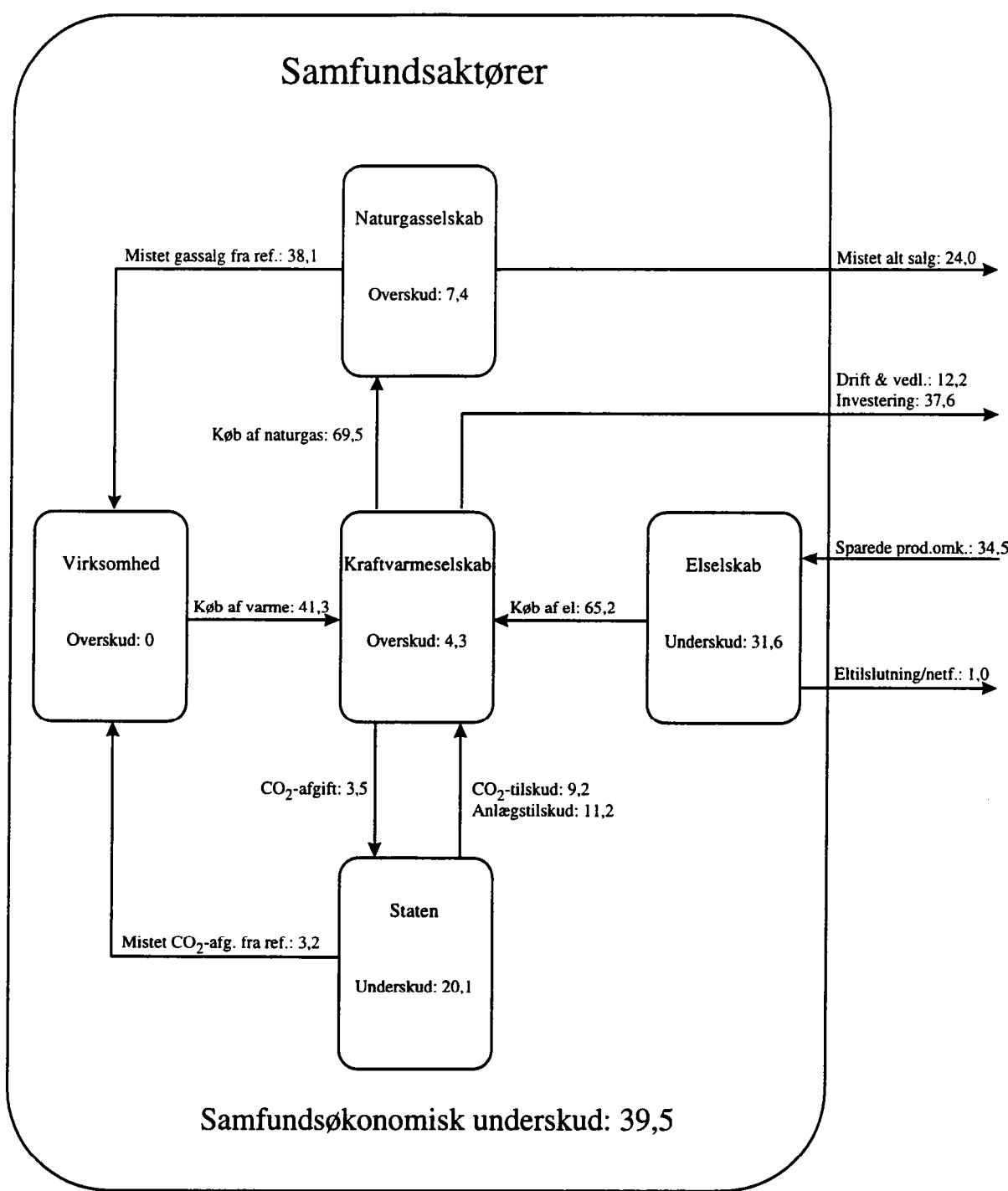
**Figur 4** Betalingsstrømme for DKV-anlæg i eksisterende fjernvarmeområde. Gasturbineanlæg på 5 MW<sub>e</sub>. Elpris = markedsprisen.



Alle beløb angivet som nuværdier i 1997 (mio. kr.).

Beløbene i diagrammet er beregnet med selskabsøkonomisk rente (4%), mens det samfundsøkonomiske resultat er baseret på den samfunds-økonomiske rentesats (5%).

**Figur 5** Betalingsstrømme for IKV-anlæg. Gasturbine på 5 MW<sub>e</sub>, levetid 10 år.  
Elpris = "lex-ELSAM"-prisen.



Alle beløb angivet som nuværdier i 1997 (mio. kr.).

Beløbene i diagrammet er beregnet med selskabsøkonomisk rente (4%), mens det samfundsøkonomiske resultat er baseret på den samfunds-økonomiske rentesats (5%).

**Figur 6** Betalingsstrømme for IKV-anlæg. Gasturbine på 5 MW<sub>e</sub>, levetid 10 år.  
Elpris = markedsprisen.

Ændringen påvirker elselskabets resultater og samfundsøkonomien som helhed. Antages lex-ELSAM-prisen at være den sparede omkostning, bliver elselskabets resultat stort set neutralt, mens samfundet får et overskud på 4,7 mio. kr. på det decentrale anlæg og et underskud på 10,4 mio. kr. på det industrielle.

Er markedsværdien for el 17 øre/kWh, får elselskabet et underskud på 52,8 mio. kr. og samfundet et underskud på 42,8 mio. kr. for det decentrale anlæg. For det industrielle anlæg er de tilsvarende beløb et underskud på 31,8 mio. kr. for elselskabet og 39,5 mio. kr. for samfundet.

Til forskel fra IRP95 indeholder det samfundsøkonomiske resultat ingen værdisætning af en CO<sub>2</sub>-eksternalitet, idet et af formålene med IRP97 er at angive skyggepriser for CO<sub>2</sub>-reduktion for de forskellige virkemidler, som er til rådighed for IRP-planen, herunder udbygning med forskellige former for decentral kraftvarme.

## 5. Delkonklusion

Det samlede udbygningspotentiale for decentrale værker som produktionskategori er revideret i lyset af de ændringer i etableringsvilkårene, som er sket siden IRP95.

De væsentligste af disse er sænkningen af CO<sub>2</sub>-tilskuddet for visse kategorier fra 10 øre/kWh til 7 øre/kWh samt tidsbegrænsningen til 6 år for ydelsen af dette tilskud til industrielle anlæg samt den generelle usikkerhed om de fremtidige vilkår, som den kommende åbning af elmarkedet har skabt.

Resultatet af revurderingen er, at for den decentrale kraftvarmes vedkommende fastholdes IRP95-planens skøn for en samlet udbygning på ca. 1.100 MW. Det potentielle varmegrundlag er stort set opbrugt. Der resterer nogle mindre områder, hvor der forventes biomasstabaserede anlæg, men etableringen af disse afventer den teknologiske udvikling. For den industrielle kraftvarmes vedkommende er der stadig betydelige statsmidler til rådighed til anlægstilskud, men den generelle usikkerhed om fremtiden har sat udbygningen næsten i stå. I kraft af en vækst på ca. 100 MW i idriftsatte og besluttede anlæg i forhold til forventningerne i IRP95 er den samlede prognose dog øget med ca. 50 MW til 425 MW, som forventes etableret inden år 2002.

I alt forventes således, at der i år 2002 er i alt 1.560 MW i drift af denne anlægskategori med en samlet årlig produktion på 6.750 GWh.

Varmegrundlaget for de decentrale anlæg er antaget som værende det samme som i IRP95, idet det forventes, at eventuelle udvidelser af varmegrundlaget modsvares af besparelser som følge af øget efterisolering.

Øget varmegrundlag vil også kun give sig udslag i øget benyttelsestid og ikke flere MW, da værkerne allerede er etableret.

Energistyrelsen efterlyser i opgavebrevene forslag til virkemidler, som kan fremme indsættelsen af de forskellige virkemidler. For den decentrale kraftvarmes vedkommende kan der peges på to muligheder.

Gives der elselskaberne de samme markedsmæssige vilkår for etablering af anlæg som de øvrige aktører, vil selskabernes interesse i selv at stå som ejere af anlæggene øges.

En omlægning af CO<sub>2</sub>-afgiften fra kWh-forbrug til brændsel vil gøre denne afgift adfærdsregulerende og tilskynde til brændselsomlægninger hen imod brændsel, hvis forbrug medfører mindre eller intet CO<sub>2</sub>-udslip.

## DKV i eksisterende fjernvarmeområde

Bilag 3, side 5

## SPECIFIKKE BEREGNINGSFORUDSÆTNINGER

Kraftvarmeanlæg:			Fjernvarmenet, (Barmark):				
Anlægskategori:		DKV	-	Spec. anl.pris:	mio.kr/MWv ab KV-anlæg	9,00	
Anlægstype:		GT		Levetid:	år	20,00	
Brændsel:		NG		Drift og vedl.:	% p.a.	2,00	
Størrelse:	MWe	5,00		Nettab:	%	30,00	
Totalvirkningsgrad:	%	90,00					
Netto elvirkn.grad:	%	35,00					
Rådighedsfaktor:	%	94,00					
Udnyttelsesgrad:	%	95,00					
Levetid:	år	20,00					
Drift og vedl.:	% p.a.:	4,00					
Spec. anlægspris:	mio.kr/MWe	7,00					
Etilslutning:	mio.kr/MWe	0,23					
KV-andel i %:	KV-andel i %:	10,00	Rumvarm.	Let. u. aft.	Let m. aft.	Tung. u. aft.	Tung. m. aft.
Naturgasforsyning:	mio.kr/anlæg	0,00	10,00	22,50	22,50	13,50	31,50
Igangsætningsomk.:	mio.kr/MWe	0,00					
Benyttelestedt KV-anl.:	timer/år	4.200,00					
							J

## PRODUKTION OG BRÆNDELSFORBRUG PR. ÅR

Elproduktion	Spids	MWh	5.782,18	GJ	ton CO2
	Høj	MWh	10.568,66	Brændsel til elproduktion:	90.538,92
	Lav	MWh	4.649,17	Brændsel til varmeproduktion:	125.461,08
	Ialt	MWh	21.000,00	Substitueret brændsel til varme:	118.800,00
Varmeproduktion		MWh	33.000,00	Substitueret brændsel til el:	168.000,00

## ØKONOMI

Investering	Selskabsøkonomi for KV-selskab			Samfundsøkonomi for KV-konvert.		
	Indtægt/år m.selsk.e.rente	Nuverdi		Indtægt/år m.samf.e.rente	Nuverdi	
		m.selsk.e.rente	mio.kr		m.sams.e.rente	mio.kr
Kapitalomkostninger:						
Kraftvarmeanlæg:	37,45	-2.755.636,55	-37,45	-37,45	-3.005.064,89	-37,45
Anlægstilskud:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fjernvarmenet m.v.:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Etilslutning, KV-andel:	0,12	-8.461,90	-0,12	-0,12	-9.227,90	-0,12
Etilslutning, elsetskabets andel:	1,04				-83.051,08	-1,04
Naturgaslutsning:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Igangsætningsomk.:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sparet investering i reference:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Kapitalomkostninger ialt:	38,60	-2.764.098,45	-37,57	-37,57	-3.097.363,87	-38,60
Driftsomkostninger:						
Brændsel:						
EI:	Eksl.afg. Intro.rabat	-3.360.914,53 571.584,10	-45,68 2,54	-41,88 2,47	-2.240.609,69	-30,45
Varme:	Eksl.afg. Energiagf. CO2-afg. SO2-afg.	-8.348.707,68 -31.682,09 -697.005,99 0,00	-113,46 -0,43 -9,47 0,00	-104,04 -0,39 -8,69 0,00	-3.104.844,86	-42,20
Kraftvarmerabat:		50.000,00	0,68	0,62		
Brændsel ialt:		-11.816.726,18	-165,82	-151,91	-5.345.454,55	-72,65
Drift & vedligehold kraftvarmeanlæg:		-1.498.000,00	-20,36	-18,67	-1.498.000,00	-20,36
Drift og vedligehold fjernvarmenet:		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Driftsomkostninger ialt:		-13.314.726,18	-186,17	-170,58	-6.843.454,55	-93,00
Indtægter:						
Elsalg:	Spids Høj Lav Ialt CO2-tilsk. Ialt	2.874.897,41 3.768.782,37 736.893,45 7.380.573,23 1.470.000,00 8.850.573,23	39,07 51,22 10,01 100,30 19,98 120,28	35,83 46,97 9,18 91,98 18,32 110,30	2.874.897,41 3.768.782,37 736.893,45 7.380.573,23 1.470.000,00 8.850.573,23	39,07 51,22 9,18 100,30 19,98 110,30
Subst. varmebrændsel:						
Eksl.afg. Energiagf. CO2-afg. SO2-afg.		7.908.000,00 30.000,00 660.000,00 0,00	107,47 0,41 8,97 0,00	98,55 0,37 8,23 0,00	2.940.000,00	39,96
Sparet drift & vedl.:		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Indtægter ialt:		17.448.573,23	237,13	217,45	10.320.573,23	140,26
Res. u. kap.omk. og ekster.:	m.intr.rabat:	4.133.847,04	50,96	46,87	3.477.118,68	47,26
Res. u. eksternaliteter:	u.intr.rabat:	3.562.262,94				43,33
Res. u. eksternaliteter:	m.intr.rabat:	1.369.748,59	13,39	9,30	379.754,82	8,66
Res. u. eksternaliteter:	u.intr.rabat:	798.164,49				4,73

## BEREGNEDE NØGLETAL

	Selskabsøkonomi		Samfundsøkonomi		
	m. anlægstilsk.	u. anlægstilsk.	CO2-eksternalitet i kr/ton		
Prissætning af CO2-ekst.:	kr/ton	-	0,00	100,00	200,00
Eksternaliteter:	kr/år	-	0,00	1.041.960,00	2.083.920,00
Resultat. u. kap.omk.:	kr/år	3.749.498,39	3.749.498,39	3.477.118,68	4.519.078,68
Resultat:	kr/år	985.399,94	985.399,94	379.754,82	1.421.714,82
Nuverdi:	mio.kr	13,39	13,39	4,73	17,72
Benefit/Cost-ratio:		1,36	1,36	1,12	1,46
Tilbagebetalingstid, simpel:	år	9,74	9,74	11,10	8,54
Tilbagebetalingstid, forrent.	år	13,06	13,06	16,60	11,42
Resulterende elpris	kr/MWh	304,53	304,53	333,37	359,76
Result. elpr. u. CO2-tilsk.	kr/MWh	374,53	374,53		

IKV med benyttelsestid på 5000 timer				Bilag 5, side 6			
SPECIFIKKE BEREGNINGSFORUDSÆTNINGER							
<b>Kraftvarmeanlæg:</b>				<b>Fjernvarmenet, (Barmerk):</b>			
Anlægskategori:		IKV	-	Spec. anl.pris:	mio.kr/MWv (brutto)	6,00	
Anlægstype:		GT	-	Levetid:	år	20,00	
Bændsel:		NG	-	Drift og vedl.:	% p.a.	2,00	
Størrelse:	MWe	5,00	-	Nettab:	%	30,00	
Totalvirkningsgrad:	%	90,00		<b>Referenceanlæg, varme:</b>			
Netto elvirkn.grad:	%	35,00	-	Sparet inv.:	mio.kr/MWv (netto)	2,00	
Rådighedsfaktor:	%	94,00		Levetid:	år	20,00	
Udnyttelsesgrad:	%	95,00		Bændsel:	NG		
Levetid:	år	10,00		Virkningsgrad:	%	100,00	
Drift og vedl.:	% p.a.:	4,00	-	Drift & vedl.:	%	2,00	
Spec. anlægspris:	mio.kr/MWe	7,00		<b>Varmens anvendelse i % ved IKV:</b>			
Etilslutning:	mio.kr/MWe	0,23		Rumvarm.	Let. u. aft.	Let m. aft.	Tung. u. aft.
KV-andel i %:	KV-andel i %:	10,00		10,00	22,50	22,50	13,50
Naturgasforsyning:	mio.kr/anlæg	1,00		<b>Byggerenter:</b>			
Igangsætningsomk.:	mio.kr/MWe	0,00		<b>Faktor i E-formel for naturgas:</b>			
Benyttelsestid KV-anl.:	timer/år	5.000,00		<b>Samf.ekon. elpris=Tarif (Ja/Nej) ?</b>			
							J
<b>PRODUKTION OG BRAENDSELSFORBRUG PR. ÅR</b>							
Elproduktion	Spids	5.782,18		GJ			
	MWh						ton CO2
Høj	MWh	10.568,66		103.448,28			5.896,55
Lav	MWh	8.649,17		153.694,58			8.760,59
Ialt	MWh	25.000,00		141.428,57			8.061,43
Varmeprædiktion	MWh	39.285,71		200.000,00			19.000,00
<b>ØKONOMI</b>							
		<b>Selskabsøkonomi for KV-selskab</b>				<b>Samfundsøkonomi for KV-konvert.</b>	
		Investering	Indtægt/år	Nuværdi		Indtægt /år	Nuværdi
		mio.kr	kr/år	mio.kr	m.selsk.ø.rente	m.samf.ø.rente	m.selsk.ø.rente
				mio.kr	kr/år	mio.kr	mio.kr
<b>Kapitalomkostninger:</b>							
Kraftvarmeanlæg:	37,45	-4.617.245,87		-37,45	-35,65	-4.849.946,33	-39,34
Anlægstilskud:	-11,24	1.385.173,76		11,24	10,70	0,00	0,00
Fjernvarmenet m.v.:	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Etilslutning, KV-andel:	0,12	-14.178,46		-0,12	-0,11	-14.893,03	-0,12
Etilslutning, elseiskskabets andel:	1,04			0,00	0,00	-134.037,24	-1,09
Naturgaslutsning:	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Igangsætningsomk.:	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Sparet investering i reference:	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Kapitalomkostninger Ialt:</b>	<b>27,37</b>	<b>-3.246.250,56</b>		<b>-26,33</b>	<b>-25,07</b>	<b>-4.998.876,59</b>	<b>-40,55</b>
<b>Driftsomkostninger:</b>							
Brændsel:							
El: Eksl.afg.		-3.840.125,39		-31,15	-29,65	-2.063.740,86	-21,47
Intro.rabat		653.082,55		2,91	2,83		-20,37
Varme: Ekskl.afg.		-4.416.482,16		-35,82	-34,10	-3.066.129,27	-31,90
Energi afg.		-671.443,50		-5,45	-5,18		-30,26
CO2-afg.		-425.819,38		-3,45	-3,29		
SO2-afg.		0,00		0,00	0,00		
Brændsel ialt:		-8.700.787,88		-72,96	-69,40	-5.129.870,13	-53,38
Drift & vedligehold kraftvarmeanlæg:		-1.498.000,00		-12,15	-11,57	-1.498.000,00	-12,15
Drift og vedligehold fjernvarmenet:		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Driftsomkostninger Ialt:</b>		<b>-10.198.787,88</b>		<b>-85,11</b>	<b>-80,97</b>	<b>-6.627.870,13</b>	<b>-65,53</b>
<b>Indtægter:</b>							
Elsalg: Spids		2.785.851,92		23,31	22,19	3.089.994,32	23,31
	Høj	3.658.754,63		30,82	29,33	4.012.918,30	30,82
	Lav	1.251.534,90		11,11	10,56	1.289.591,25	11,11
	Ialt	7.694.141,44		65,24	62,08	8.392.503,87	65,24
CO2-tilsk.		1.750.000,00		9,17	8,88		62,08
	Ialt	9.444.141,44		74,42	70,96		
Subst. varmebrændsel:				0,00	0,00		
Ekskl.afg.		4.078.857,14		33,08	31,50	2.821.428,57	29,36
Energi afg.		617.857,14		5,01	4,77		27,84
CO2-afg.		391.835,71		3,18	3,03		
SO2-afg.		0,00		0,00	0,00		
Sparet drift & vedl.:		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Indtægter Ialt:</b>		<b>14.532.691,44</b>		<b>115,69</b>	<b>110,25</b>	<b>11.213.932,44</b>	<b>94,60</b>
Res. u. kap.omk. og ekster.:	m.intr.rabat:	4.333.903,57		30,58	29,29	4.586.062,31	29,07
	u.intr.rabat:	3.680.821,02					27,73
Res. u. eksternaliteter:	m.intr.rabat:	1.087.653,00		4,25	4,22	-412.814,28	-11,47
	u.intr.rabat:	434.570,45					-10,87
<b>BEREGNEDE NØGLETAL</b>							
		<b>Selskabsøkonomi</b>		<b>Samfundsøkonomi</b>			
		m. anlægstilsk.	u. anlægstilsk.	CO2-eksternalitet i kr/ton			
Prissætning af CO2-ekst.:	kr/ton	-	-	0,00	100,00	200,00	300,00
Eksternaliteter:	kr/år	-	-	0,00	1.240.428,57	2.480.857,14	3.721.285,71
Resultat. u. kap.omk.:	kr/år	4.039.278,03	4.039.278,03	4.586.062,31	5.826.490,88	7.066.919,45	8.307.348,03
Resultat:	kr/år	793.027,46	-592.146,29	-412.814,28	827.614,29	2.068.042,86	3.308.471,43
Nuværdi:	mio.kr	4,25	-6,99	-3,19	6,39	15,97	25,55
Benefit/Cost-ratio:		1,16	0,81	0,72	0,97	1,21	1,46
Tilbagebetalingstid, simpel	år	6,07	>20	>20	6,62	5,46	4,65
Tilbagebetalingstid, forrent.	år	9,06	>20	>20	8,25	6,54	5,42
Resulterende elpris	kr/MWh	276,04	331,45	352,21	378,60	404,98	431,36
Result. elpr. u. CO2-tilsk.(eft. 6 år)	kr/MWh	346,04	401,45				

**FN/BLU-HGü**

18. december 1997

(TU-011, 17.12.1997)

## **IRP97: Centrale kraftværker**

### **1. Formål**

Til kortlægningsdelen af IRP97 skal ELSAM PRODUKTION bidrage med:

- Datagrundlag for centrale kraftværker.
- Planer for ændringer af eksisterende kraftværker samt kraftværker under etablering (ombygninger, skrotninger m.v.).
- Datagrundlag for nye produktionsteknologier.
- Planer for nye kraftværker.

Ud over kortlægningen er der i IRP97 også en egentlig planlægningsdel. Denne planlægningsdel skal bl.a. vise, hvordan elsektoren opfylder miljøkrav, biomasse-pålæg m.v.

ELSAM PRODUKTION bidrager her med to skitser til, hvordan vi forventer at opfylde biomassepålægget samt en teknisk/økonomisk beskrivelse af de muligheder, vi har for at reducere NO<sub>x</sub>-emissionerne.

I nærværende notat er ELSAM PRODUKTIONS bidrag til kortlægningsdelen dokumenteret i afsnit 2. Planerne for, hvordan biomasseaftalen opfyldes, er vist i afsnit 3. SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledningerne samt muligheder for reduktioner fremgår af afsnit 4.

### **2. Kortlægningen vedrørende centrale kraftværker**

Forudsætningerne i IRP97 er, at den decentrale kraftvarme, vindmøllerne og DSM-aktiviteterne reagerer på nogle tariffer, som er beregnet ud fra langsigtede marginalomkostninger for de centrale kraftværker.

De centrale kraftværker indtager derfor en speciel rolle, idet deres produktion fastsættes ud fra en driftssimulering, hvor det forudsættes, at kraftværkerne kun skal producere forskellen mellem elbelastningen i Jylland-Fyn fratrukket produktion på vindmøller og decentrale kraftvarmeværker (herunder industriel kraftvarme).

I IRP97 indregnes der ikke den produktion på kraftværkerne, som ELSAM PRODUKTION forventer at eksportere.

ELSAM PRODUKTION skal levere data for de centrale kraftværker, som skal indgå i ELSAM SYSTEMS driftssimuleringer.

I det følgende beskrives de pågældende data.

## 2.1 Datagrundlag

De centrale kraftværker og deres vigtigste data er vist i tabel 2.1.

	Eleffekt (MW)	Varmeeffekt (MJ/S)	Idriftsat	Brændselstype	Miljøanlæg
FVO B3	269	326	1974	kul/olie/naturgas	-
FVO B7	400	477	1991	kul/olie	deSO <sub>x</sub>
MKS B1	152	-	1968	kul/olie/halm	-
MKS B2	262	-	1972	olie	-
MKS B3	356	455	1984	kul/olie	deSO <sub>x</sub>
MKS B4	350	455	1985	kul/olie	deSO <sub>x</sub>
RKE B1	45	105	1983	kul/olie	-
NVV B2	295	42	1977	kul/olie	deSO <sub>x</sub> + deNO <sub>x</sub>
NVV B3	385	400	1998	kul/olie	deSO <sub>x</sub> + deNO <sub>x</sub>
NVA B1	269	291	1973	kul/olie	-
SVS B1	100	155	1964	kul/olie	-
SVS B2	269	160	1971	kul/olie	-
SVS B3	396	450	1997	naturgas	-
SHE B3	315	85	1979	kul/olie/biomasse	deSO <sub>x</sub> + deNO <sub>x</sub>
VKE B2	245	320	1969	kul/olie	-
VKE B3	382	460	1992	kul/olie	deSO <sub>x</sub>
HERN B1	89	174	1983	kul/olie	-

**Tabel 2.1 Data for central kraftvarme.**

Ovenstående anlæg er designet til en teknisk levetid på 30 år.

Tabel 2.2 viser data for de centrale kraftvarmemarkededer.

	<b>Varmebehov</b>	
	<b>1998</b> <b>(PJ)</b>	<b>1999-2005</b> <b>(PJ)</b>
FV	11,5	11,5
Herning/Ikast	2,6	2,6
MKS/MKA	10,8	0,6 % stigning om året
NVV/NVA	5,9	Stigning med 0,02 PJ/år
Randers	2,5	2,5
SH	1,3	1,3
SV	5,8	Stigning med ca. 0,01 PJ/år
VK	4,6	4,6

*Tabel 2.2 Data for centrale kraftvarmemarkededer.*

For yderligere data henvises til "Datagrundlag 1995" (Notat SP95-151b).

Disse data er fortrolige, men ELSAM SYSTEM har adgang til dem. IRP97-resultaterne må ikke dokumenteres på en måde, så tredjepart kan rekonstruere det detaljerede datagrundlag.

## 2.2 Besluttede anlægsændringer

ELSAM PRODUKTION skal oplyse om planer for ændringer af eksisterende kraftværker samt kraftværker under etablering.

I forhold til datagrundlaget i afsnit 2.2. er der besluttet følgende anlægsændringer:

- MKS B1 skrottes den 1. april 1998.
- SVS B1 skrottes den 1. april 1998.
- SHE B3 halmkedel med 120.000 ton halm og 30.000 ton træflis idriftsættes primo 1998.
- RKE B1 får afsvovlingsanlæg ultimo 1998.

Disse anlægsændringer er ikke tilstrækkelige til, at ELSAM kan opfylde biomassepålægget år 2000 samt leve op til de strammmede NO<sub>x</sub>-kvoter i perioden 2001-2005.

ELSAM har købt 160 mio. m<sup>3</sup> naturgas per år i perioden 2000-2010. Det er endnu ikke besluttet, hvordan denne naturgasmængde skal bruges. Som beregningsforudsætning i IRP97 skal man antage, at naturgassen anvendes på FVO B3, som er forberedt for naturgas.

### **2.3 Datagrundlag for nye produktionsteknologier samt ændringer af eksisterende kraftværker**

ELSAM og ELKRAFT har udarbejdet et fælles datagrundlag for fremtidige el- og kraftvarmeproduktionsteknologier som en bilagsrapport til Energistyrelsens "Danmarks Energifremtider". I forbindelse med IRP97-arbejdet har ELSAM og ELKRAFT opdateret dette datagrundlag og bruger det som fælles forudsætning. Der henvises derfor til den opdaterede rapport, som hedder "IRP97-Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg".

På basis af dette datagrundlag samt Energistyrelsens udmeldte brændselspriser kan man beregne elproduktionsprisen for forskellige teknologier. Tabel 2.3 viser resultatet af disse beregninger for et udvalg af brændselsomlægninger på eksisterende anlæg.

	Reference (kul)	Kul → naturgas	10 % tilsatsfyring	10 % separat kedel
Investering kr./MWh		3	57	172
Drift og vedlige-hold. kr./MWh		-11	12	36
Brændsel kr./MWh		70	41	41
Reference kr./MWh	243,4			
I alt meromk. kr./MWh	0	62	110	249
CO <sub>2</sub> -skyggepris kr./ton		188	136	307

**Forudsætning: Økonomi: 15 år, 5 %**

Driften: 5.600

**Tabel 2.3 Meromkostninger ved brændselsskift på eksisterende 350 MW-kraftværker, (omkostningerne er set i forhold til den kulfyrede reference).**

Energistyrelsens brændselsprisprøgnoser afviger fra, hvordan ELSAM vurderer udviklingen i brændselspriserne. Biomassepriserne er det sted, hvor der er de største afvigelser mellem Energistyrelsens og ELSAMs prøgnoser.

Hvis man i stedet for at anvende Energistyrelsens biomassepris på 17 kr./GJ anvender den pris, ELSAM køber biomasse til (~ 35 kr./GJ), øges elproduktionsomkostningerne på biomasseanlæggene, som vist i tabel 2.4.

	Tilsatsfyring		Separat kedel	
	17 kr./GJ	35 kr./GJ	17 kr./GJ	35 kr./GJ
Investering kr./MWh	57	57	172	172
Drift og vedligehold. kr./MWh	12	12	36	36
Brændsel kr./MWh	41	196	41	196
Reference kr./MWh 243,4				
<b>I alt meromk. kr./MWh</b>	<b>110</b>	<b>265</b>	<b>249</b>	<b>404</b>
CO <sub>2</sub> -skyggepris kr./ton	136	326	307	496

**Tabel 2.4** Meromkostninger ved skift fra kul til biomasse ved forskellige biomassepriser.

Tabel 2.5 viser elproduktionsomkostninger for en række forskellige nye kraftværker, baseret på Energistyrelsens brændselsprisprøgnose. For biomasse er produktionsomkostning også vist ved markedspris på halm.

	Kombianlæg 5.600 h, 25 år	KAD 5.600 h, 25 år	CFB 50 % bio/50 % kul 5.600 h, 25 år 17 kr.      35 kr.	Landmøller 2.100 h, 20 år	Havmøller 3.300 h, 20 år
Investering	57	103	100	100	271
Drift og vedligehold.	24	43	56	56	51
Brændsel/backup	133	93	116	188	50
<b>I alt kr./MWh</b>	<b>214</b>	<b>239</b>	<b>272</b>	<b>344</b>	<b>372</b>
					<b>405</b>

**Tabel 2.5** Elproduktionsomkostninger for forskellige kraftværksteknologier (kr./MWh).

## 2.4 Planer for nye kraftværker

ELSAM PRODUKTION har ikke planer om at etablere nye kraftværksenheder i perioden 2000-2005.

ELSAM PRODUKTION mener derfor, at de i IRP97 ud meldte "sparede omkostninger" for de centrale kraftværker ikke afspejler virkeligheden.

I virkeligheden vil værdien af ny elproduktion og DSM-aktiviteter være lig med markedsprisen på el, og ab værk forventes den at være 18-20 øre/kWh i perioden frem til 2005.

## 3. Biomassepålæg

### 3.1 Indledning

ELSAMs indsats inden for biomasse er begrundet i pålægget af 6. december 1993, ifølge hvilket ELSAM pålægges at leve op til biomasseaftalen af 14. juni 1993. Biomasseaftalen er politisk bekræftet 1. juli 1997, og målet i år 2000 er fastholdt - i alt 1,4 mio. tons biobrændsel til deling mellem ELSAM og ELKRAFT.

ELSAM har arbejdet med biobrændselsanvendelse siden 1986. I 1993 blev arbejdet intensiveret, og der blev udarbejdet en udviklingsplan for biobrændselsanvendelser. ELSAM har arbejdet parallelt med tre linier: tilsatsfyring med halm i kulfyrede kedler, separat kedel til biobrændsel koblet sammen med en eksisterende kulfyret kedel og endelig et nyt kraftværkskoncept - cirkulerende fluid bed - til overvejende biobrændselsanvendelse blandet med kul.

I perioden 1986-93 er der etableret flere decentrale, helt eller delvis biobrændselsfyrede anlæg i ELSAMs område.

ELSAM har siden 1993 gennemført flere storskalaforsøg, gennemført to års demodrift på et tilsatsfyret anlæg og etableret en separat halmfyret kedel til 150.000 tons biobrændsel årligt med idriftsættelse i foråret 1998.

ELSAM fik i foråret 1997 afslag på et nyt CFB-anlæg i Århus til 300.000 tons halm og flis årligt med idriftsættelse omkring år 2001. Med det afslag vil ELSAM

ikke, uden at det tilbageværende program forceres væsentligt, kunne leve op til 14. juni-aftalens målsætning.

ELSAM har en gang årligt orienteret miljø- og energiministeren og energiordførerne i aftalepartierne om fremdriften i udbygningen med biobrændselsanlæg. Senest ved brev af 15. august 1997 og orienteringsmøde den 10. oktober 1997 i Landstingssalen på Christiansborg. Ministeren og aftalepartierne er således orienteret om, at ELSAM ikke vil nå målet i år 2000 alene ved hjælp af de to tilbageværende linier. Afhængig af, hvilken af de to tilbageværende linier der satses på/vil lykkes, vil ELSAM kunne nå ELSAMs andel af 14. juni-aftalens målsætning i perioden år 2003 til 2005.

### **3.2 ELSAMs plan**

ELSAM har parallelt arbejdet med tre udviklingslinier:

- tilsatsfyring
- CFB-teknologi
- separate kedler.

ELSAM har gennem hele forløbet opfattet tilsatsfyring som den udviklingslinie, der billigst muligt kunne sikre opfyldelse af biomassepålægget. ELSAM har ikke set langsigtede perspektiver i tilsatsfyringsteknologien.

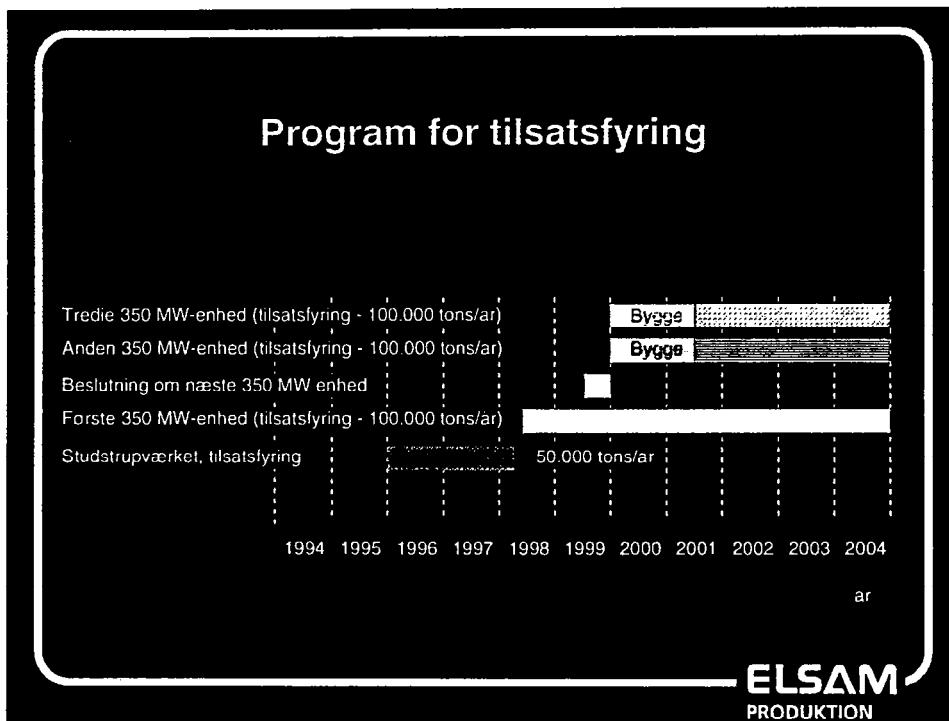
Det langsigtede perspektiv har ELSAM derimod set i CFB-teknologien. Med Energiministeriets afslag på Århusværket er ELSAMs langsigtede kul-/biomassestrategi taget af bordet.

Den tredje udviklingslinie - separate kedler - har ELSAM valgt at arbejde med, fordi den umiddelbart har nogle fordele i forhold til tilsatsfyring. Det synes at være den mest sikre her og nu løsning, men også en meget dyr løsning.

Med Energiministeriets afslag på Århusværket er der kun to udviklingslinier tilbage, og ELSAM får ikke ad den vej etableret kapacitet til afbrænding af ca. 300.000 tons biobrændsel årligt.

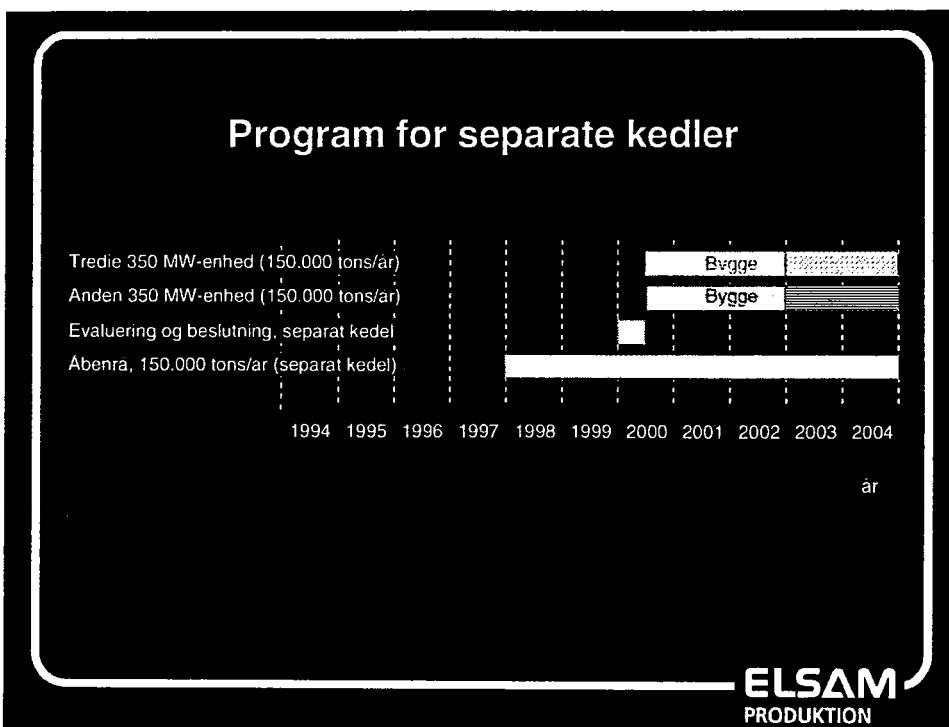
ELSAM skal således på de to tilbageværende linier indhente det tabte. Det kan ikke ske, uden at der besluttes store investeringer, inden resultaterne af de igangværende forsøg kendes.

Såfremt **tilsatsfyring** lykkes, at igangværende og forestående forsøg viser, at tilsatsfyring er vejen frem, vil vi omkring år 2002-2003 være oppe på ELSAMs andel af 14. juni-aftalen. (Jævnfør figur 3.1).



*Figur 3.1 Udbygningsforløbet frem til år 2005 ved tilsatsfyring.*

Såfremt det viser sig, at **separate kedler** er den udviklingslinie, ELSAM skal følge, vil der tidligst i år 2003 være etableret den nødvendige kapacitet. (Jævnfør figur 3.2).



*Figur 3.2 Udbygningsforløbet ved separate kedler.*

I planforløbet i IRP97 skal der anvendes følgende forudsætning m.h.t. den forudsatte udbygning med biomasse i ELSAM-området:

- Der etableres et halmanlæg på FVO B7 år 2002, der kan brænde 150.000 ton biomasse.
- Der etableres et halmanlæg på MKS B3 år 2000, der kan brænde 150.000 ton biomasse.

Ovenstående anlæg er ikke besluttet og skal kun betragtes som værende en IRP97-forudsætning.

Med hensyn til økonomien i halmanlæggene henvises til tabel 2.3 og 2.4.

Med denne beregningsforudsætning når ELSAM op på en samlet biomasseanvendelse på ca. 600.000 ton. I forhold til forpligtelsen om at brænde 1,4 mio. ton biomasse på landsplan, opfylder ELSAM ikke sin del af forpligtelsen.

ELSAM forudsætter dog, at der omkring år 2000 vil være et bedre beslutningsgrundlag m.h.t., hvor i Danmark det vil være mest økonomisk at placere det eller de sidste biomasseanlæg.

### 3.3 Teknologi og miljøforhold

For begge udviklingslinier er der en række tekniske problemstillinger/barrierer, der skal løses/overvindes, inden teknologien er moden.

For tilsatsfyring drejer det sig om NO<sub>x</sub>-emission, korrosion og industriel anvendelse af restprodukter.

For den separate kedel drejer det sig om NO<sub>x</sub>-emission, korrosion, afsætningsmuligheder for flyveaske og endelig kobling af tre kedler.

Specielt restproduktproblemstillingen er iøjnefaldende.

Ved tilsatsfyring af 150.000 tons biobrændsel genereres 87.000 tons restprodukt, og der mistes indtægt ved salg af 81.000 tons kulflyveaske.

Som situationen er i dag, vil blandingsasken ikke kunne finde industriel anvendelse. Den skal deponeres.

Ved den separate kedel genereres 150.000 tons biobrændsel 6.000 tons restprodukt, der enten kan genanvendes eller skal deponeres.

Der udestår en bekendtgørelse fra Miljøstyrelsen vedr. udspredning af bioaske på landbrugsjord - jordbrugsmæssig anvendelse.

## 4. SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissioner i årene 2000 til 2010

### 4.1 Sammenligning mellem IRP97-referencen og tidligere udmeldte SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-prognoser

SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-kvoterne fra 2001 til 2005 blev strammet væsentligt i forbindelse med Energistyrelsens afgørelse af 13. juni 1997. I kvoteafgørelsen opfordrer Energistyrelsen elværkerne til at udarbejde en samlet plan for indførelse af bedst mulig rørgrensningsteknologi på store fyringsanlæg, der i år 2010 forventes at have en årlig emission på mere end 500 ton SO<sub>2</sub> og 500 ton NO<sub>x</sub>.

I det følgende beskrives konsekvensen af stramningen i kvoterne inden år 2005. Derudover vises de årlige rensningsomkostninger ved indførelse af røgrentsnings-teknologi på alle anlæg, der udleder mere end 500 ton i år 2010.

I IRP97-reference-beregninger er emissionerne af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> beregnet for anlæg større end 25 MW<sub>el</sub> for perioden 2000 til 2005. I tabel 4.1 er de beregnede IRP97-reference-emissioner sammenlignet med emissionerne beregnet til Prognoseredegørelse 1996 og Energistyrelsens kvoteafgørelse fra 13. juni 1997.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
SO <sub>2</sub> IRP97-ref	20,5	19,8	19,8	17,0	13,0	13,4
SO <sub>2</sub> Prognose	20	20	20	20	18	18
SO <sub>2</sub> Kvote*	29	27	26	25	24	23
NO <sub>x</sub> IRP97-ref	22,9	22,3	22,4	21,5	19,9	20,1
NO <sub>x</sub> Prognose	25	25	26	26	24	25
NO <sub>x</sub> Kvote*	25	22	21	19	16	15

**Tabel 4.1 Sammenligning mellem Prognoseredegørelse 1996 og IRP97-reference (1.000 ton).**

(Emissionerne er opgivet i kt. \* Det er antaget, at ELSAM-området har 53 % af den samlede danske kvote).

De i tabel 4.1 viste emissioner er korrigteret i henhold til gældende lovgivning, hvor NO<sub>x</sub>-emissionerne skal korrigeres for udlandsudveksling, hvorimod SO<sub>2</sub>-emissionerne fra år 2000 ikke må korrigeres.

Prognoseredegørelse 1996 var baseret på IRP95-reference-beregninger. Forskellen fra IRP95-ref. til IRP97-ref. er, at elbelastningen er faldet lidt og dermed også elproduktionen (ca. 1 TWh). Derudover er der kommet lidt mere vindproduktion ind i IRP97. I IRP95 indgik MKA B1, SVS B1og MKS B2 i beregningerne.

På de decentrale værker større end 25 MW<sub>el</sub> blev der i IRP95 anvendt en generel NO<sub>x</sub>-emissionsfaktor på 200 mg/MJ for alle brændsler, mens der i IRP97 er anvendt 50 mg/MJ og 160 mg/MJ for hhv. naturgas og affald.

I IRP95 var der ikke afsvovlingsanlæg på Randers, mens der i IRP97 er idriftsat et afsvovlingsanlæg med 95 % rensning.

De beregnede IRP97-emissioner ligger derfor generelt lavere end emissionerne udmeldt i Prognoseredegørelsen 1996. Der er i forhold til prognosen 1996 større spring i de beregnede IRP97-emissioner. Dette skyldes, at IRP97-beregningerne er lavet uden antagelse af en SO<sub>2</sub>-afgift på 10 kr./kg, hvilket giver en anden produktionsfordeling end i IRP95. De ældre værker får en højere benytelsestid og dermed en højere emission. Når disse værker så skrottes, medfører det nogle høje reduktioner, idet en væsentlig produktion flyttes til værker med rensningsforanstaltninger.

#### 4.2 Reduktionsomkostninger for NO<sub>x</sub>

Konsekvensen af stramningen i de foreløbige NO<sub>x</sub>-kvoter er, at der skal idriftsættes to SCR-anlæg inden år 2005 på to 350 MW-enheder. Derudover skal der i henhold til Energistyrelsens ud melding i kvoteafgørelsen for perioden 2005 til 2010 idriftsættes yderligere to SCR-anlæg på 350 MW-enheder samt SCR-anlæg på Randers og enten både SCR- og afsvovlingsanlæg på Herningværket eller omlægning til naturgas. På Randers er det besluttet at idriftsætte afsvovlingsanlæg i år 1999.

Rensningsomkostningerne er meget afhængige af restlevetiden for blokken samt benyttelsestiden. Derudover er omkostningen afhængig af, om kraftværksblokken er forberedt for SCR-anlæg. I nedenstående tabel 4.2 er de årlige omkostninger samt omkostningen pr. kg fjernet NO<sub>x</sub> vist ved forskellige benyttelsestider og en afskrivningstid på 10 år for en blok, forberedt for SCR-anlæg. I tabel 4.3 er de tilsvarende omkostninger vist for en blok, der ikke er forberedt for SCR.

Benyttelsestid (timer/år)	Omkostning (mio. kr./år)	Omkostning (kr./kg fj. NO <sub>x</sub> )
2000	31,1	24,7
3000	31,8	16,9
4000	32,5	12,9
5000	33,2	10,6
6000	33,9	9,0

**Tabel 4.2 Rensningsomkostninger for en blok forberedt for SCR.**

Benyttelsestid (timer/år)	Omkostning (mio. kr./år)	Omkostning (kr./kg fj. NO <sub>x</sub> )
2000	41,0	30,9
3000	41,7	21,0
4000	42,4	16,0
5000	43,1	13,0
6000	43,8	11,0

**Tabel 4.3 Rensningsomkostninger for en blok ikke forberedt for SCR.**

I henhold til krav om bedst mulig rørgrensningsteknologi på alle anlæg, der udleder mere end 500 ton i år 2010, skal der som nævnt idriftsættes SCR-anlæg på Randers. På Herningværket skal der enten idriftsættes afsvovlings- og deNO<sub>x</sub>-anlæg, eller der kan omlægges fra kul til naturgas. Omkostningerne for både afsvovlung og SCR på Herning er vurderet til ca. 35 mio. kr./år, og et SCR-anlæg på Randers er vurderet til ca. 14 mio. kr./år.

### 4.3 SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissioner i IRP-planen

Som det fremgår af tabel 4.1, kan ELSAM ikke opfylde den strammeste NO<sub>x</sub>-kvote i perioden 2001-2005.

I ELSAMs IRP97 er det som beregningsforudsætning i planforløbet valgt at sætte SCR-anlæg på de to enheder, der har den højeste benyttelsestid, og som er forberedt for SCR. Antages produktionsfordelingen i IRP97-planen år 2005 bliver omkostningerne for de to første SCR-anlæg på hhv. 34 mio. kr./år eller 9,3 kr./kg fj. NO<sub>x</sub> og 32 mio. kr./år eller 14,4 kr./kg fj. NO<sub>x</sub>. Med samme antagelse vil idrift-

sættelse af SCR-anlæg på de følgende to blokke i perioden 2005 til 2010 medføre omkostninger på hhv. 43 mio. kr./år eller 15 kr./kg fj. NO<sub>x</sub> og 41 mio. kr./år eller 26,2 kr./kg fj. NO<sub>x</sub>.

Som nævnt i afsnit 3.2, gøres der endvidere i planforløbet den antagelse, at MKS B3 og FVO B7 forsynes med halmanlæg i år 2002. Det har også konsekvenser for SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledningen.

Endvidere etableres der i Plandelen nogle havmøller, som heller ikke er med i referencen. De samlede konsekvenser for SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledningen er vist i tabel 4.4. Det fremgår af tabellen, at NO<sub>x</sub>-kvoten på de 15.000 ton overholdes med de anlægsændringer, der er forudsat i planforløbet.

IRP97	2000	2001	2002	2003	2004	2005
SO <sub>2</sub>	19,4	18,7	18,4	15,6	11,7	11,9
NO <sub>x</sub>	22,7	22,3	19,4	18,5	16,5	14,7
SO <sub>2</sub> kvote*	29	27	26	25	24	23
NO <sub>x</sub> kvote*	25	22	21	19	16	15

**Tabel 4.4    IRP97-emissioner (1.000 ton).**

(Emissionerne er opgivet i kt. \* Det er antaget, at ELSAM-området har 53 % af den samlede danske kvote).

Som det ses af tabel 4.4, rummer SO<sub>2</sub>-kvoterne mulighed for eksport.

Ændres benyttelstiderne til 7.000 timer/år på alle nyere blokke i år 2005, er der udover PEs "eksport" fra EV3 på 1,575 TWh samt et eloverløb på 1,2 TWh plads i SO<sub>2</sub>-kvoten til en eksport på 8,5 TWh. Fratrækkes importen på 1,5 TWh fra Nor gesaftalen, er der altså plads til en nettoeksport på ca. 9,8 TWh.

# **Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg**

**Udgivet af Energistyrelsen maj 1995**

**Bidrag fra:**

**ELSAM**

**ELKRAFT**

**Danske Fjernvarmeverkers Forening**

**dk-Teknik**

**Dansk Gasteknisk Center a/s**

**Revideret af ELSAM og ELKRAFT December 1997, IRP97**