

Energistyrelsen · Amaliegade 44 · 1256 København K
Tlf.: 33 92 67 00 · Fax: 33 11 47 43
e-post: ens@ens.dk

www.ens.dk



Energiøkonomi & Forskning

En omkostningseffektiv
opfyldelse af Danmarks
reduktionsforpligtelse

*Dokumentation af fremskrivning
og analyser på energiområdet.*

Februar 2003

En omkostningseffektiv opfyldelse af Danmarks reduktionsforpligtelse

Dokumentation af fremskrivning og analyser på energiområdet.

Februar 2003

Energistyrelsen
Økonomi- og Erhvervsministeriet

1. Indledning	4
2. Forudsætninger om brændselspriser og emissionskoefficienter	5
3. Fremskrivning af Danmarks energiforbrug og emissioner	9
3.1. Sammenfatning	9
3.1.1. Indledning	9
3.1.2. Forudsætninger	10
3.1.3. Resultat for energiforbrug og CO ₂ -emissioner	14
3.2. Energiforbruget i husholdninger	20
3.3. Forudsætninger for erhvervene	26
3.4. Resulterende endeligt energiforbrug ekskl. Transport	37
3.5. El- og varmeproduktion	42
3.5.1. Kort beskrivelse af modellen (RAMSES)	42
3.5.2. Beregningsforudsætninger	43
3.5.3. Resultater	54
3.6. Forskelle i forhold til fremskrivningen marts 2001	64
3.7. Følsomhedsberegninger	68
4. Analyse af reduktionstiltag	70
4.1. Den anvendte metode	70
4.2. Tiltag indenfor CO ₂ -kvoter på elproduktion	72
4.2.1. CO ₂ -kvoteregulering af elsektoren	72
4.2.2. Omstilling fra kul til naturgas	88
4.2.3. Stor eldreved varmepumpe til fjernvarmeproduktion	98
4.2.4. Ombygning til storskala biomasseanlæg	102
4.2.5. Øget olieudvinding ved CO ₂ -injektion i oliefelter i Nordsøen	106
4.2.6. Deponering af CO ₂ i undergrunden	109
4.3. Andre tiltag for forsyningssektoren	112
4.3.1. Udbygning med havvindmølleparker	112
4.4. Energibesparelser	119
4.4.1. Indledning og sammenfatning	119
4.4.2. Normer for oliekedler	120
4.4.3. Normer for naturgaskedler	127
4.4.4. Normer for vinduer	134

<u>4.5. Internationale CO₂-kvoter for energitunge erhverv</u>	<u>143</u>
<u>4.6. CO₂-emissionen forbundet med indvindingen af olie og naturgas i Nordsøen</u>	<u>149</u>
4.6.1. Indledning og sammenfatning	149
4.6.2. Genindvinding af flaregas	153

1. Indledning

Et tværministerielt udvalg med deltagelse af Finansministeriet, Miljøministeriet, Økonomi- og Erhvervsministeriet, Skatteministeriet samt Udenrigsministeriet har udarbejdet rapporten "*En omkostningseffektiv klimastrategi*". I rapporten vurderes den såkaldte manko i forhold til Danmarks opfyldelse af Kyoto-protokollen, mulige nationale tiltag til opfyldelse af protokollen samt mulighederne for at inddrage de fleksible mekanismer i opfyldelsen af forpligtelsen. Rapporten danner grundlag for regeringens klimastrategi. Rapporten og klimastrategien kan findes på Finansministeriets hjemmeside på adressen www.fm.dk

I nærværende dokumentationsrapport beskrives de beregninger og analyser på energiområdet, som indgår i ovennævnte rapport.

I kapitel 2 gennemgås antagelser om brændselspriser, emissioner og værdisætning af øvrige miljøeffekter, som er lagt til grund ved analyserne.

I kapitel 3 fremlægges dokumentationen for fremskrivningen af fremtidige drivhusgasemissioner på energiområdet, excl. transport. Fremskrivningen af emissioner på energiområdet indgår i den samlede fremskrivning af Danmarks udledning af drivhusgasser, som er dokumenteret i rapporten "Denmarks Greenhouse Gas Projections until 2012". Denne rapport findes på Miljøstyrelsens hjemmeside på adressen www.mst.dk/klimastrategi. Den samlede fremskrivning ligger til grund for vurderingen af det fremtidige reduktionsbehov.

I kapitel 4 dokumenteres analyserne af de tiltag på energiområdet, som indgår i rapporten. Det har ikke inden for arbejdsgruppens tidsramme været muligt at gennemføre en økonomisk analyse af den allerede igangsatte indsats til opfyldelse af klimamålsætningen, og der er heller ikke tale om en udtømmende gennemgang af samtlige tænkelige tiltag. Dette er ikke mindst tilfældet på energibesparelsesområdet, hvor der kun er analyseret illustrative eksempler på mulige energibesparelsetiltag, og i forhold til helt nye mulige teknologier. Generelt er der fokuseret på tiltag, der kan have en væsentlig virkning i 2008-12 (den første forpligtelsesperiode i Kyoto-protokollen). Dokumentationen for analyser af reduktionstiltag på transportområdet samt andre områder end energiområdet kan findes på Miljøstyrelsens hjemmeside på adressen www.mst.dk/klimastrategi, og på Skov og Naturstyrelsens hjemmeside www.sns.dk, samt særskilt for brug af biofuels til transportformål på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk/klimastrategi.

2. Forudsætninger om brændselspriser og emissionskoefficienter

I dette kapitel beskrives de generelle forudsætninger for energipriser og emissionskoefficienter. Forudsætningerne om energipriserne er dels anvendt til energifremskrivningen i kapitel 3 og dels til de velfærdsøkonomiske beregninger i kapitel 4. Her beskrives de overordnede brændselsprisforudsætninger, som er fælles for de to sæt af beregninger. De konkrete anvendte brændselspriser dokumenteres som regel nærmere, hvor de er anvendt. Det samme gælder priserne på el og fjernvarme.

Energistyrelsen har planlagt en mere gennemgribende opdatering af brændselspris- og beregningsforudsætninger. De samfundsøkonomiske brændselspriser, der er anvendt her, er knyttet til den aktuelle problemstilling og udarbejdet til lejligheden. De skal derfor ikke fortolkes som en udmelding af reviderede brændselsprisforudsætninger.

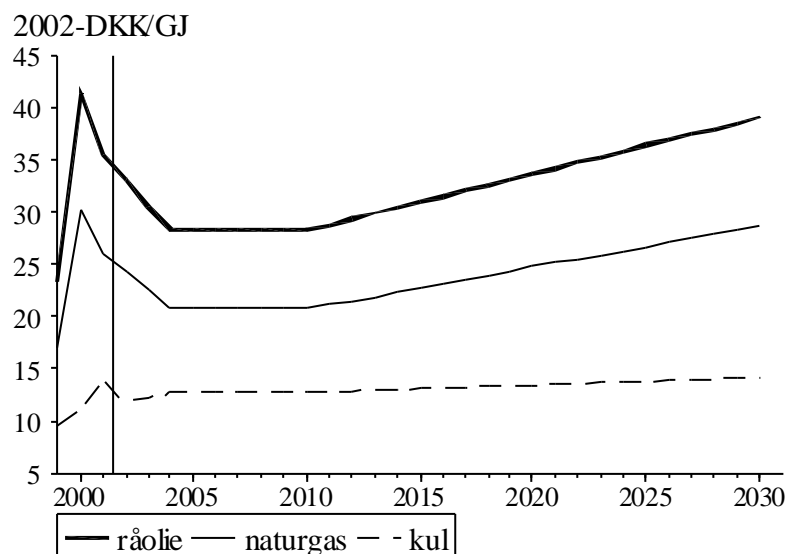
Brændselspriser

Forudsætningerne om de fremtidige olie-, kul- og gaspriser er baseret på IEA's prisantagelser fra september 2002 (*World Energy Outlook 2002*). De første år i fremskrivningen er dog modificeret for at tage højde for det aktuelle prisniveau ultimo september 2002. Det er antaget, at prisen i løbet af 1½ år returnerer til IEA's. Det vil sige en oliepris i 2000-priser på 21 \$/tønne og en kulpris på 39 \$/ton. Fra 2010 til 2030 stiger olieprisen jævnt til 29 \$/tønne, mens kulprisen gradvist stiger til 44 \$/ton. Dollarkursen antages at ligge på 7,5 i hele fremskrivningsperioden. Til de samfundsøkonomiske beregninger i kapitel 4 er der anvendt en naturgaspris som i *World Energy Outlook 2000* - dvs. at gasprisen er sat lig ca. 73% af olieprisen (i kr./GJ).

Tabel 2.1 Væksten i de reale priser på råolie, naturgas og kul i danske kroner

Årlig vækst i pct.	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Råolie/ Naturgas	-6,8	-7,9	-7,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Kul	-15,1	3,3	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Figur 2.1 Råolie-, naturgas- og kulprisfremskrivning



Ved de fleste beregninger er der til disse priser tillagt omkostninger til raffinering, transport og håndtering i Danmark afhængigt af anvendelsen. Disse priser kan ses i tabel 2.2 sammen med priser for træflis/-piller og halm, som er baseret på studier af tilvejebringelsesomkostningerne. Tillæggene er beskrevet i *Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger, juni 1999*. Tabel 2.2 angiver de samfundsøkonomiske brændselspriser, der direkte eller indirekte er anvendt i de velfærdsøkonomiske beregninger.

Tabel 2.2 Priser på fossile brændsler og biomasse

2002-kr./GJ	Naturgas abtrans-net	Kul an kraftværk	Orimulsion	Fuelolie an kraftværk	Gasolie and kraftværk	Naturgas ab net-distr	Fuelolie an værk	Træflis og -piller an værk	Halm an værk	Naturgas an forbruger	Gasolie an forbruger	Træflis og -piller an forbrug
2002	26,31	11,95	11,0	27,24	41,77	28,87	31,64	14,91	23,60	31,40	51,61	23,26
2003	24,40	12,35	11,4	25,11	38,49	26,95	29,52	14,77	23,60	29,49	48,33	23,13
2004	22,76	12,65	11,6	23,28	35,68	25,32	27,69	14,66	23,60	27,86	45,52	23,01
2005	22,75	12,65	11,6	23,26	35,66	25,30	27,68	14,53	23,60	27,84	45,50	22,88
2006	22,75	12,65	11,6	23,26	35,66	25,30	27,68	14,53	23,60	27,84	45,50	22,88
2007	22,75	12,65	11,6	23,26	35,66	25,30	27,68	14,53	23,60	27,84	45,50	22,88
2008	22,75	12,65	11,6	23,26	35,66	25,30	27,68	14,53	23,60	27,84	45,50	22,88
2009	22,75	12,65	11,6	23,26	35,66	25,30	27,68	14,53	23,60	27,84	45,50	22,88
2010	22,75	12,65	11,6	23,26	35,66	25,30	27,68	14,53	23,60	27,84	45,50	22,88
2011	23,15	12,74	11,7	23,71	36,34	25,69	28,12	14,53	23,60	28,24	46,18	22,88
2012	23,54	12,81	11,8	24,15	37,02	26,09	28,55	14,53	23,60	28,64	46,86	22,88
2013	23,94	12,89	11,9	24,59	37,70	26,49	29,00	14,53	23,60	29,03	47,54	22,88
2014	24,33	12,97	11,9	25,04	38,38	26,88	29,44	14,53	23,60	29,43	48,21	22,88
2015	24,72	13,05	12,0	25,47	39,06	27,28	29,88	14,53	23,60	29,83	48,89	22,88
2016	25,12	13,12	12,1	25,91	39,73	27,68	30,33	14,53	23,60	30,23	49,57	22,88
2017	25,52	13,21	12,2	26,36	40,41	28,07	30,77	14,53	23,60	30,61	50,25	22,88
2018	25,91	13,28	12,2	26,80	41,09	28,47	31,21	14,53	23,60	31,01	50,93	22,88
2019	26,31	13,36	12,3	27,24	41,77	28,87	31,66	14,53	23,60	31,40	51,61	22,88
2020	26,71	13,44	12,4	27,69	42,45	29,26	32,09	14,53	23,60	31,80	52,29	22,88
2021	27,10	13,52	12,4	28,13	43,13	29,65	32,53	14,53	23,60	32,20	52,96	22,88
2022	27,50	13,59	12,5	28,57	43,81	30,05	32,98	14,53	23,60	32,60	53,64	22,88
2023	27,90	13,68	12,6	29,01	44,48	30,44	33,42	14,53	23,60	32,99	54,32	22,88
2024	28,29	13,75	12,6	29,45	45,17	30,84	33,86	14,53	23,60	33,39	55,00	22,88
2025	28,68	13,83	12,7	29,89	45,85	31,24	34,31	14,53	23,60	33,79	55,68	22,88
2026	29,08	13,91	12,8	30,34	46,53	31,63	34,75	14,53	23,60	34,18	56,36	22,88
2027	29,47	13,99	12,9	30,78	47,21	32,03	35,18	14,53	23,60	34,58	57,05	22,88
2028	29,87	14,06	12,9	31,22	47,89	32,43	35,63	14,53	23,60	34,97	57,73	22,88
2029	30,27	14,15	13,0	31,67	48,57	32,82	36,07	14,53	23,60	35,36	58,40	22,88
2030	30,66	14,22	13,1	32,10	49,25	33,22	36,51	14,53	23,60	35,76	59,08	22,88

Biogas og affald er prissat til 0 kr./GJ.

Elpriser

Da Danmark deltager i det europæiske elmarked, kan den samfundsøkonomiske elpris ikke baseres på danske forhold alene. Elprisen er derfor fastsat med udgangspunkt i forventningerne til udviklingen på det nordiske elmarked, Nord Pool.

På kortere sigt forventes det, at markedsprisen vil være ret lav – 17-18 øre/kWh – da der normalt er overskud af elproduktionskapacitet i både Danmark og Nordeuropa. Den helt aktuelle høje elpris,

der skyldes ringe nedbør i Nordskandinavien, ventes at være et forbigående fænomen. I takt med at kapacitetsoverskuddet reduceres, ventes markedsprisen at stige. På længere sigt antages prisen på det nordiske elmarked at lægge sig på de langsigtede marginale produktionsomkostninger, konkret beregnet som omkostningerne på et norsk gasfyret kraftværk, som ventes at have de laveste omkostninger. Disse omkostninger ventes at være 24 øre/kWh, og prisen antages at nå dette niveau i 2012. Disse forudsætninger er bl.a. opstillet på baggrund af oplysninger fra konsulentfirmaet ECON.

I tabel 2.3 er Nord Pool-prisen vist. Prisen er den uvægtede gennemsnitspris over hele året.

Tabel 2.3 Prisen på det nordiske elmarked, Nord Pool

År	2002-kr./MWh
2002	171
2003	182
2004	173
2005	174
2006	188
2007	196
2008	204
2009	212
2010	222
2011	230
2012	240
2013	240
2014	240
2015	240
2016	240
2017	240
2018	240
2019	240
2020	240
2021	240
2022	240
2023	240
2024	240
2025	240
2026	240
2027	240
2028	240
2029	240
2030	240

Emissionskoefficienter

For CO₂ er der anvendt samme emissionskoefficienter som i energistatistikken, jf. tabel 2.4:

Tabel 2.4 Emissionskoefficienter for CO₂

	kg/GJ
Raffinaderigas	56,90
LPG	65,00
LVN	65,00
Motorbenzin	73,00
Flyvebenzin	73,00
JP4	72,00
Petroleum	72,00
JP1	72,00
Gas-/dieselolie	74,00
Fuelolie	78,00
Orimulsion	80,00
Petroleumskoks	92,00
Spildolie	78,00
Naturgas	57,25
Elværkskul	95,00
Stenkul i øvrigt	95,00
Koks	105,00
Brunkulsbriketter	97,00

Der er ved vurderingen af tiltagene ikke regnet med emissioner af drivhusgasserne CH₄ og N₂O. Ved beregningen af de samlede fremtidige danske drivhusgasemissioner har Risø dog medregnet disse. Se Risø 2002: *Denmark's Greenhouse Gas Projections until 2012, an update including a preliminary projection until 2017*.

Emissioner af SO₂ og NO_x, som ved visse tiltag værdisættes som sidegevinster, afhænger af den specifikke sammenhæng, og er derfor beskrevet under de enkelte tiltag.

3. Fremskrivning af Danmarks energiforbrug og emissioner

3.1. Sammenfatning

Dette afsnit beskriver kort Energistyrelsens energifremskrivning pr. november 2002. Sammen med en række delnotater gengivet i de følgende afsnit, der beskriver dele af forudsætningerne for og resultaterne fra fremskrivningen, udgør afsnittet den samlede dokumentation af fremskrivningen.

Som det fremgår af afsnittene nedenfor, er denne langsigtede fremskrivning baseret på en lang række antagelser om fremtiden, og dermed er den forbundet med en betydelig usikkerhed.

3.1.1. Indledning

Der er i forbindelse med arbejdet i det tværministerielle udvalg *Det koordinerende udvalg for fleksible mekanismer* opstillet en ny emissionsfremskrivning med tilhørende vurdering af den danske manko i forhold til Kyoto-aftalerne. Et væsentligt input til fremskrivningen er en fremskrivning af det danske energiforbrug (ekskl. transport), der står for ca. 58% af de samlede danske emissioner af drivhusgasser. Energistyrelsen står for denne del af fremskrivningen, og det er den, der dokumenteres her og i de følgende afsnit.

Udgangspunktet for energifremskrivningen er de eksisterende virkemidler. Ved det skal forstås, at kun vedtagen politik og meget sandsynlige private initiativer, der kan reducere CO₂-udledningen er medtaget.

Miljøstyrelsen står i spidsen for den samlede fremskrivning af emissioner og mankoberegning og er ansvarlig for, at alle delene samledes. Energistyrelsen har leveret energiforbrug for energisektoren og har videreformidlet Vejdirektoratets transportfremskrivning.

Energifremskrivningen dækker perioden 2002-2017 (for det endelige energiforbrug dog 2002-2030) og tager udgangspunkt i energistatistikken for 2001.

Energisektoren omfatter:

1. Husholdningernes endelige energiforbrug (undtagen transport)
2. Erhvervenes endelige energiforbrug (undtagen transport)
3. Energiforbrug til el- og fjernvarmeproduktion
4. Raffinaderiers eget forbrug samt gasværker
5. Nordsøens eget forbrug herunder flaring
6. Industriel kraftvarme og minikraftvarme, biogas mm.

Dertil kommer energiforbrug i transportsektoren:

7. Vejtransport
8. Øvrig transport (tog, skibe indenrigs og fly indenrigs/udenrigs)

Fremskrivningen er opstillet ved anvendelse af en række modeller og rutiner. Punkt 1 beregnes i Elmodel bolig og Varmemodel bolig, og punkt 2 i EMMA. Ramses står for beregningen i punkt 3 efter input af energiforbrug fra boligmodellerne og EMMA. Punkt 4 fremskrives mekanisk ud fra den nyeste statistik. Punkt 5 fremskrives med udgangspunkt i oplysninger fra Mærsk og opgørelser af de danske reserver af olie og gas. Punkt 6 fremskrives med udgangspunkt i de aktuelle udbygningsplaner - derefter uændret. Vejdirektoratet har leveret transportfremskrivningen (punkt 7 og 8), men Energistyrelsen har suppleret med meget simple fremskrivninger af udenrigsfart (sø og fly),

forsvarets transport og omfanget af grænsehandel. Desuden er Vejdirektoratets bud for eltog justeret til statistikkens niveau. Energistyrelsens dokumentation omfatter ikke transportfremskrivningen. Der henvises til Vejdirektoratet, 2002.

De forskellige dele af fremskrivningen er samlet i Energistyrelsens ”sammenfatningsmodel”, i hvilken det samlede bruttoenergiforbrug og de energirelaterede CO₂-emissioner kan beregnes. Udtræk fra denne er leveret til RISØ, som har beregnet emissioner fra energisektoren og tillagt emissioner fra andre sektorer - især metan og lattergas fra landbrug (se Risø, 2002). Emissionstallene nedenfor omfatter ikke CH₄ og N₂O, og kan for CO₂'s vedkommende afvige lidt fra Risøs skøn.

3.1.2 Forudsætninger

I dette afsnit gennemgås kort de vigtigste forudsætninger. Der henvises undervejs til afsnit med mere detaljeret dokumentation.

Økonomisk vækst

Fremskrivningen af produktionen fordelt på erhverv stammer fra Finansministeriets ADAM-fremskrivning i *Økonomisk Redegørelse, januar 2002*, dækkende perioden 2001-2010. For perioden 2011-2017 er der brugt tal fra *Finansredegørelse 2001*. Den årlige vækst i den danske bruttoværditilvækst ligger her på knap 2% - højest i tjenesteerhverv ekskl. den finansielle sektor og lavest i landbruget.

Table 3.1.1. Vækstforudsætning

Årlig vækst i pct.	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
BVT-vækst	1,2	1,5	2,3	1,7	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7

En nøjere redegørelse for vækstforudsætningerne findes i afsnit 3.3.

Energi priser

Fremskrivningen af olie- og kulprisen baserer sig på IEA's prisantagelser fra september 2002 (*World Energy Outlook 2002*). De første år i fremskrivningen er de dog modificeret for at tage højde for det aktuelle prisniveau. Det er antaget, at prisen i løbet af 1½ år returnerer til IEA's. Det vil sige en oliepris i 2000-priser på 21 \$/tønne og en kulpris på 39 \$/ton. Fra 2010 til 2030 stiger olieprisen jævnt til 29 \$/tønne, mens kulprisen gradvist stiger til 44 \$/ton. Dollarkursen antages at ligge på 7,5 i hele fremskrivningsperioden.

Væksten i naturgasprisen for erhverv og husholdninger er sat til at følge væksten i olieprisen. For el- og varmeproducenter følger den i de første år kulprisen, men efter 2008 olieprisen. Fjernvarmeprisen er sat til at følge en kombination af kulprisen og gasprisen

Elprisen for slutbrugerne er baseret på en række antagelser. Der er taget højde for en stigende andel af vindproduktion, faldende afregning for vindbaseret el og stigende priser på den el, som afsættes på markedsvilkår. På langt sigt er det for hovedparten af den vedvarende energi antaget, at afregningsprisen bliver markedsprisen plus 10 øre/kWh i tillæg dog tilsammen maksimalt 36 øre/kWh. Markedsprisen antages at stige fra 16-17 øre/kWh i 2002 til ca. 24 øre/kWh (i 2001-priser) om ca. 10 år. De 24 øre/kWh svarer til de langsigtede marginalomkostningerne for et nyt kraftværk. Den resulterende elpris for slutbrugerne stiger ret meget i 2002 og 2003, hvorefter den stiger mere moderat med ca. 1% årligt - altså et svagt reelt fald.

Priserne på vedvarende energi i øvrigt er blot sat konstante realt i hele fremskrivningsperioden – dvs. de følger den danske inflation.

Afgifterne på energivarer er fremskrevet uændrede bortset fra en lille stigning i 2002 som en sidste rest af pinsepakken. De fastholdes nominelt i hele fremskrivningsperioden, hvorfor deres reale værdi langsomt udhules af inflationen.

En nøjere redegørelse for prisforudsætningerne findes i afsnit 3.3.

Teknologiudvikling i erhvervene

Forskningscenter Risø har på baggrund af udviklingen de sidste 10-20 år for en række erhverv skønnet over, hvor store årlige ændringer, der har været i erhvervenes energiforbrug, udover de ændringer, der skyldes øget aktivitet og ændrede reale energipriser. Disse ændringer fortolkes som primært begrundet i teknologiske ændringer og fremskrives uændret. For erhvervene i gennemsnit er disse ændringer en stigning på ca. 0,3% årligt for elforbruget og et fald på ca. 0,2% for de øvrige energityper.

En nøjere redegørelse for teknologiforudsætningerne findes i afsnit 3.3.

Initiativer mm. for erhvervene

I fremskrivningen er der medtaget følgende initiativer og andre korrektioner for erhvervene:

- CO₂-tilbageføring 1996-2001. Tilskud på i alt 1,8 mia. kr.
- De ekstra 175 mio. kr. årligt til industrien 2000-2001
- DSM på gas og fjernvarme
- Neddrosling af stålvalseværket
- Energiaftaler i forbindelse med CO₂-afgiften
- En lille udbygning med industriel kraftvarme
- En lille udbygning med gårdbiogasanlæg

De samlede effekter på det endelige energiforbrug i erhvervene i 2010 fremgår af tabel 3.1.2.

Tabel 3.1.2. Effekt af de indregnede initiativer mm.

Initiativ	Effekt
2010	TJ
Tilskud	+960
Aftaler	-760
DSM på gas og varme	-621
IKV	-130
Gårdbiogas	-71
Stålvalseværket	-1660
I alt	-2282

De viste effekter er beregnet i forhold til den skønnede effekt i 2001, fordi det er det observerede energiforbrug i 2001, der er udgangspunkt for fremskrivningen. Grunden til den positive effekt af tilskuddene er, at tilskudsordningerne er afskaffet, og deres effekt er derfor antaget at klinge ud. I 2010 er effekten derfor mindre end i 2001.

En nøjere redegørelse for initiativforudsætningerne for erhvervene findes i afsnit 3.3.

Forudsætninger for husholdningerne

Modellerne for husholdninger er ikke baseret på økonomisk vækst og energipriser, men direkte på antagelser om udvikling i bestanden af apparater og bygninger samt deres effektivitet og brugshyppighed. Dertil kommer effekten af en række initiativer.

I fremskrivningerne af el og varmeforbrug indgår antallet af husstande og boligarealvæksten som centrale parametre. Udgangspunktet er Danmarks statistiks befolkningsprognose 2001 og Landsplanafdelingens skøn fra 2001 for udviklingstendenserne i befolkning, beskæftigelse og byggeri jf. tabel 3.1.3.

Tabel 3.1.3. Indeks over husstands- og boligarealvækst i Danmark

År	Husstande	Boligareal
2001	100	100
2005	102	102
2012	106	107
2030	114	117

Elforbrug i husholdningerne

Elforbruget i husholdningerne er fremskrevet med Elmodel-bolig version 3.1 med datagrundlag fra omnibusundersøgelsen oktober/november 2000.

I beregningerne er forudsat, at for hårde hvidevarer bliver apparater med energiforbrug svarende til de bedste på markedet i dag, gennemsnitlige i 2030, mens der forudsættes en mindre effektivitetsforbedring som følge af øget fokus på standby forbrug for forbruger- og kontorelektronik. Madlavningsudstyr som elbageovne, kogeplader og mikrobølgeovne og udstyr til varmeanlæg, cirkulationspumper og elforbrugende komponenter i naturgasfyr og oliefyr, forudsættes at blive lidt mere energieffektive ved naturlig udvikling, mens der ikke forventes opnået yderligere teknologiske besparelser for glødepærer, lysstofrør og energisparepærer. Tendensen at der bliver flere og flere apparater og flere nye apparattyper i husholdningssektoren, betyder imidlertid at effektivitetsforbedringerne overstiges.

Fremskrivning af husholdningernes elforbrug frem til 2030 omfatter virkningen af følgende initiativer:

- Elsparefondens aktiviteter vedrørende apparater
- EU's obligatoriske energimærkningsordning
- Energipilen/standby forbrug
- DSM

Varmeforbrug i husholdningerne

Varmeforbruget i husholdninger er fremskrevet i Varme-modelbolig, som er en bottom-up model, der beskriver udviklingen i energiforbruget til rum- og brugsvandsopvarmning i hhv. eksisterende boliger og i nybyggeri fordelt på brændslerne olie, naturgas, koks vedvarende energi, elvarme, fjernvarme og bygas. Som input til beregningerne indgår antallet af forsyningskonverteringer i eksisterende bygninger, den naturlige udvikling i effektivitetsforbedringer og virkningsgrader for hhv. eksisterende og nye bygninger og varmesystemer, boligarealvæksten og forsyningsfordelingen i nybyggeri.

Fremskrivning af husholdningernes varmekonsum indeholder følgende initiativer mht. brændselsomlægninger:

- Elsparefondens elvarmekonverteringer
- Omstilling pga. tilslutningspligt
- Omstilling fra gasolie til naturgas og fjernvarme

Elsparefonden forventes årligt at omstille 2000 elopvarmede bygninger frem til 2008. Beregningerne omfatter endvidere følgende energibesparelsesinitiativer:

- Energimærkning af store og små bygninger
- DSM aktiviteter i fjernvarme- og naturgasselskaber

En nærmere redegørelse for husholdningers energiforbrug findes i afsnit 3.2.

Forudsætninger for forsyningssektoren

Produktionen af fjernvarme antages at følge den danske efterspørgsel, mens produktionen af el primært er bestemt af de økonomiske betingelser for producenterne givet produktionskapaciteten. Hvis elprisen på det nordiske marked overstiger produktionsomkostningerne for et givet værk, eksporteres den strøm, som ikke kan afsættes i Danmark. De eksisterende CO₂-kvoter for elproducenterne antages beregningsteknisk at bortfalde fra 2004. Også brændselsammensætningen bestemmes af priserne på de forskellige brændsler. Der tages højde for, at en del el og fjernvarme produceres forenet.

Antagelserne om udbygning med produktionskapacitet er:

- Centrale og decentrale anlæg
 - Der regnes ikke med nogen betydende udbygning af værker før 2010, men en vis overgang til fyring med biomasse og affald
 - Om ca. 10 år er adskillige kondensværker modne til skrotning
 - Fra 2012 forventes reservekapaciteten at nærme sig 15%, og der er regnet med at markedet herefter vil udbygge kapaciteten med en blanding af naturgas- og kulfyrede værker.
 - Der bliver en udbygning med kraftvarmeværker i perioden 2013-16 på i alt ca. 3000 MW til erstatning for de anlæg, der skrottes.
- Vindmøller
 - Ingen ny havvindmøller efter Horns Rev og Rødsand i 2003
 - Moderat stigning i kapaciteten 2001-3 i form af erstatningsmøller (på land)
 - 290 MW nye landvindmøller i 2002. I 2003-7 forventes ingen udbygning. Derefter moderat udbygning, fordi det med det antagede pristillæg for VE bliver rentabelt.
- Solceller og bølgekraft: Ingen målbar udbygning antaget.

En nøjere redegørelse for forudsætningerne for forsyningssektoren findes i afsnit 3.5.

Øvrige forudsætninger

Nordsøen

Der er taget udgangspunkt i en femårs-prognose fra Mærsk Olie og Gas, og de vedtagne og planlagte feltudbygninger pr. 1. juni 2002 er indregnet. Der er ikke indregnet effekter af eventuelle energieffektiviseringer eller eventuelle skærpede miljøkrav – f.eks. krav om reduceret flaring.

I 2001 blev der flaret 271 mio. m³ og fyret med 604 mio. m³ gas i Nordsøen. I 2010 forventes disse mængder at være 251 mio. m³ og 1093 mio. m³. Efter 2012 ventes mængderne at begynde at falde på grund af faldende udvinding.

Raffinaderier og bygasværker

Disse antages at fortsætte på samme niveau som i 2001.

Industriel- og minikraftvarme

Der forventes en meget lille udbygning i år og næste år og derefter stilstand. Kun ca. 8 MW udbygning fra igangværende projekter er medregnet.

Gårdbiogas

Der regnes med en stigning i produktionen af biogas med en stigning i eleffekten over perioden 2002-4 på 8 MW til følge. Varmeproduktionen fra biogassen antages at fortrænge fyringsgasolie. Efter 2004 regnes ikke med udbygning.

3.1.3 Resultater for energiforbrug og CO₂-emissioner

Det endelige energiforbrug

Det samlede endelige energiforbrug stammende fra boligmodellerne og EMMA fremgår nedenfor, hvor det er er stillet op overfor skønnet fra Energistyrelsens forrige fremskrivning fra marts 2001.

Tabel 3.1.4. Endeligt energiforbrug i den ny fremskrivningen og fremskrivningen marts 2001

PJ	2001	2005		2010	
	Klima-korrigeret	Marts 2001	Ny fremskrivning	Marts 2001	Ny fremskrivning
Husholdninger	187	184	187	180	185
Offentlig service	24	26	24	27	24
Privat handel og service	56	56	60	59	67
Vareproducerende erhverv	169	159	177	161	193
I alt ekskl. transport	436	425	448	428	470
Indenlandsk transport	164	174	173	178	184
Udenrigsfly og forsvarets transport	35	45	40	53	47
I alt inkl. transport	635	644	661	659	700

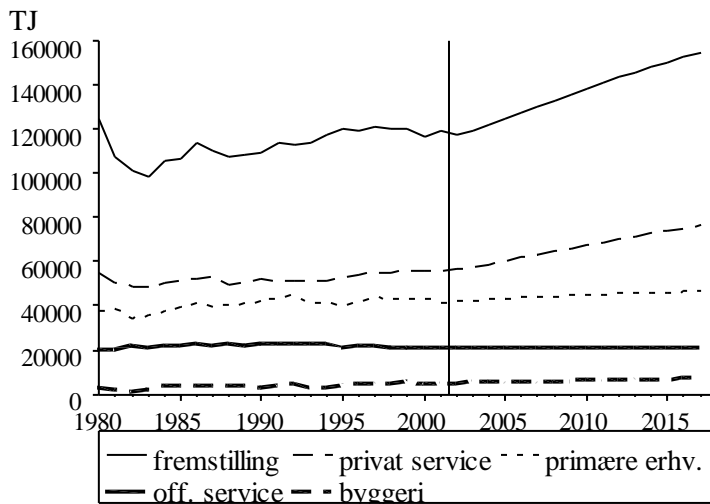
Note: Tallene for 2001 stammer fra Energistatistik 2001 og omfatter kun forbrug til energiformål. Transportfremskrivningen er Vejdirektoratets fra september 2002.

Sammenlignet med i sidste års fremskrivning er væksten i det fremtidige energiforbrug væsentligt større i den nye fremskrivning. Det gælder dog ikke for husholdninger og den offentlige sektor. Forventningen om et højere energiforbrug i produktionserhverv og i privat handel og service skyldes mange forskellige faktorer. Heriblandt en forventning om lidt større økonomisk vækst i de vareproducerende erhverv, bortfaldet af en række tilskudsordninger til især energibesparelser i industrien, opdatering af beregningsforudsætningerne om teknologisk betingede effektiviseringer i erhvervene, lavere reale afgifter (i kraft af skattestoppet regnes ikke længere med, at energiafgifterne følger inflationen) samt en række øvrige tekniske opdateringer og justeringer i metoderne og mø-

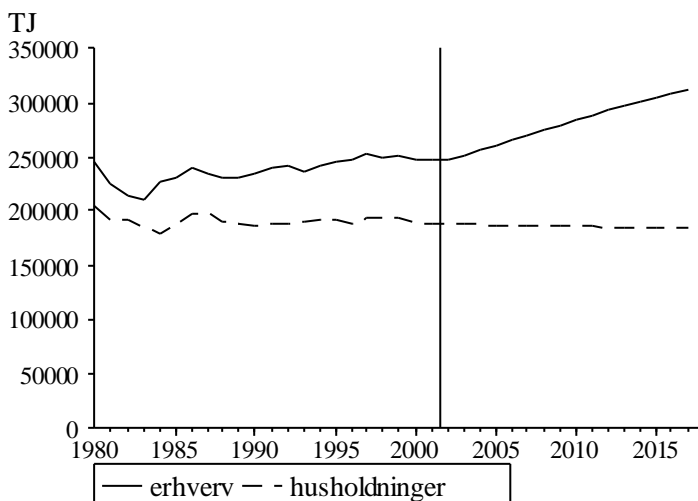
dellerne bag fremskrivningen. Endelig er udgangsniveauet for energiforbruget hævet som følge af, at det observerede energiforbrug i 2001 er noget højere end forudsat i forbindelse med udarbejdelsen af den sidste fremskrivning.

En detaljeret dekomponering af ændringerne i det endelige energiforbrug i forhold til den gamle fremskrivning kan findes i afsnit 3.4.

Figur 3.1.1. Endeligt energiforbrug fordelt på erhverv, klimakorrigeret



Figur 3.1.2. Endeligt energiforbrug ekskl. transport fordelt på husholdninger og erhverv, klimakorrigeret



Forbrugets fordeling på forskellige typer energi forventes kun at ændre sig lidt. Der er stigninger indenfor de fleste energivarer. Forbruget af el og gas ventes at stige mest - gas på bekostning af olieprodukter i den første del af fremskrivningsperioden. Det er primært en følge af en fortsat overgang fra oliefyr til gas og fjernvarme i husholdningerne.

Tabel 3.1.5. Endeligt energiforbrug (ekskl. transport). Fordeling på energityper

PJ	2001	2005	2010
El	118	120	129
Olieprodukter	96	94	97
Kul og koks	11	11	13
Gas	78	82	87
Fjernvarme	104	109	112
Vedvarende energi	30	31	32
I alt	436	448	470

Note: Tallene for 2001 stammer fra Energistatistik 2001. Tallene omfatter kun forbrug til energiformål.

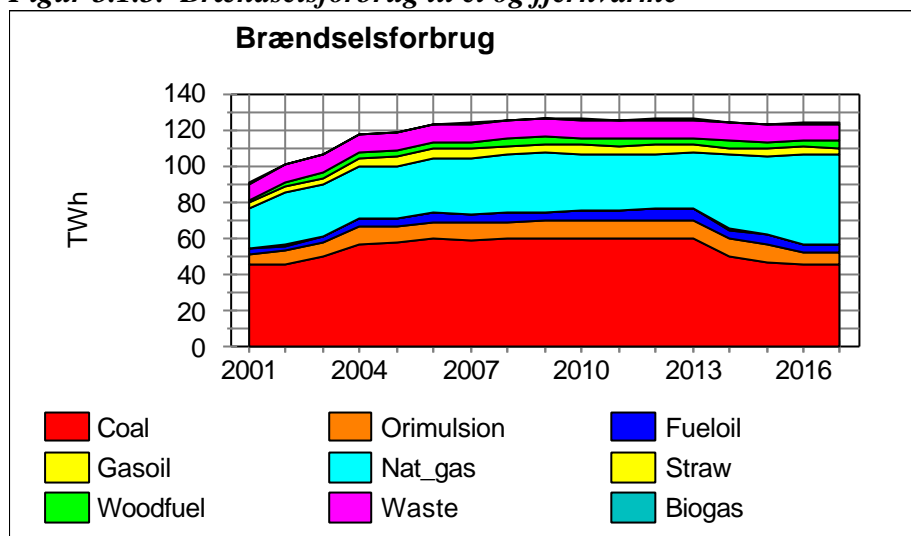
I afsnit 3.4 er det resulterende endelige energiforbrug ekskl. transport beskrevet.

Forsyningssektorens processer og brændselsforbrug

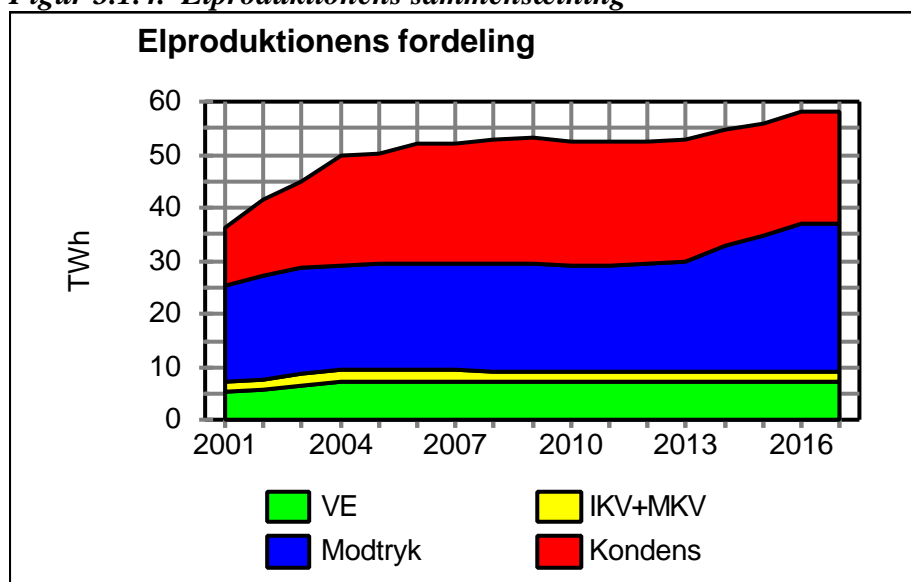
Den del af det endelige energiforbrug, der finder sted i form af fjernvarme, el eller bygas, produceres ved en række forskellige processer og brændsler. Produktionen af fjernvarme og bygas følger blot den danske efterspørgsel, og brændselsfordelingen er nogenlunde konstant i fremskrivningsperioden. Brændselsforbruget i forsyningssektoren er beregnet med Ramses, som dog ikke dækker industriel kraftvarme og minikraftvarme.

For elproduktionen sker der derimod flere andre ting. For det første stiger eksporten af el meget, fordi kvoteordningen er antaget at bortfalde fra 2004, og fordi elprisen på det nordiske marked stiger. Eksporten ligger i det meste af perioden efter 2003 på omkring 14 TWh eller 50 PJ. Stigningen sker på kondensværker (ren elproduktion), der primært fyrer med kul. For det andet bliver en del af disse værker skrottet fra omkring 2012 og erstattet af nye modtryksværker (med både el- og fjernvarmeproduktion), der også fyrer med naturgas, og som er mere effektive end de gamle. Det medfører et lidt lavere brændselsforbrug, men især et brændselskift over mod naturgas med væsentlig lavere CO₂-indhold end kul, jf. figur 3.1.3.

Figur 3.1.3. Brændselsforbrug til el og fjernvarme



Figur 3.1.4. Elproduktionens sammensætning



I store træk ligner den nye udvikling i forsyningssektoren frem til 2012 Energistyrelsens fremskrivning fra marts 2001. Elproduktionen er omtrent den samme, men forbruget af affald, naturgas og kul stiger dog hurtigere i den nye fremskrivning, mens vindudbygningen er langsommere. Stigningen i gas og kul skyldes lavere prisantagelser for disse brændsler end i marts 2001, og det gør det mere attraktivt at producere el til eksport end før. Desuden er skrotningstakten lidt langsommere. De færre vindmøller modsvarer til gengæld stigningen i de konventionelle værkers produktion. Endelig medfører et større fjernvarmeforbrug et større brændselsforbrug. Det større danske elforbrug og den uændrede elproduktion i den nye fremskrivning medfører, at der bliver lidt mindre el til overs til eksport.

I 2010 er brændselsforbruget i forsyningssektoren 9 PJ eller 8% større end i fremskrivningen fra marts 2001, mens CO₂-emissionen er 1,9 mio. ton eller 6% større.

I afsnit 3.5 er energiforbruget forbundet med produktion af el og fjernvarme nærmere beskrevet.

Bruttoenergiforbrug

Det samlede bruttoenergiforbrug findes som summen af forbruget ved fremstilling af el, fjernvarme og naturgas, forbruget ved raffinering af olieprodukter og det direkte energiforbrug i erhverv og husholdninger (inkl. transport). De fleste af disse komponenter stiger frem til 2010, hvorfor bruttoenergiforbruget udviser en ret kraftig stigning især i de første år. Men det skyldes altså blandt andet en kraftigt stigende eleksport. I 2010 er stigningen i forhold til 2001 25%.

Tabel 3.1.6. Bruttoenergiforbrug, ukorrigeret

PJ	2001	2005		2010	
		Marts 2001	Ny fremskrivning	Marts 2001	Ny fremskrivning
Olieprodukter	366	387	392	395	421
Naturgas	194	224	243	219	253
Kul og koks	175	220	218	221	229
Vedvarende energi	96	123	131	133	133
I alt	831	954	984	968	1036
- eleksport	2	60	50	62	49

Note: Tallene for 2001 stammer fra Energistatistik 2001

I forhold til fremskrivningen fra marts 2001 er der er væsentligt større energiforbrug. I 2010 er det 7% større i den nye fremskrivning.

CO₂-emissioner fra energi

På baggrund af bruttoenergiforbruget og CO₂-emissionskoefficienter hørende til de enkelte brændsler kan den energirelaterede danske CO₂-udledning beregnes. Stigningen fra 2001 til 2010 er på 23%. Det er lidt mindre end stigningen i bruttoenergiforbruget, fordi det er forbruget af naturgas med relativt lave emissionskoefficienter, der stiger mest.

Tabel 3.1.7. Energirelaterede CO₂-emissioner, ukorrigerede

Mio. tons	2001	2005		2010	
		Marts 2001	Ny fremskrivning	Marts 2001	Ny fremskrivning
Olieprodukter	26,1	27,7	28,1	28,2	30,3
Naturgas	11,1	12,8	13,9	12,4	14,5
Kul og koks	16,7	20,9	20,7	21,0	21,8
Vedvarende energi	-	-	-	-	-
I alt	53,9	61,3	62,8	61,7	66,5
- heraf til eleksport	0,3	12,6	10,3	12,9	9,9

Note: Tallene for 2001 stammer fra Energistatistik 2001. Der er ikke regnet med emissioner fra plastaffald. Tallene i fremskrivningsperioden kan ikke umiddelbart sammenlignes med Risøs.

I forhold til fremskrivningen fra marts 2001 er der betydeligt større CO₂-emissioner. I 2008-12 er de 4,8 mio. tons eller 8% større i den nye fremskrivning. De 4,8 mio. tons fordeler sig på sektorer som følger:

Tabel 3.1.8. Forøgelse af ukorrigeret CO₂-udledning i 2008-12 forhold til fremskrivningen marts 2001

Mio. tons	2010
Husholdninger ekskl. el og fjernvarme	-0,1
Erhverv ekskl. el og fjernvarme	1,5
El og fjernvarme	2,0
Transport ¹	0,7
Nordsøen	0,7
I alt	4,8

Kilde: Risø

¹ Heraf skyldes ca. 0,3 mio. tons et nyt skøn for grænsehandlen med diesel.

Forskellene er nærmere beskrevet i afsnit 3.6.

Følsomhedsberegninger

Energifremskrivningen er som nævnt behæftet med en betydelig usikkerhed. For at illustrere dette er der udarbejdet fem fremskrivninger under alternative forudsætninger om økonomisk vækst og oliepriser samt prisen på el på det nordiske marked. Kørslerne illustrerer kun variationsområdet for disse få antagelser givet de anvendte modeller - ikke modellernes eller den samlede fremskrivnings usikkerhed. Da transport ikke er omfattet af Energistyrelsens fremskrivninger, er det heller ikke tilfældet for disse følsomhedsberegninger.

De alternative antagelser er stillet overfor de centrale antagelser, som er en økonomisk vækst på ca. 2% p.a., en oliepris til 2010 på 21\$ per tønde, en dollarkurs på 7,5 og en elpris på 21,8 øre/kWh i 2001-priser.

Tabel 3.1.9. De fem alternative antagelser og deres effekt på CO₂-emissionerne i 2010

Mio. tons	2010
1% højere økonomisk vækst årligt	1,5
1% lavere økonomisk vækst årligt	-1,4
Højere oliepris og dollarkurs: 30\$ pr. tønde og kurs på 8,0	-2,5
Lavere oliepris og dollarkurs: 15\$ pr. tønde og kurs på 6,5	2,5
Lavere elpris på det nordiske marked (Nord Pool): 17,1 øre/kWh i 2010	-1,9

De samlede (ukorrigerede) energirelaterede CO₂-emissioner i 2010 er i fremskrivningen skønnet at være ca. 66,5 mio. tons. En kraftig ændring i oliepris og dollarkurs kan altså ændre dette skøn med knap 4% (ekskl. effekten på transporten).

I afsnit 3.7 står der lidt mere om følsomhedsberegningerne.

3.2. Energiforbruget i husholdninger

Fremskrivningerne af husholdningernes el- og varmeforbrug er baseret på forventningerne til den naturlige teknologiske og samfundsmæssige udvikling samt vurderinger af eksisterende og lovfæstede planlagte initiativer.

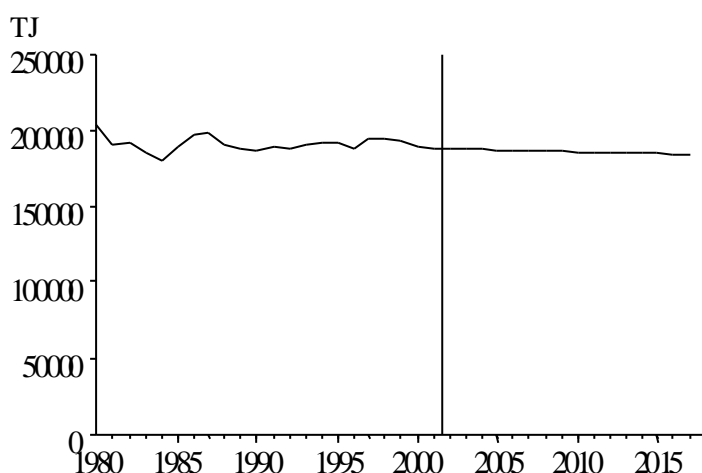
I fremskrivningerne af el og varmeforbrug indgår antallet af husstande og boligarealtilvæksten som centrale parametre. Med udgangspunkt i Danmarks Statistiks befolkningsprognose 2001 og Landsplanafdelingens ”Statslig udmelding til regionsplanrevision 2001, bilag 1 Regionale udviklingstendenser i befolkning, beskæftigelse og byggeri” forudsættes befolknings-, husstands- og boligarealvæksten i Danmark at udvikle sig som vist i tabel 3.2.1 i perioden 2001 til 2030. Det ses, at stigende befolkningstal samt en vurderet svag tendens til mindre husholdningsstørrelser betyder et stigende antal husstande samt en nettotilvækst i boligarealet.

Tabel 3.2.1. Indeks over husstands- og boligarealvækst i Danmark

År	Husstande	Boligareal
2001	100	100
2005	102	102
2012	106	107
2030	114	117

Figur 3.2.1 viser udviklingen i det samlede energiforbrug i husholdninger i Danmark i perioden 1980 til 2030. Oplysningerne om energiforbrug til og med 2001 er fra Energistatistik 2001, mens tallene i perioden 2002 til 2030 er beregnede tal.

Figur 3.2.1. Samlet energiforbrug i husholdninger



Det samlede energiforbrug forventes at falde 1,2% i perioden 2002-2012. Faldet skyldes primært omlægning fra kul, koks, petroleum, brænde, og olie til naturgas og fjernvarme samt varmebesparelser i eksisterende bygninger.

I nedenstående tabel 3.2.2 vises udviklingen i hhv. varmeforbrug, elforbrug samt reduktionen i det samlede energiforbrug i forhold til niveauet i 2001. Det ses, at varmeforbruget falder i hele perio-

den, mens elforbruget til apparater falder frem til 2005 og derefter er stigende frem til 2012. Udviklingen i varmemeforbrug og elforbrug er nærmere beskrevet nedenfor i afsnittene Elforbrug i husholdninger og Varmeforbrug i husholdninger.

Tabel 3.2.2. Samlet energiforbrug fordelt på varme og el, klimakorrigeret

TJ	Varmeforbrug	Elforbrug	Energiforbrug i alt	Ændring ift. 2001		
				Varme	El	Energi i alt
2001	158.930	28.418	187.348	–	–	–
2005	158.010	28.722	186.732	-0,6%	1,1%	-0,3%
2012	155.685	29.419	185.104	-2,0%	3,5%	-1,2%

Varmeforbruget er sænket i forhold til varmemodellens skøn grundet global opvarmning, jf. afsnit 3.3.

De ovenstående tal for energiforbruget er tilpasset Energistatistik 2001. I de følgende afsnit er dette ikke tilfældet, da denne del af fremskrivningen blev udarbejdet før der forelå tal for 2001. Bortset fra korrektionen af varmemeforbruget grundet global opvarmning, er vækstraterne bevaret.

Elforbrug i husholdninger

Elforbruget i husholdningerne er fremskrevet med Elmodel-bolig version 3.1 med datagrundlag fra omnibusundersøgelsen oktober/november 2000. Modellen er en bottum-up model, hvor centrale input er antal husstande, antal apparater per husstand, brugshyppigheder, dækningsprocenter, specifikt energiforbrug for nye apparater, specifikt energiforbrug for eksisterende apparater samt salgstal for apparaterne.

I beregningerne er forudsat, at for hårde hvidevarer bliver apparater med energiforbrug svarende til de bedste på markedet i dag, gennemsnitlige i 2030, mens der forudsættes en mindre effektivitetsforbedring som følge af øget fokus på standby forbrug for forbruger- og kontorelektronik. Madlavningsudstyr som elbageovne, kogeplader og mikrobølgeovne og udstyr til varmeanlæg, cirkulationspumper og elforbrugende komponenter i naturgasfyr og oliefyr, forudsættes at blive lidt mere energieffektive ved naturlig udvikling, mens der ikke forventes opnået yderligere teknologiske besparelser for glødepærer, lysstofrør og energisparepærer. Tendensen at der bliver flere og flere apparater og flere nye apparatyper i husholdningssektoren betyder imidlertid, at effektivitetsforbedringerne overstiges.

Fremskrivning af elforbruget frem til 2030 indeholder endvidere følgende initiativer:

1. Elsparfondens aktiviteter vedr. apparater
2. DSM aktiviteter

Husholdningernes elforbrug er ca. 10 TWh per år inkl. elforbrug til rumopvarmning. Heraf udgør elforbruget til elapparater ca. 8,2 TWh (2001).

Tabel 3.2.3 viser udviklingen i dækningsgraden for udvalgte husholdningsapparater. Dækningsgraden er udtryk for, hvor stor en procentdel af husholdningerne, der har apparatet. En dækningsgrad der er større end 100% betyder, at husholdningerne i gennemsnit har mere end et af det pågældende apparat.

Af tabellen ses, at antallet af mange af de mest energiforbrugende apparatyper i husholdningerne har været stigende op gennem halvfemserne. Nogle apparatyper, f.eks. vaskemaskine, video, køle/fryse apparater findes i stort set alle husstande, men også opvaskemaskinen og tørretumbleren

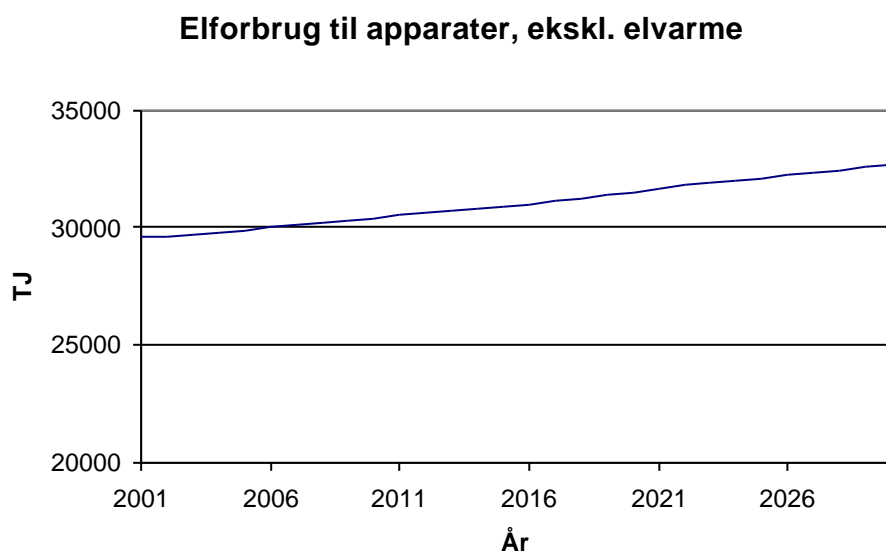
findes efterhånden i mange husholdninger. Derudover er der kommet nye apparatgrupper til såsom ISDN, ADSL, opladere til mobiltelefoner, set-top bokse mv. Endvidere bemærkes det, at stigningen i dækningsgrad indenfor forbrugerelektronik er særlig stor.

Tabel 3.2.3. Udvikling i dækningsgrad for udvalgte husholdningsapparater (tal for 1990, 1998 og 2000 er fra omnibusundersøgelser), pct.

Elapparat	Dækningsgrad			Stigning fra 1990 til 2000
	1990	1998	2000	
Cirkulationspumpe	33	29	29	-12
TV	106	145	144	36
Kombiskab	38	48	43	13
Køleskab m/u frostboks	65	63	64	-2
Lyskilder-glødepære	1906	1669	1545	-19
Lyskilder-lavenergi	82	262	363	343
Frysere	61	63	69	13
Opvaskemaskine	27	44	46	70
Tørretumbler	21	38	41	95
Vaskemaskine	66	74	75	14
PC	11	60	68	518
Bærbar PC	-	9	17	-
Video	37	84	87	135

Fremskrivningen for udvikling i elforbruget i perioden 2001 til 2030 er vist i figur 3.2.2. Elforbruget er angivet ekskl. elvarme.

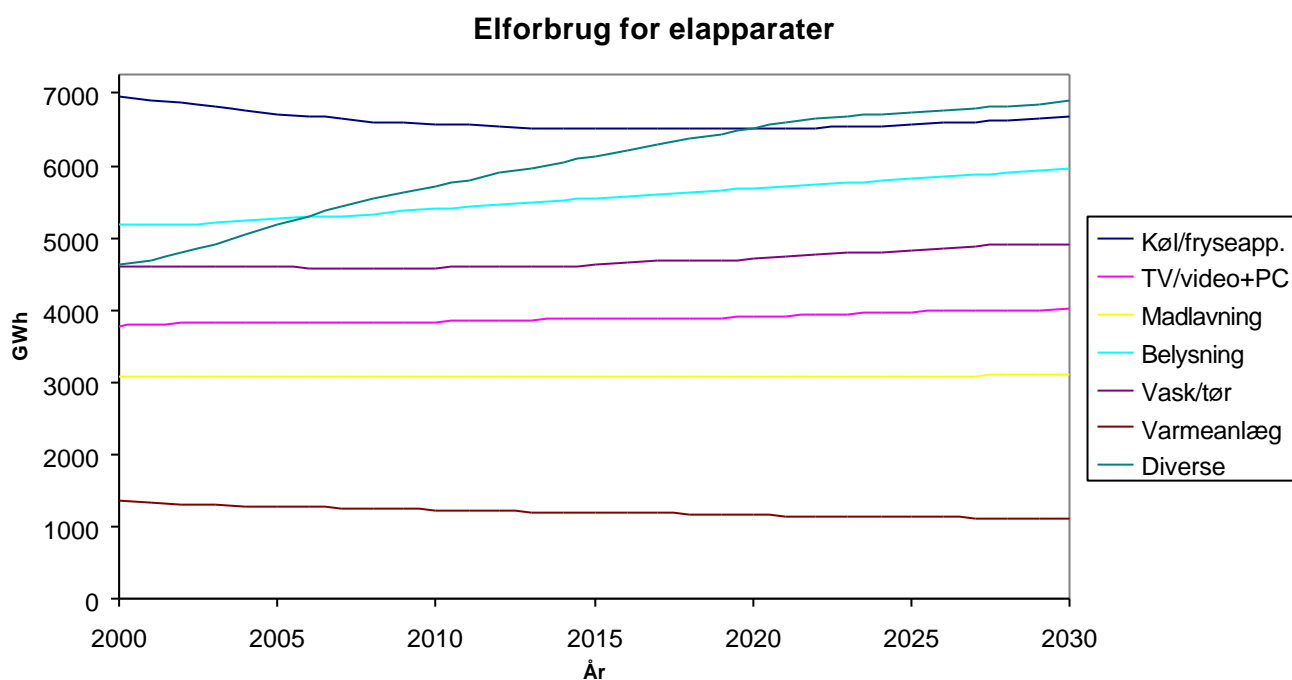
Figur 3.2.2. Elforbrug til apparater i husholdningerne



Figur 3.2.2 viser en stigning i elforbruget som følge af at det øgede antal elapparater i husholdningerne ikke modsvares af de eksisterende initiativer samt de effektivitetsforbedringer, der sker ved den naturlige teknologiske udvikling.

Figur 3.2.3 viser elforbrug fordelt på apparatgrupper. Gruppen Diverse, som omfatter småapparaterne som batteriopladere, settop bokse, dekodere, parabolantennner, tyverialamer, ADSL mm., forventes at udgøre en stigende del af forbruget. Tilsvarende ses at grupperne køle/fryseapparater og varmeanlæg (cirkulationspumper, blæsere mm.) forventes at udgøre en stadig mindre del af elforbruget.

Figur 3.2.3. Elforbrug fordelt på apparatgrupper



Samlet elforbrug for de væsentligste apparatgrupper vises i tabel 3.2.4. I tabellen ses, at elforbruget i gruppen Diverse forventes at stige 25% fra 2000 til 2012 pga. øget brugshyppighed samt øget dækningsprocent for forbrugerelektronik og diverse småapparater i husholdningerne og udgør dermed ca. 20% af elforbruget i 2012. Elforbruget til PC'ere forventes at stige kraftigt i perioden, da brugshyppigheden og dækningsprocenten vurderes at stige ganske betydeligt. Den eksisterende EU-energimærkning og forventede revisioner af ordningen for hårde hvidevarer forventes fortsat at påvirke apparaternes energieffektivitet positivt. Elforbruget til madlavning er nogenlunde konstant. Elforbruget til vask/tør påvirkes dels af øget energieffektivitet og fornuftigere vaskeadfærd og dels af forøgelsen af antallet af vaskemaskiner, opvaskemaskiner og tørretumblerne i husholdningerne. Elforbruget til Belysning stiger omkring 5% som følge af en lille stigning i antallet af lyskilder.

Tabel 3.2.4. Udvikling i elforbrug (TJ) fordelt på apparatgrupper

År	Køl/fryse-apparater	TV/video + PC	Madlavning	Belysning	Vask/tør	Varmeanlæg	Diverse
2001	6901	3787	3076	5182	4605	1325	4683
2005	6716	3830	3074	5246	4574	1267	5168
2012	6535	3843	3086	5459	4587	1206	5875
2030	6658	4014	3102	5950	4912	1106	6876

Varmeforbrug i husholdninger

Varmeforbruget i husholdninger er fremskrevet i Varme-modelbolig, som er en bottom-up model, der i et Excel-regneark beskriver udviklingen i energiforbruget til rum- og brugsvandsopvarmning i hhv. eksisterende boliger og i nybyggeri fordelt på brændslerne olie, naturgas, koks vedvarende energi, elvarme, fjernvarme og bygas. Som input til beregningerne indgår antallet af forsyningskonverteringer i eksisterende bygninger, den naturlige udvikling i effektivitetsforbedringer og virkningsgrader for hhv. eksisterende og nye bygninger og varmesystemer, boligarealtilvæksten og forsyningsfordelingen i nybyggeri.

Fremskrivning af husholdningernes varmeforbrug indeholder følgende initiativer mht. brændselsomlægninger:

- Elsparefondens elvarmekonverteringer
- Omstilling pga. tilslutningspligt
- Omstilling fra gasolie til naturgas og fjernvarme

Beregningerne er endvidere omfattet af følgende energibesparelsesinitiativer:

- Energimærkning af store og små bygninger
- DSM aktiviteter i fjernvarme- og naturgasselskaber

Elsparefonden forventes årligt at omstille 2000 elopvarmede bygninger frem til 2008.

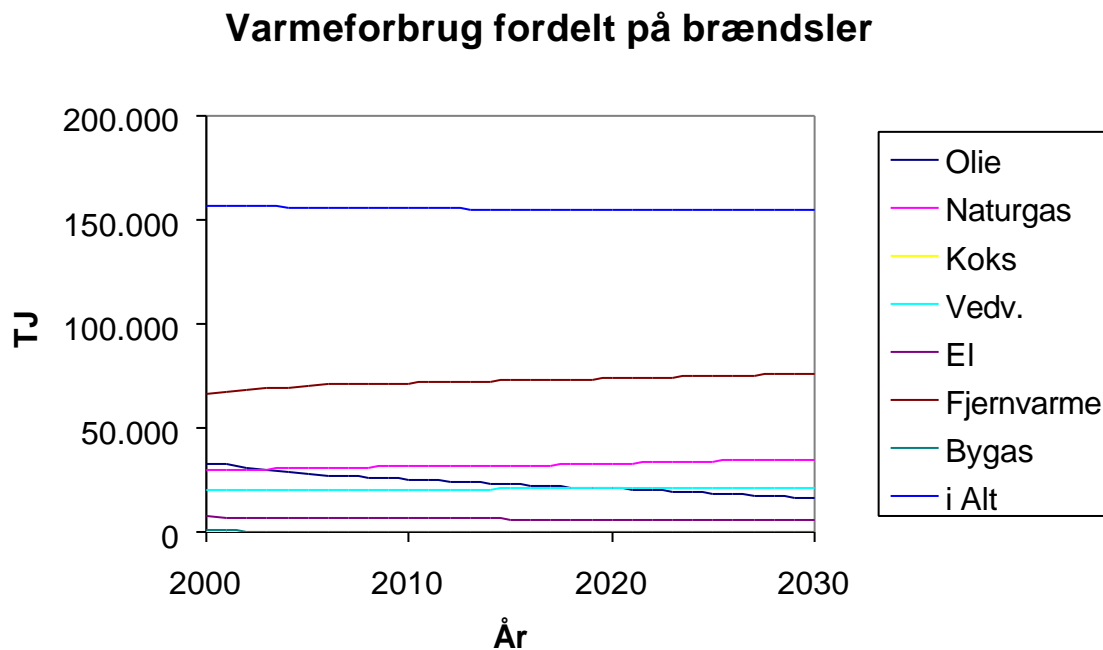
Udviklingen i energiforbrug i bygninger med tilslutningspligt til kollektive forsyningsformer inden 2011 er beregnet på grundlag af oplysninger om nettovarmebehov og forsyning fra BBR. BBR oplysningerne er endvidere benyttet til at skønne antallet af omstillinger fra olie til fjernvarme og naturgas i områder, der er udlagt til dette.

Andelen af kondenserende gaskedler udgør nu ca. 41 % af markedsandelen. Den øgede energieffektivitet for nye gasfyr forventes fastholdt. Bestanden af oliefyr er fortrinsvis af ældre dato og 80% af de solgte oliefyr har en effektivitet lige over minimumskravet for godkendelse. Effektiviteten af oliefyr vurderes kun at ændre sig lidt uden igangsættelse af nye initiativer.

Energibesparende investeringer udført som følge af energimærkning af store og små bygninger giver en skønnet besparelse på 750 TJ i år 2010. Energispareaktiviteter i fjernvarme og gasselskaber forventes at medføre energibesparelser i husholdningerne på i alt ca. 560 TJ i 2010.

Husholdningernes varmeforbrug er ca. 156.400 TJ per år inkl. elforbrug til rumopvarmning. Heraf udgør olie 343.000 TJ, naturgas 30.000 TJ, kul&koks 50 TJ vedvarende energi 20.000 TJ, elvarme 7.250 TJ, fjernvarme 65.000 TJ og bygas 600 TJ. Fremskrivningen af udvikling i varmeforbruget inkl. elvarme i perioden 1990 til 2012 er vist i figur 3.2.4.

Figur 3.2.4. Varmeforbrug i husholdninger inkl. elvarme



Det ses, at der fortsat forventes en del omlægninger af olieopvarmede og elopvarmede huse til fjernvarme og naturgas. Andelen af vedvarende energi i husholdninger er svagt stigende, idet der i områder udenfor kollektiv forsyning omlægges til hel eller delvis forsyning med biobrændsler, sol og varmepumper. Imidlertid er der også en modsatrettet tendens i områder udlagt til fjernvarme, hvor der omlægges boliger, der i dag benytter træ til opvarmning. Endvidere ses at elvarmekonverteringen fortsætter, således at elopvarmning udgør ca. 4,0% i 2012 mod 4,6% i 2001. Brændslerne kul&koks og bygas reduceres væsentligt især i perioden 2001-2012 primært grundet omstillinger til fjernvarme.

Det her gengivne varmeforbrug er efterfølgende nedjusteret på grund af virkningen af den globale opvarmning jf. afsnit 3.3.

3.3 Forudsætninger for erhvervene

Erhvervenes energiforbrug er fremskrevet med EMMA, som er en makroøkonomisk model, der på baggrund af økonomisk aktivitet, priser og antagelser om den teknologiske udvikling kan bestemme energiforbruget fordelt på en række erhverv og brændsler.

Økonomisk vækst

Fremskrivningen af produktionen er baseret på Finansministeriets ADAM-fremskrivning i *Økonomisk Redegørelse, januar 2002*, dækkende perioden 2001-2010. For perioden 2011-2017 bruges tal fra *Finansredegørelse 2001*.

Tabel 3.3.1. Den gennemsnitlige årlige vækstrate i erhvervenes reale produktionsværdi i pct. i f.t. året før

Årlig vækst i pct.	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Primære erhverv	2.3	2.1	0.0	1.3	1.0	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8
Bygge- og anlæg	-2.5	1.8	3.3	1.4	1.6	1.7	1.8	1.9	1.9	1.9	1.6	1.6	1.5	1.4	1.2	1.2	1.2
Fremstilling	2.3	0.9	3.2	1.6	2.1	2.1	2.0	1.9	2.0	2.0	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.7
Offentlig service	1.6	1.3	0.8	0.9	0.9	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7
Handel	0.5	1.4	3.4	2.8	2.8	2.8	2.6	2.6	2.4	2.5	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7
Finansielle tjenester	1.4	0.4	0.5	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3
Øvrige. Tjenester	6.4	2.1	2.6	2.2	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4
Gennemsnit	2.3	1.4	2.4	1.7	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6
BVT-vækst	1.2	1.5	2.3	1.7	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7

Note: Vækstraterne for 2001 stammer fra Danmarks Statistiks nationalregnskab, april 2002, vækstraterne for 2002-2010 stammer fra *Økonomisk Redegørelse, januar 2002* og vækstraterne i 2011- 2017 stammer fra en *Finansredegørelse 2001*.

Den generelle økonomiske vækst ligger på knap 2 pct. per år - lavest i den offentlige og den finansielle sektor, de primære erhverv ekskl. energiudvinding (landbrug, skovbrug, gartneri, fiskeri mv.) og i bygge- og anlægssektoren, jf. tabel 3.3.1. Væksten i handelserhvervet ligger lidt over gennemsnittet, mens væksten i de øvrige tjenesteerhverv ekskl. transport ligger betydeligt over. Fremstillingserhvervenes vækst ligger nogenlunde på gennemsnittet. Fremskrivningen afspejler således en fortsat udvikling i erhvervsstrukturen bort fra primære erhverv og over mod de tertiære erhverv - offentlige og finansielle tjenester undtaget. Den fremtidige vækst og dens fordeling på erhverv er naturligvis behæftet med stor usikkerhed.

Husholdningerne

Husholdningernes energiforbrug kan bestemmes i EMMA, men er i denne fremskrivning bestemt ved hjælp af Energistyrelsens Elmodel-bolig og Varmemodel-bolig.

De centrale forudsætninger for husholdningerne i EMMA er væksten i det private forbrug, væksten i boligmassen og priserne, jf. tabel 3.3.2.

Tabel 3.3.2. Vækst i husholdningernes aktivitetsvariabler i EMMA

Vækst i pct.	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Boligbeholdning	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Privat forbrug	0,8	0,8	1,9	2,1	2,3	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

Til denne fremskrivning er det dog valgt at anvende resultater fra Energistyrelsens Elmodel-bolig direkte for husholdningernes elforbrug. For varmemeforbruget er ligeledes anvendt en fremskrivning fra Energistyrelsens Varmemodell-bolig dannet under forudsætning om normale graddage-tal. Da EMMA's relation beskriver det faktiske varmemeforbrug, er varmemodellens resultater korrigeret således, at det afspejles, at første halvdel af 2002 var varmt. Desuden er udviklingen i varmemeforbruget på tilsvarende vis – i modsætning til varmemodellens resultater - sat til at afspejle den globale opvarmning. Der medfører, at graddagetallet falder ca. 5,8 hvert år svarende til et fald i opvarmningsbehovet på ca. 0,2 pct. årligt. Graddagene er også med til at bestemme energiforbruget i erhvervene, men i mindre omfang.

En nærmere beskrivelse husholdningernes energiforbrug kan findes i afsnit 3.2.

Energi priser

EMMA opererer med syv forskellige energiarter (El (e), transportenergi (t), fjernvarme (h), gas (g), faste brændsler (s), flydende brændsler (f) og vedvarende energi (b)). Erhvervenes energiforbrug afhænger i EMMA af erhvervenes omkostninger ved brug af de forskellige brændselstyper. Omkostningerne afhænger dels af brændselspriserne dels af diverse afgifter forbundet med energiforbrug. For energi priserne opereres med følgende begreber:

<i>Basispriser:</i>	“Rå” priser ab producent
<i>Nettopriser:</i>	“Rå” priser ab producent + handelsavancer
<i>Køberpriser:</i>	“Rå” priser ab producent + handelsavancer + afgifter

Priserne på de syv energiarter styres grundlæggende af udviklingen i “importpriserne” på de tre hovedbrændsler olie, kul og naturgas. Således gælder eksempelvis for flydende energi og transportbrændsler:

$$køberpris(t) = [køberpris(t-1) - afgift(t-1) - avance(t-1)] * (oliepris(t)/oliepris(t-1)) + afgift(t) + avance(t),$$

hvor *oliepris(t)* er importprisen på olie i periode *t*. Tilsvarende udtryk gælder for naturgas og faste brændsler (kul). Ligningen udtrykker, at den årlige vækstrate i basispriserne i en given sektor er lig med vækstraten i de overordnede hovedbrændsler.

Fremskrivningen af olie- og kulprisen baserer sig på IEA's prisantagelser fra september 2002 (*World Energy Outlook 2002*). De første år i fremskrivningen er dog modificeret for at tage højde for det aktuelle prisniveau. Det er antaget, at prisen i løbet af 1½ år returnerer til IEA's. Det vil sige en oliepris i 2000-priser på 21 \$/tønne og en kulpris på 39 \$/ton. Fra 2010 til 2030 stiger olieprisen jævnt til 29 \$/tønne, mens kulprisen gradvist stiger til 44 \$/ton. Dollarkursen antages at ligge på 7,5 i hele fremskrivningsperioden.

Væksten i naturgasprisen (prisen for erhverv og husholdninger) er sat til at følge væksten i olieprisen med en forsinkelse på et halvt år. Fjernvarmeprisen er sat til at følge kulprisen og gasprisen med et gennemslag på hhv. 55 pct. og 25 pct. – den sidste med et halvt års forsinkelse. Nedenstående tabel 3.3.3 viser en oversigt over de benyttede antagelser mht. energi prisudviklingen.

Da elprisen i EMMA i høj grad afhænger af olie- og gasprisen, er det i fremskrivningen valgt at lade elprisen være baseret på den elprismodel, som er opstillet i Energistyrelsen i 2002. Princippet er, at multiplicere produktionen fra forskellige typer af elproducenter med et skøn for den fremtidige afregningspris for dermed at finde den samlede omkostning, som derefter divideres med elfor-

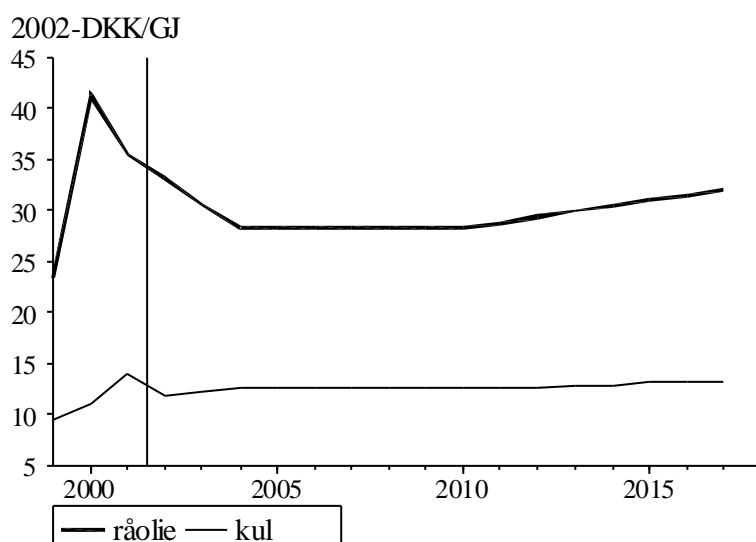
brug. Der er således taget højde for en stigende andel af vindproduktion, faldende afregning for vindbaseret el og stigende priser på den el, som afsættes på markedsvilkår. På langt sigt er det for hovedparten af den vedvarende energi beregningsteknisk antaget, at afregningsprisen bliver markedspris plus et pristillæg for VE på 10 øre/kWh dog tilsammen maksimalt 36 øre/kWh. Prisen på markedsel antages at stige fra 16-17 øre/kWh i 2002 til ca. 24 øre/kWh (i 2001-priser) om ca. 10 år. Stigningstakten de første 3 år er fastlagt ud fra priser fra terminsmarkedet for fremtidige elleverancer. Som for de øvrige energipriser er der taget højde for det aktuelle observerede prisniveau. En nærmere redegørelse for elprisfremskrivningen findes i afsnit 3.5.

Priserne på vedvarende energi i øvrigt er blot sat konstante realt i hele fremskrivningsperioden – dvs. de følger den danske inflation. Konkret er deflatoren for bruttoværditilvæksten anvendt - den stiger med ca. 2,7% i 2001, 1,6% i 2002 og 2,0% i 2003. Herefter ligger stigningstakten ret konstant på mellem 2,1 og 2,2%. Denne deflator er også brugt til at omregne prisvæksten fra tabel 3.3.3 til årets priser før indlæggelsen i EMMA.

Tabel 3.3.3. Udviklingen i energipriserne ekskl. afgifter, deflateret

Årlig vækst i pct.	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Pris på råolie	-6,8	-7,9	-7,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Pris på gas	-9,6	-7,3	-7,6	-3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Pris på kul	-15,1	3,3	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Pris på el	9,1	2,1	-1,2	-2,2	-0,8	-1,3	-1,2	-0,7	-0,4	-0,5	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pris på fjernvarme	-11,2	-0,4	-0,6	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Figur 3.3.1. Råolie- og kulprisfremskrivning



Det skal understreges, at såvel den fremtidige energiprisudvikling som erhvervenes reaktioner på ændrede energipriser er behæftet med betydelig usikkerhed. Generelt er de fremskrevne priser baseret på observationer frem til ca. 1/9 2002.

Teknologisk udvikling

Ved denne fremskrivning er Energistyrelsens trendfremskrivning (dvs. skønnet for de fremtidige rent teknologisk begrundede energieffektivitetsforbedringer) baseret på statistiske analyser af udviklingen i 1980'erne og 1990'erne. EMMAs modelligninger er udgangspunkt for skøn over den udvikling, som ikke kan forklares af økonomisk aktivitet og de relative energipriser. Med andre ord er den del af den historiske udvikling, som ikke kan forklares af modellens skøn for effekten af priser og aktivitet, forlænget i fremskrivningsperioden.

Tidligere byggede trendfremskrivningerne på de såkaldte Teknologikataloger i *Danmarks Energi-fremtider* (Energistyrelsen, 1995), men bl.a. fordi Elkraft og Eltra har valgt at benytte EMMA kombineret med statistisk bestemte trende til deres fremskrivning af elforbruget, er det valgt at gøre det samme for den øvrige energi ved denne fremskrivning. De statistiske analyser er udført af Forskningscenter Risø.

Tabel 3.3.4. Trendvækstrater i Energistyrelsens EMMA-fremskrivning, ekskl. transporterhverv

Erhverv	El	Øvrig energi	I alt (vægtet)
a, landbrug	-0,50	0,00	-0,10
nf, fødevarer	-1,60	-1,00	-1,15
nm, nydelsesmidler	-1,00	1,00	0,63
nb, lev. til byggeri	-1,00	-1,00	-1,00
nm, jern & metal	1,00	1,00	1,00
nt, transportmiddelindustri	-2,50	-1,50	-1,94
nk, kemisk	1,00	1,00	1,00
nq, anden fremst.	-1,50	1,00	0,20
nx, fremstilling i alt (vægtet)	0,03	0,04	0,04
b, bygge & anlæg	0,00	-1,00	-0,85
qh, handel	1,00	2,00	1,50
qf, finansiel sektor	0,00	1,50	0,86
qq, anden service	-2,00	0,00	-0,86
qx, privat service i alt (vægtet)	-0,34	0,97	0,36
o, offentlig sektor	0,00	2,00	1,18
x, alle erhverv i alt (vægtet)	-0,30	0,18	0,03
c, husholdninger	1,00	2,50	2,17

Anm.: Kilde: RISØs rapportudkast *Analyse af trende i forbruget af anden energi* fra 9. august 2002.

Vægtningen er foretaget med energiforbruget i 2000.

De estimerede trende i EMMA opsamler de variationer i data, som ikke kan forklares ved hjælp af produktion og priser. En vigtig komponent i disse ”andet-end-produktion-og-priser”-effekter er tekniske fremskridt, men i den historiske periode kan de estimerede trende også dække over andre ting, såsom strukturelle effekter (forskydninger i erhvervsstrukturen inden for de aggregerede ADAM-brancher), institutionelle effekter (kampagner, aftaler, holdningsændringer), skalaeffekter, tilskudsordninger osv. osv.

Tabel 3.3.4's trende indeholder ”naturlig” effektivisering og struktureffekter, men indeholder ikke information om bl.a. institutionelle effekter og skalaeffekter. De institutionelle effekter i erhvervenes energiforbrug er der dog til dels taget hånd om i fremskrivningen, idet der er korrigeret for effekter af initiativer (tilskud og aftaler), jf. nedenfor.

Effekten af initiativer

Foruden de generelle antagelser om økonomi, priser og teknisk udvikling er der i fremskrivningen indlagt effekter af initiativer, der er vedtaget, men endnu ikke implementeret eller stadig er under indfasning eller udfasning.

I fremskrivningen er der medtaget følgende initiativer for **erhvervene**:

- CO₂-tilbageføring 1996-2001. Tilskud på i alt 1,8 mia. kr.
- De ekstra 175 mio. kr. årligt til industrien 2000-2001 - nu bortfaldet
- DSM på gas og fjernvarme
- Neddrosling af stålvalseværket
- Aftaler i forbindelse med CO₂-afgiften
- Lille udbygning med industriel kraftvarme

DSM på el er ikke medtaget, da det ikke har været muligt at få information om eftervirkningerne af aktiviteterne i 1990'erne. Generelt har aktivitetsniveauet (i kroner) været nogenlunde konstant siden midten af 1990'erne. Det er derfor i fremskrivning implicit forudsat, at aktivitetsniveauet fortsætter på det nuværende niveau.

Tilskud til erhvervslivet

Virkningen af de to første punkter (de 1,8 mia. kr. og de ekstra 175 mio. kr. årligt) er slået sammen, da de ikke umiddelbart kan adskilles i tilskudsadministrationssystemet, TAS, og de antages altså at have samme virkning. Indlæggelsen er sket på baggrund af input fra TAS. De årlige udbetalinger er anvendt som input kombineret med antagelsen om en CO₂-effekt på 0,5 kg CO₂ pr. tilskudskrone og en afskrivning over fra år 7 med 5% om året. De årlige tilskud er beregnet til:

Tabel 3.3.5. Effekt af tilskud til erhvervslivet

Mio. kr.	Landbrug og gartneri	Handel og service	Industri	Byggeri	Sum
1996	19	30	62	1	112
1997	40	45	98	1	184
1998	77	83	145	3	309
1999	53	99	203	3	359
2000	40	95	222	3	360
2001	16	31	184	3	234
2002	11	41	167	0	219
2003	15	5	71	0	90
2004	3	0	20	0	23
2005	0	0	5	0	5
Sum	274	430	1.177	14	1.894

Her er medtaget både tilskud til investeringer (standardprojekter og individuelle projekter) og tilskud til information og udvikling, men ikke industriel kraftvarme. Tilskuddene antages at have fuld effekt fra det år, de udbetales.

Videre er anvendt følgende fordelingsnøgle på brændsler:

Tabel 3.3.6. Energibesparelse per sparet ton CO₂

Brændsel	Besparelse i GJ / ton CO ₂
Stenkul	2,874
Olie	4,029
Naturgas	0,451
Biobrændsler	-0,168
El	1,949
Fjernvarme	-0,738

Sidst i afsnittet er vedlagt tabeller med effekter for energiforbrug 2002-2017 fordelt på sektorer og brændsler. Beregningerne er foretaget til 2030. For handel og service er effekten på kul og biobrændsler efterfølgende placeret under gas, da der ofte ikke er noget forbrug af disse brændsler i disse erhverv.

Generelt er der tale om positive effekter på energiforbruget (negative besparelser) på længere sigt. Det skyldes, at ordningerne nu er ophørt, og effekten om mange år vil være næsten helt væk. Da udgangspunktet for fremskrivningen er de observerede energiintensiteter i 2001, som må forudsættes at være sænket som følge af tilskuddene, giver det et stort positivt bidrag til energiforbruget på langt sigt. I 2010 er der tale om 253 TJ i gartneri og landbrug, 14 TJ i byggeri, 399 TJ i industri og 294 TJ i handel og service. Tilsammen altså et positivt bidrag på ca. 1 PJ i 2010 i forhold til effekten i 2001.

DSM på gas og fjernvarme

Her henvises til dokumentation for husholdningerne fra Energistyrelsen, hvor effekterne er fordelt på sektorer, og de er derefter indlagt i EMMA.

Neddrosling af stålvalseværket

Selv om aktivitetsnænkningen ikke er et initiativ, bliver den rent teknisk behandlet på linie med disse og beskrives derfor her.

I 2001 brugte værket 429.913 MWh naturgas (1548 TJ) og 493.577 MWh el (1777 TJ). I 1999 leverede det 58.015 MWh (209 TJ) fjernvarme til byen.

Det forventedes ved fremskrivningens færdiggørelse, at værket fortsætter på knapt halvt blus - dvs. med et årligt forbrug på 864 TJ el og 540 TJ naturgas. Dette sker ca. 1/12 2002 efter at værket har ligget stille siden 1/7 2002.

I 2001 havde værket 1058 ansatte og en omsætning på 1563 mio. kr. svarende til 1400 mio. kr. i 1995-priser. På længere sigt må man antage, at der kommer gang i andre aktiviteter med den fritstillede arbejdskraft - fx i jern og metalindustrien. I jern- og metalindustrien ville en sådan en produktionsværdi normalt give et forbrug på

- 82 TJ el
- 14 TJ fjernvarme
- 23 TJ olieprodukter
- 46 TJ gas
- 1 TJ biobrændsler

I alt 166 TJ - hovedsageligt el og gas. Det er valgt meget groft at antage, at der sker en forøgelse af aktiviteten i øvrige virksomheder, med en forøgelse af energiforbruget på 40 TJ el og 30 TJ gas svarende til knap halvdelen af ovenstående.

Dertil kommer, at Frederiksværk stadig skal bruge ca. 200 TJ brændsler til fjernvarme. Denne følgivirkning er det valgt at placere i EMMA, selvom den nok egentlig hører hjemme i forsyningsmodellen Ramses. Hvis vi antager, at det er naturgas, bliver der alt i alt efter grove afrundinger et netto-fald i energiforbruget på :

- 880 TJ el
- 780 TJ gas

Det første år dog kun:

- 770 TJ el
- 600 TJ gas

Dette er indlagt i EMMA som fald i energiforbruget i jern- og metalindustrien. Det har efterfølgende vist sig, at værket kører videre på endnu lavere blus.

Aftaler i forbindelse med CO₂-afgiften

For aftaler er der brugt samme forudsætninger som i *Energistyrelsens tilskudsordninger, Beskrivelse og vurderinger, Februar 2000*, ordning nr. 14. Det er antaget, at aftalerne strækker sig til 2004, og at de har en gennemsnitlig levetid på 15 år. De udbetalte tilskud er:

Tabel 3.3.7. Tilskud i forbindelse med aftaler

År	Mio. kr.
1993	59,3
1994	131,6
1995	114,5
1996	31,8
1997	27,0
1998	65,4
1999	119,8
2000	200,6
2001	200,6
2002	200,7
2003	199,1

Brændselsfordelingen er ligeledes som i *Energistyrelsens tilskudsordninger, Beskrivelse og vurderinger, Februar 2000*. Effekten på energiforbruget antages her at være:

Tabel 3.3.8. Effekt af aftaler

Besparelse, TJ	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Kul	173	182	271	404	501	606	606
Fuelolie	294	361	406	378	467	679	679
Naturgas	-559	-786	-968	-1.054	-1.402	-1.893	-1.893
Træpiller	5	13	23	35	48	58	58
El	22	231	336	400	521	640	640
Fjernvarme	103	180	234	224	257	294	294
Gasolie	13	39	146	330	594	824	824
I alt	51	223	448	718	987	1.208	1.208

Fra 2005 til og med 2018 er effekten som i 2004, og herefter er den nul. Da udgangspunktet for fremskrivningen er energiforbrug og energiintensiteter i 2001, hvor der antages en negativ effekt på energiforbruget på 448 TJ, sænker ordningen energiforbruget i fremskrivningen med $718 - 448 = 270$ TJ i 2002, $987 - 448 = 539$ TJ i 2003 og $1208 - 448 = 760$ TJ fra 2004 og frem til 2018, men hæver energiforbruget med 448 TJ fra 2019 og frem. Det er antaget at 10% af effekterne ligger i primære erhverv (landbrug, gartneri mv.) og resten i industrien baseret på udbetalingerne i 2001. Det ser ud til at de udbetalte tilskud de senere år er lidt mindre end angivet ovenfor. Men det er muligvis blot pga. udsættelser. Det er der ikke taget hensyn til.

Udbygning med industriel kraftvarme

Der ventes på baggrund af de givne tilskud en lille udbygning med industriel kraftvarme i 2002. Selvom udbygningen kun perifert vedrører EMMA, dokumenteres den alligevel her.

Der forventes en udbygning med en kapacitet på 8,2 MW el. Halvdelen i industri og halvdelen i gartnerier. Med 6000 timer om årets regnes med en elproduktion på 176 TJ (virkningsgrad på 40%) og en lokal varmeproduktion på 198 TJ (virkningsgrad på 45%). Der anvendes 440 TJ naturgas om året, men fortrænges 230 TJ naturgas, som tidligere blev anvendt til varme. Der er ingen leverance til fjernvarmenettet.

Med energistatistikens 200% varmekoefficient, henføres 99 TJ ($198/2$) af de 440 TJ naturgas til lokal varme og resten (341 TJ) til elproduktionen.

For det endelige energiforbrug bliver der altså et fald på $230 - 99 = 131$ TJ i naturgas. 65 TJ er i EMMA lagt i primære erhverv og 65 TJ i fremstilling.

Alt med fuld virkning fra 2002.

Udbygning med gårdbiogasanlæg

Udbygningen med gårdbiogas stammer fra en fremskrivning fra 2000. Det er dog besluttet, at lade den udgå af basisfremskrivningen, og lade det være et virkemiddel. Dog er udbygningen til og med 2004 mere eller mindre besluttet, så den er brugt i en revideret udgave, der tager højde for den aktuelle udvikling. Med dette udgangspunkt er der regnet videre under følgende forudsætninger: El- og varme-virkningsgrader på hhv. 30% og 20%, Varmen erstatter oliefyr med en virkningsgrad på 80%. Der regnes som i energistatistikken med en varmekoefficient på 200%.

Tabel 3.3.9. Udviklingen i produktion og forbrug mv. på gårdbiogasanlæg.

TJ	Biogas- produktion	biogas til varme ift. 2001	Biogas til el ift. 2001	Elproduktion ift. 2001	gasoliefor- trængning ift. 2001
1999	70				
2000	129				
2001	179				
2002	380	20	181	60	-50
2003	500	32	289	96	-80
2004	650	47	424	141	-118
2005-30	650	47	424	141	-118

Oversigt over effekterne af initiativer mm.

De samlede effekter på det endelige energiforbrug i erhvervene i 2010 (i forhold til effekten i 2001) fremgår af følgende tabel 3.3.10.

Tabel 3.3.10. Oversigt over effekten af initiativer mm.

Initiativ	Effekt
2010	TJ
Tilskud	+960
Aftaler	-760
DSM på gas og varme	-621
IKV	-130
Gårdbiogas	-71
Stålvalseværket	-1.660
I alt	-2.282

De viste effekter er beregnet i forhold til effekten i 2001. Grunden til den positive effekt af tilskuddene er, at tilskudsordningerne er afskaffet, og deres effekt er derfor antaget at klinge ud. I 2010 er effekten derfor mindre end i 2001.

På de næste sider følger tabeller med effekterne af tilskud (udover effekten i 2001) jf. ovenfor.

Table 3.3.11. Effect of subsidies, Agriculture and horticulture

TJ	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
faste	-14	-10	-1	12	27	43	58	73	87	100	113	124	136	147	157	167
flydende	-20	-14	-1	17	38	60	81	102	122	140	158	175	190	206	220	234
gas	-2	-2	0	2	4	7	9	11	14	16	18	20	21	23	25	26
VE	1	1	0	-1	-2	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-7	-8	-9	-9	-10
el	-10	-7	0	8	18	29	39	49	59	68	76	84	92	99	106	113
fjernvarme	4	3	0	-3	-7	-11	-15	-19	-22	-26	-29	-32	-35	-38	-40	-43
i alt	-42	-30	-2	35	79	125	170	213	253	292	329	364	397	428	458	487

Table 3.3.12. Effect of subsidies, Building

TJ	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Faste	0	0	0	1	1	2	3	4	5	6	6	7	8	8	9	9
flydende	0	0	0	1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	11	12	13
Gas	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
VE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
El	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	6	6	6
fjernvarme	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2
i alt	-1	0	1	2	4	7	9	12	14	16	18	20	22	24	25	27

Table 3.3.13. Effect of subsidies, Manufacturing

TJ	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
faste	-235	-224	-203	-168	-119	-59	9	75	137	196	252	305	355	403	449	492
flydende	-330	-314	-284	-235	-167	-83	13	105	192	274	353	427	498	565	629	690
gas	-37	-35	-32	-26	-19	-9	1	12	21	31	40	48	56	63	70	77
VE	14	13	12	10	7	3	-1	-4	-8	-11	-15	-18	-21	-24	-26	-29
el	-160	-152	-137	-114	-81	-40	6	51	93	133	171	207	241	273	304	334
fjernvarme	60	57	52	43	31	15	-2	-19	-35	-50	-65	-78	-91	-104	-115	-126
i alt	-687	-654	-592	-491	-348	-173	27	218	399	571	735	890	1038	1178	1311	1438

Tabel 3.3.14. Effekt af tilskud, Handel og service

TJ	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
faste	-56	-51	-40	-23	1	26	52	77	101	123	145	165	184	203	220	237
flydende	-79	-72	-56	-32	1	36	73	108	141	173	203	231	258	284	309	332
gas	-9	-8	-6	-4	0	4	8	12	16	19	23	26	29	32	35	37
VE	3	3	2	1	0	-1	-3	-4	-6	-7	-8	-10	-11	-12	-13	-14
el	-38	-35	-27	-15	1	17	35	52	68	84	98	112	125	138	149	161
fjernvarme	15	13	10	6	0	-7	-13	-20	-26	-32	-37	-42	-47	-52	-57	-61
i alt	-165	-150	-117	-66	3	75	152	225	294	360	423	482	539	592	643	692

3.4 Resulterende endeligt energiforbrug ekskl. transport

I dette afsnit præsenteres den forventede udvikling i det endelige energiforbrug ekskl. transport fra 2002 frem til 2012.¹ Fremskrivningen er foretaget med EMMA for erhvervenes vedkommende og med Elmodel-bolig og Varmemodel-bolig for husholdningernes vedkommende. Der er fremskrevet med udgangspunkt i en EMMA-bank fra Danmarks Statistik med data for 2000, men tilpasset energistatistikken for 2001.

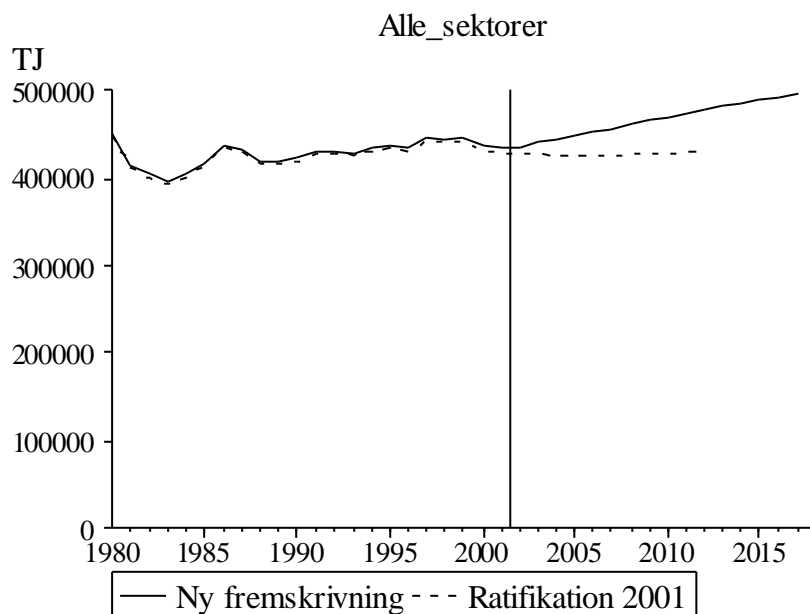
De væsentligste faktorer bag fremskrivningen er antagelser om:

1. Fremtidig økonomisk aktivitet
2. Fremtidige energipriser og den generelle inflation
3. Fremtidig teknisk betinget udvikling i energiintensiteterne
4. Effekten af igangværende, vedtagne og ophørte tiltag

I det følgende præsenteres først energiforbruget i fremskrivning – ofte sammen med den historiske udvikling. Først præsenteres det samlede endelige energiforbrug ekskl. transport, dernæst energiforbruget fordelt på sektorer og sidst fordelt på brændsler. Overalt er der tale om endeligt, klimakorrigeret energiforbrug.

Samlet endeligt energiforbrug

Figur 3.4.1. Samlet endeligt energiforbrug ekskl. transport, klimakorrigeret



Det forventes, at det samlede endelige energiforbrug ekskl. transport i 2002 vil ligge nogenlunde på samme niveau som i 2001. Det skyldes primært lav vækst i de vareproducerende erhverv og nedroslingen stålvalseværket i Frederiksværk. Dertil kommer nogle aktuelle initiativer, som forventes at sænke væksten i energiforbruget lidt i de nærmeste år.

¹ EMMA-kørsel 5, arne_v5b.bnk, estatkor5b.bnk pr. 30. september 2002

Efter 2002 begynder det endelige energiforbrug ekskl. transport at stige med ca. 0,8 pct. per år som en kombination af en økonomisk vækst på ca. 1,8 pct. om året og et mindre fald i den generelle energiintensitet. I 2010 ligger niveauet ca. 34 PJ eller 8% over niveauet i 2001.

Der er en række forskelle i antagelserne i forhold til fremskrivningen til ratifikationen af Kyoto-aftalen i foråret 2001, der berører skønnet for **erhvervenes** energiforbrug. De væsentligste forskelle er initiativernes omfang og effekt, de teknologisk baserede stigninger i energieffektiviteten, afgifter, energipriser og mere tekniske ændringer i modelapparatet bag fremskrivningen. Dertil kommer, at den fremtidige økonomiske vækst ifølge Finansministeriet er blevet forskudt en smule væk fra tjenester og over mod de vareproducerende primære erhverv, som har højere energiintensitet. Endelig er udgangsniveauet for fremskrivningen nu energiforbruget i 2001, som ligger 9,9 PJ over det, der forventedes i ratifikationskørslen, som havde 1999 som udgangspunkt. For erhvervene ligger energiforbruget i 2010 derfor nu 37,2 PJ over det, der forventedes i ratifikationsfremskrivningen, jf. tabel 3.4.1.

Også for **husholdningerne** er der sket ændringer i antagelserne - især pga. færre virkemidler - hvilket har ført til et energiforbrug i 2010, der ligger 5,2 PJ højere end i ratifikationskørslen.

Samlet ligger det forventede energiforbrug i 2010 således 42,4 PJ eller ca. 10 pct. højere end i ratifikationskørslen.

Tabel 3.4.1. Dekomponering af ændringer i det endelige energiforbrug i 2010 i forhold til ratifikationsfremskrivningen.

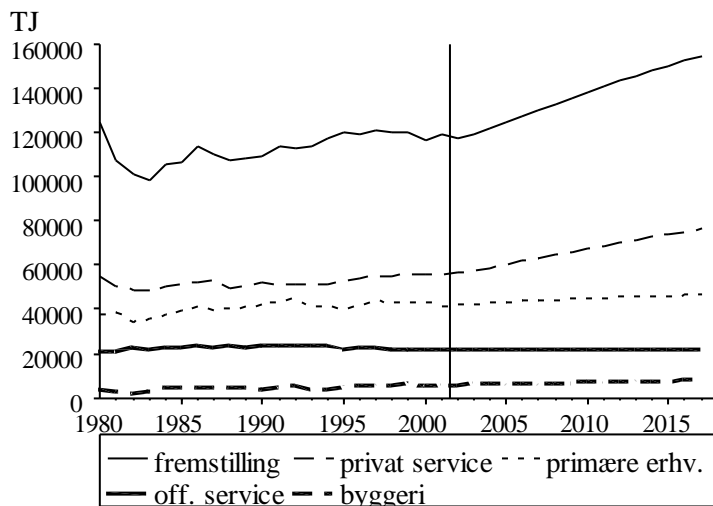
Bidrag fra:	PJ	Kommentar
Nye trende	3,3	Mindre teknisk betingede effektiviseringer end tidligere
Ny ADAM-kørsel	4,1	Hovedsageligt større vækst i vareproducerende erhverv
Initiativer	3,9	Dækker både over at tilskud mv. er bortfaldet og over, at den gamle indlæggelse måtte skrottes og erstattes af noget nyt. Denne komponent er meget usikkert bestemt.
Stålvalseværket	-1,7	Værket antages at køre videre, men på lavere niveau
Nye prisforventninger	2,9	Primært lavere kulpris
Afgifter	3,2	Skyldes, at vi før hævdede satserne med 3% pct. årligt. Finansministeriet gør nu ikke længere dette med begrundelse i skattestoppet, så det har vi også droppet
Højere udgangsniveau i 2001	9,9	Energiforbruget i erhvervene i 2001 ligger 9,9 PJ over det, vi forventede i den gamle kørsel
Residual	11,6	Dækker over en lang række forhold: øvrige eksogene, ny version af EMMA med nye data og andre prisligninger, kombinationseffekter af de ovenstående størrelser mm. Det skønnes, at en væsentlig del af denne komponent skyldes, at den gamle fremskrivning implicit var baseret på, at de observerede energiintensiteter i 1999 var i ligevægt med de lave priser på olieprodukter i 1999. Da er der tale om både skift i udgangspunkt, modelskift samt en hjemmelavet EMMA-bank for 2001, kræver det et større analysearbejde at udrede dette.
Erhverv i alt	37,2	Summen af ovenstående
Husholdninger	5,2	Primært pga. bortfald af initiativer
Samlet forskel	42,4	Hvilket er ca. 10% højere end ratifikationskørslen

Det skal understreges, at det jævne forløb i fremskrivningen ikke er et udtryk for, at energiforbruget forventes at komme ind i en meget stabil periode, men at det er umuligt at forudsige, hvornår udsvingene forekommer.

Fordeling på sektorer

Energiforbrugets fordeling på erhverv fremgår af figur 3.4.2 og tabel 3.4.2.

Figur 3.4.2. Endeligt energiforbrug ekskl. transport og husholdninger fordelt på erhverv, klimakorrigeret



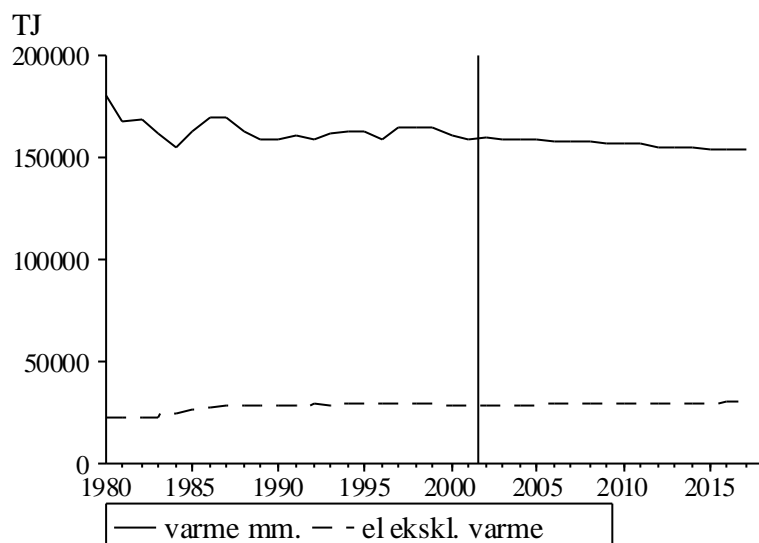
Tabel 3.4.2. Fremskrivning af endeligt energiforbrug ekskl. transport, klimakorrigeret

	1980-2001	2001	2010	2001-2010	2015	2001-2015
procentvis vækst / forbrug	pct. per år	PJ	PJ	pct. per år	PJ	pct. per år
Primære erhverv	0,5	41,7	45,0	0,9	46,1	0,7
Bygge og anlæg	1,4	8,0	9,3	1,6	10,0	1,5
Fremstilling	-0,2	119,1	138,6	1,7	150,5	1,7
Privat service	0,1	56,1	67,4	2,1	73,9	2,0
Offentlige service	0,1	23,8	24,0	0,1	23,9	0,0
Husholdninger	-0,4	187,3	185,5	-0,1	184,4	-0,1
Alle sektorer (ekskl. transport)	-0,2	436,1	469,9	0,8	488,8	0,8

Den største del af stigningen i det samlede energiforbrug ekskl. transport fra 2001 og frem kan tilskrives erhvervene. Væksten i energiforbruget i erhvervene afspejler generelt væksten i produktionsværdien, da de teknisk betingede effektiviseringer forventes at være meget små. Det gælder især byggeri, fremstilling og privat service. Her er stigningen ca. 1,5, 1,7 og 2,0 pct. per år. Stigningen i de øvrige erhverv ligger på 0,0 til 0,9 pct. per år, lavest i offentlig service. Det er tilfældet, bl.a. fordi offentlig service og landbrug forventes at have en lav økonomisk vækst.

Energiforbruget i den største enkeltsektor, husholdningerne, falder med 0,1 pct. per år. Det er især husholdningernes varmekonsum, der antages at falde med 0,3 pct. om året. Se figur 3.4.3. Det sker i kraft af dels omlægning fra olie, petroleum, brænde o.l. til gas og fjernvarme og dels en øget besparelsesindsats, men den globale opvarmning er også antaget at bidrage en smule til at sænke varmebehovet. Husholdningernes elforbrug derimod ventes at stige med 0,3 pct. om året.

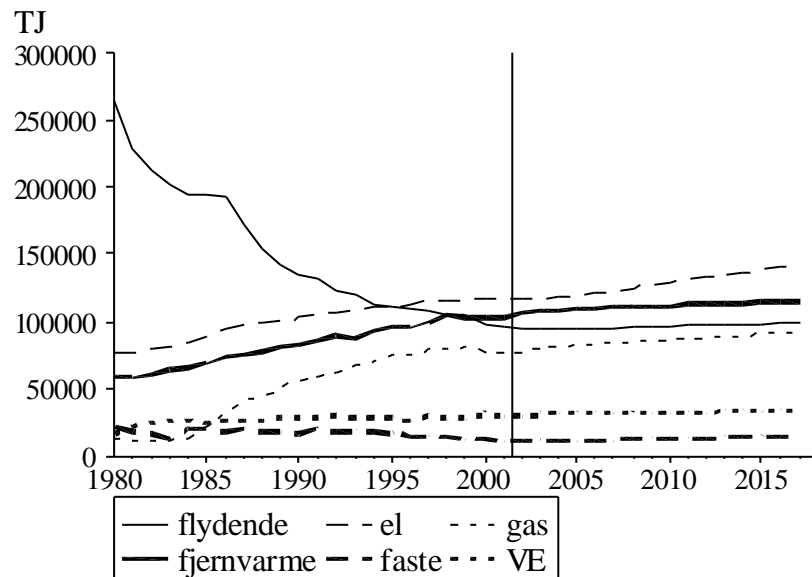
Figur 3.4.3. Endeligt energiforbrug ekskl. transport i husholdninger, klimakorrigeret



Fordeling på brændsler

Energiforbrugets fordeling på brændsler fremgår af figur 3.4.4.

Figur 3.4.4. Endeligt energiforbrug ekskl. transport fordelt på brændsler, klimakorrigeret



Der er en fortsat udvikling i de første år mod at gas og fjernvarme fortrænger olieprodukter, men omstillingens omfang i de efterfølgende år er langt mindre end i 1990'erne. Samtidig forventes forbruget af el fortsat at stige. Den vedvarende energis rolle i det endelige energiforbrug forventes ikke at blive større end den er nu. For husholdningerne vedkommende skyldes det to modsat rettede tendenser: fjernvarmen overtager nogle brændeovnes rolle, men til gengæld forventes øget brug af solvarme.

Transportsektorens energiforbrug

Fremskrivningen af transportsektorens energiforbrug, som stammer fra Vejdirektoratet (september 2002), viser, at energiforbruget fra den indenlandske transport excl. forsvaret stiger med 16% fra 2001 til 2015, og at CO₂-udledningen tilsvarende stiger med 16%. Energiforbruget til udenrigsfly ventes at stige med 53% fra 2001 til 2015, og forsvarets energiforbrug er antaget at ligge konstant på 2,0 PJ (Energistyrelsens skøn). Energistyrelsen har desuden med hjælp fra Skatteministeriet skønnet over omfanget af grænsehandel, og i modsætning til tidligere regnes der nu med en permanent grænsehandel med diesel i form af en nettoeksport til udenlandske vognmænd på 4,7 PJ årligt svarende til ca. 0,3 mio. tons CO₂.

Olie- og gassektorens energiforbrug

Olie- og gassektorens energiforbrug domineres af forbruget i Nordsøen. Dette forbrug har været kraftigt stigende siden 1988, og forventes fortsat at stige frem til 2005, idet de nye udvindingsmetoder kræver et stort energiforbrug.

Der er ved fremskrivningen taget udgangspunkt i en femårs-prognose fra Mærsk Olie og Gas, og de vedtagne og planlagte feltudbygninger pr. 1. juni 2002 er indregnet. Der er ikke indregnet effekter af eventuelle energieffektiviseringer eller eventuelle skærpede miljøkrav – f.eks. krav om reduceret flaring.

I 2001 blev der flaret 271 mio. m³ gas og anvendt 604 mio. m³ gas som brændsel i Nordsøen. I 2010 forventes disse mængder at være 251 mio. m³ og 1093 mio. m³. Efter 2012 ventes mængderne at begynde at falde på grund af faldende udvinding.

Stigningen i fyringen er væsentligt større end i fremskrivningen fra primo 2001, og det skyldes større energiforbrug til bedre udnyttelse i indvindingsprocesserne.

Raffinaderier og bygasværker

Disse antages at fortsætte på samme niveau som i 2001. Dvs. et egetforbrug på ca. 15 PJ årligt.

Autoproducenter og gårdbiogas

Der forventes en meget lille udbygning af naturgasbaseret industriel kraftvarme i år og næste år og derefter stilstand. Kun ca. 8 MW udbygning fra igangværende projekter er medregnet på grundlag af de givne tilsagn om tilskud til etablering. Det giver anledning til reduktioner i det endelige forbrug på 0,13 PJ, men en stigning i det samlede naturgasforbrug på 0,44TJ samt en stigning i elproduktionen på 0,18 PJ.

Der regnes med en stigning i produktionen af gårdbiogas med en stigning i eleffekten over perioden 2002-4 på 8 MW til følge. Varmeproduktionen fra den forøgede biogasproduktion på 0,48 PJ antages at fortrænge 0,12 PJ fyringsgasolie og give en stigning i elproduktionen på 0,14 PJ. Efter 2004 regnes ikke med udbygning.

3.5 El- og varmeproduktion

Beskrivelse af forudsætninger for og resultater af basisfremskrivningen

Fremskrivningen indeholder som udgangspunkt kun ”fugle i hånden”, dvs. initiativer, som er - eller med rimelig sikkerhed kan forventes - gennemført uden yderligere tiltag i form af lovgivning, politiske aftaler eller lignende. Der ligger dog heri et væsentligt element af fortolkning, f.eks. i situationer, hvor der er lavet en politisk aftaletekst eller formuleret en politisk målsætning, uden at denne tekst er konverteret til lovgivning eller konkrete initiativer. Herudover er det nødvendigt at foretage vurderinger af, hvilke beslutninger markedsaktørerne vil træffe i fremtiden.

Nedenfor beskrives forudsætninger samt beregningsresultater for el- og fjernvarmeproduktionen fra modellen RAMSES. Dokumentationen består af en række inddata-tabeller og uddata-tabeller. Dette afsnit er en kort sammenskrivning af dokumentationen.

3.5.1 Kort beskrivelse af modellen (RAMSES)

RAMSES er en ”bottom-up” driftsimuleringsmodel, der beregner elproduktion, fjernvarmeproduktion, brændselsforbrug, emissioner og cashflow for en række el- og fjernvarmeproducenter på baggrund af:

- elforbrug år for år for ét sammenhængende område samt elforbrugets timevariationer;
- fjernvarmeforbrug år for år for et vilkårligt antal fjernvarmeområder samt fjernvarmeforbrugets timevariationer;
- virkningsgrader år for år af el- og fjernvarmenet;
- størrelse af varmelagre i de enkelte fjernvarmeområder;
- priser år for år for de anvendte brændsler (kul, olie, gas, biobrændsler, affald m.m.);
- fysiske egenskaber for brændsler (CO₂-indhold, svovlindhold, askeindhold m.m.);
- elpriser år for år samt timevariationer af disse (markedspris, tretidstarif, faste PSO-priser m.m.);
- fjernvarmepriser år for år for de forskellige værker og fjernvarmeområder;
- afgifter år for år på forskellige brændsler og el;
- tekniske data for de enkelte el- og fjernvarmeproducerende anlæg;
- forudsætninger om anlæggenes udbygnings- og skrotningstakt;
- størrelse af eksterne elleverancer år for år fra industriel kraftvarme, minikraftvarme, planlagt elimport/eksport m.v. samt overskudsvarmeleverancer fra industri samt
- CO₂-kvoter (modelleres ved en skyggeafgift).

RAMSES beregner en økonomisk lastfordeling for værkerne, på baggrund af hvilken elproduktion, fjernvarmeproduktion, brændselsforbrug, brændselsomkostninger, driftsomkostninger, emissioner, affaldsproduktion m.v. kan bestemmes. Desuden beregnes en effektbalance af hensyn til vurdering af forsyningssikkerheden. Endvidere beregnes eloverløb, eleksport/import og en række andre størrelser med relation til el- og fjernvarmeproduktionen. Der regnes ikke med netbegrænsninger. Priser, forbrug, forudsætninger vedr. nye værker og skrotninger m.v. er eksogene størrelser.

RAMSES regner enten år for år (v.h.a. varighedskurver for el- og fjernvarmeforbrug) eller foretager en egentlig driftssimulering (med timeskridt på fra 1 til 24 timer). I nærværende fremskrivning er valgt en simulering med et tidsskridt på 3 timer. Betydningen heraf er kort beskrevet sidst i afsnittet.

3.5.2 Beregningsforudsætninger

3.5.2.1 Generelt

1. CO₂-kvoter: Efter 2003 antages ingen CO₂-kvoter for elproduktion (den gældende lov muliggør kun kvotefastsættelse t.o.m. 2003). Ved offentliggørelsen af "Liberaliseringen af energimarkederne" den 12. september 2002 bliver CO₂-kvoter fremhævet som et afgørende instrument, men der er ikke fastsat noget tidspunkt, kvotestørrelse, sektorafgrænsning, strafafgift eller detaljer i øvrigt. Der regnes ikke med fælles EU-kvoter fra 2005. Der er ganske vist opnået politisk enighed i Ministerrådet om sådanne kvoter, men det endnu ikke besluttet, hvilken form en europæisk kvoteordning i givet fald vil få. Kvoterne er analyseret i afsnit 4.2.
2. SO₂-afgift: Den gældende SO₂-afgift på elproduktion på 20 kr/tS antages at fortsætte. Afgiften antages konstant i løbende priser (bl.a. p.g.a. skattestoppet), dvs. den falder i faste priser.
3. Der korrigeres som udgangspunkt ikke for import/eksport af el.
4. Der regnes på hele Danmark under ét uden (el-)netbegrænsninger.

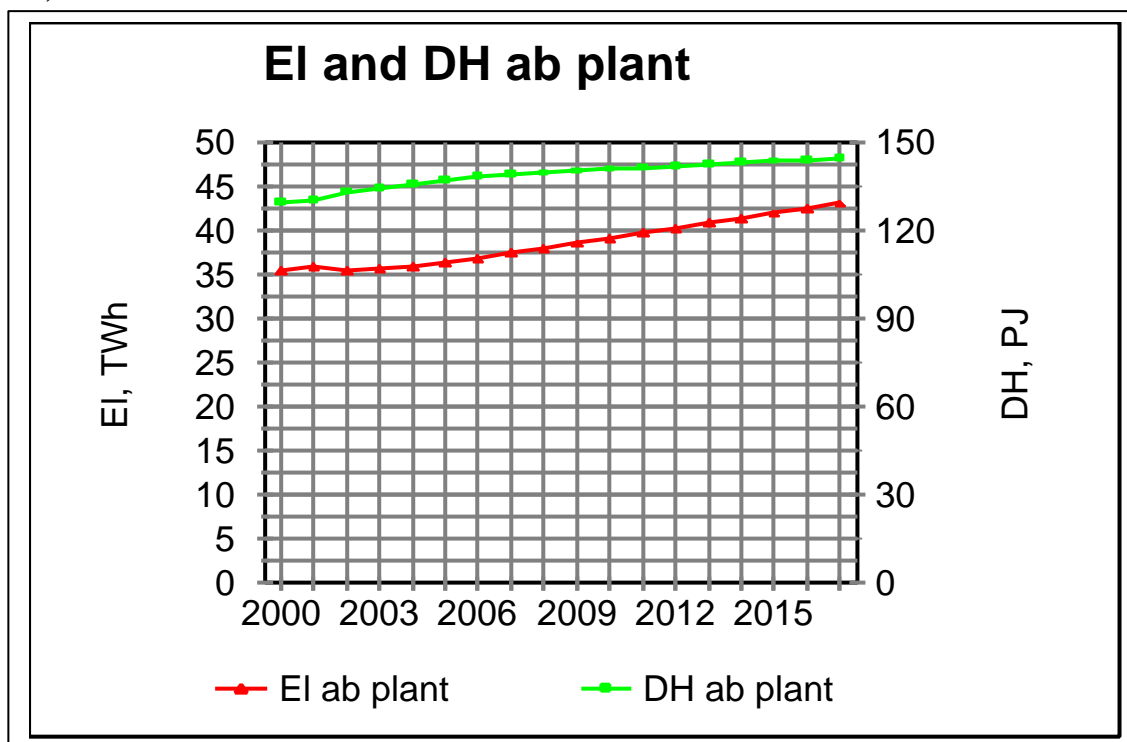
3.5.2.2 Energiforbrug

1. Elforbrug: Netto-elforbruget fremskrives på makro-modellen EMMA.
2. Nettab (el): Netvirkningsgraden for elnet er sat til 93% i alle år. Denne netvirkningsgrad er konsistent med EMMA-fremskrivningen af nettoforbruget, i den forstand at EMMA er afstemt med energistatistikken, der anvender en elnet-virkningsgrad på ca. 93%². Herved kan elforbruget af værk beregnes.
3. Der regnes ikke med programsat elimport/-eksport. Import/eksport af el styres alene af børsen.
4. Netto-fjernvarmeforbrug: EMMA-fremskrivning af september 2002. EMMA giver det totale fjernvarmeforbrug an forbruger.
5. Nettab (fjernvarme): Netvirkningsgraden er sat til 80% i hele perioden. Dette er et vægtet gennemsnit for alle fjernvarmeområder. Denne virkningsgrad er konsistent med EMMA-fremskrivningen af nettoforbruget, i den forstand at EMMA er afstemt med energistatistikken, der anvender en fjernvarmenet-virkningsgrad på 80%.
6. Fjernvarmeforbrug af værk beregnes v.h.a. netvirkningsgraden og fordeles på enkeltværker og restgruppe v.h.a. statistiktal (Energiproducenttælling 1994-99) og energidatat for potentielt fjernvarmemarked.

² I praksis variere netvirkningsgraden i statistikken omkring de 7% afhængigt af mængden af produceret el.

Den forudsatte udvikling i forbruget af el og fjernvarme ab værk ses i figur 3.5.1.

Figur 3.5.1. El- og fjernvarmeforbrugets udvikling (EMMA-fremskrivning, opjusteret med nettab)



3.5.2.3 Priser

Der regnes generelt i 2002-priser.

Brændselspriser og -afgifter

1. Kulpris: Fremskrivning fra sep. 2002, byggende på IEA-fremskrivning. 14,1 kr/GJ an kraftværk i år 2001, faldende til 12,6 kr/GJ i 2004, konstant frem til 2010, herefter en lille stigning. Heri er indregnet et transporttillæg på 0,4 kr/GJ. Der skelnes ikke mellem højsvovls- og lavsvovlskul. Begge regnes til et svovlindhold på 0,68%, svarende til gennemsnittet for 1999 (og stort set også 1992-98). I 2000 og 2001 faldt svovlindholdet yderligere.
2. Priser for fuelolie: Fremskrivning fra sep. 2002, byggende på en IEA-fremskrivning, der opererer med en oliepris på 21\$/bl, stigende til 29\$/bl. efter 2010. Fueloliepris på 29,2 kr/GJ i 2001, faldende til 23,3 kr/GJ i 2004, herefter konstant; stiger dog igen efter 2010. Indregnet i olieprisen er et transporttillæg på 0,1 kr/GJ til kraftværk.
3. Pris for orimulsion: 92% af kulprisen³.
4. Naturgaspris til større, centrale kraftværker: Konstrueres ud fra kulprisen som i eksisterende gaskontrakter. I perioden 2004-2008 antages konkurrencen på gasmarkedene at medføre en 10% prisreduktion i forhold til eksisterende gaskontrakter. Efter 2008 antages gasprisen olieprisreguleret.
5. Naturgaspris til decentrale kraftvarmeverker: 151% af gasprisen til centrale værker anvendes (afstemt med DONG's storkundetarif 2002)⁴.

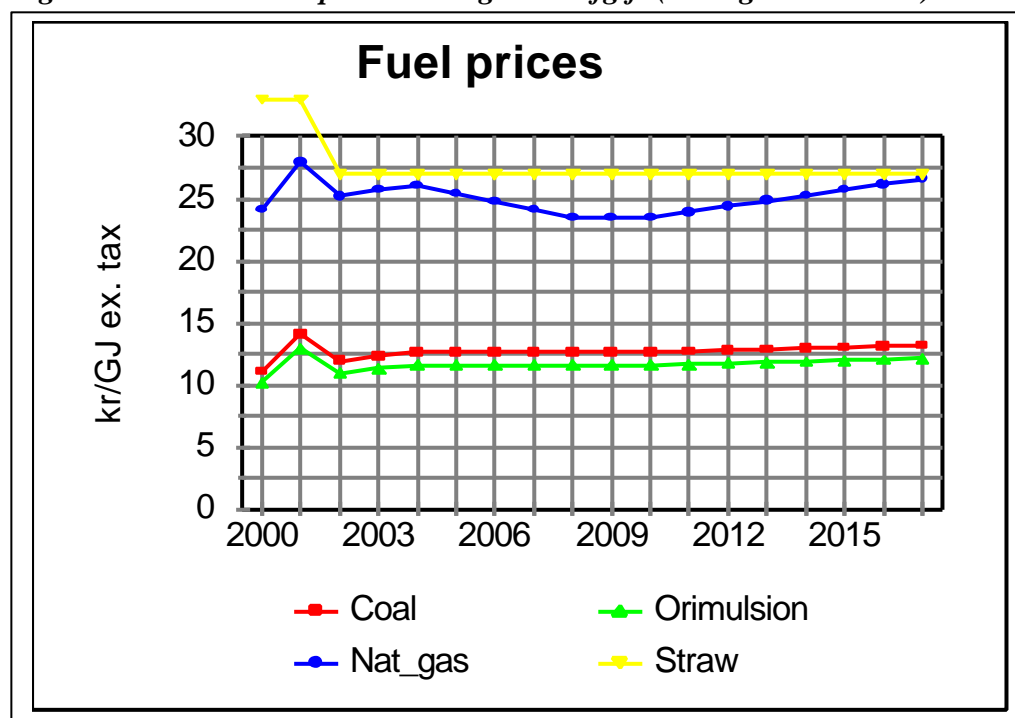
³ Dette er baseret på oplysninger, som fremkom under værdisætning af de danske kraftværker i 1999/2000.

⁴ Man kunne argumentere for, at gasprisen til decentrale værker bør afhænge af størrelsen. Dette er p.t. ikke antaget.

6. Halmpris: I alle år anvendes den af DFF (Danske Fjernvarmeverkers Statistik) og EMD (Energi- og Miljødata) oplyste gennemsnitspris på 27 kr/GJ⁵.
7. Flispris: I alle år anvendes den af DFF og EMD oplyste gennemsnitspris på 31 kr/GJ.
8. Affaldspris: I alle år anvendes en pris på -20 kr/GJ. Prisen er negativ, fordi man betaler for at få sit affald afbrændt. Dermed får affaldsforbrændingsanlæg typisk høj prioritet i lastfordelingen, hvorfor det nøjagtige prisniveau ikke er af betydning (for lastfordelingen og dermed brændselsforbruget og emissionerne).
9. Biogaspris: I alle år er antaget 0 kr/GJ. Heri ligger en antagelse om, at den der producerer biogassen er den samme som den der afbrænder biogassen i kraftvarmeanlæg eller kedel. Omkostningerne ved biogas ligger på drifts- og investeringssiden.
10. Der regnes med de gældende energi- og CO₂-afgifter på brændsel til fjernvarmeproduktion. Afgifterne fastholdes i løbende priser, dvs. falder i faste priser. Der regnes med en afgiftsmæssig virkningsgrad på 125% for decentral kraftvarme⁶ og en afgiftsmæssig virkningsgrad svarende til delt kraftvarmefordel⁷ for central kraftvarme (typisk fra 125 til 150%).
11. For kraftværkerne regnes i perioden 2001-2003 med en skyggeafgift for CO₂-emission. Den fastsættes, så kraftværkerne overholder den samlede CO₂-kvote, dog maksimalt 40 kr/ton. Skyggeafgiften indgår udelukkende i lastfordelingen (og ikke i provenuberegningen).

Figur 3.5.2 viser den forudsatte udvikling i prisen på udvalgte brændsler.

Figur 3.5.2. Brændselsprisudvikling uden afgift (udvalgte brændsler). Faste 2002-priser



⁵ Elproducenterne henviser ind imellem til et højere prisniveau. F.eks. fremkom i forbindelse med kraftværkspakken en gennemsnitspris for kraftværkerne på 31,6 kr/GJ i 1999. På den anden side vil nye oplagingsmetoder kunne bringe prisen ned.

⁶ Eller (hvis fordelagtigt): $1/[Cm*(1/elvirkningsgrad-1/0.65)]$, jf. Notat 99/02-334-102 fra Skatteministeriet (juli 2002).

⁷ Dette er en forenkling, idet kraftvarmefordelen typisk tilfalder fjernvarmesiden i 12 år. For de anlæg, hvor kraftvarmefordelen endnu ikke er delt, er det formodningen, at denne forenkling ikke påvirker simulering af anlæggenes drift i væsentligt omfang.

Elpriser

Markedspris: Forward-prisen på Nordpool anvendes som udtryk for, hvad markedet forventer. Denne pris findes frem til 2005. Efter 2005 anvendes en oplysninger fra konsulentfirmaet ECON, jf kapitel 2. Det indebærer, at elprisen herefter stiger til et niveau svarende til langtidsmarginalomkostningerne for et nyt kraftværk, hvilket sker i perioden 2008-2012, hvor elprisen antages at stige fra 20 øre/kWh i 2008 til 24 øre/kWh i 2012⁸. Denne elpris forudsætter, at der ikke er internationale CO₂-kvoter. Et kvotesystem vil formentlig medføre, at elprisen stiger. Hvor meget er yderst usikkert.

Der antages fri eludveksling med det nordiske og det tyske elmarked i overensstemmelse med markedspris for el, CO₂-kvoter, SO₂-afgift m.m. Der regnes ikke med grænsetarif på el.

Tretidstarif: De decentrale anlæg afregnes p.t. efter en tretidstarif, baseret på "avoided cost", defineret i Bekendtgørelse 786. "Avoided cost" er EU-godkendt til 2003. Regeringen overvejer en ordning, hvor de decentrale værker kan operere på markedsbetingelser. Det er dog p.t. uklart, hvordan dette tænkes at finde sted, hvorfor det i basisfremskrivningen antages, at tretidstariffen fortsætter. Tretidstariffen i kr/MWh beregnes som $198 * 1,044 + 80 * \text{Kulpris} / \text{Ref.kulpris}$ ⁹.

Vindmølleafregningspris: Der regnes med markedspris + et pristillæg på 10 øre/kWh fra 2003 (fastholdes i løbende priser). Dette er hvad nye vindmøller kan forvente. De eksisterende vindmøller modtager en højere pris (typisk 43 eller 60 øre/kWh). Afregningsprisen har dog ikke betydning for fremskrivningen (så længe møllerne kører, når de kan).

Afregningspris til biomassebaseret el: Der regnes med den afregningspris, som er fastlagt i Lov 478, dvs. 30 øre/kWh + pristillæg på 10 øre/kWh. Hertil kommer et tillæg på max 100 kr. pr. tons afbrændt biomasse. Dette er sat til 50 kr¹⁰, således at den samlede afregningspris i 2002 er 43 øre/kWh. Afregningsprisen fastholdes i løbende priser i 10 år. Herefter forudsættes den at være markedspris + pristillæg (10 øre/kWh – deflateret).

Elproduktionstilskud til naturgasfyrede anlæg: Der regnes ikke med elproduktionstilskud til naturgasfyrede kraftvarmeanlæg. Med Lov 393 fra juli 2002 fjernes tilskuddet til anlæg over 25 MW og begrænses til 8 GWh for anlæg under 25 MW. De fleste individuelt beregnede naturgasfyrede kraftvarmeanlæg i RAMSES er over 25 MW. Undtagelserne er Brønderslev (20 MW), Frederikshavn (17 MW) og Bellinge (6 MW), hvor det at se bort fra elproduktionstilskuddet kun har marginal betydning.

Elproduktionstilskud til affaldsfyrede anlæg: Dette antages fortsat at være 7 øre/kWh. De 7 øre fastholdes i løbende priser (dvs. deflateres i faste priser).

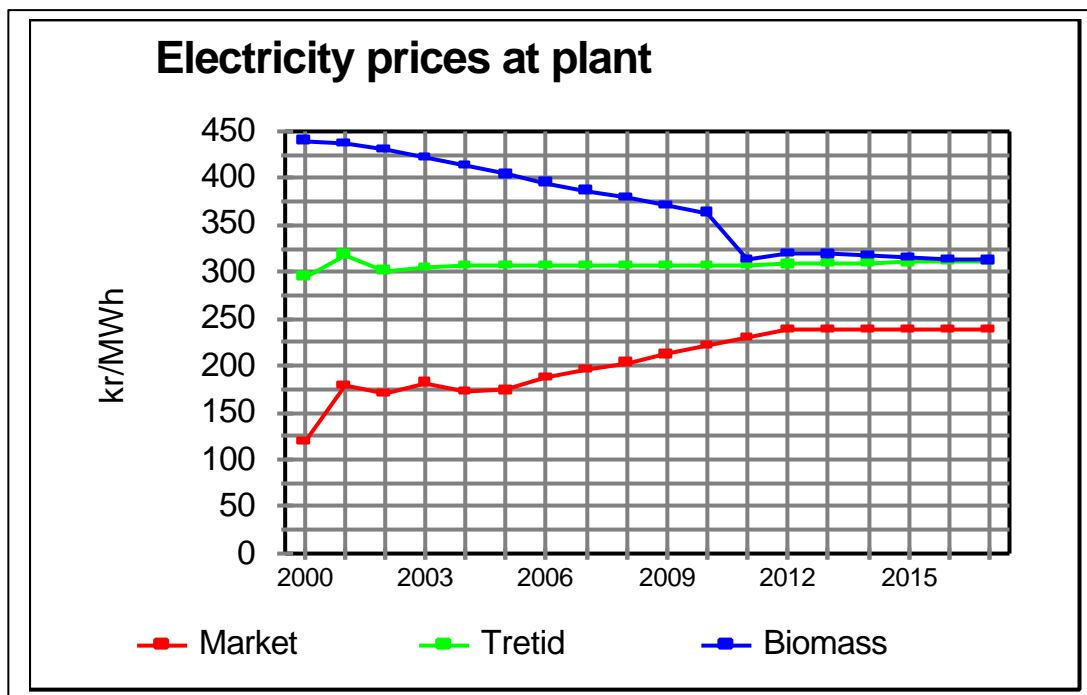
I figur 3.5.3 vises den forudsatte udvikling i udvalgte elsalgspriser.

⁸ I faste 2002-priser.

⁹ De 198 er BKG786's inflationsafhængige del i 2000-priser. 1,044 er prisomregningsfaktoren fra 2000 til 2002. Ref.kulpris er 10,06 kr/GJ. Den samlede afregningspris gælder for kontinuert drift 8760 timer/år. I den konkrete drift opnås typisk en højere pris, da de decentrale værker optimerer driften i spids- og højlast.

¹⁰ Varierer i praksis fra 33 til 100 kr/ton.

Figur 3.5.3. Udvikling i udvalgte elpriser. Faste 2002-priser



Fjernvarmepriser

Der opereres med kun to slags fjernvarmepriser:

- Kul_KV: Repræsenterer fjernvarmesalgsprisen i centrale kraftvarmeområder, uanset hvilken enhed som producerer fjernvarmen. Denne pris fastlægges ud fra brændselsomkostningerne (inkl. afgift) ved delt kraftvarmefordel med et tillæg på 5 kr/GJ for drift&vedligeholdelse.
- NG_DKV: Repræsenterer varmesalgsprisen i alle decentrale fjernvarmeområder. Denne fastlægges som naturgasprisen til decentrale værker (inkl. afgift) divideret med 0,965.

Fjernvarmeprisen har ingen betydning for lastfordelingen og dermed brændselsforbrug, miljøbelastning m.v. Derfor er det ikke skønnet nødvendigt med detaljeret kendskab til fjernvarmepriserne i forbindelse med fremskrivningen.

3.5.2.4 Produktionsanlæggene

Produktionsanlæggene består af en række forskellige grupper:

- Produktionsanlæg, som indgår individuelt i RAMSES, dvs. med et datasæt for hvert anlæg. Disse anlæg står for ca. 77% af fjernvarmeproduktionen og ca. 60% af den indenlandske elproduktion.
- Fjernvarmeproduktionsanlæg, herunder decentrale værker, som er puljet. Denne ”restgruppe” udgør ca. 23% af fjernvarmeproduktionen og ca. 15% af den indenlandske elproduktion.
- Industrielle kraftvarmeværker og minikraftvarmeværker.
- Vindmøller.

Eksisterende, individuelt specificerede anlæg

De eksisterende anlæg antages at køre videre med uændrede egenskaber, herunder uændrede brændselsmix, indtil de skrottes. Der regnes i denne forbindelse med en levetid for decentrale anlæg på 20 år, mens der regnes med 30 år for centrale anlæg. De to største centrale anlæg: ASV5 og EV3

antages dog først skrottet efter 35 år. Der bygges miljøanlæg på de store kraftværker efter flg. plan: Vestkraft, blok 3 (deNOx, 2005), Asnæsværkets blok 5 (deNOx, 2005), Stignæsværkets blok 2 (lavnox, 2000), Fynsværkets blok 7 (deNOx, 2007), Randersværket (afsvovling, 2000).

Følgende centrale anlæg forudsættes skrottet ultimo året. Disse antagelser er nødvendige for at vurdere forsyningssikkerheden og behovet for ny effekt i fremtiden. Beslutningerne om skrotning er dog i alt væsentligt kommercielle beslutninger, der træffes af producenterne, hvorfor antagelserne nedenfor er forbundet med betydelig usikkerhed.

Tabel 3.5.1. Forudsætninger vedr. skrotninger af centrale anlæg før 2017¹¹

Blok	Fjernvarmeby	Eleffekt	Skrotning (ultimo)
SVS2	TVIS	269 MW	1999
MKS2	Århus	262 MW	1999
NK1	Ålborg	269 MW	2000
ASV4	Kalundborg	270 MW	2001 ¹²
ASV3	Kalundborg	270 MW	2001
STV1 ¹³	Stignæs (kondens)	143 MW	2003
AMV1	København (vand)	136 MW	2003
SVS1	TVIS	100 MW	2005 ¹⁴
HCV1-4	København (damp)	37 MW	2005
ASV2	Kalundborg	145 MW	2006
FVO3 ¹⁵	Odense	269 MW	2009
AMV2 ¹⁶	København (vand)	90 MW	2010
RKE1	Randers	45 MW	2012
MKS3	Århus	350 MW	2013
EV3	Åbenrå	600 MW	2013
KYV21 ¹⁷	Kyndby (kondens)	260 MW	2013
MKS4	Århus	350 MW	2014
STV2	Stignæs (kondens)	270 MW	2014
HCV7	København (damp)	88 MW	2014
ASV5	Kalundborg	650 MW	2015
KYV22	Kyndby (kondens)	260 MW	2015
MKS5	Århus (kondens)	13 MW	2016

De decentrale anlæg, der skrottes, er omtalt nedenfor.

¹¹ Skrotningstidspunktet har ikke betydning for fremskrivningen til 2020, såfremt det ligger ultimo 2020 eller senere.

¹² Lagt i mølpose.

¹³ Skulle iflg. godkendelsen af AVV2 skrottes senest ved idriftsættelse af AVV2, men skrotningskravet er udskudt til ult. 2003.

¹⁴ Står som reserve (på olie) for SVS3. Skrotningstidspunktet er et gæt.

¹⁵ Kører på naturgas.

¹⁶ Antages at køre på biomasse i perioden 2004-2010.

¹⁷ Det er (lidt arbitrært) valgt at skrotte de forenklede dampturbineanlæg før nødstarts-gasturbinerne ud fra en betragtning om, at førstnævnte er dyrest at vedligeholde.

Næsten sikre nye anlæg

En række anlæg er under overvejelse, er besluttede, er pålagte, indgår i en politisk aftale, er godkendt eller er under opførelse. Det er valgt at regne med følgende anlæg:

- Herningværket er ombygget til naturgas og er under ombygning til træflisfyring fra 2003 som opfølgning på biomasseaftalen (50% gas, 50% flis). Det antages at køre 20 år herefter.
- Studstrupværket (MKS4) antages tilsatsfyret med 8% halm fra 2004 som led i opfyldelsen af biomasseaftalen.
- Amagerværkets blok 2 antages omstillet til 100% biomasse (halmpiller) fra 2004. Dette projekt har været i støbeskeen et stykke tid som led i opfyldelsen af biomasseaftalen, og en ansøgning fra E2 er på trapperne. Gennemførelse af projektet vil medføre, at anlægget nednormeres fra 136 til 90 MW el.
- Der antages bygget nye affaldsfyrede kraftvarmeværker på Vestforbrænding (kraftvarmeanlæg 2, 2005), Esbjerg (2003), Ålborg (RenoNord2, 2005), og Århus (ÅrhusNord2, 2005). Sideløbende antages affaldskedler uden el lukket. Det betyder, at der frem til ca. 2004 er konsistens med "Affald21", som ifølge foreløbige beregninger fra Rambøll medfører nogenlunde konstante affaldsmængder til forbrænding. De nævnte anlæg er udmeldt i forudsætningskrivelser fra Energistyrelsen.
- Gasturbinen i Næstved Kraftvarmeværk pilles ned, således at Næstved fortsætter med ren affaldskraftvarme. Gasturbinen (25 MW) antages genopstillet på H C Ørstedsværket i 2005
- Et geotermisk anlæg på 60 MJ/s varme antages idriftsat i 2004 i Københavns vandområde. Forundersøgelser, boringer m.m. foregår p.t. Projektet vartages af et konsortium med E2, DONG, VEKS og CTR.
- Det antages, at Elsam overtager den tyske del af EV3 fra 2003. Dette giver rådighed over 300 MW ekstra i det danske elsystem, idet der ikke længere vil være en "automatisk" eleksport til Tyskland..

Der er ikke regnet med anvendelse af kød- og benmel. Dette er p.t. under overvejelse. Evt. anvendelse af kød- og benmel formodes at være et overgangsfænomen.

Mulige fremtidige decentrale anlæg

En række decentrale værker falder for "aldersgrænsen", dvs. bliver 20 år i løbet af beregningsperioden. De første anlæg falder bort lige før 2010. Det antages, at disse erstattes med tilsvarende værker. Dette er naturligvis en usikker forudsætning, hvis realisme afhænger af elpriser, brændselspriser og affaldsmængder lige før og efter 2010.

Nærmere bestemt er der tale om følgende erstatningsbyggerier (med idriftsættelsesår i parentes):

- Helsingør naturgas-kraftvarme (2014).
- Hillerød naturgas-kraftvarme (2012).
- Amagerforbrænding (2012).
- Slagelse affald-halm-kraftvarme (2010).
- Masnedøværkets halmkraftvarmeanlæg (2016).
- Næstved affaldskraftvarme (2016).
- Fangel biogas-kraftvarme (2012).
- Frederikshavn naturgas-kraftvarme (2008).
- Frederikshavn affalds-kraftvarme (2014).
- Brønderslev naturgas-kraftvarme (2016).

- Grenå halmkraftvarme¹⁸ (2013).
- Herning affaldskraftvarme (2014).
- Odense affaldskraftvarme (2016).
- Hjørring naturgas-kraftvarme (2016).
- Horsens affald-naturgas-kraftvarme (2012).
- Silkeborg naturgas-kraftvarme (2016).
- Sønderborg affald-naturgas-kraftvarme (2016).
- Kolding affaldskraftvarme (2010).
- Viborg naturgas-kraftvarme (2015).
- RenoSyd affaldskraftvarme (2013).
- Spørring-Edslev biogas-kraftvarme (2015).

El- og fjernvarmeproduktion fra små værker (restgruppen)

For restgruppen af små værker, hvis produktion er puljet (ca. 23% af fjernvarmeproduktionen) er gjort følgende antagelser:

1. Biogas-kraftvarme (fællesanlæg), halmkraftvarme, trækraftvarme og affaldskraftvarme antages uændrede over perioden i forhold til 1999.
2. Fjernvarmebidrag fra naturgas, olie, affald, biogas, solvarme og overskudsvarme antages ligeledes uændrede i forhold til 1999.
3. Naturgas-kraftvarme. Antages at falde fra en leverance på 51% af restfjernvarmen i 1999 til 45% i 2005 og 40% i 2012. Dette baseres på en antagelse om, at en del af naturgas-kraftvarmeværkernes produktion efterhånden bliver erstattet af fjernvarme, enten under f.eks. lavlast eller ved egentlig udskiftning. Dette er naturligvis meget usikkert.
4. Nedgangen i fjernvarmeleverancen fra naturgas-kraftvarme antages overtaget af biomasse-fjernvarme på halm og træ. Også her er der stor usikkerhed, men på grund af afgifterne vurderes biomasse-fjernvarme mere sandsynligt end olie- eller gasfjernvarme og på grund af den store teknologiske usikkerhed vurderes biomasse-fjernvarme mere sandsynlig end biomasse-kraftvarme.

Vindkraft, solceller og bølgekraft

Forudsætningerne om vindkraftudbygningen er følgende.

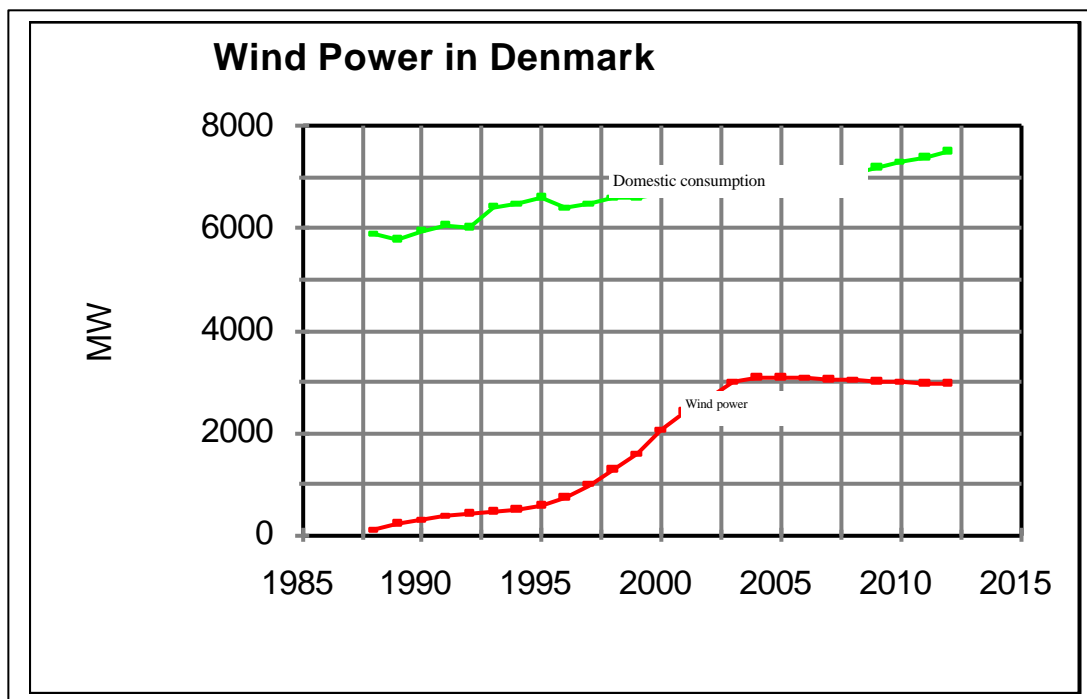
- Eksisterende vindmøller på land: Der vurderes at være ca. 2500 MW ultimo 2001. Den politiske aftale af 19. juni 2002 vedrørende afregning af vindmøller betyder, at møller ældre end ca. 10 år og nye møller fra 2003 afregnes til markedspris plus et pristillæg på 10 øre/kWh, dog max 36 øre/kWh. Når møllen er 20 år, bortfalder pristillægget. Med lave markedspriser kan det forventes, at møllerne i meget stor udstrækning skrottes når de bliver omkring 20 år. Frem til udgangen af 2003 er der en skrotningsordning, hvor der ved skrotning af møller under 150 kW kan fås et skrotningsbevis, som giver ret til et pristillæg til en ny mølle. Udnyttelsen af skrotningsordningen er endnu ukendt. Ud fra det hidtidige forløb, hvor der fra 1. april 2001 til 1. september 2002 er tildelt skrotningsbeviser til omkring 35 MW skrottede møller kan det antages, at der frem til udgangen af 2003 skottes i alt ca. 70 MW. Dette forventes at give anledning til ca. 200 MW ny kapacitet med skrotningsbevis, skønsmæssigt fordelt med 150 MW i 2002 og 50 MW i 2003. I øvrigt antages møllerne skrottet med normalfordeling omkring 20 år.

¹⁸ Grenå-anlægget er et fluid-bed anlæg på kul og halm.

- Nye landvindmøller: På baggrund af oplysninger fra netselskaberne om igangværende projekter kan det forventes, at der i 2002 vil blive ca. 290 MW nye møller, hvoraf de 55 er kystnære havvindmøller. De ændrede afregningsregler for nye møller fra 2003 med markedspris plus 10 øre/kWh forventes på kort sigt ikke at være tilstrækkelig attraktive til, at der kan etableres nye landmøller. Kombinationen af stigende markedspriser samt fortsat faldende vindmøllepriser pr. produceret kWh forventes dog omkring 2007 at gøre det både samfundsmæssigt og selskabsøkonomisk attraktivt at opføre enkelte nye landmøller på de gunstigste placeringer. Frem mod 2012 forventes derfor en jævnt stigende udbygning, og fra 2012 er det antaget, at der ud fra landskabelige hensyn sker en udbygning svarende til den nedtagne effekt¹⁹.
- Havvindmøller: Ud over de mindre havmølleparker, som findes eller er ved at blive etableret (Tunø og Vindeby, Grenå, Middelgrund og Samsø – i alt 84 MW) antages kun to af de oprindeligt 5 store parker etableret: Horns Rev i 2003 og Rødsand i 2003. Herefter er det regeringens hensigt, at evt. yderligere udbygning skal ske på markedsvilkår, evt. efter udbud. Da de økonomiske forhold for fremtidige havvindmøller er uafklaret, er der ikke regnet med yderligere havmølleudbygning efter 2003.
- Solceller og bølgekraft: Ingen målbar udbygning antaget.

Den samlede forudsatte vindkrafteffekt ses i figur 3.5.4 nedenfor.

Figur 3.5.4. Vindkraft-effektudbygning og indenlandsk effektbehov



Industriel kraftvarme og minikraftvarme

Der forudses en yderst begrænset udbygning med industrielle kraftvarmeværker og minikraftvarmeværker. Kun ca. 8 MW udbygning fra igangværende projekter er medregnet. Dette betyder en samlet eleffekt fra industri- og minikraftvarme på 549 MW fra 2002.

¹⁹ Såfremt der ikke bliver opført nye møller, vil den samlede installerede effekt falde med ca. 1000 MW fra 2003 og frem til 2017.

Leverancen af overskudsvarme fra industrien forudsættes konstant i forhold til nu, dvs. knap 5 PJ årligt.

Kriterium for forsyningssikkerhed

Under monopoltiden opererede man på papiret med et kriterium for udbygning med ny kapacitet, som indebar at der altid skulle være mindst 20% effektreserve i forhold til den time på året, hvor elforbruget var maksimalt. Dette tog højde for havarier og planlagte revisioner i elproduktionsanlæggene. I praksis har reserven været noget højere end 20%. I effektopgørelsen blev typisk fra-regnet "kraftvarmefracdraget", som er det tab af eleffekt, der på udtagsanlæggene er forbundet med levering af kraftvarme²⁰.

I et elmarked er det som udgangspunkt elproducenterne (og ikke systemansvaret eller staten), der tager stilling til, om der er et "kapacitetsbehov". Det er ikke givet, at markedet vil sørge for 20% reserve; faktisk er der i dag ingen der ved, om markedet i det hele taget kan levere "tilstrækkelig" forsyningssikkerhed – det er indtil videre en arbejdshypotese. Det er heller ikke givet, at Danmark skal levere sin egen forsyningssikkerhed på længere sigt inden for landets grænser. Det er i øvrigt ikke på forhånd klart, hvordan man i det hele taget skal forstå en "dansk forsyningssikkerhed". En fortolkning kunne være, at der skal være så og så meget dansk ejet kapacitet. En anden kunne være, at der skal være så og så meget kapacitet inden for de danske grænser. Disse overvejelser kan eksemplificeres ved Avedøreværkets blok 2, som er 40% ejet af det svenske Vattenfall. Til gengæld ejer Energi E2 en række vandkraftværker m.m. i Sverige og Norge. Det er valgt at bruge en geografisk afgrænsning ud fra en betragtning om, at dansk lov gælder på det danske territorium. Dvs. at hele Avedøre 2 tæller med som "dansk" kapacitet, mens den danske ejede kapacitet i udlandet ikke tæller med.

Det er i forskellige sammenhænge blevet fremhævet som vigtig forudsætning for, at markedet kan levere tilstrækkelig forsyningssikkerhed, at elforbrugerne reagerer på elpriserne, dvs. at elforbrugerne bidrager til at "skære forbrugsspidsene af". Der er i dag ikke fuld klarhed over, hvor stort forbrugernes potentiale for effektregulering er, og hvor hurtigt og til hvilke omkostninger det kan etableres.

Der er i basisfremskrivningen valgt et 15% reserveeffekt-kriterium inklusiv vindkraft²¹ og kraftvarmefracdrag. Dette er af ovennævnte årsager naturligvis diskutabelt og delvist arbitrært. Bag forudsætningen ligger en forestilling om, at markedsaktørerne vil gå "tættere på grænsen" end under monopoltiden. Desuden ligger som nævnt tidligere en forudsætning om, at der ikke er netbegrænsninger. En sikring af (dansk) forsyningssikkerhed med en relativt lille reserve vil formentlig forudsætte en elektrisk storebæltsforbindelse, dels for at Øst- og Vestdanmark bedre kan deles om effektreserverne, dels for at udligne eventuelle øst-vest skævheder i kapacitetsreserve og uregulerbar elproduktion.

Ud over behovet for elkapacitet er der taget hensyn til kraftvarmekapaciteten i de enkelte fjernvarmeområder, således at der sigtes mod mindst én kraftvarmeenhed i hvert område.

²⁰ Kraftvarmefracdraget varierer år for år, men ligger typisk i RAMSES på omkring 250 MW.

²¹ Vindkraften indregnes med sin middeleffekt. En vindmølle på 1 MW vil på land typisk få en effektværdi på 0,25 MW og til havs omkring 0,40 MW. Dette gælder så længe vindkraften leverer op til omkring 10% af elproduktionen. Ved udbygning herover flader vindkraftens marginale effektværdi. Disse betragtninger bygger på beregninger af LOLP (Loss-Of-Load-Probability).

I ovenstående 15%-kriterie ligger en forudsætning om, at benyttelsestiden for elforbruget i Danmark holder sig konstant på ca. 5300 timer årligt (svarende til det historiske niveau). I virkeligheden burde øget fleksibilitet på forbrugssiden medføre en øget benyttelsestid, idet forbrugerne vil "skære en del af elforbrugsspidsen". Det er valgt ikke at medregne dette fænomen, hovedsageligt på grund af manglende kendskab til potentialet. Hvis man f.eks. kunne øge elforbrugets benyttelsestid fra 5300 timer til 5700 timer, svarer det til omkring 500 MW lavere effektbehov omkring 2010.

Mulige, fremtidige centrale anlæg

Med de antagelser om de mindre produktionsanlæg, som er gjort ovenfor, og et 15% reservekriterium, jf. ovenfor, er der kapacitet nok i elsystemet frem til 2012, dvs. til og med 1. Kyoto-periode. Umiddelbart herefter bliver der kapacitetsmangel i elsystemet. Dette hænger på forudsætningerne om, hvornår de centrale værker skrottes, jf. afsnit 2.4.1 ovenfor.

Kapacitetsmangelen omkring 2013 er sammenfaldende med det tidspunkt, hvor elprisen på markedet forventes at være oppe på et niveau nogenlunde svarende til langtidsmarginalomkostningerne for et nyt fossilt kraftværk, jf. kapitel 2. Der er derfor en vis konsistens i antagelserne om elprisudviklingen og det tidspunkt, hvor der bliver "effektmangel".

Spørgsmålet er så, hvad markedet vil bygge for nogle anlæg. Under den tidligere regering blev der i 1997 udmeldt et kulstop, som indebar at der ikke kunne forventes givet tilladelse til nye kulfyrede værker. Den nuværende regering har hverken bekræftet eller afkræftet dette kulstop, men da der er tale om en udmelding fra en ikke længere siddende regering, antages kulstoppet at være bortfaldet. Der er ikke p.t. udmeldt krav til nye anlæg ("objektive, ikke-diskriminerende godkendelseskriterier", jf. EU's eldirektiv). Det er derfor antaget (i basisfremskrivningen), at valget af anlæg i fremtiden alene kan begrundes ud fra kommercielle overvejelser.

En beregning af langtidsmarginalomkostningen for kondensværker giver med de her anvendte forudsætninger²² 27,5 øre/kWh for kulfyret kondens og 24,4 øre/kWh for gasfyret kondens²³. Holder disse – usikre - forudsætninger, burde investor foretrække et gas- frem for et kulkraftværk. Hertil kommer, at der må formodes at være en tendens til at foretrække lave investeringer i et marked, hvilket også peger i retning af gasfyrede kraftværker. Omvendt kunne den store usikkerhed om fremtiden få investorerne til at bygge "multibrændselsanlæg" som Avedøreværk 2. Forudsætningerne skal ikke ændres meget, før kul er billigere end naturgas.

Produktionsomkostningerne på 27,5 hhv. 24,4 øre/kWh er højere end den antagne langsigtede spotpris på 24 øre/kWh. Imidlertid vil der være en fjernvarmeindtægt fra værket, som gør at omkostningerne reelt er noget mindre. Hertil kommer, at den reelle elsalgspris vil være højere end de 24 øre/kWh på grund af børsprisens timevariationer. Der vurderes derfor at være god overensstemmelse mellem elprisfremskrivningen og det antagne tidspunkt for nybygning.

Der er på baggrund af ovenstående – meget usikre – overvejelser valgt en udbygning med en blanding af gas- og kulfyrede værker i basisfremskrivningen, se tabel 3.5.2.

²² 9,6 Mkr/MW hhv. 5,7 Mkr/MW i investering, godt 3% hhv. knap 3% af investeringen pr. år i D&V og 50% hhv. 60% i elvirkningsgrad for kul- hhv. gas- (combined cycle) kraftværker.

²³ Der er her antaget en realrente på 6%, hvilket markedet muligvis vil finde utilstrækkeligt.

Tabel 3.5.2. Forudsætninger vedr. nye centrale kraftvarmeværker. I alt ca. 3000 MW

Blok	Fjernvarmeby	Eleffekt (MW)	Brændsel	Idriftsættelsesår
RKE2	Randers	70	Kul	2013
FVO8	Odense	400	Naturgas	2014
EV4	Åbenrå	400	Kul	2014
MKS6	Århus	400	Naturgas	2014
MKS7	Århus	500	Kul	2015
Damp8	København (damp)	400	Naturgas	2015
AVV3	København (vand)	500	Naturgas	2016
ASV6	Kalundborg	500	Kul/orimulsion	2016

Som alternativer til denne udbygningsstrategi kunne man forestille sig f.eks. en udbygning med kulfyrede værker alene eller naturgasfyrede værker alene. En anden tænkelig mulighed er, at kraftværksselskaberne vil investere betydelige beløb i en væsentlig levetidsforlængelse af de bedste af de eksisterende værker. Investeringsniveauet vil herved formentlig være lavere end ved nybygning, men brændselsforbruget og emissionerne vil være højere.

3.5.3 Resultater

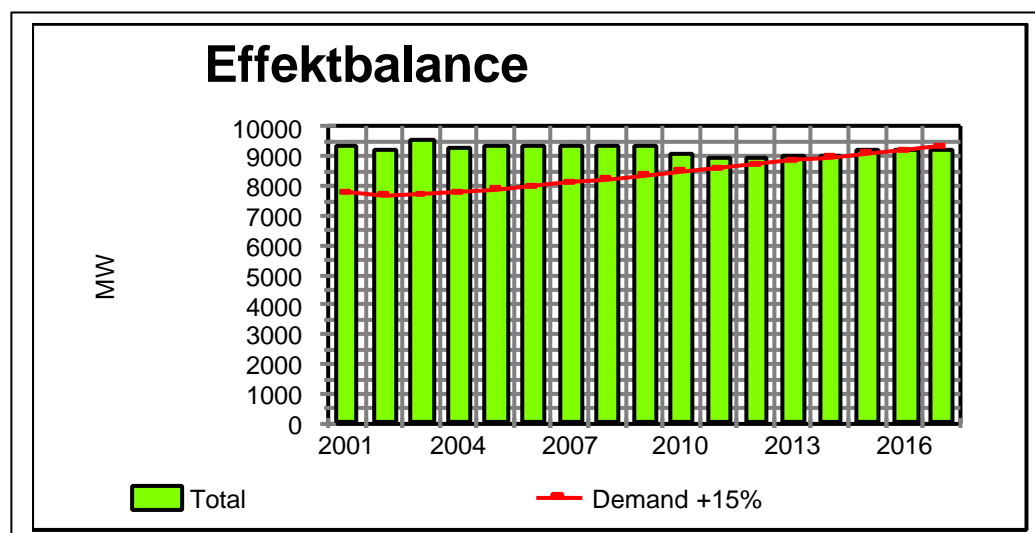
I dette afsnit præsenteres resultaterne af RAMSES-fremskrivningen.

3.5.3.1 Effektbalance.

Med de antagne udskiftninger af decentrale og centrale værker komme effektbalancen på elsiden til at se ud som i figur 3.5.5 nedenfor. Lige efter 2010 er effektoverskuddet ”høvlet af”, dvs. der er balance i det danske system mellem udbuddet af og efterspørgslen efter eleffekt – forudsat at det omtalte 15% reservekriterium kan bruges som rettesnor. Desuden forudsættes, at Danmarks effektbalance med rimelighed kan betragtes under ét, hvilket som nævnt igen må formodes at forudsætte etablering af en elektrisk storebæltsforbindelse.

Effektbalancen i figur 3.5.5 er inklusive de tidligere omtalte nye centrale enheder og decentrale udskiftningsbyggerier og inkl. vindkraft, der indgår med sin gennemsnitlige eleffekt.

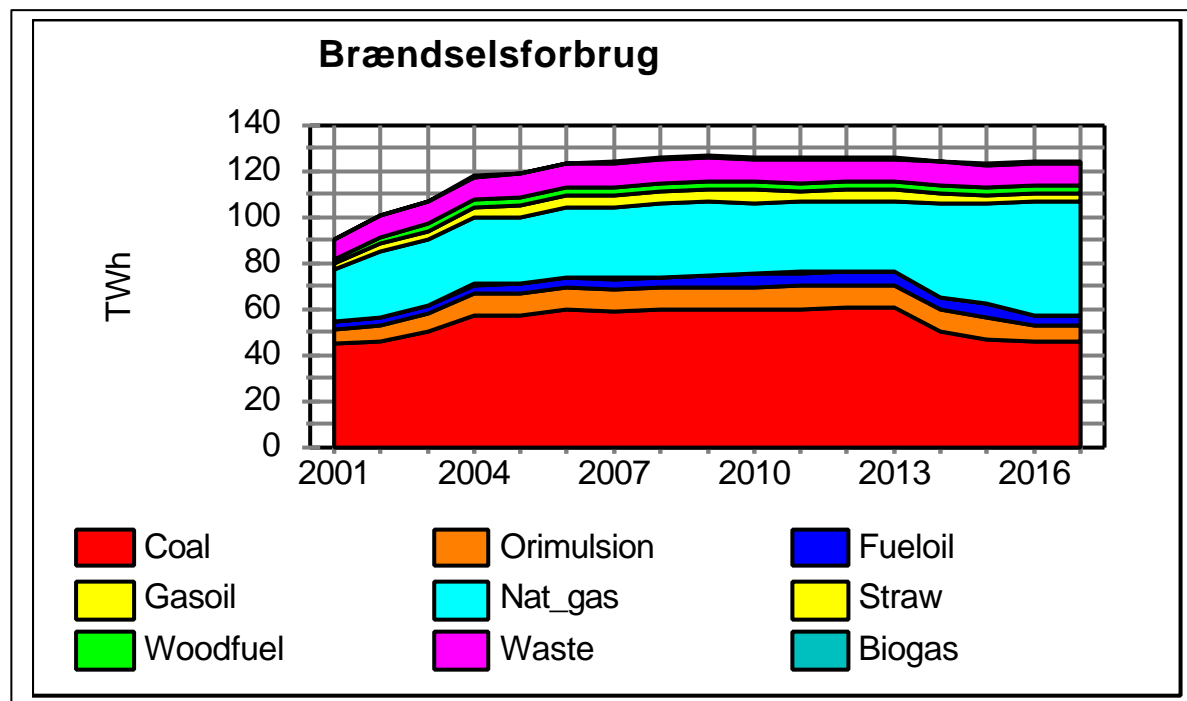
Figur 3.5.5. Effektbalance



3.5.3.2 Brændselsforbruget til el og fjernvarme

Brændselsforbruget til el og fjernvarme ses i figur 3.5.6.

Figur 3.5.6. Brændselsforbrug



Brændselsforbruget stiger i fremskrivningen; dels på grund af det stigende el- og fjernvarme-forbrug, dels på grund af forudsætningen om stigende markedspris for el. Især er der en stor stigning lige efter 2003, hvor kvoteordningen for elværkerne ophører. I slutningen af perioden flader brændselsforbruget lidt ud, hvilket skyldes idriftsættelsen af en række nye, effektive anlæg.

Biomasseforbruget til elproduktion ligger i perioden 2004-2010 på ca. 20 PJ²⁴, svarende til at biomassehandlingsplanen realiseres²⁵. Efter ca. 2010 falder biomasseforbruget på grund af forudsætningen om, at den høje afregningspris til biomasse kun gælder i 10 år.

Naturgasforbruget stiger sidst i perioden på bekostning af især kulforbruget. Dette skyldes, at de forudsatte nye værker – hvoraf halvdelen er på naturgas – erstatter elproduktionen på værker, som skrottes.

Affaldsforbruget stiger i beregningen fra ca. 33 i 2002 til ca. 36 PJ omkring 2010. Til sammenligning blev der i 1999 og 2000 brændt knap 3 mio. tons affald. Antages brændværdien at være 10 GJ/ton, er der altså tale om en lille øgning af affaldsmængderne til forbrænding i forhold til 1999 og 2000. Dette kan ses som en følge af idriftsættelse af enkelte nye affaldsanlæg, jf. afsnit 3.5.2.4. Mængden af affald til forbrænding har generelt været stigende de senere år.

²⁴ Ekskl. forbruget på Junckers kraftvarmeværk, som for nylig er overtaget af Energi E2.

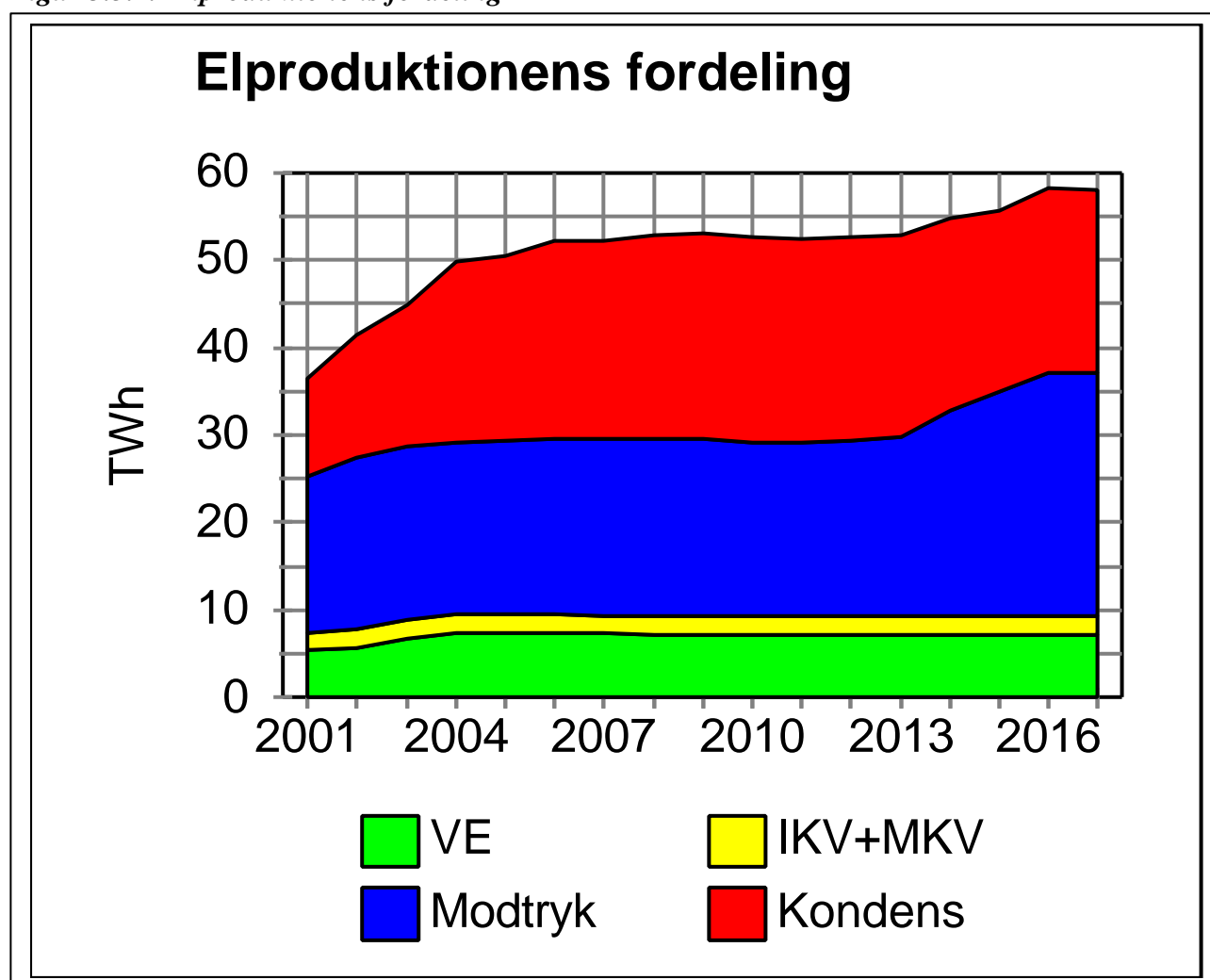
²⁵ Biomassehandlingsplanen forudsætter et biomasseforbrug på 19,5 PJ årligt.

3.5.3.3 Elproduktionens fordeling

Figur 3.5.7 nedenfor viser elproduktionens fordeling på hovedtyper. I 2002 ligger elproduktionen på et niveau svarende til lidt over det danske elforbrug (hvilket dels skyldes moderate markedspriser for el, dels CO₂-kvoterne). Fra 2003 stiger elproduktionen markant på grund af dels lave kulpriser, dels stigende elpriser. CO₂-kvoterne overskrides i beregningen for 2003, jf. afsnit 3.5.3.5 nedenfor. Eleksporten lægger sig i perioden 2004 til 2017 på et niveau omkring 13-16 TWh årligt. Sidst i perioden stiger modtryksproduktionen p.g.a. forudsætningen om bygning af nye værker med relativt højere Cm-værdi end i dag.

Andelen af VE-el beregnes til 23,9% af elforbruget af værk i 2003, ekskl. affald. Udviklingen i VE-el går herefter stort set i stå, og VE-el udgør i 2010 omkring 24% af elforbruget af værk. Til sammenligning er det vejledende mål i EU's VE-direktiv for Danmark 29% VE-strøm i 2010. Dette er dog inkl. den bionedbrydelige del af affaldet. Elproduktionen fra bionedbrydeligt affald udgør omkring 1,6 TWh eller 4% i 2010. Det ser således ud til, at det vejledende EU-mål næsten opfyldes.

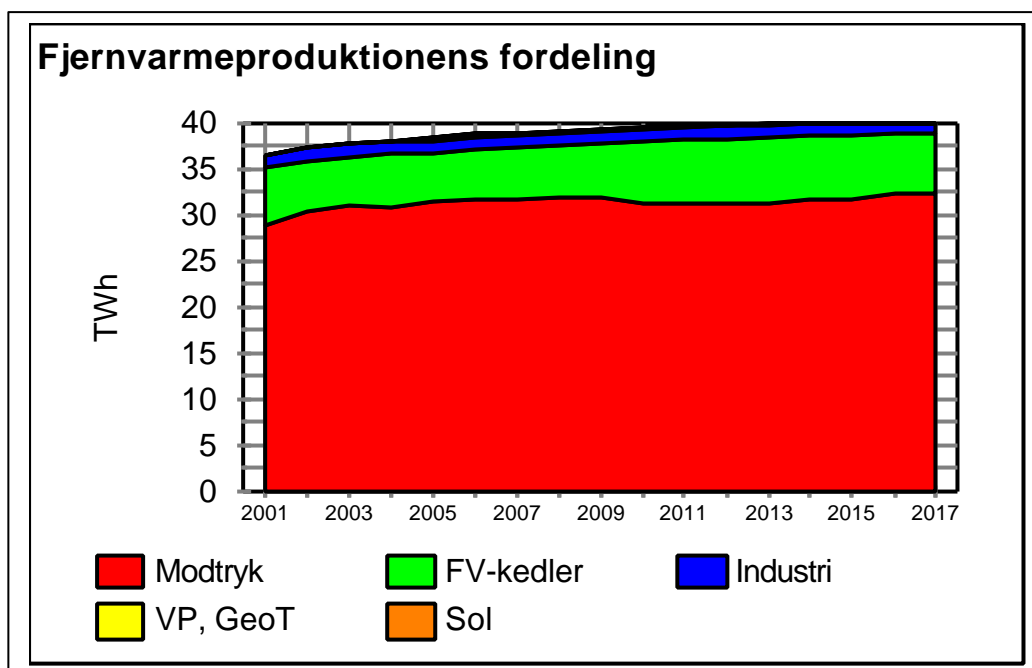
Figur 3.5.7. Elproduktionens fordeling



3.5.3.4 Fjernvarmeproduktionens fordeling.

Figur 3.5.8 viser fjernvarmeproduktionens fordeling på kraftvarme og kedler.

Figur 3.5.8. Fjernvarmeproduktionens fordeling.



Sammenholdes med figur 3.5.7 ses, at stigningen i modtryksproduktionen skyldes højere Cm-værdi (forholdet mellem el- og varme ved fuld varmeproduktion) og ikke højere kraftvarmeproduktion.

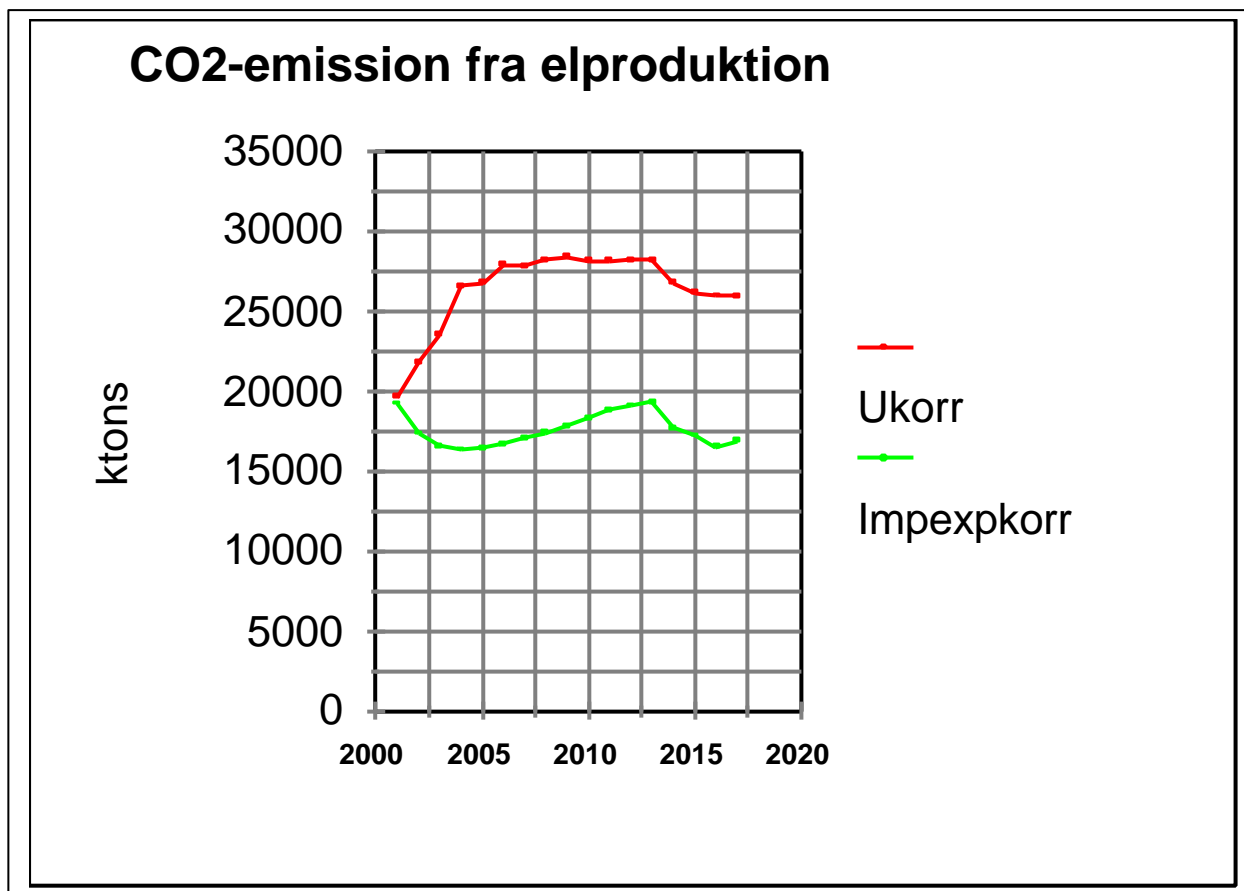
3.5.3.5. CO₂-udledning

Figur 3.5.9 viser den beregnede CO₂-udledning fra elproduktion (dvs. med fjernvarmens bidrag fratrukket²⁶). Den ukorrigerede udledning holder sig i 2002 på det niveau, som CO₂-kvoterne fastlægger. I 2003 overskrides kvoterne imidlertid, hvilket skyldes en kombination af forudsætningen om relativt lave kulpriser og en markedspris for el på 18 øre/kWh. Eleksporten beregnes i 2003 til ca. 9 TWh og kvoteoverskridelsen til ca. 3½ mio. tons. Efter 2003 stiger udledningen yderligere til et niveau omkring 28 mio. tons årligt. Efter 2013, hvor der forudsættes udbygget med nye gas- og kulkraftværker, sker et fald i CO₂-udledningen, fordi gas erstatter kul.

Den import/eksportkorrigerede CO₂-udledning til el udviser en faldende tendens frem til 2004, hvilket især skyldes effekterne af de to havmølleparker, idriftsættelse af AVV2 og realisering af biomasseaftalen m.m. Efter 2004 er der en langsom stigning i den import/eksportkorrigerede udledning, som skyldes stigende elforbrug kombineret med et stagnerende produktionsapparat. Efter udbygningen med nye gas- og kulfyrede værker fra 2013 falder den import/eksportkorrigerede (og den absolutte) emission igen.

²⁶ Dette gøres ved at antage en varmeeffektivitetsgrad på 200% for kraftvarmeproduktion, således at der for hver enhed kraftvarme, som produceres, overføres ½ enhed brændsel fra el- til varmesiden. Dette svarer til CO₂-kvotelovens fremgangsmåde.

Figur 3.5.9. CO₂ fra elproduktion



I 2001 var der en eleksport på 0,58 TWh. Modellen vil – uden en skyggeafgift på CO₂ – give en eleksport på godt 7 TWh og omkring 25 mio. tons CO₂ fra elproduktionen, hvilket er ca. 3 mio. tons over kvoten. Med en skyggeafgift på 34 kr/GJ i 2001 bliver modellens beregnede eleksport 0,52 TWh, hvilket er tæt på det historisk observerede, og en CO₂-udledning fra el, som holder sig inden for kvoten²⁷. Dette kunne antyde (med betydelige forbehold for, om kraftværksenhedernes driftsomkostninger er korrekt repræsenteret), at CO₂-kvoterne i 2001 har haft en vis virkning.

I ratifikationsfremskrivningen (den forrige energifremskrivning fra foråret 2001 til brug for Folketingets behandling af ratifikation af Kyoto-protokollen) blev der beregnet en CO₂-udledning fra el på godt 14 mio. tons²⁸ i 2005. I den nye fremskrivning er der en import- og kraftvarmekorrigeret udledning fra elproduktion på godt 16 mio. tons CO₂. Forskellen ligger hovedsageligt i, at den nye fremskrivning har et højere elforbrug i 2005 og en mindre vindkraftudbygning.

I ratifikationsfremskrivningen blev der beregnet en CO₂-udledning fra el på ca. 14 mio. tons²⁹ i 2010. Denne fremskrivning overholdt Kyoto-målsætningen på 21% drivhusgasreduktion i 2008-12 sammenlignet med 1990, dog med en mindre manko, af størrelsesordenen 2%-points. I den nye

²⁷ Ifølge Energistyrelsens opgørelse af 1/7 2002 blev CO₂-kvoterne overholdt i 2001. Den samlede CO₂-udledning fra elproduktion blev opgjort til 20,2 mio. tons. Dette harmonerer godt med den beregnede udledning for 2001, når der korrigeres for, at 2001 var et dårligt vindår (RAMSES regner på et normalt vindår).

²⁸ Korrigeret for eleksport, og med varmesiden fraregnet med en kraftvarmevirkningsgrad på 200%.

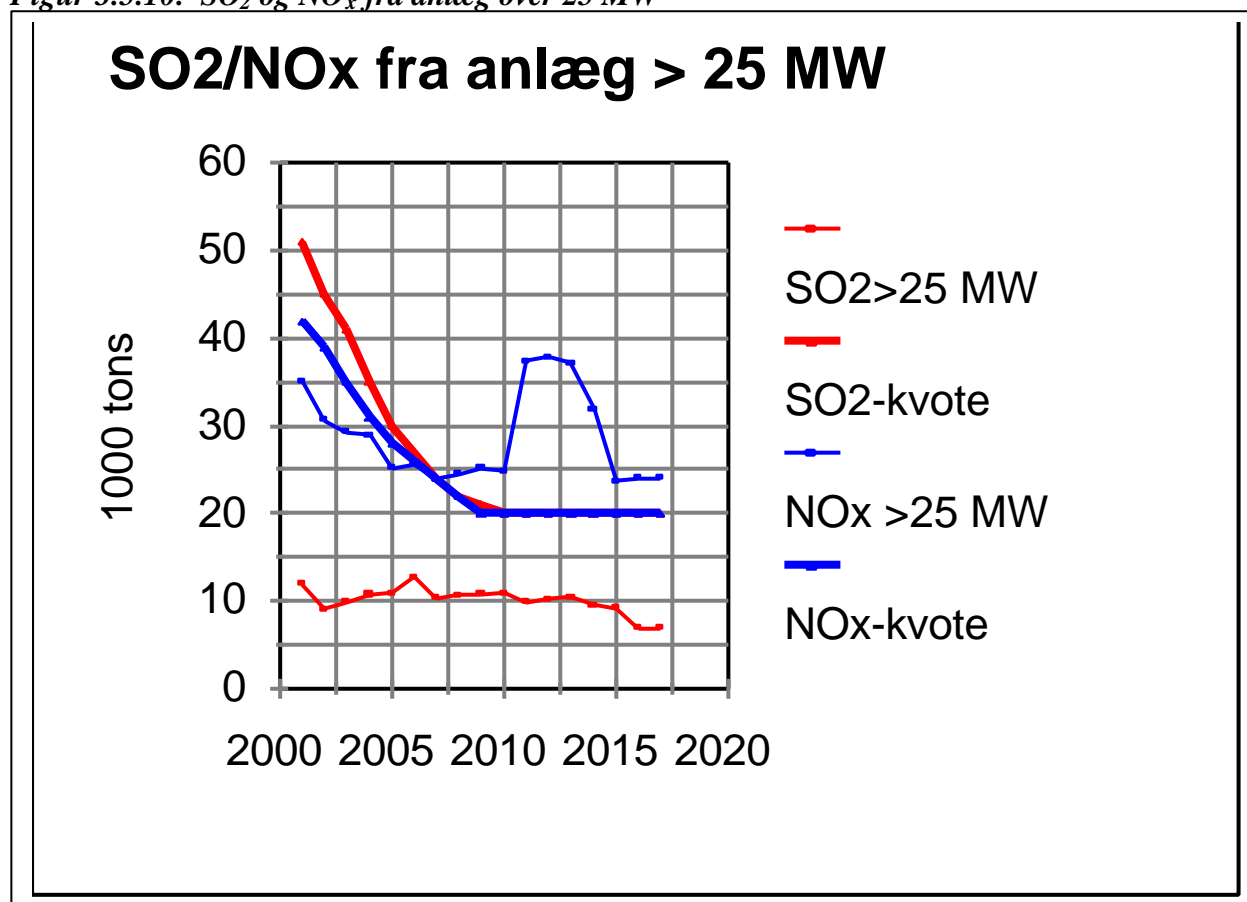
²⁹ Forudsat ingen eleksport, og med varmesiden fraregnet med en kraftvarmevirkningsgrad på 200%.

fremskrivning udledes væsentligt mere CO₂ omkring 2010 end i ratifikationsfremskrivningen. Forklaringerne er de samme som for 2005-målsætningen, men forstærket på grund af forudsætningen om yderligere stigning i elforbruget fra 2005-10. Hertil kommer eleksporten, som giver et ekstra bidrag på omkring 10 mio. tons. Det er her antaget, at der ikke kan korrigeres for eleksport i Kyoto-perioden, men det bliver først endeligt afklaret senere, hvorvidt det vil være tilfældet. Der er således tale om en væsentlig overskridelse af Kyoto-målet i den nye fremskrivning³⁰. Dette er der ikke i sig selv noget mærkeligt i, da basisfremskrivningen blot skal illustrere udviklingen uden initiativer.

3.5.3.6 SO₂- og NO_x-emissionen

I figur 3.5.10 ses den beregnede udledning af SO₂ og NO_x fra anlæg over 25 MW. Disse anlæg er omfattet af samlede (ikke-omsættelige) kvoter, som også vises i figuren. Der er bindende kvoter til 2006 og vejledende til 2010. Herefter er forudsat uændrede kvoter.

Figur 3.5.10. SO₂ og NO_x fra anlæg over 25 MW



Beregningen antyder, at SO₂-kvoterne overholdes med særdeles god margin. Hovedforklaringen er en meget høj afsvovlingsgrad på kraftværkerne kombineret med lavt svovlindhold i brændslerne. Dette motiveres af den svovlafgift, som trådte i kraft år 2000.

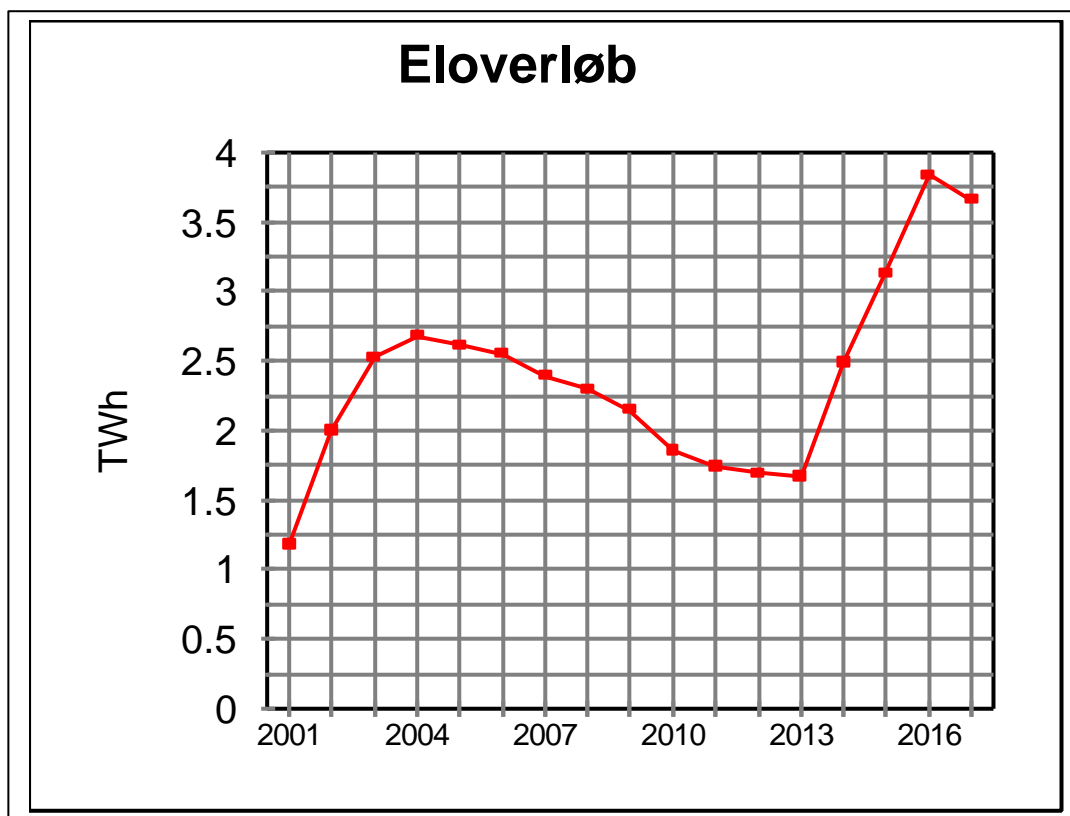
³⁰ Oven i dette komme det ekstra bidrag fra basisåret 1990.

For NO_x er det frem til 2010 tilladt at eksportkorrigerer udledningen. Alligevel overskrides kvoten fra 2007. Fra 2010 kan udledningen ikke længere korrigeres, og der indtræffer derfor en voldsom kvoteoverskridelse, indtil de forudsatte nye værker fra 2013 begynder at fortrænge de gamle.

3.5.3.7. Eloverløb m.m.

Figur 3.5.11 viser det beregnede eloverløb. Det stiger til et niveau omkring 2½ TWh frem til 2004 som følge af idriftsættelsen af igangværende kraftvarme- og vindkraftprojekter. Herefter falder det langsomt frem til 2013 på grund af stigende elforbrug³¹, hvorefter det stiger igen på grund af udbygning med anlæg med høj Cm-værdi.

Figur 3.5.11. Beregnet eloverløb



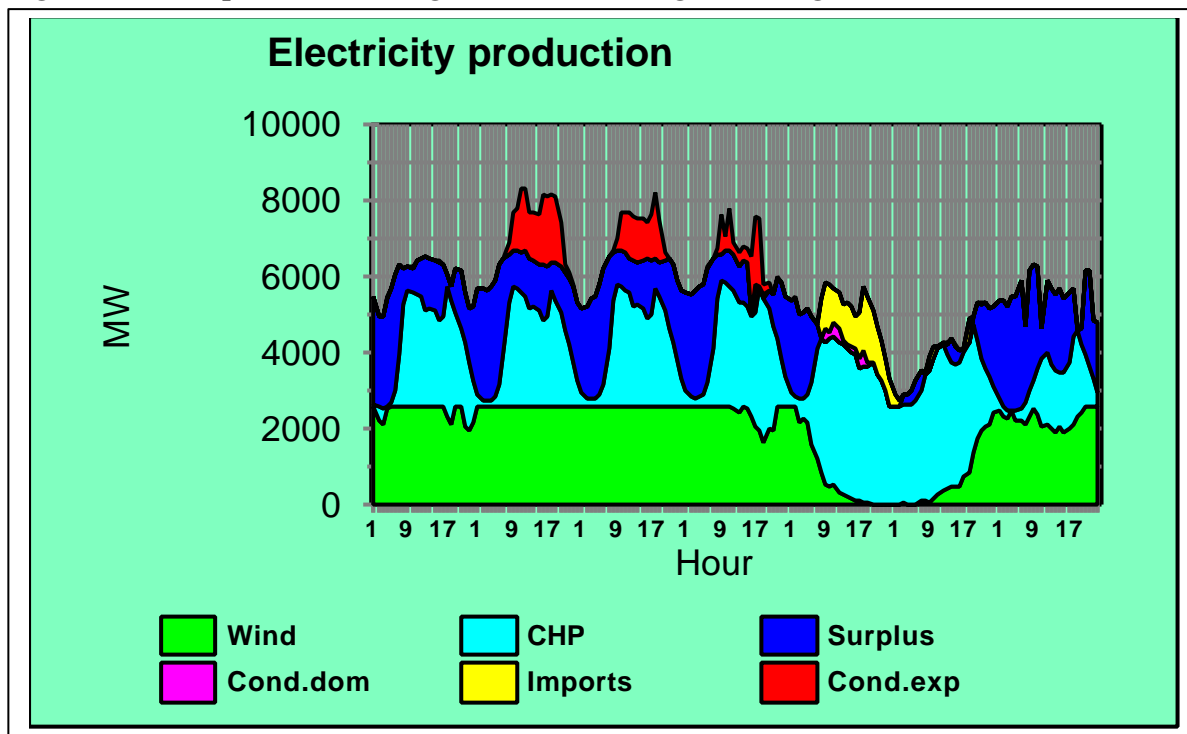
Eloverløbet skyldes kraftvarme- og vindkraftproduktionen. Fænomenet illustreres i figur 3.5.12, der viser den beregnede elproduktion den første uge af 2005, startende med mandag. Det lyseblå område er kraftvarme, der er plads til i Danmark. Samtidigt repræsenterer grænsen mellem det lyseblå og det mørkeblå område det indenlandske elforbrug³². Det mørkeblå område repræsenterer overløb, som er kraftvarmeproduktion plus vindkraft minus indenlandsk elforbrug. I denne uge er fredag den eneste dag uden overløb (hvilket er et tilfælde, som hænger sammen med lav vindkraftproduktion den dag).

Fjernvarmeproduktionen i den samme uge i Viborg ses i figur 3.5.13.

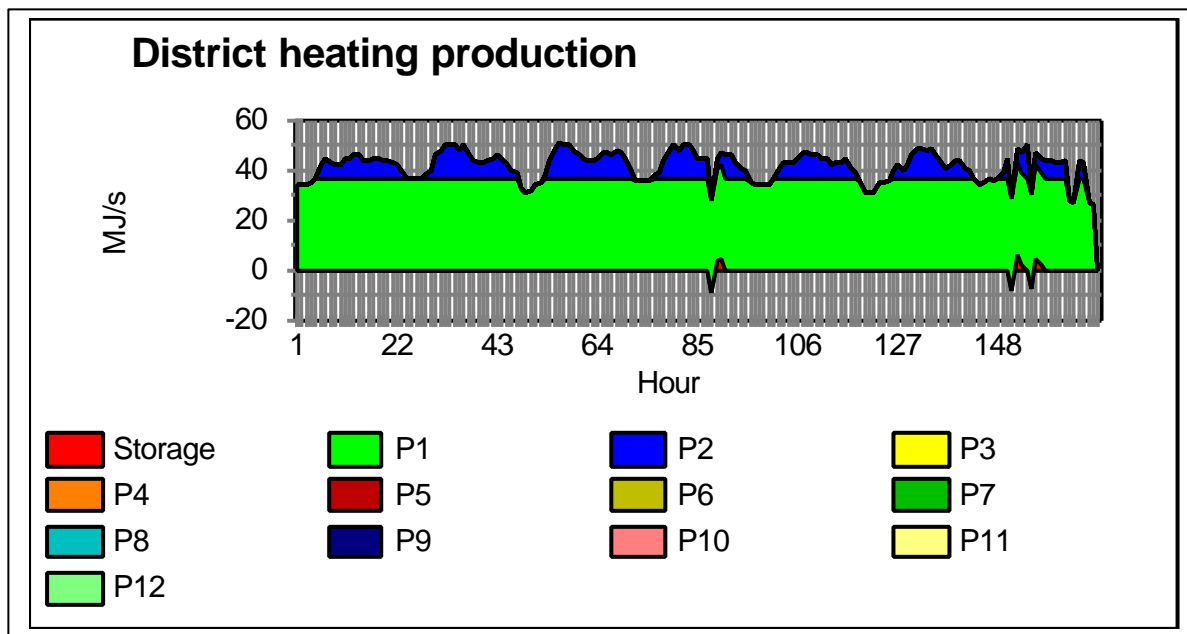
³¹ Et større elforbrug betyder, at der bliver mere ”plads” til elproduktion fra kraftvarme og vindkraft i Danmark.

³² Om fredagen er det dog toppen af det gule område.

Figur 3.5.12. Elproduktionen uge 1, 2005. Mandag til søndag



Figur 3.5.13. Varmeproduktionen uge 1, 2005 i Viborg



Grønt er kraftvarme, blå er spidslastvarmekedel. De små udsving i bunden skyldes kortvarige anvendelser af varmelageret.

3.5.3.8 Usikkerheder

Dette afsnit berører kort de væsentligste usikkerheder i forudsætninger og model. Afsnittet giver hovedsageligt en kvalitativ beskrivelse. I afsnit 3.7 findes en særskilt følsomhedsvurdering.

Kritiske antagelser

De kritiske antagelser synes især at vedrøre:

- Afregningspriserne: For de anlæg og brændsler, der ikke kan konkurrere på rene markedspriser (Nordpools spotpris) er det helt afgørende, hvor længe de nuværende PSO-støttede elpriser (treledstarif og faste afregningspriser) - eller det der måtte erstatte dem - fortsætter (og på hvilket niveau). Hvis f.eks. støtten til biomasse bortfaldt fuldstændigt, ville al elproduktion på biomasse formentlig forsvinde meget hurtigt.
- Markedsprisen for el på Nordpool. Den grundlæggende logik: at markedsprisen på et tidspunkt vil nærme sig langtidsmarginalomkostningerne for et nyt værk, er teoretisk sund. Det er imidlertid ikke på forhånd givet, at regulatorerne vil overlade markedet til sig selv, og at forbrugerne vil reagere prisfleksibelt, hvilket er forudsætningen for, at den teoretiske markedsbalance vil indstille sig.
- Brændselsprisudviklingen: Denne har betydning for elproducenternes marginalomkostninger og dermed ved hvilken elpris de kan konkurrere. Forholdet mellem kul- og naturgasprisen har også stor betydning for, hvordan lastfordelingen foretages mellem disse anlæg (og dermed hvor stor f.eks. miljøeffekten af et naturgasfyret anlæg vil være). Forholdet mellem kulprisen og markedsprisen for el har meget stor betydning for, hvor meget el der produceres og dermed for emissionerne i de kommende år. Selv små variationer i prisforudsætningerne slår kraftigt igennem.
- Skrotningstidspunkter for eksisterende værker. Ønsket om højere markedspriser kan få producenterne til at tage anlæg hurtigere ud af drift end under monopoltiden. Dette er allerede indregnet i væsentligt omfang. Herudover kan skærpede miljøkrav motivere til lukning af ældre værker. Men der resterer store usikkerheder om skrotningstidspunkter, som reelt baseres på kommercielle tidspunkter.
- Valget af nye anlæg efter 2012. Der er ingen, der i dag ved, hvornår og til hvilken pris og med hvilken teknologi producenter vil bygge anlæg på markedspriser. Skærpede miljøkrav kan medføre en hurtigere stigning i elprisen end forudsat, hvilket kan fremrykke beslutningen om ny kapacitet. Dette kan reducere f.eks. CO₂-udledningen væsentligt i første Kyoto-periode i forhold til det her beregnede. Omvendt kan en "mild" miljøregulering medføre, at kraftværks-selskaberne vælger at levetidsforlænge de bedste kulfyrede anlæg ud over det her forudsatte.

Betydning af timesimulering i forhold til varighedskurveberegning

Det har en vis betydning for simuleringen af elsystemets drift, om der regnes time for time eller anvendes gennemsnitsbetragtninger. Som eksempel kunne man tage et kraftværk med en marginal produktionspris på 12,9 øre/kWh, der leverer til et elmarked med en pris på 13,0 øre/kWh. Hvis der kun benyttes gennemsnitspriser, vil modellen køre med anlægget hele tiden. Hvis der benyttes timevarierende priser, vil modellen vælge at slukke anlægget i knap halvdelen af tiden. Dette kan i visse situationer med "tæt" konkurrence på elmarkedet betyde relativt store forskelle på, hvad varighedskurvemodellen og timesimuleringsmodellen vil forudsige³³.

³³ Argumentet kan også vendes den anden vej (hvis der ses på et anlæg med marginalomkostninger på 13,1 øre/kWh).

Tabel 3.5.3 nedenfor giver et indtryk af betydningen af, om der anvendes varighedskurver eller timesimulering.

Tabel 3.5.3. Betydningen af varighedskurver og timesimulering

Beregning for 2005	Varighedskurve	Timesimulering ³⁴	Forskel
Elproduktion (TWh)	48.7	46.5	2.2
Brændsel (TWh)	115.3	109.8	5.5
Brændsel (TWh), imp/exp.korrigeret	84.2	84.2	0.0
CO ₂ (mio. tons)	29.9	27.5	2.4
CO ₂ (mio. tons), imp/exp.korrigeret	19.7	19.9	-0.2

Det ses, at timesimuleringen³⁵ giver en mindre elproduktion (i 2005) end varighedskurveberegningen. Dermed fås også et mindre brændselsforbrug og en mindre CO₂-udledning.

Når der import/eksportkorrigeres, forsvinder forskellene stort set. Dvs. det er især kondensproduktionen, der påvirkes af om der anvendes varighedskurver eller timesimulering. Brændselsfordelingen i modtryksproduktionen påvirkes dog også i et vist omfang, som det kan ses af den eksportkorrigerede CO₂-udledning.

³⁴ I denne sammenligning uden brug af varmelagre.

³⁵ Der er anvendt en simulering med 3-timers middelværdier, dvs. 8 tidsskridt pr. døgn.

3.6 Forskelle i forhold til fremskrivningen marts 2001

I dette afsnit forklares de vigtigste forskelle i energiforbrug og CO₂-emissioner i forhold til den fremskrivning, der blev udarbejdet i marts 2001 til brug for Danmarks ratifikation af Kyoto-protokollen.

Forskellen hidrører både fra det endelige energiforbrug og fra forsyningssektoren - produktionen af el, fjernvarme, bygas samt olieudvinding og olieraffinaderier.

Det endelige energiforbrug

Forskellen i det endelige energiforbrug ekskl. transport i 2010 er 42,4 PJ i forhold til ratifikationskørslen. Ved bl.a. at udskifte dele af de eksogene variabler i den nye fremskrivning med de gamle fra ratifikationskørslen (men kun fra 2002 og frem) kan forskellene groft opdeles således:

Tabel 3.6.1. Dekomponering af ændringer i det endelige energiforbrug i 2010 i forhold til fremskrivningen fra marts 2001.

Bidrag fra:	PJ	Kommentar
Antagelser om teknologiske ændringer	3,3	Nye antagelser fra Risø - lavere tekniske fremskridt end tidligere
Nye vækst og inflationsantagelser	4,1	Nye antagelser fra Finansministeriet - ny ADAM-kørsel. Hovedsageligt større vækst i vareproducerende erhverv
Initiativer	3,9	Dækker både over at tilskud mv. er bortfaldet og over, at den gamle indlæggelse måtte kasseres og erstattes af noget nyt.
Stålvalseværket	-1,7	Produktionen neddroles
Nye prisforventninger	2,9	Især lavere kulpris fra IEA
Afgifter	3,2	Skyldes, at satserne før blev hævet 3% pct. årligt. Finansministeriet inflaterer ikke længere afgiftssatser med begrundelse i skattestoppet.
Højere udgangsniveau i 2001	9,9	Energiforbruget i erhvervene i 2001 ligger 9,9 PJ over det, vi forventede i den gamle kørsel
Modelopdatering mv.	11,6	Dækker over en lang række forhold: øvrige eksogene, ny version af EMMA med nye data og andre prisligninger, kombinationseffekter af de ovenstående størrelser mmm.
Erhverv i alt	37,2	
Husholdninger	5,2	Primært pga. bortfald af initiativer
Samlet forskel	42,4	hvilket er ca. 10% højere end ratifikationskørslen

Note: Effekten af ændrede initiativer er beregnet ved at trække dem ud af den gamle kørsel, hvilket giver et højere energiforbrug på 10,54 PJ i 2010 mod 6,25 PJ i 2001. Altså en effekt på 4,29 PJ mere i 2010 end i 2001. I den nye kørsel giver initiativerne et fald på 0,43 PJ i 2010 (når man ser bort fra den nye indlæggelse af IKV og gårdbiogas). Initiativernes bidrag er altså sat til 4,29 - 0,43 \cong 3,9 PJ i ovenstående tabel.

Af den samlede ændring på 42,4 PJ er 24,6 PJ kul, olie og gas mv. med emissioner direkte fra forbrugerne. Resten er el (11,7 PJ) og fjernvarme (6,0 PJ). De 24,6 PJ svarer til en forøgelse af mankoen på ca. 1,4 mio. tons CO₂. De 1,4 mio. tons fordeler sig på 0,5 i landbrug, fiskeri, gartneri mv. og 1,1 i industri, mens husholdninger og serviceerhverv tilsammen reducerer emissionerne med ca. 0,2 mio. tons.

Boks 3.1. Modelteknisk forklaring

Ud af den samlede ændring på 42,4 PJ skyldes de 11,6 PJ primært modelopdatering. Dvs. en forbedring af EMMA-modellen, der bruges til fremskrivning af erhvervens energiforbrug.

Den gamle fremskrivning var implicit baseret på, at de observerede energiintensiteter i 1999 var i ligevægt med de lave priser på olieprodukter i 1999. Den tilbagevenden til mere normale priser på lidt længere sigt, som ligger som antagelse bag kørslen, gav altså alt andet lige en stor reduktion af energiforbruget i hele fremskrivningsperioden. Især fordi prisgennemslaget i den gamle version af EMMA (EMMA99) var alt for stort. Det skyldtes, at raffinerings-, håndterings-, transport-, og distributionsomkostningerne fulgte prisen på råolie proportionalt. Det slog særligt kraftigt igennem i landbrug og industri og dermed på off-road. Det er rettet i den nuværende version af EMMA.

Den nye fremskrivning tager udgangspunkt i relative høje priser på olieprodukter i 2001, men med energiintensiteter på ca. samme niveau (dog lidt lavere) som i 1999. Modellen forudsiger altså med tilbagevenden til de samme normale priser på længere sigt alt andet lige en lille stigning i energiforbruget på langt sigt. Denne effekt giver sig udslag i, at den gamle kørsel ramte 9,9 PJ for lavt på energiforbruget i 2001, men på grund af reaktionstiderne ligger en del af forskellen formodentlig også i årene efter 2001.

Med andre ord er ligevægts-energiintensiteterne meget større i den nye fremskrivning end i den gamle. Så selv hvis fremskrivningen af alle eksogene variabler (bortset fra justeringsledene) var identisk, ville vi få højere energiforbrug i den nye fremskrivning. Det skyldes, at vi inden fremskrivningen neutraliserer de ligevægtsniveauer, som er estimeret i EMMA, ved at lave en hel "flad" fremskrivning (alle variabler, eksogene som endogen er konstante i hele fremskrivningsperioden bortset fra en række justeringsled). Det sker, fordi der ellers kommer store ændringer i energiforbruget i de første år i fremskrivningen. Desuden anses EMMA's estimerede ligevægtsniveauer ikke for særligt pålidelige.

I princippet kunne man foretage en dekomponering, der omfatter de justeringsled, som giver forskellen, men da en lang række justeringsled er ændret i modelversionerne mellem de to kørsler er dette ikke praktisk muligt. Bl.a. er en del justeringsled ændret fra at være additive til multiplikative, og der er i den nye model indsat eksogene variabler for avancerne.

Udenfor det endelige forbrugs område er også skønnet for **energiforbruget i Nordsøen** hævet væsentlig siden sidste fremskrivning. I 2008-12 er energiforbruget ca. 11 PJ større svarende til ca. 0,7 mio. tons CO₂. Opskrivningen skyldes primært, at der i den nye fremskrivning er antaget en noget større produktion af olie og gas i Nordsøen. Der er især tale om videreudbygning af felterne Halfdan og Dan. Den nye indvinding kræver et øget brændselsforbrug på ca. 0,3 mio Nm³ pr. år til vandinjektion, gaskomprimering og transport.

Vejtransporten er endvidere opskrevet af Vejdirektoratet med ca. 5 PJ eller 3% i 2010 svarende til 0,3 mio. tons CO₂. Energistyrelsen har desuden med hjælp fra Skatteministeriet skønnet over omfanget af grænsehandel, og i modsætning til tidligere regnes der nu med en permanent grænsehandel med diesel i form af en nettoeksport til udenlandske vognmænd på 4,7 PJ årligt svarende til godt og vel 0,3 mio. tons CO₂.

El- og fjernvarmesektoren

Ændrede forudsætninger for el- og fjernvarmeproduktion har hævet CO₂-emissionerne i 2010 med ca. 2,0 mio. tons, hvilket svarer til ca. 5% af sektorens emissioner.

Elproduktionen er i kraft af mulighederne for import og eksport af el (i modsætning til fjernvarmeproduktionen) i høj grad uafhængig af det danske elforbrug, og produktionen er stort set ikke ændret i forhold til fremskrivningen fra marts 2001. Stigningen i CO₂-emissionerne skyldes bl.a., at lavere gas- og kulpriser sammen med en lidt større konventionel kapacitet (langsommere skrotning) gør det muligt og profitabelt at producere mere el til salg på det nordiske marked. At den samlede elproduktion ikke stiger, skyldes, at der er regnet med lavere produktion fra færre vindmøller. Der er forudsat færre vindmøller i den nye fremskrivning, men de betyder ikke i sig selv større CO₂-emissioner – blot at elproduktionen på trods af større konventionel produktion ikke stiger.

Eksporten af el reduceres rent statistisk i kraft af en uændret produktion og et større indenlandsk forbrug. Et større fjernvarmeforbrug bidrager tillige til stigningen i emissionerne fra denne sektor – ca. 0,7 ud af de 2,0 mio. tons CO₂.

Elproduktionen

Den samlede elproduktion er stort set den samme i de to fremskrivninger (0,16 TWh lavere i den nye). Sammensætningen af elproduktionen er imidlertid ændret væsentligt.

Vindkraft producerer 2,7 TWh mindre end sidst på grund af forudsætningen om stop for pålæg om havmølleudbygning.

Kondens- og kraftvarmeverker producerer 2,6 TWh mere end sidst. Der er flere årsager hertil. Dels er der lidt mere eleffekt til rådighed (værkerne skrottes lidt langsommere end sidst), dels er brændselspriserne lidt lavere end sidst i forhold til markedsprisen for el. Og endelig er fjernvarmeforbruget 2,5 TWh højere end sidst. Det trækker modtryksproduktionen op (både på centrale og decentrale værker) med 0,87 TWh. Dog er produktionen på industrielle kraftvarmeverker mindre end sidst, hvilket betyder en samlet stigning i modtryksproduktionen på 0,25 TWh. Ændringen i elproduktionen sammenfattes i tabel 3.6.2.

Tabel 3.6.2. Ændringer i elproduktionen

Ændring i elproduktionen 2010 i forhold til sidste fremskrivning	El, TWh
Kondensproduktion	2,30
Modtryksproduktion ekskl. industrikraftvarme	0,87
Industrikraftvarme	-0,62
Vindkraft	-2,71
Total ændring af elproduktionen	-0,16

Kondensproduktionen – og i et vist omfang modtryksproduktionen - bestemmes i den anvendte fremskrivningsmodel (RAMSES) ud fra en eksogent givet markedspris. Dermed bliver elproduktionen ikke afhængig af det danske elforbrug. Stigningen i kondensproduktionen i tabel 3.6.2 har derfor ingen umiddelbar sammenhæng med faldet i vindkraftproduktionen – men er udelukkende bestemt af de til rådighed værende værker og forholdet mellem brændselspriser og elpriser på markedet. De lavere brændselspriser i den nye fremskrivning virker kraftigere end den omstændighed, at elprisen er en smule lavere (ca. 1 øre/kWh).

Stigningen i modtryksproduktionen må formodes overvejende at skyldes stigningen i fjernvarme-forbruget.

Brændselsforbruget og CO₂-udslippet

Brændselsforbruget og -fordelingen i den nye fremskrivning adskiller sig fra den gamle. Biomasse-anvendelsen er nogenlunde uændret (mere halm, men mindre træ og biogas). Kul/olieanvendelsen er lidt højere (2,5 TWh), og naturgasanvendelsen er en del højere (5,3 TWh) end i den gamle fremskrivning. Samlet er brændselsforbruget 9,3 TWh højere. Knap 4 TWh heraf må formodes at skyldes stigningen i fjernvarme-forbruget, som medfører øget modtryksproduktion og øget produktion på kedler. Bl.a. påvirkes affaldsforbruget og naturgasforbruget af stigningen i fjernvarme-forbruget, idet disse brændsler ofte danner grundlast i fjernvarmeproduktionen. Desuden anvendes naturgas i spidslastkedler. Den øgede affaldsanvendelse må formodes også at skyldes opførelse af de 4 affaldsanlæg, som ikke var kendt i den gamle fremskrivning. Resten af stigningen i brændselsforbruget (godt 5 TWh) skyldes øget kondensproduktion. Den forholdsvis store stigning i naturgasanvendelsen må skyldes antagelsen om, at konkurrence på gasmarkedet giver ca. 10% lavere gaspriser.

Samlet bliver der et højere CO₂-udslip i den nye fremskrivning på ca. 2,0 mio. tons. Heraf kan ca. 0,7 mio. tons henføres til det øgede fjernvarme-forbrug. Det bemærkes, at CO₂-udledningen i industrielle kraftvarmeverker ikke indgår i denne opgørelse, da den medregnes under industriens CO₂-udledning. Ændringerne sammenfattes i tabel 3.6.3.

Tabel 3.6.3. Ændringer i brændselsforbrug og CO₂-udledning i el- og fjernvarmeproduktionen.

Ændring i brændselsforbruget 2010 i forhold til sidste fremskrivning	Brændsel TWh	CO ₂ mio. tons
Kul, olie	2,5	0,80
Naturgas	5,3	1,09
Biomasse (halm, træ, biogas)	-0,2	0
Affald	1,7	0
Total	9,3	1,89

Samlede ændringer i CO₂-udledningen fra brændselsforbrug

De samlede forskelle for CO₂ kan opsummeres således:

Tabel 3.6.4. Forøgelse af ukorrigeret CO₂-udledning i 2008-12 forhold til fremskrivningen fra marts 2001

	Mio. tons CO ₂	Procentvis ændring
Husholdninger ekskl. el og fjernvarme	-0,1	-2
Erhverv ekskl. el og fjernvarme	1,5	15
El og fjernvarme	2,0	7
Transport	0,7 ¹	5
Nordsøen	0,7	29
I alt	4,8	8

Kilde: Risø

¹ Heraf skyldes ca. 0,3 mio. tons et nyt skøn for grænsehandlen med diesel.

3.7 Følsomhedsberegninger

Energifremskrivningen er som nævnt behæftet med en betydelig usikkerhed. For at illustrere dette er der udarbejdet 5 fremskrivninger under alternative forudsætninger om økonomisk vækst og oliepriser samt prisen på el på det nordiske marked. Kørslerne illustrerer kun variationsområdet for disse få antagelser givet de anvendte modeller - ikke modellernes eller den samlede fremskrivnings usikkerhed. Da transport ikke er omfattet af Energistyrelsens fremskrivninger, er det heller ikke tilfældet for disse følsomhedsberegninger.

De 5 alternative antagelser er:

- 1% højere økonomisk vækst årligt
- 1% lavere økonomisk vækst årligt
- Højere oliepris og dollarkurs: 30\$ pr. tønde og kurs på 8,0
- Lavere oliepris og dollarkurs: 15\$ pr. tønde og kurs på 6,5
- Lavere elpris på det nordiske marked (Nord Pool): 17,1 øre/kWh i 2010

Disse antagelser stilles overfor de centrale antagelser, som er en økonomisk vækst på ca. 2% p.a., en oliepris til 2010 på 21\$ per tønde, en dollarkurs på 7,5 og en elpris på 21,8 øre/kWh i 2001-priser. Alternativerne er udvalgt på baggrund af det historiske udsvingsområde, men må betragtes som på kanten af det sandsynlige som langsigtede ændringer. Dog har elprisen i perioder været væsentligt lavere end 17 øre/kWh, men det skyldes en overkapacitet i elproduktionen, som må formodes at være temporær.

Følsomhedsberegningerne er foretaget med EMMA for det endelige forbrug ekskl. transport, el og fjernvarme og med Ramses for el og fjernvarme. Dog er effekterne for fjernvarme ved ændret økonomisk vækst beregnet ud fra ændringer i fjernvarmeforbruget fra EMMA suppleret med gennemsnitlige tal for CO₂-indhold og nettab. I tabellen nedenfor er der skønnet over konsekvenserne for det danske CO₂-udslip.

Tabel 3.7.1. Ændringer i CO₂-udledning i 2010 ved alternative antagelser

	Erhverv og husholdninger	Elproduktion ¹	Fjernvarme- produktion	I alt
	1000 tons	1000 tons	1000 tons	1000 tons
1% højere årlig vækst	1077	-	389	1466
1% lavere årlig vækst	-1006	-	-361	-1367
Højere oliepris og dollarkurs	-864	-1923	275 ²	-2512
Lavere oliepris og dollarkurs	894	1571	61 ²	2526
Lavere international elpris	5	-1832	-27 ²	-1854

¹ Der regnes ikke med ændret elproduktion og ændrede emissioner som konsekvens af ændret elforbrug, da en ændring i dansk elefeterspørgsel antages blot at give sig udslag i en modsat rettet ændring i eleksporten.

² Omfatter kun ændringer grundet adfærd i forsyningssektoren - ikke ændringer i forbruget af fjernvarme, da disse ændringer må formodes at være små.

Den ret store ændring i den økonomisk vækst giver en moderat ændring i CO₂-udledningen, men det skyldes især, at der ikke er medregnet effekter fra ændret elforbrug, fordi ændringer i dansk elforbrug udelukkende antages at give anledning til ændret elproduktion i udlandet og dermed ikke vedrører danske emissioner i henhold til Kyoto-protokollen. Hvis der blev korrigeret for eleksport ville ændringerne være på ca. +/- 3.700.000 tons

De samlede danske (ukorrigerede) CO₂-emissioner i 2010 er i fremskrivningen skønnet at være ca. 66.000.000 tons. En ændret oliepris og dollarkurs kan altså ændre dette skøn med knap 4% (ekskl. transport). Ændringen stammer hovedsageligt fra adfærd hos elproducenterne, fordi dollarkursen ændrer skønnet for prisen på kul i danske kroner. Ved lave kulpriser bliver det mere attraktivt at producere og eksportere el og vice versa.

Effekten fra en ændret international elpris er også betydelig, og den vedrører næsten udelukkende de danske elproducenter. Høje elpriser gør det rentabelt at eksportere el. Effekten er betinget af, at der ikke er forudsat bindende CO₂-kvoter for de danske elproducenter. Sådanne kvoter kan stort set eliminere effekten.

Til de ovenstående effekter skal lægges effekterne fra transportsektoren, som normalt er ret følsom overfor både oliepriser og økonomisk vækst.

4 Analyse af reduktionstiltag

4.1 Den anvendte metode

Som grundlag for at kunne vurdere fordelagtigheden af tiltagene er de underkastet en velfærdsøkonomisk cost-effectiveness analyse. Formålet med denne analyse er på konsistent vis at kunne sammenligne CO₂-reduktionomkostningerne ved forskellige tiltag og på tværs af sektorer, således at CO₂-reduktionen kan opnås billigst muligt.

Som udgangspunkt opgøres den CO₂-reduktion, som et givet tiltag giver anledning til. Derefter beregnes de omkostninger, som tiltaget medfører. Det kan f.eks. være ekstra investeringer eller øget arbejdskraftforbrug. Ligeledes opgøres de fordele ud over CO₂-reduktion, som tiltaget giver anledning til. Eksempler herpå er reduktion i udslip af øvrige emissioner f.eks. SO₂ og NO_x. I det omfang det er muligt at prissætte disse fordele, opgøres de i kroner og øre. De økonomiske konsekvenser, der ikke er på forbrugerprisniveau, opskrives ved hjælp af nettoafgiftsfaktoren³⁶. Statens finansieringsbehov antages at give anledning til et skatteforvridningstab på 20 pct., som tillægges de samlede skattefinansierede omkostninger.

For at kunne sammenligne tiltagets omkostninger og fordele på tværs af det tidspunkt de optræder, udregnes nutidsværdien af omkostninger og fordele ved brug af en kalkulationsrente på 6 pct. Da fastsættelsen af kalkulationsrenten er forbundet med usikkerhed, foretages endvidere en følsomhedsberegning med en rente på 3 pct.

Tiltagets CO₂-omkostning beregnes endelig som tiltagets nettoomkostninger i forhold til CO₂-reduktionen. I forhold til at nå reduktionsmålet i første reduktionsperiode er reduktionspotentialet fra 2008 til 2012 relevant. Til at beregne den velfærdsøkonomiske omkostning ved et tiltag er det imidlertid relevant at betragte tiltagets samlede reduktionspotentiale.

Beregningerne i denne rapport er kun udført for en del af det samlede potentiale. "Skaleringen" af tiltagene varierer på tværs af tiltag med forskellige begrundelser:

- Det fulde potentiale er ikke veldefineret og/eller økonomisk relevant. Derfor udføres beregningerne på et del-potentiale, der skønnes at være velplaceret i det relevante område. Det gælder for tiltagene CO₂-kvoter på elproduktion, inden for energibesparelser samt flaregasgenindvindning.
- Omkostningerne ved et formodet relativt fordelagtigt del-potentiale er så høje, at det ikke er nødvendigt at regne videre. Det gælder for tiltagene ombygning til biomasseanlæg og havvindmølleparker.
- Omkostningerne ved et del-potentiale, som beregningsmæssigt er forholdsvis håndterbart, indikerer, at dele af potentialet er økonomisk relevant. En beregning af omkostningerne ved det fulde potentiale kræver imidlertid yderligere og mere omfattende undersøgelser, som det ikke har været muligt at gennemføre i denne runde. Det gælder tiltagene omstilling fra kul til naturgas i den centrale elproduktion og varmepumper til fjernvarme.

Den velfærdsøkonomiske analyse suppleres med en budgetøkonomisk analyse, der viser statens finansieringsbehov for det pågældende tiltag, ligesom øvrige fordelings effekter skitseres. Metoden

³⁶ Opgjort som forholdet mellem BNP og BFI, hvilket giver en nettoafgiftsfaktor på 1,17.

er nærmere beskrevet i klimastrategiens kapitel 8 bilag 1 "Den anvendte velfærdsøkonomiske analyse- og beregningsmetode".

Beregninger af denne type kan være behæftet med meget stor usikkerhed. De er således typisk baseret på forudsætninger om udviklingen i priser (herunder afgifter) på brændsler, omkostninger til investeringer, drift og vedligehold etc. samt om virkningen på udslip af drivhusgasser og sidevirkninger i form af udslip SO_2 , NO_x mm. (samt den samfundsmæssige værdi heraf) op til 25-30 år ude i fremtiden. En uforudset økonomisk eller teknologisk udvikling kan hurtigt ændre forudsætningerne afgørende. Endelig er "håndkorrektion" med nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningstab et forsøg på at opnå et mere dækkende udtryk for de totale samfundsøkonomiske omkostninger i disse partielle beregninger, hvilket selvfølgelig kun kan give et tilnærmet korrekt resultat.

Den anvendte metode er identisk med den metode, der blev benyttet i *Omkostninger ved CO_2 -reduktion for udvalgte tiltag*, Energistyrelsen maj 2001, bortset fra, at der dengang ikke var inkluderet skatteforvridningstab af offentlige finansieringsbehov i beregningerne.

Værdisætning af SO_2 og NO_x

Når reduktionen i SO_2 - og NO_x -udledningerne i beregningerne omsættes til kroner og øre, skelnes der mellem, om reduktionen sker på de centrale kraftværker, som er underlagt SO_2 - og NO_x -kvoter eller om reduktionen sker på anden vis. For tiltag, der reducerer udledningen på centrale kraftværker, opereres der med en værdisætning, som antages at reflektere producenternes alternative omkostninger ved at leve op til kvoterne, dvs. de marginale omkostninger ved at sikre reduktionen i udledningen på anden vis. For SO_2 opgøres de marginale omkostninger ud fra den svovlafgift på 20 kr./kg S (dvs. 10 kr./kg SO_2), der blev indført fra januar 2000. For NO_x er de marginale omkostninger beregnet til 14,5 kr/kg ud fra omkostningerne ved et de- NO_x -anlæg etableret på et kulfyret kraftværk.

For andre kilder, dvs. aktører der ikke er underlagt SO_2 - og NO_x -kvoter opereres der derimod med skadesomkostninger som anslået i ExternE-studiet.

Værdisætningen af SO_2 - og NO_x -reduktioner er forbundet med betydelig usikkerhed.

Tabel 4.1.1. Værdi af undgået SO_2 - og NO_x -udledning

	Værdi af SO_2 -reduktion (kr./kg)	Værdi af NO_x -reduktion (kr./kg)
Centrale kraftværker	10*	14,5
Andet	30	35

* En nominal størrelse i modsætning til de øvrige tal i tabellen, der er reale og dermed fastholdes i 2002-priser over hele den betragtede tidshorisont.

4.2 Tiltag inden for CO₂-kvoter på elproduktion

4.2.1 CO₂-kvoteregulering af elsektoren

Der analyseres på et forløb med en fortsat kvoteregulering af elsektoren. Analysen foretages i forhold til den tidligere udarbejdede basisfremskrivning³⁷, hvor kvotereguleringen er antaget at ophøre fra 1. januar 2004. Analysen foretages i 5 varianter:

1. National kvote, pris på kvoter/projektkvoter på verdensmarkedet 50 kr/ton.
2. National kvote, pris på kvoter/projektkvoter 100 kr/ton.
3. International (EU-) kvote, pris på kvoter/projektkvoter 50 kr/ton.
4. International (EU-) kvote, pris på kvoter/projektkvoter 100 kr/ton.
5. National kvote uden mulighed for køb af kvoter/projektkvoter.

I alle tilfælde tænkes kvoten indført fra 2004.

Der er for nemheds skyld regnet på elproduktionen med fraregning af varmesidens bidrag til CO₂-udledningen (som den nuværende kvoteordning). Dette påvirker ikke resultatet væsentligt, såfremt varmesiden modtager nogenlunde de kvoter, der svarer til deres nuværende udledning.

Beregningen forudsætter, at elproducenterne reagerer på kvoten ved enten at justere produktionen på de eksisterende anlæg eller de anlæg, der i basisfremskrivningen er forudsat bygget i perioden 2013-2017 eller købe kvoter/projektkvoter på det internationale marked (hvis dette er muligt). Der forudsættes altså ikke iværksat andre initiativer som reaktion på kvoten, f.eks. brændselsomlægninger, bygning af varmepumper eller lignende. Hvis man – ud over kvoter – indlagde virkemidler med CO₂-reduktionspriser lavere end de forudsatte priser på internationale kvoter, ville den samlede reduktionspris blive lavere. De CO₂-reduktionspriser, der beregnes her, repræsenterer altså en øvre grænse på omkostningerne ved kvoteregulering af elproducenternes CO₂-udledning.

Prisen på fleksible mekanismer sætter (hvis det er muligt at købe dem) en øvre grænse for, hvor meget det kan betale sig for elproducenterne at reducere deres CO₂-udledning. I praksis vil køb af kvoter eller JI-/CDM-kreditter komme til at virke som den nuværende strafafgift på kvoteoverskridelse på 40 kr/ton, bortset fra at overskridelsesafgiften, der i dag betales til statskassen, i fremtiden bliver betalt til projekter i udlandet (eller køb af kvoter i udlandet). Den fremtidige kvoteregulering kan derfor simuleres som en ”strafafgift” på 50 hhv. 100 kr/ton CO₂.

Der regnes i faste priser, niveau 2002. Det antages i alle tilfælde, at afgifterne er uændrede. I praksis kunne man forestille sig f.eks. en justering af CO₂-afgiften i forbindelse med en fortsat kvoteregulering af elsektoren.

Kvotens størrelse

Kvotens størrelse er fastsat på følgende måde:

Fra 2004-2007 forudsættes 2003-kvoten videreført uændret på 20 mio. tons CO₂. Spørgsmålet om relevansen af en kvote i perioden 2004-7 er diskuteret nærmere i klimastrategiens kapitel 10. Efter 2007 bør kvoten fastsættes på et niveau, der er konsistent med Danmarks efterlevelse af Kyoto-målsætningen om en 21% reduktion af klimagasudledningen i 2008-12 i forhold til 1990. I den

³⁷ Basisfremskrivningen er beskrevet i kapitel 3. Heri beskrives også den anvendte beregningsmodel, RAMSES 5.

fremskrivning fra foråret 2001, som blev anvendt i forbindelse med Folketingets ratifikation af Kyoto-protokollen, havde elsektoren en (eksportkorrigeret) CO₂-udledning på ca. 14 mio. tons i alle årene. Med denne udledning fra elproduktion var der på daværende tidspunkt en manko på ca. 2%-point i forhold til målsætningen. Siden denne fremskrivning er der kommet et ekstra reduktionskrav fra basisårs-problemstillingen på ca. 5 mio. tons. Den seneste (foreløbige) mankoopgørelse viser, at der mangler 25 mio. tons drivhusgasreduktion for at nå Kyoto-målet. Der er derfor ikke noget der tyder på, at kravet til en elværkskvote bør være mindre end i Kyoto-fremskrivningen. Efter 2012 er der ikke noget, som er afgjort m.h.t. Danmarks reduktionsforpligtelser, men det er næppe sandsynligt, at de vil blive mindre. Det er på foranstående baggrund valgt at forudsætte en kvote for elproduktion på 14 mio. tons i alle årene 2008-2017.

Der er ikke taget specielt stilling til ”rimeligheden” af den valgte kvotestørrelse, eller om den valgte kvote passer sammen med en samlet efterlevelse af Danmarks Kyoto-målsætning. Konsekvenserne af at ændre kvotens størrelse analyseres sidst i notatet. Endelig bemærkes, at kvotens størrelse skal ses i relation til den konkrete metode, der anvendes til at friholde fjernvarmesektoren³⁸.

Kvoternes påvirkning af elprisen

Det er antaget, at en ensidig dansk CO₂-kvoteordning ikke påvirker elprisen på markedet, idet den danske elproduktion udgør en meget lille del af elmarkedet. I takt med, at markedets flaskehalse fjernes, vil denne andel blive yderligere reduceret, og Danmark vil ideelt set blive en del af et europæisk elmarked, der er 50-100 gange så stort som den danske elproduktion. Derfor må det forventes, at en påvirkning af omkostningsforholdene alene i de danske elværker ikke vil påvirke den internationale elpris nævneværdigt.

Hvis der indføres fælles EU-kvoter, stiller sagen sig anderledes, idet den del af elproduktionen, som vil blive påvirket af kvoter, da er væsentligt større. Tabel 4.2.1 viser sammensætningen af EU’s elproduktion i år 2000.

Det fremgår, at en gennemsnitlig MWh el i EU produceres med et CO₂-indhold på omkring 370 kg. En EU-kvote må forventes at slå igennem på EU’s elpris med et beløb, der står i forhold til CO₂-indholdet i elproduktionen og prisen på kvoter/projektkvoter på verdensmarkedet. Det er valgt at beregne prispåvirkningen ud fra det gennemsnitlige CO₂-indhold. Prisvirkningen bliver derfor 2 øre/kWh ved en international kvotepris på 50 kr/ton og 4 øre/kWh ved en international kvotepris på 100 kr/ton. Man kunne argumentere for, at prisvirkningen vil blive højere ud fra en betragtning om, at det er det marginale (og ikke det gennemsnitlige) værk, som påvirkes. På den anden side er det ikke altid, kvoten ”strammer”, hvilket trækker i modsat retning.

³⁸ Der er anvendt en marginal varmeeffektivitetsgrad på 200% til at skelne mellem brændsel til el og varme, jf. den nuværende kvotelov. Ved anvendelse af en anden virkningsgrad bør kvoten ændres.

Tabel 4.2.1. Elproduktion og gennemsnitligt CO₂-indhold i elproduktionen i EU samt Norge i 2000

EU+Norge år 2000	A-kraft	Vand-kraft	VE	Kul	Olie	Gas	Total	CO ₂ ³⁹
Land	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	kg/MWh
Danmark	0	0	6	17	4	9	36	658
Sverige	57	79	4	3	2	0	145	33
Finland	22	15	9	14	2	8	70	264
Tyskland	170	25	19	296	4	51	564	550
Frankrig	415	72	4	30	10	9	540	75
England	86	8	9	122	5	143	372	518
Portugal	0	12	2	15	9	7	44	546
Spanien	62	29	6	78	26	21	223	468
Grækenland	0	4	1	34	8	6	53	779
Luxembourg	0	1	0	0	0	0	1	100
Østrig	0	43	2	7	2	8	62	191
Italien	0	51	8	30	86	101	276	522
Holland	4	0	5	25	7	49	89	599
Belgien	48	2	1	14	1	18	84	274
Irland	0	1	0	9	5	9	24	682
Norge	0	142	0	0	0	0	143	2
Total	864	484	76	693	169	440	2727	370

Kilde: IEA Electricity Information 2001.

Brændsels- og elpriser

Købspriser for brændsel og salgspriser for el spiller en vigtig rolle for, hvor meget det koster at reducere CO₂-udledningen på danske kraftværker. Især spiller forholdet mellem el- og kulprisen en vigtig rolle. I tabel 4.2.2 nedenfor ses den forudsatte udvikling i kulpris, gaspris og Nordpool-elpris. Elprisen antages at stige til et niveau svarende til langtidsmarginalomkostningerne for et nyt gasfyret værk. Naturgasprisen antages at falde lidt i perioden 2004-2008 som følge af introduktion af konkurrence i gassektoren. Herefter antages den at følge olieprisen. Ved anvendelse af andre brændsels- og elpriser bliver CO₂-reduktionspriserne nogle andre end dem, der vises i det følgende.

³⁹ Beregnet ved elvirkningsgrader på 36%, 38% hhv. 40% for kul, olie, hhv. gas.

Tabel 4.2.2. Brændsels- og elpriser i ”basisfremskrivningen” (uden evt. stigning i elpris forårsaget af kvoter)

	Elpris (Nord-Pool)	Kulpris	Naturgaspris
År	kr/MWh	kr/GJ	kr/GJ
2004	173	12,6	26,1
2005	174	12,6	25,4
2006	188	12,6	24,8
2007	196	12,6	24,1
2008	204	12,6	23,5
2009	212	12,6	23,5
2010	222	12,6	23,5
2011	230	12,7	23,9
2012	240	12,8	24,4
2013	240	12,9	24,8
2014	240	13,0	25,3
2015	240	13,0	25,7
2016	240	13,1	26,2
2017	240	13,2	26,6

National CO₂-kvote; pris på internationale kvoter/projektkvoter 50 kr/ton

Virksomhedsøkonomisk beregning

Tabel 4.2.3 viser det økonomiske resultat for elproducenterne under ét af en simulering⁴⁰ af en national CO₂-kvote fra 2004-2017.

Forklaring til tabel 4.2.3:

”Elsalg” viser forskellen mellem elproducenternes elsalg i mio. kr. med og uden kvoter. Kvoten medfører, at elproducenterne nedsætter deres elproduktion og dermed mister en elindtægt. Dette sker dog kun, såfremt det er billigere end at købe (projekt-)kvoter til at dække CO₂-udledningen. Den nedsatte elproduktion modsvares delvist af et mindre brændselsforbrug og lavere drifts-omkostninger. Det umiddelbare samlede indtægtstab for elproducenterne findes som summen af de tre første søjler. Dette kan omsættes til en ”National reduktionspris” (næstsidste søjle).

Den nationale reduktionspris er et gennemsnit af prisen for produktionsbegrænsninger på forskellige værker. CO₂-reduktionerne er billigst på værker, der kører med lille fortjenstmarginal i forvejen – og dyrest på værker, der kører med en fortjenstmarginal svarende til lige under 50 kr/ton CO₂.

Den umiddelbare CO₂-reduktion (”National CO₂-reduktion”) beregnes som forskellen i CO₂-udledningen med hhv. uden kvoter. Den er f.eks. i 2008 på 3,27 mio. tons. Denne reduktion er imidlertid ikke tilstrækkelig til at overholde kvoten på 14 mio. tons. Der må derfor købes 10,9 mio. tons internationale (projekt-)kvoter til en pris af 50 kr/ton; pris 547 mio. kr. Den totale reduktions-

⁴⁰ På simuleringsmodellen, RAMSES v.5. Værkernes el- og varmeproduktion samt emissioner simuleres med tidskridt på 3 timer under hensyntagen til tidsvariationerne i elpriser, elforbrug, varmemeforbrug, vindkraftproduktion m.m.

udgift findes nu i søjlen "Total" og kan divideres med "Total CO₂-reduktion" for at få den samlede reduktionspris (sidste søjle). Dette er producenternes reduktionspris. Den samfundsøkonomiske reduktionspris beregnes i tabel 4.2.4.

Tabel 4.2.3. Virkning for elproducenterne af en national CO₂-kvote med en pris på internationale (projekt-)kvoter på 50 kr/ton

	Elsalg	Brændsel	Drift	Kvote-køb	I alt	Emission med kvoter	Emission uden kvoter	Kvote	National reduktion	Total reduktion	National reduktionspris	Total reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	kr/ton	kr/ton
2004	-1352	1048	131	4	-169	19920	26660	20000	6740	6660	26	25
2005	-1348	1045	131	-7	-179	20149	26828	20000	6680	6828	26	26
2006	-1213	938	108	-113	-280	22265	27919	20000	5653	7919	29	35
2007	-928	719	81	-185	-314	23708	27868	20000	4160	7868	31	40
2008	-743	577	64	-547	-648	24933	28203	14000	3270	14203	31	46
2009	-588	463	49	-595	-672	25902	28413	14000	2511	14413	31	47
2010	-426	335	35	-619	-675	26375	28182	14000	1807	14182	31	48
2011	-366	290	30	-634	-680	26676	28177	14000	1502	14177	31	48
2012	-293	234	23	-654	-690	27071	28234	14000	1163	14234	31	48
2013	-303	242	24	-652	-689	27035	28230	14000	1195	14230	31	48
2014	-243	199	16	-595	-623	25892	26790	14000	897	12790	31	49
2015	-245	206	15	-569	-593	25371	26176	14000	805	12176	30	49
2016	-252	216	14	-565	-586	25291	26022	14000	732	12022	29	49
2017	-270	233	15	-560	-582	25196	25963	14000	767	11963	28	49
Nuværdi	-6541	5123	575	-3517	-4360	-	-	-	29614	99946	28	44

Det ses bl.a. af tabellen, at den nationale CO₂-reduktion bliver mindre, jo længere frem i tiden man kommer. Dette skyldes forudsætningen om, at elprisen stiger til et niveau (omkring 24 øre/kWh) svarende til langtidsmarginalomkostningerne på et nyt værk omkring 2010. Jo højere elprisen bliver, des mindre tilbøjelige er elproducenterne til at skrue ned for produktionen, og jo mere tilbøjelige vil de være til at købe (projekt-)kvoter.

Velfærdsøkonomisk beregning

Den velfærdsøkonomiske CO₂-reduktionspris er beregnet i tabel 4.2.4.

Forklaring til tabel 4.2.4:

Den første kolonne angiver elproducenternes gevinst/tab (i denne beregning et tab), som er taget fra tabel 4.2.3 og multipliceret med nettoafgiftsfaktoren på 1,17.

Den anden kolonne angiver elforbrugernes gevinst/tab. Aktuelt er elforbrugernes upåvirkede, da elprisen (og elforbruget) er antaget upåvirket af kvoten.

Tredje kolonne er statens afgiftsgevinst/tab, tillagt skatteforvridningstab på 20%. Aktuelt kommer det eneste bidrag fra mistet svovlafgift, idet elproducenternes ændringer i deres produktionsmønster vedrører kondensproduktionen, som ikke er afgiftsbelagt, og idet elforbruget og dermed provenuet fra elafgiften ikke påvirkes af en national kvote.

Fjerde kolonne er den samlede velfærdsøkonomiske værdi af sparet SO₂ og NO_x. Denne er beregnet som de sparede alternative rensningsomkostninger. For SO₂ er regnet med, at de sparede rensningsomkostninger er lig svovlafgiften. Denne er 20 kr/kg svovl i dag og fastholdes i løbende priser, dvs. deflateres i faste priser. For NO_x er regnet med 14½ kr/kg, svarende til omkostningerne ved at bygge og drive et deNO_x-anlæg (jf. eloverlørsrapporten). Omkostningen fastholdes i faste priser.

Kolonnen "I alt" angiver de samlede velfærdsøkonomiske omkostninger ved at reducere CO₂-udledningen. Ved at dividere med den samlede CO₂-reduktion kan reduktionsprisen pr. ton CO₂ beregnes i den sidste kolonne.

Tabel 4.2.4. Velfærdsøkonomisk beregning af CO₂-skyggepris ved national CO₂-kvote med en pris på internationale (projekt-)kvoter på 50 kr/ton.

	Elproducenter	Elforbrugere	Staten	SO ₂ /NO _x	I alt	CO ₂ -besparelse	Reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.t.	kr/ton
2004	-198	0	-37	215	-20	6.7	3
2005	-210	0	-38	181	-67	6.8	10
2006	-327	0	-46	170	-203	7.9	26
2007	-368	0	-18	105	-280	7.9	36
2008	-759	0	-16	86	-688	14.2	48
2009	-786	0	-14	70	-729	14.4	51
2010	-789	0	-11	49	-751	14.2	53
2011	-796	0	-10	42	-764	14.2	54
2012	-807	0	-8	33	-782	14.2	55
2013	-806	0	-8	34	-780	14.2	55
2014	-729	0	-6	25	-709	12.8	55
2015	-694	0	-6	18	-681	12.2	56
2016	-685	0	-4	17	-673	12.0	56
2017	-681	0	-4	17	-667	12.0	56
<i>Nuværdi</i>	<i>-5363</i>	<i>0</i>	<i>-175</i>	<i>839</i>	<i>-4700</i>	<i>104.4</i>	<i>45</i>

Den gennemsnitlige reduktionspris bliver 45 kr/ton⁴¹. De årlige reduktionsomkostninger kommer sidst i beregningsperioden lidt over den internationale kvotepris på 50 kr/ton. Dette skyldes nettoafgiftsfaktoren på 1,17 og skatteforvridningstabet på 20%.

⁴¹ Nuværdien af de velfærdsøkonomiske omkostninger divideret med nuværdien af CO₂-besparelsen ved en rente på 6%.

National kvote; pris på internationale kvoter/projektkvoter 100 kr/ton

Virksomhedsøkonomisk beregning

Tabel 4.2.5 viser det økonomiske resultat for elproducenterne under ét af en simulering af en national CO₂-kvote fra 2004-2017, nu med en international (projekt-)kvotepris på 100 kr/ton.

Tabel 4.2.5. Virkning for elproducenterne af en national CO₂-kvote med en pris på internationale (projekt-)kvoter på 100 kr/ton

	Elsalg	Brændsel	Drift	Kvote-køb	I alt	Emis-sion med kvoter	Emis-sion uden kvoter	Kvote	Natio-nal re-duk-tion	Total reduk-tion	Natio-nal re-duk-tionspris	Total redukti-onspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	kr/ton	kr/ton
2004	-1352	1048	131	8	-165	19920	26660	20000	6740	6660	26	25
2005	-1393	1077	135	6	-175	19937	26828	20000	6891	6828	26	26
2006	-1748	1296	154	5	-292	19946	27919	20000	7973	7919	37	37
2007	-1840	1319	156	12	-353	19877	27868	20000	7991	7868	46	45
2008	-2785	1847	220	-287	-1005	16875	28203	14000	11328	14203	63	71
2009	-2431	1610	189	-469	-1101	18690	28413	14000	9723	14413	65	76
2010	-1962	1288	151	-639	-1163	20394	28182	14000	7788	14182	67	82
2011	-1731	1141	133	-747	-1203	21466	28177	14000	6712	14177	68	85
2012	-1400	928	106	-891	-1258	22907	28234	14000	5327	14234	69	88
2013	-1443	960	108	-878	-1253	22779	28230	14000	5452	14230	69	88
2014	-1119	760	75	-868	-1153	22685	26790	14000	4105	12790	69	90
2015	-982	691	64	-881	-1109	22814	26176	14000	3362	12176	68	91
2016	-934	680	58	-906	-1103	23064	26022	14000	2958	12022	66	92
2017	-982	720	60	-892	-1093	22917	25963	14000	3047	11963	66	91
<i>Nuværdi</i>	<i>-15211</i>	<i>10633</i>	<i>1226</i>	<i>-4144</i>	<i>-7496</i>				<i>62990</i>	<i>104430</i>	<i>53</i>	<i>72</i>

I forhold til beregningen med 50 kr/ton kan det nu betale sig for producenterne at reducere produktionen mere end før. F.eks. kunne det før kun betale sig at reducere med godt 3 mio. tons CO₂ i 2008, mens det nu er fordelagtigt af reducere med godt 11 mio. tons. Der købes færre projektkvoter, men da de er dyrere, bliver udgiften til projektkvoter alligevel højere end før. Gennemsnitsomkostningen for producenterne ved at reducere produktionen bliver 53 kr/ton CO₂ mod 28 kr/ton CO₂ i den tidligere beregning.

Det bemærkes i øvrigt, at hvis man i stedet for at købe (projekt-)kvoter på det internationale marked havde en dansk strafafgift ved kvoteoverskridelse på f.eks. 100 kr/ton CO₂ (mod 40 kr i dag), ville dette virke på samme måde som en international kvotepris på 100 kr/ton CO₂ for så vidt angår den danske elproduktion. Producenterne ville i så fald vælge at overskride kvoten med ca. 3 mio. tons i 2008 og betale strafgift - i stedet for at købe ca. 3 mio. tons projektkvoter.

Velfærdsøkonomisk beregning

I tabel 4.2.6 ses den velfærdsøkonomiske beregning af CO₂-reduktionsprisen. Beregningsmetoden er den samme som i tabel 4.2.4. Reduktionsprisen stiger til 71 kr/ton i gennemsnit.

Tabel 4.2.6. Velfærdsøkonomisk beregning af CO₂-reduktionspris ved national CO₂-kvote med en pris på internationale (projekt-)kvoter på 100 kr/ton

	Elproducenter	Elforbrugere	Staten	SO ₂ /NO _x	I alt	CO ₂ -besparelse	Reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio. t.	kr/ton
2004	-193	0	-37	215	-16	6,7	2
2005	-205	0	-39	186	-57	6,8	8
2006	-342	0	-55	228	-169	7,9	21
2007	-413	0	-32	195	-250	7,9	32
2008	-1176	0	-44	276	-944	14,2	66
2009	-1288	0	-39	241	-1085	14,4	75
2010	-1360	0	-33	193	-1200	14,2	85
2011	-1408	0	-29	170	-1267	14,2	89
2012	-1471	0	-25	138	-1358	14,2	95
2013	-1466	0	-24	140	-1350	14,2	95
2014	-1349	0	-20	106	-1262	12,8	99
2015	-1298	0	-17	64	-1251	12,2	103
2016	-1291	0	-11	56	-1246	12,0	104
2017	-1279	0	-11	57	-1234	12,0	103
Nuværdi	-8770	0	-299	1624	-7445	104,4	71

International kvote; pris på internationale kvoter/projektkvoter 50 kr/ton

Virksomhedsøkonomisk beregning

Tabel 4.2.7 viser det økonomiske resultat for elproducenterne under ét af en simulering af en international CO₂-kvote på EU-niveau fra 2005⁴²-2017, med en international kvotepris på 50 kr/ton. De internationale kvoter kan enten være projektkvoter eller ”rigtige” kvoter, som nu også forudsættes at være en vare, der kan købes frit.

Ved beregningen er forudsat, at elprisen stiger med 2 øre/kWh på det internationale elmarked som følge af kvotereguleringen, jf. tidligere. Som følge af elprisstigningen falder elforbruget en smule; omkring 100 GWh årligt.

⁴² I 2004 forudsættes en national kvoteregulering, hvorfor beregningen for 2004 svarer til beregningen ovenfor af en national kvote med en international (projekt-)kvotepris på 50 kr/ton.

Tabel 4.2.7. Virkning for elproducenterne af en international CO₂-kvote med en pris på internationale kvoter på 50 kr/ton

	Elsalg	Brændsel	Drift	Kvotekøb	I alt	Emission med kvoter	Emission uden kvoter	Kvote	National reduktion	Total reduktion	National reduktionspris	Total reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	kr/ton	kr/ton
2004	-1352	1048	131	4	-169	19920	26660	20000	6740	6660	26	25
2005	68	505	68	-170	471	23394	26828	20000	3434	6828	-186	-69
2006	295	359	49	-277	425	25547	27919	20000	2372	7919	-296	-54
2007	447	258	33	-311	427	26215	27868	20000	1653	7868	-446	-54
2008	527	206	26	-645	114	26909	28203	14000	1294	14203	-587	-8
2009	579	176	21	-667	108	27348	28413	14000	1064	14413	-729	-8
2010	633	126	15	-671	104	27417	28182	14000	765	14182	-1012	-7
2011	696	106	13	-677	138	27547	28177	14000	631	14177	-1293	-10
2012	735	87	10	-687	145	27744	28234	14000	490	14234	-1699	-10
2013	734	86	10	-687	143	27739	28230	14000	492	14230	-1688	-10
2014	800	61	6	-623	243	26460	26790	14000	329	12790	-2630	-19
2015	837	41	1	-596	283	25922	26176	14000	254	12176	-3459	-23
2016	905	31	0	-592	344	25834	26022	14000	188	12022	-4974	-29
2017	898	35	0	-588	345	25762	25963	14000	201	11963	-4638	-29
<i>Nuværdi</i>	<i>3549</i>	<i>2554</i>	<i>318</i>	<i>-4403</i>	<i>2020</i>				<i>16379</i>	<i>104430</i>	<i>-392</i>	<i>-19</i>

Den nationale CO₂-reduktion bliver i denne beregning mindre end med den nationale kvote med samme internationale kvotepris (50 kr/ton), hvilket skyldes elprisstigningen på 2 øre/kWh.

Det økonomiske resultat for elproducenterne bliver nu, at elproducenterne tjener på kvotereguleringen. Elproducenterne har et tab ved at reducere produktionen og ved at købe kvoter. Men dette mere end opvejes af den ekstra indtjening, de har på den elmængde, der produceres, som følger af elprisstigningen på 2 øre/kWh. Den ekstra indtjening afspejles i de negative CO₂-skyggepriser (som kun afspejler elproducenternes ”omkostninger” ved CO₂-reduktion).

Elforbrugerne har et tab som følge af elprisstigningen. Dette opgøres i tabel 4.2.8 nedenfor. Elforbrugernes tab ved kvotereguleringen er større end elproducenternes gevinst, og der vil derfor i en velfærdsøkonomisk analyse være omkostninger forbundet med kvotereguleringen. Den velfærdsøkonomiske CO₂-reduktionspris beregnes i tabel 4.2.9.

Tabel 4.2.8. Elforbrugernes tab⁴³ ved en international kvote fra 2005, der øger elprisen med 2 øre/kWh på elbørsen. Elforbruget regnes ab værk

	Elforbrug uden kvote	Elpris uden kvote	Elforbrug med kvote ⁴⁴	Elpris med kvote	Tab ⁴⁵ for elforbrugere
År	TWh	kr/MWh	TWh	kr/MWh	mio.kr
2004	35,93	173	35.93	173	0
2005	36,38	174	36.31	194	-379
2006	36,87	188	36.79	208	-389
2007	37,42	196	37.32	216	-402
2008	37,97	204	37.86	224	-413
2009	38,54	212	38.42	232	-426
2010	39,11	222	39.00	242	-437
2011	39,67	230	39.57	250	-450
2012	40,24	240	40.13	260	-470
2013	40,80	240	40.68	260	-479
2014	41,34	240	41.23	260	-494
2015	41,90	240	41.78	260	-511
2016	42,46	240	42.34	260	-535
2017	43,03	240	42.90	260	-547

Velfærdsøkonomisk beregning

I tabel 4.2.9 ses den velfærdsøkonomiske beregning af CO₂-reduktionsprisen efter samme beregningsprincip som i tabel 4.2.4. Ændringen i elværkerens omkostninger er multipliceret med nettoafgiftsfaktoren. Den del af ændringen i elværkerens salg, som skyldes ændret nettoeksport af el, er også multipliceret hermed (i tilfældet med en national kvote, hvor elprisen ikke ændres, udgår hele ændringen i elsalget fra ændret nettoeksport). På grund af elprisstigningens påvirkning af elforbruget har staten nu et provenutab fra tabt elafgift⁴⁶ (ud over provenutabet fra tabt svovlafgift). Elforbrugernes tab fra tabel 4.2.8 er multipliceret med en nettoafgiftsfaktor på den del af elforbruget, som vedrører erhvervene⁴⁷.

Den samlede CO₂-reduktionspris bliver 22 kr/ton. Dette er lavere end ved en national kvote (45 kr/ton) med samme internationale kvotepris (50 kr/ton).

⁴³ Tab af konsumentoverskud.

⁴⁴ Ændringen af elforbruget ved en elprisstigning på 2 øre/kWh er beregnet på EMMA.

⁴⁵ Tab regnes som negative tal.

⁴⁶ Elafgiften inkl. CO₂-afgift er beregnet ud fra provenuet i 2001 (10654 mio. kr). Divideret med elforbruget ab værk på 35,57 TWh for at få den gennemsnitlige afgiftsbelastning af elforbruget (ab værk). Elafgiften bliver hemed 300 kr/MWh i 2001. Den fastholdes i løbende priser, dvs. deflateres i faste priser. Elafgiften antages i denne beregning ikke justeret som følge af kvoterne.

⁴⁷ Mere præcist er der multipliceret med en nettoafgiftsfaktor på 1,12, idet kun erhvervenes tab skal multipliceres med nettoafgiftsfaktoren på 1,17. Erhvervene tegner sig for over 2/3 af det indenlandske elforbrug.

Tabel 4.2.9. Velfærdøkonomisk beregning af CO₂-reduktionspris ved international CO₂-kvote med en pris på internationale kvoter på 50 kr/ton

	Elproducenter	Elforbrugere	Staten	SO ₂ /NO _x	I alt	CO ₂ -besparelse	Reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio. t.	kr/ton
2004	-198	0	-37	215	-20	6,7	3
2005	541	-423	-44	98	172	6,8	-25
2006	459	-435	-56	82	51	7,9	-6
2007	443	-449	-41	43	-3	7,9	0
2008	67	-461	-43	35	-402	14,2	28
2009	54	-475	-42	30	-433	14,4	30
2010	40	-489	-36	21	-464	14,2	33
2011	71	-503	-36	18	-450	14,2	32
2012	73	-525	-36	14	-472	14,2	33
2013	70	-535	-36	14	-486	14,2	34
2014	181	-552	-35	10	-396	12,8	31
2015	224	-571	-33	4	-377	12,2	31
2016	290	-598	-32	2	-338	12,0	28
2017	290	-611	-32	2	-351	12,0	29
Nuværdi	1744	-4152	-367	490	-2284	104,4	22

International kvote; pris på internationale kvoter/projektkvoter 100 kr/ton

Virksomhedsøkonomisk beregning

Tabel 4.2.10 viser det økonomiske resultat for elproducenterne under ét af en simulering af en international CO₂-kvote på EU-niveau fra 2005-2017 med en international kvotepris på 100 kr/ton. De internationale kvoter kan enten være projektkvoter eller ”rigtige” kvoter.

Ved beregningen er forudsat, at elprisen stiger med 4 øre/kWh på det internationale elmarked som følge af kvotereguleringen, jf. tidligere. Som følge heraf falder elforbruget lidt (ca. 200 GWh/år).

Den nationale CO₂-reduktion bliver i denne beregning mindre end med den nationale kvote med samme internationale kvotepris (100 kr/ton), hvilket skyldes elprisstigningen på 4 øre/kWh.

Det økonomiske resultat for elproducenterne bliver også her, at elproducenterne tjener på kvotereguleringen. Elproducenterne har et tab ved at reducere produktionen og ved at købe kvoter. Men dette mere end opvejes af den ekstra indtjening, de har på den elmængde, der produceres, som følge af elprisstigningen på 4 øre/kWh. Den ekstra indtjening afspejles i de negative CO₂-skyggepriser (som kun afspejler elproducenternes ”omkostninger” ved CO₂-reduktion). Elproducenternes ekstra indtjening er mere end dobbelt så stor som ved en kvotepris på 50 kr/ton, jf. forrige afsnit.

Tabel 4.2.10. Virkning for elproducenterne af en international CO₂-kvote med en pris på internationale kvoter på 100 kr/ton

	Elsalg	Brændsel	Drift	Kvote-køb	Total	Emission med kvoter	Emission uden kvoter	Kvote	National reduktion	Total reduktion	National reduktionspris	Total reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	kr/ton	kr/ton
2004	-1352	1048	131	8	-165	19920	26660	20000	6740	6660	26	25
2005	-66	979	137	-5	1044	20055	26828	20000	6774	6828	-155	-153
2006	94	913	122	-180	950	21799	27919	20000	6120	7919	-185	-120
2007	400	734	95	-303	927	23030	27868	20000	4838	7868	-254	-118
2008	626	608	77	-1027	285	24265	28203	14000	3938	14203	-333	-20
2009	810	508	63	-1119	263	25186	28413	14000	3227	14413	-428	-18
2010	1000	377	46	-1178	245	25782	28182	14000	2401	14182	-593	-17
2011	1166	320	39	-1220	304	26197	28177	14000	1981	14177	-770	-21
2012	1300	252	30	-1270	313	26699	28234	14000	1536	14234	-1031	-22
2013	1286	260	31	-1266	310	26665	28230	14000	1566	14230	-1007	-22
2014	1453	202	22	-1165	510	25655	26790	14000	1135	12790	-1477	-40
2015	1555	158	15	-1128	600	25283	26176	14000	893	12176	-1934	-49
2016	1691	138	14	-1127	715	25271	26022	14000	751	12022	-2453	-60
2017	1683	144	15	-1121	722	25206	25963	14000	757	11963	-2433	-60
Nuværdi	6059	5079	649	-7150	4637				32926	104430	-358	-44

Elforbrugernes tab som følge af elprisstigningen opgøres i tabel 4.2.11 nedenfor.

Tabel 4.2.11. Elforbrugernes tab⁴⁸ ved en international kvote fra 2005, der øger elprisen med 4 øre/kWh på elbørsen. Elforbruget regnes ab værk

År	Elforbrug uden kvote	Elpris uden kvote	Elforbrug med kvote ⁴⁹	Elpris med kvote	Tab for elforbrugere
	TWh	kr/MWh	TWh	kr/MWh	mio.kr
2004	35,93	173	35,93	173	0
2005	36,38	174	36,25	214	-757
2006	36,87	188	36,70	228	-777
2007	37,42	196	37,22	236	-801
2008	37,97	204	37,74	244	-823
2009	38,54	212	38,31	252	-849
2010	39,11	222	38,90	262	-873
2011	39,67	230	39,46	270	-898
2012	40,24	240	40,02	280	-937
2013	40,80	240	40,57	280	-956
2014	41,34	240	41,11	280	-986
2015	41,90	240	41,66	280	-1021
2016	42,46	240	42,21	280	-1068
2017	43,03	240	42,77	280	-1091

⁴⁸ Tab af konsumentoverskud.

⁴⁹ Ændringen af elforbruget ved en elprisstigning på 4 øre/kWh er antaget at være det dobbelte af ændringen ved en elprisstigning på 2 øre/kWh (beregnet på EMMA, jf. ovenfor).

Elforbrugernes tab ved kvotereguleringen er altså større end elproducenternes gevinst, og der vil derfor i en velfærdsøkonomisk analyse være omkostninger forbundet med kvotereguleringen. Den velfærdsøkonomiske CO₂-reduktionspris beregnes i tabel 4.2.12.

Velfærdsøkonomisk beregning

I tabel 4.2.12 ses den velfærdsøkonomiske beregning af CO₂-reduktionsprisen efter samme beregningsprincip som i tabel 4.2.9. På grund af elprisstigningens påvirkning af elforbruget har staten nu et provenutab fra tabt elafgift (ud over provenutabet fra tabt svovlafgift). Den samlede CO₂-reduktionspris bliver 35 kr/ton. Dette er højere end prisen ved en national kvote (71 kr/ton) med samme internationale kvotepris (100 kr/ton).

Tabel 4.2.12. Velfærdsøkonomisk beregning af CO₂-reduktionspris ved international CO₂-kvote med en pris på internationale kvoter på 100 kr/ton

	Elproducenter	Elforbrugere	Staten	SO ₂ /NO _x	I alt	CO ₂ -besparelse	Reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio. t.	kr/ton
2004	-193	0	-37	215	-16	6,7	2
2005	1231	-845	-79	183	491	6,8	-72
2006	1098	-868	-102	182	310	7,9	-39
2007	1029	-895	-85	121	170	7,9	-22
2008	250	-919	-90	102	-657	14,2	46
2009	200	-948	-86	85	-749	14,4	52
2010	153	-975	-76	63	-834	14,2	59
2011	199	-1003	-74	53	-825	14,2	58
2012	191	-1047	-73	42	-886	14,2	62
2013	187	-1068	-73	42	-910	14,2	64
2014	406	-1101	-73	33	-735	12,8	57
2015	499	-1140	-71	18	-693	12,2	57
2016	624	-1193	-70	15	-623	12,0	52
2017	630	-1218	-70	15	-643	12,0	54
<i>Nuværdi</i>	<i>4457</i>	<i>-8284</i>	<i>-703</i>	<i>915</i>	<i>-3616</i>	<i>104,4</i>	<i>35</i>

National kvote uden mulighed for køb af (projekt-)kvoter

Virksomhedsøkonomisk beregning

Tabel 4.2.13 viser det økonomiske resultat for elproducenterne under ét af en simulering af en national CO₂-kvote fra 2004-2017, uden mulighed for køb af internationale kvoter.

Ved beregningen er forudsat, at elprisen ikke stiger på det internationale elmarked som følge af kvotereguleringen, jf. tidligere.

Tabel 4.2.13. Virkning for elproducenterne af en national CO₂-kvote uden mulighed for køb af internationale (projekt-)kvoter

	Elsalg	Brændsel	Drift	Kvotekøb	Total	Emission med kvoter	Emission uden kvoter	Kvote	National reduktion	Total reduktion	National reduktionspris	Total reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	kr/ton	kr/ton
2004	-1352	1048	131	0	-173	19920	26660	20000	6740	6660	26	26
2005	-1393	1077	135	0	-181	19937	26828	20000	6891	6828	26	27
2006	-1748	1296	154	0	-298	19946	27919	20000	7973	7919	37	38
2007	-1840	1319	156	0	-365	19877	27868	20000	7991	7868	46	46
2008	-3619	2303	279	0	-1037	13948	28203	14000	14255	14203	73	73
2009	-3771	2335	280	0	-1155	14085	28413	14000	14327	14413	81	80
2010	-3866	2300	277	0	-1288	14013	28182	14000	14169	14182	91	91
2011	-3995	2332	279	0	-1384	14020	28177	14000	14158	14177	98	98
2012	-4191	2368	281	0	-1542	13977	28234	14000	14257	14234	108	108
2013	-4214	2395	282	0	-1537	13937	28230	14000	14293	14230	108	108
2014	-3914	2198	242	0	-1474	14010	26790	14000	12780	12790	115	115
2015	-3903	2176	238	0	-1489	14046	26176	14000	12130	12176	123	122
2016	-4172	2340	249	0	-1583	14036	26022	14000	11986	12022	132	132
2017	-4198	2379	250	0	-1569	14005	25963	14000	11958	11963	131	131
<i>Nuværdi</i>	<i>-28529</i>	<i>17569</i>	<i>2058</i>	<i>0</i>	<i>-8902</i>				<i>104663</i>	<i>104430</i>	<i>85</i>	<i>85</i>

Det ses bl.a., at omkostningerne for elproducenterne stiger sidst i perioden. I praksis vil dette formentlig påvirke elproducenternes valg af nye elproduktionsanlæg (som i basisfremskrivningen er antaget at finde sted i perioden 2013-2017). Dette tager beregningen dog ikke højde for.

Velfærdsøkonomisk beregning

I tabel 4.2.14 ses den velfærdsøkonomiske beregning af CO₂-reduktionsprisen efter samme beregningsprincip som i tabel 4.2.4. Den samlede CO₂-reduktionspris bliver 80 kr/ton. Dette er højere end i de foregående beregninger, der også forudsætter uændret elpris, og hvor en del af kvoteopfyldelsen kan klares ved køb af internationale (projekt-)kvoter.

Tabel 4.2.14. Velfærdsøkonomisk beregning af CO₂-reduktionspris med national kvote uden mulighed for køb af internationale (projekt-)kvoter.

	Elproducenter	Elforbrugere	Staten	SO ₂ /NO _x	I alt	CO ₂ -besparelse	Reduktionspris
År	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio. t.	kr/ton
2004	-203	0	-37	215	-25	6.7	4
2005	-212	0	-39	186	-65	6.8	9
2006	-348	0	-55	228	-175	7.9	22
2007	-428	0	-32	195	-264	7.9	34
2008	-1213	0	-54	344	-924	14.2	65
2009	-1352	0	-55	348	-1058	14.4	73
2010	-1507	0	-54	341	-1220	14.2	86
2011	-1620	0	-53	342	-1330	14.2	94
2012	-1804	0	-53	345	-1512	14.2	106
2013	-1798	0	-52	345	-1505	14.2	106
2014	-1725	0	-49	292	-1481	12.8	116
2015	-1742	0	-47	199	-1589	12.2	131
2016	-1852	0	-32	195	-1689	12.0	140
2017	-1836	0	-31	194	-1672	12.0	140
Nuværdi	-10416	0	-428	2486	-8357	104	80

Konsekvenserne af at ændre kvoternes størrelse

A: Køb af internationale (projekt-)kvoter er muligt

Det fremgår af de foretagne beregninger, at elproducenterne i stort set alle år vil vælge at klare en væsentlig del af deres CO₂-reduktion ved at købe internationale kvoter. Med undtagelse af de første par år, hvor elprisen forudsættes at ligge på et relativt lavt niveau, vil elproducenternes marginale CO₂-virkemiddel derfor være køb af internationale kvoter.

Ændres kvoten således 1 mio. tons op eller ned, betyder det blot, at elproducenterne skal købe en mio. tons færre eller flere kvoter. Velfærdstab/gevinsten vil således være prisen på internationale kvoter gange nettoafgiftsfaktoren (1,17), dvs. hhv. 59 og 117 kr/ton.

I tabel 4.2.15 ses den gennemsnitlige CO₂-reduktionspris ved forskellige kvotestørrelser i perioden 2008-17.

Tabel 4.2.15. Følsomhedsberegning på den gennemsnitlige velfærdsøkonomiske CO₂-reduktionspris med forskellige kvotestørrelser

Kvoter 2008-17	National kvote, 50 kr/t	National kvote, 100 kr/t	International kvote, 50 kr/t	International kvote, 100 kr/t
mio. tons	kr/ton	kr/ton	kr/ton	kr/ton
12	46	76	26	43
13	46	74	24	39
14	45	71	22	35
15	44	69	20	30
16	43	66	17	24

B: Køb af internationale (projekt-)kvoter er ikke muligt

Når køb af internationale kvoter ikke er muligt, vil en ændring af kvotens størrelse medføre, at de danske værker producerer lidt mere eller mindre. I tabel 4.2.16 er vist de økonomiske konsekvenser af at ændre kvotens størrelse i trin på 1 mio. tons i forhold til den valgte kvote på 14 mio. tons i 2010⁵⁰.

Tabel 4.2.16. Beregning af velfærdsøkonomisk CO₂-reduktionspris i 2010 ved forskellige kvotestørrelser. National kvote uden mulighed for køb af internationale (projekt-)kvoter. Den gennemsnitlige reduktionspris er prisen pr. ton for hele CO₂-reduktionen. Den marginale reduktionspris er prisen for den sidste mio. tons CO₂-reduktion

Kvote	Elproducenter	Elforbrugere	Staten	SO ₂ /NO _x	I alt	CO ₂ -besparelse	Gns. reduktionspris	Marginal reduktionspris
mio.tons	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio.kr	mio. t.	kr/ton	kr/ton
27,0	-33	0	-8	33	-8	1,2	7	7
26,0	-89	0	-13	59	-43	2,2	20	35
25,0	-159	0	-17	83	-93	3,2	29	50
24,0	-244	0	-20	109	-156	4,2	37	61
23,0	-331	0	-24	131	-223	5,2	43	72
22,0	-429	0	-27	155	-301	6,2	49	80
21,0	-540	0	-31	179	-391	7,2	55	88
20,0	-668	0	-34	204	-498	8,2	60	97
19,0	-786	0	-37	226	-597	9,2	65	104
18,0	-913	0	-41	249	-705	10,2	69	111
17,0	-1052	0	-44	272	-824	11,2	74	118
16,0	-1192	0	-46	298	-940	12,2	77	120
15,0	-1349	0	-50	320	-1080	13,2	82	136
14,0	-1507	0	-54	341	-1220	14,2	86	143
13,0	-1677	0	-58	363	-1372	15,2	91	154
12,0	-1869	0	-62	384	-1547	16,2	96	169

Beregningen viser bl.a., at den marginale CO₂-reduktion stiger i pris ved stramning af kvoten. Dette skyldes, at der fortrænges el fra mere og mere effektive anlæg.

Resumé

CO₂-reduktionsprisen er beregnet ved hhv. en national og en international kvote på elproduktion med en pris på internationale kvoter på hhv. 50 og 100 kr/ton og i en situation, hvor internationale (projekt-)kvoter ikke kan købes. Ved en national kvote er det hovedsageligt elproducenterne, der betaler for CO₂-reduktionen, mens det ved en international kvote hovedsageligt er elforbrugere. Reduktionsprisen resumeres i tabel 4.2.17 nedenfor. Der er desuden angivet reduktionspriser ved 3% rente i stedet for 6% rente og reduktionspriser uden medregning af sparede omkostninger til nedbringelse af SO₂-/NO_x forureningen.

⁵⁰ Der er af beregningstekniske årsager kun regnet på ét år. År 2010 er valgt, fordi dette år vurderes at give en rimelig repræsentation af den gennemsnitlige CO₂-reduktionspris over beregningsperioden.

Tabel 4.2.17. Resumé af CO₂-reduktionsomkostninger ved CO₂-kvote på elproduktionen fra 2004

Kvotetype	Pris på internationale CO ₂ -kvoter	CO ₂ -reduktionspris ved 6% rente	CO ₂ -reduktionspris ved 3% rente	CO ₂ -reduktionspris uden værdi af SO ₂ /NO _x
National kvote	50 kr/ton	45 kr/ton	46 kr/ton	53 kr/ton
National kvote	100 kr/ton	71 kr/ton	74 kr/ton	87 kr/ton
International kvote	50 kr/ton	22 kr/ton	23 kr/ton	27 kr/ton
International kvote	100 kr/ton	35 kr/ton	38 kr/ton	43 kr/ton
National kvote	Ej tilgængelige	80 kr/ton	84 kr/ton	104 kr/ton

Ved ændring af kvotestørrelsen med 1 enhed bliver omkostningen/gevinsten lig med den internationale kvotepris gange nettoafgiftsfaktoren, såfremt internationale kvoter er tilgængelige. I modsat fald er den marginale ekstrapris af størrelsesordenen 150 kr/ton CO₂.

De beregnede CO₂-reduktionspriser repræsenterer øvre skøn, idet der ikke er medregnet øvrige virkemidler, som (på marginalen) kunne være billigere end produktionsbegrænsninger på elværkerne hhv. internationale kvotekøb.

4.2.2 Omstilling af centrale elværker til naturgas

Sammenfatning

Tiltaget består i en omstilling af de centrale kraftværker fra kul- til naturgasfyring. På omkostnings-siden er det forbundet med investeringer i gasinfrastrukturen, investeringer på værkerne og øgede brændselsudgifter. På benefitsiden er der udover de reducerede CO₂-emissioner, også reducerede SO₂- og NO_x-emissioner og reducerede driftsomkostninger. Der opnås endvidere en bedre virkningsgrad, idet naturgassens lave svovlindhold overflødiggør et afsvovlingsanlæg på værkerne. Beregningerne er i dette kapitel foretaget for et modelværk, hvor der tages udgangspunkt i kendte produktionsdata for et faktisk værk, jf. nedenfor, men i øvrigt anvendes nøgletal for elproduktion på hhv. kul- og gas. Det skal derfor understreges, at der er tale om overslagsberegninger for reduktionsomkostningerne ved omstilling fra kul til gas, og ikke præcise beregninger for konkrete værker.

Potentiale og beregningsresultater

De relevante kulfyrede kraftværker har en samlet elkapacitet på 4000 MW og brugte i 2001 154.000 TJ kul. Bl.a. som følge af de stigende priser på elmarkedet forventes elproduktionen og dermed kulforbruget at stige væsentligt over de kommende år. I kyoto-perioden (2008-2012) forventes det gennemsnitlige årlige forbrug på de samme værker at være oppe på godt 200.000 TJ/årligt. På den baggrund kan det samlede CO₂-reduktionspotentiale i 2008-2012 beregnes til 7,8 mio. tons CO₂/år, hvilket gør dette til et meget omfattende tiltag.

Beregningerne viser, at et modelværk⁵¹ med et gennemsnitligt kulforbrug på gennemsnitligt 23.000 TJ, har et CO₂-reduktionspotentiale på knap en mio. tons CO₂/år og en reduktionsomkostning på 281 kr./tons CO₂ inkl. prissætning af sideeffekterne, SO₂ og NO_x. Uden sideeffekterne beregnes reduktionsomkostningen til 296 kr./tons CO₂.

⁵¹ Modelværket er beregningsmæssigt konstrueret ud fra produktionsdata for et konkret værk, som forudsættes at blive omstillet til naturgas. De ændrede produktionsforhold ved gasfyring er anslået vha. nøgletal bl.a. Energistyrelsens Teknologikatalog (1995).

Forholdene omkring teknologi, alder, kraft- og/eller varmeproduktion, mm. vil variere fra anlæg til anlæg. Ovenstående beregningsresultat skal derfor opfattes som et udtryk for størrelsesordenen af CO₂-reduktionsomkostningerne.

Det skal endvidere bemærkes, at der i den centrale beregning, udover investeringer i infrastrukturen, også medregnes investeringer i Nordsøen, som forventes at blive aktuelle, hvis der omstilles flere værker end den nuværende indvinding og infrastruktur kan bære. Som det belyses i følsomhedsberegningerne vil reduktionsomkostningerne være væsentligt lavere ved en marginal omstilling⁵², hvor ovennævnte investeringer og transmissionstillægget udelades. Reduktionsomkostningen kan komme ned i størrelsesordenen 130-170 kr./tons CO₂ for et reduktionspotentiale på op mod 3 mio. tons CO₂. Dette forudsætter dog en antagelse om, at den eksisterende gasinfrastruktur har kapacitet til en øget leverance på 2 mia. Nm³ naturgas. Følsomhedsresultaterne må dog betegnes som et underkantsskøn, da den øgede transmission må forventes at være forbundet med transmissionsomkostninger større end nul, jf. følsomhedsberegningerne sidst i kapitlet.

Virkemidler

Hel eller delvis brændselsomlægning fra kul til naturgas skal betragtes som et element i værkernes CO₂-reduktionsstrategi, når de bliver pålagt CO₂-kvoter. Kvotepriisen vil derfor være afgørende for, hvor attraktivt det vil være for værkerne at omstille.

Implementeringshastighed og samspil med andre tiltag

Der er flere elementer i dette tiltag, som skal gennemføres sideløbende. På gassiden skal der dels sikres en større leverance, enten i form af en øget dansk produktion i Nordsøen eller ved import fra det europæiske marked fra en evt. ny vest- eller østvendt forbindelse til udlandet. Dels skal værket forbindes med det eksisterende transmissionsnet i landet. På værksiden skal der foretages en ombygning/udskiftning af brænderenheden. Det antages, at de nødvendige forberedelser/investeringer kan gennemføres på to år.

Dokumentation og beregninger

I dette afsnit gives indledningsvis nogle generelle bemærkninger vedr. reduktions- og energipotentialer efterfulgt af en mere detaljeret beskrivelse af tiltaget, herunder bl.a. metode og forudsætninger for CO₂-omkostningsberegningen.

Generelle overvejelser

Ideelt set er der et betragteligt CO₂-reduktionspotentiale i og med der anvendes store mængder kul, som kan fortrænges med naturgas. Der er imidlertid en række ressourcebetragtninger og hensyn, herunder forsyningssikkerhed, som bevirker, at overvejelserne bag tiltaget bliver langt mere nuancerede. Det er hensigten med dette afsnit at diskutere disse generelle overvejelser, inden der i næste afsnit regnes på et modelværk.

CO₂-reduktionspotentiale

I nedenstående tabel ses kapaciteterne, brændselsforbruget og energiproduktionen på de kulfyrede centrale værker. Hvis man ser bort fra Østkraft (Rønne) som pga. den geografiske placering ikke må anses som relevant omstillingspotentiale, var der i 2001 et samlet kulforbrug på ca. 154.000 TJ, hvilket udgør det samlede omstillingspotentiale fra kul til naturgas på de centrale værker i 2001.

⁵² Ved en marginal omstilling forstås en omstilling af en størrelsesorden, som kan foretages uden nævneværdige investeringer i den eksisterende udvinding og infrastruktur.

Tabel 4.2.18. Brændselsforbrug og energiproduktion (TJ) på kulfyrede centrale værker i 2001

Værknavn	Anlæg	Idrift	MW-varme	MW-el	Varme lev.	El lev.	I alt	Kul	Naturgas	Øvrige
Østkraft	ØKR6	01-jan-95	35	37	414	164	784	723		60
Fynsværket*	FVOB3	01-jan-74	326	269	3739	2842	9646	1685	7666	295
Fynsværket	FVOB7	01-jul-91	450	407	4852	3655	10820	10731		88
Studstrupværket	SSV B3	01-jan-84	455	380	5826	4981	15373	15240		132
Studstrupværket	SSV B4	01-jan-85	455	380	3722	3938	11628	11463		165
Avedøreværket	AVV1	01-jan-90	330	250	6810	5956	17303	17199		104
Asnæsværket	ASV4	01-jan-68	108	270	88	2738	7562	7479		83
Stignæsværket	STV2	01-jan-70	2	270	0	2013	5809	5559		251
Amagerværket	AMV3	01-jan-89	330	250	5848	5515	14461	14335		127
Energi Randers	KV	01-jan-82	105	48	1986	731	3253	3229		23
Enstedværket	Blok 3	01-jan-79	78	327	924	6727	17114	15466		1647
Enstedværket	Blok 3	01-jan-79		327	0	5201	12542	12472		71
Vendsysselværket	NJVB3	14-sep-98	422	372	3795	8737	20054	19832		222
Esbjergværket	Blok 3	01-jul-92	459	408	4341	7937	19549	19475		74
			3555	3995	42344	61135	165897	154888	7666	3342

* Fynsværket, blok 3, har som eneste værk naturgas som hovedbrændsel

Kilde: Energistyrelsens Energiproducenttelling for 2001

Bl.a. som følge af de stigende priser på elmarkedet forventes elproduktionen og dermed kulforbruget at stige væsentligt over de kommende år. I kyoto-perioden (2008-2012) forventes det gennemsnitlige årlige forbrug på de samme værker at være oppe på godt 200.000 TJ/årligt. Da CO₂-indholdet i naturgas kun er 60 pct. af CO₂-indholdet i kul, kan det samlede CO₂-reduktionspotentiale i 2008-2012 beregnes til 7,8 mio. tons CO₂/år

Naturgaspotentiale

En fuldstændig omstilling vil lægge beslag på ca. 5 mia. Nm³ naturgas, som enten kan komme fra den danske produktion i Nordsøen eller importeres. Indvindingstakten på de danske felter har de seneste år ligget på 7 - 8 mia. Nm³/år, hvoraf ca. 40 pct. (i 2001) gik til eksport. Selvom det vil være forbundet med en række investeringer i Nordsøen vurderes det, at være økonomisk rentabelt at øge indvindingen, hvis der opnås afsætningsmuligheder herfor - enten på hjemmemarkedet eller gennem eksport til udlandet. Det er dog vanskeligt at forudsige gasmarkedet efterhånden som flere udenlandske aktører melder sig på markedet.

Hvis det antages, at den årlige indvinding af naturgas øges med fx 2 mia. Nm³ til 10 mia. Nm³ fra 2004, og der ikke sker revurderinger af reserverne fremover, vil niveauet for den danske produktion af naturgas kunne opretholdes til ca. år 2015.⁵³ Under denne antagelse vil de danske naturgasfelter indtil 2015 kunne levere ca. 40 pct. af de potentielt 5 mia. Nm³, mens resten må importeres. Efter 2015 vil en stigende andel af de 5 mia. Nm³ (plus gasforbruget i den øvrige del af energisektoren) skulle importeres.

Såfremt omstillingen fra kul til naturgas overstiger den danske forsyningskapacitet, vil det være nødvendigt at etablere en tilslutning til det europæiske gasnet i takt med omstillingen af værkerne. Hvis omstillingen er på niveau med den danske forsyningskapacitet eller mindre vil det først være nødvendigt at investere i en tilslutning, når reserverne bliver begrænsede. Det er op til de kommer-

⁵³ Da ca. 11 pct. af den udvundne gas bruges som brændstof på platformene eller afbrændes af tekniske og sikkerhedsmæssige grunde, vil en øget udvinding på 2 mia. Nm³ reelt kun svare til en øget leverance på 1,8 mia. Nm³.

cielle parter, hhv. gasleverandører og elproducenter at træffe de nødvendige beslutninger. Der er allerede konkrete overvejelser om en vestvendt ledningsforbindelse med tilslutning til den norske/tyske gasinfrastruktur med henblik på yderligere eksport af dansk gas. Gasstrømmen kan på et senere tidspunkt vendes således, at den vestvendte ledning kan anvendes til import af gas.

Omkostningerne ved en tilslutning til den norsk-tyske forbindelse (Norpipe) skønnes at udgøre en investering i størrelsesordenen 600 mio. kr. efterfulgt af en årlig driftsomkostning på ca. 10 mio. kr. Fordelt på flere værker og set i forhold til de ændrede brændselsudgifter vil denne investering, set over en årrække være relativt lille. Når det dertil lægges, at en tilslutning til det europæiske net også skal ses i sammenhæng med liberaliseringen af gasmarkedet, vil de centrale værker ikke være alene om at bære omkostningen. Med andre ord vil investeringen i tilslutningen ikke have en afgørende betydning for den samfundsøkonomiske analyse, uanset om den etableres før eller siden. I denne analyse antages det forsimplet, at tilslutningen etableres i 2006 og 2007.

Med den antagelse, at den øgede naturgasforsyning sker via Nordsøen, vurderes det, at der er behov for at investere i en kompressor på Harald-feltet for at kunne sende gassen til Nybro. Udgiften hertil forventes at ligge i størrelsesordenen 350 mio. kr.

Ved ombygning til naturgas vil man typisk bevare muligheden for at fyre med kul. Derved øges forsyningssikkerheden.

Konkret beregning

Som beskrevet ovenfor er der en lang række centrale værker, som potentielt kan omstilles fra kul til naturgas. Forholdene omkring teknologi, alder, kraft- og/eller varmeproduktion mm. vil variere mellem de anlæg, der er installeret på værkerne. Dog forventes det, at de fleste anlæg kan omstilles for investeringer på mellem 30-50 mio. kr. Derudover gør det sig gældende, at adgangen til naturgasinfrastrukturen vil variere fra, at nogle værker relativt billigt kan tilsluttes nettet (eller allerede er tilsluttet), mens der på andre værker skal afholdes investeringer på op mod 200 mio. kr.

Beregningsmetode og forudsætninger

Grundlæggende regnes der med et reference- og et alternativscenario. Referencescenariet svarer til en uændret anvendelse af anlægget de næste 20 år med de kulpriser, der er givet af Energistyrelsens prisfremskrivninger, samt de drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (D&V) og reinvesteringer, der gør sig gældende på et gennemsnitligt kulkraftværk. Alternativscenariet indebærer en række investeringer, hovedsageligt i starten af perioden, samt nogle ændrede brændsels- og D&V-omkostninger.

Alle priser opgives i faste 2002-priser. Alle omkostninger og benefits opgøres på årsbasis over den 20-årige investeringsperiode, som løber fra 2003-2022. Til beregning af CO₂-reduktionsomkostningen tilbagediskonteres alle omkostninger og benefits (herunder CO₂-reduktionen) til basisåret 2002 med en samfundsøkonomisk kalkulationsrente på 6 pct.

I den samfundsøkonomiske beregning forhøjes alle ressourceomkostninger (dvs. investeringer og brændselsudgifter) med en nettoafgiftsfaktor på 1,17. Endvidere indregnes et skatteforvridningstab på 20 pct. af statens tabte provenu ved værkernes sparede SO₂-afgift.

Konsekvensbeskrivelse

Table 4.2.19. Omkostninger og fordele ved omstilling af et centralt værk

Omkostninger		Fordele	
Fysiske enheder	Økonomisk	Fysiske enheder	Økonomisk
Omstilling af værk	30 mio. kr.	1 mio. tons CO ₂ /år	
Tilslutning til net	150 mio. kr.	620 tons SO ₂ /år	10 kr./kg, nominelt
Vestvendt tilslutning ^a	100 mio. kr. 1,67 mio. kr./år	680 tons NO _x /år	14,5 kr./kg, realt
Kompressor på Harald ^b	58 mio. kr.		
Øgede brændselsudgifter	11-15 kr./GJ	Sparet svovlrensning = 1 pct.-point forbedret virkningsgrad	2,5% mindre brændsels- forbrug
		Reducerede D&V-omk.	25 kr./MWh

^a den samlede omkostning ved tilslutningen andrager ca. 600 mio. kr. og 10 mio. i D&V pr. år. I denne beregning antages værket at bære 1/6 af investeringen på 100 mio. kr., som forfalder 2006-2007. D&V sættes til 1,67 mio. kr., startende i 2008.

^b den samlede omkostning til kompressoren andrager 350 mio. kr. Værkets andel af denne investering sættes til 58 mio. kr., som forfalder 2003-2004.

Investeringer

Det skønnes, at investeringerne på værket beløber sig til 30 mio. kr. og tilslutningen til nettet til 150 mio. kr. Begge investeringer antages ligeligt fordelt over 2 år, hhv. 2003 og 2004. Investeringssomkostningerne er anslået med betydelig usikkerhed.

Betragtes alene omstillingen af et værk, vil den marginalt øgede naturgasefterspørgsel ikke kunne begrunde en investering på 600 mio. kr. i en ny gasforbindelse til udlandet. Men hvis det antages, at det pågældende værk udgør en del af et større scenario, hvor der omstilles flere centrale værker og hvor det europæiske gasmarked er under ekspansion, vil det være rimeligt at tildele værket en del af omkostningen, i den samfundsøkonomiske analyse. I denne overslagsberegning sættes andelen skønsmæssigt til 1/6, dvs. 100 mio. kr., som forfalder med 50 mio. kr. i både 2006 og 2007.

Rørledningen fra Tyra-feltet til fastlandet er allerede med den nuværende udvinding i Nordsøen fuldt udnyttet, og det vil derfor være mest hensigtsmæssigt at lade en eventuel ekstra gasmængde transportere gennem rørledningen fra Harald-feltet til Nybro. For at kunne gøre dette, er der dog behov for at investere i en kompressor på Harald-feltet. Ved en transporteret gasmængde på 1-2 mia. Nm³ om året, vurderes udgiften hertil at udgøre 350 mio. kr. I beregningerne sættes værkets andel af denne omkostning til 58 mio. kr.

Driftsomkostninger

I referencesituationen, dvs. kuldrift, skønnes D&V-omkostningerne på sigt til 115 mio. kr. svarende til 3 pct. årligt af anlægsinvesteringen. Med en anlægsinvestering⁵⁴ på 9 mio. kr./MW bliver D&V 43 kr./MWh. Efter omstilling til naturgas falder D&V til 1,5 pct. af investeringen, svarende til 22 kr./MWh.⁵⁵

⁵⁴ Gns. af 7,5-7,8 mio. kr./MW (1994-pris) fremskrevet med 2 pct. årlig inflation til 2002-pris.

⁵⁵ Energistyrelsen (1995): Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg.

Der forudsættes etablering af et DeNO_x anlæg i 2004 til en investering af 99 mio. kr.

Der er ikke indregnet D&V for ovennævnte kompressor, samt for evt. øvrige omkostninger i Nord-søen, hvilket trækker i retning af en undervurdering af omkostningerne.

Brændselsforbrug

Som udgangspunkt substituerer naturgas kul i forholdet 1:1 opgjort efter energiindhold i brændslet, men da naturgas har et lavere svovlindhold end kul, betyder substitutionen, at værket sparer afsvo-lingsprocessen. Det gælder normalt, at et afsvo-lingsanlæg reducerer virkningsgraden (normalt 40-45 pct.) med et pct.-point, hvilket er ensbetydende med, at der ved kulfyring beslaglægges ca. 2,5 pct. af brændslet. Med andre ord tilgår der ved substitutionen kun 97,5 enheder naturgas for hver 100 enheder kul, der substitueres.

Brændselsomkostninger

Da naturgas over perioden koster ca. 11-15 kr./GJ mere an værk end kul, bliver den årlige merudgift til brændsler ca. 300 mio. kr. de første år, stigende til ca. 380 mio. de sidste år af beregningsperi-oden.

Merudgiften ved brændselsomlægningen er hovedelementet i CO₂-reduktionsomkostningen. Der-med er de forudsatte brændselspriser af afgørende betydning for udfaldet af den samfundsøkonomi-ske analyse.

Til forskel fra kul, som fragtes med skib, foregår transport (transmission) af naturgas i transmissi-ons- og distributionsnet til meget lave marginale omkostninger. Den i beregningerne anvendte gas-pris er beregnet an værk, dvs. inklusiv et gennemsnitligt transmissionstillæg på 4,2 kr./GJ for natur-gas, svarende til de faste og variable omkostninger ved gastransmission. Ved en marginal omlæg-ning af produktionsanlæg fra kul til naturgas, fx af blokke på værker hvortil der er god adgang til transmissions- og distributionsnet, kan det diskuteres hvorvidt den ekstra mængde naturgas skal belastes med det gennemsnitlige transmissionstillæg i den samfundsøkonomiske beregning. Sam-fundsøkonomisk set er det optimalt at udnytte infrastrukturen fuldt ud når først den er etableret og i den henseende kan den ekstra transmissionen næsten betragtes som gratis. Da den ekstra mængde naturgas ikke kan skelnes fra den øvrige gas i nettet, vil der privatøkonomisk blive indregnet et gennemsnitligt transmissionstillæg (som evt. vil blive mindre, som følge af den større mængde) Det vil derfor være et fordelingsspørgsmål hvordan den marginale og den øvrige gas skal betale for transmissionen.

For at vise betydningen af transmissionstillægget er der i følsomhedsberegningerne foretaget en beregning hvor naturgassen prissættes eksklusiv transmissionstillæg og kulprisen inklusiv trans-portstillæg. Naturgasprisen og følgelig deraf reduktionsomkostningen er i denne beregning i nogen grad undervurderet, idet den marginale transmissionsomkostning må forventes at være større end nul. I følsomhedsberegningen udelades endvidere investeringer i gasinfrastrukturen, idet nettet for-udsættes at være etableret til de pågældende værker. Det skal bemærkes, at der i forbindelse med omlægning af de fleste værker, vil være behov at etablere eller forbedre en forbindelse til gasnettet.

CO₂-reduktion

CO₂-emissionsfaktorerne ved afbrænding er kul og naturgas er hhv. 95 og 56,9 kg CO₂/GJ. Dvs. for hver energienhed kul, der fortrænges med en tilsvarende energienhed naturgas reduceres emissionen

40 pct. Med et kulforbrug på gennemsnitligt 23.000 TJ i 2008-2012, er der ved omstilling af modelværket et årligt CO₂-reduktionspotentiale på knap en mio. tons CO₂.

Øvrige emissioner

Udover CO₂-reduktionen, vil der være et fald i SO₂ og NO_x-emissioner fra værket, pga. det lavere indhold i naturgassen. Den præcise reduktion vil være værkspecifik, afhængig af kedeltype, rensningsudstyr mm. Da det ikke har været muligt til denne analyse at undersøge den forventede emission med naturgasfyring, foretages en forholdsmæssig reduktion med en reduktionsfaktor, beregnet på baggrund af værkernes generelle emissionsfaktorer, udgivet af Elkraft System.⁵⁶

I alternativscenariet udgør NO_x-emissionen ca. 4600 tons/år, faldende til 1700 tons/år efter etablering af et DeNO_x-anlæg i 2004. Ved omstilling til naturgas falder NO_x-emissionen til godt 1000 tons/år i alternativscenariet. Det skal understreges, at de konkrete forhold på værket kan afvige.

For NO_x anvendes en undgåelsesomkostning på 14,5 kr./kg NO_x, hvilket resulterer i en årlig gevinst ved NO_x-reduktionen på 9,4 mio. kr. i 2005 stigende til 9,8 mio. kr. det sidste år⁵⁷

I referencescenariet med kulfyring udgør SO₂-emissionen ca. 600 tons/år, hvilket reduceres betydeligt til 0,25 tons/år med omstilling til naturgas.

Da værkerne er underlagt en SO₂-afgift på 10 kr./kg, kan dette afgiftsniveau anvendes som udtryk for værkernes marginale undgåelsesomkostning ved de sparede emissioner. Da afgiften er 10 kr. nominelt, vil den udhules af inflationen fremover. Værdien af SO₂-reduktionen bliver dermed 5,5 mio. kr. det første år, faldende til 4,1 mio. kr. det sidste år.

Beregning af CO₂-reduktionsomkostning

Som beskrevet i metodeafsnittet er det nutidsværdien, dvs. summen af alle omkostninger og gevinster tilbagediskonteret til basisåret, der danner udgangspunkt for beregningen af CO₂-reduktionsomkostningen. I tabel 4.2.21 er beregningens delelementer vist for at fremhæve, hvilken vægt de forskellige elementer har i beregningen. Som det fremgår resulterer de øgede brændselsudgifter alene i en højere CO₂-reduktionsomkostning, hvilket dog i nogen grad modvirkes af de sparede driftsudgifter. Den "rene" CO₂-reduktionsomkostning bliver således 296 kr./tons CO₂, eksklusiv sideeffekterne SO₂ og NO_x. Inklusiv sideeffekter bliver CO₂-reduktionsomkostningen reduceret til 281 kr./tons CO₂.

⁵⁶ Elkraft System (marts, 2002): Emissionsfaktorer.

⁵⁷ Eloverløbsrapport.

Tabel 4.2.20. CO₂-omkostningsberegning med og uden sideeffekter

	Nutidsværdi	CO ₂ -omkostning
CO₂-reduktion, tons	10.193.067	
	mio. kr.	kr./ton CO ₂
Investeringer	366	36
Driftsudgifter	-583	-57
Brændselsudgifter	3.221	316
Forrydningstab	10	1
Samlet omkostning (ekskl. sideeffekter)	3.014	296
Sideeffekter		
SO ₂ -reduktion	-51	-5
NO _x -reduktion	-99	-10
Samlet omkostning (inkl. sideeffekter)	2.863	281

Følsomhedsberegning

For at klarlægge de forskellige parametres betydning for CO₂-omkostningen, foretages fire følsomhedsberegninger:

- 3 pct. kalkulationsrente
- +/- 50 pct. i investeringsomkostninger (både i infrastrukturen og på værket)
- Fordoblet og halveret prisforskel mellem naturgas og kul
- Marginal omlægning hvor transmissionstillæg på naturgas og investeringer i gasnet udelades

Følsomhed: Lav kalkulationsrente, samt ændrede investeringer i gasrør og omstilling

Som det fremgår af tabellerne 4.2.21-23 har en halvering af kalkulationsrenten og hhv. en halvering og en fordobling af investeringsomkostningerne en mindre effekt på CO₂-reduktionsomkostningen. Det skyldes hovedsageligt, at det er de ændrede variable omkostninger (driftsudgifter og brændselsudgifter) der er afgørende for reduktionsomkostningen, jf. følsomhedsberegningerne i tabellerne 4.2.24-25.

Tabel 4.2.21. Følsomhedsberegning med 3 pct. kalkulationsrente

	Nutidsværdi	CO ₂ -omkostning
CO₂-reduktion, tons	13.300.637	
	mio. kr.	kr./ton CO ₂
Investeringer	380	29
Driftsudgifter	-760	-57
Brændselsudgifter	4.266	321
Forvridningstab	13	1
Samlet omkostning (ekskl. sideeffekter)	3.898	293
Sideeffekter		
SO ₂ -reduktion	-66	-5
NO _x -reduktion	-130	-10
Samlet omkostning (inkl. sideeffekter)	3.702	278

Tabel 4.2.22. Følsomhedsberegning med 50 pct. højere investeringsomkostninger

	Nutidsværdi	CO ₂ -omkostning
CO₂-reduktion, tons	7.414.831	
	mio. kr.	kr./ton CO ₂
Investeringer	549	54
Driftsudgifter	-583	-57
Brændselsudgifter	3.221	316
Forvridningstab	10	1
Samlet omkostning (ekskl. sideeffekter)	3.197	314
Sideeffekter		
SO ₂ -reduktion	-51	-5
NO _x -reduktion	-99	-10
Samlet omkostning (inkl. sideeffekter)	3.047	299

Tabel 4.2.23. Følsomhedsberegning med 50 pct. lavere investeringsomkostninger

	Nutidsværdi	CO ₂ -omkostning
CO₂-reduktion, tons	7.414.831	
	mio. kr.	kr./ton CO ₂
Investeringer	183	18
Driftsudgifter	-583	-57
Brændselsudgifter	3.221	316
Forvridningstab	10	1
Samlet omkostning (ekskl. sideeffekter)	2.831	278
Sideeffekter		
SO ₂ -reduktion	-51	-5
NO _x -reduktion	-99	-10
Samlet omkostning (inkl. sideeffekter)	2.680	263

Følsomhed: Halvering hhv. fordobling af prisforskel mellem kul og naturgas

Som beskrevet er *prisforskellen* mellem naturgas og kul afgørende for CO₂-omkostningen. I hovedscenariet er prisforskellen mellem kul og naturgas ca. 11-15 kr/GJ over den 20-årige periode. I tabel 4.2.24 og 4.2.25 er denne prisforskel hhv. halveret og fordoblet.

Tabel 4.2.24. Følsomhedsberegning med halvering af prisforskel ml. kul og gas

	Nutidsværdi	CO ₂ -omkostning
CO₂-reduktion, tons	10.193.067	
	mio. kr.	kr./ton CO ₂
Investeringer	366	36
Driftsudgifter	-583	-57
Brændselsudgifter	1.610	158
Forvridningstab	10	1
Samlet omkostning (ekskl. sideeffekter)	1.404	138
Sideeffekter		
SO ₂ -reduktion	-51	-5
NO _x -reduktion	-99	-10
Samlet omkostning (inkl. sideeffekter)	1.253	123

Som det fremgår vil en halvering af prisforskellen mellem naturgas og kul (fra 2005) resultere i en CO₂-omkostning på 123 kr./tons CO₂ inkl. sideeffekter, hvilket skal ses i forhold til hovedresultatet på 281 kr./tons CO₂, som er beregnet ved bedste skøn for de fremtidige brændselspriser. Resultatet er således meget følsomt med de relative brændselspriser.

Tabel 4.2.25. Følsomhedsberegning med fordobling af prisforskel ml. kul og gas

	Nutidsværdi	CO ₂ -omkostning
CO₂-reduktion, tons	10.193.067	
	mio. kr.	kr./ton CO ₂
Investeringer	366	36
Driftsudgifter	-583	-57
Brændselsudgifter	6.442	632
Forvridningstab	10	1
Samlet omkostning (ekskl. sideeffekter)	6.235	612
Sideeffekter		
SO ₂ -reduktion	-51	-5
NO _x -reduktion	-99	-10
Samlet omkostning (inkl. sideeffekter)	6.084	597

Følsomhed: Marginal omlægning fra kul til naturgas

Som tidligere beskrevet er denne følsomhedsberegning relevant ved en marginal omstilling fra kul til naturgas, dvs. på et niveau hvor den øgede gasleverance ikke overstiger den nuværende kapacitet i infrastrukturen. Det er meget usikkert hvor denne kapacitetsgrænsen ligger, men hvis det antages den går ved 2 mia. Nm³ vil det samlede reduktionspotentiale være op mod 3 mio. tons CO₂ årligt.

Meromkostningerne ved naturgasfyring er i følsomhedsberegningen reduceret i forhold til den centrale beregning, idet naturgassen prissættes eksklusiv transmissionstillæg. Med andre ord forudsættes det, at udnyttelsen af den ledige kapacitet i gasnettet er gratis for samfundet, det vil sige, at der ikke er alternative udnyttelsesmuligheder. Endvidere udelades investeringer i gasinfrastrukturen⁵⁸, idet forholdene forudsættes at være tilstrækkelige i forbindelse med omlægningen af enkelte konkrete værker.

Under ovennævnte forudsætninger bliver CO₂-reduktionsomkostningen i beregningseksemplet reduceret til 143 kr./tons CO₂ inkl. Sideeffekter, jf. tabel 4.2.26. Det vil variere fra værk til værk, afhængig af beliggenheden i forhold til gasnettet og værkets konkrete produktionsforhold, herunder vægten af sideeffekterne. Følsomhedsresultaterne må dog betegnes som et underkantsskøn, da den øgede transmission må forventes at være forbundet med transmissionsomkostninger større end nul.

Tabel 4.2.26. Følsomhedsberegning for marginal omstilling fra kul til gas

	Nutidsværdi	CO ₂ -omkostning
CO₂-reduktion, tons	10.193.067	
	mio. kr.	kr./ton CO ₂
Investeringer	100	10
Driftsudgifter	-598	-59
Brændselsudgifter	2.094	205
Forvridningstab	10	1
Samlet omkostning (ekskl. sideeffekter)	1.606	158
Sideeffekter		
SO ₂ -reduktion	-51	-5
NO _x -reduktion	-99	-10
Samlet omkostning (inkl. sideeffekter)	1.455	143

4.2.3 Stor eldrevet varmepumpe til fjernvarmeproduktion

Tiltaget består af opførelse af en eldrevet varmepumpe med fjernvarmeleverance i 2005. Varmepumpen virker som "omvendt køleskab", idet varme ved lav temperatur ved hjælp af et kølemiddel optages (i en kondensator) fra en lavtemperatur-varmekilde (f.eks. havvand, byspildevand eller luft), hvorefter den afgives igen ved høj temperatur (i en kompressor). Kompressoren bruger el, og den afgivne nyttevarme er således (lidt forenklet) den tilførte el plus den optagne lavtemperaturvarme.

Store elvarmepumper er kendt teknologi. De findes bl.a. i Sverige.

Varmepumpen tænkes at have et elektrisk effektoptag på 50 MW og en varmeydelse på 150 MJ/s, dvs. en effektfaktor på 3,0. Varmepumpen kan f.eks. være ejet af et kraftværksselskab eller af fjernvarmeforsyningen. Det vil formentlig tage mindre end et år at opføre en varmepumpe af den forudsatte størrelse. Hertil kommer dog projekttid og myndighedsgodkendelser.

⁵⁸ Bortset fra investeringen i en ekstra kompressor i Nordsøen, som forudsættes nødvendig ved en øget gastransmission

Ud over at producere fjernvarme tilfører varmepumpen elsystemet ekstra fleksibilitet, idet varmepumpen f.eks. kan udnytte el ved lav markedspris og/eller tilbyde reguleringsydelser samt reducere eloverløb. Bl.a. får elsystemet en ekstra mulighed for at gribe ind ved kritisk eloverløb. Forsynings-sikkerheden for varme øges, idet der bliver flere varmeproduktionsenheder at trække på. Varmepumpen bruger el, men kræver ikke installation af ekstra eleffekt, da den kan slukkes under høj elefterspørgsel. Varmepumpen påvirker derfor ikke elforsynings-sikkerheden negativt.

Det antages, at evt. elproduktion, der fortrænges ved at VP fortrænger fjernvarme baseret på kraftvarme, ikke erstattes af anden elproduktion.

Temperaturniveauet skal ikke være for højt, dvs. Københavns dampområde er udelukket. Mange industrielle anlæg vil også være udelukket som varmemarked for en varmepumpe. Der skal være adgang til gode lavtemperaturvarmekilder (havvand, byspildevand). Luft kan også anvendes.

Det har stor betydning for miljøvirkninger og økonomiske virkninger, hvad varmepumpen fortrænger på fjernvarmesiden, og denne fortrængning er typisk lokalt betinget. Der er derfor foretaget en beregning i 6 varianter, hvor varmepumpen fortrænger:

- Oliefjernvarme,
- Kulkraftvarme,
- Naturgas-fjernvarme,
- Naturgas-kraftvarme (central),
- Naturgas-kraftvarme (decentral) samt
- Halm-fjernvarme.

Det har herudover betydning, om varmepumpens elforbrug erstattes med anden elproduktion. Dette antages ikke at være tilfældet. Hvis varmepumpen fortrænger kraftvarme, reduceres elproduktionen på det kraftvarmeværk, som varmepumpen fortrænger varme fra. Det antages, at denne elproduktion ikke erstattes (eller rettere: at den erstattes et eller andet sted i udlandet). Disse to antagelser om at varmepumpen ikke medfører ændret drift på øvrige elværker, er væsentlige for, om varmepumpen overhovedet sparer CO₂. Antagelserne er dog konsistente i forhold til klimastrategiens øvrige beregningsmetodik, hvor de danske elværker producerer efter prisen på Nordpool. Hvis man i stedet forudsatte, at et dansk kraftværk gik ind og erstattede den ”manglende” el, ville der ikke samlet set spares CO₂.

Krav til virkemidler

I visse tilfælde er det nødvendigt at etablere et økonomisk incitament for at varmepumpeinvesteringen kan blive selskabsøkonomisk fordelagtig. Dette er som beregningsteknisk antagelse forudsat at ske via en reduktion af elafgiften til varmepumpen. I de tilfælde, hvor elafgiften er forudsat reduceret, er provenuvirkningen for staten beskedent, da der samtidig sker en ændring af afgiftsbasen.

Fordelingsmæssige virkninger

Det antages her, at ejeren af varmepumpen er den samme som ejeren af de kraftvarme- eller fjernvarmeproduktionsanlæg, hvis drift påvirkes af varmepumpen. Varmeforbrugerne er antaget uberørt

af anlægget, idet varmeprisen er antaget uændret. Elforbrugerne er ligeledes uberørte, idet varmepumpen næppe påvirker elprisen i nævneværdigt omfang⁵⁹.

Dermed bliver det primært staten og anlægsejeren, hvis økonomi påvirkes. Statens økonomi påvirkes ved, at afgiftsprovenuet evt. ændres op eller ned, afhængigt af hvad varmepumpen fortrænger.

Økonomisk beregning

Der er gjort en række grundforudsætninger for den selskabs- og velfærdsøkonomiske analyse. Disse vises i tabel 4.2.27 nedenfor. Der regnes generelt i faste 2002-kr. Grundforudsætningerne (brændselspriser, elmarkedspriser m.m.) antages i øvrigt at være som i basisfremskrivningen.

I tabel 4.2.28 sammenfattes resultaterne af en selskabs- og velfærdsøkonomisk analyse af varmepumpen over perioden 2005-2017.

Det ses, at der opnås et selskabsøkonomisk overskud, når varmepumpen erstatter fjernvarme på olie, naturgas og halm samt når der erstattes decentral kraftvarme på naturgas. Ved erstatning af halm-fjernvarme forudsættes beregningsteknisk 90% fritagelse for elafgift, mens der i forbindelse med erstatning af naturgas-kraftvarme forudsættes en reduktion af elafgiften med 31% (knap 20 øre/kWh). Disse beregningsteknisk forudsatte afgiftsændringer er stort set provenuneutrale. Erstatning af halmfjernvarme med varmepumpe giver ingen CO₂-effekt, da hverken varmepumper eller halm udleder CO₂. Denne variant diskuteres derfor ikke videre i det følgende.

Beregningerne, hvor varmepumpen erstatter naturgas-fjernvarme eller decentral naturgas-kraftvarme udviser et velfærdsøkonomisk overskud og dermed negative CO₂-reduktionspriser. Beregningen, hvor varmepumpen erstatter oliefjernvarme er velfærdsøkonomisk stort set neutral⁶⁰. Disse tre situationer fremstår derfor som de velfærdsøkonomisk mest fordelagtige måde at reducere CO₂-udledningen på med en varmepumpe.

⁵⁹ Når varmepumpen erstatter decentral naturgas-kraftvarme, fortrænges el, der afregnes til treledstarif. Da varmepumpen forudsættes primært at køre i lavlastperioder, hvor treledstariffen er lavest, er der over beregningsperioden ikke den store forskel på markedspris og treledstarif. Derfor er beregningen af konsekvenserne for elforbrugerne udeladt.

⁶⁰ Når erstatning af oliefjernvarme (typisk i centrale fjernvarmeområder) fremstår relativt dårligere end erstatning af naturgas-fjernvarme (typisk i decentrale fjernvarmeområder) skyldes det primært en forudsætning om, at naturgas (decentralt) er dyrere end olie (centralt).

Tabel 4.2.27. Grundforudsætninger

Effektoptag i varmepumpe	50	MW
Varmeydelse af varmepumpe	150	MJ/s
Benyttelsestid for varmepumpe	2800	timer/år
Elforbrug i varmepumpe	0,504	PJ/år
Varmeproduktion fra varmepumpe	1,512	PJ/år
Specifik investering i varmepumpe	2,0	Mkr/MJ/s
Investering i varmepumpe	300	Mkr
Driftsomkostninger i varmepumpe	20	kr/MWh el
Prisreduktion, når varmepumpen kører	20 ⁶¹	kr/MWh
Ekstrapris for naturgas til decentrale kraftvarmeværker	60% ⁶²	
Levetid af varmepumpe	20	år
Nettoafgiftsfaktor	1,17	
Skatteforvridningstab	20%	
Rente	6%	
Værdi af reduceret svovludledning	20	kr/kg
Værdi af reduceret NO _x -udledning	14,5	kr/kg

Beregningerne, hvor varmepumpen erstatter central kraftvarme, fremstår relativt dårligt, hvilket især skyldes de relativt lave brændselspriser, som er forudsat til centrale værker.

Det samlede potentiale for CO₂-besparelser i de tre mest fordelagtige situationer er godt 2 mio. tons årligt. I praksis vil det være vanskeligt at få fat i hele potentialet, da det er spredt over et stort antal fjernvarmeområder. Det største potentiale for CO₂-besparelser fås ved erstatning af kulkraftvarme med varmepumper. Men det har som nævnt den ringeste økonomi.

Tabel 4.2.28. Sammenfatning af økonomi, miljø og potentiale for en varmepumpe, der erstatter forskellige former for fjernvarme

	Nuværdi ejer	Nuværdi samfund	Nuværdi afgifts- provenu	CO ₂ - bespa- relse	CO ₂ - reduk- tionspris	SO ₂ - bespa- relse	NO _x - bespa- relse	Brænd- selsbe- sparelse	Potentiale
Varme- pumpe erstatte	Mio.kr	Mio.kr	Mio.kr	Mt CO ₂ /år	kr/ton CO ₂	t/år	t/år	PJ/år	Mt CO ₂ /år
Olie-FV	91	-10	-166	0,13	8	420	252	1.68	0,6
Kul-KV	-670	-598	85	0,26	257	37	416	2.77	3,7
NG-FV	41	148	56	0,09	-185	0	159	1.59	0,2
NG-KV (central)	-549	-354	195	0,17	241	0	145	2.91	1,2
NG-KV (decentr.)	6	93	-2	0,19	-55	0	168	3.36	1,4
Halm-FV	10	126	13	0,00	-	336	252	1.68	0,0

⁶¹ Det antages, at varmepumpen i gennemsnit køber el til en pris der ligger 2 øre/kWh under den gennemsnitlige markedspris på Nordpool. Varmepumpen vil primært køre uden for dagtimerne.

⁶² Gasprisen til decentrale værker og fjernvarme antages at ligge 60% over gasprisen til centrale værker (uden afgifter).

4.2.4 Ombygning til storskala biomasseanlæg

Indledende beskrivelse og sammenfatning

Ved at erstatte fossile brændsler som kul og naturgas i kraftvarmeproduktionen med halm kan CO₂-udslippet helt elimineres, idet der ved afbrænding af halm blot frigives den mængde CO₂, som er optaget i halmen gennem opvæksten.

Etablering af et storskala biomasseanlæg kan billigst ske ved at ombygge et eksisterende anlæg til biomasse fremfor at etablere et helt nyt anlæg. Derved udnyttes blandt andet, at der på forhånd er etableret muligheder for at transportere såvel el- som varmeproduktionen.

Omkostningerne for et sådant biomasseanlæg er væsentligt større end på et gennemsnitligt traditionelt kraftværk. Ud fra rent driftsøkonomiske kriterier er biomasseanlægget således kun rentabelt, fordi producenten kan opnå en højere afregningspris for el og samtidig fritages for afgifter på indfyret brændsel til varme, mens afregningsprisen for varme er uændret. De nævnte driftsøkonomiske gevinster er imidlertid ikke i sig selv udtryk for nogen tilsvarende samfundsøkonomisk gevinst, da de modsvarer forøgede udgifter for elforbrugerne og mindre indtægter for det offentlige.

Hvis CO₂-kvoter på elproduktionen videreføres og strammes, kan ombygning til biomasseanlæg være en måde, hvorpå producenten skaffer et bidrag til at opfylde sin kvote. Hermed bliver rentabiliteten af omlægningen afhængig af kvoteprisen. Med forventede ret lave kvotepriser vil en kvoteordning typisk ikke give et tilstrækkeligt privatøkonomisk incitament til at foretage omlægningen. Derfor kan det blive nødvendigt med supplerende støtte for at realisere tiltaget.

Der skønnes at være mulighed for ombygning af i alt ca. 9 eksisterende storskala kraftvarmeanlæg baseret på fossile brændsler til fyring med biomasse. Det anslås at rumme et potentiale for reduktion på omkring 2,7 mio. tons CO₂ årligt. Omkostningerne til ombygning vil variere fra anlæg til anlæg, og det har ikke her været muligt at foretage en nærmere beregning for alle potentielt relevante tilfælde.

I dette afsnit dokumenteres alene en konkret beregning, hvor det forudsættes, at et relativt nyt kulbaseret anlæg ombygges til halm/kul tilsatsfyring. CO₂-gevinsten ved at ændre brændsel på et kulbaseret anlæg er større end på et naturgasbaseret anlæg. Da anlægget er relativt nyt, er der ikke behov for andre merinvesteringer end de, der er nødvendige i forbindelse med brændselsskiftet.

Investeringsudgiften skønnes til 195 mio. kr. i 2004 (2002-priser) inklusive VVM-udgift på anslået 1 mio. kr., og ombygningen forventes at tage et år, hvorefter den skønnede levetid er på 25 år. Med et forbrug af indfyret halm på 150.000 tons årligt, kan der produceres 0,22 TWh (0,78 PJ) el og 1,11 PJ varme, hvorved der spares godt 200.000 tons udslip af CO₂ årligt set i forhold til den kulbaserede reference. Besparelsen svarer til 0,3 pct. af det samlede udslip af drivhusgasser i 1990.

Meromkostningerne ved biomasseanlægget giver en CO₂-omkostning på 290 kr. per ton CO₂ under grundforudsætningerne. Som ved alle investeringsprojekter er omkostningen følsom for valg diskonteringsfaktor. Nedsættes denne fra 6 til 3 pct. falder omkostningen til 265 kr. per ton. Derimod betyder det kun lidt for omkostningen, om de formindskede udslip af SO₂ og NO_x tillægges en værdi, da de fysiske reduktioner er beskedne.

Nogle simplificerende antagelser trækker i retning af, at omkostningerne ved tiltaget undervurderes. For det første forudsættes det, at den resulterende (beskedne) stigning i elprisen ikke medfører et samfundsøkonomisk tab. Desuden forudsættes det, at halmprisen trods den stigende efterspørgsel ved tiltaget ikke vokser i forhold til referencen.

Dokumentation af beregninger

Driftsøkonomiske omkostninger

De driftsøkonomiske omkostninger fremgår af tabel 4.2.29. Ved 10% halmtilsatsfyring antages der ved drift i knap 7000 timer og en kapacitet på 22 tons i timen at kunne tilsatsfyres 150.000 tons halm om året.

Anlægsinvesteringen til selve ombygningen vurderes til ca. 120 mio. kr. (2002-priser) Hertil kommer en nødvendig merinvestering på 74 mio. kr. til deNO_x anlæg som følge af brændselsomlægningen. Endelig anslås det, at der er udgifter til VVM-undersøgelser på ca. 1 mio. kr. der betales af investoren. I alt anslås investeringsudgiften til 195 mio. kr. Ved en halmpris på 23,6 kr. per GJ eller godt 342 kr. per ton (samfundsøkonomisk pris) ved en nyttiggørelse på 14,5 GJ per ton bliver brændselsudgifterne til halm årligt 51 mio. kr. Udgifterne til øvrig drift og vedligehold skønnes at udgøre 17 mio. kr. pr. år. De samlede årlige udgifter løber dermed op i 69 mio. kr., når først investeringsudgiften er afholdt.

Tabel 4.2.29. Driftsøkonomiske omkostninger, 2002-priser

År	Investeringer			Indfyret halm				Drift og vedl. omk mill.kr.	I alt var. omk. mill.kr.
	Opførelse mill.kr.	VVM mm. mill.kr.	I alt mill.kr.	Mængde ktons	Nyttiggør. GJ/ton	Pris kr/GJ	Udgift mill.kr.		
2004	194	1	195	0	0,0	0,0	0	0	
2005	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2006	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2007	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2008	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2009	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2010	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2011	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2012	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2013	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2014	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2015	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2016	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2017	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2018	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2019	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2020	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2021	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2022	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2023	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2024	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2025	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2026	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2027	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2028	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69
2029	0	0	0	150	14,5	23,6	51	17	69

Det forudsættes, at den producerede varme afsættes til den gældende varmepris for et konventionelt kulfyret kraftvarmeværk, men at værket i henhold til gældende regler fritages for de afgifter på brændsel til varme, der påhviler et konventionel kraftvarmeværk, bortset fra svovlafgiften, som er beskeden ved den forudsatte betydelige afsvovling. Hertil kommer en forudsat højere afregningspris for elproduktionen, som betales af elforbrugerne. Det er afgørende for anlæggets rent driftsøkonomiske rentabilitet og bestemmer samtidig de budgetøkonomiske virkninger for andre sektorer (staten og elforbrugerne).

Afregningspriserne for varme og el kan i praksis blive bestemt på mange måder. Beregningsteknisk opereres her med følgende forudsætninger:

- Varmeprisen er knap 51 kr. per GJ varme i 2005 svarende til prissætningen for et traditionelt kulfyret kraftvarmeværk og ændres altså ikke som følge af tiltaget bortset fra en ubetydelig ændring af svovlafgiften. Den fremkommer som kulprisen divideret med en varmekoefficient på 143 pct. (knap 9 kr. per GJ ved en kulpris på knap 13 kr. per GJ) plus et varmepristillæg på 2 kr. per GJ plus en afgift på indfyret kul på 42 kr. per GJ i årets priser, dvs. faldende målt i 2002-priser (til fx 42 kr. / $1,02^3 = 40$ kr. i 2005 ved en årlig inflationsrate på 2 pct.) plus en SO₂-afgift på 0,3 mio. kr. Kulafgiften på 42 kr. per GJ svarer til en samlet kulafgift på 60,13 kr. per GJ i løbende priser (summen af en energiafgift på 51 kr. per GJ, en CO₂-afgift på 9,13 kr. per GJ) divideret med varmekoefficienten på 143 pct. SO₂-afgiften er baseret på den udledte SO₂ efter betydelig afsvovling, jf. nedenfor, og en afgiftssats på 10 kr. per kg SO₂. Det indebærer, at den offentlige sektor mister et afgiftsprodukt på gennemsnitligt i alt 40 mio. kr. årligt i perioden 2008-12. Provenutabet er faldende over tid i faste priser, da afgiftssatserne ligger fast i årets priser. Det lavere offentlige afgiftsprodukt giver anledning til et forvriddningstab på forudsat 20 pct. ved at andre skatter skal hæves tilsvarende.
- For hver øre per kWh, afregningsprisen på el ligger over markedsprisen, belastes elforbrugerne med en merudgift på gennemsnitligt knap 2 mio. kr. årligt i perioden 2008-12.

Emissioner

CO₂-emissionerne er nul ved halmfyring, således at der sker et fald i CO₂-emissionerne på 207.000 tons.

SO₂-udledningen aftager med 9 tons årligt, idet der forudsættes at ske en afsvovling på 97 pct. såvel i den kulbaserede reference som i tiltaget. NO_x udledningen er uændret på grund af de NO_x anlæg. Ved den normale værdisætning af disse sideeffekter er der en ubetydelig økonomisk gevinst på 0,1 mio. kr. årligt

Velfærdsøkonomiske omkostninger

Tabel 4.2.30 viser de samfundsøkonomiske omkostninger ved at gennemføre projektet fremfor at fortsætte med kulbaseret kraftvarmeproduktion opgjort i velfærdsøkonomiske beregningspriser. Når investeringsudgifterne først er afholdt, er de årlige ekstra omkostninger ca. 35 mio. kr. Beløbet er opgjort som de samlede årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger i tabel 4.2.4 minus de tilsvarende omkostninger i referencen, idet beløbene er multipliceret med nettoafgiftsfaktoren, fordi omkostningerne er udtryk for en beslaglæggelse af produktive ressourcer, der alternativt kunne finde anden anvendelse ved produktion af flere andre forbrugsvarer. Værdien for husholdningerne af denne anden anvendelse er lig med inputpriserne gange nettoafgiftsfaktoren.

Tabel 4.2.30. Omkostningseffektivitet opgjort i velfærdsøkonomiske beregningspriser, projekt minus reference

År	Direkte omk. mill. kr.	Andre miljøomk. mill. kr.	Skatteforvridningstab mill. kr.	I alt mill. kr.	CO ₂ ækviv. ktons
2004	228	0,0	0	228	0
2005	36	-0,1	9	44	-207
2006	36	-0,1	9	44	-207
2007	36	-0,1	8	44	-207
2008	36	-0,1	8	44	-207
2009	36	-0,1	8	44	-207
2010	36	-0,1	8	44	-207
2011	36	-0,1	8	43	-207
2012	35	-0,1	8	43	-207
2013	35	-0,1	8	43	-207
2014	35	-0,1	7	42	-207
2015	35	-0,1	7	42	-207
2016	35	-0,1	7	42	-207
2017	34	-0,1	7	41	-207
2018	34	-0,1	7	41	-207
2019	34	-0,1	7	41	-207
2020	34	-0,1	7	40	-207
2021	34	-0,1	6	40	-207
2022	33	-0,1	6	40	-207
2023	33	-0,1	6	39	-207
2024	33	-0,1	6	39	-207
2025	33	-0,1	6	39	-207
2026	33	-0,1	6	38	-207
2027	32	-0,1	6	38	-207
2028	32	-0,1	6	38	-207
2029	32	-0,1	5	37	-207
Nutidsværdi				682	-2351

Andre omkostninger i tabel 4.2.30 er svagt negative, hvilket er udtryk for, at emissionerne af SO₂ og dermed omkostningerne herved er lidt mindre end i referencen. Endelig er som nævnt tillagt et skatteforvridningstab på 20 pct. af afgiftsprovenutabet.

Nutidsværdien af de ekstra samlede direkte omkostninger plus andre skadesomkostninger er 682 mio. kr. i 2002 ved en diskonteringsfaktor på 6 pct.

For denne samfundsmæssige omkostning reduceres de årlige udslip af de betragtede drivhusgasser med godt 207.000 tons, hvilket har en nutidsværdi på 2.351.000 tons. CO₂-omkostningen bliver herved 682 mio. kr./2351 ktons CO₂ = 290 kr. per ton CO₂-ækvivalent, når værdien af de reducerede emissioner af SO₂ og NO_x indregnes.

Følsomhedsberegninger

Tabel 4.2.31 viser, at CO₂-omkostningen falder fra 290 til 265 kr. per ton CO₂-ækvivalent, hvis diskonteringsfaktoren nedsættes fra 6 til 3 pct. Blandt de undersøgte forudsætninger betyder halmprisen (relativt til kulprisen) mest.

Tabel 4.2.31. CO₂-omkostningens følsomhed for alternative forudsætninger, kr. per ton CO₂

	Diskonteringsfaktor	
	6%	3%
Grundforudsætninger	290	265
Værdi af SO ₂ og NO _x indregnes ikke	290	265
10 pct. højere halmpris	319	294
10 pct. større investeringsudgifter	299	271

4.2.5. Øget olieindvinding ved CO₂-injektion i oliefelter i Nordsøen

Fra røggas på de store kraftværker kan man udskille CO₂, og hermed skabe en teknisk handelsvare – CO₂ gas, som andre kan udnytte. CO₂ kan benyttes til at forøge indvindingen af olie fra oliefelter i undergrunden. Et alternativ til at begrænse CO₂-emissionen fra kraftværkerne vil derfor være at udskille CO₂'en og anvende den til injektion i oliefelter i Nordsøen.

I Nordsøen foregår der produktion af olie fra en lang række felter. Først produceres der olie ved naturlige processer, hvor det er naturens kræfter der udnyttes for at få olie til at strømme til produktionsbrøndene. I efterfølgende faser af produktionen fra et oliefelt kan der etableres trykstøtte ved at injicere naturgas eller vand og på denne måde få produceret mere olie. Selv efter etablering af trykstøtte og gennemskylning af olielagene med vand er der store mængder olie i lagene, som endnu ikke er produceret. Her kan injektion af CO₂ være en metode til at udvinde endnu mere olie fra oliefelterne. Ved injektion af CO₂ opløses denne i olien, og olien får lettere ved at strømme til produktionsbrøndene. Ved metoden indvindes olie, som man ikke ad anden vej kan indvinde.

Ideen bag dette tiltag er i korte træk:

- Rense CO₂ ud af røggas fra store kraftværker
- Komprimere CO₂ og sende den gennem et rørledningssystem til oliefelter i Nordsøen
- Sælge CO₂ til olieselskaber som en vare

Effekten heraf er:

- CO₂ udledningen fra kraftværkerne nedsættes og CO₂ lagres i oliefelterne
- Olieproduktionen fra felter i Nordsøen øges

Deltagere i et sådant projekt er ejere af kraftværker, som kan stå for at rense CO₂ ud af røggas, et selskab, der etablerer og driver et rørledningssystem for transport af CO₂, og olieselskaber, der er interesseret i at købe CO₂ til injektion med det formål at øge olieindvindingen.

Ved rensningsprocessen af røggasserne forbruges der store energimængder. Det anslås, at der vil kunne leveres ca. 25% mindre el fra et kraftværk med CO₂ rensning end på et kraftværk uden CO₂-rensnings. Den samlede CO₂-produktion vil altså blive betydeligt højere, men også denne ekstra CO₂ vil blive deponeret i undergrunden. Der er i analysen forudsat, at 90% af CO₂-en i røggassen fjernes i rensningsprocessen.

Virkemidler

I udgangspunktet er der tale om et projekt, hvor der også er kommercielle interesser. Der fremstilles et teknisk produkt (flydende CO₂), som sælges til en aftager (olieselskaber), der kan få glæde af produktet (der produceres mere olie, som giver indtægter til selskaberne). Som det fremgår neden-

for, er der dog behov for at tilføre et sådant projekt økonomiske midler for at gøre det økonomisk attraktivt. Det kunne eksempelvis gøres ved at sælge CO₂ kvoter for den mængde CO₂, der lagres i oliefelterne.

Det skal fremhæves, at iværksættelse af et sådant projekt kræver afklaring af en række teknisk komplicerede forhold.

Der skal etableres renseanlæg ved kraftværker. Der findes allerede teknikker, der kan anvendes til udvinding af CO₂ fra røggasser. Men der er endnu ikke bygget anlæg af den størrelse, som er nødvendig for at kunne rense røggas for CO₂ fra et typisk dansk kraftværk.

I USA har man på land erfaring med øget olieindvinding fra oliefelter ved injektion af naturligt forekommende CO₂. Der anvendes CO₂, som er fundet i lag i undergrunden, når man har ledt efter olie og gas. Der er endnu ikke erfaringer med anvendelse af denne metode for øget olieindvinding fra felter i Nordsøen. Flere olieselskaber studerer i disse år metodens anvendelighed for felter i Nordsøen.

Med den nuværende viden er det usikkert om metoden kan anvendes på de danske oliefelter i Nordsøen. Det vides eksempelvis ikke, hvorledes kalklagene i de danske felter vil opføre sig når der bliver injiceret CO₂. Det er muligt at kalklagene vil blive delvist opløst, og dermed vil der kunne opstå en række væsentlige tekniske problemer. I vore nabolande i Nordsøen findes der oliefelter, hvor det umiddelbart synes mere oplagt at øge olieindvindingen ved at injicere CO₂.

På nuværende tidspunkt er det således uklart, om et projekt af denne karakter kan iværksættes. Der er behov for yderligere tekniske studier og afprøvning af metoden.

Implementeringshastighed og samspil med andre tiltag

De største usikkerheder i forhold til iværksættelse af et sådant projekt synes at være spørgsmålene om, hvorvidt det vil være økonomisk attraktivt og teknisk muligt for olieselskaberne at købe og injicere CO₂ for at øge deres olieproduktion. Projektet vil kun blive realiseret, hvis det er selskabsøkonomisk rentabelt for alle parter. Først når der er en afklaring af, om der er kunder til at købe CO₂, kan man iværksætte et projekt for rensning af røggas fra kraftværker.

Fra det øjeblik, hvor der er en aftale om salg/køb af CO₂, vil der forløbe 4-5 år før et CO₂-renseanlæg med tilhørende transportsystem kan være etableret og driftsklart. I relation til anvendelse af CO₂ til injektion i de danske oliefelter er det usikkert, hvornår det er afklaret, om det teknisk set kan lade sig gøre - og er økonomisk attraktivt - at injicere CO₂. Det er således usikkert, om dette virkemiddel vil kunne bringes i anvendelse i perioden 2008-12.

CO₂-effekt og økonomi

Et samarbejde mellem selskaberne Elsam og Kinder Morgan (fra USA) har analyseret mulighederne for etablering af CO₂ rensning af røggasser fra kraftværker, transport i rørledninger til oliefelter i Nordsøen, salg af CO₂ til olieselskaberne og medfølgende øget olieproduktion. Elsam har stillet en række data til rådighed fra deres undersøgelser, dog ikke visse data, der betragtes som fortrolige ud fra kommercielle interesser.

I Elsams projekt er det undersøgt, hvor store mængder CO₂ der kunne indsamles fra primært kraftværker i Danmark, England og Norge. Det er undersøgt, om disse mængder kan rummes i oliefelter

i Nordsøen (Danmark, England og Norge). Desuden er der foreslået et rørledningssystem for transport af CO₂ fra kraftværker til oliefelter i Nordsøen.

Elsam har opgjort, at det er muligt at bygge renseanlæg på en række kraftværker i landene omkring Nordsøen. De har opgjort et samlet potentiale på 30-40 mio. ton CO₂ om året. Af disse mængder kan op til ca. 16 mio. ton CO₂ om året komme fra danske kraftværker. Desuden har Elsam identificeret en række (norske, engelske og danske) oliefelter i Nordsøen, som antages at have et potentiale for øget olieproduktion fra injektion af sådanne mængder CO₂. På den baggrund har Elsam beregnet, at der ved injektion af CO₂ i oliefelter kan blive produceret i alt ca. 2 mia. tønder olie over 20-25 år. Det er meget usikkert, hvor store mængder olie der kan blive produceret på de enkelte oliefelter på baggrund af CO₂-injektion. Ved beregningerne har Elsam taget udgangspunkt i erfaringstal fra projekter i USA.

Langt den største del af de oliefelter, der indgår i Elsams vurderinger, er beliggende i Norge og England. Dette betyder eksempelvis, at dansk produceret CO₂ vil kunne blive injiceret i oliefelter i Norge og England. Det vil således også primært være i Norge og England, at olieselskaberne og staten får øgede indtægter fra den øgede olieproduktion.

Et projekt af denne karakter vil kræve meget store investeringer i CO₂-renseanlæg ved kraftværkerne, rørledningssystem samt injektions- og renseudstyr på oliefelterne i Nordsøen.

Elsam har beregnet, at de vil kunne fremstille og levere CO₂ (inkl. komprimering og transport til oliefelterne) for 35 USD/ton. Heri er indregnet en fornuftig forrentning for de deltagende kraftværker og ejerne af rørledningssystemet. Selskabets forrentningskrav kendes dog ikke. I denne pris er inkluderet investeringsomkostninger og løbende driftsudgifter for såvel CO₂-rensningsanlæg som rørledningssystem. Investeringer på et typisk dansk kraftværk kan angives til i størrelsesordenen 1-1,5 mia. kr. for et rensningsanlæg, der kan levere op til 2 mio. ton CO₂ om året.

En pris på 35 USD/ton CO₂ vil imidlertid ikke være attraktiv for olieselskaberne for et kommercielt projekt for øget olieindvinding. Det skyldes, at olieselskaberne ikke kan se frem til så stor en øget olieproduktion, at de kan forrente en sådan købspris. I den sammenhæng er det værd at fremhæve, at der i USA handles CO₂ til injektion i oliefelter (beliggende på land) for øget olieindvinding til 12-18 USD/ton.

Der er desuden stor usikkerhed om, hvor stor den øgede olieproduktion kan blive fra oliefelter i Nordsøen. Der skal foretages store investeringer på oliefelterne i Nordsøen for at kunne håndtere injektion og produktion/recirkulering af CO₂. Investeringer på oliefelterne kan det være meget svært at forudsige, men der kan være tale om investeringer i størrelsesordenen 1 - 3 mia. DKK på hvert af de oliefelter, som Elsam har medtaget i deres analyse af et muligt projekt for CO₂ injektion.

I Arbejdsrapport fra Miljøstyrelsen: "Hvad koster det at reducere CO₂-mankoen? Reduktionspotentiale og omkostninger i udvalgte sektorer", udarbejdet af COWI, november 2002, er der på baggrund af det ovenfor beskrevne projekt søgt at beregne CO₂-reduktionspriser for dette tiltag.

Resultaterne af beregningerne viser, at der er et betydeligt potentiale for på kort og mellemlangt sigt at reducere CO₂-udslippet ved at anvende denne metode (13,7 mio. tons CO₂ årligt fra 2008-2012). De foreløbige beregninger tyder endvidere på, at tiltaget kan være relativt billigt med en CO₂-reduktionspris på omkring 46 kr. per ton. Det har dog ikke været muligt at få oplyst alle data og

baggrundsoplysninger for denne beregning, og det angives i rapporten, at de data der ligger til grund for beregningerne, er foreløbige og behæftet med en del usikkerhed om parameterstørrelser etc. Omkostningerne ved projektet er meget følsomme over for ændringer i olieprisen og over for hvor store mængder olie, der ekstra kan blive produceret som følge af injektionen af CO₂.

Beregningerne bygger på en kritisk antagelse om, at de involverede lande deler det ekstra skatteprovenu fra den øgede olieudvinding (denne udligning tænkes at ske gennem den pris som aftales for køb af CO₂ fra de enkelte lande). Hvis Danmark "kun" får skatteindtægterne fra den ekstra olieindvinding på de danske felter, vil den samfundsøkonomiske omkostning for Danmark stige til 157 kr. per ton CO₂.

Det er i beregningerne forudsat, at projektet gennemføres af den private sektor (elselskaber og olieselskaber) med et offentligt tilskud. Projektet vil være privatøkonomisk rentabelt med et offentligt tilskud på ca. 140 kr. pr. ton CO₂. I basisberegningerne er det forudsat, at olieselskaberne betaler 130 kr. pr. ton CO₂. Olieselskabernes betalingsvilje er afgørende for projektets mulige gennemførelse. Det bør undersøges nærmere om tiltaget kan gennemføres rent kommercielt, når CO₂-kvoter bliver internationalt omsættelige. Der vil forløbe 4-5 år fra projektet igangsættes til det kan være klar til drift.

Samlet er der en del usikkerhed behæftet med beregningerne af deponering af CO₂ i Nordsøen, men der kan være et betydeligt reduktionspotentiale for på mellemlangt sigt at reducere CO₂ udledningerne fra kulbaserede kraftværker. Der er behov for yderligere tekniske og økonomiske studier. Det er således usikkert, om og i hvor stort omfang dette virkemiddel vil kunne bringes i anvendelse i perioden 2008-2012.

4.2.6. Deponering af CO₂ i undergrunden

Et andet alternativ til emissionsreduktioner fra kraftværkerne vil være at udskille CO₂ fra røggas på de store kraftværker og injicere/deponere denne i lag i undergrunden. Det kræver, at der i undergrunden findes lag, som er velegnede til at modtage en sådan CO₂-gas, og at den deponerede CO₂-gas forbliver i undergrunden og ikke trænger op til overfladen igen.

GEUS (Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse) har vurderet, at der flere steder i landet findes gunstige muligheder for at finde lag i undergrunden, hvor der kan foretages injektion og deponering af CO₂.

Deltagere i et sådant projekt er ejere af kraftværker, som kan stå for at rense CO₂ ud af røggas, og et selskab, som sørger for etablering af et transportsystem, samt et anlæg (primært borer ned i undergrunden) for injektion af CO₂.

Ved rensningsprocessen af røggasserne forbruges der store energimængder. Det anslås, at der vil kunne leveres ca. 25% mindre el fra et kraftværk med CO₂ rensning end på et kraftværk uden CO₂ rensning. Den samlede CO₂-produktion vil altså blive betydeligt højere, men også denne ekstra CO₂ vil blive deponeret i undergrunden. Der er her forudsat, at 90% af CO₂-en i røggassen fjernes i rensningsprocessen.

Det bemærkes, at der i øjeblikket er et arbejde i gang under IPCC, som blandt andet skal afklare, om CO₂-deponering kan medregnes i landenes opfyldelse af reduktionsmål under Kyoto-protokollen.

Virkemidler

Til forskel fra det beskrevne tiltag om øget olieindvinding ved CO₂-injektion, er der i dette tiltag ikke tale om indtægter som følge af tiltaget. Der er alene tale om bortskaffelse af CO₂ ved injektion og deponering i undergrunden.

Der skal etableres renseanlæg ved kraftværker. Der findes allerede teknikker, der kan anvendes til udvinding af CO₂ fra røggasser. Men der er ikke bygget anlæg af den størrelse, som er nødvendig for at kunne rense røggas for CO₂ fra et typisk dansk kraftværk.

Der findes erfaringer med injektion af CO₂ i olieletter for at øge/forbedre olieindvindingen. Der er også erfaringer med injektion af naturgas i lag i undergrunden, hvor man etablerer lageranlæg for naturgas. I Danmark er der ved Stenlille på Sjælland etableret et lager for naturgas i undergrunden.

Implementeringshastighed og samspil med andre tiltag

Der er ikke i dag en tilstrækkelig sikker viden om de lag i undergrunden, som kan tænkes anvendt til deponering af CO₂. Før man eventuelt kan beslutte at iværksætte deponering på forskellige lokaliteter, er der behov for en mere detaljeret viden om lagene i undergrunden. Denne kan opnås gennem eksempelvis kortlægning af lagene og udførelse af prøveboringer. Sådanne undersøgelser vil strække sig over flere år og vil koste i størrelsesordenen 25-50 mio. kr. for hver lokalitet.

Fra det øjeblik, hvor der er en afklaring af, om lag i undergrunden kan benyttes til deponering af CO₂, vil der forløbe 4-5 år før et CO₂-renseanlæg med tilhørende transportsystem kan være etableret og driftsklart. Der er således usikkert, om dette virkemiddel vil kunne bringes i anvendelse i perioden 2008-12.

På baggrund af blandt andet erfaringer fra den debat, der var i forbindelse med arealreservation til et gaslager i undergrunden under Tønder, kan det ikke udelukkes, at der vil opstå en betydelig folkelig modstand mod at anvende undergrunden til deponering af CO₂. I den forbindelse bemærkes, at udslip af (koncentreret) CO₂ kan udgøre en forgiftningsrisiko for mennesker og dyr.

Deponering i undergrunden skal afvejes overfor andre mulige anvendelser af undergrunden. Der foregår i disse år en undersøgelse af mulighederne for at udnytte energi fra varmt vand i den danske undergrund (geotermi). De lag, hvorfra der måske kan udnyttes geotermisk energi, er de samme lag, som kunne være mulige at anvende til injektion/deponering af CO₂. Der kan således måske opstå en konflikt mellem disse to forskellige anvendelser af den danske undergrund.

CO₂-effekt og økonomi

GEUS har vurderet en række delvist kortlagte lag i undergrunden og har udpeget 8 lokaliteter hvor der kunne være lag i undergrunden, som kan anvendes til deponering af CO₂. Desuden har GEUS på baggrund af informationer fra Energistyrelsen og DMU udpeget en række veldefinerede geografiske områder, hvor man fra enkeltkilder kan nå op på et bidrag på mere end 1 mio. tons CO₂ pr. år, hvilket af GEUS er sat som minimumsgrænse for CO₂-kilder til at gøre et deponeringsprojekt muligt.

På den baggrund har GEUS identificeret mulighed for deponering af op til ca. 25 mio. tons CO₂ om året i lag i undergrunden. Jf. bemærkningerne ovenfor er det dog usikkert, om dette tiltag vil kunne bringes i anvendelse i perioden 2008-12, da der udestår afklaring af en række tekniske spørgsmål.

Der skal etableres en række rensningsanlæg ved store punktkilder for CO₂ udledning, primært ved de centrale kraftværker. Desuden skal der etableres anlæg for komprimering og transport (rørledninger) af CO₂ samt anlæg til injektion i undergrunden (boringer m.v.).

I Arbejdsrapport fra Miljøstyrelsen: "Hvad koster det at reducere CO₂-mankoen? Reduktionspotentiale og omkostninger i udvalgte sektorer", udarbejdet af COWI, november 2002, er der på baggrund af det ovenfor beskrevne projekt søgt at beregne CO₂-reduktionspriser for dette tiltag.

På baggrund af grove skøn for priser på etablering og drift af rensningsanlæg, tryksætning, transport og injektion af CO₂ kan der for et projekt med deponering af ca. 25 mio. tons CO₂ om året beregnes en CO₂-reduktionspris på 311 DKK/tons CO₂. Der forskes dog internationalt i at nedbringe prisen for metoden.

4.3 Andre tiltag for forsyningssektoren

4.3.1 Udbygning med havvindmøller

Indledende beskrivelse og sammenfatning

Produktion af el på nye havvindmøller vil fortrænge elproduktion fra andre anlæg, der udbyder til det *samlede* elmarked. Disse andre anlæg vil typisk være baseret på fossilt brændsel. Herved reduceres CO₂-udslippet fra det *samlede* elsystem.

Det er imidlertid ikke givet, at det vil reducere CO₂-udslippet nævneværdigt fra de *danske* elproducenter. Danmark står i runde termer kun for 1/10 af elproduktionen i Nordpool-området, og andelen af et fremtidigt sammenhængende egentligt europæisk elmarked vil være endnu mindre. Derfor vil den helt overvejende reduktion i den konventionelle aktivitet og dermed i CO₂-udslippet normalt ske i andre lande.⁶³

Videreførelse/indførelse af CO₂-kvoter på elproduktionen ændrer ikke herved. For den enkelte kvotebelagte producent, er omlægning til vindkraft ikke en metode til at opfylde CO₂-kvoten. Det skyldes, at vindkraft ikke vil få en kvote, fordi den ikke udleder CO₂. Den privatøkonomiske rentabilitet af vindkraftproduktion afhænger derfor alene af elprisen sammenholdt med anlægs-, drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne, men ikke direkte af kvoteprisen.⁶⁴ Rentabiliteten af vindkraftproduktion er således helt uafhængig af, om vindmøllens ejer (fx et kraftværk) i øvrigt har kvotebelagt elproduktion, eller om ejeren står helt uden for kvoteordningen (fx et vindmøllelaug). Noget andet er, at i det omfang en CO₂-kvoteordning forhøjer elprisen, vil den indirekte forøge rentabiliteten af vindkraftproduceret el. Jo strammere en kvoteordning er, og jo flere lande den indbefatter, jo mere vil den forhøje elprisen.

I dette notat dokumenteres imidlertid en isoleret beregning for havvindmøller, hvor det forudsættes, at elproduktionen fra vindmøllerne direkte fortrænger dansk kondensproduktion af el. Beregningen kan dermed siges at illustrere skyggeprisen ud fra en international miljøvinkel, hvor den fulde CO₂-effekt godskrives projektet, uanset hvor den sker, og under forudsætning af, at der i udlandet konkret fortrænges fossil elproduktion med et gennemsnitligt CO₂-indhold som i den danske elproduktion.⁶⁵

De administrative pålæg om udbygning med nye havvindmøller er ophævet og erstattet med et ønske om, at udbygning med havvindmøller skal ske på markedsorienterede vilkår via et udbud.

Grundet tidsforløbet, som det er nødvendigt at indregne i forbindelse med et udbud, er det næppe realistisk at forestille sig, at der tilsluttes havvindmøller i en ny park før 2008. Det muliggør til gengæld, at det bliver muligt at drage nytte af nogle af de erfaringer, der er gjort i forbindelse med de eksisterende demonstrationsprojekter ved Horns Rev og Rødsand. I den mellemliggende periode

⁶³ Modsat: hvis Danmark ikke deltog i det internationale elmarked, men havde sit eget lukkede elsystem, måtte vindkraft nødvendigvis fortrænge fossilt baseret dansk elproduktion og dermed mindske det danske CO₂-udslip.

⁶⁴ Modsat: hvis kvoten fx blev tildelt med udgangspunkt i elproduktionens størrelse (antal kWh), ville kvoteprisen også direkte influere vindkraftens rentabilitet. I så tilfælde ville omlægning til vindkraft bidrage til, at den enkelte producent opfyldte sin kvote.

⁶⁵ Der kan argumenteres for rimeligheden af denne forudsætning, jf. Energistyrelsen: *Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE-elektricitet*, oktober 2001.

skal der desuden udarbejdes og vurderes tilbud, foretages VVM undersøgelser og andre miljøundersøgelser. Desuden skal selve opstillingen udføres.

I det følgende antages, at havvindmølleparken ved Horns Rev udvides med ca. 160 MW. Her er netadgangen delvist forberedt, og omkostningerne forventes dermed at kunne holdes på et relativt begrænset niveau. Det udgør dog kun en lille del af det samlede potentiale for udbygning med havvindmøller. I *Rapport om udbudsprocedure og vilkår for havvindmøller*, Energistyrelsen oktober 2002, nævnes fx, at der på 6 identificerede placeringer potentielt kan udbygges med op til 3700 MW. Hertil kommer andre mulige placeringer. Tilsammenligning var der ved udgangen af 2001 en samlet vindmøllekapacitet i Danmark på godt 2550 MW.

De samlede investeringsudgifter udgør 1,5 mia. kr. (i 2002 priser). Projektet er kun potentielt attraktivt for private investorer, hvis de kan opnå et tillæg til markedsprisen for el. For hver øre per kWh dette tillæg udgør, påføres elforbrugerne en ekstra udgift på gennemsnitligt omkring 6 mio. kr. årligt i perioden 2008-12 (2002-priser).

De hidtidige erfaringer fra Horns Rev indikerer, at der kan opnås et fuldlasttimetal på op mod 4200. Herved produceres i alt 679 GWh (2,4 PJ) årligt svarende til 2 pct. af det endelige elforbrug eller 0,4 pct. af det samlede endelige energiforbrug i 2001.

Tiltaget reducerer drivhusgasudslippet med ca. 500.000 tons CO₂-ækvivalenter i hvert af årene 2008-12 eller 0,7 pct. af det samlede udslip i 1990. CO₂-skyggeprisen er 269 kr. per ton CO₂-ækvivalent under grundforudsætningerne. Som ved alle langsigtede investeringsprojekter er valg af diskonteringsfaktor vigtig. Ved en diskonteringsfaktor på 3 pct. er CO₂-skyggeprisen 158 kr. per ton. Heri er værdien af de reducerede udslip af SO₂ og NO_x sat til henholdsvis 10 kr. per kg nominelt (svarende til svovlafgiften) og 14,5 kr. per kg realt (svarende til elværkernes skønnede marginale rensomkostninger). Hvis disse værdier sættes til nul, er skyggeprisen 290 kr. per ton ved en diskonteringsfaktor på 6 pct. Også antagelserne om fuldlasttimer og omkostninger ved kabelforbindelser/netforstrækning samt elprisen har stor betydning for resultatet. Usikkerheden varierer derfor fra under 100 kr. per ton CO₂ (ved en kombination af gunstige forudsætninger) til over 400 kr. per ton CO₂ (ved en kombination af ugunstige forudsætninger).

Ved udbygning flere steder vil CO₂-fortrængningsomkostningerne formentlig være større. Placeringen ved Horns Rev er mere fordelagtigt end andre potentielle placeringer. Dels i kraft af de nævnte omkostningsbesparelser ved nettilslutning, dels fordi fuldlasttimetallet er højere end på andre lokaliteter.

Dokumentation og beregninger

Der etableres et ekstra havvindmølleanlæg på 54 møller á 3 MW i 2006-2007, således at der pr. 1. januar 2008 er idriftsat i alt 162 MW. I 2006 indledes forundersøgelser og tilhørende VVM-redegørelser. Byggetiden er herefter ca. 2 år. Anlæggenes forventede levetid er 20 år.

Møllerne forventes at blive opført og drevet af kommercielle selskaber, mens nødvendig kabelforbindelse og netforstærkning anlægges og drives af transmissionselskab. Der skal udarbejdes en VVM-redegørelse, og omkostningerne betales af bygherren.

Afregningsprisens højde har i disse beregninger alene betydning for tiltagets driftsøkonomiske rentabilitet. Det forudsættes nemlig her forsimpelt, at den forhøjede elpris ikke giver anledning til

noget samfundsøkonomisk tab, svarende til at der ikke sker nogen resulterende adfærdsændring hos forbrugerne. Herved er den højere elpris alene et udtryk for en overførsel fra forbrugere til vindmølle ejerne, hvor tab og gevinst i et samfundsøkonomisk perspektiv går lige op. I praksis vil forbrugerne dog reagere på den højere elpris ved at efterspørge mindre el, hvilket giver anledning til velfærdstab, der ligger ud over selve den forhøjede elregning. Mængdereaktionen og det dermed forbundne velfærdstab er dog lille. For det første er gennemslaget på den samlede elpris af VE-tillægget begrænset, især for husholdningerne som følge af dødvægten af mængdeafgifter. For det andet er priselasticiteten i elefterspørgslen lille selv på langt sigt.

Driftsøkonomiske omkostninger

Tabel 4.3.1 belyser omkostningerne for vindmøllejerne. Mølleprisen forventes at være nominelt konstant 10,4 mio. kr./MW fra og med 2002, hvilket med den forudsatte årlige inflation på 2 pct. resulterer i et tilsvarende fald i den reale pris (opgjort i 2002-priser). Omkostningerne fordeles med henholdsvis 30 pct. og 70 pct. i de to byggeår. Herved bliver opførelsesudgifterne i alt 1,5 mia. kr. i 2000-priser fordelt på årene 2004-2008. Bygherren antages at udrede de samlede VVM-udgifter på 30 mio. kr.

Udgifterne til drift og vedligehold antages at udgøre konstant 10,3 øre/kWh eller 70 mio. kr. årligt ved en produktion på 679 GWh, selvom udgifterne i praksis er varierende over tid og lavest i starten. Hertil kommer omkostninger til udbalancering. De samlede variable produktionsomkostninger løber derved op i 87 mio. kr. årligt ved fuld produktion.

Tabel 4.3.1. Omkostninger for vindmøllejerne i 2000-priser

År	Investeringer			Variable omkostninger			I alt udgifter mill.kr.
	Opførelse mill.kr.	VVM mill.kr.	I alt mill.kr.	Drift og vedl. mill.kr.	Balance kraft mv. mill.kr.	I alt mill.kr.	
2002	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0
2006	458	30	488	0	0	0	488
2007	1068	0	1068	0	0	0	1068
2008	0	0	0	70	17	87	87
2009	0	0	0	70	17	87	87
2010	0	0	0	70	17	87	87
2011	0	0	0	70	17	87	87
2012	0	0	0	70	17	87	87
2013	0	0	0	70	17	87	87
2014	0	0	0	70	17	87	87
2015	0	0	0	70	17	87	87
2016	0	0	0	70	17	87	87
2017	0	0	0	70	17	87	87
2018	0	0	0	70	17	87	87
2019	0	0	0	70	17	87	87
2020	0	0	0	70	17	87	87
2021	0	0	0	70	17	87	87
2022	0	0	0	70	17	87	87
2023	0	0	0	70	17	87	87
2024	0	0	0	70	17	87	87
2025	0	0	0	70	17	87	87
2026	0	0	0	70	17	87	87
2027	0	0	0	70	17	87	87
SUM	1526	30	1556	1398	339	1738	3294

Emissioner

Der er ingen emissioner ved tiltaget. Det forudsættes som nævnt i indledningen, at tiltaget overflødig gør tilsvarende konventionel elproduktion i Danmark. Konkret antages, at den fortrængte elproduktion svarer til den gennemsnitlige kondensproduktion i referencefremskrivningen, jf. afsnit 3.7. Hermed er det muligt ud fra denne reference at beregne de sparede emissioner af CO₂, SO₂ og NO_x for hver GJ, elproduktionen reduceres med i forhold til denne reference, jf. tabel 4.3.2.

Tabel 4.3.2. Emission og ressourceomkostninger pr. GJ undgået elproduktion

	CO ₂ -fortrængning (kg/GJ)	SO ₂ -fortrængning (kg/GJ)	NO _x -fortrængning (kg/GJ)	Sparede ressourceomkostninger (kr./GJ)
2002	205	0,088	0,364	41,6
2003	206	0,093	0,363	46,8
2004	205	0,090	0,363	47,0
2005	205	0,092	0,312	48,0
2006	204	0,104	0,310	52,2
2007	203	0,075	0,279	54,4
2008	202	0,076	0,278	56,5
2009	202	0,077	0,279	59,0
2010	203	0,079	0,269	61,5
2011	205	0,073	0,267	64,0
2012	205	0,074	0,267	66,5
2013	206	0,072	0,259	66,5
2014	189	0,062	0,219	66,5
2015	179	0,057	0,142	66,5
2016	168	0,041	0,139	66,5
2017	167	0,041	0,139	66,5
2018	167	0,041	0,139	66,5
2019	167	0,041	0,139	66,5
2020	167	0,041	0,139	66,5
2021	167	0,041	0,139	66,5
2022	167	0,041	0,139	66,5
2023	167	0,041	0,139	66,5
2024	167	0,041	0,139	66,5
2025	167	0,041	0,139	66,5
2026	167	0,041	0,139	66,5
2027	167	0,041	0,139	66,5
2028	167	0,041	0,139	66,5
2029	167	0,041	0,139	66,5
2030	167	0,041	0,139	66,5

Tabel 4.3.3 viser, at den gennemsnitlige elproduktion i referencen, som tiltaget erstatter, ville have emitteret knap 500.000 tons CO₂-ækvivalenter årligt i 2008-12 faldende til godt 400 mio. tons fra 2016.

SO₂-udslippet er i 2008 185 tons mindre, og NO_x-udslippet er 680 tons mindre end i referencen, hvorved tiltaget sparer en årlig skadesomkostning på ca. 11 mio. kr. ved skadesomkostninger på 10

kr. per kg SO₂ nominelt og 14,5 kr. per kg NO_x realt. Disse gunstige sideeffekter aftager markant efter 2010 i takt med mindre emissioner per produceret kWh i referencen.

Tabel 4.3.3. Tiltagets påvirkning af emissioner og undgåelsesomkostninger

År	Tiltag minus reference					
	Andre emissioner end drivhusgasser					CO ₂ ækv. i alt ktons
	SO ₂ tons	NO _x tons	SO ₂ mill.kr.	NO _x mill.kr.	I alt mill.kr.	
2002	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0
2008	-185	-680	-2	-10	-11	-493
2009	-186	-680	-2	-10	-11	-493
2010	-193	-656	-2	-10	-11	-495
2011	-177	-652	-1	-9	-11	-500
2012	-179	-653	-1	-9	-11	-500
2013	-174	-633	-1	-9	-11	-504
2014	-152	-534	-1	-8	-9	-462
2015	-140	-348	-1	-5	-6	-438
2016	-100	-340	-1	-5	-6	-409
2017	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2018	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2019	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2020	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2021	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2022	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2023	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2024	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2025	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2026	-100	-339	-1	-5	-6	-409
2027	-100	-339	-1	-5	-6	-409
Sum	-2587	-8908	-20	-129	-149	-8796

Virksomheder på andre sektorer

Tabel 4.3.4.a sammenfatter tiltaget. Distributørerne (transmissionsselskab) belastes med i alt 500 mio. kr. til ilandføring og netforstærkning.⁶⁶

For hver øre per kWh, elprisen vokser nominelt som følge af tiltaget, vokser udgifterne for elforbrugerne med gennemsnitligt omkring 6 mio. kr. årligt i perioden 2008-12 (2002-priser)

For staten reduceres provenuet af SO₂-afgiften på 10 kr. per kg nominelt i konventionel kondens elproduktion med 1-2 mio. kr. årligt. Derudover forventes ingen nævneværdige direkte virkninger for de offentlige finanser, idet skatte- og afgiftsbetalingerne fra tiltaget i øvrigt modsvarer af ændrede skatte- og afgiftsbetalinger som følge af formindsket aktivitet der, hvor ressourcerne til vindmølleaktiviteten hentes.

⁶⁶ Hvis der ikke spares tilsvarende andetsteds i distributionen, fordi der ikke længere er brug for samme vedligehold og udbygning her. I så fald må elprisen forhøjes. Per forudsætning påvirker det ikke CO₂-skyggeprisen.

Den fortrængte kondens-elproduktion i referencen antages at spare samfundet for omkostninger svarende til værdien af produktionen til elmarkedsprisen eller ca. 140 mio. kr. i starten og herefter voksende med den voksende elpris. Elprisen er godt 20 øre per kWh i 2008 og hermed i starten for lav til at dække de samlede omkostninger (inklusive faste omkostninger) ved at tilvejebringe ny kondens kapacitet. Først fra 2012 er elprisen udtryk for de langsigtede marginalomkostninger ved ny kondens produktion. Det harmonerer med, at den nye vindkraft-kapacitet i starten kun må forventes at fortrænge variable omkostninger ved konventionel kondens-produktion, mens der først på længere sigt også kan ske en fortrængning af faste omkostninger (anlæg). Modsat vil havvindmølle kapacitet kun fortrænge en del af den konventionelle kondens-kapacitet, fordi vindkraften er en ustabil energikilde.

Hertil kommer, at der ikke er medregnet omkostninger ved havvindmøllernes bidrag til kritisk el-overløb.

Ved at bruge elprisen som udtryk for sparede omkostninger til kondens produktion i forhold til referencen, vil der altså alt i alt ske en overvurdering af de sparede omkostninger. Det trækker i retning af, at CO₂-fortrængningsomkostningerne undervurderes.

Samfundsøkonomiske omkostninger

Tabel 4.3.4.b. viser nettoomkostningerne ved tiltaget opgjort i velfærdsøkonomiske beregningspriser. Dvs., at de omkostninger i faktorpriser, der afspejler en brug af produktive ressourcer, multipliceres med nettoafgiftsfaktoren på 1,17, for at få et udtryk for markedsværdien af forbrugsvarer, der mistes ved at anvende ressourcerne til havvindmøller.

Omkostningerne ved tiltaget udgøres for det første af producenternes samlede årlige udgifter eksklusive skat, jf. tabel 4.3.1, som alle afspejler beslaglæggelse af ressourcer. I tabel 4.3.4.b. multipliceres den tilsvarende søjle derfor med nettoafgiftsfaktoren på 1,17, for at få et udtryk for værdien for forbrugerne af de forbrugsvarer, ressourcerne alternativt kunne producere i andre anvendelser.

Tabet på SO₂-afgiften på ca. 1-2 mio. kr. årligt indgår ikke i tabel 4.3.4.b., da det ikke repræsenterer en ændret ressourcebeslaglæggelse, men blot en ændret overførsel mellem elproducenterne og det offentlige. Derimod indgår et forvridningstab på ca. 20 pct. heraf i tabel 4.3.4.b, Det afspejler, at en anden generel skat med tilknyttet forvridningstab skal hæves for at dække provenutabet.

Samlet er nutidsværdien i 2002 af meromkostningerne ved tiltaget lig med 1041 mio. kr. i velfærdsøkonomiske beregningspriser. Nutidsværdien af de formindskede drivhusgasudslip er 3.870.000 tons CO₂-ækvivalenter, hvilket giver en CO₂-skyggepris på $1041/3870 = 269$ kr. per ton CO₂-ækvivalent, når de sparede skadesomkostninger ved de reducerede udslip af SO₂ og NO_x indregnes.

Tabel 4.3.4.a. Sammenfatning af omkostninger og fordele, 2002-priser

År	Tiltag minus reference			
	Dir. omk. i alt mill.kr.	Skades- omk. mill.kr.	Samlede omk. mill.kr.	CO2 ækv. i alt ktons
2002	0	0	0	0
2003	0	0	0	0
2004	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2006	663	0	663	0
2007	1393	0	1393	0
2008	-50	-11	-61	-493
2009	-56	-11	-67	-493
2010	-62	-11	-73	-495
2011	-68	-11	-79	-500
2012	-74	-11	-85	-500
2013	-74	-11	-85	-504
2014	-74	-9	-83	-462
2015	-75	-6	-81	-438
2016	-75	-6	-81	-409
2017	-75	-6	-81	-409
2018	-75	-6	-81	-409
2019	-75	-6	-81	-409
2020	-75	-6	-81	-409
2021	-75	-6	-81	-409
2022	-75	-6	-81	-409
2023	-75	-6	-81	-409
2024	-75	-6	-81	-409
2025	-75	-6	-81	-409
2026	-75	-6	-81	-409
2027	-75	-6	-81	-409
Sum	623	-149	474	-8796

Tabel 4.3.4.b. Resultat i samfundsøkonomiske beregningspriser

År	Tiltag minus reference			
	Dir. omk. i alt mill.kr.	Skades- omk. mill.kr.	Samlede omk. mill.kr.	CO2 ækv. i alt ktons
2002	0	0	0	0
2003	0	0	0	0
2004	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2006	775	0	775	0
2007	1630	0	1630	0
2008	-60	-13	-73	-493
2009	-67	-13	-80	-493
2010	-74	-13	-87	-495
2011	-81	-13	-94	-500
2012	-88	-13	-101	-500
2013	-88	-12	-101	-504
2014	-88	-10	-99	-462
2015	-88	-7	-95	-438
2016	-88	-7	-95	-409
2017	-88	-7	-95	-409
2018	-88	-7	-95	-409
2019	-88	-7	-95	-409
2020	-88	-7	-95	-409
2021	-88	-7	-95	-409
2022	-88	-7	-95	-409
2023	-88	-7	-95	-409
2024	-88	-7	-95	-409
2025	-88	-6	-95	-409
2026	-88	-6	-95	-409
2027	-88	-6	-95	-409
Sum	710	-174	536	-8796
Nutidsværdi			1041	-3870

Følsomhedsberegninger

Tabel 4.3.5 opsummerer nogle følsomhedsberegninger.

Tabel 4.3.5. Følsomhed for alternative forudsætninger

	CO ₂ -omkostning kr./ton CO ₂ -ækvivalent	
	Diskonteringsfaktor 6%	3%
Grundforudsætninger	269	158
Værdi af reduceret SO ₂ og NO _x udslip ikke indregnet	290	178
Levetid 25 år	222	105
Anlægsudgifter -15% og driftsudgifter -2 øre/kWh (-19%)	181	81
Kabelforbindelse og netforstærkning ved ny lokalitet (+50%)	327	202
Fuldlasttimer 3600 (-14%)	346	218
Elpris + 4 øre/kWh i alle år (+17% fra 2012, relativt mere i årene før)	199	86

4.4 Energibesparelser

4.4.1. Indledning og sammenfatning

Gennem en effektivisering af energianvendelsen kan energiforbruget og dermed CO₂-udledningen reduceres. Et lavere energiforbrug vil samtidig mindske sårbarheden over for stigende energipriser og øge forsyningssikkerheden. Ifølge EU-Kommissionens grøn bog om forsyningssikkerhed er netop energibesparelser et af de mest effektive midler til at nedsætte afhængigheden af importeret energi på længere sigt. Samtidig opnås der en række andre miljøfordele, og energispareindsatsen kan endvidere være med til at fremme lovende teknologiske løsninger.

Der er ikke et enkelt virkemiddel, som kan sikre realisering af energibesparelsepotentialerne. Der er tale om et komplekst område, og en effektiv strategi må omfatte en bred vifte af initiativer. På de energiforbrugsområder, hvor der ikke er tilstrækkelige økonomiske incitamenters til at sikre de ønskede besparelser, kan der anvendes *økonomiske virkemidler* som kvoter og afgifter. På andre områder, hvor der findes økonomiske incitamenters, men hvor markedet ikke er tilstrækkeligt gennemskueligt og fungerer tilstrækkeligt godt, er der i højere grad behov for *informative virkemidler* som rådgivning og kampagner. Supplerende brug af *normative virkemidler* som f.eks. bygningsreglementet, som stiller krav til nye bygningers energiforbrug, og normer for apparaters energieffektivitet, som gør det ulovligt at sælge produkter, der ikke lever op til de fastsatte minimumskrav til energieffektivitet, kan fjerne de dårligste produkter fra markedet.

I det følgende er der set nærmere på mulighederne for at opnå **energibesparelser på bygningsområdet**, dvs. reducere energiforbruget til rumopvarmning. Konkret er det valgt at tage udgangspunkt i indførelse af normer som det virkemiddel, der skal sikre, at besparelserne realiseres. Som illustration af potentialet ved at bruge normer er det valgt at se på **små olie- og gaskedler samt vinduer**.

Indførelse af effektivitetsnormer betyder, at produkter, der markedsføres og sælges på det danske marked, skal overholde nogle krav om, hvor højt energiforbruget maksimalt må være. Der vil kunne opnås betydelige energibesparelser, hvis det besluttes at indføre ambitiøse effektivitetsnormer for en række produkter, der anvendes i husholdninger, erhvervslivet samt i den offentlige sektor. En kombination, hvor krav til produkternes effektivitet fjerner de dårligste apparater fra markedet og energimærkning fremmer salget af de mest energieffektive apparater, vil øge dynamikken på markedet. Effektivitetsnormer er især interessant for standardprodukter med stor spredning i apparaternes elforbrug og dermed et betydeligt besparelsepotentiale.

Effektivitetsnormer skal i princippet indføres på EU-plan, da der ellers kan blive tale om hindring af det frie marked. Der er p.t. indført normer for husholdningers køle/fryse-apparater og forkoblinger til lysstofrør i EU. Danmark har en normlov, hvorunder normer af yderligere produkter vil kunne indgå. Det har gennem nogen tid været på tale, at EU-kommissionen vil fremlægge et overordnet normdirektiv med henblik på indførelse af effektivitetsnormer for en række produkter.

Indførelse af normer vil medføre omkostninger til tilsyn. For produkter, der allerede er omfattet af en af Energistyrelsens mærkningsordninger, kan tilsynsarbejdet tilrettelægges, så der opnås synergieffekt mellem de to ordninger. I så fald vil der kun være behov for en mindre udvidelse af tilsynet.

For nogle produkter vil normen give anledning til højere produktionsomkostninger, som vil slå ud i højere priser for forbrugerne. Øget konkurrence mellem produkterne, merproduktion og større efterspørgsel forventes dog hurtigt at nedsætte disse merudgifter – for nogle produkttyper helt til nul.

CO₂-reduktionspotentialer og CO₂-skyggepriser for de tre normer, der er regnet på, er sammenfattet i tabel 4.4.1. For alle de tre analyserede eksempler på normer for energieffektivitet er der tale om negative CO₂-skyggepriser, uanset om sideeffekter i form af reduktion i udledningen af SO₂ og NO_x medregnes i analysen eller ej. Analyserne beskrives og dokumenteres nærmere i de følgende afsnit.

Specielt for normer for oliekedler synes resultater at være meget robust over for ændringer i de anvendte forudsætninger. Mht. normer for gaskedler er resultatet derimod knap så robust. En central forudsætning er således, at merprisen på de energieffektive kedler antages at falde til nul over en kortere årrække. Hvis dette ikke er tilfældet, bliver CO₂-skyggeprisen positiv. Normer for vinduer er ikke underkastet følsomhedsanalyser i nogen væsentlig grad. Formodningen er dog, at resultatet af denne norm er rimeligt robust.

Tabel 4.4.1. Sammenfattende om tiltagens konsekvenser og omkostninger

Tiltag	Energibesparelse, gnm. 2008-12	CO ₂ -reduktions-potentiale, gnm. 2008-12 (tons)	CO ₂ -skyggepris (kr./ton CO ₂)	
			Uden sideeffekter	Med sideeffekter
Normer for oliekedler	360 TJ gasolie	26.500	-556	-590
Normer for gaske dler	700 TJ naturgas	40.000	-271	-503
Normer for vinduer	3.100 TJ endeligt varmeforbrug *	164.000	-513	-554

Anm. Der er anvendt en diskonteringsrate på 6 pct.

*) Fordelt på fjernvarme og andre opvarmningsformer

4.4.2. Normer for oliekedler

Små oliekedler (under 45 kW) bruges hovedsageligt til rumopvarmning af enfamiliehus. Der er ca. 350.000 oliekedler i de danske husstande. Til trods for at der rent faktisk er stor forskel på kedlernes energieffektivitet, er der ingen fokus på dette område hverken hos forbrugere eller installatører og bygherrer. Afgørende for salget er tilsyneladende kedlernes pris, og da de dårlige kedler er billigere, udgør disse 80 pct. af de solgte kedler. Tendensen kan forstærkes af, at det kan være muligt for installatører og producenter at få større avancer på de traditionelle kedler.

Der er indført en EU-norm for oliekedler i form af nyttevirkningsdirektivet, der indebærer, at kun kedler med en nyttevirkningsgrad over 86,6 pct. må sælges i EU-medlemslandene. Nyttevirkningsgraden beregnes ved at fratække røgtabet, når kedlen kører på fuld last. Direktivet tildeler 1 stjerne, hvis minimumskravet er opfyldt. Herefter tildeles yderligere en stjerne, for hver gang virkningsgraden øges med 3 pct.

Til beregning af husstandenes energiforbrug til rumopvarmning er det imidlertid nødvendigt at bruge årvirkningsgraden, der er et udtryk for, hvor stor andel af energien der *nyttiggøres* til opvarmning og produktion af varmt vand under normale driftsforhold. DTI har fundet følgende sammenhæng mellem stjernemærkning og årvirkningsgrad:

Stjerner iflg. EU-direktiv	Årvirkningsgrad (pct.)
*	75-80
**	80-85
***	85-90
****	90-95

Ca. 80 pct. af kedelsalget i dag er 1-stjernede kedler. Der er regnet på et tiltag, hvor man indfører en ny effektivitetsnorm, som foreskriver, at virkningsgraden skal være mindst 80 pct. Dette svarer til, at kedlerne fremover skal have minimum 2 stjerner for at overholde normen. Normen antages at træde i kraft 1. januar 2004. I princippet skal effektivitetsnormer indføres på EU-niveau. Imidlertid har Tyskland og Holland, med EU-Kommissionens vidende, indført en opstramning for oliekedler i forhold til EU's nyttevirkningsdirektiv. Derfor burde det også være muligt at operere med en strammere norm i Danmark.

Da oliekedler under 45 kW primært anvendes i husholdningssektoren er der i det følgende regnet på et enfamilieshus. Det årlige nettoenergiforbrug til rumopvarmning inkl. varmt vand sættes til 22.000 kWh for et enfamilieshus, der anvender olie til opvarmning.⁶⁷

I 2001 blev der solgt mellem 5.000 og 10.000 kedler, og som følge af den lave udskiftningsgrad af kedlerne igennem en lang årrække skønnes det, at omkring 50 pct. af de eksisterende oliekedler er ældre end 20 år. Det vurderes endvidere, at ca. 60 pct. af de installerede kedler har en virkningsgrad, der er under kravet til 1 stjerne i følge kedeldirektivet. Der er i beregningerne regnet med et årligt salg på 10.000 kedler fremover.

Den gennemsnitlige årsvirkningsgrad for kedler solgt i 2002 er omkring 79 pct. I referenceforløbet forudsættes en fortsættelse af den teknologiske udvikling, der er set de seneste 10 år. Det antages, at der på grund af den teknologiske udvikling sker en forøgelse af den gennemsnitlige årsvirkningsgrad, således at denne for en solgt kedel i 2030 er knap 81 pct., jf. tabel 4.4.2.

En norm, der betyder, at kun kedler med en årsnyttevirkning på minimum 80 pct. må sælges, vil skabe fokus på, at der er stor forskel på oliekedlers energieffektivitet, primært hos installatørerne. Det antages derfor, at tiltaget udover at flytte salget af 1-stjernede kedler til 2-stjernede kedler også påvirker salget af 3- og 4-stjernede kedler, så hele kedelsalget rykker en klasse. Den gennemsnitlige årsvirkningsgrad bliver således knap 84 pct. fra 1. januar 2004. Den gennemsnitlige årsvirkningsgrad øges på grund af den teknologiske udvikling til knap 86 pct. i 2030, jf. tabel 4.4.2.

Tabel 4.4.2. Virkningsgrader og markedsandele for de enkelte kategorier

Kategori	Gnm. virkningsgrad (pct.)		Andel af salg (pct.)	
	Primo (2004)	Ultimo (2030)	Reference	Tiltag
*	77,5	79,5	80	
**	82,5	84,5	15	80
***	87,5	89,5	5	15
****	92,5	94,5		5
Gnm., referencen	78,75	80,75		
Gnm., med normen	83,75	85,75		

Oliebesparelspotentiale

Ved at indføre den beskrevne norm, forventes det, at afbrændingen af gasolie i nye oliekedler kan reduceres med omkring 4 pct. i Kyoto-protokollens første periode 2008-12, jf. tabel 4.4.3. Det svarer til, at der spares i størrelsesorden 360 TJ gasolie om året i denne periode. Besparelsen er stigen-

⁶⁷ Nettoenergiforbruget angiver den mængde energi, der nyttiggøres hos forbrugerne. I modsætning hertil angiver det endelige energiforbrug den mængde energi, der rent faktisk betales for.

de hen over perioden og topper først mod slutningen af 2020'erne, når apparater med en relativt høj gennemsnitlig virkningsgrad skal udskiftes

CO₂-besparelspotentiale

Med et CO₂-indhold i gasolie på 74 kg/GJ giver reduktionen i mængden af gasolie der afbrændes i nye oliedler anledning til en reduktion i CO₂-emissionen på gennemsnitligt 26.500 tons om året i perioden 2008-12, jf. tabel 4.4.3.

Tabel 4.4.3. Sparet forbrug af olie til nye oliedler samt reduktion i CO₂-udledningen

	Olieforbrug (TJ)		Besparelse		
	Referencen	Med norm	Olie (TJ)	Olie (pct.)	CO ₂ (1.000 tons)
2004	3.010	2.955	56	1,8	4
2005	4.009	3.900	110	2,7	8
2006	5.006	4.844	162	3,2	12
2007	6.000	5.787	214	3,6	16
2008	6.993	6.729	264	3,8	20
2009	7.983	7.670	312	3,9	23
2010	8.970	8.611	360	4,0	27
2011	9.956	9.550	406	4,1	30
2012	10.939	10.489	450	4,1	33
2013	11.921	11.427	494	4,1	37
2014	12.900	12.364	536	4,2	40
2015	13.877	13.300	576	4,2	43
2016	14.851	14.236	616	4,1	46
2017	15.824	15.170	654	4,1	48
2018	16.795	16.104	691	4,1	51
2019	17.763	17.037	726	4,1	54
2020	18.729	17.969	761	4,1	56
2021	19.693	18.900	794	4,0	59
2022	20.655	19.830	825	4,0	61
2023	21.615	20.759	856	4,0	63
2024	22.573	21.688	885	3,9	66
2025	23.529	22.616	913	3,9	68
2026	24.483	23.543	940	3,8	70
2027	24.429	23.463	966	4,0	71
2028	24.375	23.385	990	4,1	73
2029	24.322	23.364	958	3,9	71
2030	24.269	23.343	926	3,8	69

Budgetøkonomiske omkostninger

I forhold til en 1-stjernet kedel anslås merprisen for en 2-stjernet kedel i dag at være i størrelsesorden 2.000 kr. inkl. moms og installation, mens den tilsvarende merpris for en 3- og 4-stjernet kedel er ca. 3.000 kr. Vægtet med markedsandele for referencen som anført i tabel 4.4.2 er den gennemsnitlige merpris i forhold til køb af en 1-stjernet kedel således i dag 450 kr. Den gennemsnitlige merpris efter gennemførelse af tiltaget er 2.200 kr. Forskellen er dermed 1.750 kr.

Det vurderes, at merprisen vil reduceres kraftigt, når der bliver konkurrence på de mere energieffektive kedler. Indførelse af normen antages derfor at betyde, at merprisen bliver reduceret til nul

over en kort årrække (lineært over 8 år). Den simple tilbagebetalingstid for en 2-stjernet kedel fremfor en 1-stjernet kedel er knap 2 år for en husholdning med den oprindelige prisforskel. Efterhånden som prisforskellen indsnævres, falder tilbagebetalingstiden for til sidst helt at forsvinde.

Tiltaget har konsekvenser for staten, i og med at der må afholdes tilsynsomkostninger i forbindelse med indførelse af effektivitetsnormer på oliekedler. Tilsynsomkostningerne forventes at blive ca. 150.000 kr. om året. Endvidere påvirkes staten via det reducerede salg af gasolie, da det er en vare, der er belagt med høje afgifter. I gennemsnit over årene 2008-12 drejer det sig om et offentligt provenutab på knap 18 mio. kr.

Der findes to producenter af oliekedler i Danmark. Producenternes produkter ligger midt i markedet. Der er ikke set nærmere på normens konsekvenser for disse producenter.

Velfærdsøkonomiske omkostninger

CO₂-skyggeprisen for tiltaget beregnes på grundlag af en velfærdsøkonomisk analyse. Baseret på de allerede omtalte forudsætninger og forenkende antagelser indgår der følgende elementer i analysen:

- Det ekstra ressourceforbrug knyttet til de mere effektive kedler
- Sparet ressourceforbrug forbundet med det lavere olieforbrug
- Skatteforvridningsomkostninger forbundet med mistet statsprovenu som følge af det lavere olieforbrug
- Administrationsomkostninger
- Selve CO₂-besparelsen

Købet af kedler, der i starten af perioden er dyrere, repræsenterer et ressourcetræk, som alternativt kunne have været anvendt andetsteds i den danske økonomi. De øgede ressourceomkostninger omsættes til velfærdsøkonomiske omkostninger ved at multiplicere ekstraudgiften (ekskl. moms) med nettoafgiftsfaktoren på 1,17.

Ressourcetrækket påvirkes også som følge af det lavere olieforbrug. Værdien heraf opgøres ved at multiplicere oliebesparelsen med et bud på omkostningerne forbundet med at producere og levere olien frem til forbrugerne, jf. kapitel 2. Endelig multipliceres med nettoafgiftsfaktoren på 1,17.

Tiltaget giver anledning til et provenutab for det offentlige. Det skyldes dels, at der er administrationsomkostninger forbundet med at sikre, at normen overholdes, dels (og langt den tungestvejende årsag) at staten mister indtægter i form af afgifter, når forbruget af et høj-afgiftsbelagt produkt som olie reduceres. Dette provenutab antages i beregningerne at give anledning til et skatteforvridningstab på 20 pct. af provenutabet. For administrationsomkostningernes vedkommende multipliceres der yderligere med 1,17 for at omsætte ressourceforbruget til velfærdsøkonomiske omkostninger.

Med de anvendte forudsætninger viser den velfærdsøkonomiske analyse, at gevinsterne opgjort i kroner og øre forbundet med tiltaget overstiger omkostningerne. Tiltaget genererer således en velfærdsøkonomisk nettogevinst, selv uden hensyntagen til den reducerede CO₂-emission. Dette afspejler sig i en negativ CO₂-skyggepris, jf. tabel 4.4.4. Med en diskonteringsrate på 6 pct. er nutidsværdien af nettogevinsten i 2002-prisniveau opgjort til 233 mio. kr., mens nutidsværdien af CO₂-besparelsen er opgjort til 419.000 tons. Det giver anledning til en CO₂-skyggepris på $-233 \text{ mio. kr.} / 419.000 \text{ tons} = -556 \text{ kr./ton CO}_2$.

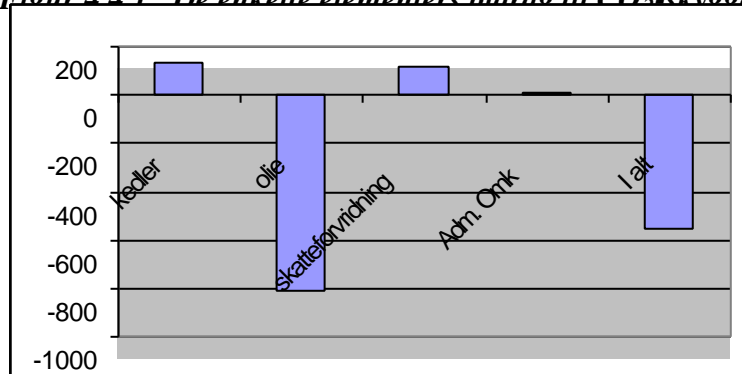
Tabel 4.4.4. Velfærdsøkonomisk analyse af normen, 2002-priser

	Dyrere kedler (mio. kr.)	Sparet gasolie (mio. kr.)	Skatteforvridning (mio. kr.)	Adm. omk (mio. kr.)	Nettogevinst (mio. kr.)	CO ₂ -besparelse (1.000 tons)
2004	-16	3	-1	-0,2	-14	4
2005	-14	6	-1	-0,2	-10	8
2006	-12	9	-2	-0,2	-6	12
2007	-10	11	-2	-0,2	-1	16
2008	-8	14	-3	-0,2	3	20
2009	-6	17	-3	-0,2	7	23
2010	-4	19	-4	-0,2	11	27
2011	-2	22	-4	-0,2	16	30
2012	0	25	-4	-0,2	20	33
2013	0	27	-5	-0,2	23	37
2014	0	30	-5	-0,2	25	40
2015	0	33	-5	-0,2	28	43
2016	0	36	-6	-0,2	30	46
2017	0	38	-6	-0,2	33	48
2018	0	41	-6	-0,2	35	51
2019	0	44	-6	-0,2	38	54
2020	0	47	-6	-0,2	40	56
2021	0	49	-6	-0,2	43	59
2022	0	52	-7	-0,2	45	61
2023	0	54	-7	-0,2	48	63
2024	0	57	-7	-0,2	50	66
2025	0	59	-7	-0,2	52	68
2026	0	62	-7	-0,2	55	70
2027	0	64	-7	-0,2	57	71
2028	0	67	-7	-0,2	60	73
2029	0	65	-7	-0,2	59	71
2030	0	64	-6	-0,2	58	69
Nutidsværdi	-54	339	-49	-2	233	419

CO₂-skyggepris: -556 kr./ton CO₂.

De enkelte elementers bidrag til CO₂-skyggeprisen fremgår grafisk af figur 4.4.1. Oliebesparelsen vil således isoleret set give en CO₂-skyggepris på godt -800 kr./ton CO₂, mens de dyrere kedler og skatteforvridningsomkostningerne giver et bidrag på hhv. 130 og knap 120 kr./ton CO₂.

Figur 4.4.1. De enkelte elementers bidrag til CO₂-skyggeprisen



Sideeffekter

Når der bruges mindre gasolie i oliedeklerne, sikres der udover reduktionen i CO₂-emissionen en reduktion i udledningen af andre forurenende stoffer. Det drejer sig især om SO₂ og NO_x. Med en forudsætning om, at der udledes hhv. 0,023 kg SO₂/GJ og 0,052 kg NO_x/GJ⁶⁸, fås årlige reduktioner i udslippet på omkring 20 tons SO₂ og knap 50 tons NO_x, når tiltaget er slået fuldt ud igennem, jf. tabel 4.4.5.

Tabel 4.4.5 Ændring i udledning af SO₂ og NO_x samt værdi heraf

	Ændring i udslip (tons)		Værdi af reduceret udslip (mio. kr.)		
	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	I alt
2004	1	3	0,04	0,10	0,14
2005	3	6	0,08	0,20	0,28
2006	4	8	0,11	0,30	0,41
2007	5	11	0,15	0,39	0,54
2008	6	14	0,18	0,48	0,66
2009	7	16	0,22	0,57	0,78
2010	8	19	0,25	0,65	0,90
2011	9	21	0,28	0,74	1,02
2012	10	23	0,31	0,82	1,13
2013	11	26	0,34	0,90	1,24
2014	12	28	0,37	0,97	1,34
2015	13	30	0,40	1,05	1,45
2016	14	32	0,42	1,12	1,55
2017	15	34	0,45	1,19	1,64
2018	16	36	0,48	1,26	1,73
2019	17	38	0,50	1,32	1,82
2020	17	40	0,52	1,38	1,91
2021	18	41	0,55	1,44	1,99
2022	19	43	0,57	1,50	2,07
2023	20	45	0,59	1,56	2,15
2024	20	46	0,61	1,61	2,22
2025	21	47	0,63	1,66	2,29
2026	22	49	0,65	1,71	2,36
2027	22	50	0,67	1,76	2,42
2028	23	51	0,68	1,80	2,49
2029	22	50	0,66	1,74	2,40
2030	21	48	0,64	1,69	2,32
Nutidsværdi					14

Værdien af den reducerede udledning af SO₂ og NO_x opgøres ved at operere med værdier på hhv. 30 og 35 kr./kg, jf. afsnit 4.1. Opgjort i nutidsværdi fås herved en samlet gevinst på 14 mio. kr. over den betragtede tidshorisont. Inkluderes denne effekt, fører det til en CO₂-skyggepris på -590 kr./ton CO₂, dvs. omkring 5 pct. højere (numerisk) end når sideeffekterne ikke medregnes, jf. tabel 4.4.6 nedenfor.

⁶⁸ Kilde: DMU's hjemmeside (http://www.dmu.dk/1_Viden/2_Miljoe-tilstand/3_luft/4_adaei/default_en.asp).

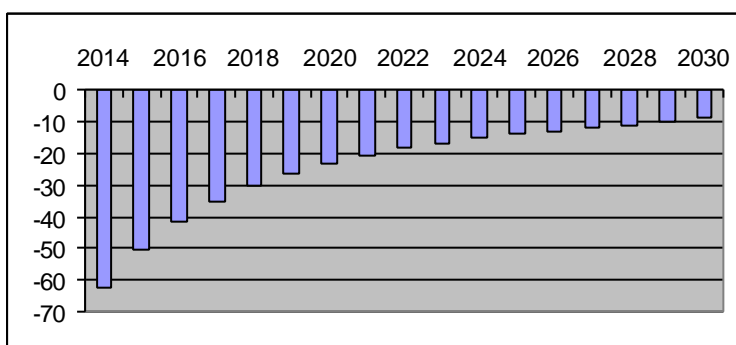
Følsomhed overfor ændrede forudsætninger

Effekten af et besparesestiltag, som det analyserede, er i princippet tidsmæssigt ubegrænset. Der er ingen naturlig tidshorisont for tiltaget. I princippet skulle man derfor udregne CO₂-skyggeprisen på basis af alle fremtidige effekter. I praksis vil det dog ikke være relevant at lave dette regnestykke - alene af den grund at den teknologiske udvikling vil betyde, at sammenligningen bliver mindre og mindre rimelig, jo længere frem i tiden man kommer.

I tabel 4.4.3 er der opereret med en tidshorisont frem til 2030. Med en kortere tidshorisont, ville man have fået en lavere CO₂-skyggepris (numerisk). Det skyldes, at tiltaget har en sådan karakter, at gevinsterne falder sidst i perioden. I figur 4.4.2 er det grafisk illustreret, hvad det betyder for CO₂-skyggeprisen, om der tages et år mere eller mindre med i analysen. Figuren viser eksempelvis, at bidraget til CO₂-skyggeprisen af at inkludere året 2014 i analysen er -62 kr./ton, bidraget ved yderligere at inkludere 2015 er -51 kr./ton og så fremdeles. Bidraget aftager med tiden, og effekten på CO₂-skyggeprisen af at tage 2030 med i analysen er således kun -9 kr./ton.

Ud fra figur 4.4.2 må det vurderes, at det er rimeligt at begrænse analysens tidshorisont til 2030.

Figur 4.4.2. Bidrag til CO₂-skyggeprisen af at inkludere endnu et år i beregningerne, 2014-30



I tabel 4.4.6 er sammenfattet de følsomhedsanalyser, der er udført for beregningerne. Udover betydningen af valg af tidshorisont og af at inkludere sideeffekter i form af SO₂ og NO_x drejer det sig om følsomhedsanalyser, der viser betydningen af valg af diskonteringsrate samt af dyrere olie, større forventet salg af oliekedler og endelig højere merpris på de energieffektive kedler.

Sammenfattende må resultatet vurderes at være rimeligt robust over for ændringer i de anvendte forudsætninger. En lavere diskonteringsrate (3 pct. i stedet for 6 pct.) giver en lavere (dvs. numerisk større) CO₂-skyggepris. Dette gælder generelt for tiltag, hvor omkostningerne falder først i perioden.

Højere oliepriser gør normen mere attraktiv i form af numerisk højere CO₂-skyggepriser, hvilket heller ikke er overraskende. Et højere salg af oliekedler vil stort set ikke påvirke CO₂-skyggeprisen, men til gengæld vil CO₂-reduktionspotentialet naturligvis stige.

Størst betydning for CO₂-skyggeprisens størrelse har antagelsen om prisforskellen mellem kedelt yperne. I grundscenariet er prisforskellen antaget at indsnævres over tid for helt at falde bort fra 2012. Hvis det alternativt antages, at prisforskellen opretholdes uændret over tid, hvilket må betragtes som ret usandsynligt, når markedets andelen for de mere energieffektive kedler øges, reduceres CO₂-skyggeprisen (numerisk) til -226 kr./ton CO₂. Dvs. en mindre favorabel skyggepris, men stadig

vil normen give anledning til en samfundsøkonomisk gevinst, selv når der ses bort fra CO₂-besparelsen.

Tabel. 4.4.6 CO₂-skyggepris og CO₂-reduktion under alternative forudsætninger

Diskonteringsrate	CO ₂ -skyggepris (kr./ton CO ₂)		CO ₂ -reduktion, gnm. 2008-12 (ton)
	6 pct.	3 pct.	
Grundforudsætninger	-556	-612	26.500
Inkl. effekt på SO ₂ og NO _x	-590	-646	26.500
Tidshorisont 2020 fremfor 2030	-416	-463	26.500
Brændselspriser: + 10 pct.	-636	-694	26.500
Årligt kedelsalg 15.000 i stedet for 10.000	-558	-613	39.800
Prisforskellen mellem kedeltyper ændres ikke	-226	-295	26.500

Skulle der gennemføres en mere tilbundsående analyse af en mulig norm for oliekedler, ville det være rimeligt også at undersøge, hvad konsekvenserne vil være af at stramme normen yderligere. Eksempelvis kunne man supplere de udførte beregninger med beregninger, hvor man vælger at indføre en norm, der kun tillader salg af 3-stjernet kedler.

4.4.3. Normer for naturgaskedler

Små naturgaskedler (under 45 kW) bruges hovedsageligt til rumopvarmning af enfamilieshuse. Der er ca. 320.000 gaskedler i de danske husstande. Der kan skelnes mellem to typer naturgaskedler, den traditionelle kedel og den mere energieffektive kondenserende kedel.

Som følge af en tilskudsordning i perioden 1999-2001 er markedsandelen af kondenserende kedler steget fra 17 pct. til ca. 40 pct., og der er derfor nu en betydelig opmærksomhed på energieffektivitet hos forbrugere og kedelleverandører. De energieffektive kedler udgør ca. 40 pct. af de solgte kedler. I Holland er andelen 95 pct., og potentialet i Danmark vurderes at være i samme størrelsesorden. Der sælges årligt omkring 15.500 små naturgaskedler, men der forventes en stigning.

EU's nyttevirkningsdirektiv (se afsnit 4.4.2) gælder også for gaskedler, men har ingen reel betydning for markedet for gaskedler i Danmark. Den gennemsnitlige årsvirkningsgrad for en ny traditionel gaskedel er 88 pct., mens den gennemsnitlige årsvirkningsgrad for en ny kondenserende gaskedel er 100 pct. Den samlede gennemsnitlige årsvirkningsgrad er dermed 92,8 pct.

Der er regnet på et tiltag, hvor man indfører en ny effektivitetsnorm, der svarer til, at alle solgte kedler fremover skal være kondenserende gaskedler. Normen antages at træde i kraft 1. januar 2004. I princippet skal effektivitetsnormer indføres på EU-niveau. Imidlertid har Tyskland og Holland indført en opstramning for gaskedler i forhold til EU's nyttevirkningsdirektiv, hvilket kommissionen er vidende om. Derfor burde det også være muligt at operere med en strammere norm i Danmark

Da gaskedler under 45 kW primært anvendes i husholdningssektoren er der i det følgende regnet på et enfamilieshus. Det årlige nettoenergiforbrug til rumopvarmning inkl. varmt vand sættes til 20.000 kWh for et enfamilieshus, der anvender gas til opvarmning. Der er i beregningerne regnet med et årligt salg på 16.000 kedler i perioden 2004 til 2007 og 17.000 kedler i perioden 2008 til 2030.

I referenceforløbet antages det, at andelen af kondenserende kedler forbliver 40 pct., hvorved den gennemsnitlige virkningsgrad bliver 92,8 pct., jf. tabel 4.4.7. Med normen sælges kun kondenserende kedler, og den gennemsnitlige virkningsgrad bliver derfor 100 pct.

Tabel 4.4.7. Virkningsgrader og markedsandele for de to kedeltyper

	Virkningsgrad (pct.)	Andel af salg (pct.)	
		Reference	Med norm
Traditionel kedel	88	60	
Kondenserende kedel	100	40	100
Gnm. referencen	92,8		
Gnm., med norm	100		

Naturgasbesparelspotentiale

Ved at indføre den beskrevne norm, forventes det, at afbrændingen af naturgas i kedler solgt efter 2002 kan reduceres med omkring 6 pct. i Kyoto-protokollens første periode 2008-12, jf. tabel 4.4.8. Det svarer til, at der spares i størrelsesorden knap 700 TJ naturgas om året i denne periode. Besparelsen er stigende hen over perioden, efterhånden som der kommer flere og flere af de energieffektive kedler på markedet.

CO₂-besparelspotentiale

Med et CO₂-indhold i naturgas på 57,25 kg/GJ giver reduktionen i mængden af naturgas, der afbrændes i nye gaskedler, anledning til en reduktion i CO₂-emissionen på gennemsnitligt knap 40.000 tons om året i perioden 2008-12, jf. tabel 4.4.8.

Tabel 4.4.8. Sparet forbrug af naturgas til nye gaskedler samt reduktion i CO₂-udledningen

	Gasforbrug (TJ)		Besparelse		
	Referencen	Med norm	Gas (TJ)	Gas (pct.)	CO ₂ (1.000 tons)
2004	3.744	3.648	96	2,6	5.502
2005	4.992	4.800	192	3,8	11.004
2006	6.241	5.952	288	4,6	16.506
2007	7.489	7.104	384	5,1	22.008
2008	8.815	8.328	487	5,5	27.854
2009	10.141	9.552	589	5,8	33.699
2010	11.467	10.776	691	6,0	39.545
2011	12.793	12.000	793	6,2	45.391
2012	14.119	13.224	895	6,3	51.237
2013	15.445	14.448	997	6,5	57.083
2014	16.771	15.672	1.099	6,6	62.929
2015	18.098	16.896	1.201	6,6	68.774
2016	19.424	18.120	1.303	6,7	74.620
2017	20.750	19.344	1.406	6,8	80.466
2018	22.076	20.568	1.508	6,8	86.312
2019	23.402	21.792	1.610	6,9	92.158
2020	24.728	23.016	1.712	6,9	98.004
2021	26.054	24.240	1.814	7,0	103.849
2022	26.132	24.216	1.916	7,3	109.695
2023	26.210	24.192	2.018	7,7	115.541
2024	26.288	24.264	2.024	7,7	115.885
2025	26.366	24.336	2.030	7,7	116.229
2026	26.444	24.408	2.036	7,7	116.573
2027	26.522	24.480	2.042	7,7	116.917
2028	26.522	24.480	2.042	7,7	116.917
2029	26.522	24.480	2.042	7,7	116.917
2030	26.522	24.480	2.042	7,7	116.917

Budgetøkonomiske omkostninger

Merprisen for en kondenserende kedel er 2.000-10.000 kr. afhængig af typemærke og landsdel. I beregningerne er antaget en gennemsnitlig merpris på kondenserende kedler på 5.000 kr. inkl. moms og installation. Med markedsandele som anført i tabel 4.4.7 bliver den gennemsnitlige merpris i dag således 2.000 kr. Den gennemsnitlige merpris efter gennemførelse af tiltaget er 5.000 kr. Forskellen er dermed 3.000 kr. Merprisen er igennem de seneste år faldet 2.000-3.000 kr. Normen vurderes at føre til en fortsættelse af denne udvikling, og merprisen antages at falde lineært fra 3.000 kr. til 0 kr. over 8 år.

Den simple tilbagebetalingstid for merprisen for en kondenserende kedel er ca. 3 år for en husholdning i starten af perioden, hvor den kondenserende kedel er dyrere. Tilbagebetalingstiden falder dog, for til sidst helt at forsvinde, efterhånden som prisforskellen mellem de to typer kedler antages indsnævret.

Tiltaget har konsekvenser for staten, i og med at der må afholdes tilsynsomkostninger i forbindelse med indførelse af effektivitetsnormer på gaskedler. Tilsynsomkostningerne forventes at blive ca. 150.000 kr. om året. Derudover påvirkes staten via det reducerede salg af naturgas, der er et pro-

dukt, som er belagt med høje afgifter. I gennemsnit over første forpligtelsesperiode drejer det sig om et offentligt provenutab på 32 mio. kr. årligt.

Der findes ingen producenter af gaskedler i Danmark.

Velfærdsøkonomiske omkostninger

CO₂-skyggeprisen for tiltaget beregnes på grundlag af en velfærdsøkonomisk analyse. Baseret på de allerede omtalte forudsætninger og forenklende antagelser indgår der følgende elementer i analysen:

- Ressourceforbruget forbundet med køb af mere effektive kedler, der i starten af perioden er dyrere
- Sparet ressourceforbrug forbundet med det lavere naturgasforbrug
- Skatteforvridningsomkostninger forbundet med mistet statsprovenu som følge af det lavere naturgasforbrug
- Administrationsomkostninger
- Selve CO₂-besparelsen

Købet af kedler, der i starten af perioden er dyrere repræsenterer et ressourcetræk, som alternativt kunne have været anvendt andetsteds i den danske økonomi. De øgede ressourceomkostninger omsættes til velfærdsøkonomiske omkostninger ved at multiplicere ekstraudgiften (ekskl. moms) med nettoafgiftsfaktoren på 1,17.

Tilsvarende påvirkes ressourcetrækket, i og med at forbruget af naturgas reduceres. Værdien heraf opgøres ved at multiplicere besparelsen med et bud på omkostningerne forbundet med at producere og levere naturgassen frem til forbrugerne, jf. kapitel 2. Derpå multipliceres med nettoafgiftsfaktoren på 1,17.

Tiltaget giver anledning til et provenutab for det offentlige. Det skyldes dels, at der er administrationsomkostninger forbundet med at sikre, at normen overholdes, dels - og langt den tungestvejende årsag - at staten mister indtægter i form af afgifter, når forbruget af et høj-afgiftsbelagt produkt som naturgas reduceres. Dette provenutab antages i beregningerne at give anledning til et skatteforvridningstab på 20 pct. af provenutabet. For administrationsomkostningernes vedkommende multipliceres der yderligere med 1,17 for at omsætte ressourceforbruget til velfærdsøkonomiske omkostninger.

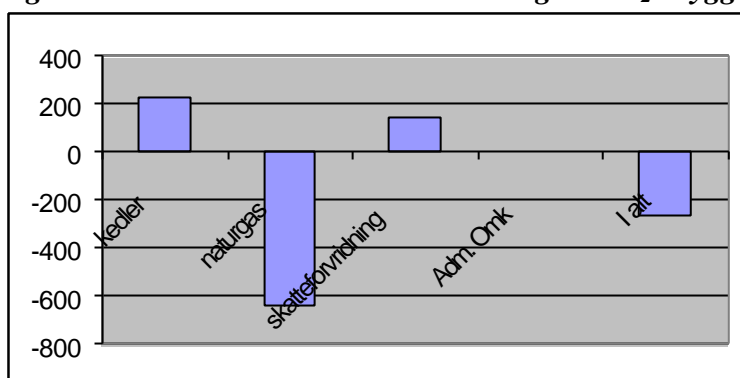
Med de anvendte forudsætninger viser den velfærdsøkonomiske analyse, at gevinsterne forbundet med tiltaget overstiger omkostningerne, hvorfor tiltaget genererer en velfærdsøkonomisk nettogevinst, selv når der ikke tages hensyn til, at der også sikres en reduktion i CO₂-emissionen. Dette afspejler sig i en negativ CO₂-skyggepris, jf. tabel 4.4.9. Med en diskonteringsrate på 6 pct. er nutidsværdien af nettogevinsten i 2002-prisniveau opgjort til 185 mio. kr., mens nutidsværdien af CO₂-besparelsen er opgjort til 682.000 tons. Det giver anledning til en CO₂-skyggepris på $-185 \text{ mio. kr.} / 682.000 \text{ tons} = -271 \text{ kr./ton CO}_2$.

Tabel 4.4.9. Velfærdsøkonomisk analyse af normen, 2002-priser

	Dyrere kedler (mio. kr.)	Sparet naturgas (mio. kr.)	Skatteforvridning (mio. kr.)	Adm. omk. (mio. kr.)	Nettogevinst (mio. kr.)	CO ₂ -besparelse (1.000 tons)
2002	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0
2004	-45	3	-1	-0,2	-43	5.502
2005	-39	6	-2	-0,2	-35	11.004
2006	-34	9	-3	-0,2	-27	16.506
2007	-28	13	-4	-0,2	-20	22.008
2008	-24	16	-5	-0,2	-13	27.854
2009	-18	19	-6	-0,2	-5	33.699
2010	-12	23	-7	-0,2	4	39.545
2011	-6	26	-7	-0,2	13	45.391
2012	0	30	-8	-0,2	22	51.237
2013	0	34	-9	-0,2	25	57.083
2014	0	38	-10	-0,2	28	62.929
2015	0	42	-10	-0,2	31	68.774
2016	0	46	-11	-0,2	35	74.620
2017	0	50	-12	-0,2	38	80.466
2018	0	55	-12	-0,2	42	86.312
2019	0	59	-13	-0,2	46	92.158
2020	0	64	-13	-0,2	50	98.004
2021	0	68	-14	-0,2	54	103.849
2022	0	73	-14	-0,2	58	109.695
2023	0	78	-15	-0,2	63	115.541
2024	0	79	-15	-0,2	64	115.885
2025	0	80	-14	-0,2	66	116.229
2026	0	81	-14	-0,2	67	116.573
2027	0	83	-14	-0,2	68	116.917
2028	0	84	-14	-0,2	70	116.917
2029	0	84	-13	-0,2	71	116.917
2030	0	85	-13	-0,2	72	116.917
Nutidsværdi	-151	436	-97	-2	185	681.741
CO ₂ -skyggepris: -271 kr./ton CO ₂ .						

De enkelte elementers bidrag til CO₂-skyggeprisen fremgår grafisk af figur 4.4.3. Naturgasbesparelsen vil således isoleret set give en CO₂-skyggepris på omkring -640 kr./ton CO₂, mens de dyrere kedler og skatteforvridningsomkostningerne giver et bidrag på hhv. 220 og 140 kr./ton CO₂.

Figur 4.4.3. De enkelte elements bidrag til CO₂-skyggeprisen



Sideeffekter

Når der bruges mindre naturgas i kedlerne, sikres der udover reduktionen i CO₂-emissionen en reduktion i udledningen af andre forurenende stoffer. Det drejer sig især om NO_x. Indholdet af svovl er minimalt i naturgas, hvorfor der er ikke er nogen synderlig effekt på emissionen af SO₂.

Det antages, at NO_x-emissionen fra en traditionel kedel udgør omkring 5,4 kg om året, mens den fra en kondenserende kedel udgør 1,6 kg om året.⁶⁹ Den markante forskel skyldes, at en kondenserende kedel udover at være mere energieffektiv også brænder ved en lavere temperatur og derved udleder mindre NO_x. Med antagelsen om at de traditionelle kedler udgør 60 pct. af salget i referencen fås her en gennemsnitlig NO_x-emission på 3,9 kg om året pr. kedel. Med normen bliver den gennemsnitlige emission 1,6 kg om året pr. kedel.

Med disse forudsætninger kan det beregnes, at den årlige NO_x-emission reduceres med knap 800 tons, når effekten er fuldt ud slået igennem. Værdisættes denne effekt med 35 kr./kg, jf. afsnit 4.1, nås en årlig gevinst på 27 mio. kr. som følge af det lavere NO_x-udslip. Det giver en nutidsværdi på 158 mio. kr. over den betragtede periode. Når der tages højde for dette element, fører det til at CO₂-skyggeprisen numerisk øges til -503 kr./ton CO₂, jf. tabel 4.4.11. Dermed sker der omtrent en fordobling af skyggeprisen (numerisk) i forhold til situationen, hvor værdien af NO_x-reduktionen ikke inddrages.

⁶⁹ Referencen på emissionskoefficienterne for gaskedelanlæg i villastørrelse (<45 kW) er "Dokumentation af kondenserende kedlers miljømæssige effekt", Dansk Gasteknisk Center, maj 1997.

Tabel 4.4.10. Ændring i NO_x-udledningen samt værdi heraf

	Reduceret NO _x -emission (tons)	Værdi af reduceret NO _x -emission (mio. kr.)
2004	36	1,3
2005	73	2,6
2006	109	3,8
2007	146	5,1
2008	185	6,5
2009	223	7,8
2010	262	9,2
2011	301	10,5
2012	340	11,9
2013	378	13,2
2014	417	14,6
2015	456	16,0
2016	495	17,3
2017	534	18,7
2018	572	20,0
2019	611	21,4
2020	650	22,7
2021	689	24,1
2022	727	25,5
2023	766	26,8
2024	768	26,9
2025	771	27,0
2026	773	27,1
2027	775	27,1
2028	775	27,1
2029	775	27,1
2030	775	27,1
Nutidsværdi		158

Følsomhed overfor ændrede forudsætninger

I tabel 4.4.11 er sammenfattet de følsomhedsanalyser, der er udført for beregningerne. Udover betydningen af at inkludere sideeffekter i form af lavere udledning af NO_x drejer det sig om følsomhedsanalyser, der viser betydningen af valg af diskonteringsrate samt af dyrere naturgas og endelig højere merpris på de energieffektive kedler. Der ses på to alternativer med en højere merpris på kondenserende kedler. I det første scenarium belyses konsekvensen af at merprisen i starten af perioden er 7.000 kr. i stedet for 5.000 kr. Pga. den store geografiske spredning i prisen i dag, er det fundet hensigtsmæssigt at se på konsekvensen af en højere initial merpris. Denne antagelse fører ikke til fundamentale ændringer i normens samfundsøkonomiske rentabilitet. Ganske vist reduceres CO₂-skyggeprisen numerisk, men den er stadig negativ.

I det andet scenarium belyses konsekvensen af, at merprisen ikke indsnævres over tid som antaget i grundberegningen, hvor prisforskellen helt er forsvundet fra 2012. Denne ændrede antagelse, som må anses for usandsynlig, når de kondenserende kedler får en større markedsandel, har til gengæld en betydelig effekt på CO₂-skyggeprisen, der her havner på 318 kr./ton CO₂. Det er således en afgø-

rende forudsætning for den samfundsøkonomiske rentabilitet af normen, at prisforskellen mellem kedeltyperne rent faktisk indsnævres over tid.

De øvrige følsomhedsanalyser er knap så interessante. Med en lavere diskonteringsrate fås en numerisk højere CO₂-skyggepris, hvilket er som forventet, da omkostningerne ved tiltaget hovedsagelig falder først i perioden. Med en højere naturgaspris samt når sideeffekten i form af lavere NO_x-udledning tages med i betragtning, bliver tiltaget tilsvarende mere rentabelt.

Tabel 4.4.11. CO₂-skyggepris og CO₂-reduktion under alternative forudsætninger

Diskonteringsrate	CO ₂ -skyggepris (kr./ton CO ₂)		CO ₂ -reduktion, gnm. 2008-12 (ton)
	6 pct.	3 pct.	
Grundforudsætninger	-271	-353	39.500
Brændselspriser: + 10 pct.	-335	-417	39.500
Inkl. effekt på SO ₂ og NO _x	-503	-585	39.500
Merprisen på energieffektiv kedel 7.000 kr i stedet for 5.000 kr.	-182	-291	39.500
Prisforskellen mellem kedeltyper indsnævres ikke over tid*	318	207	39.500

*) Når man her får en positiv CO₂-skyggepris, samtidig med at det tilsyneladende er privatøkonomisk rentabelt for forbrugerne med de nuværende prisforskelle at købe en kondenserende kedel i stedet for en traditionel, skyldes det, at naturgas er belagt med høje afgifter.

Sammenfattende må konkluderes, at resultatet ikke i samme grad som for oliekedlerne er robust over for ændrede forudsætninger. Det er således afgørende for at opnå en negativ CO₂-skyggepris, at de kondenserende kedler rent faktisk falder i pris fremover.

4.4.4. Normer for vinduer

Der kan skelnes mellem to typer termoruder, dels konventionelle termoruder, dels termoruder med energiglas, de såkaldte energiruder. Det er muligt entydigt at udpege en energieffektiv energirude, som er en termorude med lavemissionsbelægning på den ene glasflade og argon- eller krypton-gasfyldning.

Tiltaget består i at indføre en norm for energieffektivitet for vinduer, således at det fra og med 2004 udelukkende er tilladt at sælge energiruder. Vinduer anvendes i alle sektorer og et tiltag med indførelse af normer for vinduer vil derfor påvirke energiforbruget i alle sektorer.

I 2001 solgtes ca. 4,7 mio. stk. termoruder med en gennemsnitsstørrelse på 0,6 m². Markedsandelen for energiruder er ca. 30-35 pct. i eksisterende byggeri, mens andelen i nybyggeri er næsten 100 pct. I det følgende ses der på potentialet indenfor udskiftning af ruder i eksisterende byggeri.

Det er i beregningerne antaget et totalt marked for udskiftning af vinduer på omkring 1,8 mio. m² i 2002. På baggrund af erfaringerne fra "Projekt Vindue" (et program under Lov om statstilskud til produktrettede energibesparelser), forventes det, at salget årligt stiger med 2 pct. I referencen antages andelen af lavenergiruder at stige med 4 pct. årligt. I referencen vil hele udskiftningen dermed bestå af lavenergiruder i 2029, mens det med normen allerede vil være tilfældet i 2004.

Væsentlige beregningsforudsætninger

Ved beregning af konsekvenserne for det endelige energiforbrug er der taget udgangspunkt i den fordeling på opvarmningsformer, der var gældende for husholdninger samt handel og service er-

hverv (herunder offentlig service) i 2001, jf. Energistatistik 2001. Der er dog set bort fra opvarmning ved kul og koks samt bygas, da disse opvarmningsformer kun udgør en yderst beskedent andel af det samlede nettoenergiforbrug. Det samlede energiforbrug er dermed fordelt ud på de øvrige opvarmningsformer, som angivet i tabel 4.4.12. Denne fordeling antages at gælde for alle år i perioden. Ud fra virkningsgrader for de enkelte opvarmningsformer kan det endelige energiforbrug beregnes. Såvel ændringer i virkningsgrader som ændringer i sammensætning af varmemeforbruget på opvarmningsformer kan betyde ændringer i konsekvenserne af at indføre normer for ruder. Generelt gælder, at hvis virkningsgraderne stiger som følge af højere effektivitet, så vil det gøre normen mindre rentabel.

Tabel 4.4.12. Fordeling på de enkelte opvarmningsformer samt disses virkningsgrader

	Nettoenergiforbrug, fordeling (pct.)	Virkningsgrad (pct.)
Olie	16,8	77
Naturgas	16,8	81
VE	8,6	66
El	4,9	97
Fjernvarme	52,9	95
I alt	100	86

Kilde: Beregnet på basis af Energistatistik 2001 (Energistyrelsens hjemmeside).

Når varmebesparelserne skal oversættes til økonomiske besparelser og reduktion i CO₂-udledningen, er der behov for bud på CO₂-indholdet og ressourceindholdet i de forskellige opvarmningsformer. For olie, naturgas og VE (her antaget fuldt ud at være træbaseret) fremgår CO₂-indholdet af CO₂-koefficienterne angivet i tabel 2.3 i kapitel 2. Tilsvarende kan man i tabel 2.2 finde samfundsøkonomiske brændselspriser, der afspejler ressourceforbruget forbundet med brændslerne.

For el og fjernvarme er det mere kompliceret. Hvis det antages, at energibesparelsen medfører en samtidig reduktion i den danske produktion af el og fjernvarme, er det dog muligt at få et bud på CO₂-indhold og ressourceforbrug forbundet med energibesparelsen ud fra modellen RAMSES, den detaljerede model for forsyningssektoren, som også bruges i forbindelse med fremskrivningen, jf. afsnit 3.5.

Ud fra den RAMSES-beregning, der indgår i fremskrivningen, kan findes det gennemsnitlige forbrug af brændsler forbundet med el hhv. varmeproduktionen. På basis heraf kan det gennemsnitlige CO₂-indhold beregnes. Tilsvarende kan SO₂- og NO_x-besparelsen findes.

Mht. besparelser i elforbruget er det dog som følge af det åbne nordiske elmarked usikkert, om elbesparelsen umiddelbart slår ud i en tilsvarende reduktion i den danske produktion. En *beregningsforudsætning* kan være, at tiltaget fuldt ud overflødiggør konventionel elproduktion i Danmark, men det må bemærkes, at det normalt ikke vil være tilfældet. I analysen er det antaget, at besparelser i elforbruget, som følge af et lavere opvarmningsbehov i elopvarmede boliger, fører til CO₂-reduktioner i Danmark, men denne antagelse er ikke kritisk for resultatet, da elopvarmede boliger kun udgør en meget lille del af den samlede boligmasse.

Med antagelsen om, at elbesparelsen en-til-en afspejler sig i en reduceret elproduktion i Danmark, kan de økonomiske besparelser og miljøgevinsterne ved 1 kWh lavere elproduktion opgøres som i afsnit 4.3.1, hvor det antages, at den fortrængte kondensproduktion sparer det danske samfund for

omkostninger svarende til værdien af produktionen opgjort til elmarkedsprisen. For et tiltag, der giver anledning til elbesparelser, skal de anførte nøgletab i tabel 4.3.2. modificeres, så der tages højde for eltab i distributionsfasen. Det anslås, at distributionstabet udgør 6 pct. Nøgletallene i tabel 4.3.2 skal derfor multipliceres med $1/(1-0,06) \approx 1,064$.

Analogt med beskrivelsen for el er der behov for at gøre sig nogle antagelser om, hvad det er for en fjernvarmeproduktion der overflødiggøres, når forbruget reduceres. I analysen er det antaget, at den fortrængte varmeproduktion svarer til den gennemsnitlige fjernvarmeproduktion, hvor der for den varme, der produceres på kraftvarmeværker, opereres med en virkningsgrad på 200 pct.⁷⁰

Et bud på CO₂-besparelserne og ressourcebesparelserne findes som for elproduktionen ved at tage udgangspunkt i den RAMSES-beregning, der indgår i fremskrivningen. På basis heraf findes det gennemsnitlige forbrug af brændsler for fjernvarmeproduktionen, og det gennemsnitlige CO₂-indhold beregnes. Tilsvarende kan SO₂- og NO_x-besparelsen findes. Et bud på ressourcebesparelsen findes ved at bruge de samfundsøkonomiske brændselspriser for de anvendte brændsler samt forudsætte, at der er løbende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger forbundet med varmeproduktion på i størrelsesorden 8 kr./GJ varme produceret. I tabel 4.4.13 fremgår de miljøgevinster og ressourcebesparelser, der benyttes i analysen.

⁷⁰ For omlægninger på forsyningssiden vil det ikke være relevant at operere med et sådan gennemsnitsbetragtning, da etablering af alternativ varmforsyning typisk vil blive analyseret i en mere specifik kontekst, hvor man har viden om, netop hvilken varmeproduktion der overflødiggøres. Dette er væsentligt, da varmemarkedet ikke kan karakteriseres som et enkelt marked, men snarere som en samling regionale markeder med vidt forskellig karakter.

Tabel 4.4.13. Emission og ressourceomkostninger pr. GJ undgået fjernvarmeforbrug

	CO ₂ -fortrængning (kg/GJ)	SO ₂ -fortrængning (kg/GJ)	NO _x -fortrængning (kg/GJ)	Sparede ressourceomkostninger (kr/GJ)
2002	37,6	0,075	0,111	22,4
2003	37,4	0,065	0,110	21,9
2004	38,1	0,073	0,111	21,9
2005	37,7	0,061	0,102	21,9
2006	37,9	0,065	0,103	22,0
2007	37,9	0,066	0,099	22,1
2008	38,0	0,067	0,099	22,2
2009	38,0	0,068	0,099	22,3
2010	39,3	0,081	0,101	22,7
2011	39,7	0,082	0,102	22,9
2012	39,9	0,083	0,101	23,2
2013	39,9	0,082	0,101	23,4
2014	38,7	0,077	0,095	23,7
2015	39,5	0,078	0,090	24,0
2016	38,6	0,067	0,086	24,0
2017	38,7	0,067	0,086	24,2
2018	38,7	0,067	0,086	24,4
2019	38,7	0,067	0,086	24,5
2020	38,7	0,067	0,086	24,7
2021	38,7	0,067	0,086	24,8
2022	38,7	0,067	0,086	25,0
2023	38,7	0,067	0,086	25,1
2024	38,7	0,067	0,086	25,3
2025	38,7	0,067	0,086	25,4
2026	38,7	0,067	0,086	25,6
2027	38,7	0,067	0,086	25,8
2028	38,7	0,067	0,086	25,9
2029	38,7	0,067	0,086	26,1
2030	38,7	0,067	0,086	26,2

Varmebesparelspotentiale

Ved at indføre normen, forventes det, at nettoenergiforbruget til rumopvarmning kan reduceres med i størrelsesorden 2,7 PJ årligt i perioden 2008-12, jf. tabel 4.4.14.⁷¹ Besparelsen stiger dog fortsat i årene efter, for at toppe med 6,5 PJ årligt i 2023. Nettoenergiforbruget angiver den mængde energi, der nyttiggøres hos forbrugerne. I modsætning hertil angiver det endelige energiforbrug den mængde energi, der rent faktisk betales for. Forskellen mellem endeligt energiforbrug og nettoenergiforbrug udgøres af lokale tab hos de enkelte forbrugere, fx i olie- og naturgasfyr. Som følge af normen forventes det endelige energiforbrug reduceret med omkring 3,1 PJ årligt i perioden 2008-12 og med 7,5 PJ i 2023, hvor normens fulde gennemslag ses.

⁷¹ Termorudens energieffektivitet kan udtrykkes ved den såkaldte U-værdi. En konventionel termorude har en U-værdi på 2,7-3,0, mens en energirude har en U-værdi på 1,4-2,0. I beregningerne er der regnet med gennemsnitlige U-værdier for de to rudetyper, dvs. hhv. 2,85 og 1,7. Energiforbruget for de udskiftede ruder per år [J/år] er beregnet som:
 $E_{\text{udskift}} = \text{antal m}^2 \text{ ruder} * \text{gennemsnitlig u-værdi} * \text{antal graddage per år} * \text{antal sek/døgn}$, idet der er regnet med 3.370 graddage i et normalår.

CO₂-besparelspotentiale

Besparelsen i varmekonsum giver sig udslag i en CO₂-reduktion på gennemsnitligt 164.000 tons om året i perioden 2008-12, jf. tabel 4.4.14. CO₂-reduktionen beregnes ved at tage udgangspunkt i reduktionen i endeligt energikonsum samt CO₂-emissionskoefficienter for de enkelte opvarmningsformer.

Tabel 4.4.14. Sparet endeligt varmekonsum samt CO₂-besparelse

	Besparelse som følge af normen		
	Nettovarmekonsum (TJ)	Endeligt varmekonsum (TJ)	CO ₂ (1.000 tons)
2004	394	459	24
2005	786	915	47
2006	1.176	1.369	71
2007	1.563	1.819	94
2008	1.945	2.264	117
2009	2.323	2.704	140
2010	2.695	3.137	164
2011	3.061	3.563	187
2012	3.419	3.980	210
2013	3.768	4.387	232
2014	4.108	4.782	246
2015	4.437	5.165	265
2016	4.754	5.534	279
2017	5.058	5.887	297
2018	5.346	6.223	314
2019	5.617	6.539	330
2020	5.871	6.834	344
2021	6.104	7.106	358
2022	6.315	7.351	371
2023	6.502	7.569	382
2024	6.269	7.297	368
2025	6.009	6.995	353
2026	5.720	6.658	336
2027	5.400	6.286	317
2028	5.048	5.876	296
2029	4.670	5.437	274
2030	4.298	5.003	252

Budgetøkonomiske konsekvenser

For forbrugere som skal udskifte en typisk termorude (0,6-1 m²), vurderes prisforskellen mellem en energirude og en konventionel termorude i dag at være mellem 100 og 250 kr. For en vinduesfabrikant, som køber energiruder til montering i deres vinduer, skønnes prisforskellen at være mellem 0 og 100 kr. Den relativt begrænsede merpris på en energirigtig rude betyder, at ekstraudgiften hurtigt er tjent ind igen i form af sparede energiudgifter.

Den gennemsnitlige merpris antages at være 150 kr. pr. m² i 2002. På grund af en stor informationskampagne i 2001 (og for nedsat blus også i 2002), der har øget salget af energiruder, samt de

begrænsede produktions meromkostningerne for energiruder, er forventningerne, at den gennemsnitlige merpris falder til 50 kr. pr. m² i perioden 2003-2007 for derefter at blive 0.

Tilsynsomkostninger i forbindelse med indførelse af effektivitetsnormer på oliekedler forventes at blive ca. 150.000 kr./år. Desuden påvirkes de offentlige finanser af det reducerede varmeforbrug gennem tab af afgifter. I gennemsnit over perioden 2008-12 drejer det sig om et offentligt provenutab på 120 mio. kr. årligt.

Begge typer af ruder produceres i Danmark.

Velfærdsøkonomiske omkostninger

CO₂-skyggeprisen for tiltaget beregnes på grundlag af en velfærdsøkonomisk analyse. Baseret på de allerede omtalte forudsætninger og forenkling antagelser indgår der følgende elementer i analysen:

- Ressourceforbruget forbundet med køb af energiruder, der i starten af perioden er dyrere
- Sparet ressourceforbrug forbundet med det lavere varmeforbrug
- Skatteforvridningsomkostninger forbundet med mistet statsprovenu som følge af det lavere varmeforbrug
- Administrationsomkostninger
- Selve CO₂-besparelsen

Normen antages ikke at have konsekvenser for de danske producenters konkurrencedygtighed.

Købet af energiruder, der i starten af perioden er dyrere repræsenterer et ressourcetræk, som alternativt kunne have været anvendt andetsteds i den danske økonomi. De øgede ressourceomkostninger omsættes til velfærdsøkonomiske omkostninger ved at multiplicere med nettoafgiftsfaktoren på 1,17.

Tilsvarende påvirkes ressourcetrækket, i og med at forbruget af varme reduceres. Værdien heraf opgøres ved at multiplicere besparelsen med et bud på omkostningerne forbundet med at producere og levere varmen frem til forbrugerne og derefter multiplicere med nettoafgiftsfaktoren på 1,17. Omkostningerne ved besparelser på de forskellige opvarmningsformer fremgår af kapitel 2.

Tiltaget giver anledning til et provenutab for det offentlige. Det skyldes dels, at der er administrationsomkostninger forbundet med at sikre, at normen overholdes, dels - og langt den tungestvejende årsag - at staten mister indtægter i form af afgifter, når forbruget af høj-afgiftsbelagte produkter som olie, naturgas, el og fjernvarme reduceres. Dette provenutab antages i beregningerne at give anledning til et skatteforvridningstab på 20 pct. af provenutabet. For administrationsomkostningernes vedkommende multipliceres der yderligere med 1,17 for at omsætte ressourceforbruget til velfærdsøkonomiske omkostninger.

Med de anvendte forudsætninger viser den velfærdsøkonomiske analyse, at gevinsterne forbundet med tiltaget overstiger omkostningerne, hvorfor tiltaget genererer en velfærdsøkonomisk nettogevinst, selv når der ikke tages hensyn til, at der også sikres en reduktion i CO₂-emissionen. Dette afspejler sig i en negativ CO₂-skyggepris, jf. tabel 4.4.15. Med en diskonteringsrate på 6 pct. er nutidsværdien af nettogevinsten i 2002-prisniveau opgjort til 1.232 mio. kr., mens nutidsværdien af CO₂-besparelsen er opgjort til godt 2,4 mio. tons. Det giver anledning til en CO₂-skyggepris på -1.232 mio. kr./2,4 mio. tons = -513 kr./ton CO₂.

Tabel 4.4.15. Velfærdsøkonomisk analyse af tiltaget, 2002-priser

	Dyrere vinduer (mio. kr.)	Lavere varmeomk. (mio. kr.)	Skatteforvridning (mio. kr.)	Adm. omk. (mio. kr.)	Nettogeinst (mio. kr.)	CO ₂ -besparelse (1.000 tons)
2004	-69	15	-4	-0,2	-57	23.784
2005	-69	31	-8	-0,2	-45	47.273
2006	-68	47	-11	-0,2	-33	70.844
2007	-68	62	-14	-0,2	-20	93.959
2008	0	78	-18	-0,2	60	116.926
2009	0	93	-21	-0,2	72	139.630
2010	0	109	-24	-0,2	85	164.059
2011	0	126	-27	-0,2	99	187.346
2012	0	143	-30	-0,2	113	209.769
2013	0	159	-32	-0,2	126	231.518
2014	0	175	-35	-0,2	140	245.913
2015	0	191	-37	-0,2	154	265.273
2016	0	206	-39	-0,2	167	278.709
2017	0	221	-41	-0,2	180	296.738
2018	0	236	-42	-0,2	193	313.652
2019	0	250	-44	-0,2	206	329.591
2020	0	263	-45	-0,2	218	344.456
2021	0	276	-46	-0,2	230	358.140
2022	0	288	-47	-0,2	241	370.530
2023	0	299	-48	-0,2	251	381.505
2024	0	291	-45	-0,2	245	367.808
2025	0	281	-43	-0,2	238	352.541
2026	0	269	-40	-0,2	229	335.593
2027	0	256	-37	-0,2	219	316.847
2028	0	242	-34	-0,2	207	296.178
2029	0	225	-31	-0,2	194	274.014
2030	0	209	-23	-0,2	186	252.179
Nutidsværdi	-211	1.768	-324	-2	1.232	2.400.061
CO ₂ -skyggepris: -513 kr./ton CO ₂ .						

Sideeffekter

Når energiforbruget til varme reduceres, sikres der samtidig andre miljøforbedringer, såsom reduktioner i udledningen af SO₂- og NO_x. Til beregning af disse besparelser anvendes i analysen emissionskoefficienter som angivet i tabel 4.4.16.

Tabel 4.4.16. Anvendte emissionskoefficienter for SO₂ og NO_x

	SO ₂ -emissionskoefficient (kg/GJ)	NO _x -emissionskoefficient (kg/GJ)
Olie	0,023	0,052
Naturgas	0	0,03
VE	0,025	0,13
El	0,05 - 0,1	0,15 - 0,4
Fjernvarme	0,06 - 0,08	0,09 - 0,1

Anm. Emissionskoefficienterne for olie, naturgas og VE (her antaget fuldt ud at være træ) stammer fra DMU's hjemmeside (http://www.dmu.dk/1_Viden/2_Miljoe-tilstand/3_luft/4_adaei/default_en.asp) og antages at være uændrede gennem hele den betragtede periode. Emissionskoefficienterne for el og fjernvarme er beregnet år for år med udgangspunkt i RAMSES-modellen, jf. tabel 4.3.2 og tabel 4.4.13.

På basis af energibesparelserne og emissionskoefficienterne kan de samlede reduktioner i emissionen af SO₂ og NO_x beregnes. De årlige reduktioner i emissionen af SO₂ og NO_x topper i 2023, med godt 310 tons SO₂ og knap 545 tons NO_x, jf. tabel 4.4.17. Værdisætningen afhænger af om reduktionen sker på centrale kraftværker underlagt SO₂- og NO_x-kvoter (el og fjernvarme) eller direkte hos de enkelte energiforbrugere, jf. afsnit 4.1. Opgjort i nutidsværdi fås en samlet gevinst på 98 mio. kr. over den betragtede periode. Inkluderes denne effekt, fås en CO₂-skyggepris på -554 kr./ton CO₂, dvs. omkring 8 pct. højere (numerisk) end når sideeffekter ikke medregnes, jf. tabel 4.4.18.

Tabel 4.4.17. Reduktion i udledningen af SO₂ og NO_x samt værdien heraf

	Reduceret emission		Værdi af reduceret udslip (mio. kr.)		
	SO ₂ (tons)	NO _x (tons)	SO ₂	NO _x	I alt
2004	21	43	0,3	0,9	1,1
2005	37	80	0,5	1,6	2,1
2006	59	120	0,7	2,4	3,2
2007	77	154	1,0	3,1	4,1
2008	97	191	1,2	3,9	5,1
2009	117	229	1,4	4,7	6,1
2010	155	267	1,8	5,4	7,2
2011	178	304	2,0	6,2	8,2
2012	201	339	2,3	6,9	9,2
2013	218	371	2,4	7,6	10,0
2014	224	382	2,5	7,9	10,4
2015	244	381	2,7	8,1	10,8
2016	226	397	2,6	8,5	11,1
2017	242	423	2,7	9,1	11,8
2018	256	447	2,9	9,6	12,5
2019	269	470	3,0	10,1	13,1
2020	281	491	3,1	10,5	13,6
2021	292	510	3,2	10,9	14,1
2022	303	528	3,3	11,3	14,6
2023	312	544	3,3	11,7	15,0
2024	300	524	3,2	11,2	14,4
2025	288	502	3,0	10,8	13,8
2026	274	478	2,8	10,3	13,1
2027	259	452	2,6	9,7	12,3
2028	242	422	2,5	9,0	11,5
2029	224	391	2,2	8,4	10,6
2030	206	359	2,0	7,7	9,8
Nutidsværdi			23	76	98

Følsomhed overfor ændrede forudsætninger

I tabel 4.4.18 er sammenfattet de få følsomhedsberegninger, der er udført for dette tiltag. Det drejer sig om betydningen af valg af diskonteringsrate samt betydningen af at inkludere sideeffekter i form af reduktioner i udledningen af SO₂ og NO_x. Som det fremgår af tabellen, er resultatet forholdsvis robust over for ændringer i disse forudsætninger.

Tabel. 4.4.18. CO₂-skyggepris og CO₂-reduktion under alternative forudsætninger

Diskonteringsrate	CO ₂ -skyggepris (kr./ton CO ₂)		CO ₂ -reduktion, gnm. 2008-12 (tons)
	6 pct.	3 pct.	
Grundforudsætninger	-513	-552	164.000
Inkl. effekt på SO ₂ og NO _x	-554	-593	164.000

4.5 Beregning af effekten af internationale CO₂-kvoter på erhverv

Det foreliggende forslag til kvotedirektiv inddrager en række af de mest energitunge virksomheder i en kommende EU-kvoteordning. Ved at inddrage de energitunge virksomheder i kvotestyringen indbygges en fleksibilitet i reguleringen så virksomhederne løbende vil kunne omkostningsminimere ved en afvejning mellem en national indsats på den enkelte virksomhed og køb af kvoter og kreditter i udlandet.

I dette afsnit skønnes der over de samfundsøkonomiske omkostninger for Danmark og virkningen på energiforbrug og CO₂-udledning. Der er fortsat usikkerhed om den endelige udformning af kvotedirektivet. Beregningerne er derfor kun illustrative eksempler på en eventuel kvoteordnings virkninger.

En foreløbig vurdering viser, at ca. halvdelen af det energiforbrug, som i dag ligger i de energitunge virksomheder, vil blive omfattet af kvoteordningen. Det er dog muligt fra 2008 at inddrage yderligere virksomheder i kvotestyringen - "opt-in". Der er regnet på begge muligheder. Det er antaget, at kvoteprisen er bestemt udefra og uafhængig af de danske virksomheders adfærd.

Forudsætninger

Virksomhedernes reaktion på kvoterne er beregnet ved hjælp af den makroøkonomiske model EMMA. Kvoternes effekt på energiforbruget svarer til virkningen af en CO₂-afgift: Forbruget af brændsler bliver dyrere, fordi der skal købes kvoter svarende til brændslernes CO₂-indhold. Beregningerne er bygget op således, at den nuværende CO₂-afgift på tung og let proces for de berørte virksomheder fjernes fra og med 2005, men erstattes af en "afgift" på CO₂ svarende til den internationale kvotepris, som er antaget at blive 50 eller alternativt 100 kr. pr. ton CO₂. Der er taget hensyn til, at en del af dem er aftalevirksomheder og derfor i øjeblikket har en særlig lav afgift. Det er for nemheds skyld antaget, at alle aftalevirksomheder p.t. betaler den lave aftale-afgiftssats af såvel tung som let proces. Dvs. hhv. 68 og 3 kr. per ton CO₂. For virksomheder uden aftale er de tilsvarende satser i dag 90 og 25 kr. per ton CO₂.

Alt i alt er der tale om en betydelig forhøjelse af de marginale brændselsomkostningerne, fordi de eksisterende afgifter ligger væsentligt lavere end de antagede kvotepriser. En stor del af CO₂-kvoten vil dog være gratis, så provenumæssigt er stigningen væsentligt mindre. Men det er i beregningerne antaget, at mængden af gratiskvoter ikke påvirker virksomhedernes energiforbrug og missioner. Det er således udelukkende de marginale priser, virksomhederne antages at reagere på, og det er derfor dem, der har betydning for beregningen af adfærdsændringerne. Der er valgt to alternative afgrænsninger af de omfattede virksomheder:

- | | |
|-------------|--|
| Kategori 1. | De omfattede processer begrænses til afgrænsningen i direktivforslaget (ca. 40 PJ i 2001). jf. tabel 4.5.1. De fleste virksomheder i denne kategori har i dag aftaler. |
| Kategori 2. | Al procesenergi omfattes (undtagen virksomheder med under 20 ansatte) (ca. 67 PJ i 2001). Dette er "opt-in" alternativet. jf. tabel 4.5.2. ⁷² |

⁷² Der er regnet med kvoter på denne kategori fra 2005. Efter beregningernes gennemførelse er det blevet klart, at opt-in muligheden først kan blive aktuel fra 2008.

Der er ikke regnet med kvoter eller afgiftsfjernelse for transportbrændsler, el, fjernvarme og bio-brændsler (ej heller plastaffald). Der er taget udgangspunkt i energiforbruget i 2001. Dog er stålvalseværket antaget kun at køre videre på ca. halvt blus - ligesom i fremskrivningen, jf. afsnit 3.3.

Også raffinaderier er omfattet af kvoteordningerne (ca. 17 PJ), men da der ikke regnes med prisfølsomhed i raffinaderier, er der ingen effekt på energiforbrug og danske CO₂-emissioner her. Implicit antages, at raffinaderierne trods større udgifter til brændsler kører videre på uændret niveau. Raffinaderier i de andre EU-lande får samme vilkår, så der er kun tale om en konkurrenceevneforværring i forhold til tredjelande. Raffinaderierne indgår dog i beregningen af provenueffekterne, da de kommer til betale "afgift" af energiforbruget. I dag er der ingen afgifter for raffinaderiernes eget forbrug - bortset fra elforbruget, som ikke pålægges kvoter i disse beregninger.

Der er ikke regnet med nogen effekt af bortfaldet af aftalerne, da der i fremskrivningen i forvejen er regnet med, at alle aftaler er udløbet med udgangen af 2004.

Tabel 4.5.1. Energiforbrug omfattet af kategori 1, 2001

TJ	Faste	Flydende	Gas	Sum
Leverandører til byggeri	7.306	9.035	2.915	19.257
Fødevarerindustri	0	0	0	0
Raffinaderier	0	1338	15434	16772
Kemisk industri	0	0	0	0
Jern- og metalindustri	0	0	1590	1590
Nydelsesmiddelindustri	0	0	0	0
Øvrig industri	0	0	2424	2424
Transportmiddelindustri	0	0	0	0
Sum	7.306	10.373	22.363	40.042

Tabel 4.5.2. Energiforbrug omfattet af kategori 2, 2001

TJ	Faste	Flydende	Gas	Sum
Leverandører til byggeri	7.306	9.329	5.469	22.104
Fødevarerindustri	3.337	4.798	6.949	15.084
Raffinaderier	0	1.385	15.440	16.824
Kemisk industri	445	920	4.320	5.685
Jern- og metalindustri	24	231	2.088	2.344
Nydelsesmiddelindustri	0	4	1.066	1.070
Øvrig industri	0	24	4.061	4.085
Transportmiddelindustri	0	0	16	16
Sum	11.112	16.692	39.408	67.212

EMMA-beregninger

EMMA er velegnet til at beregne ændringerne i energiforbrug og emissioner som følge af prisændringer.

Ændringerne i EMMA's eksogene afgiftssatser, t_{qj} (kr. pr. MJ), er for hver sektor og brændsel beregnet således:

$$? \text{ tqj} = [\text{kvotepris} \cdot \text{CO}_2\text{-indhold} - \text{eksisterende CO}_2\text{-afgiftssats for det omfattede energiforbrug}] \cdot (\text{omfattet energiforbrug}) / (\text{samlet energiforbrug})$$

Kvotepriiserne på 50 og 100 kr. er i 2002-priser, og de er derfor inflateret med BVT-deflatoren, som generelt er deflatoren anvendt i fremskrivningen. Det er ca. 2% årlig inflation. Noget tilsvarende er i overensstemmelse med fremskrivningens antagelse om skattestop **ikke** gjort for den eksisterende CO₂-afgiftssats.

Disse ændringer i afgiftssatser indlægges i EMMA med fremskrivning beskrevet i kapitel 3 som referencekørsel. Med kvotepriiser på hhv. 50 og 100 kr. per ton CO₂ og to alternative kategorier er der tale om i alt fire kørsler med EMMA. Der er regnet med en indførelse i 2005, og kørslerne løber til 2030.

EMMA-resultater

Selvom hovedparten af effekterne ligger inden for de kvotebelagte brændsler, er der udover effekterne på forbruget af disse brændsler (faste og flydende brændsler samt gas) også indirekte effekter på forbruget af de resterende energityper (el, fjernvarme og biobrændsler). Disse effekter er medtaget i tabellen nedenfor. For fjernvarme er der regnet med "marginale" emissionskoefficienter fra den nye Ramses-fremskrivning med tillæg for nettab, jf. afsnit 4.4.4, men for el er der som udgangspunkt regnet med at ændringen i forbruget blot fortrænger/forøger eleksporten og derfor ikke ændrer udslippet af CO₂ i Kyoto-protokollens forstand. Hvis der regnes med ændret dansk elproduktion og dermed ændrede danske CO₂-emissioner (fx med forsyningssikkerhed som langsigtet argument), bliver effekten på CO₂-udledningen ca. 10% større end angivet nedenfor. For SO₂ og NO_x er disse procenter ca. 2% og 7-10%.

Tabel 4.5.3. Effekter af CO₂-kvoter på fremstillingserhverv fra EMMA

	kvotepris:	Kategori 1 (kun direktivet)		Kategori 2 (al procesenergi)	
		50 kr. per ton	100 kr. per ton	50 kr. per ton	100 kr. per ton
Energiforbrug, TJ	2005	-315	-635	-509	-1098
	2010	-1451	-2867	-1947	-3991
	2015	-1901	-3720	-2568	-5209
CO ₂ -emissioner i DK, 1000 tons	2005	-20	-41	-33	-70
	2010	-88	-174	-117	-238
	2015	-116	-226	-154	-310
SO ₂ -emissioner, tons	2005	-81	-164	-113	-239
	2010	-355	-700	-431	-866
	2015	-468	-914	-566	-1125
NO _x -emissioner, tons	2005	-80	-161	-119	-254
	2010	-344	-677	-433	-876
	2015	-449	-878	-565	-1131

Den samlede virkning af internationale kvoter på den danske CO₂-manko er i princippet alene bestemt af kvotens størrelse, mens virksomhedernes adfærd blot afgør, hvor stor en del, der opfyldes via lavere brændselsforbrug, og hvor stor en del, der opfyldes via kvotekøb. De indirekte virkninger på fjernvarmeforbruget, som ikke er omfattet af kvoterne, kan dog give en yderligere lille ændring i den danske manko.

Velfærdsberegninger

Der er regnet med to alternative kvotemængder:

- En kvotemængde der ved uændret adfærd økonomisk vil svare til den nuværende afgiftsbelastning (under en forudsætning om en kvotepris på 50 kr.). Dvs. en kvotemængde svarende til 94 % af de nuværende emissioner (her fortolket som de forventede emissioner ved ordningens start i 2005). Disse kvoter tildeles gratis.
- En gratistildelt kvotemængde der svarer til 70 % af den nuværende emission (fortolket som oven for). Suppleret med kvoter auktioneret fra staten svarende til 10 % af den nuværende emission. Det er antaget, at virksomhederne køber de danske kvoter først og derefter de udenlandske. Reduktionen i energiforbruget sparer således kvotekøb i udlandet.

Disse kvotemængder ligger fast i tons efter 2005. Den forventede stigning i energiforbruget fremover betyder, at en voksende andel af energiforbruget skal følges af kvotekøb. De købte kvotemængder regnes på kreditsiden for Danmark ift. Kyoto-protokollen. Så længe kvoten er bindende har det ingen betydning for EMMA-beregningen, hvilke kvotemængder, der vælges, da det er den marginale kvotepris, virksomhedernes antages at reagere på. Der er naturligvis forskel på effekten på virksomhedernes økonomi og dermed måske indirekte på energiforbruget, men det er der set bort fra.

Det er antaget, at alle kvoter, udover dem der evt. bortauktioneres af staten, skal købes i udlandet. I stedet for det hidtidige afgiftsprovenu, der er tilfaldet den danske stat, går provenuet nu til udenlandske borgere og går derfor fra i ”dansk velfærd”, men med et tillæg på 17% (nettoafgiftsfaktoren), fordi kvoterne kan betragtes som input til dansk produktion.

Da SO₂- og NO_x-emissionskoefficienterne for industrien er meget store (der renses ikke i samme omfang som på kraftværkerne), har sidegevinster for disse også en relativt stor indflydelse på resultaterne. Konkret er emissionskoefficienterne for SO₂: 0,584 kg/GJ for faste brændsler, 0,313 kg/GJ for flydende og 0,0003 kg/GJ for gas, og for NO_x: 0,2 kg/GJ for faste brændsler, 0,471 kg/GJ (i 2010) for flydende 0,051 kg/GJ for gas. Der er regnet med skadesomkostninger på 30 kr. pr. kg SO₂, og 35 kr. pr. kg NO_x. Det skal understreges, emissionerne af SO₂ og NO_x er baseret på emissionskoefficienter og sammenvejning af dem baseret på ældre data fra 1999. De sammenvejede emissionskoefficienter er fremskrevet konstante. Der er således ikke regnet med fremtidige reduktioner i brændslernes svovlindhold eller mere omfattende rensning.

Da tidsprofilen for omkostninger og gevinster er nogenlunde ens, har valget af kalkulationsrenten på 6 hhv. 3% meget lille betydning for resultaterne. Tilsvarende er effekterne på elforbruget små, hvorfor det ikke betyder alverden, om de medregnes eller ej.

Øvrige forudsætninger: Alle ikke-statslige kvoter må købes i udlandet. Der medregnes 20% provenuændringer for den danske stat som velfærdsgevinst/tab med andre forvridende skatter som argument. Nettoafgiftsfaktoren på 17% er anvendt til at forhøje industriens forvridningstab og på deres køb af kvoter i udlandet (men ikke et evt. kvotekøb i Danmark). Der er regnet med nutidsværdi af effekterne frem til 2030, men da profilen af omkostninger og gevinster er ret ens, har det ikke den store betydning, hvor langt frem der regnes.

Det offentliges administrationsomkostninger er i beregningerne med udgangspunkt i erfaringerne fra aftale- og tilskudsordningerne anslået til 6 årsværk svarende til 2,22 mio. kr. årligt i 2004 og 2005 - derefter 4 årsværk eller 1,48 mio. kr. De private virksomheder skønnes at have administrationsomkostninger i 2004 og 2005 liggende i intervallet 4-13 mio. årligt og 2/3 heraf i årene derefter. Det er konkret valgt at indlægge omkostninger på gennemsnittet, dvs. 8,5 mio. kroner i 2004-5 og 2/3 heraf (5,67 mio. kr.) årligt herefter. Disse skøn vedrører kategori 2. Hvis det kun er direktivets virksomheder, der omfattes, regnes med de halve administrationsomkostninger. Det offentliges administrationsomkostninger er forøget med 17+20 %, da der lægges beslag på produktionsfaktorer (nettoafgiftsfaktoren på 17%), og da omkostningerne skal finansieres ved skatter eller lignende (de 20%). Virksomhedernes administrationsomkostninger er blot tillagt 17%.

Der er ved velfærdsberegningerne taget højde for, at den bortfaldne afgift samt svovlafgiften som allerede eksisterende afgifter forøger velfærdstabt fra den nye "afgift".

Raffinaderier er medregnet neden for med udgangspunkt i det energiforbrug og CO₂-udslip, de havde i 2001. Dette forventes at fortsætte uændret i hele fremskrivningsperioden.

Table 4.5.4. CO₂-enhedsomkostning, potentiale (i 2010) og selskabsøkonomisk (i 2010) meromkostning for varianter af CO₂-kvoter på industrien.

		Kategori 1 (kun direktivet)		Kategori 2 (al procesenergi)	
kvotepris pr. ton CO ₂ :		50 kr./ton	100 kr./ton	50 kr./ton	100 kr./ton
94% gratis kvoter	omkostning uden sidegevinster, kr./ton	72	122	77	129
	omkostning med sidegevinster, kr./ton	28	36	45	65
	potentiale, 1000 tons	412	412	712	714
	- heraf i Danmark	87	171	115	235
	meromkostn. mio. kr.	7,6	13,0	-6,3	2,7
70% gratis + 10% auktionerede kvoter	omkostning uden sidegevinster, kr./ton	64	115	67	118
	omkostning med sidegevinster, kr./ton	37	63	48	80
	potentiale, 1000 tons	801	801	1353	1355
	- heraf i Danmark	87	171	115	235
	meromkostn. mio. kr.	41,0	79,7	48,7	118,9

Anm.: Kalkulationsrenten er 6%. Der er ikke regnet med emissioner fra elforbrug. Potentialet er gennemsnitlige emissionsreduktioner 2008-2012, men meromkostningen gælder 2010.

Enhedsomkostningerne ligger ret tæt på kvoteprisen ganget med 1,17. Det skyldes, at hovedparten af både omkostninger og CO₂-gevinster ligger i selve kvotekøbet, og at det tillægges nettoafgiftsfaktoren på 17%. Jo større del af faldet i CO₂-udslippet, der er knyttet til køb af internationale kvoter, jo nærmere er enhedsomkostningen kvoteprisen ganget med 1,17. Sidegevinsterne kan trække noget ned, og det samme gør det, hvis den danske stat får del i kvoteprovenuet. I modsat retning trækker administrationsomkostningerne og det mistede provenu fra den eksisterende CO₂-afgift. Begge er størst, hvis de mange små virksomheder uden aftaler omfattes af ordningen (kategori 2). Forvriddningstabt fra de danske virksomheder har kun lille indflydelse, men kan trække lidt i begge retninger. Med en kvotepris på 50 kr. per ton er CO₂-enhedsomkostningen for dette tab alene ca. 60

kr. per ton - altså ret tæt på 50 kr. plus 17%. Ved en kvotepris på 100 ligger den dog typisk lidt under 100 kr. per ton.

Selskabsøkonomi

Den direkte virkning på virksomhedernes økonomi er lig virkningen på provenuet (inkl. udlandets "provenu") ved salg af kvoter til danske virksomheder plus virksomhedernes administrationsomkostninger. Virksomhederne sparer ganske vist en smule mere på grund af lavere forbrug af energi, men det må antages at blive opvejet af øgede omkostninger til andre produktionsfaktorer. Generelt får virksomhederne øgede omkostninger, men i tilfældet med 94% gratis kvoter og al procesenergi omfattet bliver der i de første år en gennemsnitlig omkostningsreduktion for virksomhederne. Det skyldes, at virksomheder, der ikke er omfattet af direktivforslaget, i gennemsnit i dag betaler betydeligt højere CO₂-afgifter, og disse afgifter antages jo at falde bort. For alle kategorier stiger omkostningerne dog over tid, fordi kvoten er konstant, men energiforbruget stigende.

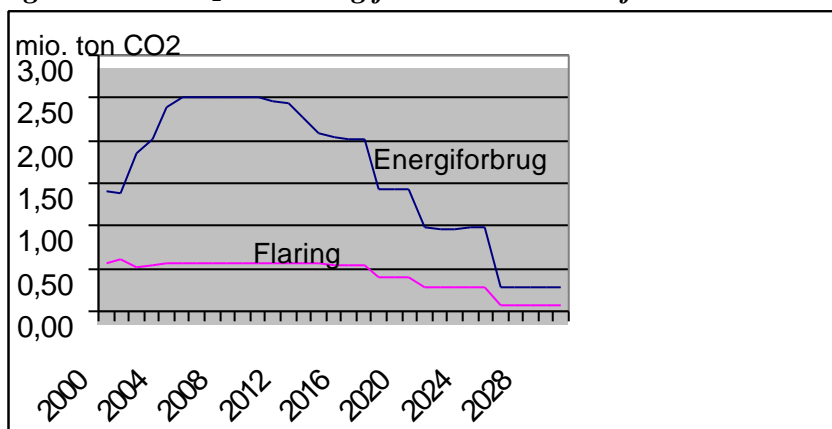
4.6 CO₂-emissionen forbundet med indvinding af olie og naturgas i Nordsøen

4.6.1. Indledning og sammenfatning

Ved produktion og transport af olie og naturgas forbruges betydelige energimængder, ligesom det er nødvendigt at afbrænde en del gas, som af sikkerhedsmæssige eller tekniske grunde ikke kan nyttiggøres. Anlæggene i Nordsøen udleder derfor CO₂ i mængder, som afhænger både af produktionens størrelse og af anlægstekniske og naturgivne forhold. Disse CO₂-udledninger er omfattet af Danmarks internationale klimaforpligtelser.

Udledningen af CO₂ fra kulbrinteproduktionen i Nordsøen har i de seneste år udgjort ca. 2 mio. tons pr. år og forventes at stige til ca. 3 mio. tons i de kommende år. Heraf udgør udledningen fra gasafbrændingen uden nyttiggørelse (såkaldt "flaring") ca. en tredjedel i dag. I figur 4.6.1 er vist den forventede fremtidige CO₂-emission forbundet med kulbrinteindvindingen opdelt på afbrænding af gas til energifremstilling og gasafbrænding af sikkerhedsmæssige eller tekniske årsager. Figuren angiver CO₂-udledningen forbundet med igangværende, besluttet og planlagt indvinding af naturgas og olie. Som følge af nye olie- og naturgasfund og/eller øget mulig indvinding fra eksisterende felter kan den faktiske fremtidige indvinding vise sig at blive større, hvorved også CO₂-udledningen øges. Figur 4.6.1 viser dermed et forsigtigt skøn over den fremtidige CO₂-udledning forbundet med indvindingen af kulbrinter i Nordsøen.

Figur 4.6.1. CO₂-udledning forbundet med det forventede naturgasforbrug i Nordsøen



Regulering af CO₂-udledningen i Nordsøen

Energiforbruget på de danske anlæg til indvinding af olie og naturgas i Nordsøen er, i modsætning til energiforbruget i hovedparten af den øvrige danske industri, ikke underlagt nogen CO₂-afgift med deraf følgende incitament til at reducere naturgasforbruget (fra såvel energifremstilling som flaring) og dermed CO₂-udledningen.

Området er reguleret på grundlag af § 10 i lovbekendtgørelse nr. 526 af 11. juni 2002 om anvendelse af Danmarks undergrund (undergrundsloven). Målsætningen heri er, at produktionen skal finde sted på en forsvarlig og hensigtsmæssig måde, og således at spild af råstoffer undgås. Bestemmelsen giver mulighed for regulering af afbrænding både med og uden nyttiggørelse af energiindholdet i gassen. De anlæg, der anvendes til produktion af kulbrinter, skal inden projekteringen iværksættes, godkendes efter Energiministeriets bekendtgørelse nr. 711 af 16. november 1987 om sikkerhed m.v. på havanlæg. I forbindelse med disse godkendelser kan Energistyrelsen sikre, at

anlæggene udformes og planlægges drevet under hensyntagen til beskyttelse af miljøet samt i overensstemmelse med den ressourcemæssige målsætning i henhold til undergrundslovens § 10.

I den daglige drift efter et produktionsanlæg er taget i brug, sker der ingen yderligere regulering af selskabernes afbrænding af naturgas med nyttiggørelse. Afbrænding af naturgas uden nyttiggørelse er derimod underlagt en løbende regulering i form af Energistyrelsens retningslinier for afbrænding af kulbrinter, som er fastsat efter samråd med de enkelte operatører. Det er ifølge disse retningslinier tilladt at afbrænde gas, i det omfang det er nødvendigt af hensyn til sikkerheden. Herudover er det tilladt inden for en tildelt kvote at afbrænde gas i forbindelse med større maskinhaverier, som ikke umiddelbart kan udbedres.

Muligheder for at reducere CO₂-emissionen: Afbrænding af gas til energifremstilling

CO₂-emissionen forbundet med energianvendelse på platformene kan i princippet reduceres på to måder:

- Energien produceres på en mere effektiv måde
- Energiforbruget reduceres

Omfanget af afbrænding af naturgas med nyttiggørelse afhænger stærkt af anlæggenes udformning. Ved at anvende et begrænset antal store gasturbiner i kombination med elmotorer på det enkelte anlæg i stedet for mange små gasturbiner kan der således opnås en betydeligt højere virkningsgrad ved generering af den energi, der driver det roterende udstyr, dvs. pumper og kompressorer. Det vil indebære en reduktion i naturgasforbruget og dermed CO₂-udledningen på anlæggene.

En yderligere reduktion af CO₂-udledningen fra offshore-anlæg vil kunne opnås, hvis elforsyningen hentes fra et fælles centralt kraftværk, hvor virkningsgraden kan være betydeligt større end på de enkelte anlægs lokale kraftværker. Et sådant centralt kraftværk kan enten anbringes centralt blandt felterne eller i land med forsyning via et søkabel fra land. Tilslutning til et eventuelt offshore-eldistributionsnet på norsk sokkel vil også være en mulighed. På grund af de meget store omkostninger forbundet med at etablere en central kraftforsyning, som dækker Nordsøen, er der kun ringe sandsynlighed for, at planerne herom realiseres, og at danske felter i givet fald vil blive tilsluttet.

En gennemgribende ombygning af de eksisterende danske offshore-anlæg, så alt det roterende udstyr bliver eldrevet, vil efter Energistyrelsens vurdering være meget kostbar. For de eksisterende anlæg vurderes det derfor ikke at være økonomisk hensigtsmæssigt at hente CO₂-reduktioner ad denne vej. Ved projektering af fremtidige offshore-anlæg bør det dog tilstræbes, at anlæggene konstrueres på en sådan måde, at den anvendte energi produceres så effektivt som muligt.

Selv hvis den nuværende udformning af anlæggene bibeholdes, vil CO₂-udledningen på offshore-anlæggene kunne reduceres, hvis den del af energiforbruget, som allerede er baseret på elfremstilling lokalt på de enkelte platforme, tilsluttes en central kraftforsyningsenhed. En arbejdsgruppe i Energistyrelsen har tidligere forsøgt at skønne over, hvor stor besparelsen kunne blive, hvis der vælges en sådan mellemløsning, hvor elforsyningen til det i forvejen eldrevne udstyr kommer via et søkabel fra land.

Denne vurdering viser, at de nuværende danske anlægs brændstofforbrug vil kunne nedbringes betragteligt. Felterne Syd Arne og Siri kan således helt overgå til ekstern kraftforsyning, mens brændselsforbruget skønnes at kunne reduceres med ca. 30 pct. på DUC's oliefelter Dan og Gorm og med 20-25 pct. på gasfeltet Tyra. Den samlede direkte CO₂-emission fra de danske offshore-anlæg skøn-

nes at kunne reduceres med ca. ½ mio. tons pr. år. Denne besparelse skal dog vejes op imod den øgede CO₂-udledning forbundet med elleverancerne fra kraftværker til lands. Den samlede effekt er ikke opgjort.

Som alternativ/supplement til en mere effektiv produktion af den energi, der anvendes på offshore-anlæggene, vil det i princippet også være muligt at reducere CO₂-udledningen gennem en reduktion af selve energiforbruget på anlæggene. Denne mulighed er ikke analyseret nærmere.

Muligheder for at reducere CO₂-emissionen: Gasafbrænding uden nyttiggørelse (flaring)

Det er teknisk muligt at reducere CO₂-emissionen forbundet med flaring på offshore-anlæggene ved installation af flaregas-genvindingsudstyr på anlæggene. Kun på et enkelt anlæg (Siri), som er bygget indenfor de senere år, er der allerede fra produktionsstart indbygget genvindingsanlæg for den gas, der under normal drift ledes til afbrænding.

Energistyrelsen har tidligere vurderet, at omkostningerne ved at nedbringe CO₂-emissionerne gennem flaregas-genvinding var uforholdsmæssigt høje. Det er imidlertid Energistyrelsens opfattelse, at omkostningerne til installation af anlæg til genvinding af gas, som i dag af sikkerhedsmæssige og tekniske årsager må afbrændes, nu er kommet så langt ned, at det kan blive rentabelt at installere udstyret under forudsætning af, at den genvundne gas kan sælges. I erkendelse heraf er det her valgt at underkaste denne mulighed en nærmere analyse.

Afgrænsning af analysen

Følgende tre virkemidler vil kunne give tilskyndelse til at reducere CO₂-udledningen forbundet med aktiviteterne i Nordsøen:

1. Det kommende EU-kvotedirektiv, som forventes at etablere en ramme for emission af drivhusgasser
2. Indførelse af CO₂-afgift for Nordsøaktiviteterne
3. Stramning af de nuværende retningslinier for afbrænding af naturgas uden nyttiggørelse

Hvorvidt EU's kvotedirektiv, der efter planen skal have virkning fra og med 2005, omfatter indvinding af olie og naturgas i Nordsøen, og i givet fald i hvilket omfang, er endnu ikke afklaret. De eventuelle konsekvenser af kvotedirektivet for Nordsøen er derfor ikke analyseret nærmere i denne sammenhæng.

Indførelse af en CO₂-afgift for Nordsøaktiviteterne kan i princippet omfatte CO₂-udledningen forbundet med såvel energifremstilling som flaring på anlæggene. Det er endnu uafklaret, om EU's kvotedirektiv omfatter indvinding af olie og naturgas i Nordsøen, og i givet fald i hvilken udstrækning. Omvendt vil en stramning af de nuværende retningslinier for afbrænding direkte rette sig mod CO₂-udledningen forbundet med flaring.

Mulighederne for at lade Nordsøaktiviteterne omfatte af en CO₂-afgift blev i 1998 vurderet af en arbejdsgruppe nedsat af Skatteministeriet med deltagelse af Energistyrelsen. Arbejdsgruppen konkluderede, at det ikke kan anbefales at udvide CO₂-afgiften til også at omfatte indvinding af olie og gas off-shore.

Denne konklusion skal blandt andet ses på baggrund af overvæltningssklausulerne i de gaskontrakter, der er indgået mellem DONG og DUC. Disse overvæltningssklausuler gør det i et vist omfang

muligt at overvælde en CO₂-afgift på DONG og dermed naturgasforbrugerne. Afgiften vil dermed kun i begrænset omfang virke som et incitament til at reducere gasafbrændingen.

Konklusionen var desuden baseret på, at de CO₂-reducerende tiltag i 1998 blev vurderet at være så dyre, at en CO₂-afgift skulle være meget høj, for at virksomhederne ville vælge at investere i emissionsbegrænsende tiltag fremfor at betale afgiften. Da omkostningerne til etablering af flaregas-genvindingsanlæg nu vurderes at være betydeligt lavere end tidligere antaget, er det ikke sikkert, at dette resultat stadig vil holde for den del af CO₂-udledningen, der er forbundet med flaring.

Under alle omstændigheder er det dog vanskeligt at forestille sig en CO₂-afgift for Nordsø-aktiviteterne, hvis en væsentlig del af disse bliver omfattet af EU's kommende kvotedirektiv, der i så fald vil sætte dagsordenen for regulering af CO₂-udledningen.

Da der på kortere sigt vurderes at være størst CO₂-reduktionsmuligheder at hente gennem begrænsning af den naturgas, der anvendes til flaring, er der udarbejdet en egentlig økonomisk analyse af muligheden for at reducere CO₂-emissionen via genvinding af flaregas. Det har derfor været naturligt at tage udgangspunkt i det virkemiddel, der direkte retter sig mod flaregas-genvinding, dvs. stramning af de nuværende retningslinier for afbrænding uden nyttiggørelse. I analysen tages der således udgangspunkt i, at en stramning af de nuværende retningslinier for afbrænding af naturgas uden nyttiggørelse er det virkemiddel, der skal sikre, at potentialet for at hente CO₂-besparelser gennem installering af flaregas-genvindingsudstyr, indhøstes.

Resultater af analysen

Analysen af flaregas-genvinding, som gennemgås nærmere nedenfor, viser, at der kan opnås en reduktion i CO₂-udledningen på knap 300.000 tons om året i gennemsnit over Kyoto-protokollens første forpligtelsesperiode 2008-12. Under forudsætning af, at det er muligt at få afsat den naturgas, der genvindes ved installering af genvindingsudstyr, giver tiltaget en velfærdsøkonomisk omkostning på -710 mio. kr. over den betragtede periode. Det betyder, at der er en betydelig gevinst forbundet med installering af genvindingsudstyr – selv når der ses bort fra den CO₂-besparelse, tiltaget giver anledning til. Omregnet til omkostning pr. ton reduceret CO₂ over hele den betragtede periode (2002-25) med en diskonteringsrate på 6 pct. fås en CO₂-skyggepris på -325 kr./ton CO₂.

Resultatet er forholdsvis robust over for ændringer i de bagvedliggende antagelser. Tiltaget vurderes samtidig umiddelbart at være privatøkonomisk rentabelt for selskaberne og kan forventes at bidrage positivt til statsprovenuet – om end størrelsen af denne effekt ikke er opgjort i analysen.

Der kan være flere grunde til, at selskaberne ikke allerede har installeret genvindingsudstyr, til trods for at dette tilsyneladende er privatøkonomisk rentabelt. Først og fremmest skyldes det formodentlig, at afsætningsmulighederne enten på hjemmemarkedet eller gennem øget eksport til udlandet hidtil har været begrænsede. For DUC-selskaberne overstiger den mulige gasproduktion således på nuværende tidspunkt afsætningsmulighederne. Hvis afsætningen af naturgas ikke kan øges, betyder besparelsen gennem flaregas-genvinding, at den genvundne gas vil skulle erstatte indvinding af en tilsvarende mængde naturgas fra undergrunden. Problemet herved er, at det samtidig begrænser den mulige produktion af olie og kondensat, hvilket giver selskaberne et indtægtstab nu og her.

Ganske vist bevares der dermed kulbrinter i undergrunden, og disse kan så indvindes og sælges senere. Værdien heraf for selskaberne er dog selvsagt mindre og mere usikker, end hvis indtjeningen kunne ske nu og her.

4.6.2. Genindvinding af flaregas

I behandlingsanlæggene på felterne frigives og separeres gas fra produktionen. Gassen leveres til DONG efter viderebehandling og komprimering og sendes i land for videresalg. I forbindelse med behandlingen af produktionen afbrændes en mindre del af den frigivne gas i flare af drifts- og sikkerhedsmæssige årsager. Dette sker især i forbindelse med forstyrrelser i den daglige drift.

Inden for det sidste årti er der blevet udviklet anlæg, som kan genvinde gassen fra flaresystemerne på anlæg til produktion af olie og gas. Disse flaregas-genvindingsanlæg fungerer ved, at man leder gasstrømmen fra flaresystemet tilbage til gasbehandlingsanlægget. Her behandles gassen fra flaresystemet sammen med den producerede naturgas og sendes herefter til land som del af anlæggets naturgasproduktion.

Genvinding af gas fra flaresystemerne er kun mulig, hvis produktionsanlæggets gasbehandlingsanlæg er i drift. I de perioder, hvor gasbehandlingsanlægget er ude af drift, vil det ikke være muligt at operere flaregas-genvindingsanlægget. Derfor er det med installering af anlæg til genvinding af gas fra flaresystemerne ikke muligt helt at fjerne afbrændingen af flaregas.

Det valgte virkemiddel

Reguleringen af afbrænding af naturgas uden nyttiggørelse sker i henhold til Energistyrelsens retningslinier, som er udarbejdet efter samråd med de enkelte operatører. I henhold hertil har operatørerne tilladelse til dagligt at afbrænde gas. Den daglige afbrænding dækker alle behov under normale driftsforhold for bortskaffelse af kulbrinter fra anlæggene, herunder:

- Bortskaffelse af gas i forbindelse med afgang af beholdere i processen.
- Bortskaffelse af gas i forbindelse med planlagt vedligehold.
- Bortskaffelse af gas i forbindelse med nedlukning og opstart af anlæg.
- Bortskaffelse af gas som følge af mindre udstyrsfejl og kortvarige maskinhavarier.

I tillæg til denne afbrænding tildeles operatørerne en særlig kvote dækkende et kalenderår til benyttelse i forbindelse med større udstyrsfejl og maskinhavarier, som ikke umiddelbart kan udbedres. Størrelsen af den tilladte daglige grundafbrænding og den særlige kvote (havaripulje) er specifik for den enkelte operatør.

I analysen tages der udgangspunkt i, at en stramning af de nuværende retningslinier for afbrænding af naturgas uden nyttiggørelse er det virkemiddel, der skal sikre, at potentialet for at hente CO₂-besparelser gennem installering af flaregas-genvindingsudstyr, indhøstes.

Ved en genforhandling af de gældende retningslinier for afbrænding af gas uden nyttiggørelse forudsættes det i analysen, at der over en passende periode bliver installeret anlæg til genvinding af gas fra flaresystemerne på samtlige anlæg. Installering af genvindingsanlæg på alle eksisterende offshoreanlæg på dansk sokkel vil kunne forventes gennemført i løbet af 2 - 3 år. Konkret vil det forudsætte, at der installeres flaregas genvindingsanlæg på de anlæg, som opereres af Mærsk Olie og Gas AS samt Amerada Hess ApS.

Naturgasbesparelspotentiale

Ved installering af flaregas-genvindingsudstyr forventes det, at den mængde naturgas, som afbrændes uden nyttiggørelse, kan reduceres med knap 60 pct. i Kyoto-protokollens første periode 2008-12, jf. tabel 4.6.1. Det svarer til, at der spares 130 mio. Nm³ naturgas om året i denne periode. Læs n-

gere ude i fremtiden er naturgasbesparelsen, som den fremgår af tabel 4.6.1, mere begrænset. Effekten her kan dog være undervurderet, da besparelserne er opgjort ud fra den nuværende forventning til indvindingen af olie og naturgas på de eksisterende anlæg. Hvis indvindingen rent faktisk bliver større, vil det betyde, at naturgasbesparelsen forbundet med installering af flaregas-genvindingsanlæg også bliver større, da naturgasforbruget til flaring i referencen i så fald ville have været højere.

CO₂-besparelspotentiale

Med et CO₂-indhold i naturgassen på 57,25 kg/GJ, giver reduktionen i mængden af naturgas, der bruges til flaring, anledning til en reduktion i CO₂-emissionen på knap 300.000 tons om året i perioden 2008-12, jf. tabel 4.6.1.

Tabel 4.6.1. Sparet naturgas til flaring og deraf følgende reduktion i CO₂-udledningen

	Naturgasforbrug (mio. Nm ³)		Besparelse		
	Referencen	Med genvinding	Naturgas (mio. Nm ³)	Naturgas (pct.)	CO ₂ (1.000 tons)
2005	224	176	48	21	109
2006	224	117	107	48	245
2007	224	94	130	58	297
2008	224	94	130	58	297
2009	224	94	130	58	297
2010	224	94	130	58	297
2011	224	94	130	58	297
2012	223	93	130	58	297
2013	222	93	130	58	297
2014	217	88	130	60	297
2015	208	88	120	58	275
2016	208	88	120	58	275
2017	208	88	120	58	275
2018	149	88	61	41	140
2019	149	88	61	41	140
2020	149	88	61	41	140
2021	90	76	14	16	33
2022	90	76	14	16	33
2023	90	76	14	16	33
2024	90	76	14	16	33
2025	90	76	14	16	33

Anm. De angivne besparelser kan være undervurderede, da de er baseret på de i dag påviste reserver af olie og naturgas.

Sideeffekter

Den naturgas, som afbrændes i flaring på offshore-anlæggene, er ligesom den naturgas, der sendes til land, praktisk talt svovlfri. Derfor får installering af flaregas-genvindingsanlæg kun en yderst marginal betydning for emissionen af SO₂. Ligeledes vil installering af flaregas-genvindingsanlæg også kun have en marginal betydning for emissionen af NO_x. Dette skyldes, at afbrænding af naturgas i flaring sker med et meget stort luftoverskud.

Tiltaget har en positiv - om end marginal - virkning på forsyningssikkerheden, da begrænsninger i brugen af naturgas i forbindelse med Nordsøaktiviteterne vil betyde, at den mængde dansk produceret naturgas, der gøres tilgængelig for andre anvendelser, øges.

Budgetøkonomiske omkostninger

Investeringsomkostningerne antages at udgøre hhv. 22, 29 og 9 mio. kr. i årene 2005-7. Den gevinst, selskaberne opnår som følge af den sparede mængde naturgas, er vanskelig at opgøre. En mulighed er, at selskaberne umiddelbart kan sælge den mængde naturgas, der spares ved at bruge genvindingsudstyret, hvorved de opnår en øget indtjening.

Dette vil dog ikke nødvendigvis blive udfaldet i virkelighedens verden, da det måske på kortere sigt kan vise sig vanskeligt overhovedet at komme af med den ekstra mængde naturgas. I så fald vil den genvundne gas skulle erstatte indvinding af en tilsvarende mængde naturgas fra undergrunden, hvorved gasreserven udstrækkes længere frem i tiden. Derved kan investeringer i nye gasbrønde udskydes nogle år, men samtidig vil det begrænse den mulige produktion af olie og kondensat nu og her, hvilket giver selskaberne et indtægtstab. Ganske vist bevares der dermed en øget mængde kulbrinter i undergrunden, og denne kan så indvindes og sælges senere. Værdien heraf for selskaberne er dog selvsagt mindre og mere usikker, end hvis indtjeningen kunne ske nu og her.

Med de anvendte antagelser om installering af flaregas-genvindingsudstyr vil naturgasbesparelserne vise sig fra og med 2005. I analysen antages det, at der til den tid er etableret adgang til det europæiske gasmarked, så det bliver muligt at øge naturgaseksporten.⁷³ Det antages videre, at naturgasen kan sælges til en pris på i størrelsesorden 0,7 kr./Nm³ stigende til 0,9 kr./Nm³ mod slutningen af den betragtede periode.⁷⁴ Med denne antagelse vil de samlede investeringer i årene 2005-7 allerede være tjent ind igen i samme periode, og med en diskonteringsrate på 6 pct. er det altså privatøkonomisk rentabelt for selskaberne, der opererer i Nordsøen, at få installeret genvindingsudstyret – vel at mærke under forudsætning af, at det rent faktisk er muligt at afsætte den ekstra gasmængde.

Via forskellige skatter og afgifter får staten del i indtægterne fra olie- og gasindvindingen. En eventuel merproduktion af naturgas vil derfor betyde en forøgelse af indtægterne til statskassen. Denne stigning er dog formodentlig marginal. Der er derfor ikke i denne sammenhæng set nærmere på tiltagets konsekvenser for statskassen.

Endelig må der forventes at være omkostninger forbundet med genforhandling af retningslinjerne for afbrænding – såvel hos selskaberne som hos Energistyrelsen. Disse omkostninger er ikke søgt indarbejdet i analysen, og de er formodentlig relativt begrænsede.

Velfærdsøkonomiske omkostninger

CO₂-skyggeprisen for tiltaget beregnes på grundlag af en velfærdsøkonomisk analyse. Baseret på de anvendte forudsætninger og forenklede antagelser vil der indgå følgende elementer i analysen:

- Investerings- og installationsomkostninger forbundet med flaregas-genvindingsudstyret
- Den indtægt selskaberne opnår ved at sælge den genvundne mængde naturgas
- Selve CO₂-besparelsen

Investerings- og installationsomkostningerne repræsenterer et ressourcetræk, som alternativt kunne have været anvendt andetsteds i den danske økonomi. De udgifter, selskaberne forventes at måtte

⁷³ Dette vil kræve etablering af en rørledning, der forbinder platformene i den danske del af Nordsøen med det europæiske gasnet.

⁷⁴ Ifølge IEA's seneste prognose fratrukket et skøn over omkostningerne forbundet med transport af gassen til land.

afholde, omsættes til samfundsøkonomiske omkostninger ved at multiplicere med nettoafgiftsfaktoren på 1,17.

I analysen opereres der med en antagelse om, at den genvundne naturgas umiddelbart kan sælges. Værdien opgøres dermed som de forventede indtægter forbundet med salg af naturgassen multipliceret med nettoafgiftsfaktoren på 1,17. Salgsindtægterne opgøres ud fra en vurdering af en europæisk markedspris på naturgas.

Med de anvendte forudsætninger viser den velfærdsøkonomiske analyse, at gevinsterne forbundet med tiltaget overstiger omkostningerne, hvorfor tiltaget genererer en velfærdsøkonomisk nettogevinst, selv når der ikke tages hensyn til, at der også sikres en reduktion i CO₂-emissionen. Dette afspejler sig i en negativ CO₂-skyggepris, jf. tabel 4.6.2. Med en diskonteringsrate på 6 pct. er nutidsværdien af nettogevinsten i 2002-prisniveau opgjort til 710 mio. kr., mens nutidsværdien af CO₂-besparelsen er opgjort til 2.184.000 tons. Det giver anledning til en CO₂-skyggepris på -710 mio. kr./2.184.000 tons = -325 kr./ton CO₂.

Tabel 4.6.2. Velfærdsøkonomisk analyse af tiltaget, 2002-priser

	Investering (mio. kr.)	Værdi af naturgas (mio. kr.)	Nettogevinst (mio. kr.)	CO ₂ -besparelse (1.000 ton)
2005	-26	36	10	109
2006	-34	81	47	245
2007	-11	98	87	297
2008		98	98	297
2009		98	98	297
2010		98	98	297
2011		100	100	297
2012		103	103	297
2013		105	105	297
2014		107	107	297
2015		101	101	275
2016		103	103	275
2017		106	106	275
2018		55	55	140
2019		56	56	140
2020		57	57	140
2021		14	14	33
2022		14	14	33
2023		14	14	33
2024		14	14	33
2025		15	15	33
Nutidsværdi	-53	763	710	2.184
CO ₂ -skyggepris: -325 kr./ton CO ₂				

Anm. Ved beregning af nutidsværdier benyttes en diskonteringsrate på 6 pct.

Rent bortset fra det forhold, at gevinsterne ved tiltaget er undervurderede, hvis den faktiske indvindingsaktivitet på de betragtede felter viser sig at være større end antaget, er der i de forholdsvise simple beregninger bag tabel 4.6.2 set bort fra i alt fald to forhold, som påvirker resultatet - og det i hver i sin retning.

For det første er der ikke taget højde for, at kun en del af de involverede selskaber er danske, hvorfor det ikke nødvendigvis er alle gevinsterne, der forbliver i den danske økonomi. Dette trækker i retning af at overvurdere (numerisk) CO₂-skyggeprisen.

For det andet er der ikke taget højde for den mulige positive effekt på statsprovenuet, som følge af at øget fortjeneste til selskaberne udløser en højere skatteindtægt til staten. Hvis denne effekt blev inddraget, og der gennem brug af skatteforvridningsfaktoren blev taget højde for, at det øgede skatteprovenu ville kunne anvendes til at reducere forvridende skatter andetsteds i økonomien, ville det indebære en numerisk større CO₂-skyggepris - dvs. generere en endnu større samfundsøkonomisk nettogevinst.

Følsomhed over for ændrede forudsætninger

For at belyse betydningen af de forskellige antagelser er der udført følsomhedsberegninger. Samlet viser disse, at resultatet i tabel 4.6.2 er rimeligt robust.

Hvis der anvendes en diskonteringsrate på 3 pct. i stedet for 6 pct., bliver nutidsværdien af såvel salg af naturgas som CO₂-besparelsen større; dvs. såvel tæller som nævner i beregningen af CO₂-skyggeprisen vokser. Nutidsværdien af naturgassen stiger dog mest, da der opereres med en antagelse om højere naturgaspriser mod slutningen af perioden. Det betyder i det konkrete tilfælde, at CO₂-skyggeprisen numerisk stiger en anelse, jf. tabel 4.6.3. Hvis effektiviteten i gasgenvindingsudstyret ændres, trækkes nutidsværdien af såvel naturgassalg som CO₂-besparelse også i samme retning, med et stort set uændret nettoresultat til følge. Imidlertid vil sådanne ændrede antagelser om effektiviteten naturligvis afspejle sig i CO₂-besparelspotentialet for tiltaget.

Tabel 4.6.3. CO₂-skyggepris og CO₂-reduktion under alternative forudsætninger

Diskonteringsrate	CO ₂ -skyggepris (kr./ton CO ₂)		CO ₂ -reduktion, Gnm. 2008-12 (tons)
	6 pct.	3 pct.	
Grundforudsætninger	-325	-332	297.000
Naturgasbesparelse: + 10 pct.	-327	-334	327.000
Naturgasbesparelse: - 10 pct.	-322	-330	267.000
Investeringsomk.: + 100 pct.	-301	-311	297.000
Salg af ekstra naturgas udskydes: 1 år	-310	-327	297.000
Salg af ekstra naturgas udskydes: 10 år	-209	-293	297.000

Hvis investeringsomkostningerne antages at være 100 pct. højere end i grundberegningen, fører det til, at CO₂-skyggeprisen ved en diskonteringsrate på 6 pct. numerisk falder fra -325 til -301 kr./ton CO₂, hvilket afspejler, at den samfundsøkonomiske nettogevinst reduceres, når det bliver dyrere at installere udstyret.

En sidste følsomhedsberegning vedrører antagelsen om, at naturgassen kan sælges det samme år, som den spares. Hvis det i stedet forenkles antages, at det først er muligt at sælge et givet års genvundne naturgas året efter hhv. 10 år efter, betyder det, at CO₂-skyggeprisen numerisk reduceres til -310 hhv. -209 kr./ton CO₂.⁷⁵ Hvis der benyttes en lavere diskonteringsrate, er faldet knap så ud-

⁷⁵ Her er der ikke taget højde for, at en udskydelse af gassalg betyder, at investeringer i nye gasbrønde kan udskydes nogle år, men at det samtidig begrænser den mulige produktion af olie og kondensat nu og her, hvilket giver selskaberne et indtægststab.

talt, hvilket afspejler, at det i dette tilfælde betyder mindre, hvornår man høster gevinsten af investeringen, når blot den kommer på et tidspunkt.