

PFN
93301



UP93

ELSAM

Vision

ELSAM vil arbejde for fortsat at være brugerejet og med forbrugeren i centrum.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være en dansk, brugerejet og brugerstyret organisation, som i et samarbejde med distributionen udbyder energitjenester baseret på el- og kraftvarme. ELSAM vil i sin virksomhed bevidst og systematisk sætte forbrugernes ønsker i højsædet.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk og samfundsbevidst.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk opbygget med en demokratisk valgt bestyrelse, der fastlægger de overordnede mål og rammer for virksomheden. ELSAM vil samarbejde åbent med politikere og myndigheder om løsninger til gavn for det danske samfund.

ELSAM vil være miljøbevidst.

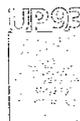
ELSAM føler sig medansvarlig over for det lokale og globale miljø. Produktionen vil finde sted på effektive og miljøvenlige produktionsanlæg, og ELSAM vil sammen med distributionen gennemføre en effektiv energirådgivning med henblik på en optimal energianvendelse.

ELSAM vil være omkostningsbevidst og konkurrencedygtig.

ELSAM vil gennem fremsynet planlægning, bygning af moderne kraftværker, rationel drift og global adgang til brændselsmarkedet være omkostningsbevidst, effektiv og konkurrencedygtig både i Danmark og i Nordeuropa.



Foto: Gerth Hansen/BIOFOTO



Langsigtet udbygningsplanlægning

Indholdsfortegnelse

Side

1. Indledning	1
2. Udbygningskriterier på produktionssiden	4
3. CO₂-virkemidler	9
3.1 Naturgas	10
3.1.1 Ressourcer og teknologier (jf. notat SP93-231a "Naturgas - det vesteuropæiske marked 1990-2030")	10
3.1.2 Naturgas og udbygningskriterierne	11
3.2 Biobrændsler	13
3.2.1 Ressourcer og teknologi	13
3.2.2 Biobrændsler og udbygningskriterierne	15
3.3 Samproduktion af el og kraftvarme	17
3.3.1 Potentialer og teknologi	17
3.3.2 Samproduktion af el og varme set i forhold til udbygnings- kriterierne	19
3.4 Højere elvirkningsgrad	20
3.4.1 Potentiale og teknologi	20
3.4.2 Højere elvirkningsgrader som CO ₂ -virkemiddel set i forhold til udbygningskriterierne	20
3.5 Vindkraft	21
3.5.1 Potentiale og teknologier	21
3.5.2 Vindkraften og udbygningskriterierne	22
3.6 CO ₂ -rensning og deponering	23
3.6.1 Potentiale og teknologier	23
3.6.2 CO ₂ -rensning og deponering set i relation til udbyg- ningskriterierne	23
3.7 Elimport af CO ₂ -fri elektricitet (Fast energi)	24
3.8 A-kraft	25
3.9 Elbesparelser	26
3.9.1 Potentialer og teknologier	26
3.9.2 Elbesparelser og udbygningskriterierne	27
4. Forenklede betragtninger vedrørende sammenhænge mellem elproduk- tioner på brændselsfyrede anlæg og krav til brændselsmiks	29
5. Forenklede betragtninger vedrørende konkurrenceforhold mellem de forskellige CO₂-reduktionsvirkemidler	32

6.	Analyser af potentielle udbygningsmuligheder for perioden 2000-2010 . . .	35
6.1	De tre brændselsmiksforløb	35
6.2	Udbygningsmuligheder for de tre brændselsforløb samt resultater af simuleringsberegningerne	39
7.	CO₂-reduktionsomkostninger	54
8.	Planperioden frem til år 2000	58
9.	Konklusion	61
9.1	Vurdering af perspektiver for nye produktionsteknologier	61
9.2	Beslutningsgrundlag for planperioden frem til år 2000	62
9.3	Beregning af meromkostninger ved at skulle nå CO ₂ -målet	63

Bilag:

1. Dokumentation af beregning af marginale elproduktionsomkostninger ved en række CO₂-virkemidler
2. Udbygningsmuligheder svarende til de tre brændselsforløb A, B og C
3. Oversigt over elvirkningsgrader på nye kraftværkenheder
4. Brændselsprisprognoser
5. Oversigt over benyttelsestider, driftstider og antal starter for de enkelte anlæg i de 9 udbygningsveje
6. El- og kraftvarmeprognozen UP92/93
7. Beregning af meromkostninger ved at nå CO₂-målet
8. Effektbalancen frem til år 2000

1. Indledning

Med 10. marts-dagsordenen 1992 har Folketinget bl.a.

- forpligtet elselskaberne til at gennemføre de kompenserende brændselsomlægninger fra kul til naturgas og biobrændsel, der er nødvendige for at fastholde målsætningen om reduktion af CO₂-udledningen med 20% i år 2005.
- pålagt regeringen at fremlægge en handlingsplan for udnyttelse af biobrændsler.
- opfordret ELSAM og ELKRAFT til at intensivere forsøgene med henblik på anvendelse af halm i større mængder sammen med kul i egnede kraftværksenheder samt i samarbejde med dansk industri at iværksætte et projekt med udvikling af kulforgasning og forgasning af biobrændsler.

I et vilkår i godkendelsen af konvoj-anlæggene (SVS B3 og NJV B1) er det anført, at

- ELSAM forpligtes til i tiden 1998 frem til 2005 at gennemføre de kompenserede brændselsomlægninger fra kul til naturgas og biobrændsler, der er nødvendige for at sikre, at målsætningen i ENERGI 2000 om en reduktion på 20% af CO₂-udledningen i 2005 opfyldes.

I ENERGI 2000 blev der i handlingsplanen regnet med en CO₂-reduktion på ca. 33% inden for el- og kraftvarmeområdet (uden korrektion for øget kraftvarme). I dette tal er det øgede elforbrug, som skyldes elektrificeringer af DSB, ikke indregnet, idet CO₂-emissionen fra dette elforbrug er medtaget i transporthandlingsplanen.

Som det fremgår af ovenstående, er det uafklaret, hvor stor en CO₂-kvote ELSAM har år 2005. Det eneste, der ligger fast, er landskvoten år 2005 på i alt ca. 50 mio. ton CO₂ (referenceåret 1988 korrigeret for import af 4,3 TWh el).

Det forventes, at ELSAMs andel af de 50 mio. ton CO₂ år 2005 fastsættes på basis af beregninger af, hvordan det samlede danske CO₂-mål nås på den mest samfundsøkonomiske måde.

Som et første input til denne overordnede samfundsøkonomiske beregning er der i nærværende rapport bl.a. regnet på, hvor meget det på produktionssiden koster at nå en 20% reduktion af CO₂-emissionen fra ELSAM under den forudsætning, at ELSAM kan bruge samproduktion af el og kraftvarme som CO₂-virkemiddel. Det betyder, at

ELSAMs CO₂-emission år 2005 kan reduceres med den andel af den samlede danske CO₂-kvote, fjernvarmen ville have fået, hvis den ikke var overgået til kraftvarme.

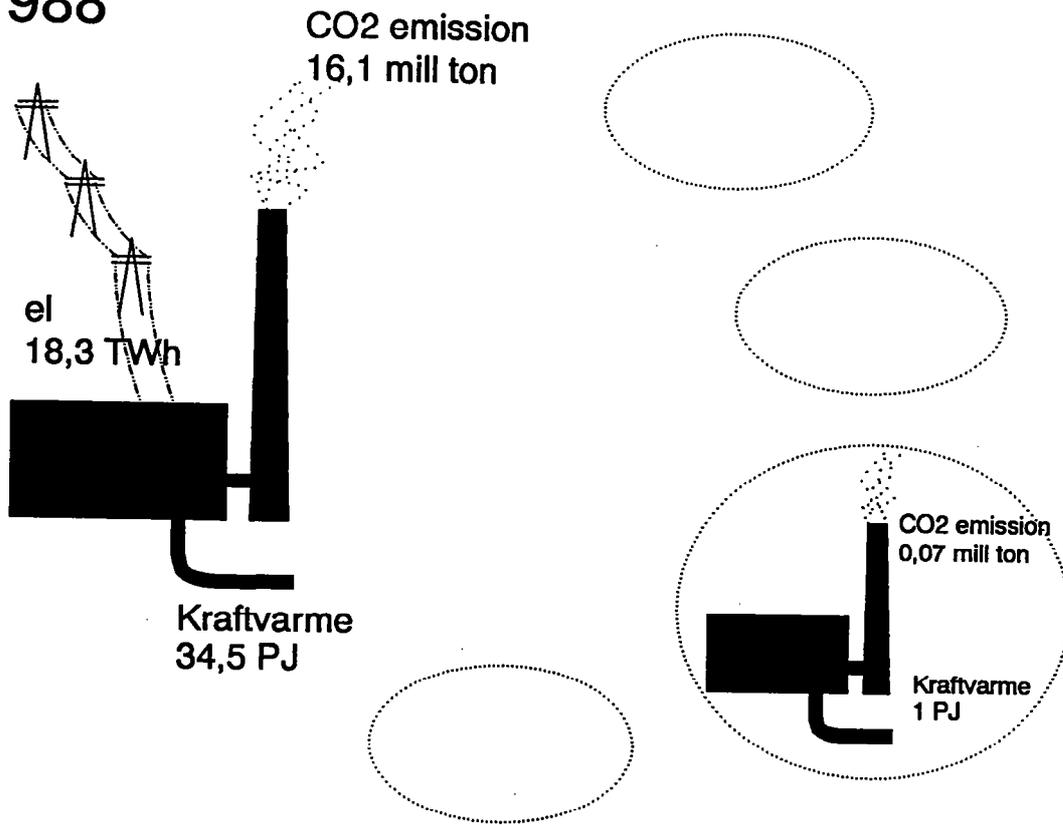
ELSAM havde i 1988 en CO₂-emission på 16,1 mio. ton (korrigeret for eksport/import). Et 20% reduktionsmål alene for ELSAM indebærer således, at ELSAM år 2005 må udsende 12,9 mio. ton CO₂. I 1988 var der 19 MW decentral kraftvarme, som i alt producerede 0,65 PJ kraftvarme. Anvendes samproduktion som et CO₂-virkemiddel inden for elsektoren, kan ELSAM udlede ca. 0,055 mio. ton CO₂ udover de 12,9 mio. ton pr. PJ varmemarked, der inddrages til kraftvarme, hvilket svarer til ca. 0,055 mio. ton CO₂/30 MW_{el} kapacitet (jf. figur 1.1). Med f.eks. 600 MW decentral kraftvarme i 2005 bliver ELSAMs kvote år 2005 ca. 14 mio. ton CO₂.

I UP92 er det vist, at CO₂-udledningen, med de beslutninger der lå i planen frem til 1998 og med antagelse om, at 250 MW-enhederne blev levetidsforlænget på kul, ville være ca. 18,5 mio. ton år 2005. I nærværende rapport er der vist eksempler på udbygningsmuligheder for perioden 2000-2010, som kan reducere CO₂-emissionen fra 18,5 mio. ton (UP92) til CO₂-målet på ca. 14 mio. ton.

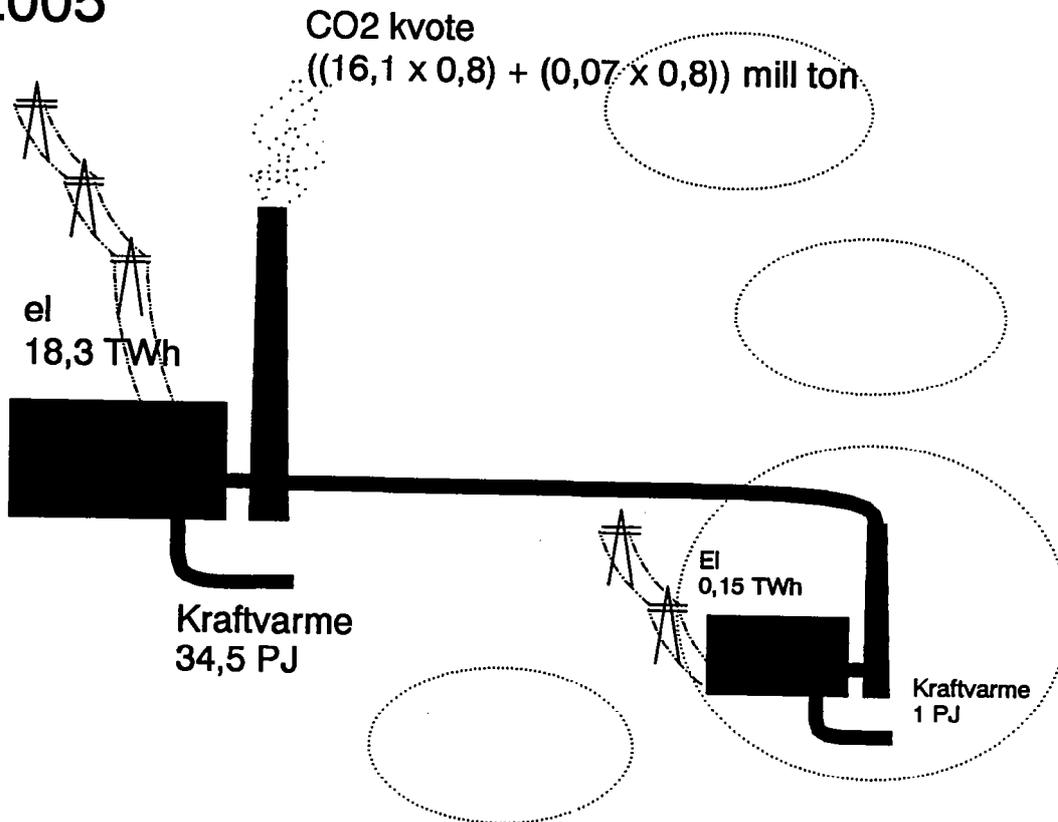
De vigtigste formål med at opstille konkrete udbygningsmuligheder for perioden 2000-2010 er:

- De skal bruges som beslutningsgrundlag for fastsættelse af udbygningsplanen frem til år 2000 (planperiode).
- De skal bruges som en del af beslutningsgrundlaget til valg af den teknologiske udvikling i ELSAM, idet de kan illustrere de forskellige teknologiers roller i den samlede driftsplanlægning, samt hvilke perspektiver der er for de mulige teknologier med hensyn til anlægsstørrelser og antal af enheder, der skal bygges i perioden 2000-2010.

1988



2005



Figur 1.1 Illustration af øget kraftvarme som CO₂-virkemiddel for elsektoren.

- De kan illustrere ELSAMs omkostninger ved at nå CO₂-målsætningen på produktionssiden.

Med henblik på at opstille de mest hensigtsmæssige udbygningsmuligheder for perioden 2000-2010 er ELSAMs udbygningskriterier formuleret, og relevante CO₂-virkemidler er enkeltvis "testet" ved hjælp af disse udbygningskriterier. Endvidere er der i rapporten redegjort for den nuværende status med hensyn til potentiale og krav om teknologisk udvikling for CO₂-virkemidlerne. Denne status er for nogle virkemidlers vedkommende hentet fra de øvrige arbejdsdokumenter, der er udarbejdet i forbindelse med UP93-arbejdet.

Rapporten er struktureret på følgende måde:

- Afsnit 2 beskriver udbygningskriterierne på produktionssiden.
- Afsnit 3 beskriver de vigtigste CO₂-virkemidler med hensyn til potentialer, krav til teknologiudvikling samt stærke og svage sider i forhold til udbygningskriterierne.
- Afsnit 4 viser, hvordan en del af CO₂-virkemidlerne influerer på hinanden.
- Afsnit 5 indeholder nogle forenklede beregninger af omkostningerne ved at bruge CO₂-virkemidlerne.
- I afsnit 6 er der opstillet og gennemregnet potentielle udbygningsmuligheder for perioden 2000-2010, der opfylder CO₂-målsætningen.
- I afsnit 7 beregnes CO₂-omkostninger på basis af de detaljerede simuleringsberegninger fra afsnit 6.
- I afsnit 8 er der analyseret på effektbehovet og mulighederne for at opfylde effektbehovet i slutningen af planperioden (frem til år 2000).
- Afsnit 9 indeholder en konklusion.

2. Udbygningskriterier på produktionssiden

Elværkerne har som en væsentlig målsætning, at udbygningen og driften af **produktionssystemet** sker på den bedst tekniske/økonomiske måde under hensyntagen til en række samfundskrav.

De succesparametre, **produktionssiden** bliver målt på og måler sig selv på, er:

- Elproduktionsomkostningerne (som skal være konkurrencedygtige).
- Forsyningssikkerheden (som skal afspejle den høje nytteværdi, elforbruget har i samfundet, og som bl.a. har betydet, at samfundet har gjort sig meget afhængig af elektricitet).
- Miljø- og ressourcehensyn (elproduktionen må ikke give anledning til uacceptable miljøpåvirkninger - der skal være en samfundsøkonomisk balance mellem omkostninger til miljøforanstaltninger og de tilsvarende miljøgevinster).

Elværkernes overordnede strategi for at nå ovenstående målsætninger bygger på følgende grundprincipper:

1. Langsigtede beslutninger (20-30 år).
2. Investering i driftsmæssig fleksibilitet.
3. Selvfinansiering.

ad 1 Langsigtede beslutninger

Produktet "elektricitet" har ikke ændret form eller indhold de sidste 50 år, og der er ikke noget, der tyder på, at der er behov for ændringer af elektriciteten de kommende år. Det er derfor den samme type elektricitet, der produceres i dag på nye avancerede kraftværker, som den der blev produceret for 50 år siden. Pålideligheden er dog steget, og elprisen i faste priser er faldet. Den største ændring, der er sket, er priserne på og kravene til de biprodukter, der produceres sammen med elektriciteten, hvilket har været medvirkende til, at eksisterende produktionsanlæg er blevet ombygget til at kunne klare de nye krav.

Elektricitetens uforanderlighed betyder, at den tekniske/økonomiske afskrivningstid, der skal bruges inden for udbygningsplanlægningen, er betydelig længere end den, der bruges inden for andre industrielle processer. Det har primært været den teknologiske udvikling med hensyn til elvirkningsgrader og muligheder for at reducere miljøpåvirkningerne, der har sat grænsen for, hvornår et anlæg skal skiftes ud. (Elektriciteten er ikke blevet umoderne).

Set ud fra en samfundsmæssig betragtning er der derfor god fornuft i, at elselskaberne anvender en langsigtet beslutningshorisont.

ad 2 Investering i driftsmæssig fleksibilitet

I alle kommercielle forhandlinger gælder det om at kunne overbevise modparten om, at man har et godt alternativ, som er noget billigere end det tilbud, man som køber i første omgang bliver stillet over for. Dette alternativ er i et "sælgers marked" den eneste garanti for, at man ikke kommer til at betale meget mere end de andre for det samme produkt. Hvis man ikke har mulighed for at forhandle prisen tilstrækkeligt ned, kan man så blot realisere alternativet. Investeringer i driftsmæssig fleksibilitet vil derfor ofte give en god forrentning.

ad 3 Selvfinansiering

Princippet om en høj grad af selvfinansiering er vigtig, fordi det forbedrer mulighederne for at få den bedste finansiering af ELSAMs aktiviteter. I et elsystem med hård konkurrence (f.eks. TPA) vil det være et afgørende princip, idet en meget lille gæld muliggør, at man af konkurrencemæssige årsager kan køre med lavere elpriser i en længere periode.

Så længe de danske kraftværker i praksis er alene om at have koncession til elproduktion på anlæg over 25 MW el, og så længe elværkerne har de nuværende finansieringsmuligheder - så længe vil grundprincipperne om langsigtede beslutninger, investering i driftsmæssig fleksibilitet samt en høj grad af selvfinansiering fortsætte med at være gældende.

Grundprincipperne omsat til egentlige udbygningskriterier ser ud som følger:

- A. Uafhængighed af brændselsleverandører.
- B. Ligeværdighed i samarbejde med nabosystemer.
- C. Minimumsrestriktioner på udnyttelse af store investeringer.
- D. Lave variable omkostninger.
- E. Flexibilitet i lastfordelingen af kraftværkerne.
- F. Løbende fornyelse svarende til den teknologiske udvikling.
- G. Robusthed over for nye eller skærpede miljøkrav.

Ud over at producere, transitere og distribuere pålidelig og billig elektricitet bliver elselskaberne stillet over for at skulle inddrage en række andre samfundsmæssige interesser i planlægningen og driften af elsystemet. De vigtigste af disse andre samfundsmæssige interesser er år 1993:

- Elværkerne har forsyningspligt.

- Elprisen skal være omkostningsægte.
- Stor samproduktion af el og kraftvarme (lave fjernvarmepriser).
- Lave miljøpåvirkninger.
- Dansk beskæftigelse.
- Forbedret økonomi i naturgasprojektet.
- Hjemmemarked for vindkraft.
- Anvendelse af halmoverskud.

ad A Uafhængighed af brændselsleverandør

Den historiske udvikling på brændselsmarkedet og forventningerne til den fremtidige udvikling peger på, at man bør investere i brændselsfleksibilitet på de nye større kraftværker, der bygges, og at de primært skal være designet til at bruge kul. Men der er også andre forhold, der taler for en stor andel kulfyring. Elværkerne har opbygget en stor erfaring med kulstøvfyrede kraftværker, og der er etableret en effektiv infrastruktur til kulhåndtering. Uafhængighed af brændselsleverandører er et højt prioriteret kriterium.

ad B Ligeværdighed i samarbejde med nabosystemer

I et elsystem, hvor det i praksis kun er relevant at købe elektricitet fra de nærmeste nabosystemer, vil der kun være få leverandører af elektricitet, og det er derfor vigtigt, at man ikke bliver afhængig af disse nabosystemer.

Målsætningen om stor forsyningsikkerhed kombineret med kriteriet om uafhængighed af tilfældig elimport sætter grænser for, hvor ofte man kan være i den situation, hvor der ikke er tilstrækkelig produktionskapacitet i ELSAM-området til, at man selv kan klare den fulde efterspørgsel. Samarbejde med nabosystemerne forudsætter, at ELSAM betragtes som værende en ligeværdig samarbejdspartner. Det indebærer, at man nogenlunde skal yde den samme mængde havarihjælp, som man selv modtager. Kriteriet om ligeværdighed i samarbejde med nabosystemer bruges til at fastsætte tidspunktet for, hvornår der skal etableres ekstra kapacitet i elsystemet.

ad C Minimumsrestriktioner på udnyttelse af store investeringer

Ved udbygningen af elsystemet foretages der nogle meget store investeringer i nye produktionsanlæg. For at sikre lave elpriser er det vigtigt, at disse investeringer når at tjene sig ind i løbet af levetiden. Det gælder derfor om at undgå de situationer, hvor der

sker noget i elsystemet, som betyder, at elproduktionssystemet ikke kan udnyttes optimalt, idet disse situationer er meget omkostningskrævende. Et vigtigt kriterium er derfor, at elsystemet skal udbygges med så få driftsbindinger som teknisk/økonomisk muligt.

Dette kriterium indebærer bl.a., at kraftværkerne i de store kraftvarmeområder udlægges som udtagsenheder, og at der etableres fjernvarmeakkumulatorer i kraftvarmeområderne, hvilket for begge deles vedkommende reducerer bindingerne mellem el- og varmeforbrug.

Kriteriet medfører endvidere, at nye kraftværksskorstene dimensioneres ud fra den for miljøet værst tænkelige situation, hvor alle blokke på kraftværket kører på maksimal produktion 8.760 timer om året.

ad D Lave variable marginalomkostninger

Den hidtidige planlægning har sigtet mod en høj andel af grundlastenheder, d.v.s. nyere enheder med lave variable omkostninger. Ved en isoleret betragtning (uden elforbindelser til omverdenen) ville det muligvis være billigere at erstatte en del af den kapacitet med spidslastenheder, f.eks. billigere gasturbine med høje variable omkostninger. Men Danmark har stærke udlandsforbindelser og en omfattende handel med el. Et produktionssystem med lave variable omkostninger giver en stærkere kommerciel stilling, uanset om man er køber eller sælger.

ad E Flexibilitet i lastfordelingen af kraftværkerne

Kravet om fleksibilitet i lastfordelingen og forsyningssikkerhedskravet sætter en grænse for, hvor store kraftværksenheder der kan udbygges med. Hvis man udelukkende lavede en to-maskine sammenligning af forskellige enhedsstørrelser af kulstøvfyrede kraftværker, ville den optimale størrelse ligge betydelig over de 350-400 MW, der i dag anses for at være optimal set ud fra et systemsynspunkt.

Ved at bruge flere mindre kraftværksenheder får man f.eks. mulighed for systemmæssigt set at gå længere ned i produktion under lavlast, hvilket mindsker overløbsproblemerne.

I et system med kraftig samhandel med naboområderne vil den optimale kraftværksstørrelse øges.

ad F Løbende fornyelse svarende til den teknologiske udvikling

Kriteriet, der vedrører den løbende fornyelse, sætter en grænse for, hvor længe kraftværksenhederne kan have den status i produktionssystemet, de oprindeligt er designet til. Med den stigning, der har været i elforbruget de sidste 10-20 år, har det været muligt at fastholde kraftværkerne som grundlastenheder i ca. 15 år, hvorefter de har fået status af mellemlastenheder. Nu, hvor elforbruget ikke ser ud til at stige så meget, skal man ændre strategi, hvis man vil fastholde en løbende fornyelse af produktionssystemet. Denne løbende fornyelse er nødvendig for at få en stigende gennemsnitlig virkningsgrad i systemet, og den er nødvendig for at kunne vedblive med at have en "kritisk masse" af teknikere i eget system, som kan projektere kraftværker, og for at sikre et jævnt investeringsforløb.

ad G Robusthed over for nye eller skærpede miljøkrav

Miljøproblemerne er kommet mere og mere i fokus de sidste 20 år. Dette har bl.a. betydet, at kravene til elværkernes påvirkning af miljøet er blevet skærpet. Først var det støj og støv, så blev det SO₂ og NO_x, og nu er det CO₂ og tungmetaller, der primært er opmærksomhed omkring.

De teknologi- og brændselsvalg, elværkerne træffer, skal leve op til dagens tekniske/økonomiske stade med hensyn til miljøpåvirkningen, og der skal ved projekteringen indbygges mulighed for, at de nuværende krav skærpes. Et eksempel på dette er, at der på de nyeste enheder på FV og VK er sat plads af til og forberedt etablering af SCR-anlæg.

Kriteriet om robusthed over for miljøkrav er dog meget vanskeligt at håndtere, når det drejer sig om miljøproblemer, som endnu ikke er erkendt. For denne type problemer hjælper kun øgede virkningsgrader på produktionssiden og elbesparelser.

3. CO₂-virkemidler

ELSAM har på produktionssiden følgende virkemidler til at reducere CO₂-udledningen:

- Naturgas.
- Biobrændsler.
- Samproduktion af el og kraftvarme.

- Højere elvirkningsgrader.
- Vindkraft.
- CO₂-rensning og deponering.

A-kraft er også et CO₂-virkemiddel, men er p.t. ude af dansk energipolitik. ELSAM vil endvidere kunne reducere CO₂-udledningen ved at etablere langsigtede kontrakter med nabosystemer om import af el, der er produceret CO₂-frit. Det er p.t. usikkert, om import politisk set kan bruges som et virkemiddel.

På forbrugssiden er elbesparelser et meget vigtigt virkemiddel til CO₂-reduktion.

I det følgende beskrives virkemidlerne kortfattet, og de vurderes med udgangspunkt i udbygningskriterierne fra afsnit 2.

3.1 Naturgas

Naturgas udsender ved forbrænding ca. 40% mindre CO₂ pr. indfyret MJ brændsel end kul. Ved at omlægge fra kul til naturgas er det derfor muligt at reducere CO₂-udledningen. For hver 100 MW_{el} grundlast, der omlægges fra kul til naturgas, reduceres CO₂-emissionen med ca. 0,15 mio. ton pr. år.

3.1.1 Ressourcer og teknologier (jf. notat SP93-231a "Naturgas - det vesteuropæiske marked 1990-2030")

Der er i Vesteuropa naturgasreserver til omkring 30 år med nuværende gasproduktion. Det er først og fremmest Holland og Norge, der har store reserver. Naturgasforbruget i Europa er ca. 270 mia. m³ pr. år, hvoraf de ca. 190 mia. m³ er egenproduktion, og resten importeres med ca. 1/3 fra Algeriet og 2/3 fra SNG.

Gasforbruget i Europa skønnes at stige kraftigt i dette og det kommende årti. Forbruget i Vesteuropa ventes således at stige 30-40% fra 1990 til år 2000 og yderligere måske 30% fra år 2000 til 2010. Forbruget kan opdeles i tre væsentlige sektorer, nemlig opvarmning, industri og elproduktion, og her er det især forbruget til elproduktion, der forventes at stige, idet der forventes en fordobling af forbruget i dette årti.

Langt den største del af forbrugsstigningen for naturgas frem til år 2000 er allerede kontrakteret. Stigningen på 50-100 mia. m³ dækkes af Norge og de øvrige vesteuropæiske lande og desuden af SNG og Algeriet.

Inden årtusindskiftet skal nye felter i Nordnorge, Sibirien og Algeriet sættes i drift for at dække stigningen i det vesteuropæiske naturgasbehov efter år 2000.

Et væsentligt større naturgasforbrug i elsektoren i Danmark (f.eks. større end 4 mia. m³ pr. år) ville betyde, at Danmarks kapacitet i Nordsøen vil være utilstrækkelig, og gas fra de norske felter ville være en nærliggende løsning.

Priserne for importeret gas til Vesteuropa ligger i øjeblikket på omkring 0,9-1,0 kr/m³ an forbruger og forventes at stige til 1,00 kr/m³ i løbet af dette årti og måske til 1,25 kr/m³ i løbet af det næste årti. Disse priser inkluderer transmissions- og distributionsomkostninger og indenlandske fortjenester.

For at sikre den bedst mulige udnyttelse af naturgasnettet og naturgas- og produktionssystemet etableres naturgaskontrakter ofte som grundlastkontrakter. Ønsker man en mellem- eller spidslastkontrakt, forventes det, at prisen stiger væsentligt.

Gasfyring i forbindelse med elproduktion er en velkendt og velafprøvet teknologi. De muligheder, ELSAM finder interessant, er:

- Gasfyring i kedelanlæg med avancerede dampdata (GAD)
- Combined cycle-anlæg (CC)

og på længere sigt:

- Gasfyrede brændselsceller (først i større skala efter år 2010).

Med GAD-teknologien er det muligt at fastholde en høj elvirkningsgrad (~ 50%) i en stor del af reguleringsområdet. Endvidere kan et GAD-anlæg ombygges til at fyre med kul. Med CC-teknologien kan man opnå højere elvirkningsgrader (~ 55%), men virkningsgraden reduceres kraftigt med faldende elproduktion på det enkelte anlæg.

Som en overgangsløsning og for at købe os tid til at vurdere situationen kan det komme på tale at brænde gas i p.t. eksisterende enheder, der er udlagt til kulstøvfyring.

3.1.2 Naturgas og udbygningskriterierne

Fordelen ved naturgas som CO₂-virkemiddel er, at elproduktionsteknologien findes, samt at de nuværende enheder forholdsvis let kan ombygges til naturgas. Endvidere giver naturgasfyring anledning til færre restprodukter og mindre SO₂-udledning. Endelig er kapacitetsomkostningerne lavere ved naturgas end ved kul. De største bekymringer

ved at bruge naturgas som CO₂-virkemiddel er forsyningssikkerheden af en rørbunden energi med én leverandør og prisniveauet på naturgas. Ombygning af nyere enheder til naturgas vil endvidere betyde, at kulhåndteringsanlæg og deSO_x-anlæg med lang restlevetid skrottes.

Ved ombygning af ældre enheder af 250 MW-klassen kan man spare at etablere deSO_x-anlæg. Drives naturgasfyrede ældre 250 MW-enheder som mellemlastanlæg, kan ønsket om en høj benyttelsestid for gas opnås ved at brænde naturgas på de nyere kulfyrede grundlastenheder i lavlastperioder.

Det er som anført ovenfor meget usikkert, hvordan naturgasprisen vil udvikle sig i fremtiden. Det er dog givet, at brug af naturgas som CO₂-virkemiddel vil påvirke **elprisen negativt**. **Forsyningssikkerheden** vil også være lavere end ved kulfyring, idet man er afhængig af få transmissionsledninger, og fordi man ikke på økonomisk forsvarlig måde kan opbygge lagre ved kraftværkerne, som man kan det for kul.

Anvendelse af naturgas vil have en negativ indflydelse på **kriteriet om uafhængighed af brændselsleverandører**, i hvert fald så længe naturgasselskaberne har en monopolstilling. Hvor det på kulområdet er ELSAM selv, der ejer en væsentlig del af infrastrukturen, vil ejerskabet på naturgasområdet ligge uden for elsektoren.

De langsigtede tendenser til, at det for naturgas bliver sælgers marked, vil også øge **afhængigheden af få leverandører**.

Brug af naturgas kan forhindre, at man bruger **tilfældig import** som et virkemiddel til at reducere elprisen, idet de naturgaskontrakter, der er tættest på at være konkurrencedygtige over for kul, ofte er meget ufleksible, således at man tit kan komme i den situation, at man må sige nej til billig elimport.

Naturgassen vil dog ikke påvirke **kriteriet om ligeværdighed i forhold til nabosystemer**.

Omfattende konvertering fra kul til naturgas kan betyde, **at store investeringer ikke udnyttes optimalt**, idet ufleksible naturgaskontrakter vil **reducere den driftsmæssige fleksibilitet**, og fordi investeringer i kulhåndteringsanlæg og miljøanlæg ikke vil blive udnyttet i det omfang, de er designet til.

Introduktionen af en stor andel naturgas i elsystemet vil gøre det mindre attraktivt at bygge store grundlastenheder, idet naturgasfyrede enheder typisk vil kræve mindre komplicerede enheder og derfor ikke giver samme besparelse ved stordrift som kulstøv-

fyrede kraftværker. **Kriteriet om lave variable marginalomkostninger** vil derfor påvirkes negativt ved brug af naturgas som CO₂-virkemiddel.

Brug af naturgas kan virke forstærkende på den del af den teknologiske udvikling, ELSAM forsøger at fremme, og som går i **retning af højere elvirkningsgrader**.

Øget brug af naturgas vil gøre elsystemet mere robust over for **nye eller skærpede miljøkrav**.

3.2 Biobrændsler

Biobrændsler betegnes som CO₂-neutrale, idet den CO₂, der frigives ved forbrændingen, svarer til den CO₂, der blev optaget af halmen, træerne m.v. i vækstperioden. For hver 100 MW_{el} grundlast, som omlægges fra kul til ren biobrændselsfyring, reduceres CO₂-emissionen med ca. 0,4 mio. ton pr. år.

3.2.1 Ressourcer og teknologi

Tabel 3.1, der er hentet fra ELSAM-notat SP93-147a "Biobrændsler til elproduktion", viser biomassepotentialet i ELSAM-området.

Ressource	PJ/år	Mio. ton biomasse pr. år	Vandindhold %
Overskudshalm	9,5	0,7	15
Træ	7,5	0,75	43
Energiskov - pil	22,0	2,4	50
I alt	39,0		

Tabel 3.1

Den tilgængelige halmmængde til fyringsformål er 1,1 mio. ton svarende til 16 PJ. Undersøgelser viser, at halmoverskuddet er størst på Fyn og i den østlige del af Jylland. I flere vestjyske kommuner er der halmunderskud - også i normalåret.

Det samlede danske træpotentiale er opgjort til 11,1 PJ, og det skønnes, at 70% (7,5 PJ) vil være til rådighed vest for Storebælt.

Med hensyn til energiafgrøderne er det antaget, at der i ELSAM-området er 150.000 ha til rådighed til dyrkning af f.eks. pil. Med en årlig tilvækst på 8 ton tørstof/ha bliver det 2,4 mio. ton afgrøder pr. år eller svarende til 22 PJ. Forudsætter man, at energiafgrøderne fortrænger kornproduktionen, nedsættes halmoverskuddet med ca. 7 PJ.

Elværkerne undersøger i øjeblikket følgende teknologier til elproduktion på biobrændsler:

- Tilsatsfyring.
- Fluid-bed.
- Forgasning.

På kort sigt er tilsatsfyring den eneste måde, hvorpå biobrændsler kan implementeres i elproduktionen i større skala. ELSAM har gennemført et forsøgsprogram med tilsatsfyring af halm på blokke i 150-250 MW-klassen (tilsatsfyring med ca. 10% halm). Forsøgene har (ikke uventet) indikeret en forøget korrosion af overheder som følge af halmens store indhold af klor og alkali. Der har endvidere vist at være problemer med flyveasken, idet klor og kalium afsættes i flyveasken, og derved kan gøre den uanvendelig i cement- og betonindustrien. Alkali/klor-korrosionen er klart afhængig af kedlens udlægning, hvor korrosionen øges med øget temperatur. Konsekvensen er, at det ikke umiddelbart anses for muligt at anvende halm i 350 MW-klassen, der er udlagt for endnu højere temperaturer end kedlerne i 150 og 250 MW-klasserne. Omfanget af ovennævnte problemer afdækkes i et langtidsforsøg på MK og VK, der skal være afsluttet 1. april 1994.

På fluid-bed-området er ELSAM via anlægget i Grenå ved at opbygge erfaring med biomasse i kombination med kul på cirkulerende fluid-bed-anlæg (CFB). Under forudsætning af en normal modningstid for CFB-teknologien (kul + halm) kan det første større anlæg > 200 MW tages i anvendelse i ELSAM omkring år 2005, hvis der ikke opstår alvorlige teknologiske problemer. Grenå-konceptet har vist, at det fyringsteknisk er muligt at indfyre 50% halm sammen med kul i en CFB-kedel. I dette koncept kan asken ikke genanvendes i dag.

Et alternativ til forbrænding af biomasse er forgasning af biomasse. Konceptets ide er konvertering af biomasse til et forædlet brændsel, der umiddelbart kan anvendes i de til rådighed værende produktionsteknologier. Der satses internationalt store ressourcer i forgasningsteknologien, hovedsageligt på teknologier til forgasning af kul, men også forgasning af biomasse til energifremstilling er på vej frem. De nordiske leverandører af forgasningsanlæg (fluid-bed-forgasning) arbejder målrettet mod ren biomasseforgasning, og der må forventes et brugbart/kommercielt resultat inden årtiets udgang. Anvendelse

af forgasset biomasse i ELSAMs produktionssystem i større omfang forventes tidligst at kunne ske efter år 2010.

3.2.2 Biobrændsler og udbygningskriterierne

Den største fordel ved at anvende biobrændsler til reduktion af CO₂-emissionen, er at det giver mulighed for at fastholde en større kulandel. Ved at satse på biobrændsler får ELSAM også mulighed for at blive en interessant samarbejdspartner, hvis biobrændsler internationalt set får et gennembrud.

Den største barriere for at bruge halm og energiafgrøder som virkemidler til at nå CO₂-målsætningen år 2005 er, at det vil kræve en forcering af den teknologiske udvikling samt anlægsinvesteringer med højere risici end hidtidig praksis. Lager- og transportproblemerne er betydelig større ved biobrændsler end ved kul, fordi biobrændslerne fylder ca. 10-15 gange mere end kul. Endelig er biobrændslerne 2-3 gange dyrere end kul.

Den løsning, hvor den teknologiske risiko er mindst, er tilsatsfyring af 250 MW-enhederne med halm. Denne løsning har dog den meget store ulempe, at der sammen med halmen afbrændes en så stor mængde kul på ældre mindre effektive enheder, at CO₂-målsætningen kun nås, hvis der bruges store mængder naturgas på 350 MW-enhederne, der i forvejen har røgrensningsanlæg og høje virkningsgrader. Hvis man vil undgå gas på 350 MW-enhederne, skal halmen ind på disse enheder, men det vil teknologisk set blive meget vanskeligt.

En mulighed, som kunne være meget interessant, men som teknologisk set ikke anses for mulig, er halm-/tilsatsfyring af 250 MW-enheder ombygget til naturgas. Denne løsning ville dog stadigvæk have givet nogle stærke driftsmæssige bindinger, idet 250 MW-enhederne mere eller mindre ville være uden for den økonomiske lastfordeling, idet de ville være bundet til at aftage en nogenlunde kontinuerte halmmængde.

Hvis halmtilsatsfyringsteknologien ikke lykkes, er der kun fluid-bed-teknologien tilbage til at sikre, at halmoverskuddet anvendes til elproduktion. Hvis halm og energiafgrøder skal bidrage væsentligt til reduktion af CO₂-udledningen før år 2005, skal udviklingen af fluid-bed-teknologien (kul + biobrændsler) inden for ELSAM forceres.

Med de nuværende brændselspriser vil biobrændsler have en negativ indflydelse på **elprisen**. **Forsyningssikkerheden** vil kunne forblive uændret. **Miljøproblemerne** vil blive anderledes.

Introduktionen af biobrændsler i stor målestok kan gøre elforsyningen **afhængig af lokale biobrændselsleverandører**. Importpriser fra Norge, Sverige og Østeuropa kan sætte en øvre grænse for priserne på biobrændsler.

Biobrændsler er neutrale over for kriteriet om **ligeværdighed i samarbejdet med nabosystemer**, men vil kunne have en negativ indflydelse på **udnyttelse af store investeringer**, hvis f.eks. ældre kraftværker ombygges til tilsatsfyring af biobrændsler og dermed kommer til at skulle køre som grundlastenheder, hvorved nye effektive grundlastenheder får en lavere benyttelsestid end forudsat, da de blev planlagt.

Fyring med biobrændsler i elsystemet vil som ovenfor nævnt øge de **variable marginalomkostninger**, men den hidtidige strategi om en stor andel grundlastenheder vil kunne fastholdes, idet biobrændsler bedst egner sig til at blive brugt på grundlastenheder (af lager- og transporthensyn).

Biobrændsler vil typisk have en negativ indflydelse på **den driftsmæssige fleksibilitet**. Både fordi kraftværker, der fyrer med biobrændsler, er vanskeligere at regulere, og fordi biobrændselsforbruget skal være rimeligt konstant uafhængig af el- og kraftvarme-forbruget.

Større brug af halm i elsystemet kan sætte **den nuværende teknologiske udvikling langt tilbage i tid**, idet det ikke skønnes muligt med halm at komme op på de dampdata, man p.t. opererer med ved fyring med kul og naturgas. Med hensyn til de andre biobrændsler (træ, elefantgræs, træflis m.v.) er det for tidligt at sige noget om, hvordan de passer ind i den nuværende teknologiske udvikling. Da biobrændselsfyrede kraftværker ikke er velegnede som mellemlastenheder, kan en omfattende udbygning med denne type enheder betyde, at elværkerne må forlade den strategi, hvor man primært bygger nye grundlastenheder og lader ældre grundlastenheder rykke op som mellem- og spidslastenheder. (Så skal man i hvert fald tage biobrændsler fra dem, når de skifter til mellem- og spidslast).

Biobrændsler har en positiv indflydelse på robustheden over for krav til CO₂-udledning, men vil højst sandsynligt føre til, at ELSAM stilles over for helt nye miljøproblemer.

3.3 Samproduktion af el og kraftvarme

Ved samproduktion af el og varme opnås højere virkningsgrader end ved adskilt produktion og dermed et lavere brændselsforbrug (lavere CO₂-udledning). Størrelsen af CO₂-reduktionen afhænger af, hvilket brændsel der bruges til varmeproduktion, før samproduktionen etableres. Den største CO₂-reduktion opnås, når et kulfyret fjernvarmeværk ombygges til kraftvarmeproduktion på et CO₂-neutralt brændsel.

Etablering af 100 MW naturgasfyret decentral kraftvarme reducerer CO₂-udledningen med ca. 0,25 mio. ton pr. år, hvis elektriciteten alternativt var produceret på kul og fjernvarmen på naturgas.

3.3.1 Potentialer og teknologi

Decentral kraftvarme

I 1988, som er referenceåret for kravet om 20% CO₂-reduktion, blev der produceret ca. 35 PJ kraftvarme i ELSAM-området. Denne produktion foregik næsten udelukkende i de fem store kraftvarmeområder, kun 0,5 PJ blev produceret på decentrale kraftvarmeværker (~ 19 Mw_{el}).

Med udgangen af 1992 er den centrale kraftvarmeproduktion fortsat ~ 35 PJ, hvorimod den decentrale produktion er steget til 3,5 PJ.

Tabel 3.2 viser status samt prognose for den decentrale kraftvarmeudbygning i ELSAM-området.

	I drift ved udgangen af 1992	Besluttet 1992	Prognose
Elværksejet eller delvis elværksejet	130 MW	200 MW	350-400 MW
Uden for elværksejer	125 MW	150 MW*	350-400 MW

*) Ekskl. anlæg under 2 MW.

Tabel 3.2 Status og prognose for decentral kraftvarme - udbygning i ELSAM-området.

Industriel kraftvarme

Det samfundsøkonomiske potentiale for industriel kraftvarme er i en rapport udarbejdet af ELSAM, ELKRAFT, Dansk Naturgas, de regionale naturgasselskaber og Energistyrelsen (1991) på landsplan opgjort til ca. 18 PJ/år svarende til en potentiel effekt på ca. 400 MW_{el}. Dette omfatter projekter, der fremviser samfundsøkonomiske forrentninger på mere end 7%.

En betydelig andel af dette potentiale findes inden for nærings- og nydelsesmiddelindustrien og kemisk industri, hvorunder raffinaderier er placeret.

I lyset af, at hovedparten af de større virksomheder har et dampbehov, domineres potentialet af gasturbine-løsninger. I nogle delbrancher vil det dog være muligt at etablere gasmotoranlæg.

En samlet udbygning af hele det samfundsøkonomiske potentiale vil medføre investeringer af størrelsen 2,7 mia. kr. Såfremt dette potentiale realiseres, vil industriens egenproduktion af elektricitet vokse med en faktor 6. Den tilhørende energibesparelse er, opgjort som brændselsbesparelse, beregnet til ca. 9 PJ/år. En sådan udbygning vil give en reduktion af energisektorens samlede CO₂-udslip med knap 2% (svarende til 1,2 mio. ton CO₂).

Over for disse samfundsøkonomiske muligheder står, at de nuværende brændselspriser og afregningsregler for naturgas og elektricitet begrænser industriens incitament til at udnytte de samfundsmæssige og miljømæssigt fordelagtige muligheder, der ligger i en kombineret el- og procesvarmeproduktion.

For det **første** fremviser de selskabsøkonomiske beregninger ikke interne renter, der tilgodeser industriens typiske forrentningskrav. For det **andet** er der en række usikkerheder omkring de fremtidige energipriser og evt. miljøafgifter, der bevirker, at projekter om industrielle kraftvarmeanlæg i dag er behæftet med økonomisk usikkerhed.

En mere omfattende udbygning med industrielle kraftvarmeanlæg afhænger således af udviklingen i de fremtidige anlægsomkostninger, brændselspriser og energitakster, samt hvorvidt nogle af de nævnte usikkerhedsmomenter kan reduceres eller fjernes.

I ENERGI 2000s handlingsplan er der regnet med ca. 400 MW industriel kraftvarme på landsplan i år 2005.

Teknologier

De teknologier, der skal anvendes i forbindelse med at samproduktion af el og varme bruges som CO₂-virkemiddel, er kendte og velafprøvede.

3.3.2 Samproduktion af el og varme set i forhold til udbygningskriterierne

De vigtigste fordele ved samproduktion af el og kraftvarme er brændselsbesparelsen, som både giver forsyningsmæssige og miljømæssige gevinster. Den største ulempe er de driftsmæssige bindinger, der opstår, når der etableres en binding mellem elproduktion og varmeproduktion (eloverløb og andre reguleringsproblemer). Konsekvenserne af disse øgede bindinger er beskrevet i et andet arbejdsdokument til UP93 "Reguleringsforhold i forbindelse med implementering af betydelige mængder vindkraft og decentral kraftvarme i elsystemet" (SP93-362a).

Decentrale kraftvarmeværker vil have en **negativ indflydelse på kriteriet om uafhængighed af brændselsleverandør**, idet brændslet fortrinsvis vil være naturgas. Da der laves mange små gaskontrakter, vil denne afhængighed synes mindre, end hvis det er store kraftværker, der bygges eller ombygges til naturgas. I praksis vil afhængigheden dog være den samme.

Udbygning med decentrale kraftvarmeværker vil virke neutralt med hensyn til kriteriet om **ligeværdighed i samarbejde med nabosystemer**. De decentrale kraftvarmeværker vil give driftsbindinger og derved øge restriktionerne på **udnyttelse af elsystemets store investeringer**.

Hvis man udbygger elsystemet med en stor andel decentrale kraftvarmeværker, vil det ikke længere være så attraktivt at udbygge den resterende del af elsystemet med grundlastenheder, idet de decentrale kraftvarmeværker kører grundlast om vinteren og mellem-/spidslast om sommeren. Om vinteren er der derfor ikke plads til meget mere grundlast. Decentral kraftvarme vil derfor have en tendens til at **forhøje de variable marginalomkostninger**.

Som nævnt ovenfor øger de decentrale kraftvarmeværker systemets driftsbindinger (f.eks. via eloverløb), og de binder en del af produktionssystemet til at køre on/off (manglende bidrag til rullende reserve), hvorved de virker negativt ind på kriteriet om **fleksibilitet i lastfordelingen**.

Omfattende udbygning med decentrale kraftvarmeværker kan virke **som en bremse på den løbende fornyelse af de store kraftværksenheder**, idet de decentrale kraftvarme-

værker vil forsinke den centrale udbygning. Det bliver herved vanskeligere at opretholde en teknologisk "kritisk masse" i ELSAM-systemet omkring de store kraftværksenheder.

Øget udbygning med naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker vil forbedre elsystemets **robusthed over for nye eller skærpede miljøkrav.**

3.4 Højere elvirkningsgrad

Ved at forny gamle mellem- og spidslastenheder med nye grundlastenheder og flytte nogle af de ældre grundlastenheder op til mellemlastniveau kan man spare ca. 0,07 mio. ton CO₂ for hver 100 MW ny kapacitet, der etableres.

3.4.1 Potentiale og teknologi

CO₂-reduktionspotentialet ved at skrotte de fire 250 MW-enheder, der bliver 30 år i perioden 1999-2005 og etablere ny kulfyret kapacitet i stedet, er ca. 0,7 mio. ton CO₂.

Den nye kulstøvfyrede teknologi (KAD), som skal bruges til erstatning af de ældre 250 MW-enheder, findes og er velafprøvet.

3.4.2 Højere elvirkningsgrader som CO₂-virkemiddel set i forhold til udbygningskriterierne

De vigtigste fordele ved at skifte 250 MW-enhederne ud med nye produktionsanlæg er miljøgevinsterne, lavere variable omkostninger, samt at der fortsat vil være en løbende udskiftning, således at man ikke omkring år 2008 står med et gammelt produktionsanlæg. Endelig er der den fordel, at ELSAM kan fastholde et jævnt investeringsniveau.

De største ulemper ved at skrotte 250 MW-enhederne, når de fylder 30 år, er, at de kan bruges i forbindelse med afprøvninger af nye teknologier samt til at undgå en forcering af den teknologiske udvikling hen imod anvendelse af nye brændsler på nye enheder. Et andet væsentligt problem er, at der måske ikke er plads til mere grundlastkapacitet i ELSAM-systemet, og at de nyeste grundlastenheder ikke om 10 år bør flyttes op til mellemlastniveauet. Skrotes disse anlæg, skal der etableres nye spids- og reserveanlæg med meget få benyttelsestimer.

Højere elvirkningsgrader i systemet vil virke positivt ind på **kriteriet om uafhængighed af brændselsleverandører**, idet brændselsforbruget relativt set vil reduceres.

Højere elvirkningsgrader vil være neutrale over for ønsket om **ligeværdighed i samarbejde med nabosystemer**, men kan have en negativ indflydelse på kriteriet om **minimumrestriktioner på udnyttelse af store investeringer**, hvis man erstatter produktion på nyere grundlastenheder med en relativ høj virkningsgrad.

Hvis elsystemets totale virkningsgrad forbedres, vil det have en positiv indflydelse på kriteriet om **lave variable marginalomkostninger**, idet brændselomkostningerne reduceres.

Brug af forbedrede systemvirkningsgrader som CO₂-reduktionsvirkemiddel er neutral over for kriteriet vedrørende **den driftsmæssige fleksibilitet**.

Hvis en betydelig del af CO₂-reduktionen skal ske ved hjælp af højere elsystemvirkningsgrader, skal **den løbende fornyelse af produktionssystemet fremskyndes**. Større effektivitet i produktionssystemet vil øge **robustheden over for nye eller skærpede miljøkrav**.

3.5 Vindkraft

For hver 100 MW vindkraft, der etableres, reduceres CO₂-emissionen fra elsektoren med ca. 0,15 mio. ton CO₂.

3.5.1 Potentiale og teknologier

Tabel 3.3 viser en oversigt over udviklingen i vindkraftudbygningen i ELSAM-området for perioden 1988-1992.

	1988	1989	1990	1991	1992
Elværksejet	19	29	48	52	57
Privatejet	130	170	208	266	290

Tabel 3.3 Vindkraft i ELSAM-området (MW).

I "Betænkning II" fra Planstyrelsens Vindmølleplaceringsudvalg (VPU) er der på baggrund af en vindkortlægning af landet skønnet, at vindkraftpotentialet på land (hele Danmark) totalt set ligger mellem 1.500 og 2.300 MW. Heraf fremkommer de 280-380 MW ved at udskifte gamle møller i 15-130 kW-størrelsen med nye møller i 250-500 kW-størrelsen.

Elværkernes erfaringer med at skaffe plads til vindmølleparker på land viser imidlertid, at det i praksis vil blive svært at udnytte selv en lille del af det skønnede potentiale, hvilket hænger sammen med lokalpolitisk modstand og en voksende erkendelse i samfundet af, at vindmøller udgør et miljøproblem.

Myndighedernes vanskeligheder med at udpege pladser til havbaserede vindmølleparker tyder ikke på, at der inden for overskuelig fremtid kan anvises økonomisk rimelige alternativer til landbaserede vindmøller.

Teknologien, der skal til for at udnytte vindenergien, findes og er velafprøvet.

3.5.2 Vindkraften og udbygningskriterierne

Fordelen ved vindkraften som CO₂-reduktionsmiddel er, at den i modsætning til nogle af de andre CO₂-virkemidler teknologisk set findes. En anden fordel ved at satse på vindkraft som CO₂-reduktionsmiddel er, at det vil øge hjemmemarkedet for dansk vindmølleindustri.

De største problemer ved vindkraften er økonomien samt de driftsmæssige problemer, der opstår ved store mængder vindkraft i elsystemet. Vindkraften vil medføre, at den rullende reserve i elsystemet skal sætte op, hvorved vindkraftens CO₂-værdi ikke kommer til at slå helt igennem.

Med indpasning af vindkraft i stor skala bliver elforsyningen meget afhængig af vind og vejr. Udbygning med vindkraft kan dog betyde, at elværkerne i større omfang kan fastholde kullene og **derved fortsat sikre uafhængighed af brændselsleverandører.**

Store mængder vindkraft i elsystemet vil gøre det vanskeligere at opretholde **ligeværdighed i samarbejde med nabosystemerne**, især hvis der ikke opbygges et dyrt backup-system, som træder til, når det blæser. Vindkraften vil på grund af sin stokastiske natur gøre det vanskeligere at udnytte **elsystemets store investeringer.**

Vindkraften vil også sætte en bremse for udbygninger med grundlastenheder, idet grundlastenheder ikke vil være det optimale backup-system til vindkraften. Så selv om

vindkraftens variable omkostninger er nul, vil indpasning af store mængder vindkraft **øge elsystemets variable marginalomkostninger.**

Den forudsatte udbygning med vindkraft vil i høj grad reducere den **driftsmæssige fleksibilitet** og bevirke, at nye kraftværker skal være mindre end den størrelse, der på nuværende tidspunkt anses for at være optimal. Vindkraften spiller ikke så godt sammen med andre CO₂-virkemidler, der også reducerer driftsfleksibiliteten.

Indpasning af vindkraft i stor målestok vil stille krav om **ændring af den nuværende teknologiske udvikling** på kraftværksområdet mod højere virkningsgrader til en udvikling mod meget større reguleringsevne.

Øget udbygning med vindkraft vil forbedre elsystemets **robusthed over for nye eller skærpede miljøkrav.**

3.6 CO₂-rensning og deponering

For hver 100 MW kulfyret kraftværkskapacitet, der forsynes med CO₂-rensning og deponering, kan CO₂-udledningen reduceres med ca. 0,36 mio. ton pr. år.

3.6.1 Potentiale og teknologier

ELSAM har lavet en foreløbig vurdering af mulighederne for at fjerne CO₂ fra røgen på et kraftværk og deponere den i undergrunden. Undersøgelsen konkluderer, at det er teknisk muligt at gøre det, men at det vil betyde mere end en fordobling af produktionsprisen på el. Det skyldes primært, at virkningsgraden på et kraftværk med CO₂-rensning bliver reduceret med ca. 25%.

3.6.2 CO₂-rensning og deponering set i relation til udbygningskriterierne

Fordelen ved CO₂-rensning og deponering er, at kul kan fastholdes som ELSAMs primære brændsel. Den væsentligste ulempe er det øgede bruttoenergiforbrug.

CO₂-rensning og deponering vil bevirke, at ELSAM kan fastholde den meget store kulandel og dermed **uafhængigheden af brændselsleverandører.**

Der vil dog skulle købes meget større kulmængder på grund af virkningsgradsreduktionen.

CO₂-virkemidlet vil være neutral over for ønsket om **ligeværdighed i samarbejde med nabosystemer** og kriteriet om minimumsrestriktioner på udnyttelse af store investeringer.

CO₂-rensning og deponering vil **øge de variable omkostninger**. Man får altså etableret investeringstungt grundlastkapacitet med høje variable omkostninger, når man bygger grundlastenheder med CO₂-rensning.

CO₂-rensning forventes at være neutral over for kriteriet om **driftsmæssig fleksibilitet**.

CO₂-rensning vil kræve, at den løbende fornyelse af produktionssystemet fremskyndes, og endelig vil CO₂-rensning reducere elsystemets robusthed over for nye eller skærpede miljøkrav (p.g.a. det øgede bruttoenergiforbrug).

3.7 Elimport af CO₂-fri elektricitet (Fast energi)

Elværkerne har de sidste 10-15 år importeret ca. 20% af elforbruget fra vandkraftsystemer i Norge og Sverige. Denne import har reduceret elprisen og virket positivt ind på ønsket om miljø- og ressourcehensyn. Det danske elsystem er dog ikke udbygget med denne import som forudsætning. I en fremtidig udbygning, hvor man bevidst benytter elimport som et CO₂-virkemiddel (hvis man får politisk accept for dette) vil man gøre sig meget mere afhængig af, at elleverancen rent faktisk også kommer til at finde sted.

Elimport af CO₂-fri elektricitet kan være med til at fastholde kul som den vigtigste energikilde i den danske elforsyning.

Elimport kan derfor **bidrage positivt til kriteriet om uafhængighed af brændselsleverandører**, men elforsyningen bliver meget afhængig af elimporten.

En udbygning, hvor man baserer sig på langsigtet fastkraft-import fra andre elsystemer på kontraktvilkår, vil virke **neutralt på kriteriet om ligeværdighed i samarbejdet med nabosystemer**.

Da det typisk er energien, der er den begrænsende faktor i vandkraftsystemer, er det sandsynligt, at kontrakter om elimport kan udformes således, at de udvider den driftsmæssige fleksibilitet. Elimport fra vandkraftsystemer kan derfor **virke positivt ind på kriterier med minimumsrestriktioner på udnyttelse af store investeringer**.

Import af CO₂-fri elektricitet gør det muligt at fastholde kullene i elsystemet, hvorved elværkerne **kan opretholde de lave variable marginalomkostninger**.

Den øgede driftsmæssige fleksibilitet, som udlandsaftaler med vandkraftsystemer kan give anledning til, betyder, at import af CO₂-fri elektricitet kan passe godt sammen med de øvrige CO₂-virkemidler.

Import af CO₂-fri elektricitet vil betyde, at der ikke skal udbygges med så mange kraftværker, hvilket vil have **en negativ indflydelse på elværkernes målsætning om løbende teknologisk fornyelse.**

Elimport af CO₂-fri elektricitet vil øge elsystemets robusthed over for nye eller skærpede miljøkrav.

3.8 A-kraft

A-kraft er p.t. ude af dansk energipolitik. De nuværende priser på nye a-kraftværker sammenholdt med uranpriserne betyder, at a-kraften som CO₂-virkemiddel vil øge elprisen. Forsyningssikkerheden vil kunne fastholdes, hvis elsystemet udbygges med a-kraft. A-kraften vil bidrage positivt på elværkernes ønske om miljø- og ressourcehensyn, men vil være problematisk med hensyn til befolkningens accept af elværkernes aktiviteter.

Med a-kraft i elsystemet kan elværkerne **fastholde uafhængigheden af brændselsleverandører**, og udbygningskriteriet vedrørende **ligeværdighed i samarbejdet med nabo-systemer** vil kunne opretholdes.

De store investeringer, der er nødvendige, når man skal bygge a-kraftværker, vil betyde, at kriteriet om minimumrestriktioner på **udnyttelse af store investeringer vil blive endnu højere prioriteret.**

A-kraft **passer godt ind i elværkernes målsætning om at udbygge et elsystem med lave variable marginalomkostninger.**

A-kraften vil have en **negativ indflydelse på kriteriet om fleksibilitet i lastfordelingen af kraftværkerne**, idet der med større a-kraftværker i det danske elsystem vil blive skabt nye driftsbegrænsninger.

Kriteriet om tidssvarende teknologi vil fortsat kunne opfyldes, så længe a-kraftværker stadig opfattes som værende tidssvarende teknologi. Elværkerne må dog opgive strategien om at bruge ældre grundlastenheder som mellem- og spidslastenheder, idet a-kraftværker ikke egner sig til et udpræget start/stop- og reguleringsarbejde.

A-kraft vil have en positiv indflydelse på elsystemets robusthed over for skærpede miljøkrav på SO₂-, NO_x-, CO₂-, støv-, støj- og tungmetal-området, men uheld på a-kraftværker kan sætte ELSAM-a-kraftværker ud af spillet, også selv om uheldene sker uden for landets grænser.

3.9 Elbesparelser

For hver TWh, der spares år 2005, reduceres CO₂-emissionen med ca. 0,8 mio. ton.

Elbesparelser som CO₂-virkemiddel adskiller sig fra de øvrige virkemidler (bortset fra industriel kraftvarme), ved at den endelige beslutning, som skal føre til elbesparelser, ligger uden for elsystemets regi - nemlig hos de enkelte elforbrugere.

Elværkerne kan ikke som for de andre virkemidler 3.1-3.7 beslutte sig for at anvende X% af potentialet og være sikker på, at det realiseres.

3.9.1 Potentialer og teknologier

ELSAM anvender følgende definitioner i forbindelse med opgørelse af elsparepotentialet:

A. Besparelser, der automatisk indgår i de grundlæggende prognoser:

- Der er tale om besparelser, som allerede i flere år har påvirket elforbrugsudviklingen. De indgår derved - "skjult" og uadskilleligt - i det statistiske grundlag for prognosemodellerne, hvorfor de automatisk indgår i de udarbejdede prognoser.

B.: Yderligere resultater inden for rækkevidde i 1990'erne:

- Her afgrænses yderligere besparelser, som "manuelt" regnes med ind i planlægningsprognosen. Besparelserne har endnu ikke sat sig så sikre spor i det historiske og dermed registrerede elforbrug, hvorfor de heller ikke automatisk indgår i prognosen. Der er tale om relativt sikre besparelser, hvor virkemidlernes
 - økonomi,
 - beslutningsvej og
 - lovgivningsmæssige grundlag

er på plads. Man kan sige, at indsatsen (virkemidlerne), der skal afstedkomme besparelserne, er vedtaget. Besparelser herudover vil være uansvarligt at fratække i de prognoser, der ligger til grund for udbygningsplanlægningen.

C: Elbesparelser under modning:

- I planlægningsprognoseerne bør ikke indgå elbesparelser med usikker virkning, ukendt økonomi, uklare beslutningsveje, eller hvor vedtagelse af de nødvendige virkemidler er i strid med gældende lovgivning. Elbesparelser i denne kategori befinder sig i en tidlig udviklingsfase - eksempelvis i form af F&U- eller demonstrationsprojekter. De kan senere indregnes i plangrundlaget ved de årlige revisioner - sag for sag - hvis de efterhånden modnes til elbesparelser af kategori B.

GWh pr. år, an forbruger

(fratrækkes på niveau "salg til forbrugere")

År	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2001	2003	2004	2005
Besparelser i alt	0	45	184	332	481	629	778	926	1.075	1.224	1.372	1.521	1.669	1.818	1.966	2.115

En meget vigtig erfaring, elsystemet har opnået ved de besparelserprojekter, der er gennemført indtil videre, er, at det koster store ressourcer at opspore elbesparelserne. En anden erfaring er, at der p.t. findes en række barrierer, som gør det vanskeligt at nå væsentligt under sparemålene i UP92. Disse barrierer og mulighederne for yderligere elbesparelser analyseres i Least Cost Planning-projektet (ELSAM-ELKRAFT + distributionen i de to områder). Endelig skal man huske på, at elforbrugsudviklingen ikke alene bestemmes af, hvor store elbesparelser, der realiseres. Konjunkturudvikling for dansk økonomi spiller stadigvæk en helt afgørende rolle for elforbrugsudviklingen.

På det teknologiske område er det ingen tvivl om, at mange af elbesparelseteknologierne findes, det største problem er at få taget dem i anvendelse.

3.9.2 Elbesparelser og udbygningskriterierne

De største fordele ved at bruge elbesparelser som CO₂-virkemiddel er også at reducere alle andre miljøpåvirkninger ved elproduktion, eltransmission og eldistribution, samt at ELSAM derved ikke skal gennemføre så mange af de øvrige meget omkostningskræ-

vende virkemidler. Produktionssystemet har derfor lettere ved at fastholde konkurrencedygtigheden over for udlandet, hvis det lykkes at realisere store elbesparelser.

De største barrierer, som CO₂-virkemiddel, elbesparelser, skal overvinde, er problemstillingen vedrørende byrde og gevinstfordeling mellem aktørerne samt de problemer, det giver, når det er et meget stort antal aktører, der er involveret. Endeligt udgør de forholdsvis høje omkostninger ved at opspore elbesparelsesmuligheder, uden garanti for at de realiseres, et problem.

Elbesparelser vil p.g.a. den tilhørende brændsels- og CO₂-besparelse kunne være med til at **fastholde uafhængigheden af brændselsleverandører**, hvilket er meget positivt. Derimod vil en satsning på elbesparelser kunne øge **afhængigheden af tilfældig elimport**, hvis det skulle vise sig, at elbesparelserne ikke lader sig realisere i det omfang, der er forudsat i udbygningsplanerne.

Elbesparelserne har på langt sigt ingen indvirkning på kriteriet om **minimumrestriktioner på udnyttelse af store investeringer**, men vil på kort sigt kunne reducere udnyttelsesgraden af produktionssystemet.

Elbesparelser vil virke positivt på målsætningen om **lave variable marginalomkostninger**, ved at man undgår at skulle skifte kul ud med dyrere brændsler.

Elbesparelser sammenholdt med en større andel kraftvarme vil øge eloverløbsproblemet og reguleringsproblemerne. Elbesparelser vil derfor have en negativ virkning på **den driftsmæssige fleksibilitet**. DSM-tiltag gående ud på at flytte elforbruget eller gøre elforbruget mere fleksibelt vil have en positiv indflydelse på **kriteriet om fleksibilitet i lastfordelingen**.

Elbesparelser vil bevirke, at **den løbende teknologiske fornyelse af produktionsapparatet** kommer til at gå langsommere, idet der ikke vil være så stort et behov for nye kraftværker, som går ind og erstatter dele af produktionen på ældre enheder.

Elbesparelser vil være meget robuste over for **nye eller skærpede miljøkrav**.

4. Forenkede betragtninger vedrørende sammenhænge mellem elproduktioner på brændselsfyrede anlæg og krav til brændselsmiks

Hvis man ser bort fra CO₂-rensningens muligheden, sætter CO₂-målsætningen et loft på mængden af de fossile brændsler, der kan anvendes til elproduktion.

Den samlede CO₂-emission ved et givet brændselsforbrug er:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2\text{-udledning} &= \text{kulforbrug (PJ)} \cdot 95.000 \text{ ton/PJ} \\ &+ \text{naturgasforbrug (PJ)} \cdot 57.000 \text{ ton/PJ} \\ &+ \text{biobrændselsforbrug (PJ)} \cdot 0 \text{ ton/PJ}, \end{aligned}$$

hvor de 95.000 ton og de 57.000 ton er CO₂-udledningen pr. forbrugt PJ kul og naturgas. Biobrændsler regnes for at være CO₂-neutrale. Hvis man antager, at elvirkningsgraden er uafhængig af, hvilket brændsel der anvendes, kan følgende forenkede formelsæt opstilles:

$$(1) \quad \text{Totalt brændselsforbrug} = \frac{E + 0,15 \cdot Q_v}{0,42}$$

$$(2) \quad \text{Totalt brændselsforbrug} = X + Y + Z$$

$$(3) \quad X \cdot 95.000 + Y \cdot 57.000 + Z \cdot 0 = \text{CO}_2\text{-kvote},$$

hvor E: Elproduktion (PJ)

Q_v: Kraftvarmeproduktion (PJ)

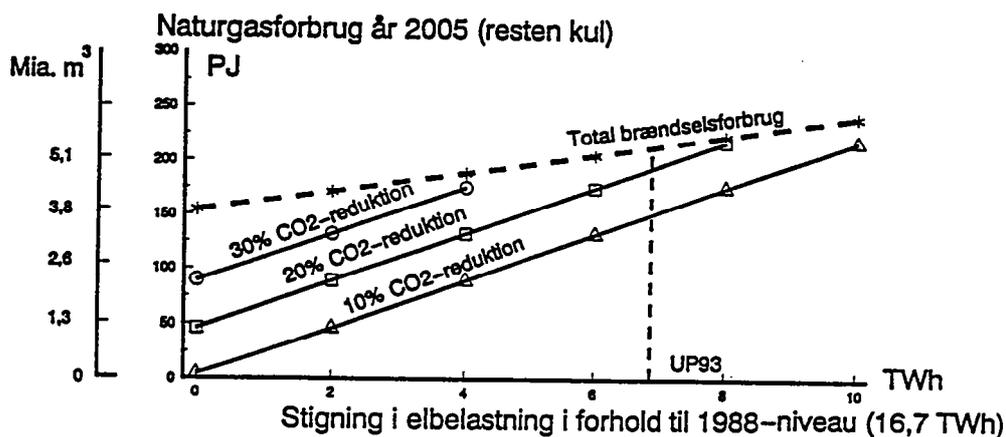
X: Kulforbrug (PJ)

Y: Naturgasforbrug (PJ)

Z: Biobrændselsforbrug (PJ)

I (1) omregnes kraftvarmeproduktionen (Q_v) til ækvivalent elproduktion ved at gange med faktoren 0,15 (gennemsnitlig C_v-værdi). Endvidere er det antaget, at den gennemsnitlige elsystemvirkningsgrad er 0,42 år 2005.

Figur 4.1 viser for forskellige elforbrug og forskellige CO₂-målsætninger for ELSAM sammenhænge mellem naturgasforbrug og kulforbrug uden brug af biobrændsler (X = 0).



Naturgas som CO₂-virkemiddel ved forskellige CO₂-reduktionskrav

Forudsætninger:

Uændret kraftvarmeproduktion i perioden 1988-2005

Stigning i gennemsnitlig elvirkningsgrad i perioden

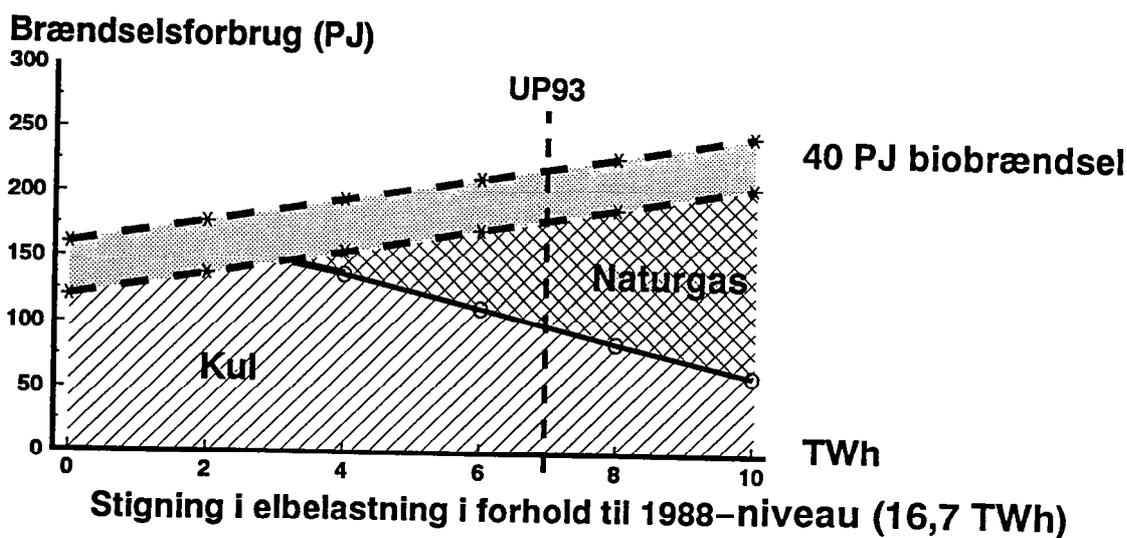
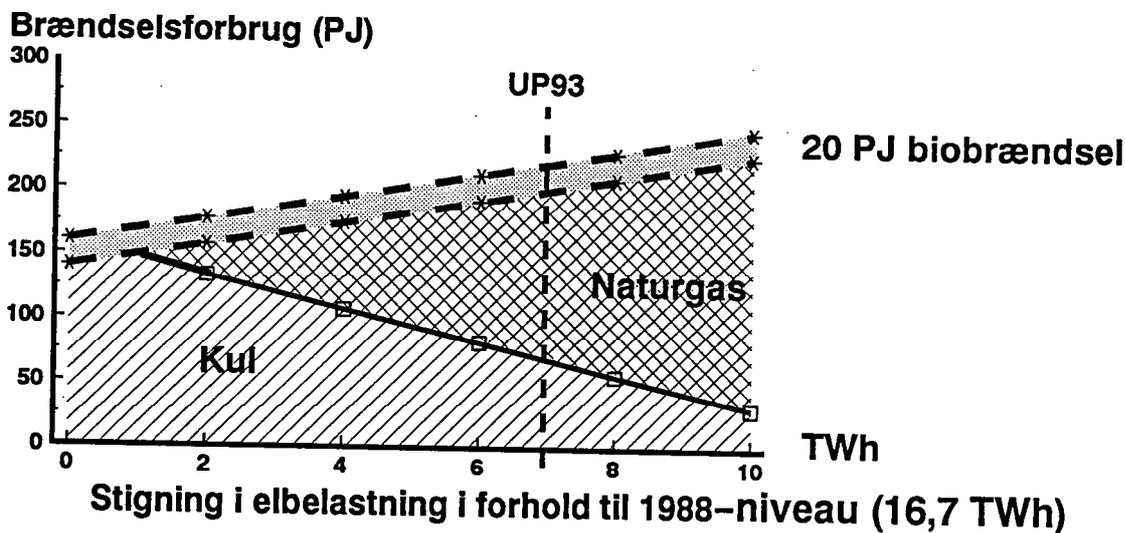
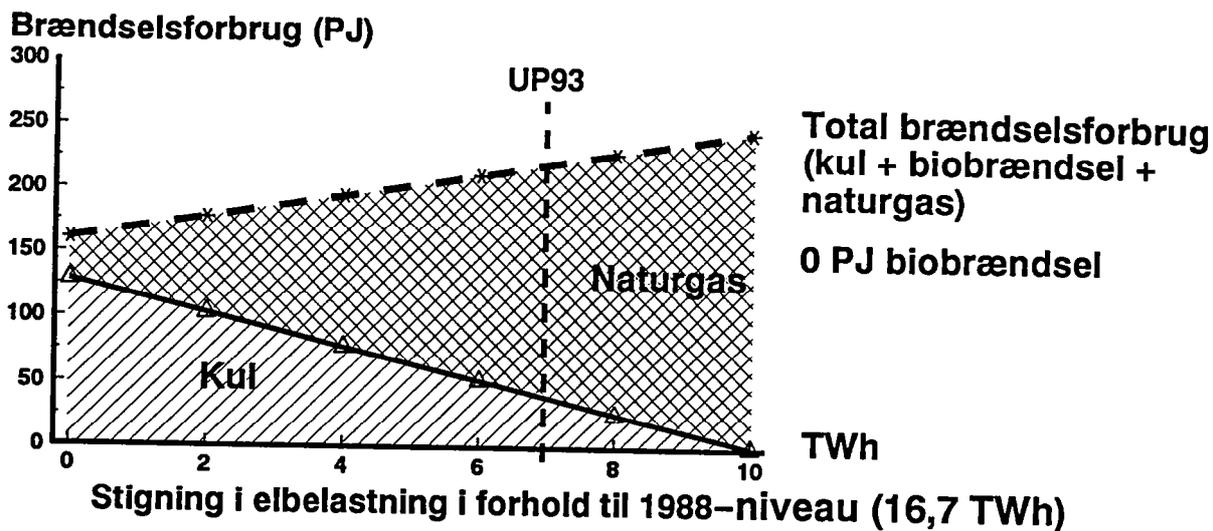
1988-2005 : 0,38 → 0,42

Figur 4.1 Sammenhænge mellem elproduktion, CO₂-målsætninger for ELSAM og naturgasforbrug. Afstanden fra naturgasforbruget og op til det totale brændselsforbrug er lig med kulforbruget.

Det fremgår af figuren, at naturgassen kommer til at udgøre 80-90% af brændselsforbruget, hvis elforbruget udvikler sig svarende til UP92/93-prognosen, hvis ELSAM skal overholde en 20% målsætning, og hvis der ikke anvendes andre CO₂-virkemidler end substitution af kul med naturgas.

Figur 4.2 viser, hvorledes naturgasandelen kan reduceres ved også at bruge biobrændsler som CO₂-virkemiddel.

Det fremgår af figur 4.2, at naturgasandelen kan reduceres fra 80 til 60%, ved at der implementeres ca. 20 PJ (10%) biobrændsler i elproduktionssystemet.



Figur 4.2 Sammenhænge mellem brændselsmikser og elproduktioner ved en 20% CO₂-målsætning for ELSAM.

5. Forenklede betragtninger vedrørende konkurrenceforhold mellem de forskellige CO₂-reduktionsvirkemidler

Som vist i de foregående afsnit kan følgende virkemidler til CO₂-reduktion være interessante for ELSAM:

- Naturgas.
- Biobrændsler.
- Decentral kraftvarme (industriel kraftvarme).
- Øget elvirkningsgrad (forceret udskiftning af elproduktionssystem).
- Vindkraft.
- CO₂-rensning og deponering.
- Elimport af CO₂-fri elektricitet.
- A-kraft.
- Elbesparelser.

For at kunne fastlægge en optimal udbygningsplan, der overholder CO₂-målsætningen, skal man kende sammenhænge mellem økonomi og potentiale for alle virkemidler, og man skal vide, hvorledes de pågældende virkemidler influerer på hinanden og på det samlede elsystem. (Ingen af virkemidlerne kan enkeltvis løse CO₂-problemet - løsningen er en kombination af virkemidler).

I tabel 5.1 er der vist CO₂-reduktionen ved at etablere 100 MW af de forskellige virkemidler. Med hensyn til elbesparelserne er det antaget, at disse har en benyttelsestid på 5.000 timer/år. Tallene er dokumenteret i bilag 1.

Naturgas (centralt) i stedet for kul	0,15 mio. ton CO ₂ /år
Biomasse (centralt) i stedet for kul	0,4 -
Decentral kraftvarme (gas) i stedet for ny kulfyret enhed (central)	0,25 -
Udskiftning af 250 MW-enheder med nye kulfyrede kraftværker	0,07 -
Vind i stedet for kul	0,15 -
CO ₂ -rensning (kul)	0,36 -
"CO ₂ -fri" import i stedet for kul	0,4 -
A-kraft i stedet for kul	0,4 -
Elbesparelser (5000 timer/år) i stedet for kul	0,4 -

Tabel 5.1 CO₂-reduktion pr. 100 MW omlægning.

Elbesparelser, a-kraft og elimport af CO₂-fri elektricitet er de virkemidler, der er vanskeligst at prissætte. I analyserne (afsnit 6) gøres der derfor ikke forsøg på at lave

denne prissætning direkte. Prissætningen gennemføres derimod indirekte ved, at der regnes på, hvor lav prisen skal være på elbesparelser, a-kraft og elimport af CO₂-fri elektricitet, for at disse virkemidler er konkurrencedygtige med de andre CO₂-virkemidler.

I bilag 1 er der lavet nogle forenkledede beregninger over den marginale elpris. Der anvendes følgende brændselspriser (kr/GJ) år 2005:

	Eksempel 1	Eksempel 2
Kul	13,5	+ 20%
Naturgas	29,0	+ 20%
Biobrændsler (lav prognose)	25,0	+ 20%
Biobrændsler (høj prognose)	35,0	+ 20%

Priserne i eksempel 1 svarer til ELSAMs aktuelle forventninger.

Priserne i eksempel 2 bruges blot som en følsomhedsvurdering.

Det forudsættes, at CO₂-loftet er nået med den aktuelle elproduktion, og at en stigning i elforbruget derfor skal produceres CO₂-frit. Hvis den marginale elproduktion finder sted på brændsler, der ikke er CO₂-neutrale eller CO₂-frie, skal noget af den øvrige elproduktion omlægges til "brændsler" med mindre CO₂-udledning, for at loftet ikke overskrides. Det forudsættes endvidere, at en udvidelse af elproduktionen centralt ikke kan øge samproduktionen, hvorimod en udvidelse decentralt fører til, at kraftvarmemarkedet udvides. De forenkledede beregninger viser følgende marginale elpriser baseret på CO₂-fri elproduktion:

	Eksempel 1 (kr/MWh)	Eksempel 2 (kr/MWh)
- Naturgas (centralt)	469	553 (+18%)
- Biobrændsler (centralt)		
Høj prognose	451	513 (+14%)
Lav prognose	363	407 (+12%)
- Decentral kraftvarme (naturgas)	361	419 (+16%)
- Øget elvirkningsgrad ved kulfyring		
- Udskiftning af 250 MW-enheder med grundlastenheder	181	160 (-11%)
- Vindkraft	454	504 (+11%)
- CO ₂ -rensning og deponering*	480	-
- Elproduktion på kul uden CO ₂ -begrænsning	216	235 (+9%)

* Dokumenteret i ELSAMs F&U-projekt vedrørende CO₂-rensning og deponering.

Der er i ovenstående tal ikke indregnet nogen former for afgifter på brændsler til elproduktion.

Af tabellen fremgår, at naturgassen er det dyreste virkemiddel, og det virkemiddel der er mest følsomt over for stigninger i brændselspriser. Det billigste CO₂-virkemiddel er at udskifte 250 MW-enhederne med nye kraftværker, men som det fremgår af tabel 5.1, har dette virkemiddel en begrænset CO₂-effekt.

6. Analyser af potentielle udbygningsmuligheder for perioden 2000-2010

Som nævnt i indledningen er formålet med analyserne for perioden 2000-2010 bl.a. at levere en del af beslutningsgrundlaget for den sidste del af planperioden frem til år 2000. Andre formål med analysen er at give et første bud på potentialer for og krav til de nye teknologier, der skal indsættes i elproduktionssystemet efter år 2000, herunder ændrede krav til de anlæg, der kører i dag eller er under bygning. Endelig giver analyserne et bud på, hvad det på produktionssiden koster at opfylde CO₂-målsætningen. Ideen med at opstille tre forskellige brændselsmiksforløb er **ikke**, at man direkte skal **vælge** et af de tre forløb. Forløbene udspænder en vifte af interessante muligheder. Det er ikke alle muligheder, der er medtaget, og det er ikke sikkert, at de "planer", der regnes på, i praksis kan lade sig realisere.

6.1 De tre brændselsmiksforløb

Ved fastsættelse af udviklingsforløbene forudsættes det, at konjunkturerne udvikler sig som forudsat i UP92/93. Elforbrugsprognosen svarer altså til UP92/93-prognosen.

I det følgende regnes der kun på den del af elproduktionen, hvor produktionen er baseret på kul, naturgas, biobrændsler og vindkraft.

Den del af elsystemet, der ikke direkte er med i beregningerne, men som antages at udfylde gabet mellem UP92/93-prognosen og den samlede elproduktion på kul, naturgas, biobrændsler og vindkraft, består af:

- Elbesparelser.
- CO₂-fri elimport.
- A-kraft.

De tre forløb, der regnes på, fremkommer ved at forudsætte forskellige konkurrenceforhold af "gab-teknologierne" (elbesparelser, CO₂-fri elimport, a-kraft) over for de øvrige CO₂-virkemidler. I A-forløbet er "gab-teknologierne" mere konkurrencedygtige end de andre CO₂-virkemidler, og deres potentiale er tilstrækkeligt til at undgå, at der bruges andre CO₂-virkemidler. I B-forløbet er biobrændsler og en lille udvidelse af det decentralte kraftvarmemarked mere konkurrencedygtige end "gab-teknologierne". Potentialet af "gab-teknologierne" er dog ikke tilstrækkeligt til at udfylde hele gabet op til UP92/93-prognosen. Der skal yderligere etableres 200 MW vindkraftanlæg. I C-forløbet

er det antaget, at "gab-teknologier" ikke prismæssigt kan klare sig over for de andre CO₂-virkemidler. C-forløbet svarer derfor mest til de rammer, ELSAM p.t. er underlagt.

Brændselsmiksforløbene bliver således:

A-forløb:

1. prioritet: - Kul (kun CO₂ der fastsætter potentialbegrænsning).
2. prioritet: - A-kraft.
- CO₂-fri elimport.
- Elbesparelser (ud over UP92/93).
3. prioritet - Udvidet decentral kraftvarme (ud over 600 MW).

Det forudsættes, at a-kraften og/eller elbesparelser og/eller CO₂-fri elimport er billigere end udvidet decentral kraftvarme, samt at potentialet af disse virkemidler er tilstrækkeligt til at dække gabet mellem elproduktion på kul og elforbruget ifølge UP92/93. Brug af de øvrige virkemidler holdes på et minimum, hvilket betyder:

- 700 MW vindkraft (600 MW privat + 100 MW i elværksregi).
- 600 MW decentral kraftvarme (primært naturgas).
- 15 PJ (1 mio. ton) halm.
- 0 PJ biobrændsler.

B-forløb:

1. prioritet - Kul (potentiale begrænset af CO₂-krav).
2. prioritet - Udvidet decentral kraftvarme (+ 100 MW).
3. prioritet - Biobrændsler (maks. potentiale 16 PJ).
4. prioritet - Elbesparelser (ud over UP92/93).
- CO₂-fri elimport.
- A-kraft.
5. prioritet - Udvidet vindkraftandel.

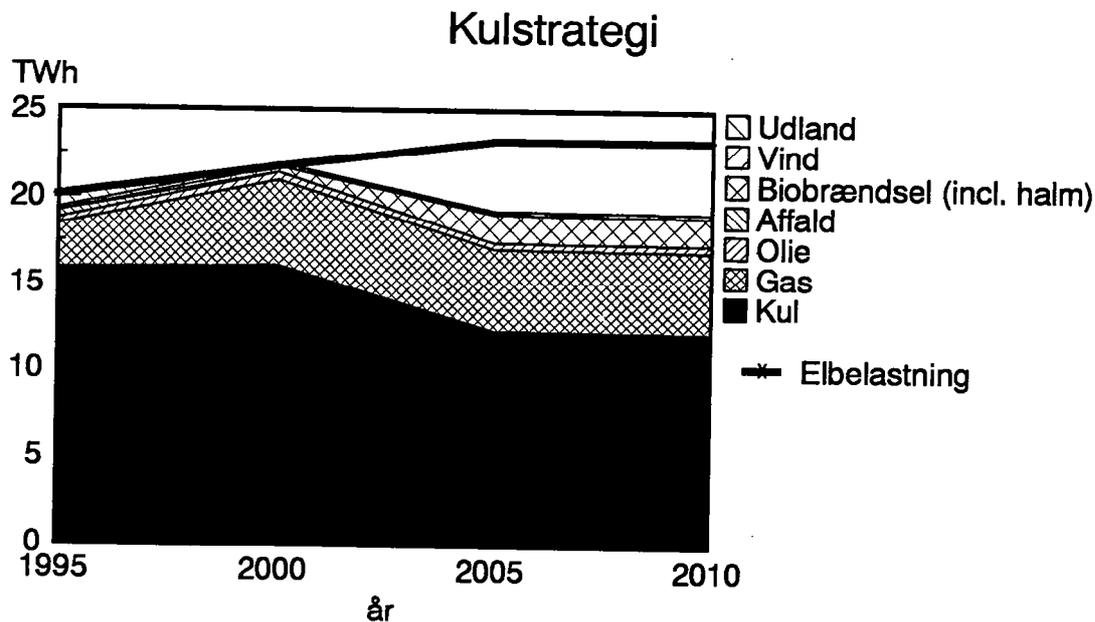
Det er antaget, at det decentrale kraftvarmemarked kun kan udvides med 100 MW til i alt 700 MW, inden dette virkemiddel ikke længere er konkurrencedygtigt over for vindkraften. Af de 100 MW er 50 MW antaget at være affaldsfyret decentral kraftvarme. Det forudsættes endvidere, at det økonomiske potentiale for elbesparelser og/eller CO₂-fri elimport og/eller a-kraft ikke er tilstrækkeligt til at udfylde hele gabet mellem elproduktion på kul, decentral kraftvarme og biobrændsler. Det er økonomisk at udvide vindkraftandelen fra 700 MW til 900 MW. (200 MW mere i elværksregi).

C-forløb:

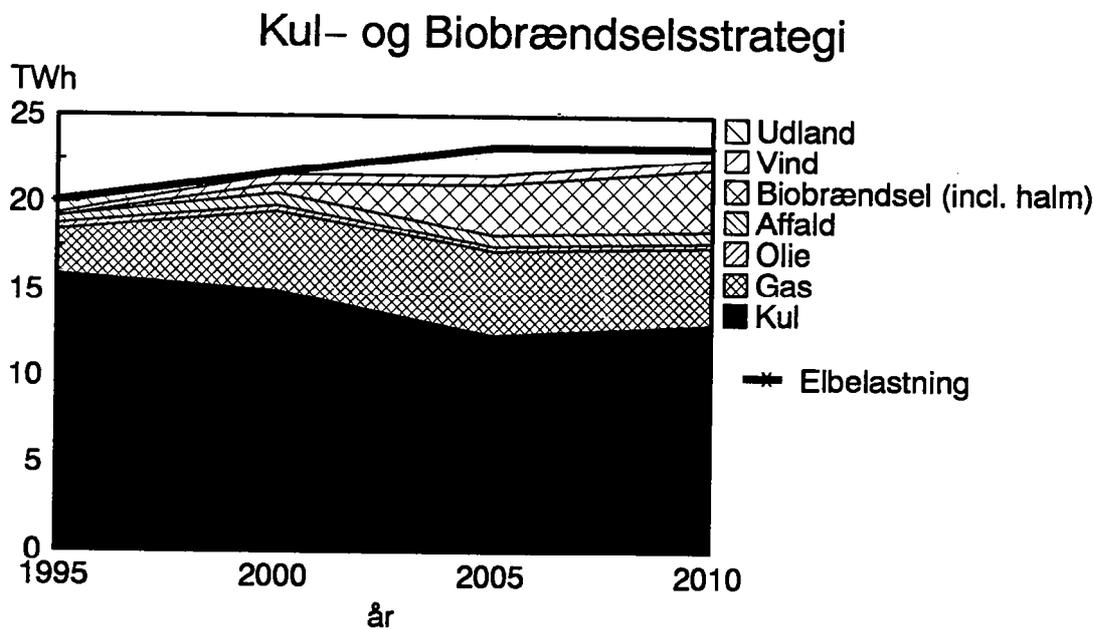
1. prioritet - Kul (potentiale begrænset af CO₂-krav).
2. prioritet - Udvidet decentral kraftvarme (maks. potentiale ~ 1.000 MW).
3. prioritet - Biobrændsler (maks. potentiale ~ 16 PJ).
4. prioritet - Flere vindmøller (maks. potentiale ~ 1.200 MW, i alt 600 MW i elværksregi).
5. prioritet - Naturgas (maks. potentiale ~ 1,8 mia/m³).
6. prioritet - Elbesparelser (ud over UP92).
 - CO₂-fri elimport.
 - A-kraft.

I C-forløbet antages det, at elbesparelser og/eller CO₂-fri elimport og/eller a-kraft er dyrere end de andre CO₂-virkemidler, således at det bliver økonomisk at producere så stor en del som muligt af det elforbrug, der ligger i UP92/93-prognosen (også af de 2 TWh ekstra elbesparelse, der ligger i prognosen) ved hjælp af kul, biobrændsler, decentral kraftvarme, vindmøller og naturgas.

Figur 6.1-6.3 viser de mulige elproduktioner på de forskellige brændsler i de tre forløb sammenholdt med elprognosen i UP92/93.

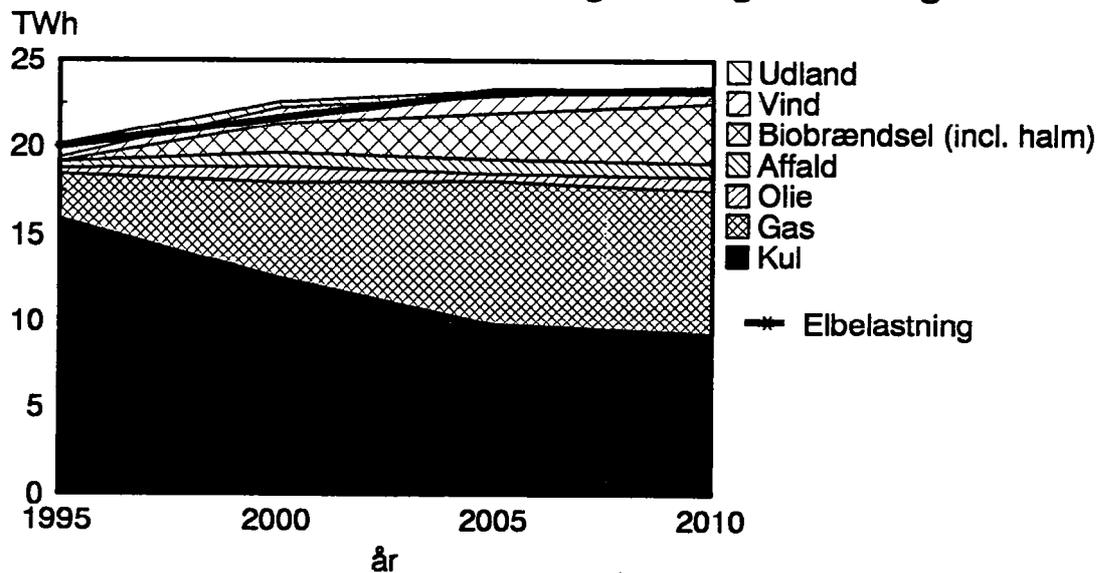


Figur 6.1



Figur 6.2

Kul, Biobrændsels- og Naturgasstrategi



Figur 6.3

6.2 Udbygningsmuligheder for de tre brændselsforløb samt resultater af simuleringsberegningerne

Der udarbejdes "udbygningsplaner" for følgende fire teknologiveje:

0. Levetidsforlængelse af så meget som muligt.
1. KAD-linie.
2. Fluid-bed linie.
3. Kulforgasningslinie + brændselsceller.

For de tre brændselsmiksforløb opstilles der følgende teknologiveje:

Kulforløbet (A):

- A0: Levetidsforlængelse af 250 MW-enheder.
- A1: KAD-linien.

Kul- og biobrændselsforløb (B):

B0: Levetidsforlængelse af 250 MW-enheder.

B1: KAD-linie.

B2: Fluid-bed linie.

Kul-, biobrændsels- og naturgasforløb (C):

C0: Levetidsforlængelse af 250 MW-enheder.

C1: KAD-linie.

C2: Fluid-bed linie.

C3: Kulforgasning + brændselsceller.

De teknologiske løsninger, der undersøges, er:

- Levetidsforlængelse af 250 MW-enhederne på gas, kul, kul/halm.
- Etablering af nye fluid-bed-anlæg.
- Ombygning af eksisterende 350 MW-enheder til halm.
- Tilsatsfyring af nye KAD-anlæg med energiafgrøder (f.eks. pil).
- Etablering af nye naturgasfyrede enheder (GAD og NGCC).
- Etablering af naturgasfyrede brændselsceller i 100 MW-klassen (~ år 2009).
- Etablering af IGCC-anlæg i 200 MW-klassen (~ år 2007).

Vedrørende de teknologiske muligheder gøres der følgende antagelser (antagelser, som først kan verificeres eller forkastes, når ELSAM via F&U-projekter har opnået større erfaringer med teknologierne):

- SVS B2 kan halmtilsatsfyres med indtil 25% halm omkring år 2000.
- NEV B2 kan tilsatsfyres med halm, uden det får problemer for SNOX-anlægget.
- SHE B3 kan halmtilsatsfyres med 25% halm (dansk andel) inden år 2000.
- MKS B3 kan halmtilsatsfyres med 25% halm kort tid efter år 2000.
- Der kan etableres halm og biobrændselsfyrede CFB-anlæg i større målestok omkring år 2003.
- Der kan bygges nye biobrændselsfyrede KAD-anlæg med samme høje virkningsgrad som i dag omkring år 2005.
- Der kan bygges naturgasfyrede brændselsceller i 100 MW-klassen år 2009.
- Der kan bygges IGCC-anlæg i 200 MW-klassen i år 2007.

Ved opstilling af "udbygningsplanerne" anvendes følgende systemdimensioneringskriterier:

- Antal timer med træk på udlandet på grund af manglende kapacitet i eget system skal være mindre end 200 timer/år. (Der antages rådighed for nye enheder svarende til den rådighed, der anvendes for FVO B7 og VKE B3. Ombygning til biobrændsler antages ikke at påvirke rådigheden).
- Antal timer med eloverløb skal være mindre end 200 timer/år. (Af modelmæssige årsager regnes der ikke med varmeakkumulatorer i de store kraftvarmeområder).
- Der må udsendes $\sim 13,7 + X$ mio. ton CO_2 fra el- og kraftvarmeproduktionsanlæg (SIVAEL-udskrift \div spidslast-fjernvarmekedler). Tillægget X angiver den merudledning, som kan accepteres, hvis man går ud og dækker et større varmemarked end svarende til de 600 MW decentral kraftvarme, der anvendes som standard. (Tillægget udregnes som

$$Y (PJ) \cdot 57 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{0,96} \cdot 0,8 \text{ (enhed mio. ton } CO_2),$$

hvor Y er det udvidede kraftvarmemarked.

Udbygningskriterierne kan konkretiseres til:

- Størst mulig kulandel i elsystemet.
- Reguleringsmæssigt fleksible enheder.
- Grundlastenheder på kul i kombination med gas og/eller biobrændsler.
- Enheder dimensioneres til 30 års levetid. Udgående enheder kan eventuelt lægges i mølpose.
- Enheder levetidsforlænges maksimalt 10 år.

Ved opstilling af planerne anvendes følgende strategier:

1. Varmeforsyningen i de store kraftvarmeområder skal tilgodeses. Der tilstræbes en ens forsyningssikkerhed af kraftvarme.
2. De dårligste anlæg skrottes først (dårligst med hensyn til økonomi, virkningsgrad og miljø).
3. Halmtilsatsfyring i områder med tilstrækkeligt halmoverskud (mindst mulig transport af halm i bykerner).

4. Bevar kul på gode kulhavne.
5. Halm på gamle enheder med forholdsvis lille restlevetid og/eller halm på nye fluid-bed-anlæg med høj halmandel.
6. CO₂-rige brændsler på enheder med høj virkningsgrad.
7. Samling af driftsbindinger på færrest mulige enheder. F.eks. biobrændsler og naturgas på enheder med bunden kraftvarmeproduktion.
8. Reguleringsværker (mellem- og spidslast) på kul, idet kulforsyningen er mere fleksibel end naturgas og biobrændsler (på grund af lagermulighed ved kraftværkerne). (Afhænger af prisen på fleksible naturgaskontrakter). Enheder på gas og biobrændsler skal også kunne regulere, men forestilles primært at køre grundlast.
9. Pladskrav og pladsmuligheder overholdes.

Bilag 2 viser "udbygningsplaner" frem til år 2010 for de 9 valgte kombinationer af brændselsmiks og teknologiveje. Bilag 3 giver en oversigt over de anvendte elvirkningsgrader for de relevante teknologier.

Der er med SIVAEL-programmet gennemført simuleringsberegninger af de 9 udbygningsmuligheder for år 2000, 2005 og 2010. De anvendte brændselspriser er vist i bilag 4. I alle beregninger er der regnet med 300 MW pumpekraft til Sverige, og for år 2000 er der endvidere regnet med 440 MW pumpekraft til Norge.

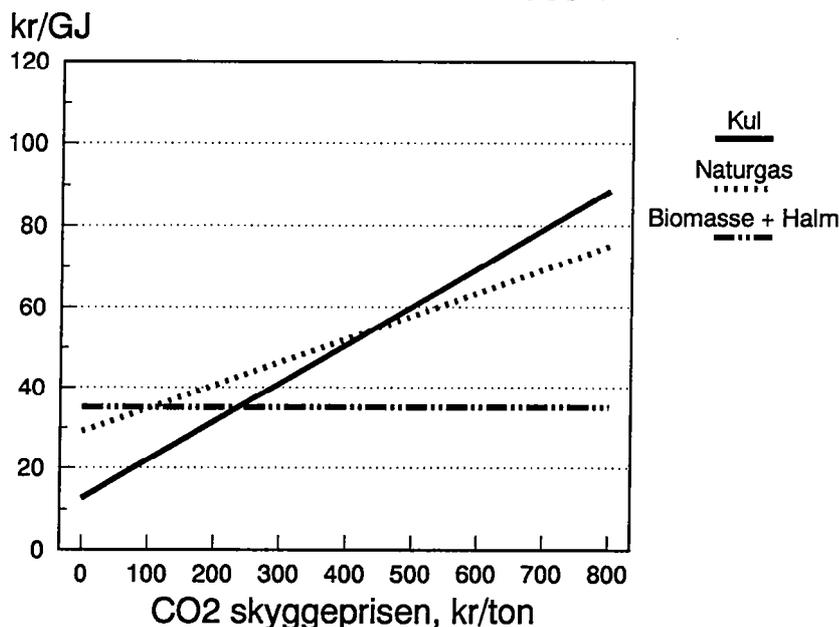
For at sikre, at der i den økonomiske lastfordeling i SIVAEL bruges tilstrækkelig med biobrændsler og naturgas, til at CO₂-målet nås, er brændslerne i beregningerne påført en kortsigtet CO₂-skyggepris. Den brændselspris, der bruges i SIVAEL, er således:

$$\begin{aligned} \text{Kul:} & \quad X_1 \text{ kr/GJ} + Y \cdot 0,095 \text{ kr/GJ} \\ \text{Naturgas:} & \quad X_2 \text{ kr/GJ} + Y \cdot 0,057 \text{ kr/GJ} \\ \text{Biobrændsler:} & \quad X_3 \text{ kr/GJ} \end{aligned}$$

hvor X er den reelle brændselspris og Y er CO₂-skyggeprisen i kr/ton CO₂.

Figur 6.4 viser sammenhænge mellem CO₂-skyggepriser og fiktive brændselspriser år 2005. Det fremgår af figuren, at den kortsigtede CO₂-skyggepris skal op på 400-500 kr/ton, før biobrændsler og naturgas er konkurrencedygtige med kul.

Brændselsepriser i 2005 som funktion af CO₂-skyggeprisen



Figur 6.4 Sammenhænge mellem fiktive brændselspriser og CO₂-skyggepriser.

Tabel 6.1-6.3, figur 6.5-6.6 og bilag 5 viser en overordnet oversigt over resultaterne af SIVAEL-beregningen.

Som det fremgår af tabellerne, er det tilstræbt at få nogenlunde samme brændselsmiks inden for hvert forløb, således at forskellene mellem de teknologiske udviklingslinier udelukkende kommer til at handle om teknik og ikke brændselsvalg.

Mellem forløbene indbyrdes er det endvidere tilstræbt, at der anvendes samme mængde halm i alle tre forløb, og at der anvendes samme mængde energiafgrøder i B- og C-forløbet. Opstillet på denne måde kan man for fastholdt teknologiudviklingslinie gå på tværs mellem forløbene og sammenligne de forskellige brændselsstrategier.

FORLØB A	A0	A0	A0	A1	A1	A1
"CO2-skygge"	400	400	400	500	500	500
År	2000	2005	2010	2000	2005	2010
CO2-emission (excl. fjv)	16,1	13,7	13,7	15,9	13,8	13,8
El-prod	22,0	19,1	18,8	22,0	19,3	19,4
Mangel (GWh)	1	18	3	2	19	2
Mangel (h)	12	70	31	17	117	17
Overløb (GWh)	10	60	80	5	38	51
Overløb (h)	105	408	490	60	277	345
Br forbrug (TJ) (excl. fjv)						
Gas	58.825	55.573	44.712	61.821	48.105	45.764
Affald	2.575	2.566	2.566	2.563	2.565	2.565
Olie	4.472	3.545	1.438	6.127	4.306	1.708
Kul	130.407	107.404	115.791	125.585	112.235	116.012
Halm	10.591	14.136	14.460	10.958	13.719	12.941
Bio	0	0	0	0	0	0
SUM	206.869	183.225	178.967	207.053	180.931	178.989
fjv	16.614	16.988	16.758	16.751	16.653	16.074
	223.483	200.213	195.725	223.804	197.584	195.063

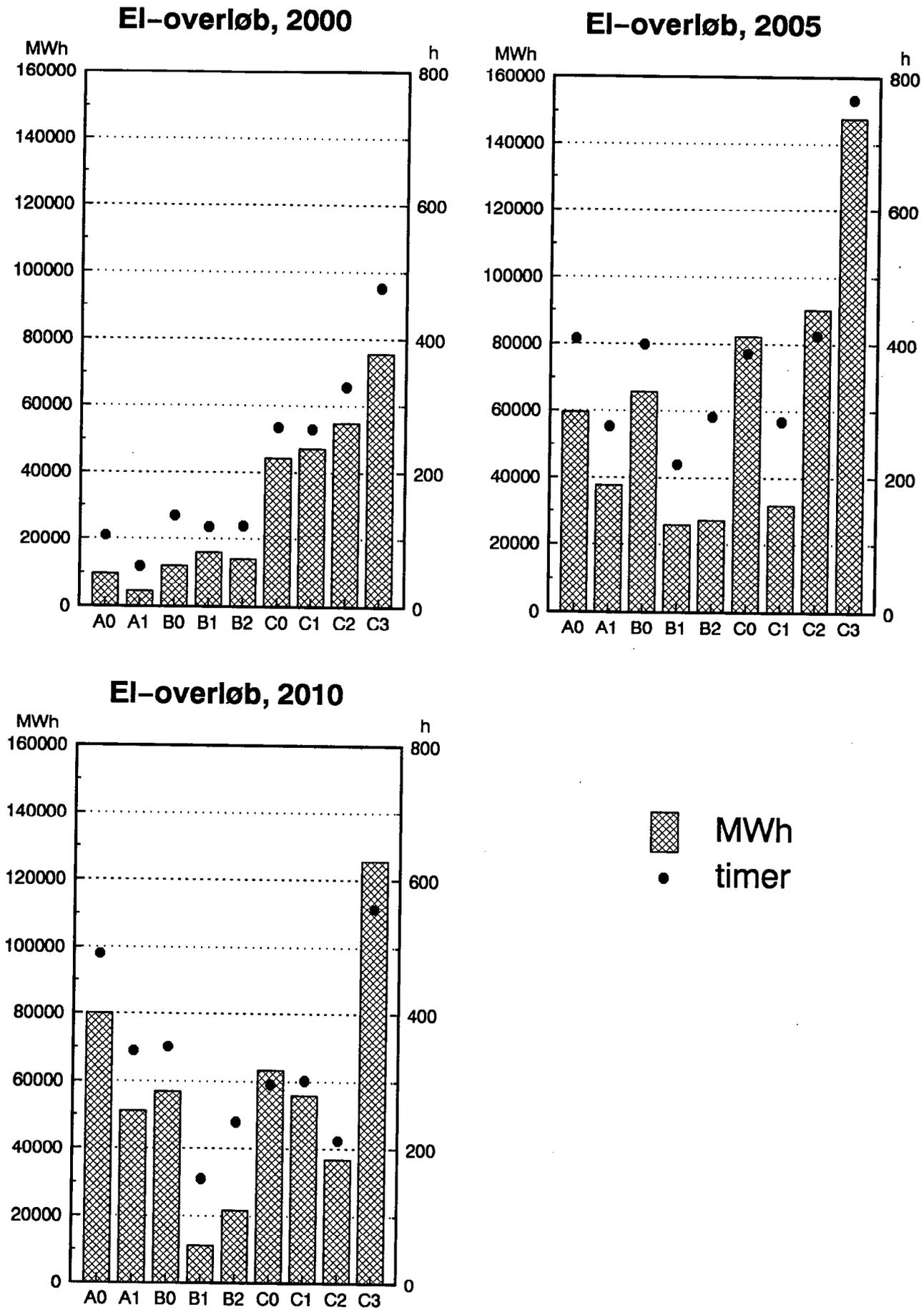
Tabel 6.1

FORLØB B	B0	B0	B0	B1	B1	B1	B1	B2	B2	B2
"CO2-skygge"	400	400	400	500	500	500	500	500	500	500
År	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2010
CO2-emission (excl. fjv)	15,9	13,8	13,7	15,6	13,8	13,8	15,7	13,6	13,6	13,6
El-prod	21,7	20,2	21,3	21,7	21,2	22,3	21,7	20,4	20,8	20,8
Mangel (GWh)	1	3	5	0	6	3	6	0	9	9
Mangel (h)	8	22	33	4	36	23	51	0	43	43
Overløb (GWh)	12	66	57	16	26	11	14	27	22	22
Overløb (h)	135	400	351	119	220	156	120	291	240	240
Br forbrug (TJ) (excl. fjv)										
Gas	60.414	48.566	42.929	64.389	50.257	46.518	63.337	49.645	49.112	49.112
Affald	2.643	5.111	5.106	2.640	5.102	5.101	2.639	5.106	5.109	5.109
Olie	3.950	3.774	1.440	5.888	4.306	1.713	14.015	13.791	2.397	2.397
Kul	127.197	113.139	116.724	120.237	111.129	115.221	116.521	102.665	111.917	111.917
Halm	10.205	12.062	14.221	10.995	12.983	14.285	8.678	14.636	17.189	17.189
Bio	0	8.705	17.285	0	12.357	16.560	0	12.780	17.817	17.817
SUM	204.409	191.357	197.705	204.150	196.134	199.399	205.189	198.623	203.541	203.541
fjv	21.382	18.867	18.397	21.953	18.864	18.597	22.083	18.264	17.526	17.526
	225.791	210.224	216.102	226.103	214.998	217.996	227.272	216.887	221.067	221.067

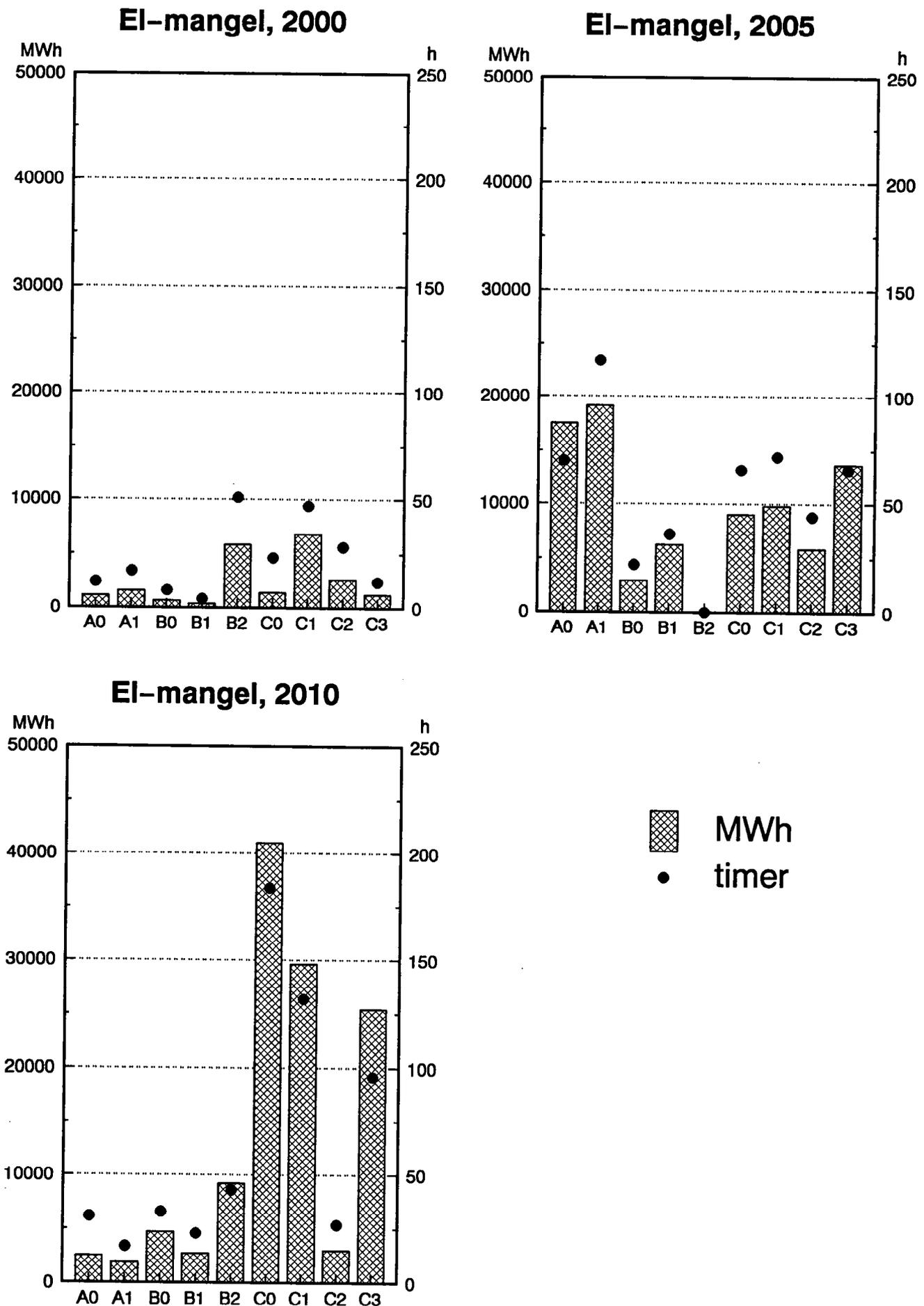
Tabel 6.2

FORLØB C	C0	C0	C0	C1	C1	C1	C1	C1	C2	C2	C2	C2	C3	C3	C3
"CO2-skygge"	600	600	600	500	500	500	500	500	400	400	400	400	500	500	500
År	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2010
CO2-emission (excl. fjv)	14,7	14,1	14,3	15,2	14,1	14,3	14,1	14,3	15,4	14,1	14,3	14,3	14,1	14,1	14,1
El-prod	21,3	22,9	24,4	21,3	24,1	25,0	24,1	25,0	21,3	22,7	24,4	21,3	22,8	24,7	24,7
Mangel (GWh)	1	9	41	7	10	30	10	30	3	6	3	1	14	25	25
Mangel (h)	23	66	184	47	72	132	72	132	28	44	27	12	66	96	96
Overløb (GWh)	44	82	63	47	32	56	32	56	55	90	37	76	148	125	125
Overløb (h)	268	386	296	266	284	302	284	302	329	413	213	477	767	558	558
Br forbrug (TJ) (excl. fjv)															
Gas	88.253	98.002	92.919	72.919	107.432	97.864	107.432	97.864	68.025	95.446	105.739	85.376	88.566	110.902	110.902
Affald	2.854	5.236	5.238	2.854	5.236	5.236	5.236	5.236	2.859	5.244	5.241	2.855	5.241	5.239	5.239
Olie	6.268	4.341	2.641	3.544	4.225	2.502	4.225	2.502	1.993	2.144	1.892	3.328	3.027	2.070	2.070
Kul	96.232	86.291	92.416	112.913	80.460	89.753	80.460	89.753	119.493	89.135	85.062	96.749	92.700	79.561	79.561
Halm	10.371	13.497	14.988	9.980	14.514	15.248	14.514	15.248	10.171	13.237	12.659	11.083	17.367	14.597	14.597
Bio	0	10.367	17.786	0	10.843	15.753	10.843	15.753	0	7.618	15.812	0	10.279	15.533	15.533
SUM	203.977	217.733	225.988	202.210	222.710	226.356	222.710	226.356	202.541	212.823	226.405	199.390	217.181	227.901	227.901
fjv	34.263	21.884	21.451	34.856	21.605	21.386	21.605	21.386	34.295	21.722	21.120	34.206	21.747	22.250	22.250
	238.240	239.617	247.439	237.066	244.315	247.742	244.315	247.742	236.836	234.545	247.525	233.596	238.928	250.151	250.151

Tabel 6.3



Figur 6.5 Eloverløb ifølge SIVAEL-beregninger.

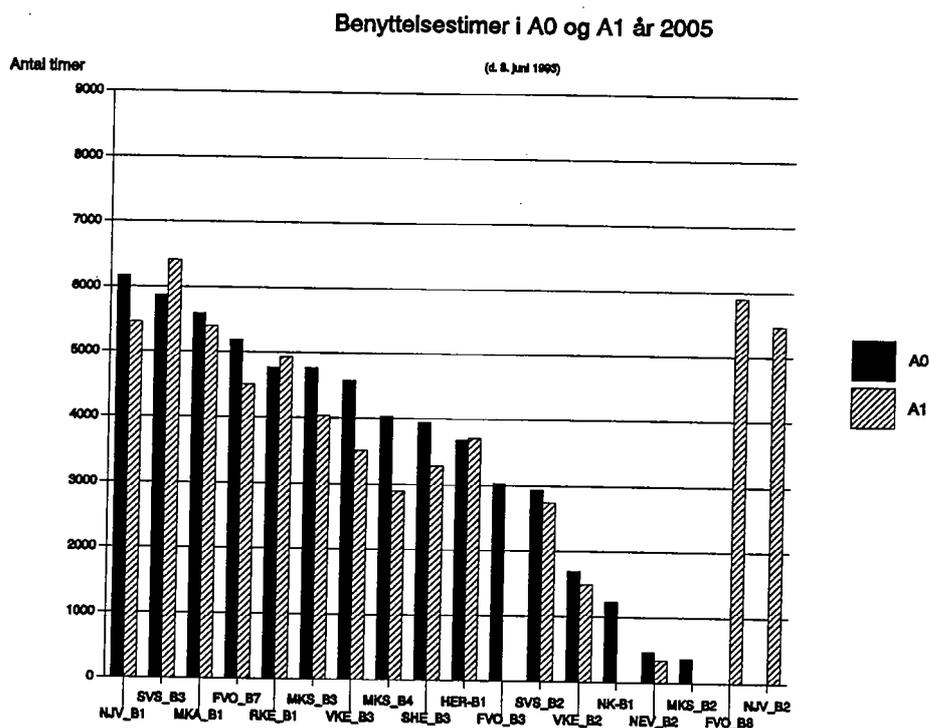


Figur 6.6 Elmangel ifølge SIVAEL-beregninger.

Levetidsforlængelse kontra nye kraftværker

Vurderingen af konsekvenserne af at bygge nye grundlastenheder i stedet for at levetidsforlænge 250 MW-klassen sker ved at sammenligne A0 med A1, B0 med B1 og C0 med C1.

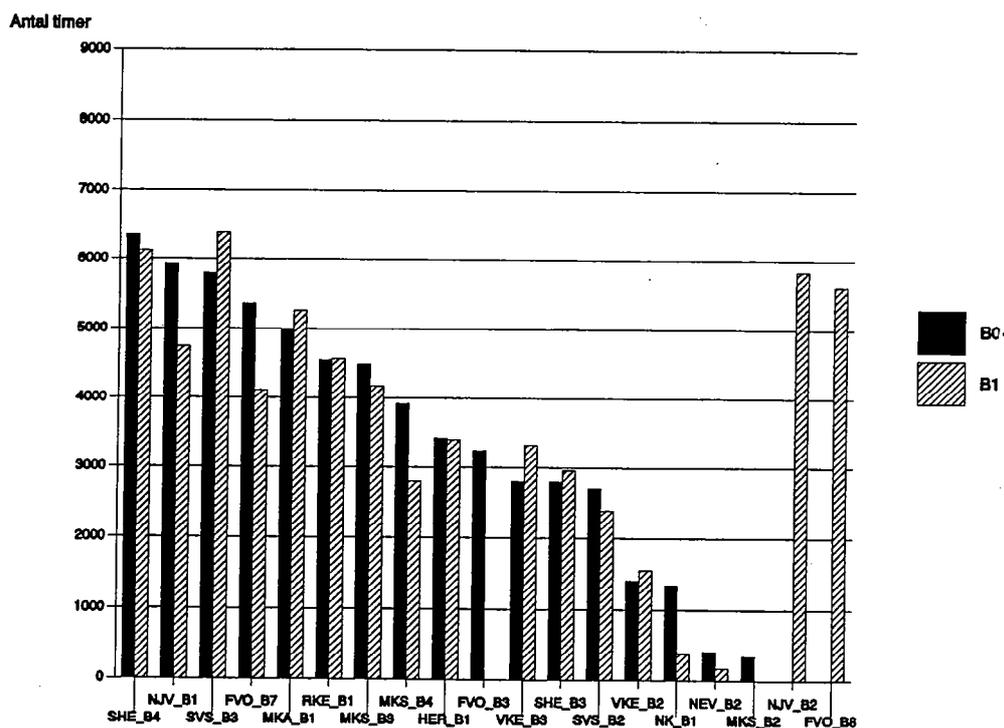
Af tabel 6.1 fremgår det, at der i kulforløbet kan produceres ca. 0,2 TWh ekstra år 2005, inden CO₂-loftet nås, hvis 250 MW-enhederne skiftes ud med nye enheder. Af figur 6.7 ses, hvorfor det ikke får større effekt på systemvirkningsgraden, at man udskifter 250 MW-enhederne med nye grundlastenheder (systemvirkningsgraden stiger fra 68,5 til 70,0% og den ækvivalente elvirkningsgrad fra 0,42 til 0,43). Figuren viser, at de nye grundlastenheder, der idriftsættes i perioden 2000-2005 bl.a. erstatter produktion på nyere grundlastenheder idriftsat i starten af 90'erne (FVO B7 og VKE B3). I levetidsforlængelsesplanen er eludnyttelsen af VKE B3 på 40% år 2005 svarende til ca. 3.500 benyttelsestimer.



Figur 6.7 Benyttelsestimer i A0 og A1 år 2005.

En sammenligning af tabel 6.1 og tabel 6.2 viser, at fordelen ved at udskifte 250 MW-enhederne øges, når elproduktionen øges. Elproduktionen kan øges med 0,6 TWh år 2005 i kul- og biobrændselsforløbet, hvis 250 MW-enhederne udskiftes med nye enheder (de 1,0 TWh, der kan aflæses af tabel 6.2 korrigeret for det større biobrændselsforbrug i B1 end i B0). Figur 6.8 viser, at de nye enheder 2000-2005 "får en del" produktion fra andre nyere grundlastenheder.

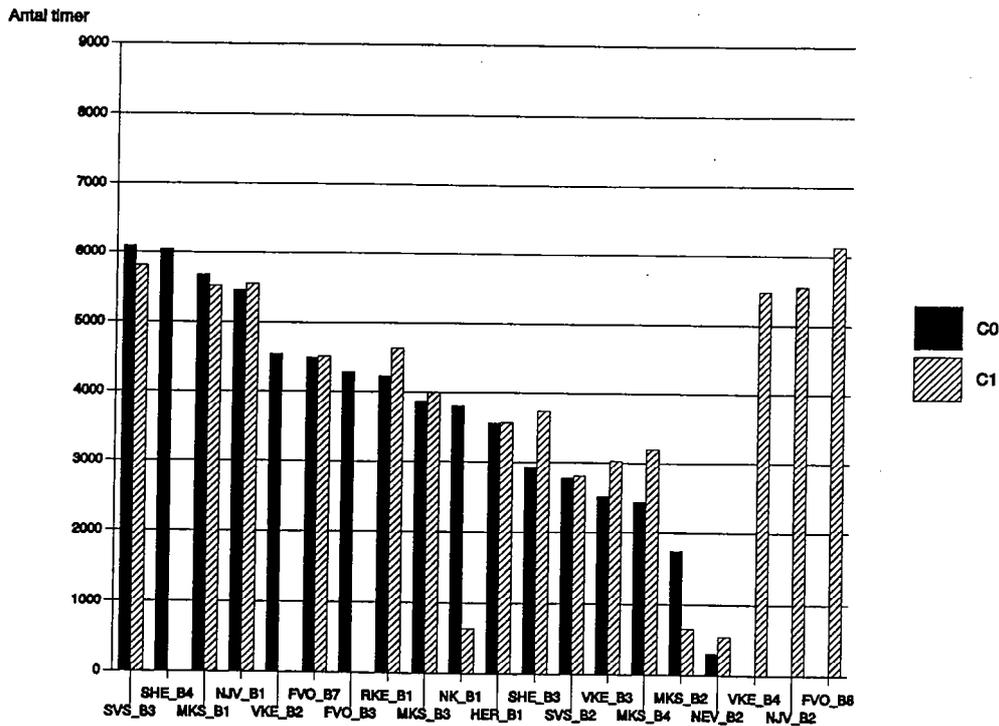
Benyttelsestimer i B0 og B1 år 2005



Figur 6.8 Benyttelsestimer i B0 og B1 år 2005.

Sammenligningen mellem C0 og C1 er anderledes end i A- og B-forløbene, idet problemstillingen nu er, om 250 MW-enhederne skal ombygges til naturgas, eller de skal erstattes af nye naturgasfyrede grundlastenheder. Den høje CO₂-skyggepris (~ 600 kr/ton CO₂), der i C0 er nødvendig for at få de levetidsforlængede 250 MW-enheder på naturgas til at producere tilstrækkeligt, til at CO₂-målet nås, trækker produktion fra de nyere kulfyrede grundlastenheder. Ved at bygge nye gasfyrede grundlastenheder med høje virkningsgrader bliver det lettere at bevare de nyere kraftværksenheder som grundlastenheder (jf. figur 6.9). Af tabel 6.3 fremgår det, at der kan produceres ca. 1 TWh mere elektricitet år 2005, ved at bygge nye naturgasfyrede kraftværker i stedet for at levetidsforlænge 250 MW-enhederne på naturgas.

Benyttelsestimer i C0 og C1 år 2005



Figur 6.9 Benyttelsestimer i C0 og C1 år 2005.

Samlet kan konkluderes, at effekten med hensyn til stigningen i den systemmæssige virkningsgrad ved at skifte 250 MW-enhederne ud med nye kraftværker er lille ved fortsat kulfyring (0,2 TWh ekstra elproduktion), men mere betydningsfuld i naturgasforløbet (ca. 1 TWh ekstra elproduktion).

Biobrændselstilsatsfyrede KAD-anlæg kontra fluid-bed-anlæg

Af tabel 6.2 og 6.3 fremgår det ved sammenligning af elproduktionsmulighederne i B1 og B2 samt C1 og C2 år 2005, at det har stor betydning, hvilken virkningsgrad man kan opnå ved de biobrændselstilsatsfyrede teknologier. I KAD-vejen er det antaget, at virkningsgraden ikke påvirkes af, at der brændes træ sammen med kullene. I fluid-bed-vejen regnes der med en elvirkningsgrad på 36% på MKA B1 og 43% på nye større anlæg, der idriftsættes efter år 2000. Disse antagelser vedrørende virkningsgrader bevirker, at der i KAD-vejen kan produceres ca. 1 TWh ekstra set i forhold til fluid-bed-vejen.

KAD kontra IGCC og GAD kontra NGCC

Med de varmekonsumsdata, der er brugt for NGCC-anlæg og IGCC-anlæg, viser sammenligningen i tabel 6.3 mellem C1 og C3, at der ikke er nogle kortsigtede systemmæssige fordele ved at udbygge med NGCC-anlæg i stedet for GAD-anlæg og IGCC-anlæg i stedet for KAD-anlæg.

Sammenligning på tværs mellem de tre brændselsforløb

Af tabel 6.1-6.3 samt bilag 2 fremgår det, at der i kulforløbet højst skal etableres 500 MW ny effekt i perioden 2000-2005, selv om der udgår ca. 1.100 MW, og man antager, at pumpekraften med Norge opsiges i 2003 (ca. 440 MW). I kulforløbet kan der produceres 19,0 TWh år 2005, hvoraf de ca. 1,7 TWh er produceret på halm.

Udvides produktionsmikset med andre biobrændsler kan der blive behov for at etablere ca. 1.000 MW ny kapacitet i perioden 2000-2005. Det er nu muligt at producere 21,2 TWh på centrale kraftværker og decentrale kraftvarmeværker.

I det tredje brændselsforløb (C-forløb), hvor der anvendes både kul, naturgas og biobrændsler er effekttilgangen ca. 1.500 MW i perioden 2000-2005. Produktionsmuligheden er for KAD-vejen nu udvidet til ca. 24 TWh år 2005 på centrale kraftværker og decentrale kraftvarmeværker, hvilket er højere end behovet i UP92/93-prognosen. (For de tre andre teknologiforløb C0, C2 og C3 svarer elproduktionen nogenlunde til UP92/93-prognosen).

Krav til teknologiudvikling

I alle de 9 "planer" er det **forudsat**, at halmtilsatsfyringen lykkes så godt, at SVS B2, SHE B3 og MKS B3 kan ombygges til ca. 25% halmtilsatsfyring i perioden 1995-2003.

Udskiftning af 250 MW-enhederne med nye biobrændselsfyrede anlæg forudsætter, at der kan bygges 25% biobrændselsfyrede KAD-anlæg i 300 MW-klassen eller 50% biobrændselsfyrede fluid-bed-anlæg i 200 MW-klassen i perioden 2001-2003. Denne forudsætning er ikke opfyldt ifølge ELSAMs nuværende teknologiudviklingsprogram.

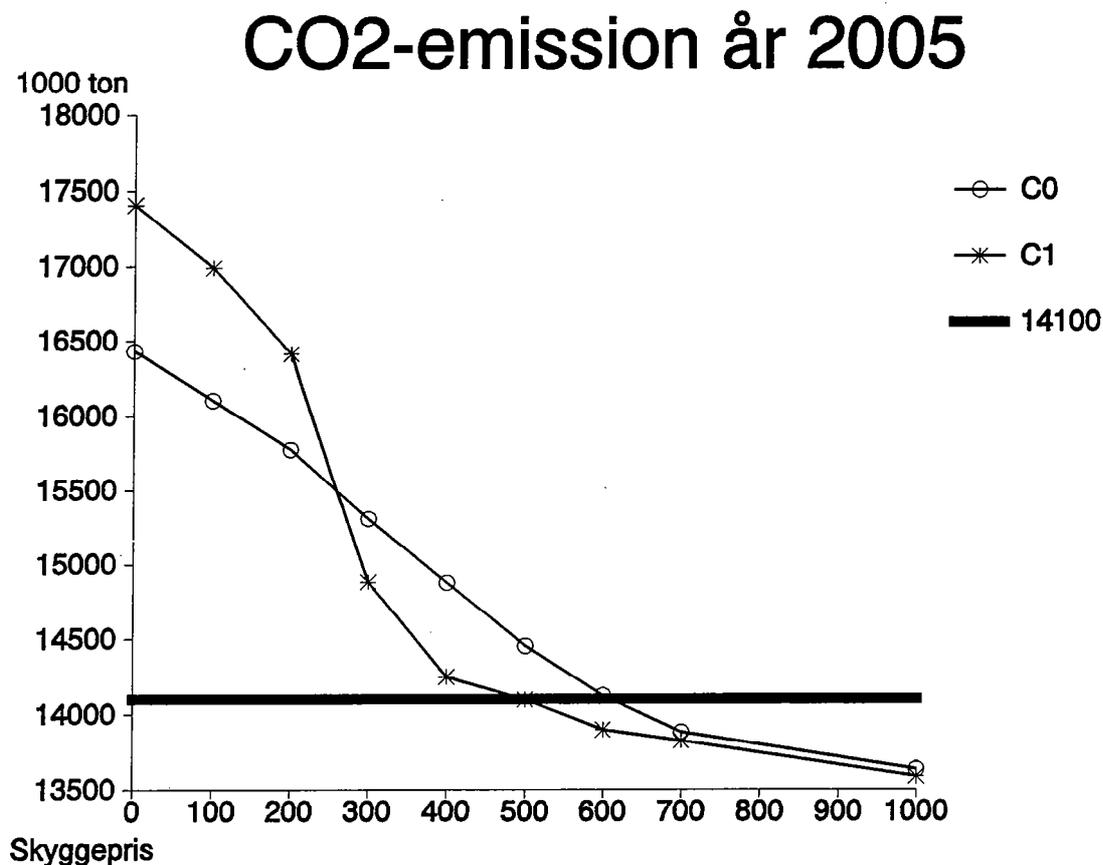
Hvis man vælger naturgasvejen, kan man umiddelbart erstatte 250 MW-enhederne med nye GAD-anlæg eller NGCC-anlæg.

Eloverløb

Af figur 6.6 fremgår, at der er mange timer med eloverløb 100-700 timer/år, men at energiindholdet i eloverløbet er beskedent 20-150 GWh/år. For år 2005 og 2010 er der regnet med 300 MW pumpekraft med Sverige med tilbagelevering om natten. I år 2000 er der yderligere regnet med 440 MW pumpekraft med Norge.

Robusthed over for ændrede CO₂-krav

For at vurdere, hvor robuste de forskellige "planer" er over for ændrede CO₂-krav, er der gennemført en række beregninger for år 2005, hvor CO₂-skyggeprisen er varieret fra 0-1.000 kr/ton. Figur 6.10 viser for C0- og C1-forløbene sammenhænge mellem CO₂-skyggepriser og CO₂-udledning. Det fremgår af figuren, at CO₂-udledningen kan varieres fra 16,5 til 13,5 mio. ton pr. år i C0-forløbet og 17,5 til 13,5 mio. ton pr. år i C1-forløbet.



Figur 6.10 CO₂-emission år 2005.

7. CO₂-reduktionsomkostninger

Der er for hver af de 9 planmuligheder regnet ud, hvilke elproduktionsomkostninger de vil give anledning til år 2000, 2005 og 2010. Der er regnet i faste priser og med en realrente på 5%. Anlægsinvesteringerne er afskrevet over den fysiske levetid. Tabel 7.1 viser resultatet af disse beregninger.

Variable og faste omkostninger

Forløb	År	El-prod.		Variable omkostninger		Faste omkostninger		Omkostninger	
		TWh	Prod. [*] TWh	Mkr	øre/kWh	Mkr	øre/kWh	Mkr	øre/kWh
A0	2000	22.21	25.9	4733	18.3	2653	10.2	7386	28.5
	2005	19.34	22.09	4159	18.8	2406	10.9	6565	29.7
	2010	18.98	21.72	3910	18.0	2260	10.4	6170	28.4
B0	2000	22.22	25.96	4729	18.2	2764	10.6	7493	28.9
	2005	20.76	23.62	4323	18.3	2913	12.3	7236	30.6
	2010	21.87	24.74	4525	18.3	2853	11.5	7378	29.8
C0	2000	22.25	26.17	5275	20.2	2912	11.1	8187	31.3
	2005	23.85	27.08	5667	20.9	3157	11.7	8824	32.6
	2010	25.32	28.56	5879	20.6	3083	10.8	8962	31.4
A1	2000	22.21	25.89	4810	18.6	2653	10.2	7463	28.8
	2005	19.51	22.28	4003	18.0	2637	11.8	6640	29.8
	2010	19.56	22.34	3892	17.4	2592	11.6	6484	29.0
B1	2000	22.22	25.95	4828	18.6	2725	10.5	7553	29.1
	2005	21.82	24.68	4525	18.3	3097	12.5	7622	30.9
	2010	22.82	25.69	4598	17.9	3212	12.5	7810	30.4
C1	2000	22.24	26.14	4962	19.0	2855	10.9	7817	29.9
	2005	25.1	28.34	5945	21.0	3310	11.7	9255	32.7
	2010	25.92	29.17	5934	20.3	3319	11.4	9253	31.7
B2	2000	22.21	25.94	4867	18.8	2777	10.7	7644	29.5
	2005	20.93	23.8	4772	20.1	3168	13.3	7940	33.4
	2010	21.32	24.23	4915	20.3	3067	12.7	7982	32.9
C2	2000	22.26	26.18	4876	18.6	2855	10.9	7731	29.5
	2005	23.66	26.89	5482	20.4	3287	12.2	8769	32.6
	2010	25.33	28.59	6024	21.1	3132	11.0	9156	32.0
C3	2000	22.28	26.2	5156	19.7	2993	11.4	8149	31.1
	2005	23.71	26.94	5636	20.9	3525	13.1	9161	34.0
	2010	25.7	28.91	6193	21.4	3615	12.5	9808	33.9

93-05-28 14.49

* Elproduktion + 0,15 · kraftvarmeproduktion.

Tabel 7.1 Produktioner og produktionsomkostninger i de 9 eksempler på udbygningsplaner.

Det fremgår af tabellen, at de gennemsnitlige produktionsomkostninger år 2005 er ca. 30 øre/kWh i A-forløbet, 31-33 øre/kWh i B-forløbet og 33-34 øre/kWh i C-forløbet.

Ved at gå på tværs mellem forløbene kan man beregne marginalprisen for den øgede elproduktion, der er mulighed for i B- og C-forløbene. Indregnes varmeproduktionen ved hjælp af en C_v-værdi på 0,15, får man en marginalpris år 2005 på 41 øre/kWh ved at gå fra A1 til B1 og 45 øre/kWh ved at gå fra B1 til C1. Af tabel 7.1 kan beregnes, at meromkostningen ved C-forløbet i forhold til en kulstrategi med det samme el- og kraftvarmeforbrug er 800-1.200 mio. kr/år.

Marginalprisen er meget følsom over for små ændringer i "planerne". For at kunne bruge ovenstående marginalpriser som klare udsagn om, hvad det koster at skifte mellem CO₂-virkemiddel, er det derfor nødvendigt, at planerne hver for sig er optimeret helt til bunds. Med den usikkerhed, der er med hensyn til datagrundlaget, er det ikke skønnet formålstjenligt at gennemføre en grundlæggende optimering for samtlige eksempler på udbygningsplaner.

I stedet er erfaringer fra de detaljerede analyser brugt til i det følgende at lave nogle forenklede beregninger af marginalpriser og totale CO₂-omkostninger.

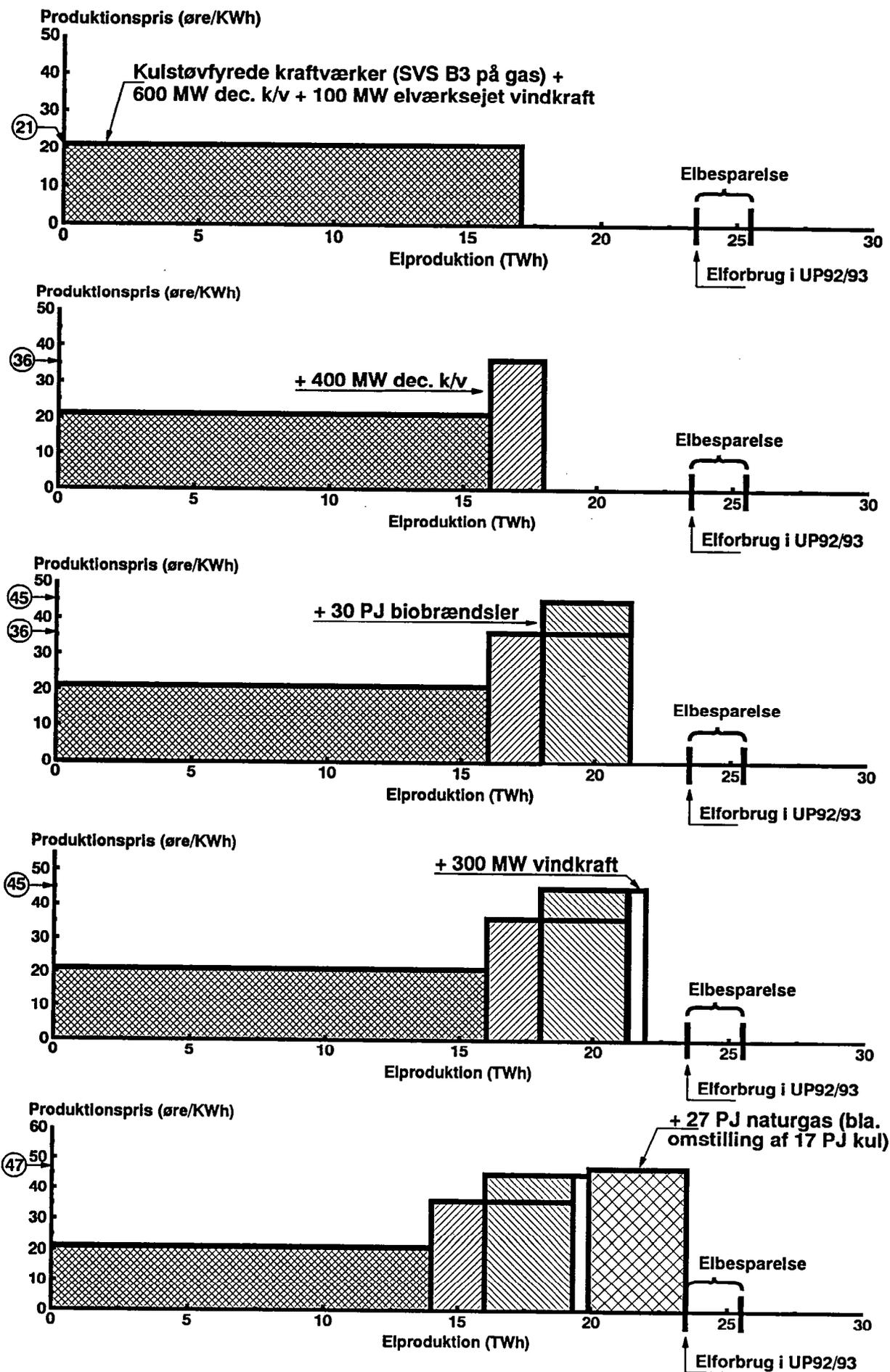
Elforbruget år 2005 er ifølge UP92/93-prognosen 22,1 TWh, hvis man anvender myndighedernes stigningstakt i perioden 1999-2005, og 23,2 TWh, hvis man anvender ELSAMs statistiske model (jf. bilag 6). I begge tilfælde er det ikke en egentlig prognose. Tallene skal betragtes som værende regneeksempler. Den egentlige elprognose går kun til år 2000. Til ovenstående tal skal lægges produktionen på decentrale kraftvarmeværker under 2 MW, minikraftværker samt vindmøller uden for elværksregi - i alt ca. 1,9 TWh år 2005.

I det følgende er det antaget, at elproduktionen på brændselsfyrede produktionsanlæg samt på vindmøller skal være 23,5 TWh år 2005, for at ELSAMs forsyningspligt kan overholdes (svarende til UP92/92-prognosen minus **nuværende** vindkraftproduktion).

CO₂-virkemidler rangordnes efter de produktionsomkostninger, der er udregnet i afsnit 5:

- Decentral kraftvarme (36 øre/kWh).
- Biobrændsler (36-45 øre/kWh).
- Vindkraft (45 øre/kWh).
- Naturgas, central (47 øre/kWh).

Beregningsgangen er vist i figur 7.1.



Figur 7.1

Figur 7.1 viser, at ELSAM kun kan producere ca. 17 TWh, inden CO₂-loftet nås, hvis der udelukkende udbygges med nye kulfyrede kraftværker, efter at SVS B3 og NJV B1 er sat i drift, og hvis der ikke brændes halm i forbindelse med elproduktion. Omkostninger ved at producere el på et nyt kulstøvfyret kraftværk er ca. 21 øre/kWh.

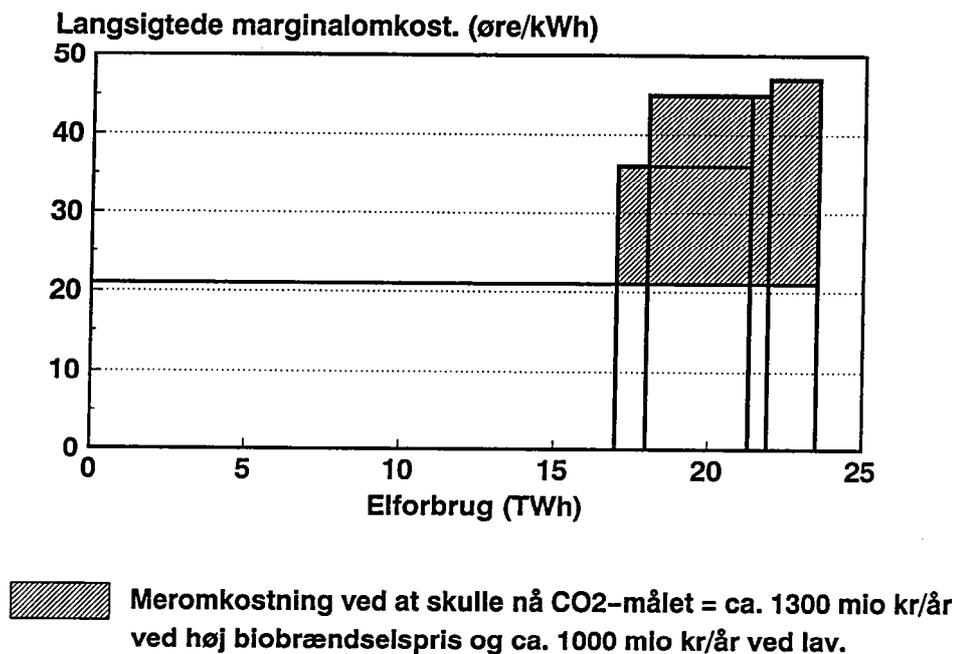
Ved at udbygge med ca. 400 MW decentral kraftvarme (evt. industriel kraftvarme) ud over de 600 MW, der forventes at komme inden 1998, kan elproduktion øges til 18 TWh. (Elproduktionen på kul falder med 1 TWh for at give plads til den øgede elproduktion på naturgas under CO₂-loftet). Den marginale produktionsomkostning for de centrale kraftvarmeværker er ca. 36 øre/kWh.

Suppleres produktionssystemet endvidere med 650 MW på biobrændsler (~ 30 PJ) bliver det muligt at producere ca. 21,3 TWh. Den marginale produktionsomkostning er nu oppe på 36 øre/kWh ved den lave biobrændselsprognose og 45 øre/kWh ved den høje. Gabet mellem elproduktionen og elforbruget (ifølge UP92/93-prognosen) er reduceret til 2,2 TWh.

Indsættes der 300 MW vindkraft ud over den aktuelle prognose på 100 MW elværksejet og de nuværende ca. 300 MW privatejet vindkraft, kan der produceres 0,6 TWh ekstra. "Gabet" er nu nede på 1,6 TWh, og marginalprisen er oppe på 45 øre/kWh.

"Gabet" mellem elproduktion og elforbrug kan lukkes helt ved til slut at udbygge med nye naturgasfyrede kraftværker samt konvertere en del kul på eksisterende kraftværker til naturgas. I alt en stigning i naturgasforbruget på 27 PJ og et fald i kulforbruget på 17 PJ. Marginalomkostningen er nu 47 øre/kWh.

Figur 7.2 viser den resulterende langsigtede marginalomkostningskurve. Meromkostningerne ved at skulle nå CO₂-målsætningen er beregnet til ca. 1.300 mio. kr/år ved den høje biobrændselspris og til 1.000 mio. kr/år ved den lave (jf. bilag 7).



Figur 7.2 Den langsigtede marginalomkostningskurve svarende til forudsætningerne i figur 7.1.

8. Planperioden frem til år 2000

Planperioden frem til år 2000 er beskrevet i UP93 (præsentationsdelen). I dette afsnit fokuseres på problemstillingen vedrørende effektbehovet i 1999-2000. De spørgsmål, som vil blive berørt, er:

1. Kan VKE B2 skrottes, uden der etableres ny kapacitet?

Hvis nej:

2. Skal der bygges et nyt kraftværk til erstatning for VKE B2?
3. Skal VKE B2 indgå i biomassehandlingsplanen?
4. Skal VKE B2 levetidsforlænges på kul?
5. Skal VKE B2 ombygges til naturgas?

1. Kan VKE B2 skrottes, uden der etableres ny kapacitet?

Svaret på det første spørgsmål kan findes ved med SIVAEL-programmet at beregne risikoindeks (antal timer med effektunderskud) for ELSAM-systemet år 1999 med og uden de 250 MW kapacitet på VKE B2.

Det er gjort, og resultaterne viser, at risikoindekset er 2,0% (ca. 175 timer/år med effektunderskud) med de 250 MW elkapacitet og 4,3% (375 timer/år uden de 250 MW). Det "gamle" 20% reservekriterium svarer til et risikoindeks på ca. 2,2% i et kulfyret referencesystem.

Bilag 8 viser effektbalancen frem til år 2000. Det fremgår af dette bilag, at reserveprocenten er 23,9% med de 250 MW i 1999 og 22,7% i 2000. Uden de 250 MW ville reserveprocenten være 18,1% i 1999 og 17,0% i år 2000.

Svaret på det første spørgsmål er, at der med de forudsætninger, der ligger i UP93-datagrundlaget, er behov for de 250 MW kapacitet år 1999.

2. Skal der bygges et nyt kraftværk til erstatning for VKE B2?

De detaljerede simuleringer af de 9 udbygningseksempler viser, at udskiftning af ældre enheder med ny kapacitet er et af de billigste CO₂-virkemidler, ELSAM har. Beregningerne viser endvidere, at dette virkemiddel kun har en betydelig effekt i C-forløbet (kul-biomasse og naturgas), hvor der bygges nye naturgasfyrede kraftværker i stedet for at ombygge 250 MW-enhederne til naturgas.

En skrotning af VKE B2 og etablering af ny kapacitet forudsætter, at der findes en langsigtet teknologi år 1999, der kan anvendes på den nye kraftværksenhed, der i så fald erstatter VKE B2.

Af de foregående analyser fremgår, at der på nuværende tidspunkt er et langsigtet perspektiv i:

- Biobrændselstilsatsfyrede KAD-anlæg.
- Fluid-bed-anlæg (høj biobrændselsandel).
- IGCC-anlæg.
- GAD-anlæg.
- NGCC-anlæg.
- Brændselsceller.

Af ovenstående er det kun GAD- og NGCC-teknologierne, ELSAM på nuværende tidspunkt regner med at kunne bygge i 200-250 MW-klassen omkring årtusindskiftet.

Hvis VKE B2 skal erstattes af ny kapacitet, skal det derfor være ny gasfyret kapacitet, der skal træde i stedet.

Produktionsomkostningerne (anlæg + drift) for en ny naturgasfyret kraftværksenhed er 30-34 øre/kWh bl.a. afhængig af benyttelsestiden.

3. Skal VKE B2 indgå i biomassehandlingsplanen?

Med den beliggenhed, VKE B2 har i forhold til halmoverskudsområderne i Jylland-Fyn, er VKE B2 lavt prioriteret i den del af biomasseprogrammet, der vedrører halm. Derimod kan VKE B2 eventuelt bruges som demonstrationsanlæg, hvis ELSAM indleder forsøg med tilsatsfyring af energiafgrøder (f.eks. pil).

4. Skal VKE B2 levetidsforlænges på kul?

Hvis VKE B2 skal levetidsforlænges på kul, bør enheden ifølge ELSAMs SO₂- og NO_x-strategier forsynes med røggasrensningsanlæg.

Af de detaljerede simuleringer af A0-, A1-, B0-, B1- og B2-forløbene, hvor VKE B2 antages levetidsforlænget på kul, fremgår det, at VKE B2 år 2005 vil få en benyttelsestid på ca. 1.500 timer/år. Med denne benyttelsestid bliver produktionsomkostningerne (faste + variable) ca. 35 øre/kWh. Af de samme simuleringer fremgår det, at NEV B2, som er den anden af 250 MW-enhederne, der er kulfyret og udstyret med røggasrensningsanlæg, har en benyttelsestid på 500-1.000 timer/år efter år 2000.

Produktionsomkostningerne på de 35 øre/kWh skal sammenlignes med omkostningerne ved en naturgasløsning (jf. spørgsmål 5).

5. Skal VKE B2 ombygges til naturgas?

Hvis man som i C0-forløbet ombygger VKE B2 til naturgas, vil produktionen på VKE B2 blive meget følsom over for, hvilken CO₂-skyggepris der indlægges i lastfordelingen.

Uden CO₂-skyggepris vil VKE B2 få en benyttelsestid på ca. 1.000 timer/år og med en CO₂-skyggepris på ca. 400 kr/ton vil VKE B2s benyttelsestid blive ca. 5.000 timer/år.

De samlede produktionsomkostninger på en naturgasombygget VKE B2 er med de aktuelle naturgasprisprognoser 30-37 øre/kWh afhængig af benyttelsestiden.

Foreløbig samlet svar på de 5 spørgsmål

Af behandlingen af de 5 spørgsmål fremgår det, at løsningerne:

- levetidsforlængelse af VKE B2 på kul
- ombygning af VKE B2 til naturgas
- bygning af nyt gasfyret kraftværk til erstatning for VKE B2

har nogenlunde samme økonomi. Muligheden for at anvende VKE B2 i forbindelse med forsøg med energiafgrøder er interessant. Valget mellem de fire løsninger skal derfor ske ud fra nogle mere overordnede strategiske overvejelser.

9. Konklusion

I indledningen blev formålet med de analyser, der er beskrevet i rapporten, fastsat til:

1. Vurdering af perspektiver for nye produktionsteknologier.
2. Beslutningsgrundlag for planperioden frem til år 2000.
3. Beregning af meromkostninger ved at skulle nå CO₂-målet.

9.1 Vurdering af perspektiver for nye produktionsteknologier

Analyserne af de 9 udbygningsveje viser, at elproduktionen på de store kraftværksenheder sandsynligvis ikke vil stige væsentligt fra 1998 til 2010. Erstatning af ældre kraftværker skal derfor enten ske ved, at der bygges nye enheder i 150-250 MW-klassen, eller ved at antallet af kraftværksenheder reduceres.

Analysen viser endvidere:

- at hvis nye biobrændselsfyrede kraftværker skal spille en væsentlig rolle i forbindelse med opfyldelsen af CO₂-målet år 2005, skal de første større anlæg (200-250 MW) etableres i 2002-2003.
- at ombygning af nogle af 250 MW-enhederne til naturgas kan bruges som en overgangsløsning, indtil risikoen ved at udbygge med nye biobrændselsfyrede kraftværker er blevet acceptabel eller muligheden forkastet.

- at de fortsatte perspektiver i KAD-teknologien afhænger af, om den kan tilsatsfyres med betydelige andele biobrændsel (~ 25%), uden at virkningsgraden reduceres nævneværdigt.
- at fluid-bed-teknologien enten skal op på en meget høj andel af biobrændsler, eller også skal virkningsgraden øges meget, for at denne teknologi kan klare sig, hvis det lykkes at tilsatsfyre KAD-anlæg med biobrændsler uden væsentlig nedgang i virkningsgrad.
- at det i fremtiden bliver de anlæg, der enten har en omfattende fjernvarmeforpligtelse og/eller fyres med biobrændsler eller naturgas, der kommer til at køre som grundlastenheder.

9.2 Beslutningsgrundlag for planperioden frem til år 2000

Af simuleringeberegningerne fremgår det, at der er behov for de 250 MW elkapacitet, der udgår af systemet, når VKE B2 fylder 30 år i 1999.

Beregningerne viser endvidere, at der ikke er nogen afgørende økonomisk forskel mellem følgende løsninger for effekttilgang i 1999:

- Levetidsforlængelse af VKE B2 på kul (10 år).
- Ombygning af VKE B2 til naturgas (5 år).
- Bygning af nyt gasfyret kraftværk til erstatning for VKE B2 (30 år).

Valget mellem de tre løsninger skal derfor ske ud fra nogle mere overordnede strategiske overvejelser.

De strategiske spørgsmål, man bør drøfte, er:

- Er der chance for, at elbesparelser, biobrændsler, elimport af CO₂-fri elektricitet og/eller a-kraft kommer til at spille en så stor rolle i elsystemet, at ELSAM undgår det dyre CO₂-virkemiddel, det er at udbygge med naturgasfyrede centrale kraftværker?
- Er usikkerheden med hensyn til ELSAMs andel af CO₂-målsætningerne samt ELSAMs muligheder for at anvende CO₂-virkemidler uden for landets grænser så stor, at ELSAM ikke på nuværende tidspunkt er i stand til at beslutte nye investeringer i produktionsanlæg i mia.-klassen?

- Er usikkerheden vedrørende anvendelse af biobrændsler i store kraftværker inden 2005 så stor, at ELSAM bliver nødt til at vælge en langsigtet naturgasvej med bygning af nye naturgasfyrede kraftværker?

Ovenstående strategiske spørgsmål vil blive drøftet i ELSAM-systemet i efteråret 1993, således at der i efteråret 1993 tages beslutning om VKE B2s skæbne efter 1999.

9.3 Beregning af meromkostninger ved at skulle nå CO₂-målet

CO₂-analyserne har vist, at ELSAM ikke kan fastholde en flerstrengt brændselsforsyning, men bliver meget afhængig af naturgas, hvis omstillingen til delfyring med biobrændsler ikke lykkes, eller hvis der stilles krav om CO₂-reduktion ud over de 20%.

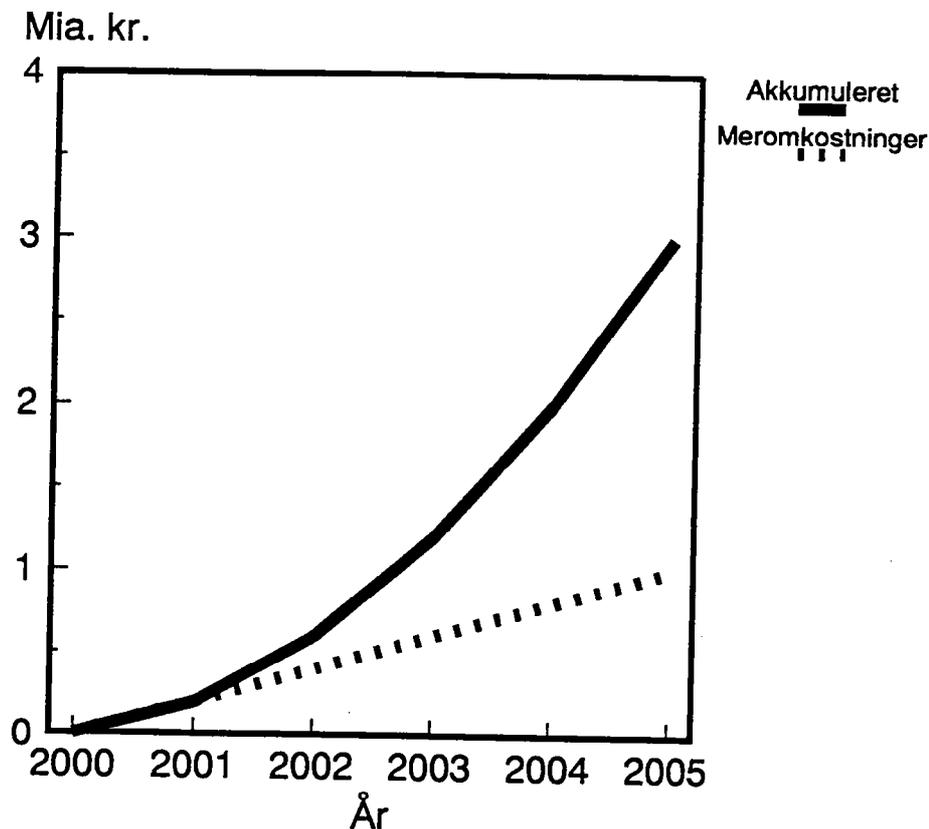
Med et elforbrug år 2005 svarende til UP92/93-prognosen er de marginale produktionsomkostninger fordoblet.

Af analyserne fremgår det endvidere, at de ekstra omkostninger til at overholde CO₂-kravet år 2005 på **produktionssiden** udgør ca. 1.300 mio. kr/år ved den høje biobrændselspris og ca. 1.000 mio. kr/år ved den lave.

Figur 9.1 illustrerer udviklingen i ELSAMs CO₂-meromkostninger på produktionssiden fra år 2000 til 2005. Det er usikkert, hvordan meromkostningerne udvikler sig efter år 2005. Det er dog sikkert, at de akkumulerede meromkostninger vil fortsætte med at stige.

Ved at gennemføre yderligere elbesparelser set i forhold til UP92/93-prognosen, kan denne ekstra regning på **produktionssiden** reduceres.

Den kraftige stigning i den marginale produktionsomkostning betyder, at det økonomiske potentiale for elbesparelser øges, samt at ELSAM vil stå dårligere rustet i international konkurrence.



Figur 9.1 Meromkostninger og akkumulerede meromkostninger på produktionssiden ved at ELSAM skal reducere CO₂-udledningen med 20%. Hertil kommer meromkostninger til elbesparelser.

Med det omfattende analysearbejde, der er udført i forbindelse med UP93-arbejdet, er ELSAM nået et betydeligt skridt videre i retning af en effektiv koordination mellem teknologiudvikling, langsigtet udbygningsplanlægning og opfyldelse af miljøkrav.

Denne iteration mellem systemanalyser, teknologiplanlægning og miljømæssige muligheder vil blive fortsat i tiden fremover.

Dokumentation af beregning af marginale elproduktionsomkostninger ved en række CO₂-virkemidler

1. Forudsætninger

1.1 Brændselspriser år 2005 (1993-priser)

	Eksempel 1	Eksempel 2
Kulpris	13,5 kr/GJ	16,0 kr/GJ
Naturgaspris	29 kr/GJ	35,0 kr/GJ
Biobrændsler (høj)	35 kr/GJ	42,0 kr/GJ
Biobrændsler (lav)	25 kr/GJ	30,0 kr/GJ

1.2 Økonomi

Realrente 5%.

1.3 Anlægspriser + faste driftsomkostninger

	Levetid (år)	Anlæg (kr/MW/år)	Fast drift (kr/MW/år)
Naturgasanlæg	30	380.000	40.000
Biobrændselsanlæg	30	630.000	88.000
Dec. k/v (naturgas)	30	550.000	120.000
Vindkraft	20	580.000	113.000
KAD (kul)	30	510.000	66.000
Levetidsforlængelse af 250 MW-enheder + deSO _x	10	232.000	88.000

1.4 Virkningsgrader

(Brændselsforbrug ved produktion af 1 MWh elektricitet samt maks. samproduktion af kraftvarme).

	Elproduktion (MWh)	Kraftvarmeprod. (GJ)	Brændselsforbrug (GJ)
Naturgasanlæg	1	0	7,4
Biobrændselsanlæg	1	0	8,8
Dec. k/v (naturgas)	1	5,5	10,2
Vindkraft	1	-	-
KAD (kul)	1	0	7,5
Fjernvarmekedel	-	1	1,04
250 MW-enhed	1	0	9,2
350 MW-enhed	1	0	8,5

1.5 CO₂-emissionsfaktorer

Kul	95 g/MJ
Naturgas	57 g/MJ

1.6 Fjernvarmepris

Fjernvarmepris (decentralt): $\frac{\text{Naturgaspris}}{0,96}$

1.7 Benyttelsestider

Naturgasanlæg	5.000 t/år
Biobrændselsanlæg	5.000 t/år
Dec. k/v	5.000 t/år
Vindkraft	2.000 t/år
KAD (kul)	5.000 t/år
250 MW-enhed	3.500 t/år
Backup til vindmøller	3.000 t/år

1.8 CO₂-emissioner

Gennemsnit for ELSAM: 0,80 mio. ton pr. TWh (2005)
CO₂-udledning ved ny kulfyret enhed: 0,71 mio. ton pr. TWh

2. Beregning af marginale produktionspriser (+ 1 MWh CO₂-fri elproduktion)

2.1 På naturgasanlæg

	Eksempel 1	Eksempel 2
Anlæg	76 kr/MWh	76 kr/MWh
Fast drift	8 kr/MWh	8 kr/MWh
Brændsel	<u>215 kr/MWh</u>	<u>260 kr/MWh</u>
I alt	299 kr/MWh	344 kr/MWh

1 MWh giver en CO₂-udledning på 421 kg. Der skal omlægges ca. 11 GJ fra kul til naturgas på øvrige kraftværker for at opveje denne ekstra CO₂-udledning. Prisen for denne omlægning er i eksempel 1: $11 \cdot (29 - 13,5) \approx 170$ kr. I eksempel 2 er omkostninger til kulomlægning ≈ 209 kr.

Marginale omkostninger: Eksempel 1: 469 kr/MWh
Eksempel 2: 553 kr/MWh

CO₂-udledningen er pr. 100 MW: $0,42 \text{ kr/MWh} \cdot 100 \text{ MW} \cdot 5.000 \text{ h} = 0,210 \text{ mio. ton/år}$
Kulreferencens CO₂-udledning er: $0,71 \text{ mio. ton/TWh} \cdot 0,5 \text{ TWh} = \underline{0,355 \text{ mio. ton/år}}$
CO₂-reduktion pr. 100 MW = $0,146 \text{ mio. ton/år}$

2.2 På biobrændselsanlæg

Høj prognose

	Eksempel 1	Eksempel 2
Anlæg	126 kr/MWh	126 kr/MWh
Fast drift	17 kr/MWh	17 kr/MWh
Brændsel	<u>308 kr/MWh</u>	<u>370 kr/MWh</u>
I alt	451 kr/MWh	513 kr/MWh

Marginale omkostninger: Eksempel 1: 451 kr/MWh
Eksempel 2: 513 kr/MWh

Lav prognose

	Eksempel 1	Eksempel 2
Anlæg	126 kr/MWh	126 kr/MWh
Fast drift	17 kr/MWh	17 kr/MWh
Brændsel	<u>220 kr/MWh</u>	<u>264 kr/MWh</u>
I alt	363 kr/MWh	407 kr/MWh

Marginale omkostninger: Eksempel 1: 363 kr/MWh
Eksempel 2: 407 kr/MWh

CO₂-reduktionen pr. 100 MW: 0,8 mio. ton/TWh · 0,5 TWh = 0,4 mio. ton

2.3 På naturgasfyret decentralt kraftvarmeværk

	Eksempel 1	Eksempel 2
Anlæg	110 kr/MWh	110 kr/MWh
Fast drift	24 kr/MWh	24 kr/MWh
Brændsel	<u>296 kr/MWh</u>	<u>357 kr/MWh</u>
I alt	430 kr/MWh	491 kr/MWh
Indtægt ved kraftvarme	- <u>166 kr/MWh</u>	- <u>199 kr/MWh</u>
I alt	264 kr/MWh	292 kr/MWh

1 MWh giver en CO₂-udledning på 580 kg. Der spares 324 kg CO₂ ved, at fjernvarmen ikke længere skal produceres på fjernvarmekedel. Uændret CO₂-udledning kræver derfor, at der omlægges 6,7 GJ kul til naturgas. Omkostningerne ved denne omlægning er 97 kr. i eksempel 1 og 127 kr. i eksempel 2.

Marginale omkostninger: Eksempel 1: 361 kr/MWh
Eksempel 2: 419 kr/MWh

CO₂-udledning (korr. for øget kraftvarme)

er pr. 100 MW: $0,256 \text{ ton/MWh} \cdot 100 \text{ MW} \cdot 5.000 \text{ h} = 0,128 \text{ mio. ton/år}$

Kulreferencens CO₂-udledning

er pr. 100 MW: $0,71 \text{ mio. ton/TWh} \cdot 0,5 \text{ TWh} = 0,355 \text{ mio. ton/år}$

CO₂-reduktion pr. 100 MW

= 0,227 mio. ton/år

2.4 På vindkraftanlæg

Det forudsættes, at der installeres et naturgasfyret mellemlastanlæg til at dække de ca. 3.000 timer pr. år, hvor vinden ikke blæser.

Omkostninger for naturgas:

	Eksempel 1	Eksempel 2
Anlæg	127 kr/MWh	127 kr/MWh
Fast drift	13 kr/MWh	13 kr/MWh
Brændsel	<u>215 kr/MWh</u>	<u>259 kr/MWh</u>
I alt	355 kr/MWh	399 kr/MWh

	Eksempel 1	Eksempel 2
Omlægning fra kul til naturgas i det øvrige system:	170 kr/MWh	209 kr/MWh
I alt	525 kr/MWh	608 kr/MWh

Omkostninger vedrørende vindmølle:

Anlæg	290 kr/MWh
Fast drift	<u>57 kr/MWh</u>
I alt	347 kr/MWh

Marginale omkostninger ved vindkraft + gasturbine:

$$\text{Eksempel 1: } \frac{3}{5} \cdot 525 + \frac{2}{5} \cdot 347 = 454 \text{ kr/MWh}$$

$$\text{Eksempel 2: } \frac{3}{5} \cdot 608 + \frac{2}{5} \cdot 347 = 504 \text{ kr/MWh}$$

CO₂-reduktion ved vindkraften alene pr. 100 MW: 0,8 mio. ton/TWh · 0,2 TWh = 0,16 mio. ton/år

2.5 Ved udskiftning af gamle enheder

Når der produceres 6 MWh på en ny kulfyret enhed er den ene af disse MW'er CO₂-fri sammenlignet med, at de 6 MWh skulle have været produceret på 250 MW-enheder og 350 MW-enheder.

$$5.000 \cdot X \cdot 7,5 = (X - 1) \cdot (9,2 \cdot 3.500 + 8,5 \cdot 1.500)$$

$$X = 6,0$$

Omkostningerne ved at producere 1 MWh ekstra CO₂-fri elektricitet ved virkningsgradsforbedring kan beregnes som forskellen i omkostningerne ved at producere 6,0

MWh på en ny kulfyret enhed og 4,0 MWh på en gammel levetidsforlænget 250 MW-enhed samt 2,0 MWh på en eksisterende 350 MW-enhed.

6 MWh produceret på ny enhed:

	Eksempel 1	Eksempel 2
Anlæg	612 kr.	612 kr.
Fast drift	80 kr.	80 kr.
Brændsel	<u>607 kr.</u>	<u>720 kr.</u>
I alt	1.299 kr.	1.412 kr.

4,0 MWh produceret på levetidsforlænget 250 MWh-enhed:

	Eksempel 1	Eksempel 2
Anlæg	265 kr.	265 kr.
Fast drift	100 kr.	100 kr.
Brændsel	<u>497 kr.</u>	<u>589 kr.</u>
I alt	862 kr.	954 kr.

2 MWh produceret på en eksisterende 350 MW-enhed:

	Eksempel 1	Eksempel 2
Anlæg	0 kr.	0 kr.
Fast drift	26 kr.	26 kr.
Brændsel	<u>230 kr.</u>	<u>272 kr.</u>
I alt	256 kr.	298 kr.

Marginale omkostninger ved virkningsgradsforbedring:

$$\text{Eksempel 1: } 1.299 - (862 + 256) = 181 \text{ kr/MWh}$$

$$\text{Eksempel 2: } 1.412 - (954 + 298) = 160 \text{ kr/MWh}$$

CO ₂ -udledning ved 0,5 TWh prod. på ny enhed	=	0,356 mio. ton
CO ₂ -udledning ved 0,35 TWh prod. på 250 MW-enhed	=	0,306 mio. ton
CO ₂ -udledning ved 0,15 TWh prod. på 350 MW-enhed	=	<u>0,121 mio. ton</u>
CO ₂ -reduktion pr. 0,5 TWh (100 MW)	=	0,071 mio. ton

Udbygningsmuligheder svarende til de tre brændselsforløb A, B og C

- 0: Svarer til levetidsforlængelse.
1: KAD-linien.
2: Fluid-bed linien.
3: Forgasningslinien.

Forløb A0

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrøtning
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 396 MW	MKS_B1, 20% halm	NEV_B1, 133 MW
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW	SVS_B2, 25% halm	FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm 50 MW	VKE_B2, levetidsforl.	
2000		SHE_B3, 25% halm SVS_B2, levetidsforl.	
2001		MKS_B3, 25% halm	MKS_B1, 152 MW
2002			
2003		MKS_B2 levetidsforl. NKA_B1 levetidsforl.	Norge2, pumpekraft 400 MW
2004		FVO_B3, levetidsforl.	SVS_B1, 100 MW
2005			
2006			
2007		NEV_B2, levetidsforl.	
2008			
2009	VKE_B4, KAD, 250 MW	SHE_B3, levetidsforl.	VKE_B2, 245 MW
2010	SVS_B4, CFB + 50% halm, 100 MW		SVS_B2, 269 MW

Vind: 110 MW (excl. private)

Dec. k/v: 600 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

Tabel 1

Forløb B0

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrotninger
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 396 MW	MKS_B1, 20% halm	NEV_B1, 133 MW
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW	SVS_B2, 25% halm	FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm 60 MW	VKE_B2, levetidsforl.	
2000		SVS_B3, 25% halm SVS_B2, levetidsforl. + 25% halm	
2001		MKS_B3, 25% halm	MKS_B1, 152 MW
2002	Dec k/v 50 MW, affald		
2003		MKS_B2, levetidsforl. NKA_B1, levetidsforl.	Norge2, pumpekraft 400 MW
2004	Dec k/v 50 MW, gas	FVO_B3, levetidsforl. + 25% bio	SVS_B1, 100 MW
2005	SHE_B4, KAD + 30% bio, 300 MW		
2006			
2007		NEV_B2, levetidsforl. + 25% bio	
2008			
2009	VKE_B4, KAD + 30% bio, 300 MW	SHE_B3, levetidsforl.	VKE_B2, 245 MW
2010	SVS_B4, KAD + 25% halm, 300 MW		SVS_B2, 269 MW

Vind: 300 MW (excl. private)

Dec. k/v: 700 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

Tabel 2

Forløb C0

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrotninger
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 395 MW	MKS_B1, 20% halm	NEV_B1, 133 MW
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW	SVS_B2, 25% halm	FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm, 50 MW	VKE_B2, levetidsforl. + gas	
2000	Dec k/v 100 MW, gas	SHE_B3, 25% halm SVS_B2, levetidsforl.	
2001		MKS_B3, 25% halm	MKS_B1, 152 MW
2002	Dec k/v 50 MW, affald Dec k/v 100 MW, bio		
2003		MKS_B2, levetidsforl. + gas NKA_B1, levetidsforl. + gas	Norge2, pumpekraft 400 MW
2004	Dec k/v 50 MW, gas SHE_B4, KAD + 25% bio, 350 MW	FVO_B3, levetidsforl. + gas	SVS_B1, 100 MW
2005	Dec k/v 100 MW, gas		
2006		NJV_B1, 25% bio	
2007		NEV_B2, levetidsforl. + 10% bio	
2008			
2009	VKE_B4, GAD, gas, 300 MW	SHE_B3, levetidsforl.	VKE_B2, 245 MW
2010	SVS_B4, KAD + 25% halm 300 MW		SVS_B2, 269 MW

Vind: 500 MW (excl. private)

Dec. k/v: 1000 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

Tabel 3

Forløb A1

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrotning
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 395 MW	MKS_B1, 20% halm	NEV_B1, 133 MW
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW	SVS_B2, 25% halm	FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm 50 MW	VKE_B2, levetidsforl.	
2000		SHE_B3, 25% halm SVS_B2, levetidsforl.	
2001			
2002		MKS_B3, 25% halm	MKS_B1, 152 MW
2003	NJV_B2 KAD, 250 MW		MKS_B2, 262 MW NKA_B1, 269 MW Norge2, pumpekraft 400 MW
2004	FVO_B8 KAD, 250 MW		FVO_B3, 269 MW SVS_B1, 100 MW
2005			
2006			
2007	SHE_B4, KAD, 250 MW	NEV_B2, levetidsforl.	
2008			
2009	VKE_B4, KAD, 250 MW	SHE_B3, levetidsforl.	VKE_B2, 245 MW
2010	SVS_B4, CFB + 50% halm, 100 MW		SVS_B2, 269 MW

Vind: 110 MW (excl. private)

Dec. k/v: 600 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

Tabel 4

Forløb B1

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrotninger
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 395 MW	MKS_B1, 20% halm	NEV_B1, 133 MW
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW	SVS_B2, 25% halm	FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm 50 MW	VKE_B2, levetidsforl.	
2000		SHE_B3, 25% halm SVS_B2, levetidsforl.	
2001		MKS_B3, 25% halm	MKS_B1, 152 MW
2002	SHE_B4, KAD + 25% bio, 300 MW Dec k/v 50 MW, affald		
2003	NJV_B2, KAD + 25% bio, 300 MW	NKA_B1, levetidsforl.	MKS_B2, 262 MW Norge2, pumpekraft 400 MW
2004	FVO_B8, KAD, 25% bio, 300 MW Dec k/v 50 MW, gas		FVO_B3, 269 MW SVS_B1, 100 MW
2005			
2006			
2007	MKS_B5, KAD + 25% bio, 300 MW		NEV_B2, 305 MW
2008			
2009	VKE_B4, KAD, 300 MW	SHE_B3, levetidsforl.	VKE_B2, 245 MW
2010	SVS_B4, KAD + 25% halm, 300 MW		SVS_B2, 269 MW

Vind: 300 MW (excl. private)

Dec. k/v: 700 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

Tabel 5

Forløb C1

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrotninger
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 396 MW	MKS_B1, 20% halm	NEV_B1, 133 MW
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW	SVS_B2, 25% halm	FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm, 50 MW		VKE_B2, 245 MW
2000	Dec k/v 100 MW, gas	SHE_B3, 25% halm SVS_B2, levetidsforl.	SVS_B1, 100 MW
2001	VKE_B4, GAD, 350 MW	MKS_B3, 25% halm	MKS_B1, 152 MW
2002	Dec k/v 50 MW, affald Dec k/v 100 MW, bio		
2003		NKA_B1, levetidsforl. MKS_B2, levetidsforl.	Norge2, pumpekraft 400 MW
2004	FVO_B8, GAD, 350 MW Dec k/v 50 MW, gas		FVO_B3, 269 MW
2005	NJV_B2, GAD, 350 MW Dec k/v 100 MW, gas	NJV_B1, 25% bio	
2006			
2007			NEV_B2, 305 MW
2008	SHE_B4, KAD + 25% bio, 350 MW		
2009		SHE_B3, levetidsforl.	
2010	SVS_B4, KAD + 25% halm, 350 MW		SVS_B2, 269 MW

Vind: 500 MW (excl. private)

Dec. k/v: 1000 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

Tabel 6

Forløb B2

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrotninger
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 396 MW	NEV_B1, 50% halm MKS_B1, 20% halm	
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW		FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm 50 MW	VKE_B2, levetidsforl.	
2000		SVS_B2, levetidsforl. + 25% halm	SVS_B1, 100 MW
2001			
2002	Dec k/v 50 MW, affald		
2003	NJV_B2, CFB + 50% halm, 100 MW	NKA_B1, levetidsforl.	NEV_B1, 133 MW MKS_B1, 152 MW MKS_B2, 262 MW Norge2, pumpekraft 400 MW
2004	FVO_B8, CFB + 50% bio, 200 MW SHE_B4, PFBC, 50% bio, 200 MW Dec k/v 50 MW, gas		FVO_B3, 269 MW
2005	MKS_B5, CFB + 50% bio, 200 MW		
2006			
2007		NEV_B2, levetidsforl.	
2008			
2009	VKE_B4, PFBC + 25% bio, 300 MW	SHE_B3, levetidsforl.	VKE_B2, 245 MW
2010	SVS_B4, CFB + 50% halm, 200 MW		SVS_B2, 269 MW

Vind: 300 MW (excl. private)

Dec. k/v: 700 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

Tabel 7

Forløb C2

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrotninger
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 396 MW	MKS_B1, 20% halm	NEV_B1, 133 MW
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW	SVS_B2, 25% halm	FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm, 50 MW		VKE_B2, 245 MW
2000	Dec k/v 100 MW, gas	SHE_B3, 25% halm SVS_B2, levetidsforl.	SVS_B1, 100 MW
2001	VKE_B4, GAD, 350 MW	MKS_B3, 25% halm	MKS_B1, 152 MW
2002	Dec k/v 50 MW, affald Dec k/v 100 MW, bio		
2003	SHE_B4, PFBC + 50% bio, 150 MW	NKA_B1, levetidsforl. + gas MKS_B1, levetidsforl.	Norge2, pumpekraft 400 MW
2004	FVO_B8, GAD, 350 MW Dec k/v 50 MW, gas		FVO_B3, 269 MW
2005	Dec k/v 100 MW, gas		
2006		NJV_B1, 25% bio	
2007	NJV_B2, GAD, 350 MW		NEV_B2, 305 MW
2008	SHE_B5, PFBC 50% bio, 250 MW		
2009		SHE_B3, levetidsforl.	
2010	SVS_B4, CFB + 25% halm, 300 MW		SVS_B2, 269 MW

Vind: 500 MW (excl. private)

Dec. k/v: 1000 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

Tabel 8

Forløb C3

År	Nye anlæg	Ombygning/renovering	Skrotninger
1997	Dec k/v 100 MW, gas SVS_B3, GAD, 396 MW	NEV_B1, 50% halm	NEV_B1, 133 MW
1998	Dec k/v 60 MW, gas NJV_B1, KAD, 385 MW	SVS_B2, 25% halm	FVO_B2, 195 MW
1999	MKA_B1, CFB + 50% halm, 50 MW		VKE_B2, 245 MW
2000	VKE_B4, NGCC, 300 MW Dec k/v 100 MW, gas	SHE_B3, 25% halm	SVS_B1, 100 MW
2001			MKS_B1, 152 MW
2002	NJV_B2, CFB + 50% halm, 250 MW Dec k/v 50 MW, affald Dec k/v 100 MW, bio		NEV_B1, 133 MW
2003	SVS_B4, CFB + 50% halm, 250 MW	NKA_B1, levetidsforl.	SVS_B2, 269 MW MKS_B2, 262 MW Norge2, pumpekraft 400 MW
2004	MKS_B5, CFB + 25% bio, 300 MW FVO_B8, NGCC, 300 MW Dec k/v 50 MW, gas		FVO_B3, 269 MW
2005	Dec k/v 100 MW, gas		
2006	NJV_B3, NGCC, 300 MW	NJV_B1, 25% bio	
2007	SHE_B4, IGCC kulforgasser, 200 MW		NEV_B2, 305 MW
2008			
2009	SHE_B5, MCFC, 100 MW, gasfyret brændselscelle	SHE_B3, levetidsforl.	
2010			

Vind: 500 MW (excl. private)

Dec. k/v: 1000 MW

Sverige 300 MW pumpekraft i hele perioden

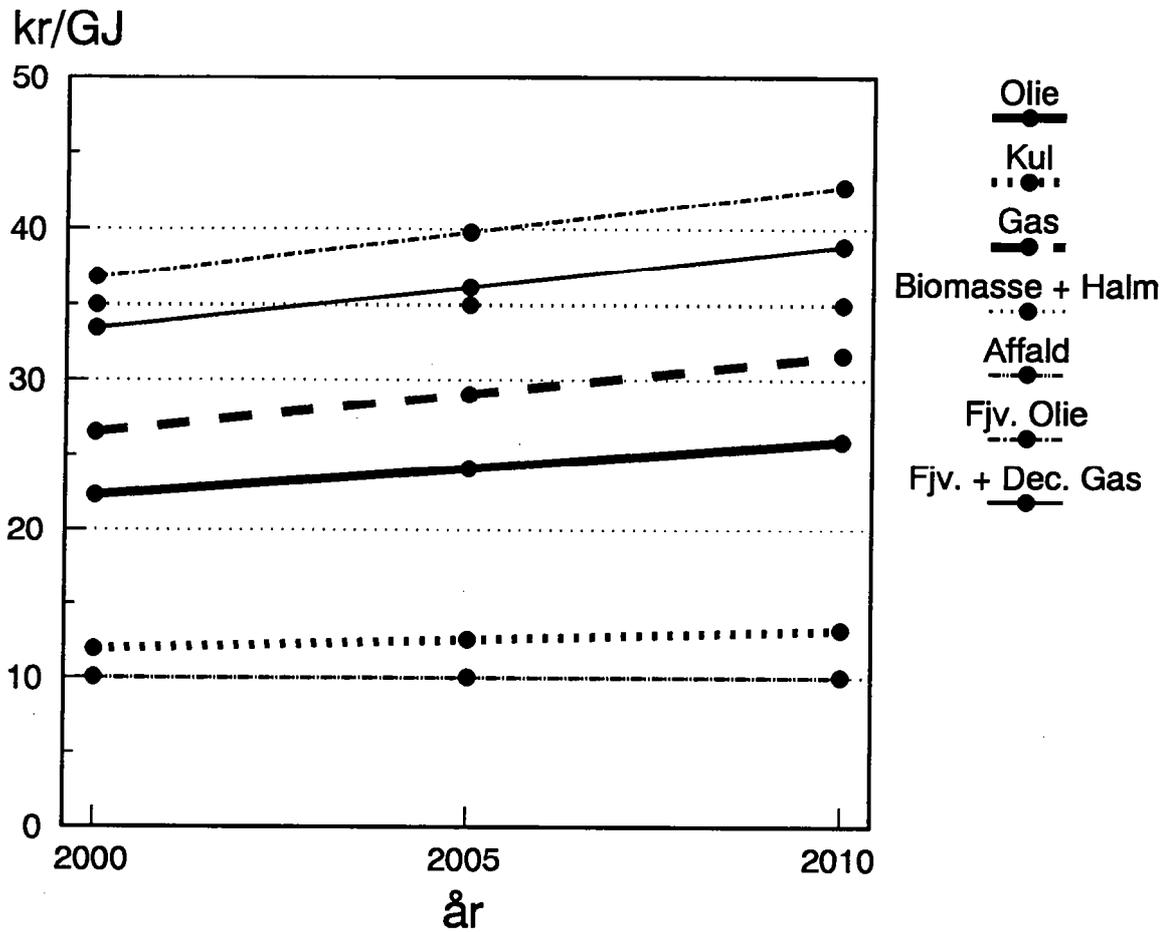
Tabel 9

Oversigt over elvirkningsgrader på nye kraftværksenheder

Elvirkningsgrader		
Enhed	100% last	50% last
KAD	0,479	0,455
GAD	0,479	0,455
NGCC	0,517	0,507
Fluid bed (CFB)	0,426	0,364
Fluid bed (PFBC)	0,426	0,364
IGCC	0,517	0,507
Brændselsceller	0,517	0,507

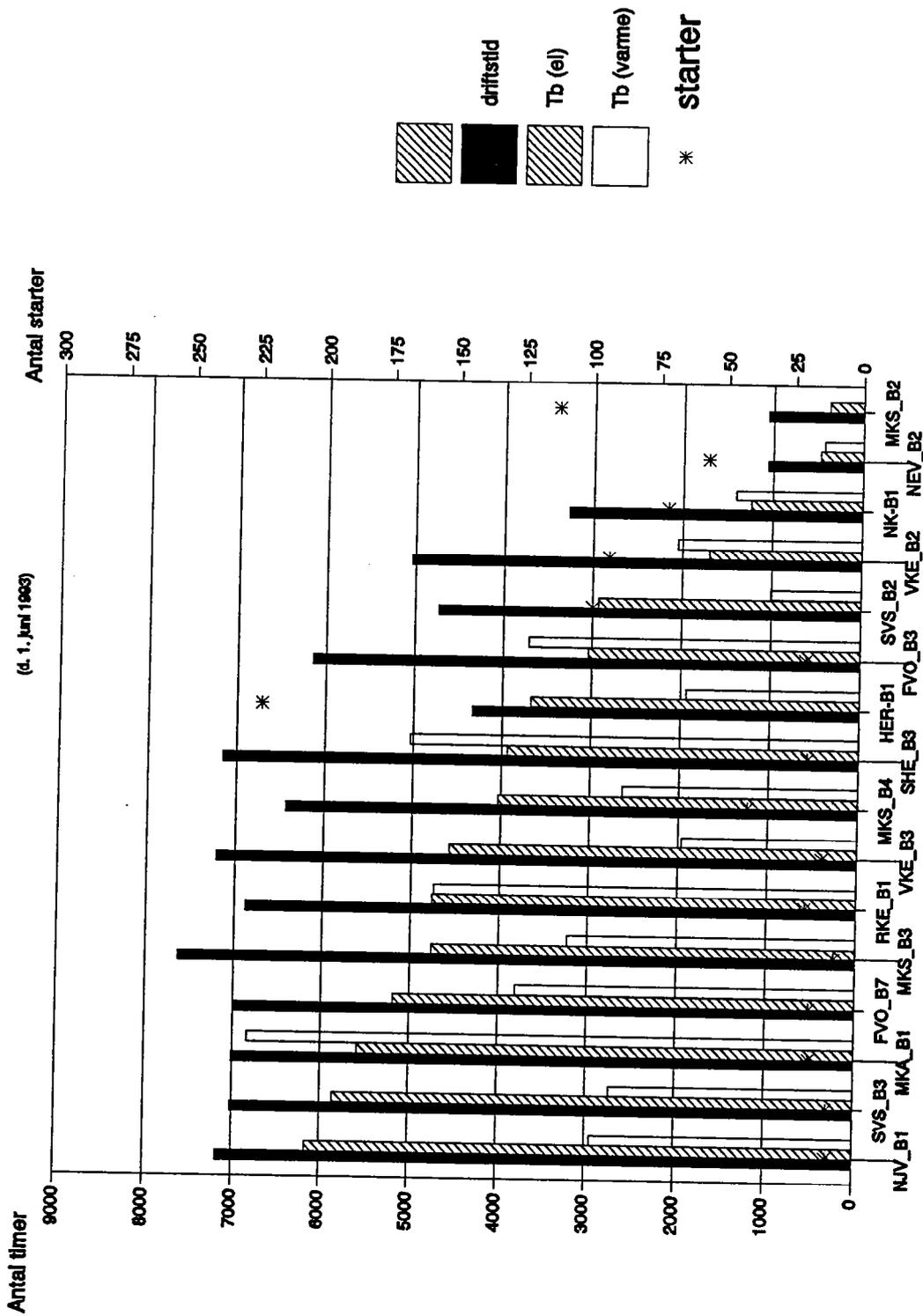
Brændselsprisprognoser

Brændselsprisprognose

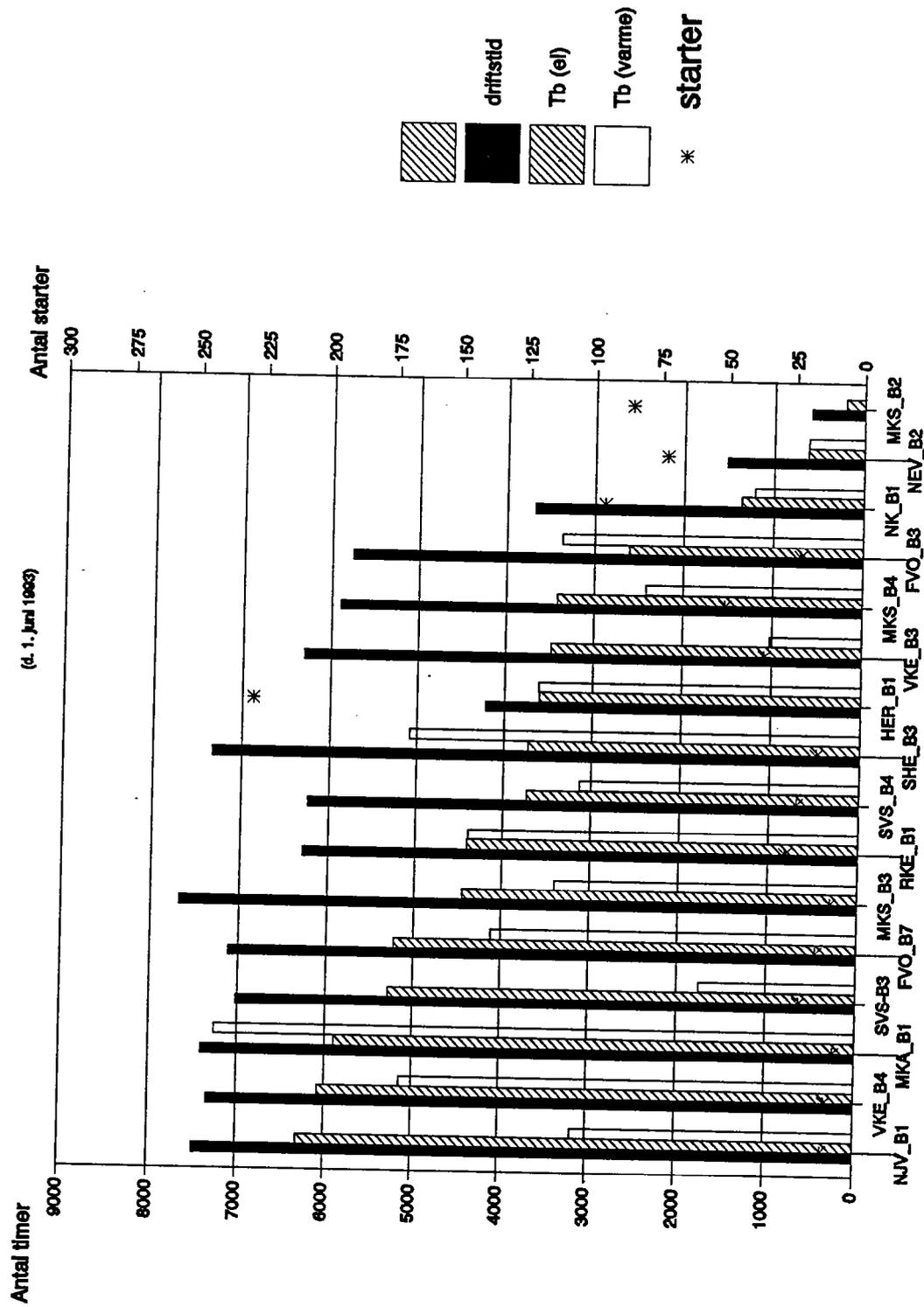


**Oversigt over benyttelsestider, driftstider og antal starter
for de enkelte anlæg i de 9 udbygningsveje**

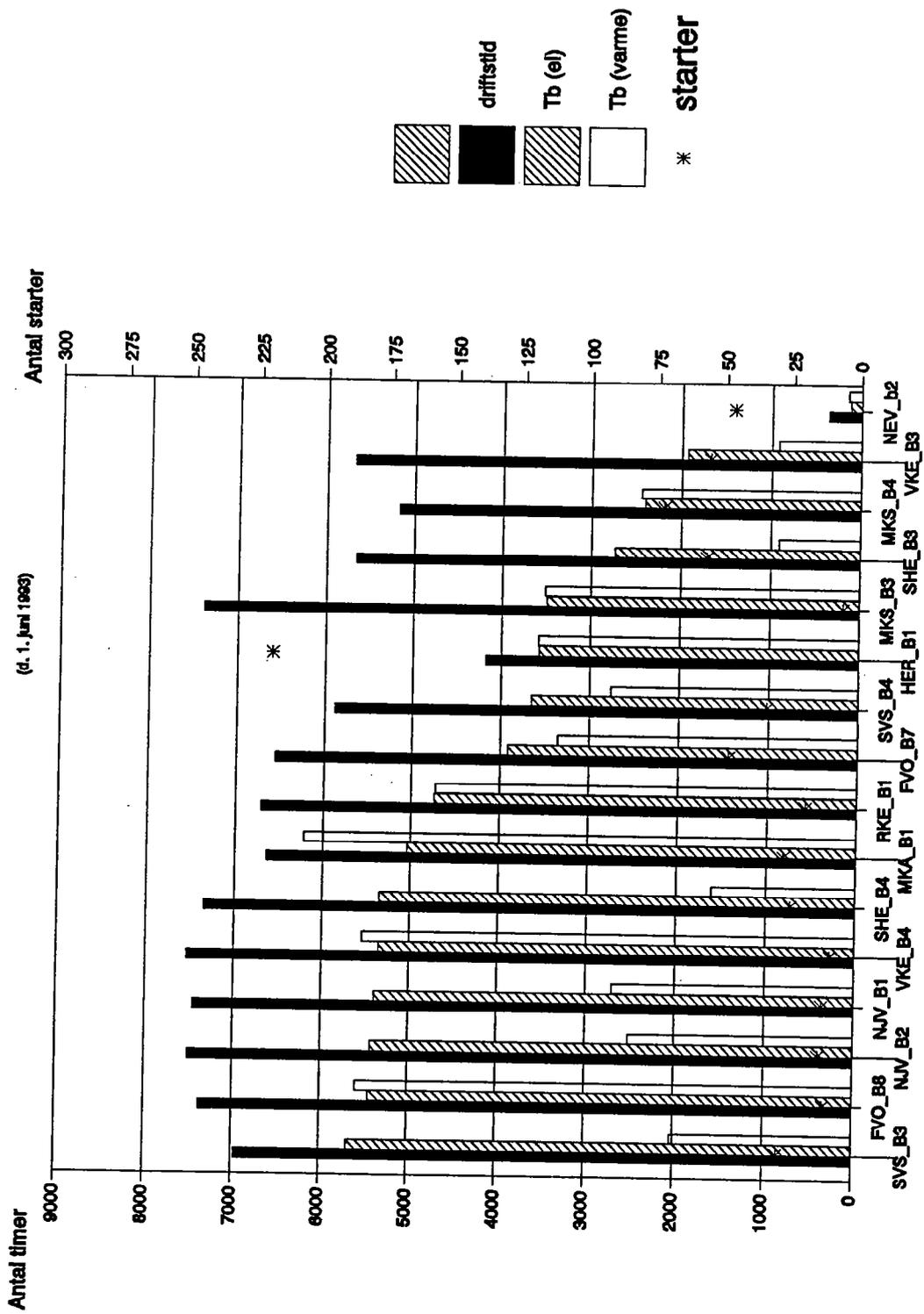
Forløb A0, år 2005



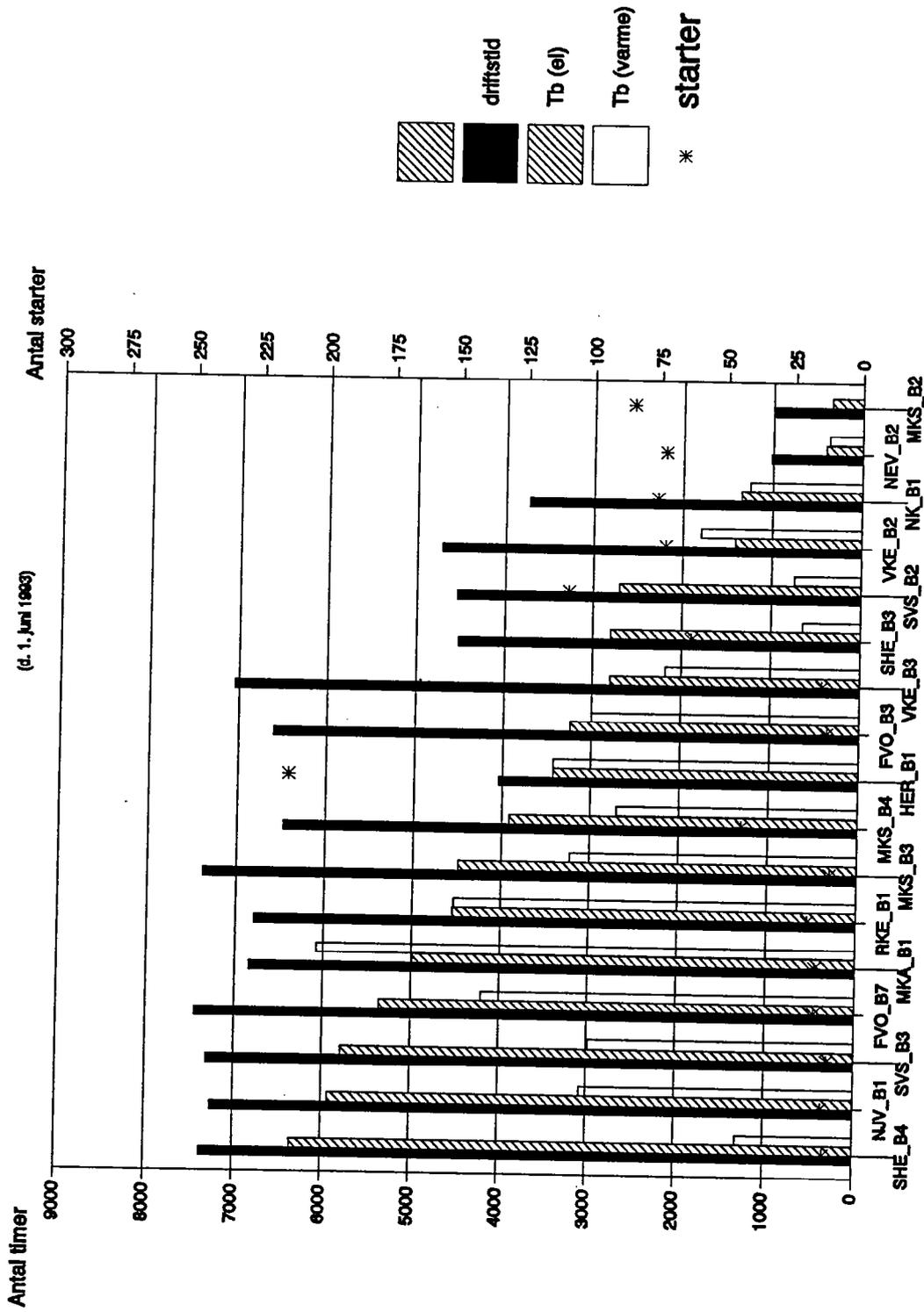
Forløb A0, år 2010



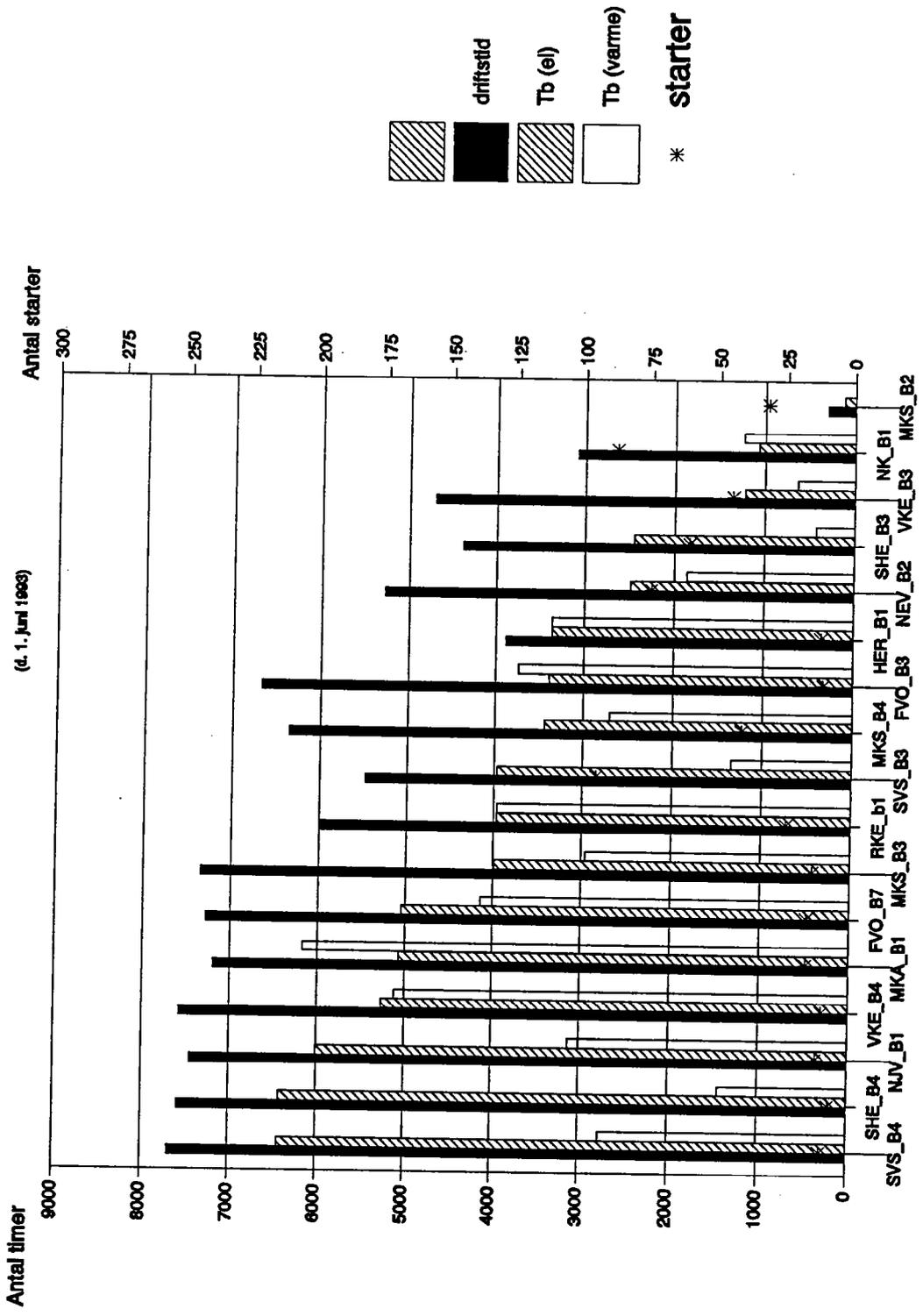
Forløb A1, år 2010



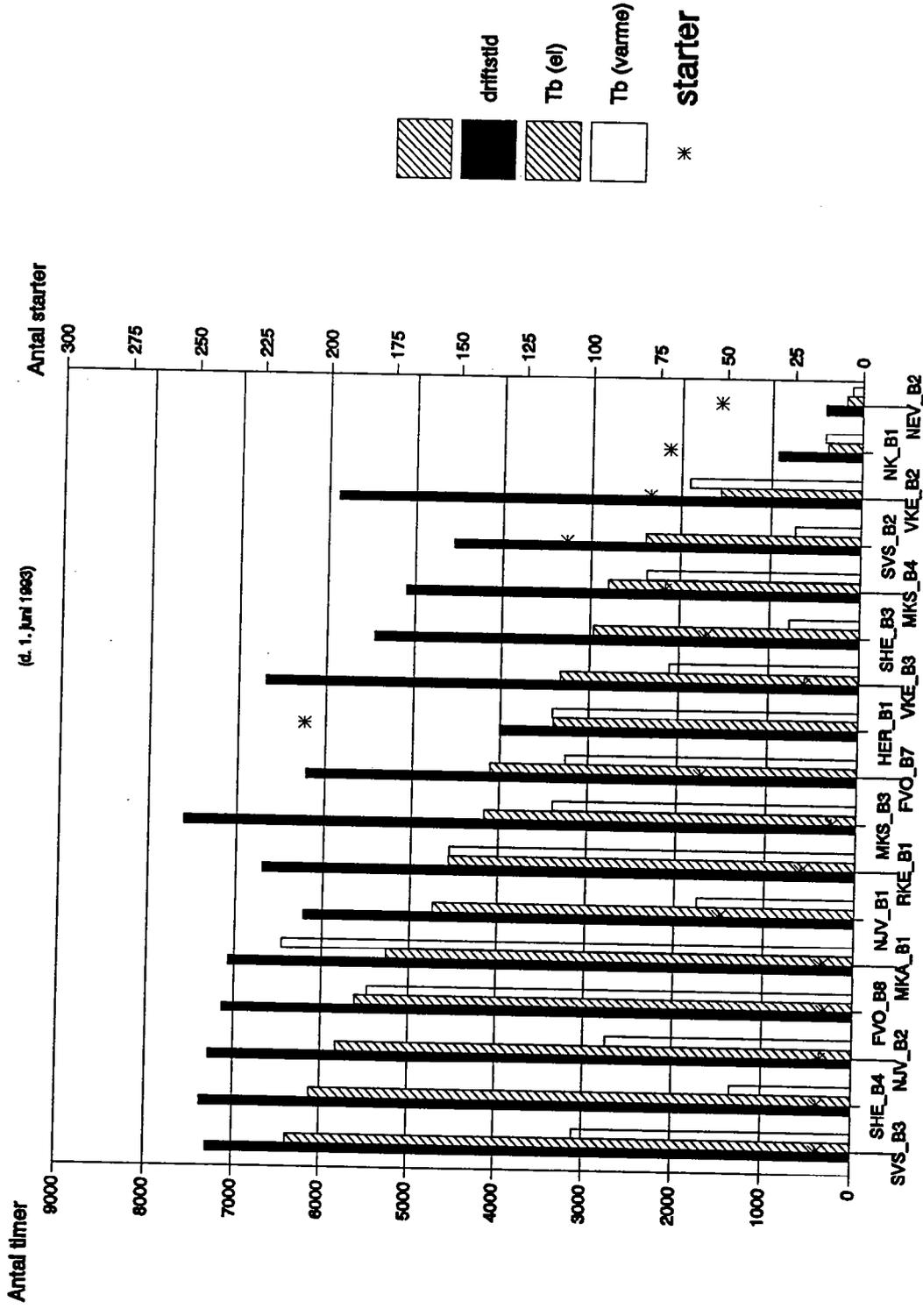
Forløb B0, år 2005



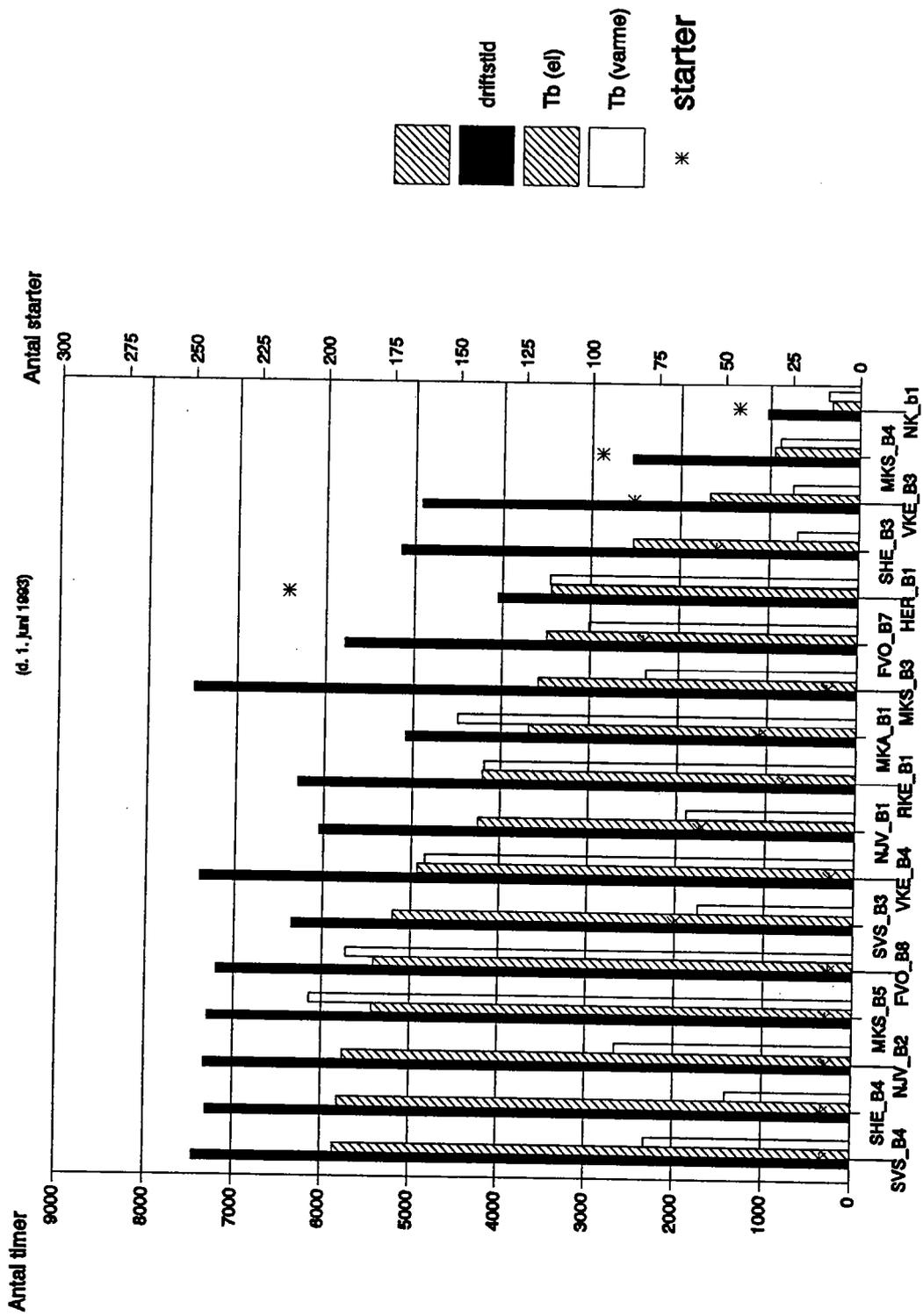
Forløb B0, år 2010



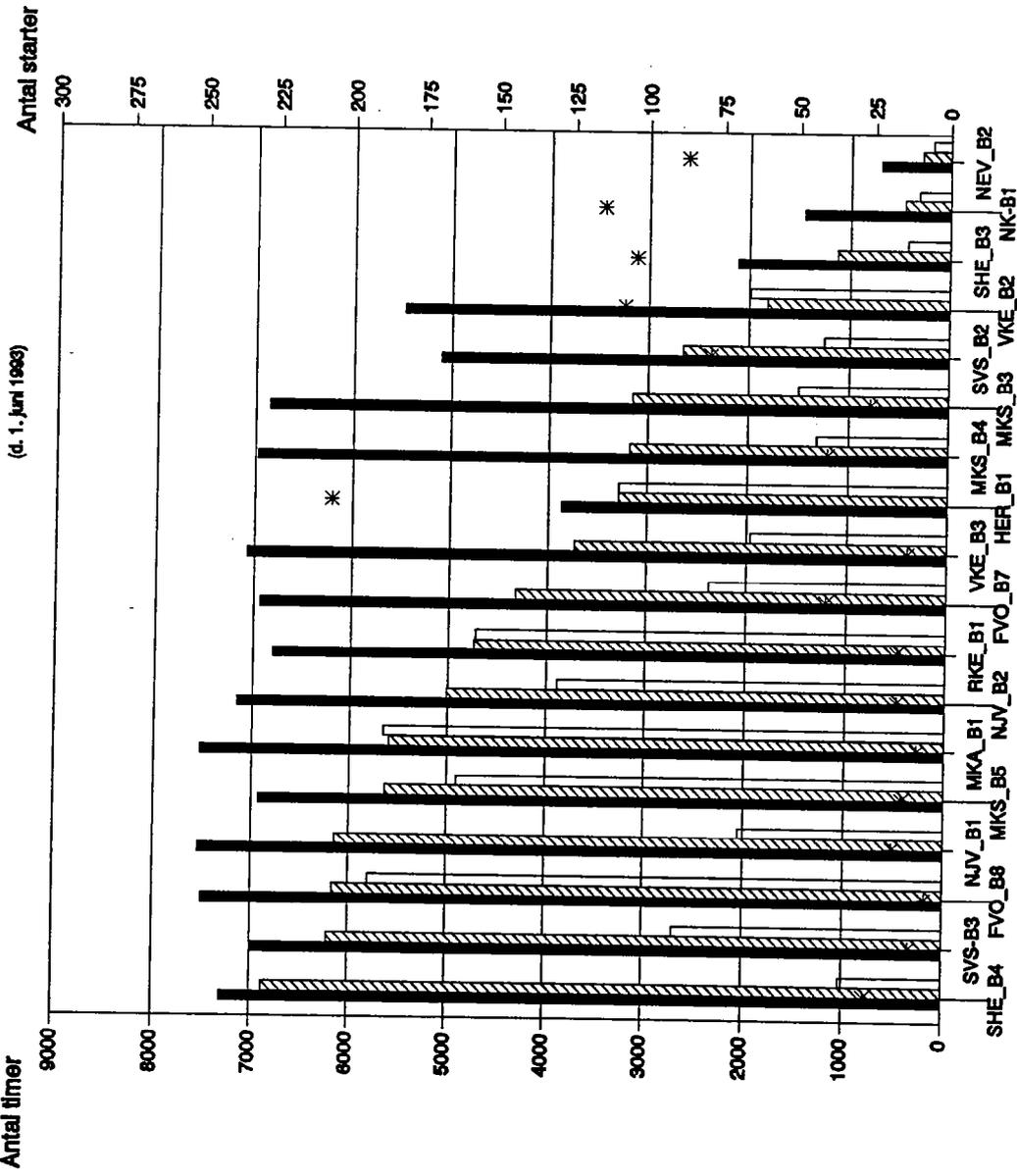
Forløb B1, år 2005



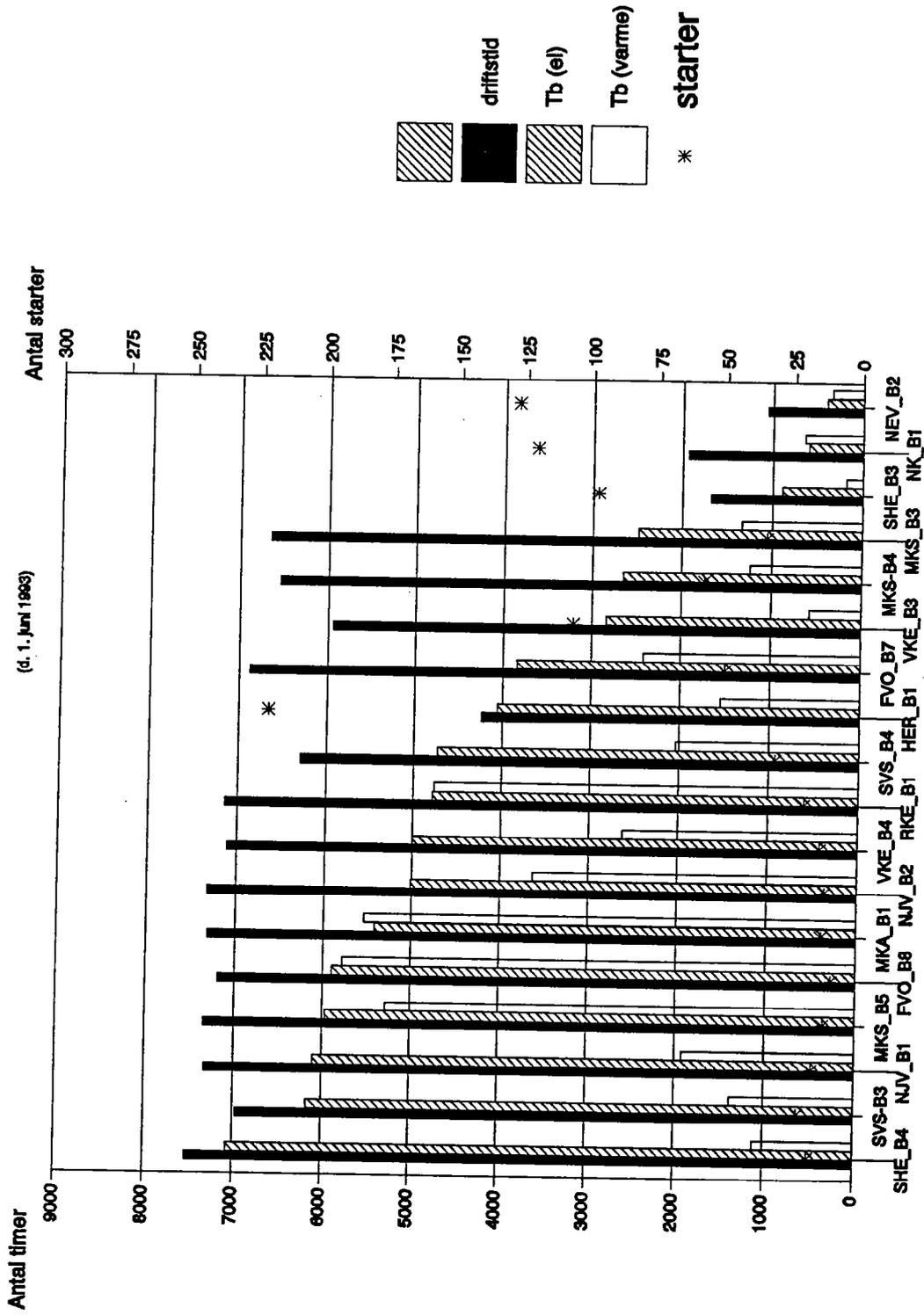
Forløb B1, år 2010



Forløb B2, år 2005

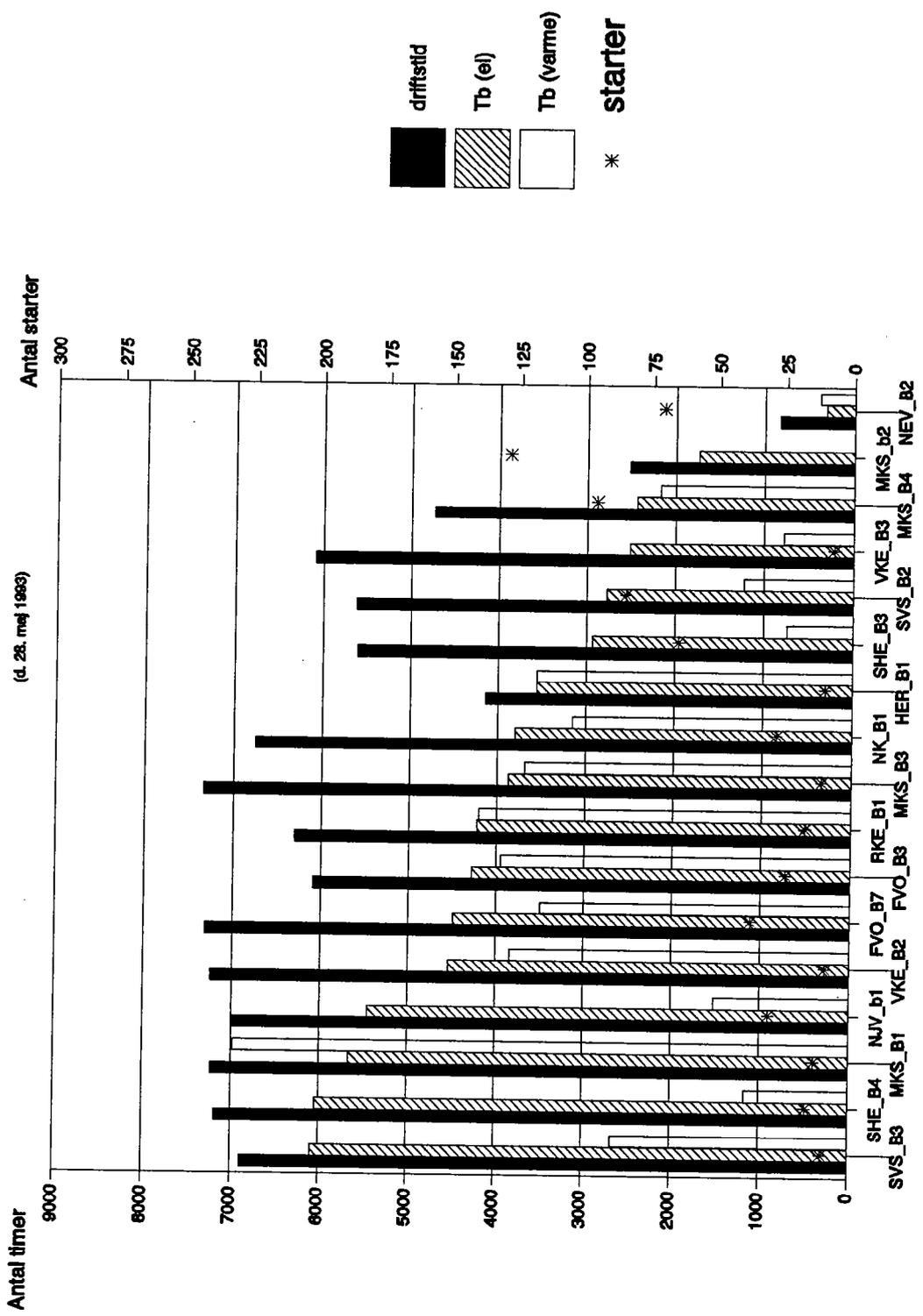


Forløb B2, år 2010



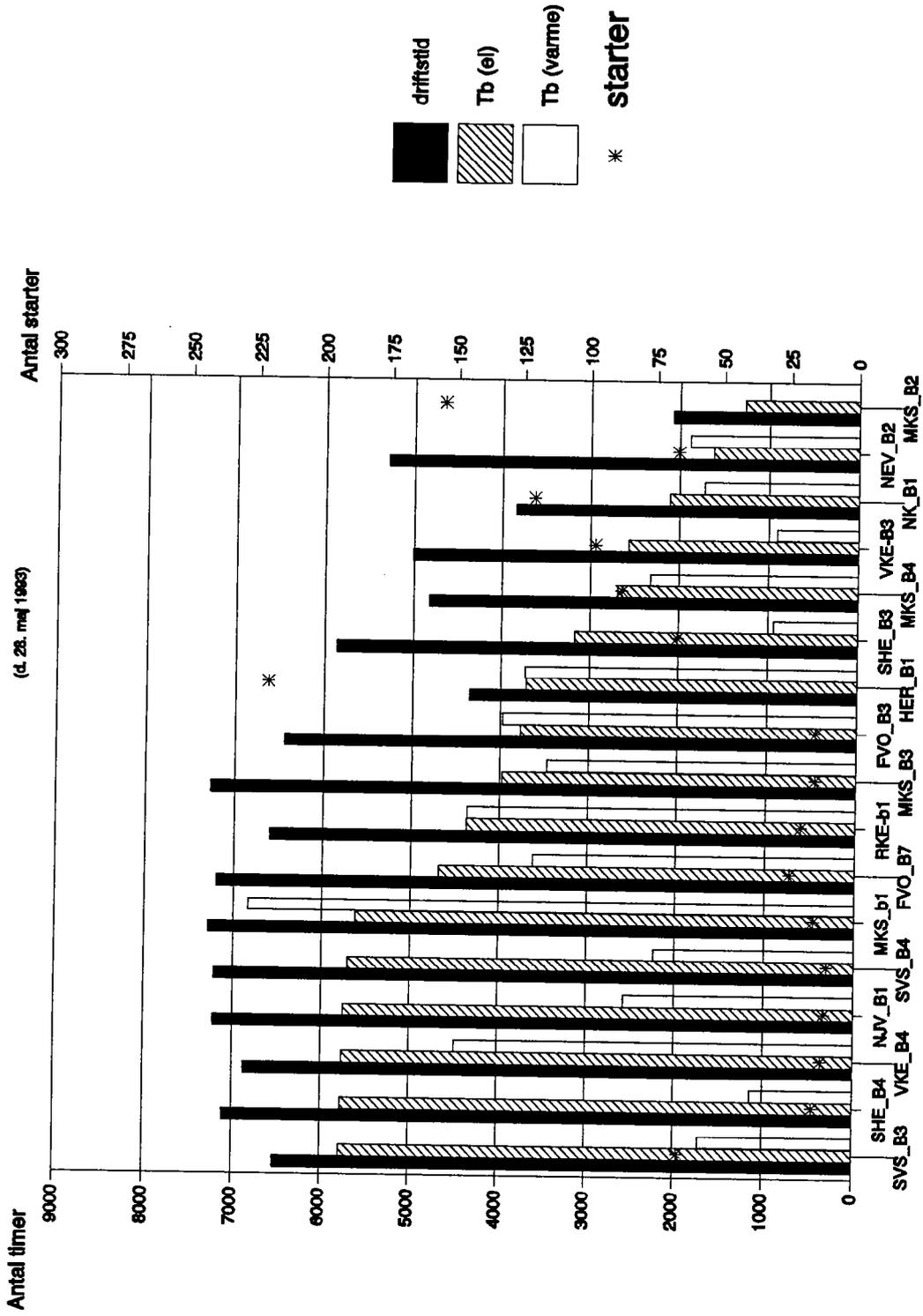
Forløb C0 år 2005

c

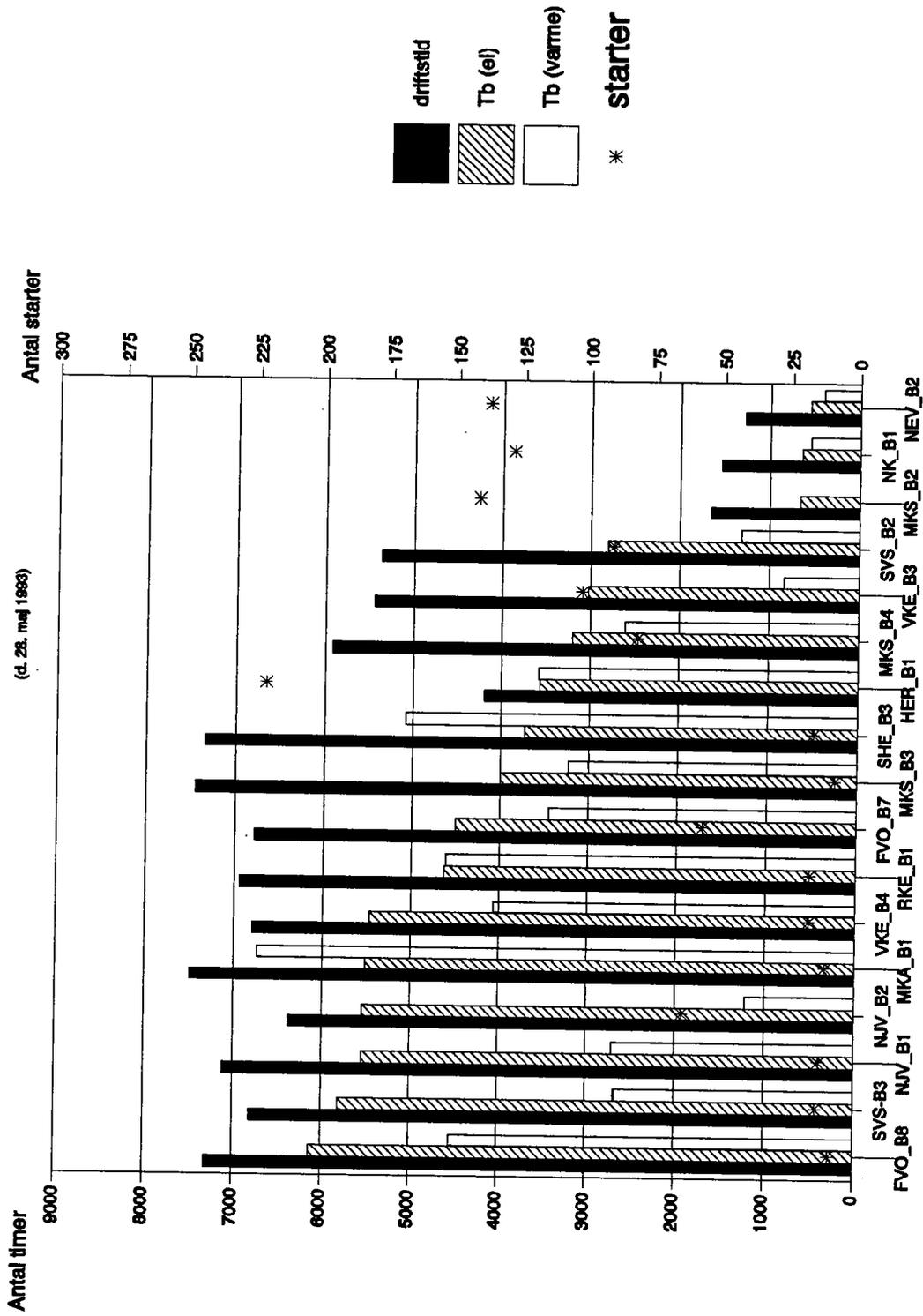


Forløb C0 år 2010

(d. 28. maj 1995)

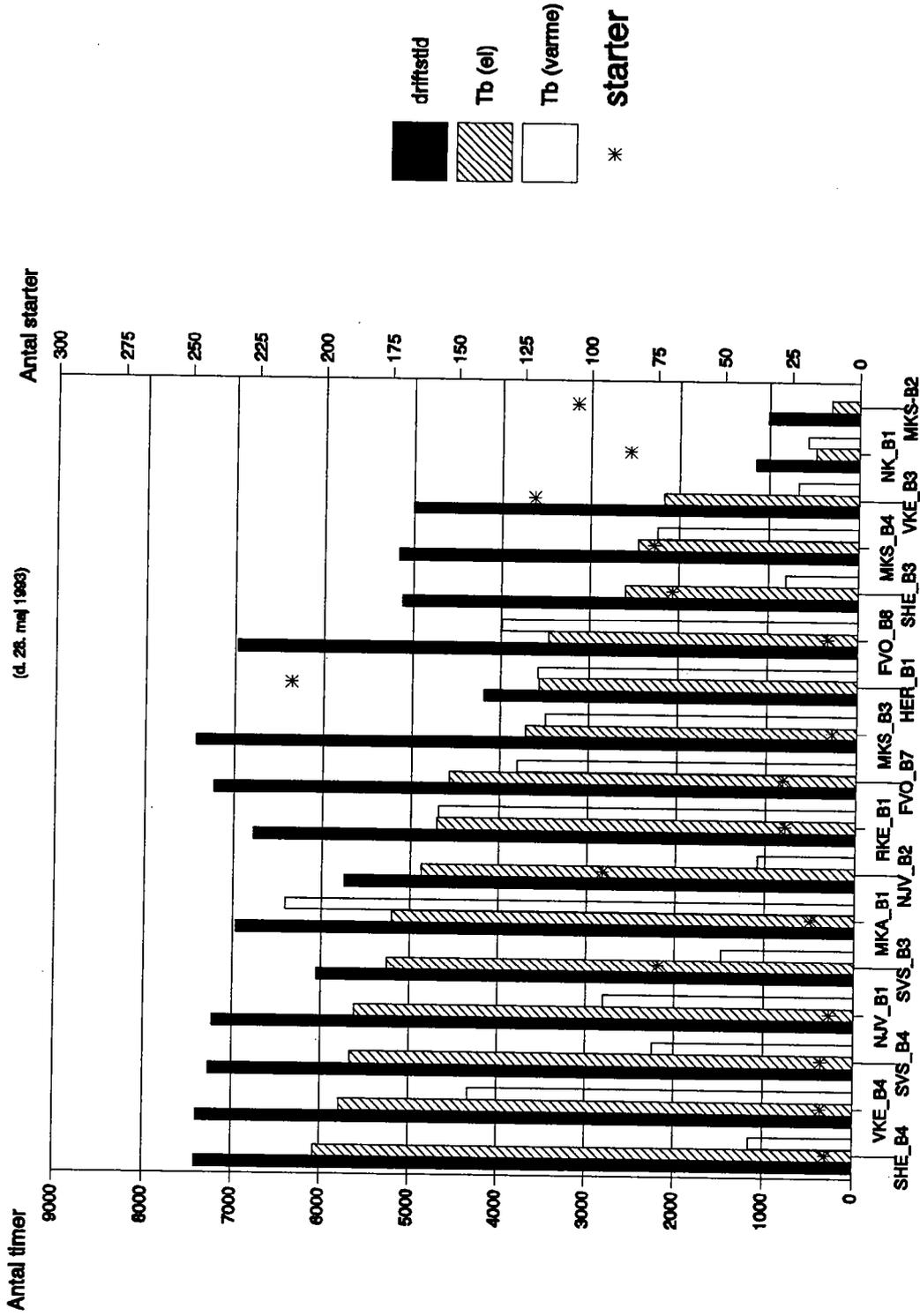


Forløb C1, år 2005

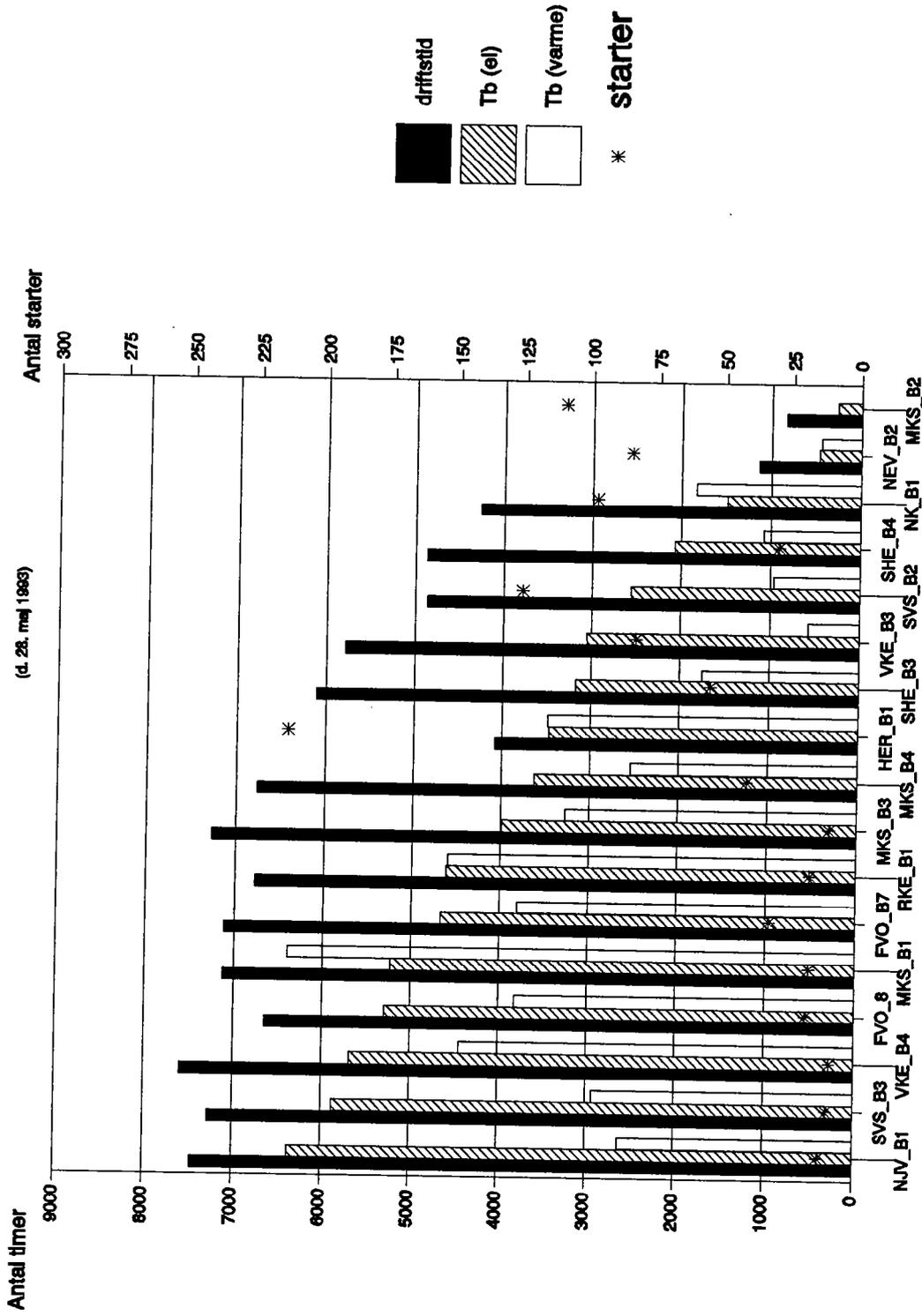


Forløb C1, år 2010

(d. 28. maj 1993)

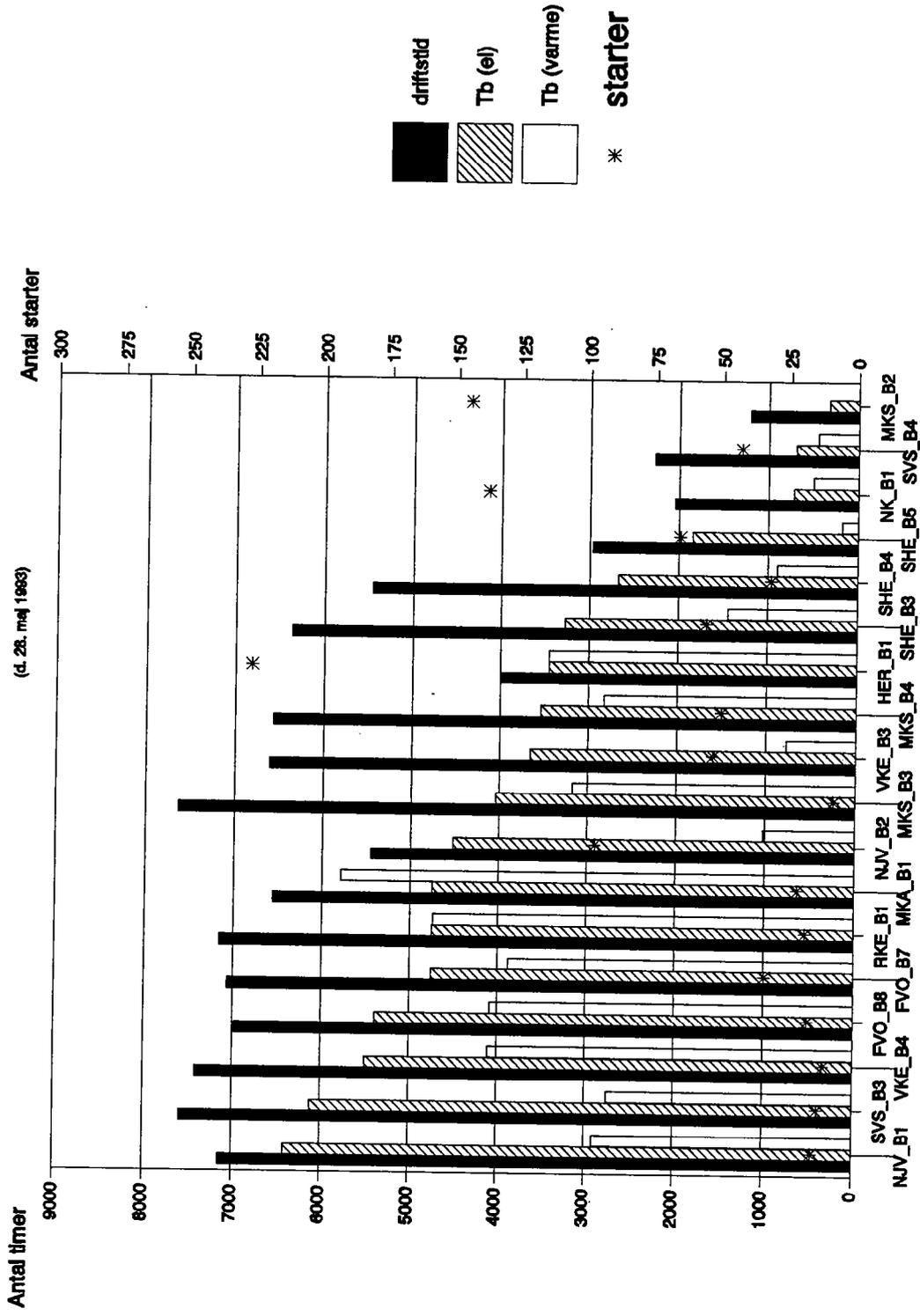


Forløb C2, år 2005



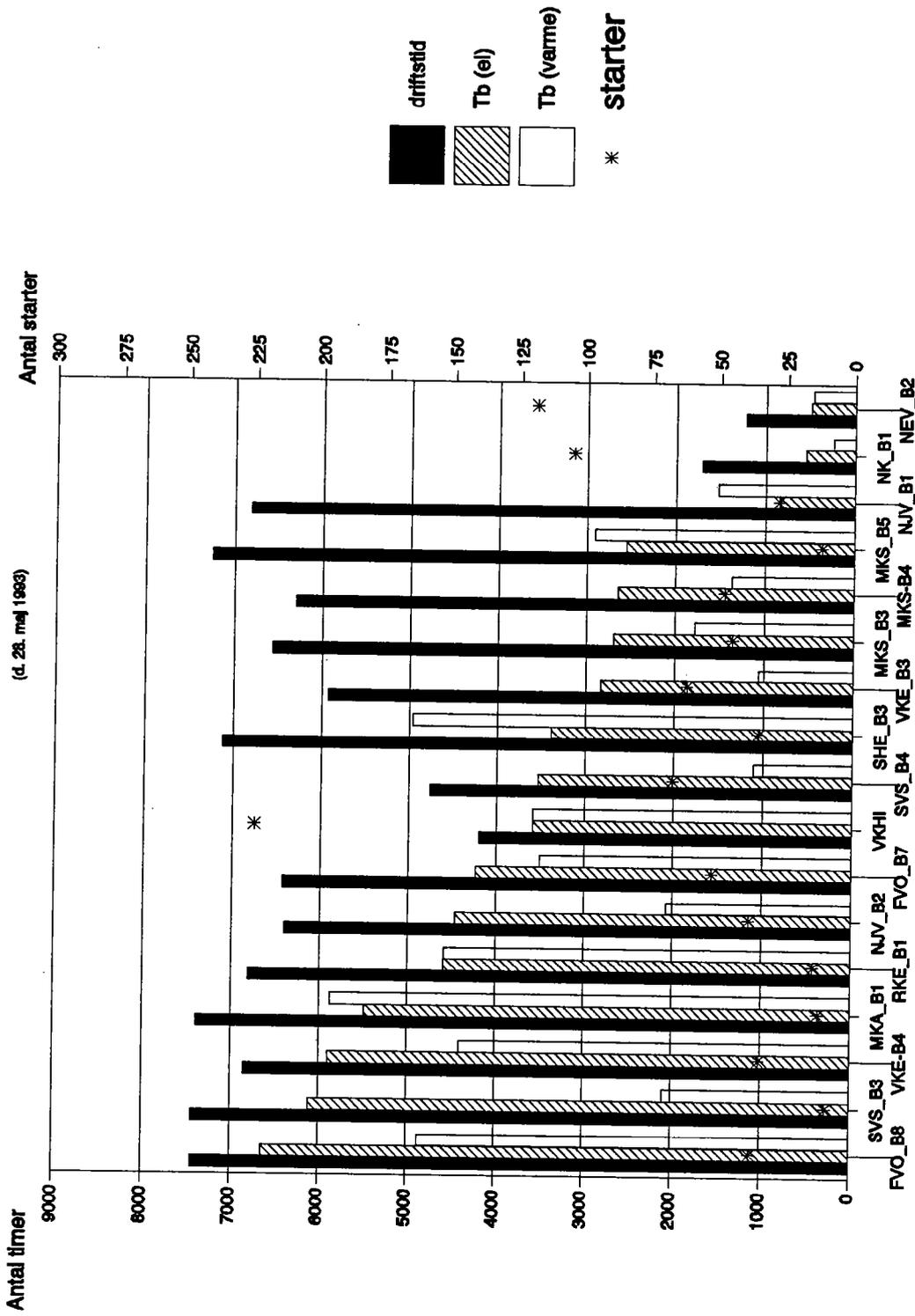
Forløb C2, år 2010

(d. 28. maj 1983)

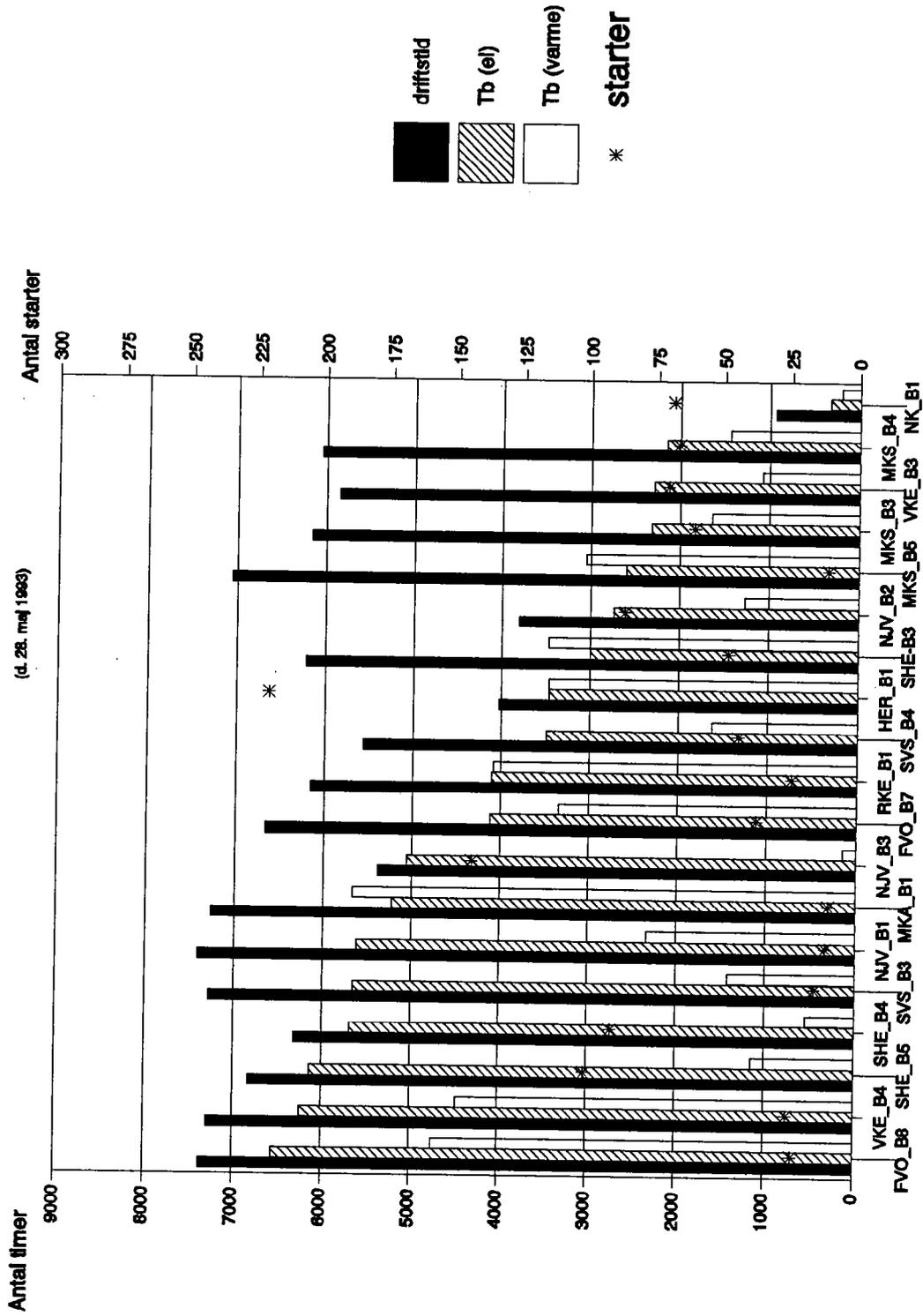


Forløb C3, år 2005

(d. 28. maj 1993)



Forløb C3, år 2010



El- og kraftvarmeprognozen UP92/93

1.2.2 Kraftvarmeprogner for ELSAM-området

Belastningsgrundlag for varmforsyningsområder i TJ pr. år.
 Belastningsgrundlaget for et område svarer til belastningsprognosen inkl. nettab for området.
 Belastningen dækkes af produktionen fra affalds-/industri anlæg, kraftvarmeværker og spidslastcentraler.

År	FV	Hemming/lkast	MKS/MKA	NK	NE	Randers	SH	SV	VK	I alt eksist. værker	Decentral udbygning	Total
1993	11467	2579	11330	5575	309	2308	1220	5448	5038	45274	10400	55674
1994	11467	2590	11460	5669	369	2343	1280	5526	5080	45784	12600	58384
1995	11467	2600	11630	5757	401	2382	1330	5587	5220	46374	14600	60974
1996	11467	2609	11720	5850	413	2417	1330	5658	5253	46717	16800	63517
1997	11467	2619	11810	5945	422	2453	1330	5711	5286	47043	19000	66043
1998	11467	2629	11890	6039	433	2490	1330	5774	5319	47371	21200	68571
1999	11467	2639	11980	6134	444	2500	1330	5810	5352	47656	21200	68856
2000	11467	2649	12060	6228	448	2512	1330	5872	5383	47949	21200	69149

Der regnes med en benyttelsestid på 3710 h/år på maksimalbelastningen.
 Omregning fra belastningsgrundlag i TJ/år til maksimalbelastning i MJ/s:

$$Y = X \text{ TJ/år} \cdot \frac{1}{3710 \text{ h/år}} \cdot \frac{1}{3600 \text{ s/h}} \cdot 10^6 \text{ MJ/TJ} = \frac{X}{13,36} \text{ MJ/s}$$

1.1.3 Elprognose for ELSAM-området

Levering af el gennem de syv kraftværksselskaber i ELSAM-området samt Randers Kommune ab værk ²⁾, i kalenderåret, april 1992.

Da der i 1992 ikke er konstateret forhold, som skønnes at have væsentlig indflydelse på det fremtidige elforbrug, er der ikke til brug for UP93 udarbejdet nogen ny elprognose. Prognosen for UP92 benyttes derfor uændret og benævnes UP92/UP93-prognosen.

Jylland/Fyn (inkl. modtryksproduktion i Randers leveret til Randers by), ekskl. køb fra private vindmøller og anden produktion, som aflaster distributionsselskaberne.

"Den statistiske model", vejr- og kalenderkorrigeret⁴⁾

	"Lav økonomisk vækst"			"Referencefremskrivning"			"Høj økonomisk vækst"		
	Belastning ¹⁾ MW	Energi TWh	Vækstrate (energi) % p.a.	Belastning ¹⁾ MW	Energi TWh	Vækstrate (energi) % p.a.	Belastning ¹⁾ MW	Energi TWh	Vækstrate (energi) % p.a.
1993	3.700	18,51	1,3	3.756	18,73	2,1	3.817	19,02	2,8
1994	3.787	18,81	1,6	3.886	19,26	2,8	3.968	19,63	3,2
1995	3.887	19,40	3,1	4.020	20,04	4,1	4.134	20,56	4,7
1996	3.935	19,60	1,0	4.097	20,39	1,8	4.248	21,11	2,7
1997	3.980	19,76	0,8	4.170	20,69	1,5	4.362	21,61	2,4
1998	4.030	19,97	1,1	4.251	21,06	1,8	4.484	22,19	2,7
1999	4.078	20,16	0,9	4.318	21,41	1,7	4.609	22,76	2,6
2000				3)	3)	3)			
2001				4.361	21,58	0,8			
2002				4.385	21,72	0,6			
2003				4.404	21,81	0,4			
2004				4.425	21,93	0,5			
2005				4.443	22,02	0,4			
				4.461	22,11	0,4			

- 1) Største kvartersbelastning i december
- 2) Selve fremskrivningen udarbejdes på niveauet "salg til eget område" (ekskl. forlodstab), hvorefter ab værk energiforbruget beregnes ved et fast tillæg for "tab" på 2,0%. Bl.a. som følge af varierende udlandshandel vil dette procenttillæg i virkeligheden ikke være konstant fra år til år. Fremgangsmåden er imidlertid valgt, fordi "salg til eget område" bedst afspejler elforbrugernes adfærd, mens udlandshandels (faktiske) størrelse er uvedkommende i denne sammenhæng.
- 3) 1999-2005: Den valgte prognosemetode har, som de fleste metoder, kun begrænset gyldighed på meget langt sigt. Fremskrivningerne bør derfor betragtes som regneeksempler i det fjerne tidsrum. I lighed med tidligere år er **referencefremskrivningen 1999-2005** konstrueret ved at anvende myndighedernes stigningstakt år for år (ved "forbrug"). Såfremt ELSAMs metodik også benyttes i referencefremskrivningen for 1999-2005 fås (statistisk model):

	MW	TWh	% p.a.
2000	4.410	21,77	1,7
2001	4.471	22,10	1,5
2002	4.526	22,39	1,3
2003	4.581	22,67	1,3
2004	4.635	22,95	1,2
2005	4.689	23,23	1,2

- 4) Prognosen udtrykker forbruget, som det ville blive registreret ved normalt gennemsnitsvejr og ved en standard referencekalender (uden skuddage). I praksis vil forholdene i de fleste tilfælde afvige herfra, hvilket kan ændre forbruget med 1% eller mere i opad- eller nedadgående retning og varierende både i størrelse og fortegn fra år til år.

Beregning af meromkostninger ved at nå CO₂-målet

7.1 På basis af de individuelle omkostninger for hvert CO₂-virkemiddel uden ekstra omkostninger til CO₂-omlægning

Det antages, at CO₂-målet nås ved at etablere:

- 400 MW decentral kraftvarme (~ 2 TWh elproduktion).
- 650 MW "ren" biobrændselskapacitet (~ 30 PJ ~ 3,3 TWh).
- 300 MW vindkraft (~ 0,6 TWh).
- 730 MW naturgas (~ 27 PJ ~ 3,6 TWh).

(Jf. figur 7.1).

De totale omkostninger for ovenstående udbygninger er pr. år:

Decentral kraftvarme	264 mio. kr/TWh · 2,0 TWh	=	528 mio. kr.
Biobrændsler (høj)	451 mio. kr/TWh · 3,3 TWh	=	1.490 mio. kr.
Biobrændsler (lav)	363 mio. kr/TWh · 3,3 TWh	=	1.200 mio. kr.
Vindkraft	352 mio. kr/TWh · 0,6 TWh	=	211 mio. kr.
Naturgas (centralt)	<u>299 mio. kr/TWh · 3,6 TWh</u>	=	<u>1.076 mio. kr.</u>
I alt	9,5 TWh (høj biobrændsel)		3.305 mio. kr.
I alt	9,5 TWh (lav biobrændsel)		3.015 mio. kr.
9,5 TWh produceret på nye kulstøvfyrede enheder			<u>2.052 mio. kr.</u>
Merpris (høj biobrændselspris)			1.253 mio. kr.
Merpris (lav brændselspris)			963 mio. kr.

7.2 Beregning af meromkostninger baseret på marginalomkostninger

Der tages udgangspunkt i figur 7.2, side 58.

1 TWh elprod. på dec. kraftvarme + konvertering af 10 PJ kul til naturgas	361 mio. kr/TWh · 1 TWh	=	361 mio. kr.
3,3 TWh elprod. på biobrændsel (høj)	451 mio. kr/TWh · 3,3 TWh	=	1.490 mio. kr.
3,3 TWh elprod. på biobrændsel (lav)	363 mio. kr/TWh · 3,3 TWh	=	1.200 mio. kr.
0,6 TWh elprod. på vindkraft	454 mio. kr/TWh · 0,6 TWh	=	270 mio. kr.
1,6 TWh elprod. på naturgas + konvertering af ca. 17 PJ kul til naturgas	469 mio. kr/TWh · 1,6 TWh	=	750 mio. kr.

I alt (høj biobrændsel)	2.871 mio. kr.
I alt (lav biobrændsel)	2.581 mio. kr.
6,5 TWh produceret på kulfyret grundlast	1.404 mio. kr.
Meromkostninger, høj biobrændselsprognose	1.467 mio. kr.
Meromkostninger, lav biobrændselsprognose	1.177 mio. kr.

Forskellen mellem de to beregningsmetoder består i, at der i 7.1 er regnet med, at den omlægning fra kul til naturgas, der skal gennemføres for at øge elproduktionen på enheder, der udsender CO₂, kan foregå på nyanlæg, hvor man får en kapacitetsgevinst ved naturgasanlæg set i forhold til kulfyrede kraftværker. I 7.2 er der regnet med, at omlægningen foregår på nuværende kulfyrede anlæg med afsvovlingsanlæg. Der er altså i 7.2 ingen omkostningsmæssig gevinst anlægsmæssigt ved at omlægge kul til naturgas.

Effektbalancen frem til år 2000

d. 27. april 1993
 (Effektværdi af udløbsaftaler svarende til 8/14 timers regel)

År	Instal- effekt		Tilgang		Effekt Fra- +OVBK drag		Ombygning/Renovering/Levetidsforlæng.		Udgår af driftsplan- legningen eller reduceres		Til- effekt lag		Disp- effekt Ultimo	Over- bel. besl. tidsp. 8-14 h		Fuldg. effekt	Belast- ning	Reserve		
	MW		Dato	Enhed	MW		Periode	Enhed	MW		MW			MW	MW				MW	MW
1993			1 7 Dec. k/v	60	30					1 4 MKA 5+6 -afregning	115	28								
			1 10 Norge 3	440	329					1 4 MKA 9 -afregning	70	17								
	5526			500	359			0	0		185	46	5841	181	236	313	150	4961	3756	32,1
1994			1 7 Dec. k/v	60	30						0	0								
	5841			60	30			0	0		0	0	5901	181	253	30	150	5287	3886	36,1
1995			1 7 Dec. k/v	90	45					1 4 MKA 10 -afregning	70	17								
	5901			90	45			0	0	1 4 SHE 7 melpose	144	36								
										1 4 VKE 6 melpose	125	31	5652	181	271	-39	150	5089	4020	26,6
1996			1 7 Dec. k/v	60	30						0	0								
	5652			60	30			0	0		0	0	5712	181	272	30	280	4949	4097	20,8
1997			1 10 SVS B3	396	296					1 4 NEV 1 melpose	133	33								
			1 7 Dec k/v	60	30			152	0		133	33								
	5712			456	326			152	0		133	33	6035	181	273	293	410	4878	4171	16,9
1998			1 7 Dec k/v	60	30					1 4 FVO 4 melpose	195	48								
			1 1 MKA B1	50	0			258	53	1 1 Norge 2	250	0								
			1 10 NE/WK	396	296			258	53		445	48	6096	181	273	331	290	5021	4251	18,1
	6035			506	326			258	53		0	0								
1999				0	0						0	0								
	6096			0	0			0	0		0	0	6096	181	273	0	290	5352	4319	23,9
2000				0	0						0	0								
	6096			0	0			0	0		0	0	6096	181	273	0	290	5352	4361	22,7

*) Endelig beslutning er ikke truffet.