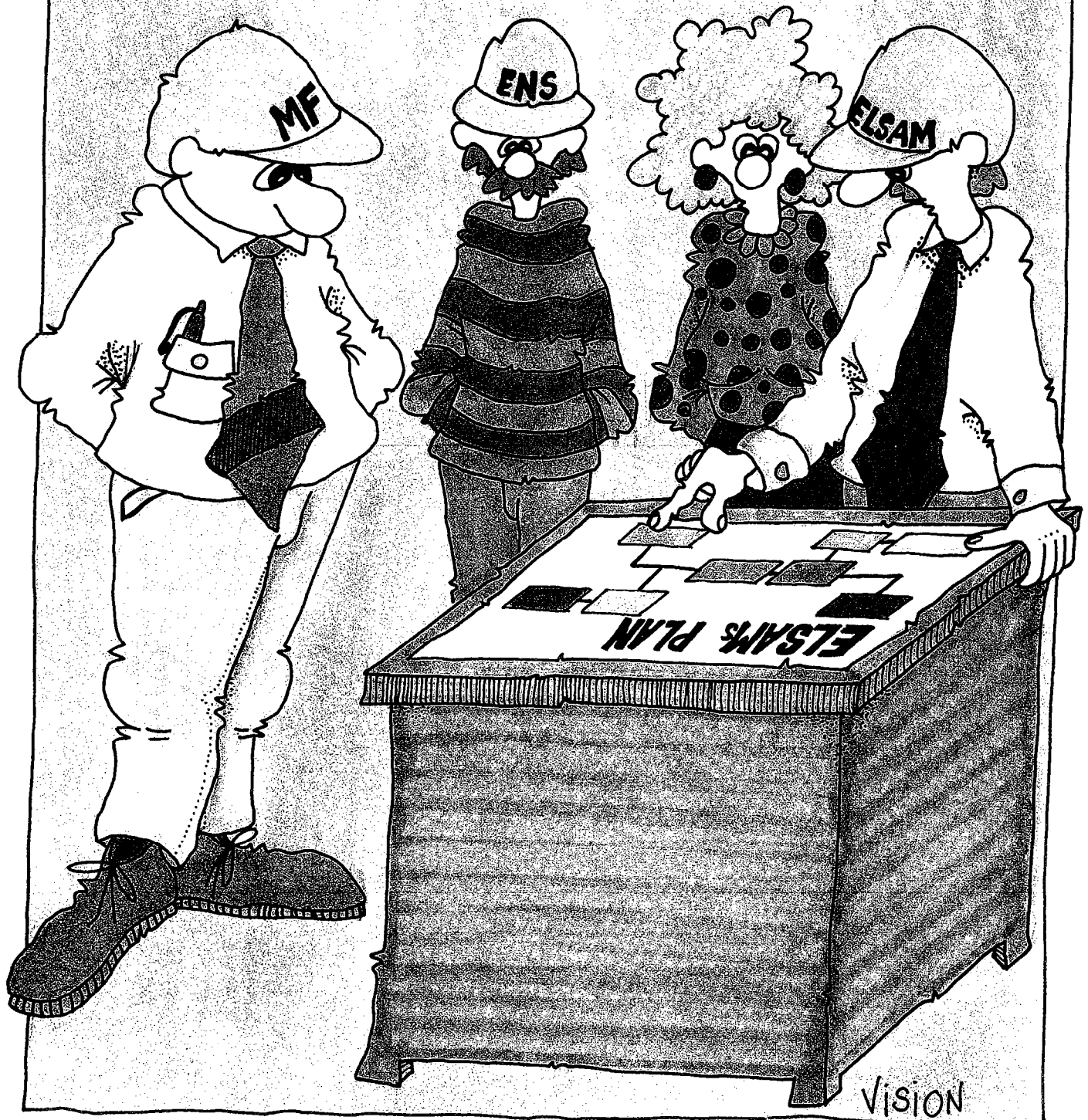


ELSAM VISER VEJENE....



UP '92

ELSAM
Planlægningsafdelingen

Udvidelsesplan 1992

UP92

ELSAM
Planlægningsafdelingen
29.07.1992

UP92

Indhold	Side
Indledning	1
Strategisk planlægning	3
Internationale/Nationale relationer	15
Miljø	21
Elefterspørgsel	38
Udbygningskriterier	82
Aktuelle temaer	90
Udbygningsplan	110

UP92-behandling:

PU: 24.4.92, 7.5.92, 18.5.92

DU: 23.4.92, 4.6.92

Bestyrelsen: 30.4.92, 11.6.92

Forretningsudvalget: 30.6.92

Indledning

Udvidelsesplanen UP92 er en temaopdelte rapport, som først og fremmest er et strategisk oplæg for den videre udvikling og planlægning.

Det er tilstræbt, at de enkelte afsnit kan læses hver for sig.

UP92 er udarbejdet i en dynamisk energipolitisk periode, hvor Folketinget har vedtaget to vigtige energipolitiske dagsordener, og hvor der bl.a. er truffet beslutning om bygning af 2 nye kraftværksblokke (blok 3 på Skærbækværket samt Nordjyllandsværket).

Med 10. marts-dagsordenen har Folketinget:

- Henstillet til energiministeren, at der med udgangspunkt i målsætningen i ENERGI 2000 pålægges de enkelte elselskaber at opstille konkrete målsætninger for elbesparelser.
- Forpligtet elselskaberne til at gennemføre de kompenserende brændselsomlægninger fra kul til naturgas og biomasse, der er nødvendige for at fastholde målsætningen om reduktion af CO₂-udledningen med 20% i år 2005.
- Pålagt regeringen af 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.
- Pålagt ELSAM og ELKRAFT at træffe beslutning om etablering af en elektrisk forbindelse under Storebælt inden den 1. juni 1992.

Med 5. maj-dagsordenen har Folketinget iværksat "Aktion Grøn Energi" indeholdende følgende elementer:

- Biogasanlæg godkendes umiddelbart, for så vidt der ikke er tale om brud på forudsætningerne bag de regionale gasselskabers lånelofter i aftalen af 20. marts 1990.
- Fremskyndelse af konvertering af olie- og kulfyrede fjernvarmeværker uden for det kollektive forsyningsområde til brug af biobrændsler.
- ELSAM og ELKRAFT opfordres til at intensivere forsøgene med henblik på anvendelse af halm og flis i større mængder på egnede kraftværksenheder.
- Nye centrale kraftværker efter 1998 skal så vidt muligt anvende halm og/eller flis alternativt naturgas under hensyntagen til elselskabernes forpligtigelse vedr. reduktion af CO₂-udledning i 10. marts-dagsordenen.

- Intensiv F&U-program vedr. forgasningsteknologier af biobrændsler. I denne sammenhæng pålægges ELSAM og ELKRAFT at etablere et fælles anlæg til forgasning af kul, flis, halm og eventuelt affald.
- Industriel anvendelse af halm søges fremmet mest muligt.

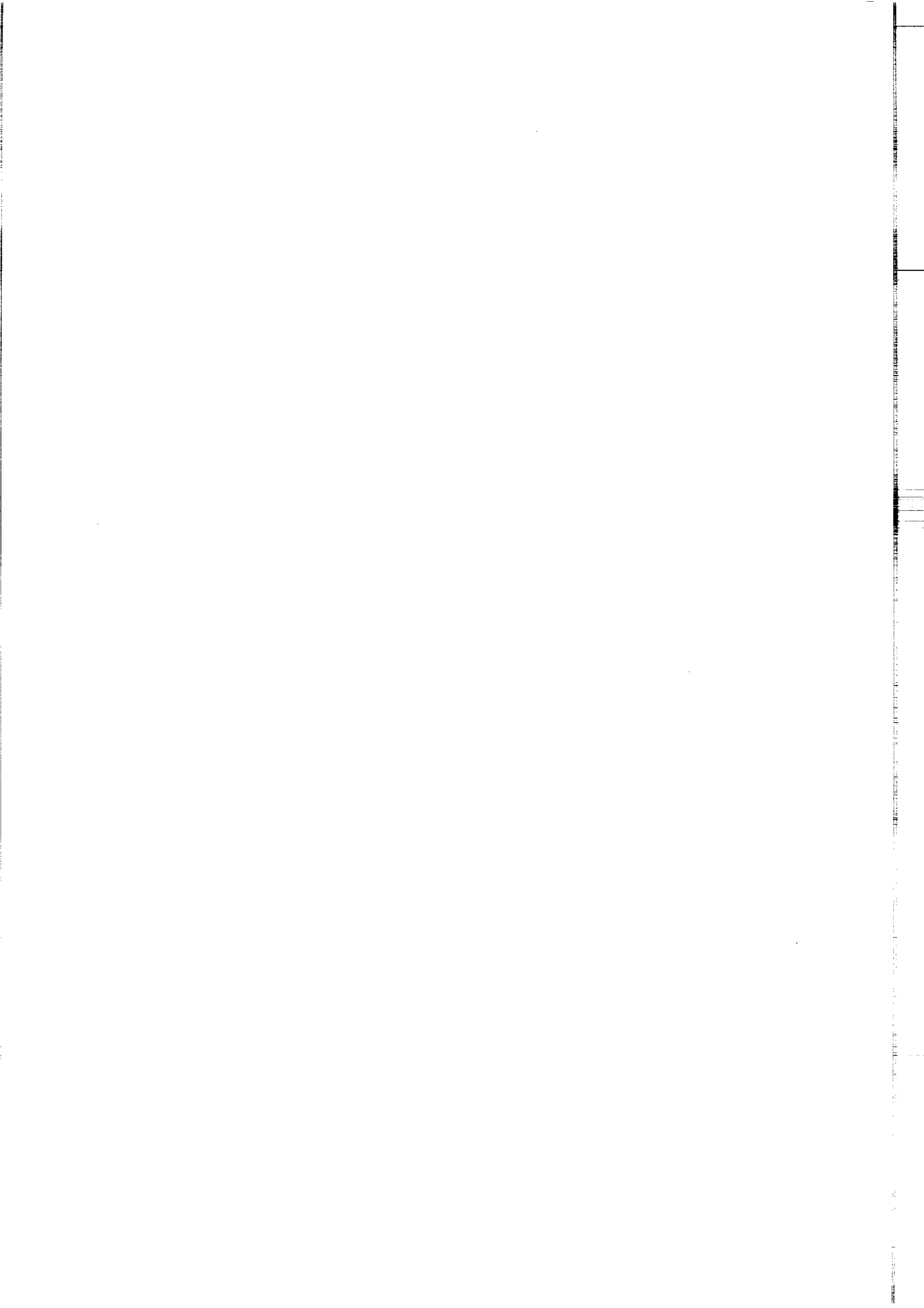
Planlægningsmæssige konsekvenser af de vedtagne dagsordener er, i det omfang det af tidsmæssige årsager har været muligt, indarbejdet i UP92.

Det sidste afsnit i UP92 indeholder oplysninger vedr. produktionsanlæg, kapacitetsforhold, røggasrensningsanlæg og energi- og effektbehov i perioden frem til år 2000.

Strategisk Planlægning

Strategisk planlægning

1. Planlægning under usikkerhed	5
2. Vision	6
3. EF-scenarier	7
4. Vurdering af den udviklede metode	14



Strategisk Planlægning

ELSAM er midt i en strategisk planlægningsproces. Information om den valgte metode og nogle resultater vil blive omtalt i denne udvidelsesplan. Flere resultater herunder valg og nyformulering af strategier vil fremkomme løbende som en del af ELSAMs planlægningsarbejde. ELSAM er her defineret som FV, MK, NK, NE, SV, SH, VK og I/S ELSAM.

1. Planlægning under usikkerhed

Er det muligt at planlægge i en fremtid, der tegner sig usikker og omskiftelig, og hvor forandringer sker med stor hast?

Svaret er ja, men der bør lægges vægt på robuste og fleksible løsninger og behovet for at styrke den traditionelle, kvantitative planlægning bestående af f.eks. prognoser



forstærkes, og nye kvalitative metoder, som scenarieteknik, kan med fordel anvendes.

Der er derfor hos ELSAM udviklet en planlægningsmetode, som baserer sig på anvendelse af scenarier.

Den udviklede planlægningsmetode omfatter følgende:

1. Formulering af en vision for ELSAMs fremtidige virksomhed
2. Udarbejdelse af en virkelighedsbeskrivelse for ELSAM
3. Udarbejdelse af fremtidsscenarier
4. Formulering af strategier med henblik på at realisere visionen
5. Afprøvning af de formulerede strategier ved hjælp af scenarierne
6. Efterbehandling af strategiprøven
7. Endeligt valg af strategier.

Virkelighedsbeskrivelsen er en analyse af den virkelighed, som ELSAM aktuelt befinder sig i, og den er gennemført som en beskrivelse af nogle udvalgte kendetegn (egen organisation, ELKRAFT, andre forsyningssystemer, politikere, offentlige myndigheder, offentligheden/andre organisationer, forbrugerne, produkter/teknologi, udlandet), som skønnes at have afgørende betydning på den aktuelle situation.

Visionen og den aktuelle virkelighedsbeskrivelse sammenlignes for at få et indtryk af, på hvilke områder ELSAM skal udvikle sig og i hvilken retning. Sammenligningen giver umiddelbart inspira-

tion mht. at formulere strategier for ELSAMs virksomhed. Strategier, der afspejler ELSAMs holdninger, og som viser den vej, ELSAM må gå for at realisere visionen.

Et scenarie er en tænkt fremtidig udvikling (et tænkt fremtidsbillede), som skønnes både mulig og sandsynlig. Scenarierne omhandler en udvalgt del af den fremtidige udvikling i den verden, som omgiver ELSAM såvel nationalt som internationalt. I erkendelse af at selv den mest sandsynlige forudsigelse af fremtiden kun har begrænset sandsynlighed, er det hensigtsmæssigt at arbejde med flere forskellige scenarier.

Afprøvningen (testen) af strategier foregår som en slags brainstorming, hvor ELSAMs ledelse analyserer strategierne enkeltvis ved sammenligning med de udarbejdede scenarier for at vurdere strategiens robusthed og fleksibilitet i forskellige fremtider.

Som en del af planlægningsmetoden er der også udviklet en systematik ved hjælp af hvilken det er muligt at udarbejde scenarier på en planlagt og systematisk måde. Metoden vil ikke blive omtalt her.

2. Vision

Et vigtigt resultat af den strategiske planlægning er den udarbejdede vision for ELSAMs fremtidige virksomhed:

ELSAM vil fortsat være forbrugerejet og vil sætte forbrugeren i centrum

ELSAM vil fortsat være en dansk, forbrugerejet og forbrugerstyret 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 være demokratisk og samfundsbevidst

ELSAMs organisation vil 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 ansvarlig 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.

ELSAM vil være en af Danmarks mest attraktive arbejdspladser

Gennem en systematisk organisationsudvikling med en kendt, klar og accepteret ELSAM-virksomhedskultur "Frihed under ansvar" med uddelegering af ansvar og kompetance til medarbejderne, vil ELSAM fastholde og tiltrække de bedste medarbejdere, som vil gøre det muligt at fastholde ELSAM i det absolutte førerfelt blandt europæiske elværker.

3. EF-scenarier

En anden central del af den nye planlægningsmetode er udarbejdelsen af selve scenarierne.

Når en virksomhed beslutter sig for at udarbejde fremtidsscenarier, skyldes det ofte en bekymring eller en usikkerhed om, hvorledes fremtiden vil forme sig på et for virksomheden vitalt område, herunder naturligvis hvordan omgivelserne udvikler sig.

Udviklingen i EF-samarbejdet de næste 10-15 år er naturligvis ukendt. EFs udvikling forventes at få stor indflydelse på ELSAMs fremtidige virksomhed.

Det blev derfor besluttet at studere flere mulige og sandsynlige EF-udviklingsforløb, så ELSAM kan stå så godt rustet som muligt uafhængigt af hvilken EF-udvikling, der måtte komme.

Der er således i samarbejde med Institutet for Fremtidsforskning, ELKRAFT og Sydkraft i Sverige blevet udarbejdet 4 forskellige scenarier (fremtidsbilleder) om EFs fremtidige udvikling.

De 4 scenarier er navngivet således:

Det frie marked**Det regulerede marked****Bureaukrati****EF-integrationen går i stå**

Det bør nævnes, at de 4 scenarier er udarbejdet før folkeafstemningen i Danmark den 2. juni 1992, og at de fortsat vurderes som relevante.

Den internationale del af de udarbejdede EF-scenarier er gengivet i det følgende.

Det skal understreges, at det er vigtigt, at læseren forestiller sig, at han eller hun befinder sig i år 2005 og læser om den faktiske EF-udvikling i perioden

frem til år 2005, når scenarierne læses ét for ét.

Scenarie 1: Det frie marked

Realiseringen af først det indre marked og siden den økonomisk-monetære union indebar en markant deregulering af europæisk økonomi.

Det var også målet: Nedbrydning af de nationale grænser havde til formål at fjerne grænsebarrierer for den frie bevægelighed for varer, tjenester, arbejdskraft og kapital.

Ved at skabe fri bevægelighed for disse faktorer kunne man beregne, at der ville opstå en markant forbedring i levevilkår og økonomisk styrke.

Forbrugernes interesser var i centrum for liberaliseringspolitikken. I en rapport, udarbejdet for EF-kommissionen, viste man, at hvis man ikke gennemførte den frie bevægelighed, så ville det fælles-europæiske bruttonationalprodukt blive 7% lavere, end hvis direktiverne gennemførtes.

1990'erne blev præget af kraftig økonomisk vækst. Dette gjaldt også for Danmark på begge sider af Storebælt. Hvorvidt væksten var en følge af den frie konkurrence i Europa, er et emne for faglig debat, men det er klart, at den har fremmet og befordret den generelle de-

regulering af europæisk økonomi.

Da barriererne blev brudt, dannedes nye konstellationer i erhvervslivets samarbejdsmønstre, og handelen på tværs af grænserne steg kraftigt.

Fusioner, opkøb og dannelse af virksomhedsnetværk blev bærende for Europas nye erhvervsstruktur. Den typiske Euro-virksomhed er ikke længere karakteriseret ved at have et nationalt hjemmemarked. EF er hjemmemarkedet, og det er præget af en betydelig konkurrence.

Den frie konkurrence betød samtidig, at den økonomiske vækst var ulige fordelt, og en række virksomheder og arbejdspladser, som ikke havde kunnet overleve i konkurrencen, blev nedlagt. Dette medførte efterhånden voksende økonomiske og sociale spændinger mellem de forskellige regioner i EF.

Bag udviklingen lå blandt andet, at næsten alt politisk initiativ kom fra Bruxelles. De nationale parlamenters indflydelse blev begrænset til et minimum.

Med dannelsen af den økonomisk-monetære union er virksomhedernes konkurrencevilkår samtidigt udjævnet, idet der ikke længere er tale om, at virksomheder løber forskellige valutakursrisici, de har samme lånevilkår, rentesatser, etc.

Skattesystemerne i de forskellige EF-lande er om ikke harmoniserede, så konvergerer de i det mindste strukturelt.

For Nordens vedkommende er moms- og vareafgifter nedsat kraftigt som led i den såkaldt fiskale harmonisering med henblik på at få fri bevægelighed for varer over grænserne.

Scenarie 2: Det regulerede marked

Udgangspunktet for det europæiske samarbejde var, at der skulle skabes dynamik og udvikling gennem konkurrence og markedsintegration, men at der skulle tages udstrakte hensyn til miljø og beskæftigelse, om nødvendigt gennem politiske indgreb.

Hovedsynspunktet i dereguleringen af konkurrencevilkårene var, at vilkårene skulle være fair og ikke skade hensynet til beskæftigelse og miljø.

Generelt gik udvikling i retning af nedbrydning af monopoler, men på nogle områder måtte man erkende, at det af hensyn til stordriftsfordele var uhensigtsmæssigt at sprænge monopolerne.

Der gennemførtes gennem 1990'erne en fælles EF-industripolitik, som indebar, at der blev brugt mange ressourcer på store forsknings- og udviklingsprojekter bl.a. på energiområdet.

Den økonomiske udvikling og vækst gennem 1990'erne var stabil. Samtidig konvergerede den økonomiske udvikling i de forskellige EF-lande imod hinanden, ligesom det grønne bruttonationalprodukt vandt større og større udbredelse.

Antallet af professionelle lobbyister i Bruxelles øgedes betydeligt i perioden frem til 1995, og deres indflydelse øgedes afgørende i den samme periode.

Internationalt (FN) blev der i 1992 – i Rio de Janeiro i Brasilien – fra mange sider presset voldsomt på for at få aftalt, at CO₂-emissionen skulle reduceres med 20% i forhold til 1990-niveauet i år 2005, men flere af de store lande, bl.a. USA, ville ikke være med.

Det besluttedes dog i EF allerede i 1993 at gennemføre en fælles CO₂-afgift. Samtidigt besluttedes det at harmonisere energiafgifterne. Afgiftsprovenuet fra CO₂-afgiften havnede til nogens overraskelse ikke i de enkelte landes statskasser, men i den store EF-kasse, som en del af EFs finansiering.

Nordel-samarbejdet gennemgik betydelige ændringer. Der kom flere spillere på banen fra Nordeuropa, og konkurrencen om vandkraften i de gode vandår øgedes.

Det kammeratlige afløstes af det kommercielle.

Liberaliseringen af el- og gasmarkedet i det udvidede EF (Norge, Sverige) fortsattes, idet transitdirektiver for både el og gas endeligt ratificeredes af alle EF-lande i 1995.

TPA-forslaget, som det foresloges i 1991, gennemførtes ikke, fordi en række lande nægtede at være med, bl.a. Danmark, som ikke kunne leve med et TPA-direktiv, der ville medføre, at den frie konkurrence fuldstændig ville ødelægge økonomien i f.eks. den vedvarende energi og den decentrale kraftvarme.

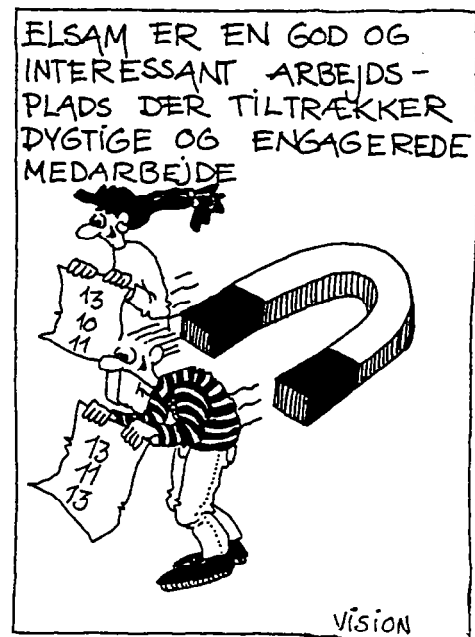
Kernekraftdebatten intensiveredes i løbet af 1990'erne, efterhånden som en række vesteuropæiske lande, som Sverige, Finland, Holland og Tyskland fortsatte udbygningen, og det blev mere og mere klart, at kernekraften på en hensigtsmæssig måde kunne bidrage til en CO₂-fri elproduktion.

Scenarie 3: Bureaukrati

Strømmen af direktivforslag fra EF-kommissionen fortsatte gennem 1990'erne med uændret hastighed. Ofte blev der stillet spørgsmålstejn ved, hvorvidt det var hensigtsmæssigt og rimeligt at harmonisere ned i den mindste detalje, men spørgsmålene blev hængende i luften. EFs udvikling havde tilsyneladende sin egen inerti.

I øvrigt hed det sig, at harmoniseringerne

kun blev gennemført, når det europæiske Fællesskab havde en fælles interesse i det. De blev gennemført ud fra nærhedsprincippet. Det gik ud på, at forhold, som alene var af relevans for det lokale område, ikke skulle reguleres fra centralt hold.



EF skulle efter princippet alene regulere forhold i det enkelte medlemsland, når disse forhold også var af betydning for andre medlemslande. Imidlertid stod det hurtigt klart, at det var tilfældet for næsten alle forhold. Faktisk er det svært at pege på områder, hvor EF ikke i dag detailregulerer forholdene.

Der udsendtes direktiver på alle områder: agurkers krumning, tobaksrygning på arbejdspladsen, skolebordes design, antallet af hjul på arbejdsstole, definitionen af

fedtprocenter i pølser, fri bevægelighed for professionelle sportsfolk i lokale klubber, etc. Alt var tilsyneladende fællesskabsanliggender, som skulle reguleres ved hjælp af et uoverskueligt antal direktiver og cirkulærer.

Det gjaldt også for arbejdsmarkedspolitikken, der burde reguleres fra centralt hold med henblik på at undgå "social dumping". Fælleseuropæiske overenskomster, der tog vide lokale hensyn, blev gennemført. Regional- og egnsudviklingsstøtte blev herunder helt central for at undgå, at der opstod enorme arbejdsløshedsproblemer i de lavproduktive dele af EF. Resultatet blev omfattende regler og regulering.

Det gjaldt også energi- og miljøpolitikken, der fuldt ud er et fællesskabsanliggende ud fra den betragtning, at miljøproblemer ikke kender grænser, og at enkeltlandes reguleringer hurtigt bliver til forsøg på at indføre konkurrencebegrænsninger ad bagdøren. Derfor er detailregulering nødvendig. Medlemslandes jævnlige forsøg på at omgå reglerne nødvendiggjorde til stadighed yderligere kontrol og tilpasninger i regelsættene.

Miljø-"problemer" som sådan, f.eks. drivhuseffekt og magnetfelter fra højspændingsledninger, diskuteres ikke længere, men regler og regulativer fra EF sørger for, at nye kraftværker bygges med høj virkningsgrad, at SO_x- og NO_x-udslip

holdes på et lavt niveau. Ligeledes umuliggør regler nye højspændingsledninger over beboelse.

EFs centrale administration udviklede sig efterhånden til et voldsomt bureaukrati, som det var svært for borgerne at trænge igennem, da de blev betragtet som undersåtter. De mange embedsmænd i Bruxelles skabte gennem deres strøm af direktiver en sand regeljungle, hvor eksperterne regerede. Rapport efter rapport dokumenterede behov for udvidelse af bureaukratiet for at varetage mindretalsinteresser, regionale interesser, sociale hensyn og miljøhensyn gennem millimeterdemokratisk detailstyring.

Det vil sige, at man i praksis bevægede sig væk fra konkurrence mod øget regulering. Der er fortsat mange monopoler, som det er nødvendigt at regulere. Politiske kompromisser var ofte studehandler, hvor flæskepriser, fiskekvoter og ret til elproduktion indgik.

Scenarie 4: EF-integrationen går i stå

I starten af 90'erne fik de vestlige lande på grund af omvæltningerne i Østeuropa og Sovjetunionen adgang til nye store naturressourcer, som tidligere havde været uudnyttet – eller udnyttet meget ineffektivt. Adgang til disse ressourcer samt opbygningen af Østeuropa og Sovjet resulterede i et økonomisk boom i Vesten.

Den geografiske placering samt Vest-europas historiske tilknytning til de nye markeder i øst gav de vesteuropæiske lande en fortrinsstilling i forhold til Japan og USA.

Dette økonomiske boom var en væsentlig årsag til, at integrationsbestræbelserne i EF gik i stå, – men der var også andre forhold, der skabte problemer for EF-kommisionen.

Realiseringen af det indre marked var ikke fuldført ved indgangen til 1993. Det viste sig, at specielt de latinske landes løfter ikke indeholdt mere end ord. Eksempelvis havde Italien på dette tidspunkt kun gennemført ca. 75 af direktivforslagene, der dannede det indre marked, dvs. kun den lettest gennemførlige fjerdedel.

De nordeuropæiske lande havde derimod i langt større grad søgt at leve op til de fælles aftaler, men de så samtidig med en betydelig bekymring og skepsis på, hvordan magten begyndte at blive samlet hos Kommissionen. 1990'erne blev præget af en stadigt mere omfattende nationalisme. UK og Danmark stod ikke længere alene, der var nærmest tale om en generel tendens, hvorfor integration mellem landene ikke længere blev opfattet med begejstring. Det gjaldt også Tyskland og de nye medlemslande.

Debatten om den økonomisk-monetære union i de tidlige 1990'ere gik således

også i stå. Baggrunden var her uenighed mellem landene om, hvordan magten i en fælleseuropæisk centralbank skulle deles mellem embedsmænd og politikere.

Tyskland ændrede politik efter den tyske genforening. Man var ikke længere tilhænger af en økonomisk union, da Bundesbank jo reelt var centralbank for hele EF. Tyskland fokuserede i øvrigt konstant på opbygningen af en ny forenet tysk stat, og interessen for Europa svandt. Den generelle holdning i de fleste EF-lande skiftede således. Man fandt, at integrationen gik for vidt og for hurtig. Det demokratiske underskud i EF var et emne for den europæiske debat. Mange argumenterede endvidere for, at det var vigtigt at vente på, og støtte, de kommende øst- og centraleuropæiske medlemsstater.

Den frygt for konkurrence fra Japan og USA, som bl.a. havde skabt dynamikken i EF-integrationen, kom til at spille en mindre rolle. Nationalstaterne kæmpede nu indbyrdes om at opnå størst mulig andel af de nye markeder i Øst.

Et forhold, som også kom til at spille en rolle, var, at den nordeuropæiske industri var ved at blive udkonkurreret af de sydeuropæiske lande finansieret af EFs regionalfonde.

På en lang række enkeltområder opstod modsætninger, der sædvanligvis var bestemt af de enkelte medlemslandes inter-

esser. Organisatorisk viste det sig, at det var nærmest umuligt for EF at begrænse de gamle nationalstaters magt. Reelt er EF i dag stadig opsplittet i en række delmarkeder, som defineres sprogligt og kulturelt, men som geografisk svarer ganske nøje til de forskellige medlemslande.

Den energipolitiske debat i EF afslørede store holdningsmæssige modsætninger, der var afledt af forskellige interesser.

Mange virksomheder inden for energisektoren søgte gennem lobbyisme at presse deres særsynspunkter igennem, hvilket ofte lykkedes i relation til de nationale regeringer, hvorfor modsætningerne i EF omkring en fælles energipolitik blev tydelige.

En anden meget central faktor på den europæiske politiske spillebane var miljøbevidstheden. Oprindeligt udsprang den fra stærke internationale "græsrodsbevægelser", men mediernes fokusering på enkeltsager styrkede synspunkterne, der blev generelt accepterede. Hertil kom også afsløringen af de meget alvorlige miljøproblemer i Central- og Østeuropa. Disse afsløringer reducerede fokus på nationalstaternes forureningsproblemer til fordel for en øget fokus på miljøproblemerne i mindre udviklede lande.

Mediernes fokus på Østeuropa og Sovjet betød, at der nu ikke længere var en fol-

kelig opbakning bag en fortsat stramning af miljøkrav i EF-landene. Enhver kunne jo se, at penge til miljøforanstaltninger var givet bedre ud i Østeuropa og de lande, der tidligere havde været underlagt Sovjetunionen.

Vesteuropæiske miljøforanstaltninger i Østeuropa forbedrede det regionale og globale miljø, og Vesteuropa fik til gengæld adgang til vigtige ressourcer i Østeuropa.

De øgede udledninger i Vesteuropa blev retfærdiggjort med de endnu større miljøforbedringer, som eksporten til Østeuropa og Sovjet gav anledning til. Denne betragtningsmåde betød, at det blev umuligt at fastsætte fælles europæiske miljøkrav, hvilket førte til lukning af EF-kommis-sionens miljødirektorat i 1998.

Der var endvidere en sikker forventning om, at de ressource- og miljømæssige problemer i forbindelse med det stærkt stigende globale energiforbrug ville blive løst, når fusionsenergien om kort tid blev kommerciel tilgængelig. Det økonomiske boom havde nemlig gjort det muligt at øge investeringerne i fusionsforskningen, hvilket førte til en række teknologiske gennembrud i slutningen af 90'erne.

4. Vurdering af den udviklede metode

De 4 EF-scenarier viser, at ELSAM skal forberede sig på forskellige fremtider.

Det er specielt i den forbindelse, at scenarier har deres styrke, nemlig mentalt at forberede en virksomheds ledelse på helt forskellige, men mulige og sandsynlige fremtider.

Et hovedresultat af arbejdet med den nye planlægningsmetode er derfor følgende sætning:

"Vi ved ikke, hvad der vil ske, men uanset hvad der sker, så ved vi, hvad vi vil gøre."

Når fremtiden er "kendt" i form af scenarier, er det naturligvis muligt at afprøve, om de valgte strategier er robuste og fleksible i den fremtid, som scenarierne beskriver.

En række mulige ELSAM-strategier er blevet testet ved hjælp af de 4 EF-scenarier.

Det viser sig, at nogle strategier er robuste i alle 4 forskellige fremtider, mens andre strategier klarer sig dårligt i nogle scenarier og bedre i andre.

Det er således muligt – ved hjælp af den udviklede planlægningsmetode – på en systematisk måde at undersøge om de strategier, der er formuleret og udvalgt med henblik på at realisere visionen, er robuste og fleksible i en usikker fremtid.

Det vurderes derfor, at den udviklede scenariemetode er særdeles nyttig, og arbejdet med at nyformulere og afprøve ELSAMs strategier for planlægningens hovedområder (elforsyning, miljø, kraftvarme, restprodukter, nationale opgaver, elproduktions- og miljøteknologi, kommercielle aktiviteter, internationalt samarbejde) vil blive fortsat.

Internationale/Nationale relationer

Internationale/Nationale relationer

- | | |
|------------------------------|----|
| 1. Internationale relationer | 17 |
| 2. Nationale relationer | 18 |

Internationale/Nationale relationer

1. Internationale relationer

ELSAM har altid lagt vægt på at udbygge og udnytte elektriske forbindelser til nabolandene i betydeligt omfang. Det er sket i erkendelse af, at ELSAM-området er for lille til isoleret drift, samt at der desuden var mulighed for betydelige for-tjenester ved aktiv medvirken i international elhandel.

EFs virkeliggørelse af det indre energimarked vil fuldstændigt ændre spillereglerne for disse aktiviteter, både i EF-landene og i de tilstødende områder.

Det indre energimarked skal gennemføres i 3 etaper:

1. Gennemførelse af de 3 direktiver fra 1990 og 1991 om transport af elektricitet (det såkaldte transitdirektiv), transport af gas og gennemsigtighed af priser.
2. Øget liberalisering af virksomhederne på el- og gasområdet inden for rammerne af eksisterende strukturer:
 - Afskaffelse af monopoler på elproduktion og på bygning af højspændingsledninger og gasledninger.

- Opdeling af vertikalt integrerede virksomheder i produktion, transmission og forsyning.
- Begrænset indførelse af tredje parts adgang til nettet, hvorved transmissions- og forsyningsvirksomheder skal tilbyde større forbrugere og visse forsynings-selskaber adgang til deres net mod passende betaling, så længe der er ledig kapacitet til transmission og distribution.

3. Øget tredje parts adgang, herunder især justering af kriterierne for valg af de virksomheder, som kan opnå denne adgang, i lyset af erfaringerne fra etape 2. Denne etape tænkes iværksat den 1.1.1996 som fuldendelsen af det indre marked for el og gas.

Denne udvikling har umiddelbart medført, at der optages kontakter med flere udenlandske elforetagender end hidtil, nemlig foruden de geografiske naboer også sådanne, som er inden for rækkevidden af en transitordning.

På lidt længere sigt må der forudses en udviskning af de geografiske grænser. Der må forudses konkurrence om at levere og producere el i Danmark. Tilsvarende må muligheden for at levere og producere el i udlandet blive et muligt forretningsområde for danske elværker. Det danske engagement i udbygning, drift og handel kan fremmes ved en målbevidst forberedelse.

Den afgørende forudsætning er en central placering i det europæiske primærnet. Det har ELSAM arbejdet på hele tiden, og der er hele tiden foregået en udbygning af udlandsforbindelserne og områdets eget primærnet.

Den næste forudsætning er et effektivt samarbejde med de aktører, som har et kraftværkssystem, der supplerer vort eget. Det giver det bedste grundlag for aftaler til fælles gavn. Sådanne aftaler findes, og de bør forlænges og videreudvikles, hvor det er muligt.

Muligheden for deltagelse i udenlandske kraftværker og for bygning af egne værker i udlandet kan blive en konkurrenceparameter for danske kraftværker og for de danske virksomheder, som fremstiller kraftværks- og miljøanlæg. I Folketingsdebatten den 10. marts 1992 har Socialdemokratiet bebudet at ville foreslå Elforsyningsloven ændret med henblik på denne mulighed.

Endelig kan eleksport fra nye kraftværker i Danmark komme på tale. Det vil i mange tilfælde kunne give lavere omkostninger, bedre ressourceudnyttelse og lavere miljøbelastninger end udenlandske alternativer.

2. Nationale relationer

Storebæltsforbindelsen

Da ELKRAFT og ELSAM ligger i hver sit synkrone system, skal en elektrisk Storebæltsforbindelse udføres for jævnstrøm. Denne teknik har været kommercielt tilgængelig siden 60'erne, og muligheden for en Storebæltsforbindelse er siden da undersøgt adskillige gange. Det er dog ikke lykkedes at opstille et for begge parter acceptabelt beslutningsgrundlag.

Den elektriske deling af Danmark har vakt undren både i ind- og udland. Med Folketingets vedtagelse af en dagsorden den 10. marts 1992 pålægges det ELKRAFT og ELSAM inden den 1. juni 1992 at træffe aftale om bygning af en Storebæltsforbindelse.

En ny Storebæltsudredning var uafhængigt heraf under forberedelse. Heri lægges der særlig vægt på det kommende energimarked i Europa, hvor primærnettene skal udgøre det selvstændige transportsystem, som sikrer købere og sælgere mulighed for at handle på tværs af alle grænser med ophævelse af alle monopoler til følge. Elmarkederne i landene omkring Danmark beskrives, og Danmarks rolle i det europæiske transportsystem analyseres.

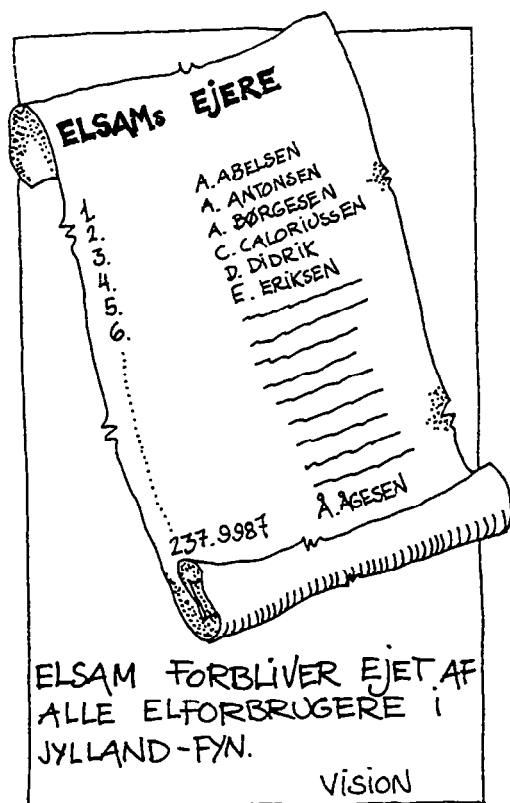
Det er svært at forudse, hvorledes det nye marked kommer til at se ud. For tiden forbereder markedets potentielle aktører deres egen udgangsposition bedst muligt gennem kontakter, alliancer og aftaler om nye ledninger og udvekslinger. Det er især påfaldende, hvorledes de meget store elselskaber udbygger deres udenlandske aktiviteter, herunder opkøb af elselskaber og gensidig aktiebesiddelse. Det kan forventes, at der vil opstå en skærpet konkurrence mellem produktionsselskaber om levering til distributører og enkeltkunder og dermed tendens til en koncentration af elproduktionen i større organisatoriske enheder.



Transportbehovet i nettene omkring Danmark præges af, at energibalancen i Norge og Sverige er stærkt nedbørsafhængig, så der i nogle perioder leveres store mængder overskudsenergi mod syd, mens der i andre perioder leveres tørårsenergi mod nord. ELSAMs Tysklandsforbindelse har hidtil udgjort den eneste vej mellem Nordel og UCPT, men nu er 3 jævnstrømsforbindelser i Nord- og Østersøen under planlægning. Dette er en naturlig udvikling, fordi overføringsmuligheden gennem ELSAMs primærnet vil være utilstrækkelig til en hensigtsmæssig udligning af energibalancerne.

Analyserne tillægger ikke Storebæltsforbindelsen væsentlige transportopgaver. De bekræfter tidligere vurderinger af, at de store eltransporter i denne del af Europa er nord-syd-gående og ikke øst-vest-gående. Gennemgangen af alternative transportveje viser, at Storebæltsforbindelsen i de fleste tilfælde er en omvej.

Simuleringerne med Nordel-modellen viser en forholdsvis lav benyttelsestid på 1680 timer i et gennemsnitsår. Storebæltsforbindelsen får sandsynligvis større betydning ved at muliggøre en bedre koordinering af kraftværksudbygningen mellem ELKRAFT og ELSAM. Hertil kommer mere irrationelle faktorer, som hensynet til rigets enhed. Heraf kan det konkluderes, at Storebæltsforbindelsen kan få stor betydning, selv om den ikke bliver nogen vigtig transportkanal.



Status er, at bestyrelserne for ELKRAFT og ELSAM i maj måned har besluttet at etablere en jævnstrømsforbindelse under Storebælt. Forbindelsen får en kapacitet på 500-600 MW og forventes taget i brug i 1997.

Miljø

Miljø

1. Drivhuseffekten

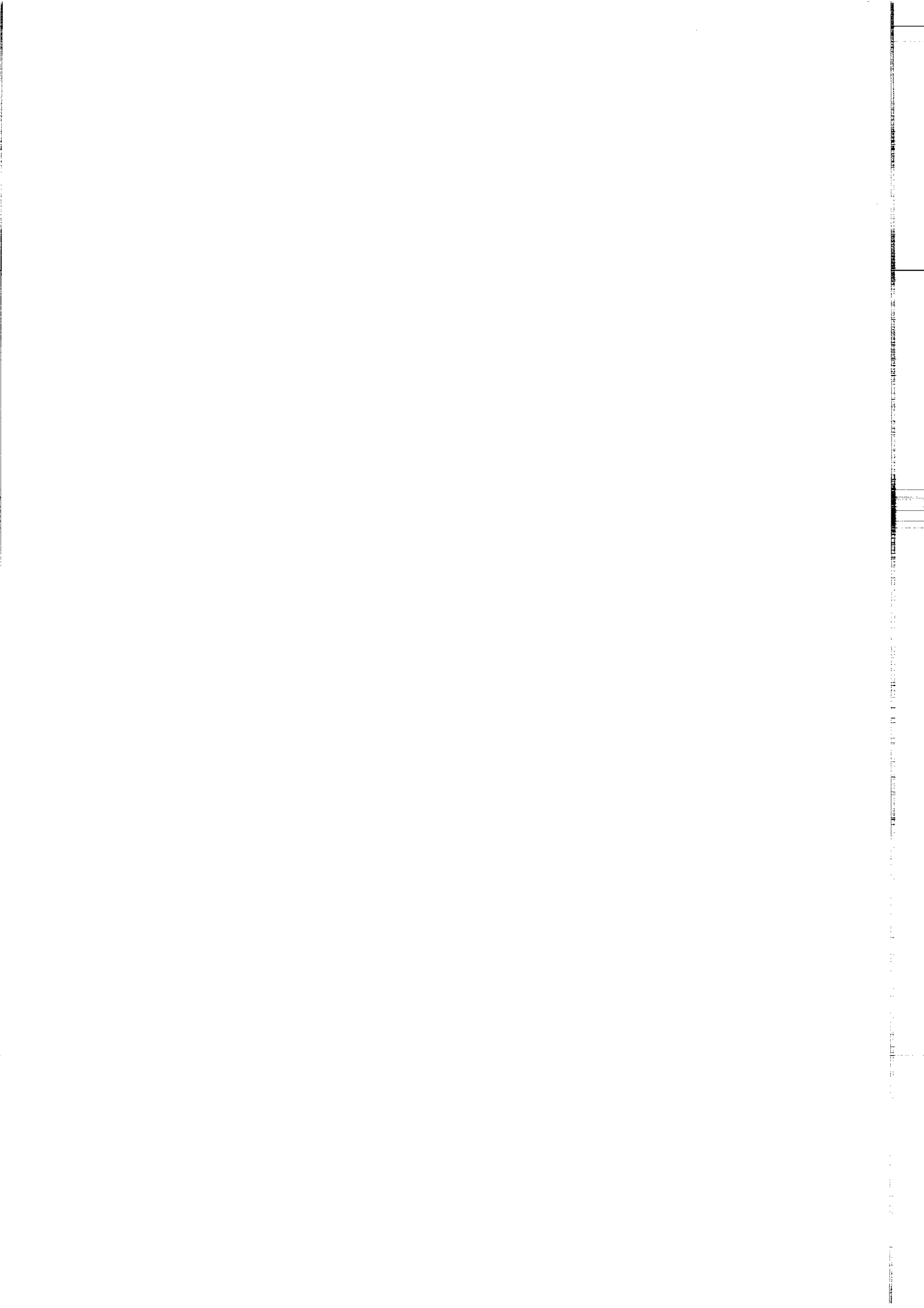
23

- 1.1 Den videnskabelige status
- 1.2 Status for de politiske forhandlinger
- 1.3 ELSAMs ønsker til den overordnede danske strategi på drivhuseffektområdet
- 1.4 ELSAMs strategi på CO₂-området
- 1.5 Virkemidler til reduktion af CO₂-emissioner
- 1.6 ELSAMs aktuelle aktiviteter på CO₂-reduktionsområdet

2. Forsuring

31

- 2.1 Critical loads
- 2.2 Status for de politiske forhandlinger i ECE
- 2.3 ELSAMs miljøpolitik
- 2.4 ELSAMs strategier på SO₂-NO_x-området
- 2.5 ELSAMs planer for reduktion af SO₂- og NO_x-emissioner



Miljø

1. Drivhuseffekten

1.1 Den videnskabelige status

I 1990 forelagde Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) en omfattende rapport med en vurdering af den globale opvarmning og konsekvenserne heraf. Hovedresultaterne fra dette arbejde blev refereret i miljøafsnittet i UP90/91. De nye opdagelser og den større forståelse, man har fået siden de første IPCC-rapporter, har ikke ændret IPCCs konklusioner, som derfor stadigvæk er:

- Atmosfærens koncentration af drivhusgasserne kuldioxid, metan, CFC og lattergas stiger væsentligt på grund af emissioner fra menneskelig aktivitet.



- En firedobling af atmosfærens CO_2 -indhold vil med stor sandsynlighed resultere i en temperaturstigning i området på $1,5^\circ - 4,5^\circ\text{C}$.
- Den globale gennemsnitstemperatur er steget med $0,3 - 0,6^\circ\text{C}$ igennem de sidste 100 år.

IPCC vedgår, at der stadigvæk er mange usikkerheder forbundet med de fremlagte forudsigelser af klimaændringerne, især m.h.t. tidsforløb, omfang samt regionalt forløb, som en følge af en ufuldstændig forståelse af en række vigtige mekanismer.

IPCC har i februar 1992 offentliggjort et supplement til den tidligere rapport. Dette supplement indeholder en række nye erkendelser og konklusioner.

De vigtigste er:

- Ozonreduktionen, som følge af udslip af CFC-gasser, skønnes at give en reduktion i drivhusopvarmningen svarende til den ekstra opvarmning, CFC-gasserne bidrager med gennem absorption af varmestraler. CFC-gasserne skønnes derfor ikke at have bidraget til den konstaterede opvarmning.
- Svovlpartikler har en afkølede virkning på klimaet. Den stigende koncentration af svovlpartikler – især på den nordlige halvkugle – kan have modvirket en betydelig del af opvarmning.

gen, der skyldes den ekstra drivhuseffekt.

IPCCs konklusioner indikerer, at den globale opvarmning kan blive betydelig lavere end de 0,3°C per 10-år, som var anført i scenarium A i 1990-rapporten. Hvor meget lavere afhænger af tilvæksten i SO₂-udledningen. IPCC pointerer dog, at en stigende SO₂-udledning vil forøge forsuren.

Danske undersøgelser (Danmarks Meteorologisk Institut) indikerer, at solaktiviteter har en større direkte indflydelse på klimaet end hidtil antaget. Udviklingen i solaktiviteter de seneste 100 år kommer væsentligt nærmere den konstaterede udvikling i middeltemperaturkurven, end det ud fra drivhusteorien beregnede temperaturforløb gør.

Resultaterne af den danske undersøgelse vil dog ikke kunne danne grundlag for ændringer i IPCCs konklusioner, før der foreligger egentlige beviser for sammenhæng mellem solaktiviteter og klima.

IPCCs arbejdsgruppe III, der behandler "Response Strategies", konkluderede i 1990-rapporten bl.a. følgende:

- Klimaproblemet vil kræve modforholdsregler i en skala, der vil have en betydelig indflydelse på det globale samfunds videreudvikling.

- Der skal gøres forsøg på at skabe en balance mellem omkostninger til at begrænse udledninger af drivhusgasser og omkostninger ved at tilpasse sig til klimaændringerne for herved at minimere de samlede omkostninger.
- Risikoen for meget alvorlige konsekvenser ved klimaændringer nødvendiggør, at man allerede nu starter med at etablere de foranstaltninger, der umiddelbart kan retfærdiggøres, også selvom der stadigvæk hersker stor usikkerhed omkring problematikken.

Den samme arbejdsgruppe foreslog endvidere følgende strategier:

- Man skal starte med at implementere de strategier, der på samme tid giver sociale, økonomiske og miljømæssige fordele, som er omkostningseffektive, og som på bedst mulig måde gør brug af markedskræfterne.
- Man skal forsøge at få energipriserne til også at afspejle de miljømæssige omkostninger i det omfang, de kan bestemmes.

I 1992-tillægget til rapporten fra arbejdsgruppe III står der bl.a.:

- Energieffektivitet i produktions- og forbrugsleddet er et af de mest effektive virkemidler til CO₂-reduktion.

- Man bør undersøge mulighederne for at fjerne og deponere CO₂ fra røggassen.
- A-kraft har nogle teknologiske muligheder, som gør, at den kan blive en af de mest betydningsfulde "energikilder" i det næste århundrede. Der er dog en række sociale- og sikkerhedsmæssige problemer knyttet til A-kraft.

1.2 Status for de politiske forhandlinger

Danmark

Folketinget vedtog den 23. oktober 1990 en dagsorden, som pålægger regeringen at arbejde for international forpligtende aftaler, der fører til:

- Stabilisering af de globale CO₂-udledninger i år 2000.
- 20% reduktion i de globale CO₂-udledninger i år 2005 samt større reduktioner i de følgende årtier.
- Overførsel fra de industrialiserede lande til udviklingslandene af teknologier og ressourcer, der fremmer U-landenes nødvendige deltagelse i processen.

Den 10. marts 1992 var der en forespørgselsdebat i Folketinget vedrørende den

kommende eludbygning. Debatten resulterede i vedtagelsen af en dagsorden, der bl.a. indeholdt følgende:

"At elselskaberne skal forpligtes til at gennemføre de kompenserende brændselsomlægninger fra kul til naturgas og biomasse, der i perioden frem til 2005 er nødvendige for at fastholde målsætningen om reduktion af CO₂-udledningen med 20 pct."

Denne forpligtelse er videregivet til ELSAM i form af et vilkår i godkendelsen af ansøgningen om bygning af blok 3 på Skærbækværket og Nordjyllandsværket.

Den 15. maj 1992 trådte den danske CO₂-afgift i kraft. For elproduktionen lægges CO₂-afgiften på elektricitetsregningen hos forbrugerne og ikke på primærbrændslerne. CO₂-afgiften bliver herved uafhængig af, hvilken type brændsel der fyres med. CO₂-afgiften for elektricitet er på 10 øre/kWh, men da energiafgiften samtidig hermed nedsættes med ca. 5 øre/kWh, bliver den reelle elprisstigning ca. 5 øre/kWh. Virksomheder, der opfylder en række specifikke krav, kan blive helt eller delvist fritaget for afgift. Sammen med CO₂-afgiften, forventes der vedtaget en lov om tilskud til elproduktion. Ifølge denne lov:

"Ydes der tilskud på 10 øre/kWh til elproducenter for den mængde elektricitet,

*der fremstilles ved vindkraft, biogas, halm, flis eller anden vedvarende energi eller andre fornyelige brændsler samt ved naturgasbaseret decentral kraftvarme-
produktion, som leveres til elforsynings-
nettet".*

Ud over de 10 øre/kWh bemyndiges energiministeren til at yde et ekstra tilskud på 17 øre/kWh til elproduktion ved vindkraft, vandkraft, biogas, halm eller flis. Det er uafklaret om tilskuddet på de 17 øre/kWh vil kunne ydes til elværkerne.

EF

På et EF-ministtermøde i slutningen af oktober 1990 enedes de 12 landes ministre om, at forpligte EF-landene til at sørge for, at den samlede udledning af CO₂ fra EF i år 2000 ikke må overskride 1990-niveauet. Siden da har EF-kommissionen arbejdet på at få vedtaget energi- og CO₂-afgifter til stimulering af energibesparelser og reduktion af CO₂-udledningen. Kommissionen har endvidere udarbejdet et forslag til EF-strategi til begrænsning af emissioner af kuldioxid og forbedring af energieffektiviteten (reference: SEK(91)1744, Bruxelles, den 14. oktober 1991).

Af EF-strategien fremgår bl.a.:

- Brændselsomlægning - bl.a. fra kul og olie til naturgas - vil blive en betydelig komponent i foranstaltningerne til

mindskelse af CO₂-emissionerne efter år 2000.

- "Least Cost Planning" hvor kraftværkerne sammen med deres kunder undersøger energibesparelsmuligheder på samme grundlag, som når de overvejer at udvide deres produktionskapacitet.
- Øget anvendelse af vedvarende energikilder.
- Strengere normer og standarder for elektriske apparater (frysere, køleskabe, fyr o.s.v.), elektrisk belysning, bedre isolering af bygninger, navnlig bestående bygninger, og bedre information (f.eks. mærkning).
- Indførelse af en ny særafgift baseret på en energikomponent og en kulstofkomponent. Afgiften tænkes indført den 1.1.93 og skal have en størrelse svarende til 3 dollar pr. tønde olie. Det er endvidere tanken, at afgiften skal stige med 1 dollar pr. tønde i de følgende år indtil år 2000, hvor afgiften så vil være nået op på 10 dollar pr. tønde.

EF-kommissionen mener, at strategien er uafhængig af resultaterne af de internationale forhandlinger vedrørende klimaproblemer, idet strategien under alle omstændigheder vil gavne fællesskabet.

Kommissionen slutter derfor også af med følgende konklusion:

- Da der stadigvæk er usikkerhed om grunden til den globale opvarmning, og da en hvilken som helst foranstaltning først vil give resultater på langt sigt, må det være et grundlæggende princip kun at iværksætte de foranstaltninger, som indebærer de laveste tilpasningsomkostninger, og som også har klare fordele på andre områder.

EF-kommissionen vil den 26. maj 1992 fremlægge sit endelige forslag til CO₂-afgift. Det er på nuværende tidspunkt meget usikkert, om EF-landene kan blive enige om dette CO₂-afgiftsforslag.

FN

FN afholdt i juni 1992 den hidtil største internationale konference. Emnet var Miljø og Udvikling. Konferencen kan ses som en videreførelse af FNs miljøkonference i 1972 i Stockholm. Hovedpunktet på konferencen var underskrivelsen af en global klimaaftale.

I 1991-92 har en mellemstatslig forhandlingskomité forberedelse af en rammekonvention om klimaændringer, INC, udarbejdet et forslag til rammekonventionen. Ifølge konventionen er der følgende forpligtelser for de lande, der skriver under:

- Landene skal opstille regnskab for udsendelse af antropogene drivhusgasser.
- Formulere nationale/regionale programmer, der modvirker menneskeskabte klimaændringer.
- I-landene skal opstille politikker, der inden udgangen af 90'erne skal stabilisere udslippet af antropogene drivhusgasser på 1990-niveau.
- I-landene forpligter sig til at stille finansielle og teknologiske midler til rådighed for U-landene.

1.3 ELSAMs ønsker til den overordnede danske strategi på drivhus-effektområdet

ELSAM har følgende ønsker til den overordnede danske strategi på drivhuseffektområdet:

- CO₂-reduktionsmålene bør løbende tilpasses ny viden m.h.t. reduktionsmuligheder, reduktionsomkostninger, miljømæssige konsekvenser, omkostninger til at tilpasse sig til klimaændringerne, internationale aftaler m.v..
- Strategien skal omfatte en vægtning m.h.t. reduktionen af **alle** drivhusgasser.

- Strategien skal tilpasses de mål, der er bred international accept omkring.
 - Strategien skal være langsigtet og ikke føre til, at der gennemføres ressourcekrævende kortsigtede foranstaltninger.
 - Strategien skal motivere til, at der vælges løsninger, der på et senere tidspunkt kan tilpasses et krav om øget reduktion af drivhusgasser.
 - Strategien skal baseres på, at stigningen i CO₂-koncentrationen i atmosfæren er et globalt problem. Det skal derfor være muligt at opfylde lokale målsætninger ved hjælp af globale virkemidler. (F.eks. træplantning i andre lande, forbedring af energieffektivitet i andre lande m.v.).
 - Strategien skal tage højde for, at deponering af CO₂ i voksende træmasse er et lige så effektivt virkemiddel som reduktion af CO₂-udledningen.
- menhænge mellem udledning af drivhusgasser og klimaændringer.
- med F&U-midler støtte udviklingen af teknologier, som på langt sigt passer ind i vores strategier om at begrænse CO₂-emissionerne. Konkrete teknologier vil blive afprøvet, inden de implementeres i større målestok.
 - medvirke til, at der bliver udarbejdet et beslutningsgrundlag, der for de forskellige virkemidler til CO₂-reduktioner viser sammenhænge mellem omkostninger og reduktioner.

1.4 ELSAMs strategi på CO₂-området

ELSAM vil:

- begrænse CO₂-emissionen fra el- og kraftvarmeproduktionen under hensyntagen til nationale og/eller internationale vedtagne, forpligtende regler.
- følge udviklingen i forståelse af sam-

1.5 Virkemidler til reduktion af CO₂-emissioner

Der eksisterer følgende virkemidler i ELSAM-området til reduktion af CO₂-emissioner:

- Forbedret effektivitet i forbindelse med elforbrug – elbesparelser. (Reduktion ~ 0,8 mio. ton CO₂/sparet TWh).
- Øget samproduktion af el og varme med uændret brændselstyper. (Reduktion ~ 0,4 mio. ton CO₂/TWh el).
- Forøget virkningsgrad i produktionssystemet, udskiftning af ældre enheder med nye mere effektive. (Reduktion ~ 0,2 mio. ton CO₂/TWh på gamle enheder).

- Substitution af kul med naturgas på kraftværksenheder. (Reduktion ~ 0,3 mio. ton CO₂/TWh).
- Implementering af VE-teknologier i produktionssystemet. (Reduktion ~ 0,8 mio. ton CO₂/TWh).
- Bygning af kernekraftværker. P.t. ikke en mulighed, idet A-kraft ikke indgår i dansk energipolitik. (Reduktion ~ 0,8 mio. ton CO₂/TWh).
- Fjernelse og deponering af CO₂ fra røggas. P.t. ikke en realistisk mulighed.
- Plantning af skove. (Reduktion ~ 0,3 mio. ton CO₂/1000 ha dansk skov i vækstperioden).

Alle disse virkemidler bør analyseres nøjere, inden man fastsætter en egentlig handlingsplan for, hvorledes målsætningen om 20% CO₂-reduktion år 2005 skal nås.

1.6 ELSAMs aktuelle aktiviteter på CO₂-reduktionsområdet

I basisforløbet i ENERGI 2000 var CO₂-udledningen fra kraftværkerne i ELSAM-området ca. 20,2 mio. ton i år 2005.

Forudsætningerne i basisforløbet svarer til forudsætningerne i ELSAMs udvidelsesplan, UP88.

ELSAM har i forbindelse med UP90/91 truffet følgende beslutninger, som kraftigt vil reducere stigningstakten i CO₂-emissionen:

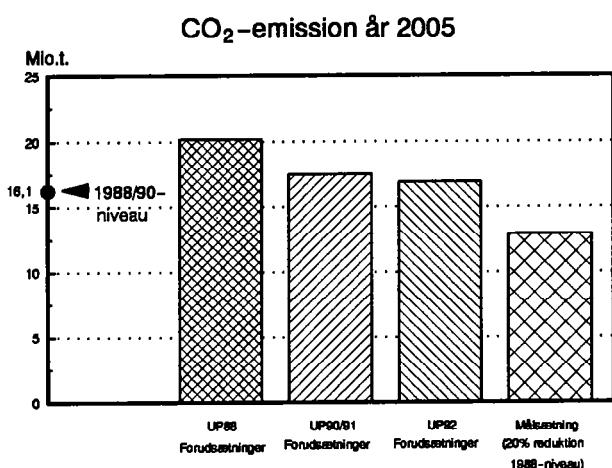
- Fire gamle 150 MW-enheder tages ud af drift efter 30 års levetid. De erstattes af nye højeffektive enheder. De nye enheder tager også noget af produktionen på 250 MW-enhederne. (CO₂-reduktion ~ 0,6 mio. ton/år).
- Der afsættes ca. 80 mio. kr/år til rådgivning om elbesparelser. I løbet af 5-6 år forventes den resulterede elbesparelse at komme op på ca. 1 TWh/år. (CO₂-reduktion ~ 0,8 mio. ton/år).
- Skærbækværket blok 3 etableres som en gasfyret enhed. (CO₂-reduktion ~ 0,7 mio. ton/år).

Endvidere er der regnet med, at der etableres ca. 600 MW decentral kraftvarme i perioden efter 1990. I forhold til basisforløbet i ENERGI 2000 er det en forøgelse på ca. 300 MW. (CO₂-reduktion ~ 0,6 mio. ton/år).

I nærværende udvidelsesplan (UP92) er der regnet med, at elforbruget år 2005 er 0,8 TWh lavere end, hvad der var antaget i UP90/91. (Det lavere elforbrugsforløb giver en CO₂-reduktion på ca. 0,6 mill. ton).

Figur 1 viser, at der med UP90/91 og UP92 er taget nogle betydningsfulde skridt mod opfyldelse af målsætningen om 20% CO₂-reduktion år 2005.

Tiden efter år 2000 ligger udenfor den aktuelle planperiode. I beregningerne af CO₂-emissionen for år 2005 er det antaget, at produktionssystemet forbliver uændret i perioden 2000–2005. Figur 1 kan derfor også bruges til at illustrere, at en målsætning om stabilisering af CO₂-emissionen år 2000 på 1990-niveau kan nås med de aktuelle beslutninger. Elforbruget antages at stige med ca. 0,6 TWh i perioden 2000 til 2005 svarende til en stigning på ca. 0,5 mio. ton CO₂. De 0,5 mio. ton CO₂ svarer nogenlunde til forskellen mellem UP92 søjlen og 1988-niveauet i figur 1.



Figur 1. Beregnet CO₂-emissionen for år 2005 svarende til de sidste 4 års beregningsforudsætninger. (CO₂-emissionen fra de fjernvarmeværker, der ombygges til kraftvarme, er fratrukket den beregnede CO₂-emission. Endvidere er den CO₂-emission, som DSB sparer ved elektrificeringen, fratrukket de beregnede CO₂-udledninger fra elsektoren.

Som vist ovenfor eksisterer der en række virkemidler til yderligere CO₂-reduktion. Hvor de første tiltag, der er gjort, anses for at være rimelig omkostningsneutrale, er det vigtigt at understrege, at med de nuværende kendte forudsætninger vil det indebære betydelige meromkostninger for samfundet, når den sidste del af målsætningen om 20% CO₂-reduktion år 2005 skal nås.

Følgende F&U-aktiviteter er derfor i-gangsat for at forbedre mulighederne for at nå CO₂-målsætningen uden at sætte andre samfundsmæssige målsætninger over styr:

- Opgaver vedrørende rationel brug af elektricitet (lokalforsøg vedrørende el-besparelser, måle- og informationsprojekt (Elgård), energibesparelser og ressourceudnyttelse i område 4 m.v.).
- Opgaver vedrørende kul og fyringsteknik. (Undersøgelser vedrørende tryksat kulstøvsforbrænding, undersøgelse vedrørende CO₂-fjernelse m.v.).
- Opgaver vedrørende kraftværksteknik. (Højtemperaturkomponent i kraftværker, forsøg med "avancerede væsker" m.v.).
- Opgaver vedrørende vedvarende energi. (Prøvekørsler med Tjæreborgmøllen, LOCUS-optimerings-edb-program, produktudvikling af vindmølle-

styring, halms fyringstekniske egenskaber, tryksat fluid-bed-forbrænding og bio-brændsler m.v.).

- Opgaver vedrørende brændselsceller m.v.. (Udvikling af fastoxid-brændselscelle, brint som energibærer, ELSAM-SOFC-udviklingsprojekter m.v.).
- Opgaver vedrørende eltransmission og -teknik (supraledning m.v.).

For yderligere detaljer henvises til ELSAMs årsrapport 1991 for Forskning og Udvikling.

Det undersøges endvidere, om det er muligt at afbrænde halm i større mængder i kraftværksenheder.

Endelig er der i samarbejde med ELKRAFT og forsyningsselskaberne i ELSAM- og ELKRAFT-områderne startet et "Least Cost Planning"-projekt, der modtager støtte fra EFs SAVE-program. Resultatet af dette projekt vil kunne give en første indikation af, hvor den rationelle balance ligger mellem de aktiviteter, der skal gennemføres på produktions- og forbrugssiden for at nå en 20% reduktion af CO₂-emissionen år 2005, samt en størrelsesorden af de omkostninger der kræves for at nå dette mål.

2. Forsuring

2.1 Critical Loads (kritiske belastninger)

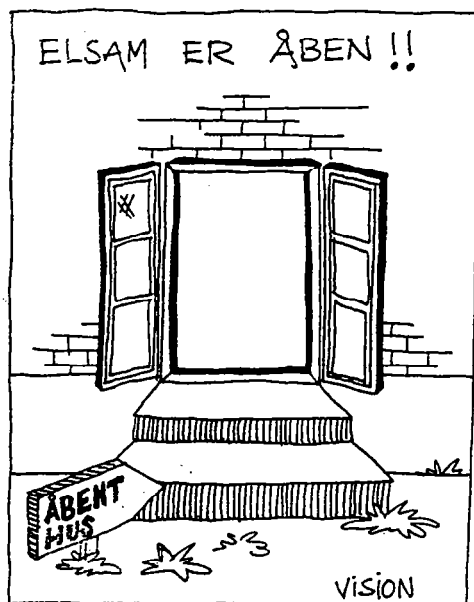
Ved afbrænding af kul og olie på kraftværkerne dannes svovldioxid og kvælstofoxider, som ledes ud gennem skorstenene. I atmosfæren oxideres SO₂ og NO_x til h.h.v. sulfater og nitrater, som deponeres på jorden igen bl.a. i form af svovlsyre og salpetersyre. De heraf følgende forsuringseffekter kan indtræffe tæt ved forureningskilden, men kan også på grund af langtransport i atmosfæren ske meget fjernt fra kilden, - f.eks. i et helt andet land.

Danmark er ligesom andre lande indgået i et internationalt samarbejde for at begrænse den langtrækkende grænseoverskridende luftforurening. En væsentlig del af dette samarbejde foregår i FNs Økonomiske Kommision for Europa (ECE). Under Geneve-konventionen om begrænsning af grænseoverskridende luftforurening er der i ECE-landekredsen underskrevet en protokol om begrænsning af SO₂ og en protokol om begrænsning af NO_x.

SO₂-protokollen (Helsinki-Protokollen), som Danmark har ratificeret, forpligter landene til at reducere deres SO₂-emissioner med mindst 30% i forhold til 1980-niveau inden 1993. NO_x-protokol-

len (Sofia-Protokollen), som Danmark har ratificeret, forpligter landene til at fastfryse deres NO_x -emissioner på 1987-niveau i 1994. Begge protokoller er p.t. under revision, idet de udløber i hhv. 1993 og 1994.

Danmark har sammen med 11 andre europæiske lande undertegnet en deklaration i tilknytning til NO_x -protokollen. Denne deklaration forpligter landene til at nedbringe deres NO_x -emission med ca. 30% så snart som muligt og senest i 1998 i forhold til emissionsniveauet i et af medlemsstaten valgt år mellem 1980 og 1986. En dansk opfyldelse af deklarationen med 1986 som basisår, vil for de danske kraftværker indebære, at NO_x -emissionen nedbringes til 77.000 ton i 1998.



Efter udgivelsen af Brundtlandrapporten: "Vores fælles fremtid" i 1987, blev der i oktober 1988 indledt konkrete drøftelser i

ECE om at tilpasse ECEs arbejde efter princippet om en bæredygtig udvikling. Disse drøftelser medførte blandt andet igangsættelsen af arbejdet med critical loads-konceptet som et alternativ til de p.t. gældende SO_2 - og NO_x -protokoller.

"Critical loads" – på dansk "kritiske belastninger" eller "tålegrænser" for forskellige naturområder – er udtryk for, hvor stor eller lille en forsuringspåvirkning netop dette område kan belastes med gennem længere tid uden at lide varig skade. Der opereres endvidere med begrebet "target loads" – på dansk "miljømål" – der kan ligge under den kritiske belastning, hvis man ønsker en sikkerhedsmargin eller over, hvis man vil tilade en vis ændring af den aktuelle miljøtilstand.

Critical load-konceptet går ud på, at der fastsættes tålegrænser for svovl- og kvælstofforbindelser. Ved hjælp af edb-modeller kan den optimale rensningsstrategi for Europa beregnes på en sådan måde, at SO_2 - og NO_x -depositionerne ikke overskrider de fastsatte critical loads eller target loads.

Ved at sætte ind med miljøforanstaltninger i de lande, hvor effekten er størst, opnås, i forhold til de gamle protokolløsninger med ensartede reduktionsmål, betydelig større miljøforbedringer for den samme sum penge.

2.2 Status for de politiske for-handlinger i ECE

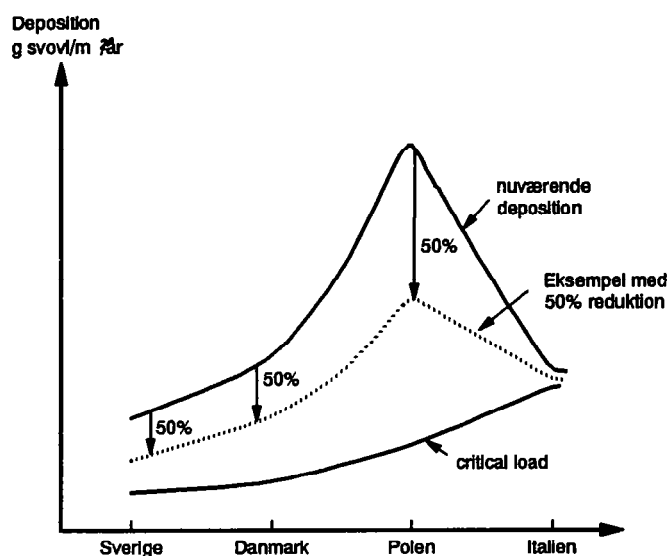
I ECE er der enighed om at forsøge at basere de nye protokoller på critical load-konceptet. Det blev derfor besluttet, at alle de deltagende lande skulle foretage en kortlægning af tålegrænser for svovl- og kvælstofforbindelser.

Arbejdet med kortlægningen koordineres fra et koordinationscenter i Holland. I 1991 blev der udarbejdet et foreløbigt critical load-kort for Europa, hvor Danmark og Sverige begge meldte ud med en critical load på $0,5 \text{ g svovl/m}^2/\text{år}$. Specielt Sveriges foreløbige udmelding betyder for Danmarks vedkommende, at SO_2 -emissionen skal begrænses med op til 90% i forhold til 1980-niveauet.

Beregning af en optimal rensningsstrategi ud fra dette foreløbige kort viser, at selv med en reduktion på 100% (i forhold til 1980-niveau) af de landes emissioner, der påvirker Sverige mest, kan man i nogle områder af Sverige ikke nå ned på den udmeldte critical load.

De økonomiske konsekvenser for de lande, der bl.a. på grund af Sveriges meget følsomme områder skal opfylde disse drastiske reduktionskrav, giver anledning til megen diskussion. Den p.t. usikre situation i østlandene vanskeliggør også forhandlingerne i ECE.

På et forhandlingsmøde i slutningen af august 1992 vil man ved hjælp af forskellige scenarier forsøge at finde frem til "et modificeret critical load-koncept", som medlemslandene kan enes om. En mulighed, der tidligere har været talt om, er, at afstanden mellem de nuværende depositioner i de enkelte områder og deres critical loads overalt reduceres med den samme procentdel. I figur 1 er princippet vist for 4 europæiske landes situation i det tilfælde, hvor afstanden f.eks. vælges at skulle reduceres med 50%.



Figur 1 Illustration af princippet, når afstanden mellem den nuværende deposition og critical load-niveauet reduceres med 50%.

Hvis der kan skabes enighed om ovennævnte koncept, vil man igen være lidt tilbage mod princippet om en ensartet jævn procentvis reduktion. Men i forhold til de gamle protokoller vil målet nu være at nærme sig de forskellige områders tå-

legrænser, idet target loads fastsættes, så hvert område vil få den samme relative forbedring mod det acceptable niveau (critical load-niveauet).

Da det først er i august 1992, næste forhandlingsmøde skal afholdes, og man, som ovenfor nævnt, stadig ikke er enige om den endelige udformning af protokollerne, er det nok meget tvivlsomt, om en ny svovlprotokol kan færdiggøres inden 1993.

2.3 ELSAMs miljøpolitik

Critical load-konceptet er i god overensstemmelse med ELSAMs overordnede miljøpolitik. Denne går ud på at udvikle et beslutningsgrundlag, som på miljøområdet kan føre til, at der skabes en balance mellem omkostninger ved at reducere en given miljøpåvirkning og den miljømæssige gevinst, man opnår ved reduktionen.

For at opnå denne balance er det nødvendigt at øge forståelsen af samspillet mellem en reduktion af de danske SO_2 - og NO_x -emissioner og de miljømæssige konsekvenser i Europa.

ELSAM har derfor anskaffet, og er i gang med at teste, RAINS-programmet, som er et integreret systemanalyseværktøj, der kan beregne optimale europæiske rensningsstrategier ud fra critical load-kon-

ceptet. RAINS er den p.t. mest anvendte model i ECE-regi i forbindelse med forhandlinger om critical load-konceptet.

2.4 ELSAMs strategier på SO_2 - NO_x -området

Som konsekvens af ELSAMs overordnede miljøpolitik etableres SO_2 - og NO_x -reduktionsforanstaltninger således, at kravene i SO_2 - og NO_x -kvotebekendtgørelsen nås på den mest økonomiske måde under hensyntagen til de miljømæssige konsekvenser. Mere konkret vil denne strategi på områderne p.t. indebære:

SO_2 - området

- Afsvovlingsanlæg på nye kulstøvsfyrede enheder på idriftsættelsestidspunktet.
- Etablering af afsvovlingsanlæg på de kulstøvsfyrede enheder over 200 MW, der forventes at få en betydelig benyttelsestid og restlevetid. Afsvovlingsanlægget besluttet sammen med beslutningen om levetidsforlængelse på fortsat kulstøvfyring. Der etableres ikke afsvovlingsanlæg på ældre 250 MW-enheder, der ikke levetidsforlænges.
- Etablering af afsvovlingsanlæg på SHE B3 i 1996.

- Ved langtidsplanlægningen antages det ud fra en samlet økonomisk vurdering, at der indkøbes brændsel med 1,5–2,5% svovl til enheder med afsvovlingsanlæg og 0,75–1,0% svovl til enheder uden afsvovlingsanlæg. (Ved anlæg med meget høj rensningsgrad kan det komme på tale at anvende kul med højere svovlindhold.)
- Der er valgt en brændselsstrategi og lastfordeling, hvor man indfyrrer høj-svovlskul i kraftværksenheder med afsvovlingsanlæg. Dette medfører, at de pågældende enheder får en lavere brændselsomkostning og dermed også en højere benyttelsestid i den økonomiske lastfordeling.
- Valg af afsvovlingsanlæg som giver optimal afsætning og minimum deponering af restprodukter.

(Rækkefølgen afspejler ikke en prioritering).

NO_x-området

- Lav-NO_x-fyring på næsten alle enheder større end 200 MW.
- DeNO_x-anlæg på nye kulstøvsfyrede enheder der idriftsættes efter 1992.
- SCR-anlæg på SHE B3, MKS B3 og MKS B4.

- SCR-anlæg eller SNR-anlæg på de kulstøvsfyrede enheder større end 200 MW svarende til NO_x-målene. DeNO_x-anlæggene etableres typisk i forbindelse med levetidsforlængelsen.

2.5 ELSAMs planer for reduktion af SO₂- og NO_x-emissioner

Etablerede samt planlagte SO₂- og NO_x-reduktionsforanstaltninger er vist i tabel 1 og 2.

I figur 2 vises ELSAM-områdets SO₂-emissioner (korrigeret for udlandsudveksling) fra 1983 og frem til 1991 samt SO₂-prognosen frem til år 2000. I figur 3 er NO_x-emissionerne vist fra 1987 og frem til 1991 (korrigeret for udlandsudveksling) samt NO_x-prognosen frem til år 2000.

År	Enhed	MW	Type	Status
1989	MKS B3	350	Tørprodukt	I drift
1990	MKS B4	350	Tørprodukt	I drift
1991	FVO B7	385	Tørprodukt	I drift
1991	NEV B2	295	SNOX	I drift
1992	VKE B3	370	Gips	Bygges
1996	SHE B3	600	?	Planlagt
1998	NJV B1	385	?	Vedtaget
1999	VKE B2	245	?	Mulighed

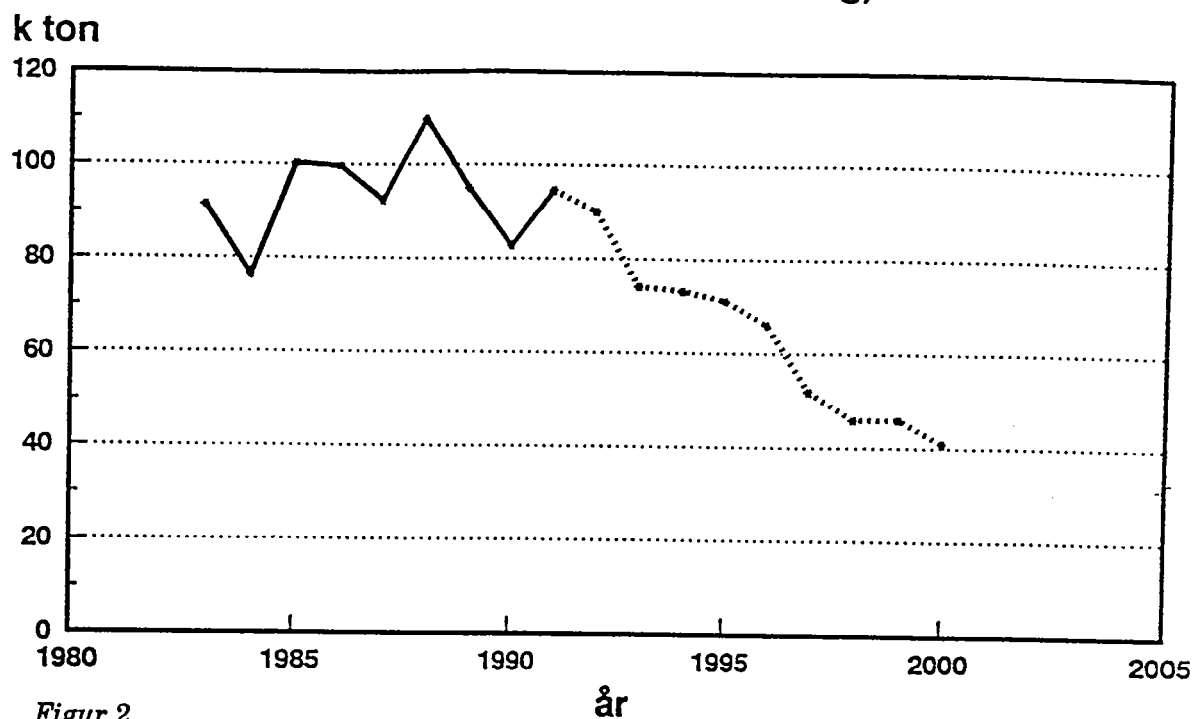
Tabel 1: Oversigt over idriftsatte samt planlagte afsvovlingsanlæg på enheder i ELSAM-området.

År	Enhed	MW	Type	Status
1986	NK B1	269	LNF	I drift
1987	NEV B2	295	LNF	I drift
1991	FVO B7	385	LNF	I drift
1991	NEV B2	295	SNOX	I drift
1992	VKE B3	370	LNF	Bygges
1992	SHE B3	600	LNF	Vedtaget
1993	MKS B4	350	LNF	Vedtaget
1993	MKS B3	350	LNF	Vedtaget
1996	SHE B3	600	SCR	Planlagt
1997	SVS B3	395	LNF	Vedtaget
1998	MKS B3	350	SCR	Mulighed
1998	NJV B1	385	LNF + SCR	Vedtaget
1999	MKS B4	350	SCR	Mulighed

Tabel 2: Oversigt over idriftsatte samt planlagte NO_x-foranstaltninger på enheder i ELSAM-området.

SO₂-emissioner i ELSAM

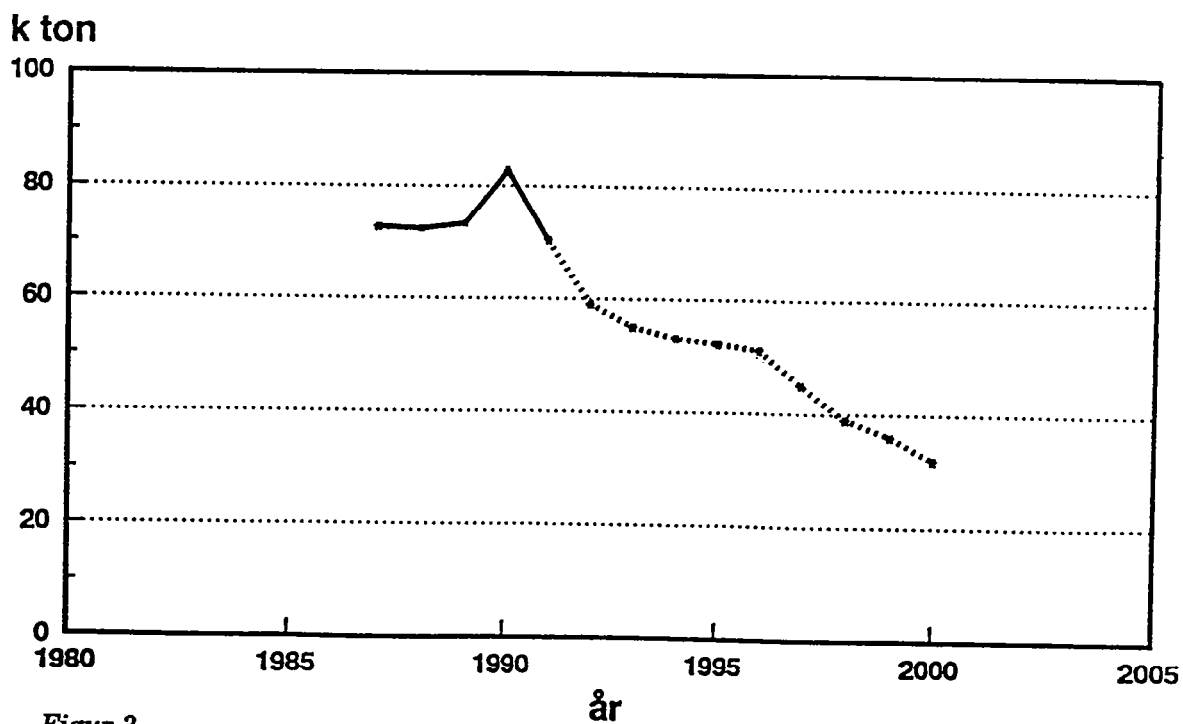
(korrigeret for udlandsudveksling)



Figur 2

NO_x-emissioner i ELSAM

(korrigeret for udlandsudveksling)



Figur 3

Jysk-fynsk elefterspørgsel – kraftværkernes markedsandel

Jysk-fynsk elefterspørgsel – og kraftværkernes markedsandel

0 Sammenfatning	41
1. Elbesparelser	42
1.1 Grundlag: Integreret planlægning	
1.2 ELSAMs Distributionsudvalg	
1.3 Fra principper til praktisk planlægning	
1.4 UP90/91s sparemål: 80 mio. kr. pr. år	
1.5 Hvad blev nået i 1991?	
1.6 Videreudvikling af forbrugerrådgivningen	
1.7 Skal elsparemålene justeres?	
1.8 EL-spareforudsætningerne i UP92	
1.9 Folketingets dagsorden af 10. marts 1992	
1.10 EF-SAVE-projektet: Integreret planlægning ("Least Cost Planning")	
2. Produktion, som ikke går gennem kraftværksselskaberne	54
2.1 Udvidelsesplanens <i>produktionsside</i> og forbrugsside	
2.2 Privat vindkraft	
2.3 Decentral kraftvarme mv.	
2.4 Anden privat produktion	
2.5 Registrering	
2.6 Indflydelse på maksimalbelastning ab værk	
3. Planlægning i et konkurrencemarked byder på nye udfordringer	58
4. Elforbrugets aktuelle udvikling	59
5. Samfundsudviklingen	61
5.1 Konjunktursituationen	
5.2 Konjunkturfremskrivning	
6. Elpriser og afgifter	62

7. DSB	62
8. Prognoser for elforbrugets udvikling	63
8.1 Formelle prognosemodeller for energi	
8.2 Belastningsfremskrivning (kraftværkernes maksimalbelastning)	
8.3 UP92-fremskrivninger	
8.4 Diskussion med myndighederne om elprognosen	
8.5 Lag for lag høvles der af elforbrugets vækst af værk	
8.6 Kan man stole på elprognosen?	

Jysk-fynsk elefterspørgsel

- og kraftværkernes markedsandel

0. Sammenfatning

Den jysk-fynske elforsynings satsning på effektiv anvendelse af energien ude i forbrugsleddet fortsættes og udbygges. Elspareindsatsen dimensioneres efter principperne for "integreret planlægning" (også kaldet "Least Cost Planning"), som kort fortalt bygger på udsagnet:

- Elsystemet bør ikke udbygges med produktionskapacitet, hvis der kan påvises besparelsmuligheder med bedre økonomi.

Senest trænger hensynet til konkurrence i EFs indre marked sig mere og mere på. Integreret planlægning og konkurrence kan forekomme som modsat rettede tendenser; men er det ikke nødvendigvis. Det ser man, hvis man drejer udsagnet lidt:

- Der bør ikke beslaglægges produktionskapacitet til dækning af indenlandsk elforbrug, hvis der er bedre økonomi i elbesparelser og frigørelse af kapaciteten til eksport.

I UP90/91 blev der sat det mål for forbrugerrådgivningen, at aktiviteten skulle foregå inden for en ramme af størrelsesordenen ½ øre pr. kWh beregnet ud fra det samlede jysk-fynske elforbrug -

svarende til ca. 80 mio. kr. pr. år - med udsigt til at nå et årligt besparelsesniveau af størrelsesordenen 1 TWh før årtusindeskiftet (1998). Besparelserne vokser successivt og bliver senere endnu større. Mange jysk-fynske distributionsselskaber har siden da lagt den nævnte udgiftsramme til grund for tilrettelæggelsen af deres energirådgivning.

Ideen om at spare 1 TWh var ambitiøs - og måske for ambitiøs i følge grundige efterfølgende vurderinger. Det kunne derfor være nærliggende at udsætte målopfyldelsen nogle år. Med Folketingets vedtagelse af CO₂-lovene stilles der i midlertid investeringstilskud til energibesparelser af størrelsesordenen 100 - 200 mio. kr pr. år i udsigt. Med dette øgede incitament er det besluttet at basere UP92 på samme forudsætninger mht. elbesparelser som UP90/91.

Det forventede bebov for elleverancer gennem kraftværkerne (ELSAM ab værk) er lidt lavere i UP92 end i UP90/91. Forskellen vokser til ca. 700 GWh pr. år i 1998 (3%). Årsagerne skal søges i den aktuelle udvikling i elforbruget, konjunkturfremskrivningerne og virkningerne af CO₂-lovene, som eksempelvis betyder øget incitament til elproduktion uden for ELSAM-systemet. I modsat retning trækker DSBs fremrykkede elektrificering af fjernbanerne.

1. Elbesparelser

1.1 Grundlag: Integreret planlægning

I ELSAMs udvidelsesplan 1988 formuleredes en strategi for den jysk-fynske elforsynings arbejde for at gøre brugen af energi så rationel som muligt. Strategien præciseres og uddybes i bilagsrapporten til UP88:

"Elbesparelser, elementer af en strategi".

- Det vigtigste indsatsområde er fremme af rentable elbesparelser.

Vedtagelsen af denne strategi i 1988 betyder, at ELSAM bygger sin planlægning på principperne for "integreret planlægning" baseret på en samfundsøkonomisk balance mellem indsatsen på produktionssiden og på forbrugssiden".



Metoden, der i udlandet kaldes "Least Cost Planning", er i dag ved lov pålagt flertallet af elselskaberne i USA. I vore nærmere omgivelser indgår lignende bestemmelser bl.a. i den nye norske ellov, ligesom EF-Kommissionen viser sagen interesse.

Udgangspunktet er altså, at

ELSAMs planlægning omfatter "Least Cost Planning" principperne tilpasset danske forhold.

1.2 ELSAMs Distributionsudvalg

Det var i forbindelse med formuleringen af denne strategi, at ELSAMs Distributionsudvalg blev dannet.

Udvalget har siden vist sig uundværligt som bærer af ansvaret for opfølgningen af strategien på forbrugssiden.

1.3 Fra principper til praktisk planlægning

F&U-program

Strategiens vedtagelse gav starten til et omfattende F&U-program. Indtil nu er der iværksat 20 projekter inden for området, hvoraf 6 er afsluttet. Programmet baseres på bevillinger fra ELSAMs be-

styrelse inden for en budgetramme på 8 mio. kr. årligt.

UP89: Økonomiske analysemetoder og kampagner

Principperne er gradvis udviklet til den praktiske planlægning i de efterfølgende udvidelsesplaner.

I en bilagsrapport til UP89:

"Planlægning på efterspørgsels-siden"

udvikles beregningsmetoder til dimensionering af tiltag på forbrugssiden. Et af regneeksemplerne angik en kampagne til fremme af el-sparepærernes markedsgennembrud. På dette grundlag har ELSAM siden gennemført to store kampagner til henholdsvis 9 og 6 mio. kr. Kampagnerne har sikret et salg af el-sparepærer, der målt i forhold til forbrugerantallet er det største i verden, og samtidig har de medvirket til en halvering af pærernes pris i detailhandel. I sammenhængen her er det vigtigt at konstatere, at kampagnerne således nøje er planlagt og dimensioneret ud fra principperne for *integreret planlægning*. Gennem kampagnernes opfølgende markedsedsanalyser er det vist, at kampagnerne er egnede som middel til holdningspåvirkning, ligesom markedsanalyserne viser, at 80-90% af forbrugerne mener, elværkerne skal varetage opgaver af denne karakter.

Fortsat bred holdningspåvirkning er nødvendig, hvis elspareindsatsen skal føre til synlige resultater. Nye kampagner er under forberedelse. Integreret planlægning vil også blive dimensionerende for disse.

UP90/91: Mål for spareindsatsen

Mens UP89 således fokuserede på beregningsprincipperne, så var UP90/91 koncentreret om en påkrævet præcisering af den *integrerede planlægnings* definitioner omkring elbesparelserne. Der indførtes tre kategorier af elbesparelser:



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

- Der er tale om besparelser, som allerede i flere år har påvirket elforbrugs-

udviklingen. 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,
 - beslutningsveje og
 - lovgivningsmæssige grundlag

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

C. Elbesparelser under modning:

- I planlægningsprognoserne 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**.

Definitionerne er uddybet i teksten om "efterspørgsel" i UP90/91.

På basis af disse definitioner var der skabt det formelle grundlag for håndteringen af elbesparelserne i udbygningsplanens elforbrugsprognoser. I konsekvens heraf mandede UP90/91 ud i formuleringen af konkrete mål for indsatsen på elspareområdet, således som det omtales i afsnit 1.4.

Dansk elforsynings "Least Cost Planning" – projekt (EF-SAVE)

Mål skal have indhold. For elværkernes indsats på forbrugssiden kan dette krav kun delvis opfyldes på nuværende tidspunkt, eftersom sagen er omfattende og kompliceret. Meget af diskussionen har hidtil drejet sig om principper og enkelt-sager. I foråret 1992 har den samlede danske elforsyning derfor skønnet, at der er behov for at opstille samlende og operative beregningsværktøjer for en systematisk brug af *integreret planlægning*.

Til dette formål har dansk elforsyning formuleret et fælles demonstrationsprojekt om "Least Cost Planning". Projektet, der nøjere omtales i afsnit 1.10, har opnået støtte fra EFs såkaldte "SAVE-Program".

1.4 UP90/91s sparemål: 80 mio. kr. pr. år

- hen mod år 2000 nærmer besparelserne sig 1 Twh pr. år

UP90/91:

"Det anslås, at der sidst i 1990'erne skulle være mulighed for at nå et mål omkring 1 TWh i årlig besparelse. Målet er ambitiøst og nås næppe, medmindre der satses i betragtelig grad på området. Den nødvendige økonomiske ramme for rådgivningsindsatsen vurderes til størrelsesordenen ½ øre pr. kWh - beregnet ud fra det samlede jysk-fynske elforbrug - svarende til ca. 80 mio. kr. pr. år. De fleste elbesparelser vil være permanente, når de først én gang er opnået".

1.5 Hvad blev nået i 1991?

- Den første store kampagne blev gennemført i vinteren 1990/91. Ud fra salgsstatistikken for el-spærelamper kan det beregnes, at der er opnået besparelser af størrelsesordenen 35 GWh.

- Ud fra energirådgivernes indberetninger om rådgivningssager til DEFU beregnes, at elforsyningens rådgivere i 1991 har påvist konkrete og rentable elsparemuligheder i jysk-fynsk erhvervsliv og institutioner på tilsammen 20 GWh (tilbagebetalingstid: ca. 2 år). Næppe alle sager er indberettet, så man må tro, at der totalt er påvist besparelser på 30-40 GWh. Ud fra nogle få stikprøver anslås, at de gennemførte spareprojekter udgør ca. 10 GWh (8-15 GWh). Der er tale om besparelser gennem omformning af eksisterende udstyr ("her-og-nu" besparelser).

- Husholdningskonsulenterne har givet boligforbrugerne rådgivning om energieffektive husholdningsapparater. Denne rådgivning er støttet af brochurerne: "energispærepile" med tilhørende kampagner. UP90/91s sparemål for disse aktiviteter i 1991 var sat til 13 GWh. Den faktiske besparelse er ikke opgjort.

1.6 Videreudvikling af forbrugerrådgivningen

Elselskabernes energirådgivning til de større forbrugere er siden 1986 blevet stadig mere udbygget. Der er flere steder etableret et rådgivningssamarbejde med henblik på at styrke den faglige ekspertise, som er en meget vigtig del i rådgivningen. Samarbejdet foregår ved, at man

– enten etablerer regionale rådgivningscentre – eller indgår aftaler om fælles udnyttelse af energirådgivere. I tilknytning til energirådgivningen er der flere steder etableret "energibutikker" og demonstrationslokaler, hvor der rådgives omkring el, vand, varme, husholdningsapparater og storkøkkener.

Erhvervsrådgivningens organisering

På området for energirådgivning til erhvervsvirksomheder er der således igangsat og under etablering 5 rådgivningscentre i Midtkraftområdet. På Fyn er der etableret et fælles rådgivningscenter, som i fællesskab med de lokale elselskaber skal udføre rådgivning til de større virksomheder. I Vestkraftområdet er den hidtidige ordning med fælles rådgivere i Vestkraftregi udbygget yderligere. I Nordjylland og i Skærbækværkets område har man etableret et formelt samarbejde omkring rådgivningen. For sidstnævnte vedkommende arbejdes der med planer om et tættere samarbejde mellem grupper af selskaber.

Omfanget af erhvervsrådgivningen

I flere regionale områder er der foretaget beregninger over det fremtidige antal energirådgivere, hvis forbrugere over 100.000 kWh/år skal tilbydes energirådgivning hvert 5. år. Ud fra disse skøn

vurderes det, at der i det jysk-fynske område vil være behov for omkring 70-100 fuldtids energirådgivere.

Ved Distributionsudvalgets spørgerunde i oktober 1990 blev antallet af energirådgivere opgjort til 52 – svarende til 27 fuldtids energirådgivere. Bag skønnet over det fremtidige antal rådgivere ligger en vurdering, som peger på, at virksomhederne vil være indstillede på at gennemføre besparelsesprojekter, der i gennemsnit kan give elbesparelser på 6-8% for erhvervssektoren som helhed (1998). Det skønnes, at der vil være rentable besparelsmuligheder på ca. 15% (jf. afsnit 1.8 og bilag 1). Besparelserne vedrører forbedringer af det nuværende produktionsudstyr ("her-og-nu" besparelser) og nyanskaffelser.

Af mange forskellige årsager kan ikke alle rentable besparelsesforslag blive realiseret. Der vil altid være virksomheder, som ikke finder det anstrengelserne værd, eller de har meget stramme rentabilitetskrav. Derudover vil ikke alle besparelsmuligheder blive identificeret, da rådgivningen aldrig kan blive fuldt ud dækkende. Det gælder i særlig grad for de utallige små virksomheder i handel, service og landbrug.

Koncept for ensartet, landsdækkende erhvervsrådgivning

Den ydelse, som elselskaberne yder i energirådgivningen, er nu beskrevet i et koncept for energirådgivningen.

Konceptet er udført i DEF-regi og foreligger i form af den udarbejdede "Håndbog for energirådgivning." Håndbogen indeholder metoder, som anbefales brugt for at gøre elselskabernes rådgivning mere ensartet og for at hjælpe energirådgiveren til at prioritere sin rådgivning, således at der realiseres så store besparelser som muligt. Der er i håndbogen angivet anbefalede tidsforbrug til rådgivningen med henblik på et rimeligt forhold mellem de forventede besparelser og tidsforbruget.

Med udgangspunkt i håndbogen har Distributionsudvalget igangsat et F&U-projekt, der har til formål at afprøve håndbogens metoder og anbefalinger. Afprøvningen foregår på 6 udvalgte virksomheder inden for forskellige størrelser og brancher. Projektet betales af distributionselskaberne og ELSAM (Distributionsudvalgets F&U-midler).

Distributionsudvalgets koordinationsudvalg for jysk-fynsk energirådgivning

ELSAMs distributionsudvalg har nedsat et nyt underudvalg: Koordinationsudval-

get for jysk-fynsk energirådgivning. Udvalget har til opgave at videreudvikle energirådgivningen i det jysk-fynske område. Udvalget arbejder bl.a. på at konkretisere og omsætte sparemålene for bedre at kunne vurdere de midler, der skal tilvejebringes i form af rådgivningsindsats. Udvalget arbejder også med planer for et samlende jysk-fynsk formidlingscenter for energirådgivningen. Centrets opgaver vil skulle ses i sammenhæng med etableringen af regionale rådgivningscentre og den nyetablerede faggruppe for energiteknologi hos DEFU, som finansieres af en rammebevilling fra ELKRAFT og ELSAM.

CO₂-lovene, Energisyn og registrering af energirådgivere

En af de kommende opgaver bliver at få elselskabernes energirådgivning til at hænge sammen med "energisynet". Dette energisyn er en forudsætning for, at visse virksomheder kan få tilskud til hel eller delvis betaling af CO₂-afgift. Energistyrelsen har etableret en registreringsordning for "energisynskonsulenter", som er autoriserede til at godkende, om den enkelte virksomhed er berettiget til at få afgiftstilskud. Virksomhederne skal derfor gennemgå et energisyn. I dette "syn" er virksomhedens elforbrug et væsentligt element. Elselskabernes rådgivningstilbud, som det hidtil er udført, svarer derfor på mange måder til eldelen i et energisyn.

Hvis elselskaberne skal justere/tilrette den almindelige rådgivningsrapport, så den kan bruges direkte i energisynsrapporten, må det påregnes, at dette arbejde kun vil kunne ske mod betaling fra virksomheden. En række elselskaber vil formentlig lade deres energirådgivere registrere med henblik på selv at kunne udføre det samlede energisyn.

Elselskaberne ønsker, at energisynet skal ses som en forlængelse af elselskabernes energirådgivning; men energisynet udføres alene med henblik på afgiftstilskud. Elselskabernes rådgivning har som sit primære mål, at virksomhederne realiserer rentable besparelsesforslag. Hvorvidt samspillet mellem energisynsordningen og energirådgivningen vil lykkes, afhænger meget af den endelige udformning af energisynet. De afgørende muligheder for at realisere nogle af besparelsesforslagene, vil imidlertid især afhænge af den tilskudsordning til energibesparende foranstaltninger, som Energistyrelsen arbejder med. Endnu er det vanskeligt at vurdere effekten af en sådan tilskudsordning; men en tilskudsramme omkring 200 mio. kr. på årsbasis vil være et kraftigt virkemiddel.

På det offentlige område arbejder Energistyrelsen i samarbejde med elselskaberne på at udforme en energistyringskonsulentordning, som er rettet mod statens område samt handel- og servicesektoren.

På kort sigt vil det være en stor opgave for elselskaberne at uddanne tilstrækkeligt mange nye energirådgivere, og samtidigt dokumentere resultater fra rådgivningsindsatsen i form af realiserede besparelser i virksomhederne.

1.7 Skal elsparemålene justeres?

I afsnit 1.5 blev de opnåede resultater i 1991 skitseret. Hvis dette sammenlignes med målene i afsnit 1.4, får man et billede af, hvilken vanskelig opgave elforsyningen står overfor. Man kan sige, at elbesparelser er lette at skitsere i rapporter og udredninger; men uanset hvor mange udredninger, der skrives, afstedkommer det ingen elbesparelser. Sagens kerne er, at elbesparelserne bestemmes af over 2 mio. beslutningstageres frie forbrugsvalg alene i Jylland/Fyn og styres bl.a. af sædvanlige markeds kræfter. Den tunge og kostbare del af spareindsatsen er det praktiske arbejde ude blandt forbrugerne samlet i grupper eller individuelt. Uanset hvor god samfundsøkonomien er, så er det den enkeltes holdninger, livsværdier og privatøkonomi (selskabsøkonomi), der skal arbejdes med i de konkrete sager. Det koster.

Mange selskaber har taget udgangspunkt i den omtalte ½ øre pr. kWh som et mål for indsatsen. Man kan derfor gætte, at indsatsen i sig selv ikke ligger så langt fra målet i UP90/91.

I UP90/91 forudsattes det, at besparelserne via rådgivning når ca. 1 TWh pr. år (ab værk) sidst i 1990'erne (konkret: 1998).

Specielt for energirådgivningen til erhvervslivet er der langt igen. Der mangler så meget, at man fristes til at skyde målet nogle år – for at gøre det realistisk. De realiserede besparelser skal beløbe sig til ca. 100 GWh pr. år, hvis målet fastholdes. "Her-og-nu" besparelserne ved omformning af eksisterende produktionsudstyr er opgjort til 10 GWh, men her-og-nu besparelserne udgør heldigvis kun en del af de samlede besparelser. Der skal yderligere tillægges besparelserne ved nyanskaffelser af proces- og installationsudstyr (jf. afsnit 1.8), som det imidlertid er vanskeligere at måle konkret. Givet er det dog, at de to poster tilsammen kun udgør en brøkdel af de skitserede 100 GWh i 1991.

Måske er det ikke så mærkeligt. En meget stor del af rådgivernes indsats i 1991 har været reserveret til opbygningen af den nye aktivitet – dvs. organisering i selskaberne, organisering i regioner og etablering af samarbejde med naboselskaber, markedsoverblik, konceptudarbejdelse, arbejdsbeskrivelser, arbejdstilrettelæggelse, ansættelse og indslusning af mange nye medarbejdere og sidst, men ikke mindst, uddannelse. Der kan ventes klarere resultater, når opbygningen af aktiviteten kommer ind i faste gænger i

løbet af nogle år.

Hertil kommer vedtagelsen af CO₂-love. Hvis det lykkes at få en del af statens tilskudsmidler på i alt 200 mio. kr. til at fungere i forlængelse af elværksrådgivningen – eksempelvis i form af investeringstilskud, der er afstemt efter det udarbejdede rådgivningskoncept (jf. afsnit 1.6) – kan der blive tale om en særdeles mærkbar styrkelse af aktiviteten. Realiseringsgraden ("acceptansen") i forhold til påviste sparemuligheder vil blive hævet. Realiseringsgraden ligger i dag typisk på kun 30%.

- På baggrund af forventningen om en styrket aktivitet er det derfor besluttet at fastholde sparemålene fra UP90/91 ved udarbejdelsen af elprognosen.

1.8 EL-spareforudsætningerne i UP92

– Elbesparelser af kategori B

Erhvervsrådgivningen

Forudsætningerne i UP90/91 var baseret på resultaterne fra en serie F&U-projekter. Desuden kunne man bygge på indhøstede – begrænsede – erfaringer fra elværkernes energirådgivning. Energirådgivere havde gennem deres arbejde i markedet opnået et vist indblik i, hvilke resultater der var inden for rækkevidde i de forskellige kategorier af forbrugere.

Specielt på det sidst område foreligger der i dag et forbedret grundlag i form af et langt større antal rådgivningssager og en database, som er opbygget hos DEFU ved indberetning fra rådgiverne.

Derfor er det økonomisk rentable sparepotentiales fordeling på forbrugskategorierne og realiseringssgraden ("acceptansen") revurderet. Desuden har det vist sig nødvendigt at opdele besparelserne i "her-og-nu" besparelser og besparelser ved nyanskaffelser:

a. Her-og-nu besparelser:

Der er tale om besparelser, som er så rentable, at det er lønsomt at ændre på eksisterende proces- og installationsudstyr. Det er disse elspareforslag, som gennemgås i rådgivningsrapporterne til virksomhederne.

b. EL-effektivisering ved nyanskaffelser:

Ud over her-og-nu besparelserne, er der yderligere sparemuligheder, som imidlertid kun er rentable, hvis de udnyttes i forbindelse med nyinvesteringer (som i øvrigt foretages af helt andre årsager – såsom produktionsudvidelse, slid, teknisk forældelse mv.). Rådgiverne er med til at rette virksomhedsledernes opmærksomhed mod disse muligheder; men udstyrets udskiftningstakt begrænser den hast, hvorved besparelserne kan komme til praktisk udførelse. Det overvejes at udarbejde et

koncept, som kan medvirke til en systematisering også af denne del af rådgivningen.

Det er alene "her-og-nu" besparelserne, det hidtil har været muligt at skaffe overblik over i DEFUs database. For nyanskaffelser foreligger der endnu ikke forslag til, hvordan resultatopfølgningen kan finde sted.

I bilag 1 vises skematisk, hvordan UP92-forudsætningerne for elbesparelser via erhvervsrådgivning er udregnet (kategori B besparelser).

Resultat opgjort an forbruger i GWh for Jylland/Fyn (1998):

	Industri	Handel og Service	Offentlige	Landbrug	I alt
Her-og-nu besparelser	294	80	154	34	562
Effektivisering ved nyanskaffelser	169	28	29	26	252
I alt	463	108	183	60	814
Sml. UP90/91	(475)	(88)	(174)	(74)	(811)

Boligbelysning

I bilag 2 vises, hvilke besparelser der er fratrasket i UP92 i kraft af den stigende udbredelse af el-sparepærer. De indregnede besparelser er en anelse mindre end i UP90/91. Dette bygger på det markedskendskab, som er opbygget gennem de to sparekampagner. De angivne besparelser må betegnes som absolut realistiske.

Rådgivning om husholdningsapparater, mærkning og normer

Bemærkningerne i UP90/91 om dette område er fortsat fuldt gyldige, og prognoseforudsætningerne er uændrede.

Samlet besparelser an forbruger af kategori B i UP92

Bilag 3 viser de samlede besparelser, som er fastsat i ovenstående afsnit.

1.9 Folketingets dagsorden af 10. marts 1992

Folketinget vedtog den 10. marts 1992 følgende formulering:

"Folketinget henstiller til energiministeren,

- at energiministeren med udgangspunkt i målsætningen i Energi 2000 pålægger de enkelte elselskaber at opstille konkrete målsætninger for elbesparelser, således at der løbende kan foretages en bedømmelse af målopfyldeisen".*

Som det turde fremgå af ovenstående gennemgang af jysk-fynske elselskabers indsats på elspareområdet, indebærer denne formulering ikke et brud i det arbejde, som er under tilrettelæggelse. De fleste selskaber kan derfor ventes at gå positivt ind i et samspil med energiministeren med henblik på at efterleve dagsordenen.

Dette betyder dog ikke, at dagsordenens ordlyd er problemfri. Det er således uklart om pålæg om elbesparelser rettes til de enkelte distributionsselskaber. Det er videre usikkert, hvilken hjemmel ministeren vil bruge for at pålægge elselskaberne en opgave som den skitserede? Distributionsselskaberne er suveræne hver især.

Endelig er der den vigtige diskussion:

- Skal dagsordenens målsætning rette sig mod (fiktive) reduktionsmål i forhold til, hvordan elforbruget ellers ville have udviklet sig?

eller

- Går målsætningen på konkrete aktivitetsplaner med angivelse af anvendte ressourcer, målgrupper mv.?

En anden del af dagsordenen omhandler i øvrigt CO₂-reduktionerne. Elbesparelser er formodentlig en uundværlig del af en økonomisk optimeret strategi for reduktion af CO₂-udslippet.

1.10 EF-SAVE-projektet: Integreret planlægning ("Least Cost-Planning")

I afsnit 1.1.3 omtaltes dansk elforsyning "Least Cost Planning"-projekt.

Formålet: Hvor langt kan og vil man nå på forbrugssiden

"Least Cost planning" har til formål kvantitativt at knytte bånd mellem sparemål, konkrete aktiviteter på forbrugssiden og de tilhørende behov for økonomiske ressourcer og andre ressourcer. Desuden skaffes overblik over, hvem der er ydende, og hvem der er nydende aktører. Kerne er, at indsatsen måles i forhold til det, som kan nås økonomisk og miljømæssigt ved alternativ satsning på produktionssiden. Dermed giver projektet en rettesnor til bedømmelse af, hvor langt man kan nå afhængigt af de rammer, som samfundet og elforsyningen selv sætter for elforsyningens virksomhed.

I forlængelse af diskussionen i afsnit 1.9 om Folketingets dagsorden af 10. marts får projektet øget aktualitet i forhold til situationen, som den forelå, da det besluttedes at formulere et projekt. Elværkerne kan beslutte mål for elspareindsatsen i form af aktivitetsplaner og ressourceforbrug. Det har mindre mening at sætte faste mål for det antal kWh, som skal spares:

Elbesparelser i form af sparede kWh er ikke en beslutningsparameter. Det er indsatsen, der er beslutningsparameteren.

Projektet har klare afgrænsninger

Projektet har til formål at tilvejebringe værktøjer og belyse metoder. Det skal *ikke* formulere planer. Derved skulle projektet undgå en konflikt med gældende beslutningsveje. Da EF medfinansierer projektet, er det et krav, at projektet foregår i fuld åbenhed. Ud fra kommercielle hensyn har det derfor også været ønsket at indføre afgrænsningen af projektet. Endelig må det erkendes, at projektet egentlig forudsætter et dybere kendskab til elforbruget og elforbrugernes adfærd og beslutninger, end der reelt foreligger i dag. Projektet vil afsløre, hvilke forudsætninger der er kritiske, og hvor man derfor må søge sikker viden, før regneeksemplerne eventuelt bør få mere vidtgående konsekvenser.

Hvad er "Least Cost Planning"?

"Least Cost Planning" – eller bedre *integreret ressourceplanlægning* – svarer i vid udstrækning til det, der i ELSAMs planlægning siden 1988 har været kaldt "Planlægning ud fra en samfundsøkonomisk balance mellem aktiviteterne på produktionssiden og forbrugssiden".

Det drejer sig altså om grundprincippet:

- Elsystemet bør ikke udbygges med produktionskapacitet, hvis der kan påvises besparelsesmuligheder med bedre økonomi.

Hvor enkelt "Least Cost Planning" end måtte lyde i denne udformning, så kræver det overordentligt meget arbejde at overbevise sig om, at man rent faktisk efterlever målsætningen.

Organisation

Projektet skal ledes af en styregruppe med repræsentanter fra

- I/S ELSAM
- ELKRAFT, A.m.b.A.
- ELSAMs Distributionsudvalg
- Sjællandssamarbejdet (De fire store sjællandske distributionsselskaber)

ELSAM er tiltænkt formandskabet i styregruppen.

Beslutningen træffes i ELSAMs bestyrelse

Bortset fra finansieringstilskuddet fra EF, så er der truffet en foreløbig principbeslutning om, at deltagerne finansierer projektet ved at dække udgifterne til egen arbejdskraft. Vest for Storebælt påtænkes

det imidlertid at formulere projektet som et normalt F&U-projekt inden for Distributionsudvalgets budget, således at den endelige beslutning om projektets gennemførelse træffes i ELSAMs bestyrelse. Tilsvarende overvejelser gør man sig på Sjælland. Det vurderes, at denne beslutningsvej for projektet vil være den korrekte, og det vil skabe gode rammer for et effektivt projekt.

2. Produktion, som ikke går gennem kraftværksselskaberne

2.1 Udvidelsesplanens *produktionsside* og *forbrugsside*

ELSAM registrerer samtlige leverancer af el, som leveres gennem kraftværkerne. Det drejer sig om udlandshandel, de kraftværksejede primære og sekundære værker, kraftværksejede vindmølleparker samt større private decentrale kraftvarmeværker. Alle disse leverancer indgår på *produktionssiden* i ELSAMs udvidelsesplaner, og det er disse leverancer og *kun disse*, der indgår i de opgørelser, som nedenfor betegnes som "ELSAM ab værk".

I de senere år har produktion, som ikke leveres gennem kraftværkerne, fået nogen betydning. Størsteparten af denne pro-

duktion leveres ind på distributionsselskabernes net – dvs. distributionsselskaberne aflaster sig overfor kraftværkerne. Da disse leverancer er i hastig vækst – og formodentlig fortsat vil vokse hen gennem 1990'erne – følger kraftværkernes leverancer ikke længere nøjagtigt med det elforbrug, som opgøres ude ved forbrugerne. Væksten i det endelige elforbrug bliver derved større end væksten i leverancerne ELSAM ab værk.

Disse forhold er illustreret i figur 1.

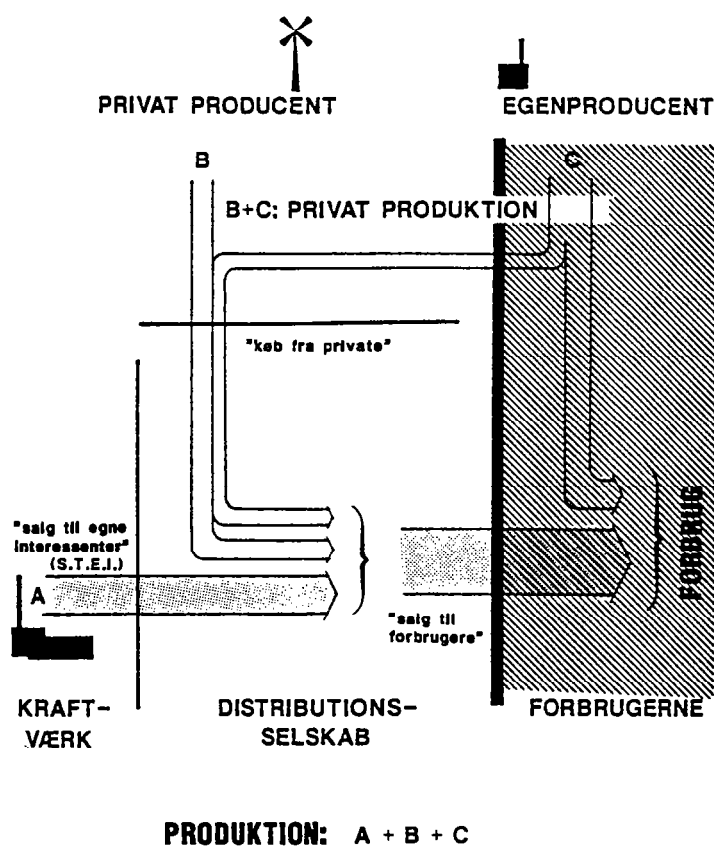
I dag er det frem for alt de enkeltstående vindmøller og de private vindmølleparker, som aflaster distributionsselskaberne overfor kraftværkerne; men desuden er en lang række små decentrale kraftvarmeværker på vej. Endelig er der tale om ca. 10 gamle, større industrielle egenproducenter, som traditionelt har solgt deres overskudsproduktion til distributionsselskaberne. Et par af disse (Novopan og Kommunekemi) har for nylig ændret deres afregningsform, således at de nu sælger hele deres produktion til kraftværkerne. Produktionen er dermed overgået til at blive en del af leverancerne ELSAM ab værk.

Alt i alt er der tale om et stort antal små producenter, og i kraft af deres antal får deres relationer til elforsyningen lidt samme karakter som relationerne til forbrugerne i øvrigt.

I sammenhæng med udvidelsesplanen er det derfor valgt at håndtere alle disse småproducenter som en del af *forbrugs-siden*. Billedligt talt kan man opfatte deres produktion som "negativt forbrug".

I bilag 4 er vist en samlet oversigt over den produktion, som indgår i prognoserne på *forbrugssiden* i UP92. I det følgende gennemgås produktionsformerne en efter en.

PRODUKTION OG FORBRUG forskellige snit



Figur 1. Elleverancerne via kraftværkerne (S.T.E.I. og ELSAM ab værk) og leverancer direkte ind på distributionsselskabernes net dækker tilsammen forbruget.

2.2 Privat vindkraft

De elværksejede vindmølleparker producerede i 1991 79 GWh. Denne produktion

indgår i opgørelserne ELSAM ab værk og behandles i udvidelsesplanen som en del af *produktionssiden*.

Forbrugssiden

Den private vindkraftproduktion, som ikke indgår i ELSAM ab værk, er i 1991 opgjort til 496 GWh.

Ved udarbejdelsen af prognoserne til UP92 er det antaget, at den private vindkraftproduktion vokser med 70 GWh pr. år – svarende til en tilgang på ca. 35 MW pr. år. Tilgangen har de senere år ligget på ca 45 MW pr. år.

På grund af forudsigelige placeringsmæssige begrænsninger stoppes vindmølletilgangen i UP92 ved år 2000 – rent regneteknisk.

2.3 Decentral kraftvarme mv.

Leverancerne fra decentral kraftvarme for større anlæg (>2 MW) udgjorde i 1991 342 GWh, hvoraf 222 GWh produceredes på elværksejede anlæg ("sekundære produktionsanlæg"). Dette indgår i opgørelserne ELSAM ab værk og er i udvidelsesplanen en del af *produktionssiden*.

På *forbrugssiden* indregnes derimod de små anlæg mindre end 2 MW. Disse anlæg producerede i 1991 42 GWh, hvoraf 11 GWh kom fra biogasanlæg.

Nye industrielle egenproducenter

Forholdene omkring industrielle egenproducenter er tidligere behandlet ganske grundigt. Der er nu foretaget en revurdering i lyset af vedtagelsen af CO₂-lovene. Konklusionen er, at ca. 50 MW industriel egenproduktion kan forventes realiseret i løbet af 1990'erne.

Lokal kraftvarme

Ifølge indgåede aftaler arbejder ELSAM med en målsætning om, at der vest for Storebælt realiseres 600 MW decentral kraftvarme.

Ud fra en gennemgang af fjernvarmegrundlaget i de forskellige dele af Jylland-Fyn har man vurderet *potentialet* for etablering af decentrale kraftvarmeanlæg. Resultat: For anlæg > 2 MW er potentialet ca. 600 MW og for anlæg < 2 MW sættes potentialet til 95 MW, hvoraf 13 MW allerede er realiseret.

Ud fra en normal markedsbetragtning vurderer ELSAM, at ca 90% af potentialet over 2 MW realiseres i 1990'erne, svarende til ca. 550 MW. For anlæg under 2 MW er forholdene mere usikre, og det vurderes, at gennemførelsesgraden ikke når over 50%, svarende til en tilgang på ca. 40 MW. Dette – sammen med de nævnte 550 MW – bliver til de ca. 600 MW, som omtaltes ovenfor.

Gennem ELSAMs Distributionsudvalg er distributionsselskaberne desuden hørt om deres vurderinger ud fra lokalkendskab. Herved er man kommet frem til samme resultat.

Konklusion

Den samlede tilgang i løbet af 1990'erne af kraftvarmeproduktion, som aflaster distributionen overfor kraftværkerne (*forbrugssiden* altså negativt forbrug) opgøres til $50 + 40 \text{ MW} = 90 \text{ MW}$, svarende til en samlet produktionsvækst i perioden på 450 GWh – eller 50 GWh pr. år. I UP90/91 regnedes der med en årlig tilvækst på 30 GWh . Den øgede tilgang skal ses i lyset af det øgede incitament til etablering af anlæg, som ligger i CO_2 -lovene.

2.4 Anden privat produktion

De traditionelle industrielle egenproducenter antages i udvidelsesplanen fortsat at levere 22 GWh ind på distributionsselskabernes net, ligesom vandkraftanlæggene antages at fortsætte med at levere 28 GWh – i alt 50 GWh pr. år. Endelig antages de industrielle egenproducenter, de private vindmøller og biogasanlæggene fortsat at levere i alt 208 GWh til ejerne selv og dermed helt uden om de offentlige net (industrielle egenproducenter: 190 GWh).

2.5 Registrering

På grund af det efterhånden ganske store antal private producenter, er det forbundet med mange vanskeligheder at nå frem til ovenstående opgørelser. På den anden side er det vigtigt, at man fremover er i stand til at sammenligne planerne for privat produktion med det faktiske udkomme – med henblik på at revurdere planerne og for i det hele taget at kunne opgøre det endelige elforbrug i Jylland-Fyn nøjagtigt. Uden disse informationer kan forbrugsmodellerne eksempelvis ikke vedligeholdes fremover, ligesom informationerne er vigtige for produktionsplanlægningen i ELSAMs driftscentral.

ELSAMs Distributionsudvalg og Netudvalg (og DEF) har derfor besluttet, at der skal etableres en mere systematisk registrering (hvert kvartal). For at gøre det lettest muligt for de indberettende parter, etableres systemet som en helt moderne PC-løsning, hvor alle indberetter direkte via PC. Systemet er netop nu under etablering og indebærer uundgåeligt megen ulejlighed for de deltagende parter – herunder ikke mindst for de 70 distributionsselskaber. Som det fremgår af ovenstående, er det imidlertid meget vigtigt, at systemet bliver næsten 100% dækkende.

2.6 Indflydelse på maksimalbelastning af værk

De private vindmøller og de små decentrale kraftvarmeværker påvirker belastningens års- og døgn-fordeling ELSAM af værk. Derved ændres også forholdet mellem maksimalbelastningen og årsproduktionen (benyttelsestiden) – fortrinsvis i nedadgående retning.

I prognoserne for maksimalbelastning nedenfor tages der hensyn til dette på følgende vis:

- Driften af de små decentrale kraftvarmeværker forudsættes at foregå således, at de nogenlunde følger belastningen – og derved ikke påvirker benyttelsestiden.
- For vindmøllekapaciteten anvendes en effektværdi, som aftager med omfanget af den private vindkraftproduktion. Ved en vindmølleproduktion op til 2,5% af kraftværkernes årsproduktion sættes effektværdien til 0,3, i intervallet 2,5% til 5% vindkraftproduktion anvendes effektværdien 0,1, hvorefter effektværdien falder til 0,075.

Allerede i 1991 har man passeret grænsen på 2,5%. Med en effektværdi for ny vindkraftproduktion på 0,1 vil benyttelsestiden ELSAM af værk falde langsomt i prognoserne, således som det også fremgår af bilag 6.

3. Planlægning i et konkurrencemarked byder på nye udfordringer

Hidtil har de syv kraftværker været næsten eneste leverandører af el i Jylland-Fyn. Prognosen for ELSAM-systemets marked har kunnet udregnes som en direkte konsekvens af den forudsatte samfundsudvikling¹.

Forudsætningerne for at opstille så nøjagtige prognoser som hidtil er imidlertid ikke længere til stede. Elforsyningens planlægning kommer fremover til at operere i nye omgivelser:

- Der optræder nye indenlandske private producenter, som dækker en del af el-behovet.
- I kraft af EFs indre marked med krav om transit og konkurrence – samt med udsigt til et TPA-direktiv – kan ELSAM-systemet muligvis tabe kunder enkeltvis eller i form af hele distributionsselskaber. Leverancerne kan overgå til udenlandske leverandører.
- ELSAM-systemet kan skaffe sig nye kunder udenlands.
- Besparelser kan træde i stedet for produktion ("Least Cost Planning").
- ELSAM-systemet kan ændre struktur.

¹ Det er dog relevant i sammenhængen her at erindre, at leverancerne fra kraftværkerne også tidligere har svinget en del i kraft af Nordens "indre marked for el".

Det betyder, at ELSAM-systemet fremover skal fungere i samspil og konkurrence med nye aktører. Man skal til at opbygge en ny holdning til

- markedsandele og
- forretningsgrundlag.

På sin vis kommer elværkerne herved til at befinde sig i samme situation, som andre erhvervsbrancher er vant til. For elværkerne som helhed stiller det nye udfordringer og virkefelter i udsigt – ikke mindst på serviceområdet; *men for planlægningen betyder det givetvis øget usikkerhed*. Det bliver produktet af elforbrugsprognoserne og markedsandelene, som fastlægger det tilgængelige elmarked.

Der er tale om modsatrettede tendenser: Udvikling i retning af "Least Cost Planning" på den ene side og på den anden side udvikling i retning af konkurrence i et frit marked. Modsætningsforholdet eksisterer dog ikke nødvendigvis. Eksempelvis rummer den nye norske ellov begge elementer. I virkeligheden afhænger meget af, hvordan den overordnede lovgivning formuleres, og i særlig grad bliver reguleringen af prisfastsættelsen afgørende. Det indgår i elværkernes "Least Cost Planning"-projekt at vurdere disse muligheder. Man kunne eksempelvis starte med at reformulere opgaven:

- Der bør ikke beslaglægges produktionskapacitet til dækning af inden-

landsk elforbrug, hvis der er bedre økonomi i elbesparelser og frigørelse af kapaciteten til eksport.

- Når elsparemulighederne vurderes i et åbent internationalt elmarked, skal elforbrug og produktionskapacitet prissættes ud fra alternativværdien ved samhandel i det åbne marked.

(Jf. afsnit 1.10: Hvad er "Least Cost Planning")

Endelig kan god service – herunder energirådgivning – vise sig af være en betydningsfuld konkurrenceparameter, alt afhængig af, hvordan man tager sig betalt for det.

4. Elforbrugets aktuelle udvikling

Den relativt høje vækst i 1991 skyldes vejret

- Elforbruget opgjort ELSAM ab værk (inkl. Randers) steg ganske kraftigt fra 1990 til 1991. Væksten er opgjort til 3,5%.

Når væksten blev større end, hvad der er registreret de foregående år, så skyldes det næsten udelukkende indflydelsen af vejrliget. Vejret var meget mildt i 1990, og det reducerede elforbruget i 1990 i

forhold til, hvad forbruget ville have været ved normalt gennemsnitsvejr. Ved gennemsnitsvejr ville man have registreret et forbrug, der var 2,3% højere end det faktisk målte. Vejret i 1991 blev mere normalt, omend det stadig var mildere end gennemsnittet for de sidste 30 år. Det kan således beregnes, at ved normalt gennemsnitsvejr ville man i 1991 have målt et elforbrug, der var 0,9% højere end det faktiske udfald. Man ser altså, at såfremt vejret havde været normalt såvel i 1990 som i 1991, så ville forbrugsvæksten være blevet $2,3\% - 0,9\% = 1,4\%$ lavere end registreret. Altså:

- Ved vejrkorrektion reduceres 1991-stigningen i elforbruget ab værk fra 3,5% til 2,1%.
- Tilsvarende kan man udregne den vejrkorrigerede stigningstakt - ab værk fra 1989 til 1990 til 2,5%.

Vindkraftens kraftige vækst slører billedet

Tilgangen af privat produktion - dvs. især vindmøller - er i disse år så kraftig, at det påvirker elforbrugsstatistikken. Denne stærkt stigende private produktion fødes ind på distributionsselskabernes net (jf. afsnit 2). Derfor er væksten i elforbruget - målt ude ved forbrugerne - større, end hvad der kan registreres hos kraftværkerne "ab værk".

- Med kendskab til den private produktion kan det beregnes, at væksten i det endelige salg af el til jysk-fynske forbrugere i 1991 har været på 2,6%.

Aktuelt er elforbruget stagnerende

Man kan tilsvarende følge elforbruget måned for måned og foretage tilsvarende vejrkorrekationer af månedsforbrugene som korrektionerne ovenfor for årsforbrugene. Herved konstateres, at siden begyndelsen af efteråret 1991 og frem til i dag (inkl. marts 1992) har månedsforbruget ab værk kun ligget ca 1% over forbruget samme måned året før. Det er bemærkelsesværdigt, og den videre udvikling vil blive fulgt med stor opmærksomhed.

Også her slører vindkraften billedet; men da den lave vækst er konstateret i hver af de seneste 6-7 måneder, mens månedernes vindenergi har været både over og under normalen for de pågældende måneder, så kan det ikke ændre billedet væsentligt.

5. Samfundsudviklingen

5.1 Konjunktursituationen

Internationalt er konjunkturudviklingen præget af en vis stagnation, og det er den udbredte opfattelse, at dette vil fortsætte nogen tid endnu.

Indenlandsk ser det lidt anderledes ud. Efter at man tilsyneladende har fået styr på betalingsbalancen, spores der en stigende vilje til at slække på den stramme styring af den indenlandske efterspørgsel på varer og tjenesteydelser. Det satte sig spor i det private forbrug allerede i 1991, hvor der konstateredes en vækst på 2,1%. Dermed er der tale om et klart brud i forhold til fireårsperioden 1986-1990, hvor privatforbruget har været faldende eller stagnerende. Det har dog stadig ikke sat sig klare spor i produktionen, således at væksten i bruttonationalproduktet fortsat er lav.

Med overskuddet på betalingsbalancen i erindring kan man vente, at vi de kommende år vil opleve en tydelig vækst i dansk økonomi drevet af en udvidelse af den indenlandske efterspørgsel. Der kan regnes med en vækst i det private forbrug på måske over 3% i en to- til treårig periode. På længere sigt er dette næppe holdbart, hvorfor der forudses et tilbagefald til lavere vækstrater efter midten af årtiet.

Hvordan konjunkturforholdene er netop nu, dvs. i 1992, er det vanskeligt at danne sig et klart billede af. De officielle prognoser tegner et positivt billede med vækstrater omkring 2%. Samtidig kan man dog konstatere, at industriproduktionen har været stagnerende eller for nedadgående siden begyndelsen af 4. kvartal 1991, at arbejdsløsheden er stigende og detailhandlen stagnerende.

Elforbruget har tidligere vist sig at give et godt varsel om, hvordan det forholder sig med den helt aktuelle konjunktursituation. Eftersom et billede af økonomisk stagnation stemmer godt med den aktuelle elforbrugsudvikling, så er det valgt her at vurdere konjunkturerne som svagere nu i 1992, end man officielt erkender. Vækst-raten er sat til ca. 1,5%. Hvis den økonomiske vækst blev sat til 2%, ville hele elprognosen blive hævet med ca. 0,5%.

5.2 Konjunkturfremskrivning

Forudsætningerne i "referencefremskrivningen" for perioden efter 1992 følger i alt væsentligt tallene fra de kørsler med Finansministeriets økonomiske model, ADAM, som blev udført af Budgetdepartementet i januar/februar på basis af den netop vedtagne finanslov.

Nøgletallene i de valgte forudsætninger fremgår af bilag 5.

Referencefremskrivningens vækstrater for perioden efter 1995 er lavere end de tilsvarende vækstrater i UP90/91. Desuden er der sket en mindre omfordeling. En del af væksten er forskudt fra industrisektoren til servicesektoren, og det får en vis betydning for elforbruget, eftersom servicesektoren er mindre elintensiv end industrisektoren.

Valget af den høje og den lave fremskrivning svarer til de erfaringer, ELSAM har indhøstet over en årrække, og som har efterladt et klart billede af de relevante usikkerheder.

Elprognoserne for de enkelte erhvervssektorer baseres på detaljerede økonomiske erhvervstabeller svarende til referenceforløbet, og som fremgår af EDB-udskrifter fra Finansministeriets model ADAM.

6. Elpriser og afgifter

Elpriserne fremskrives med udgangspunkt i ELSAMs langtidsbudget fra efteråret 1991.

Til produktionsudgifterne lægges en fremskrivning af distributionsomkostningerne.

Endelig tages der hensyn til elafgifterne. Afgiften for almindelige forbrugere øges medio 1992 til 37 øre pr. kWh. Moms-

registrerede virksomheder har hidtil ikke betalt elafgift. Pr. 1. januar 1993 pålignes disse forbrugere imidlertid en CO₂-afgift på 5 øre pr. kWh. Desuden tages der højde for, at nogle virksomheder med stort energiforbrug kan få en større eller mindre del af CO₂-afgiften refunderet.

Statsafgifternes realværdi fastholdes i fremskrivningen.

7. DSB

Fremrykningen af elektrificeringen af DSBs fjernbaner får betydelig indflydelse på udviklingen af det jysk-fynske elforbrug. Der indtræder ifølge DSBs planer et spring på 260 GWh i 1995, hvorefter udviklingen bliver mere jævn frem mod et totalt forbrug til elektrisk togdrift ved årtusindeskiftet på 315 GWh pr. år (Jylland-Fyn).

DSBs elforbrug behandles formelt på samme vis, som elbesparelser af kategori B. I lighed med elbesparelserne af kategori B indgår DSBs forbrug ikke i de historiske statistikserier for elforbrug, hvorved dette forbrug ikke "automatisk" kommer med i de formelle prognosemodeller.

8. Prognoser for elforbrugets udvikling

8.1 Formelle prognosemodeller for energi

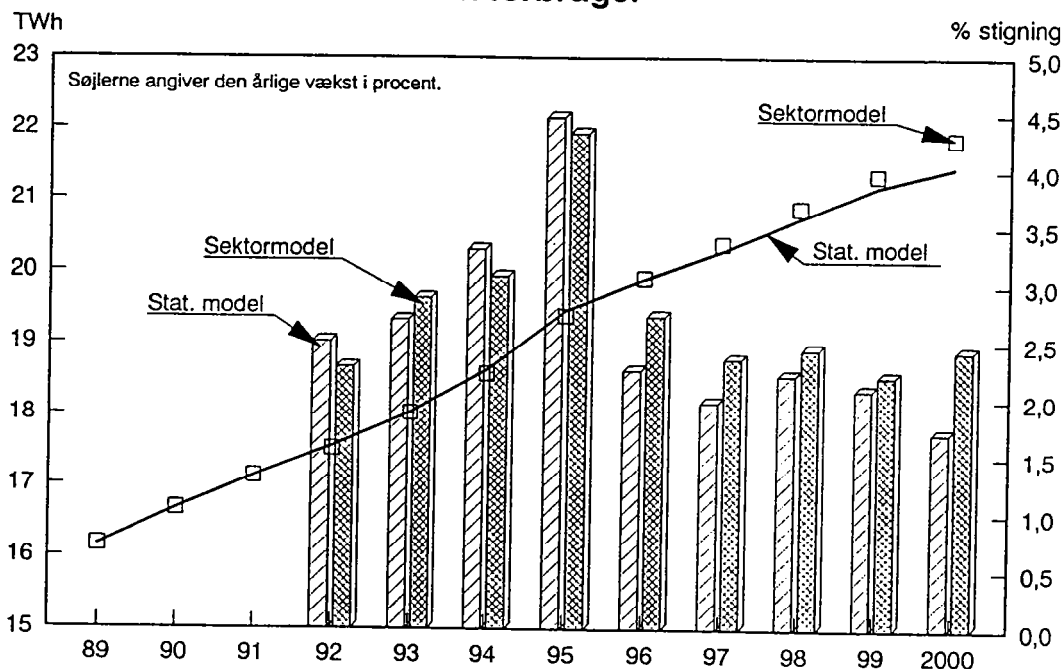
Fremskrivningen af elforbrug foretages som i tidligere udvidelsesplaner ved gensidig afstemning af to indbyrdes uafhængige metoder:

- Sektorinddelt forbrugsfremskrivning.
- Statistisk model for det samlede elforbrug.

Det fremgår af figur 2, at de to metoder fører til overordentligt ensartede forløb. Ikke bare niveauerne er ens, men også forløbet fra år til år. Overensstemmelsen mellem fremskrivningerne er i år større, end det har været muligt at opnå i tidligere udvidelsesplaner. Det hænger sammen med anvendelsen af de stærkt forbedrede modeller for udvalgte forbrugssektorer, som omtales nedenfor.

Den sektorinddelte fremskrivning støtter sig i udgangspunktet til det årlige rundspørge blandt distributionsselskaberne. Rundspørget har nu deltagelse af samtlige jysk-fynske distributionsselskaber.

Sammenligning af sektormodel og statistik model
An forbruger



Figur 2. Sammenligning af "den statistiske model"

Prognosemodellen tilpasses løbende og efter systematiske procedurer til de senest indhøstede erfaringer. Dette er – meto- disk set – et helt centralt element i ELSAM-områdets prognosearbejde. Sådan som modellen er opbygget, får fortolkningen af udviklingen de seneste par år forud for fremskrivningsperioden helt afgørende betydning.

Formelt er modellen baseret på den hi- storiske udvikling frem til og med 1990. De grundlæggende prognoser fremstår som konsekvenser af den historiske ud- vikling i elforbruget samt de økonomiske og prismæssige fremskrivninger – sup- pleret med visse strukturelle forudsæt- ninger om boligbyggeri, erhvervslokalise- ring osv.

Ved den sektorinddelte fremskrivning er i år for første gang anvendt et nyt analyse- værktøj og en database for boligsektoren (ELMODEL-bolig), som er udviklet af DEFU gennem et F&U-projekt finansie- ret af ELSAM og ELKRAFT. Desuden er der gjort brug af en ny analysemodel for servicesektoren, som er udviklet af ELSAM.

Den statistiske model er udviklet i be- gyndelsen af 1980'erne. Det har vist sig at være et overordentligt stabilt og på- lideligt værktøj, som med stor nøjagtig- hed har gengivet elforbruget hen gennem 1980'erne. Modellen er baseret på elfor- brugsdata helt tilbage til 1954.

8.2 Belastningsfremskrivning (kraftværkernes maksimalbelast- ning)

Modellen for benyttelsestidens udvikling og fremskrivning ELSAM af værk er gennemgået i tidligere udbygningsplaner. Usikkerheden i årlig benyttelsestid i for- hold til modellen opgøres til kun 36 timer svarende til 0,7%.

Modellen viser, at efter korrektion for vejrets indflydelse (og elforbrugets vækstrate), så er benyttelsestiden de se- nere år svagt stigende med en årlig vækst af størrelsesordenen 10 timer. Stigningen er dog ikke statistisk signifikant og er derfor udeladt i fremskrivningen.

Stigningen er alligevel interessant, fordi man skulle have ventet et jævnt *fald* af samme størrelsesorden i kraft af den pri- vate vindkrafts voksende indflydelse, så- fremt forudsætninger om vindmøllernes effektivitet i afsnit 2.6 er korrekte. For- klaringen kan være, at modsatrettede ten- denser gør sig gældende: Vindkraft og kortere arbejdstid skulle føre til fald i benyttelsestid, mens tidstariffer (dag-nat- og tretids-tarif) indføres for at hæve be- nyttelsestiden.

Bl.a. med henblik på at skaffe mere sik- ker viden om de faktorer, som bestemmer benyttelsestiden og dermed om perspek- tiverne for den langsigtede udvikling, an- befaler ELSAMs Distributionsudvalg, at

der igangsættes et F&U-projekt, hvor man for et repræsentativt antal forbrugere følger deres forbrugsmønster ved kvarsregistrering. Projektforlaget er baseret på et flerårigt forprojekt, hvor man har skaffet klarhed over muligheder og omkostninger ved et måleprojekt af denne karakter ("Laugerudvalget").

8.3 UP92-fremskrivninger

UP92-referencefremskrivningen fremgår af bilag 6. Her er det vist, hvorledes forbruget målt ude ved forbrugerne forventes at udvikle sig. Det fremgår desuden, at kraftværkernes leverancer forudses at få et lidt anderledes forløb på grund af produktionen fra private vindmøller og små lokale kraftvarmeværker.

Det fremgår, at selve forbruget ventes at vokse med 2,58% i 1992. Det er i god overensstemmelse med det årlige rundspørge blandt ELSAM-områdets distributionsselskaber fra efteråret 1991, hvor man angav en samlet stigningstakt for 1992-forbruget på 2,39%. Man skal være opmærksom på, at alle vækstraterne refererer til det vejrkorrigerede forbrug. Den registrerede forbrugsudvikling kan blive anderledes de enkelte år under indflydelse af det faktiske vejrlig (jf. afsnit 1.4).

Bilag 7 og figur 3 viser de sædvanlige fremskrivninger af leverancerne ELSAM ab værk. Man ser, at ændrede konjunk-

turer kan give anledning til lige så store forskydninger i prognosen som de forskydninger, der er en konsekvens af den målrettede elspareindsats eller den private produktion, som leveres uden om kraftværkernes net. Konjunkturerne, elbesparelserne og privatproduktionen giver altså anledning til usikkerheder, der hver især er af samme størrelsesorden (ca. 5% i sidste halvdel af 1990'erne).

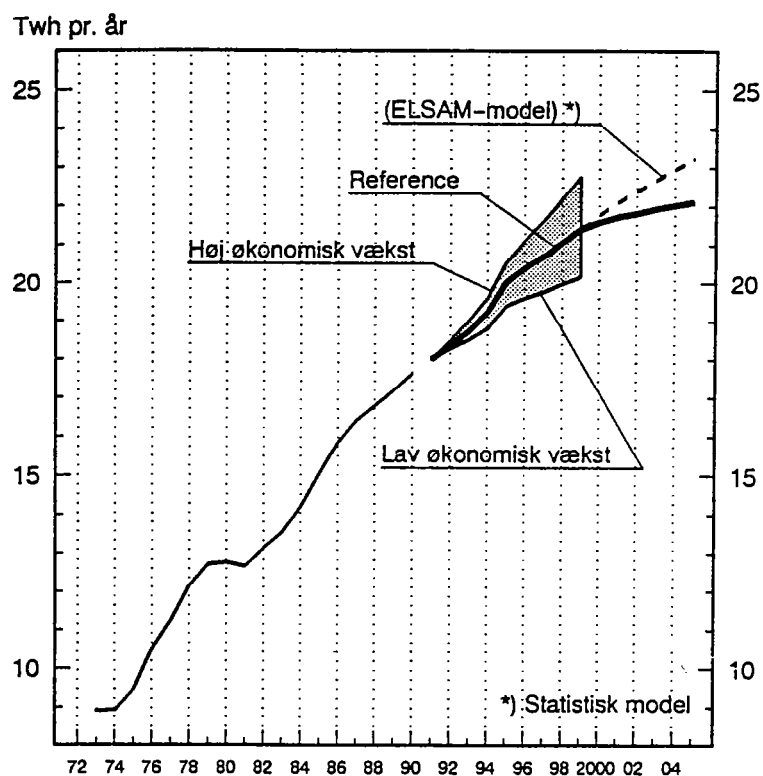
I bilag 8 og 9 vises, hvorledes det fremskredne forbrug i "referencefremskrivningen" fordeler sig på forbrugskategorierne.

Endelig illustrerer figur 4, hvordan prognosen er ændret i forhold til UP90/91. I 1999 er forbruget ELSAM ab værk reduceret med ca. 700 GWh. Årsagerne er:

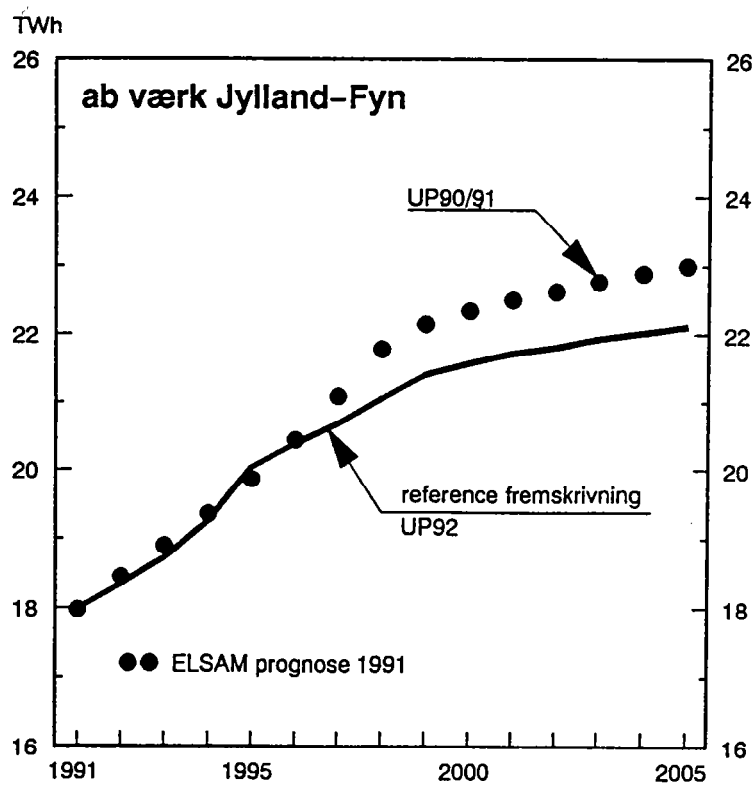
- Den ændrede konjunkturfremskrivning.
- Forbrugets relativt lave vækst i 1991 i forhold til den økonomiske udvikling.
- CO₂-afgifterne.
- CO₂-lovenes tilskyndelse til øget industriel og lokal kraftvarme fra miniværker.

I den modsatte retning trækker

- DSBs fremrykkede elektrificering.



Figur 3. Leverance over kraftværkernes net. Løbende 12 måneders elforbrug ELSAM ab værk, Jylland-Fyn.



Figur 4. Sammenligning af UP90/91- og UP92 "referencefremskrivningen".

8.4 Diskussion med myndighederne om elprognosen

Der foreligger på nuværende tidspunkt ikke nogen ny myndighedselprognose; men myndighederne er langt fremme i arbejdet med en revideret prognose.

Myndighedsprognosen diskuteres med Energiministeriet og Energistyrelsen i arbejdsgruppen under Kontaktudvalget om elprognoser. Diskussionerne har ikke været helt så harmoniske, som de plejer, idet der har været udspil fremme, som på alle områderne:

- basisprognose,
- elbesparelser og
- privatproduktion

har ligget på niveauer, som elværkerne har anset for urealistiske. På et tidspunkt var forskellen mellem parterne på flere TWh alene for det jysk-fynske område. Siden har parterne dog nærmet sig hinanden, og det er på nuværende tidspunkt umuligt at sige, om man når frem til den enighed om elprognosen, som har kendetegnet arbejdet i udvalget hen gennem 1980'erne.

Derimod kan det konstateres, at UP92-prognosen er i god overensstemmelse med Energi 2000 arbejdet.

8.5 Lag for lag hævles der af elforbrugets vækst af værk

For bedre at forstå elementerne i elprognosen viser bilag 10, hvorledes elforbruget af værk ville have udviklet sig, hvis der ikke var indregnet DSB, privatproduktionen og elbesparelserne af kategori B. Ved successivt at tilføje elementerne får man i bilaget desuden indtryk af den usikkerhed, de forskellige tilføjelser tilfører elprognosen. Elbesparelserne og privatproduktionen vil givetvis få en vis størrelse; men disse elementer kan blive mindre eller større end antaget ved prognoseudarbejdelsen.

8.6 Kan man stole på elprognosen?

I princippet bør prognoseusikkerheden analyseres ved systematisk sammenligning af prognoser hen over en lang årække med det efterfølgende konstaterede forbrug².

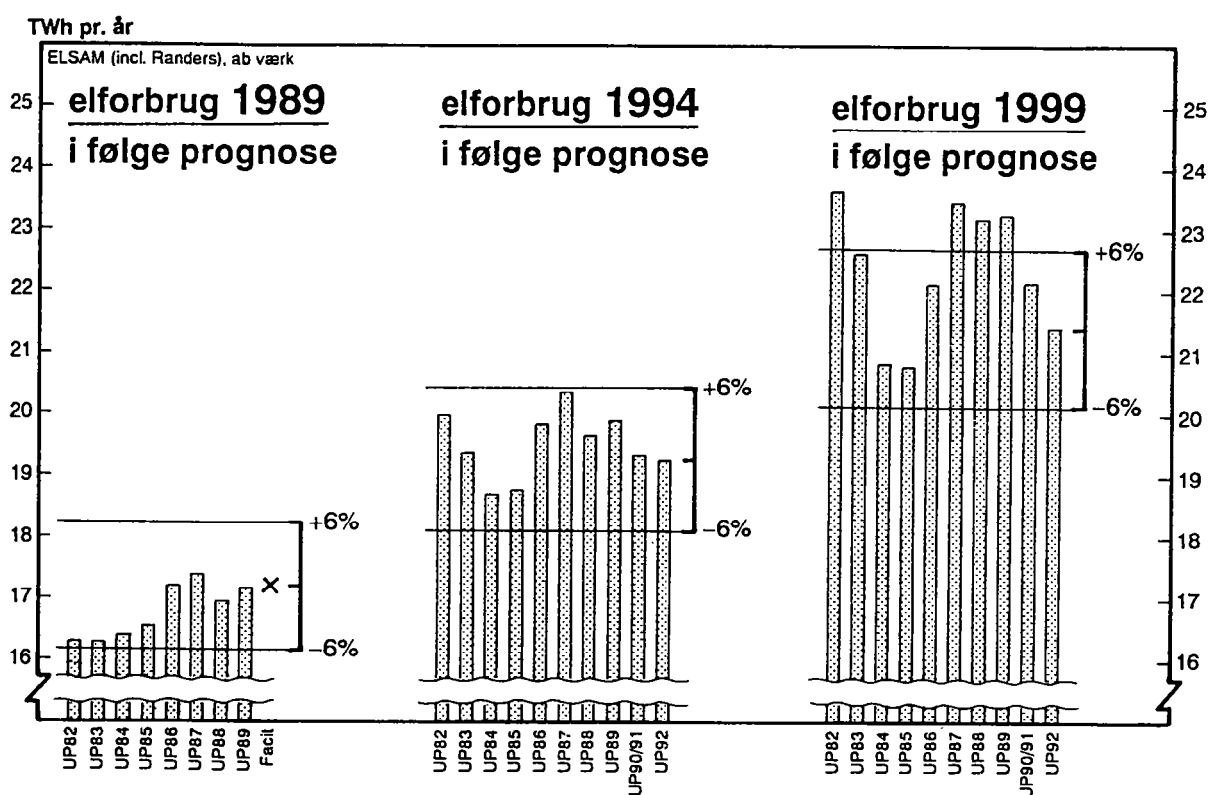
Ved langsigtede prognoser hører det imidlertid til sjældenhederne, at denne fordring kan opfyldes. Der er klare "tekniske" vanskeligheder, fordi man aldrig oplever kontinuitet i metoder og arbejdsgange gennem årtier, således at de nødvendige data til systematiske analyser kan opsamles.

² Metodisk bygger den "statistiske model" i virkeligheden direkte på sådanne betragtninger, og de spredninger på prognosen, som indgår i modelestimationen støtter de empiriske resultater, som illustreres i afsnittet.

Figur 5 kan imidlertid tjene til at skabe et vist overblik over de indhøstede erfaringer. I figuren illustreres med hvilken succes – eller mangel på samme – det hidtil er lykkedes at opstille prognoser. Samtlige udvidelsesplaner siden UP82 er inddraget. 1982 var det år, den "statistiske

model" første gang blev bragt i anvendelse i sin nuværende form.

Sammenfattende kan det konstateres, at et usikkerhedsbånd på maksimalt plus/minus 6% må påregnes på 8 års sigt.



Figur 5. Prognoseusikkerhed. Indbyrdes sammenligning af "referenceprognoserne" fra de forskellige udvidelsesplaner, som er blevet udarbejdet siden 1982. Facit for 1989 er den registrerede leverance, men vejrkorrigeret.

ERHVERV**Overslag over besparelserne, som opnås via rådgivning**

(CO₂-lovenes indflydelse – i.e. tilskud til energisyn og investeringstilskud – indgår principielt via acceptansen). Opgørelse ca. år 1998.

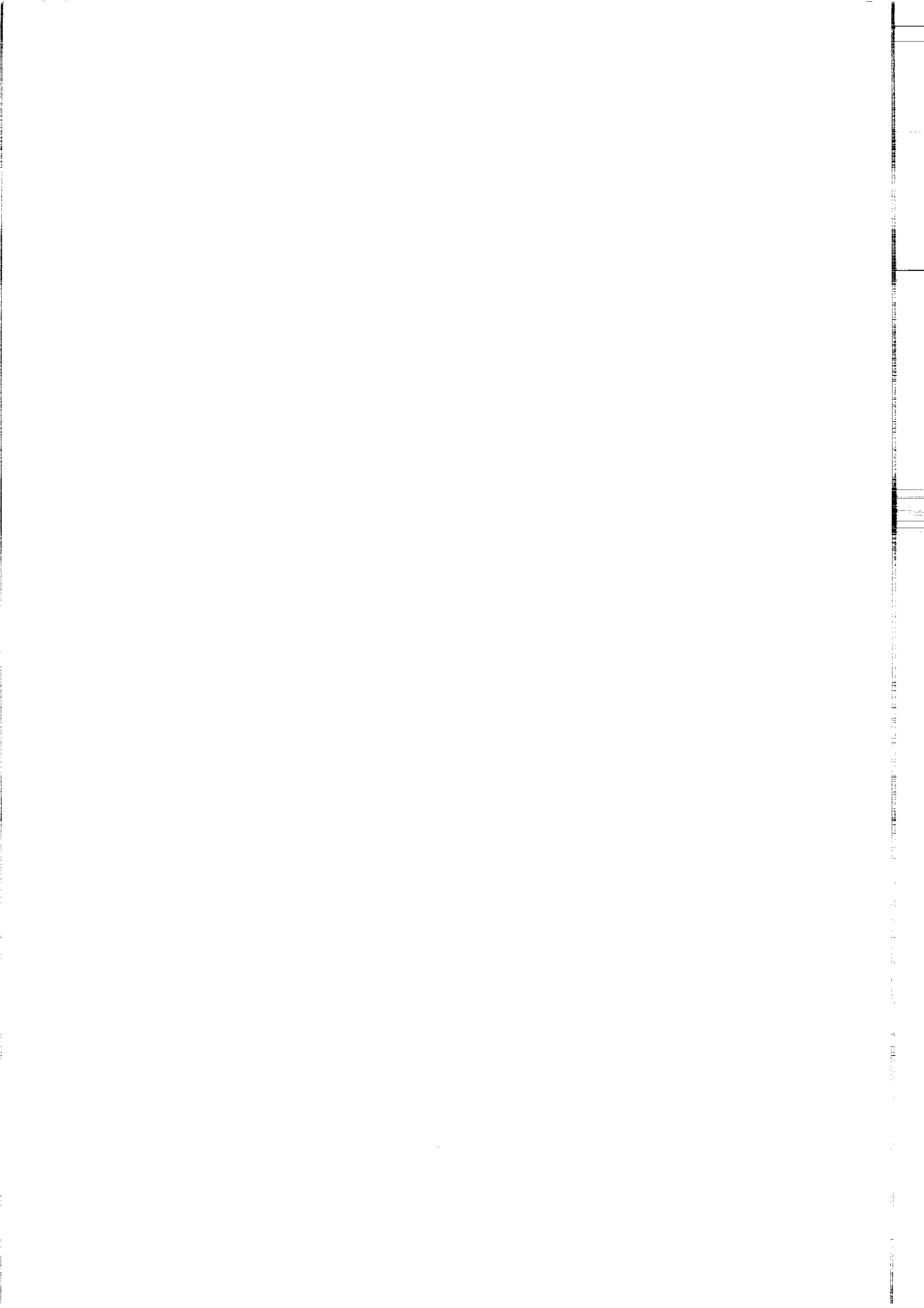
Effektivisering af eksisterende udstyr

("her-og-nu" besparelser)

	Industri	Handel og service	Offentlige	Landbrug og gartneri ekskl. bolig	I alt
Rentable besparelser b	11,0%	12,0%	17,0%	9,0%	
"acceptans" f *)	50,0%	30,0%	50,0%	30,0%	
Opnåelige besparelser b · f = beff	5,5%	3,6%	8,5%	2,7%	
Elforbrug 1990 Jylland/Fyn GWh Hele landet (anslået) E	5353 8429	2235 4666	1815 3582	1246 1520	10649 18197
Besparelser beff · E GWh Jylland/Fyn Hele landet	294 464	80 168	154 304	34 41	563 977

DEFU angiver, at i det relativt begrænsede antal tilfælde, hvor der har fundet en resultat-opfølgning sted, har man kunnet konstatere en gennemførselsgrad (t1) på 30–50% – med den offentlige sektor i den høje ende og industrien i den lave ende. CO₂-lovenes investeringstilskud vil styrke gennemførselsgraden i industrien, mens dette virkemiddel ikke vil finde anvendelse i den offentlige sektor (hvor b til gengæld er stor bl.a. i kraft af den høje energiafgift). Dette er baggrunden for, at acceptansen er sat til 50% i begge sektorer.

*) "Acceptans" $f = t1 \cdot t2$. t1: se ovenfor. t2: den del af den samlede sektor, som er blevet tilbudt og har taget imod rådgivningen. Se i øvrigt notat N90/SP-614b.



Effektivisering ved nyanskaffelse**(Installationer – i.e. lys, ventilation mv. – og procesudstyr)**

Besparelser, der kun er rentable, hvis de udnyttes i forbindelse med nyinvestering (som i øvrigt foretages af helt andre årsager såsom produktionsudvidelse, slid, teknisk forældelse osv.). Disse sparemuligheder står altså først til rådighed i takt med, at virksomhedernes udstyr udskiftes eller udvides.

	Industri	Handel og service	Offentlige	Landbrug og gartneri ekskl. bolig	I alt
Årlig udskiftning N	10,0%	6,0%	6,0%	10,0%	
Potentiel besparelser ved fuld optimering ved nyindkøb b	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	
Årlig tilvækst i sparepotential N · b	1,50%	0,90%	0,90%	1,50%	
"Acceptans" f	30,0%	20,0%	25,0%	20,0%	
Årlig besparelse Bår = N · b · f	0,45%	0,18%	0,23%	0,30%	
Besparelse efter 7 år (1998)	3,15%	1,26%	1,58%	2,10%	
Dvs. i GWH Jylland/Fyn Hele landet Bår · E	169 266	28 59	29 56	26 32	252 413

I alt GWH

	Industri	Handel og service	Offentlige	Landbrug og gartneri ekskl. bolig	I alt
Jylland/Fyn:					
Eksisterende udstyr % af 1990-forbrug	294 5,5%	80 3,6%	154 8,5%	34 2,7%	563 5,3%
I forbindelse med anden nyanskaffelse	169	28	29	26	252
I alt	463	109	183	60	814
% af 1990-forbrug	8,7%	4,9%	10,1%	4,8%	7,6%
% af 1998-forbrug	6,4%	3,6%	9,6%	4,3%	6,0%
Jf. UP90/91 (1998) GWh	475	88	174	74	811
Hele landet:					
Eksisterende udstyr % af 1990-forbrug	464 5,5%	168 3,6%	304 8,5%	41 2,7%	977 5,4%
I forbindelse med anden nyanskaffelse	266	59	56	32	413
I alt	729	227	361	73	1390
% af 1990-forbrug	8,7%	4,9%	10,1%	4,8%	7,6%
% af 1998-forbrug	6,8%	3,6%	9,5%	4,3%	6,2%
Jf. UP90/91 (1998)	786	195	346	91	1418

Elforbrug					
1998 Jylland/Fyn	7200	3000	1900	1400	13500
GWh Hele landet	10700	6300	3800	1700	22500
(anslået)					

Elbesparelser i Jylland/Fyn i kraft af elsparelamper (lysstoflamper).

Det regnes med, at der spares 50 kWh pr. lampe pr. år (50 W · 1000 h).

Antal boliger: 1,2 mio. boliger i Jylland/Fyn.

Besparelsen opgøres kun ud fra tilgangen af lamper fra og med 1991.

(Ved starten af 1991 ansås det, at der fandtes ca. 0,5 lamper pr. bolig).

Det antages, at udbrændte elsparelamper erstattes af nye elsparelamper.

	Tilgangen af lampesteder m. lavenergil.	Akk. antal lampe- steder	Lamper pr. bolig	Besparelse
	mio.	mio.	stk.	GWh
1991	0,7	0,7	0,6	35
1992	0,4	1,1	0,9	55
1993	0,4	1,5	1,3	75
1994	0,4	1,9	1,6	95
1995	0,4	2,3	1,9	115
1996	0,4	2,7	2,3	135
1997	0,4	3,1	2,6	155
1998	0,4	3,5	2,9	175
1999	0,4	3,9	3,3	195
2000	0,4	4,3	3,6	215
2001	0,4	4,7	3,9	235
2002	0,4	5,1	4,3	255
2003	0,4	5,5	4,6	275
2004	0,4	5,9	4,9	295
2005	0,4	6,3	5,3	315

Besparelser i UP92

Besparelser af kategori B – dvs. besparelser, som anses for sandsynlige, men som endnu ikke har sat sig spor i registreret elforbrug, og som ikke indgår i den formelle prognosemodels resultater.

GWH pr. år, an forbruger

(fratrækkes på niveau "salg til forbrugere")

År	Lysstoflamper i boliger	Intensiveret rådgivning			Besparelser i alt
		Boliger	Erhverv	I alt	
1990	*)				0
1991	35	–	10	10	45
1992	55	14	114	129	184
1993	75	29	229	257	332
1994	95	43	343	386	481
1995	115	57	457	514	629
1996	135	71	571	643	778
1997	155	86	686	771	926
1998	175	100	800	900	1075
1999	195	114	914	1029	1224
2000	215	129	1029	1157	1372
2001	235	143	1143	1286	1521
2002	255	157	1257	1414	1669
2003	275	171	1371	1543	1818
2004	295	186	1486	1671	1966
2005	315	200	1600	1800	2115

*) Kun lamper solgt fra og med 1991 medregnes.

Leverancer til det offentlige elnet fra produktions-siden og forbrugs-siden

Jylland-Fyn, vejr- og kalenderkorrigeret

GWh

	Produktion, som indgår i ELSAM ab værk						Køb fra private, som sælges direkte ind i distributionsselskabernes net. Produktion, som ikke er med i ELSAM ab værk					
	Primær værker)	El- værks- ejet vind	Decentral kraftvarme			I alt ab værk	Privat vind	Dec. k/v < 2 MW	Biogas anlæg	Gamle indu- strielle egen- prod.	Vand	I alt
			Sekun- dære værker)	Privat > 2 MW	Privat < 2 MW							
1981	12.658					12658	4			17	31	52
1982	13.120					13120	8			17	26	51
1983	13.540					13540	12			17	33	62
1984	14.219					14219	25		1	19	29	74
1985	15.060	1				15061	41		1	19	29	90
1986	15.842	1				15843	97		2	22	28	149
1987	16.383	2	14			16399	125		2	22	29	178
1988	16.673	16	66	9	10	16774	212	1	3	24	32	272
1989	17.027	39	89	20	10	17185	299	4	7	24	30	364
1990	17.306	63	138	93	18	17618	409	7	9	22	28	475
1991	17.573	79	222	120	0	17994	496	31	11	25	28	591
1992	Produktionsplanlægning i UP92						18339	566	92	50		708
1993							18730	636	142	50		828
1994							19255	706	192	50		948
1995							20036	776	242	50		1.068
1996							20390	846	292	50		1.188
1997							20694	916	342	50		1.308
1998							21059	986	392	50		1.428
1999							21406	1056	442	50		1.548
2000							21584	1126	492	50		1.668
2001							21721	1126	542	50		1.718
2002							21812	1126	592	50		1.768
2003							21927	1126	642	50		1.818
2004							22019	1126	692	50		1.868
2005							22113	1126	742	50		1.918
	Produktions-siden						Forbrugs-siden					

*) Incl. Herning og Randers

**) Elværksejede kraftværmeværker > 2 MW

Hovedtallene i UP92s konjunkturfremskrivning

Bruttonationalprodukt
Årlig vækst angivet i %

	Lav økonomisk vækst	Reference-fremskrivning	Høj økonomisk vækst
1990		1,7	
1991		1,0	
1992	1,0	1,5	3,0
1993	1,9	2,7	3,3
1994	1,9	3,0	3,3
1995	1,9	2,7	3,3
1996-2000	1,1	1,8	2,5

Det private forbrug
Årlig realvækst angivet i %

	Lav økonomisk vækst	Reference-fremskrivning	Høj økonomisk vækst
1990		0,4	
1991		2,1	
1992	1,0	1,5	2,5
1993	2,2	3,5	4,0
1994	2,2	3,5	4,0
1995	2,2	3,0	4,0
1996-2000	1,1	1,7	2,7

DET SAMLEDE ENERGI-REGNSKAB GWh vejr- og kalenderkorrigeret

År	forbrug	vækst rate	private til private (til sig selv)	salg til forbru- gere	distr. tab	køb fra privat vind	køb fra andre private. især industri
	M		J	N=M-J	O	C	P
1989	16386,5		224,0	16162,5	820,1	299,0	65,0
1990	16895,6	3,11%	229,0	16666,6	845,7	409,0	66,0
1991	17331,0	2,58%	208,0	17123,0	868,8	496,0	95,0
1992	17759,7	2,47%	208,0	17551,7	890,6	566,0	142,0
1993	18233,8	2,67%	208,0	18025,8	914,6	636,0	192,0
1994	18831,4	3,28%	208,0	18623,4	944,9	706,0	242,0
1995	19664,2	4,42%	208,0	19456,2	987,2	776,0	292,0
1996	20104,1	2,24%	208,0	19896,1	1009,5	846,0	342,0
1997	20497,8	1,96%	208,0	20289,8	1029,5	916,0	392,0
1998	20948,3	2,20%	208,0	20740,3	1052,4	986,0	442,0
1999	21381,9	2,07%	208,0	21173,9	1074,4	1056,0	492,0
2000	21659,9	1,3%	208,0	21451,9	1088,5	1126,0	542,0
2001	21833,2	0,8%	208,0	21625,2	1097,3	1126,0	592,0
2002	21964,1	0,6%	208,0	21756,1	1103,9	1126,0	642,0
2003	22117,9	0,7%	208,0	21909,9	1111,7	1126,0	692,0
2004	22250,6	0,6%	208,0	22042,6	1118,4	1126,0	742,0
2005	22384,1	0,6%	208,0	22176,1	1125,2	1126,0	792,0

År	Køb fra kraft- værker =S.T.E.I. Q=N+O-C-P	trans- mis- sions- tab R	ELSAM ab værk U=Q+R	vækst rate	ELSAM ab værk effekt MW	Benyt- telses- tid timer
1989	16618,6	566,8	17185,4			
1990	17037,3	581,1	17618,4	2,52%		
1991	17400,8	593,5	17994,3	2,13%	3580	5026
1992	17734,3	604,9	18339,2	1,92%	3661	5010
1993	18112,4	617,8	18730,2	2,13%	3756	4986
1994	18620,3	635,1	19255,4	2,80%	3886	4956
1995	19375,4	660,8	20036,2	4,05%	4020	4984
1996	19717,7	672,5	20390,2	1,77%	4097	4977
1997	20011,3	682,5	20693,9	1,49%	4170	4962
1998	20364,6	694,6	21059,2	1,77%	4251	4954
1999	20700,3	706,0	21406,3	1,65%	4318	4957
2000	20872,3	711,9	21584,2	0,83%	4361	4949
2001	21004,4	716,4	21720,8	0,63%	4385	4954
2002	21092,1	719,4	21811,5	0,42%	4404	4953
2003	21203,6	723,2	21926,8	0,53%	4425	4956
2004	21293,0	726,3	22019,3	0,42%	4443	4956
2005	21383,3	729,3	22112,7	0,42%	4461	4957

ELSAM betyder her Jylland-Fyn incl. Randers

S.T.E.I. betyder "salg til egne interessenter"

Levering af el gennem de syv kraftværksselskaber i ELSAM-området samt Randers Kommune ab værk²⁾, i kalenderåret. April 1992

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.
1991	3.576	17,99	2,1	3.580	17,99	2,1	3.590	17,99	2,1
1992	3.639	18,28	1,6	3.661	18,34	1,9	3.700	18,50	2,8
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			
2006				4.461	22,11	0,4			

1) Største kvarters belastning 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 procent-tillæg i virkeligheden ikke være konstant fra år til år. Fremgangsmåden er imidlertid valgt, fordi "salg til eget område" bedst afspejler elforbrugernes adfærd, mens udlandshandlens (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.

Reference-fremskrivning, sektorinddelt An forbruger

År	Boligsektor GWh	Landbrugs- sektor GWh	Industri- sektor GWh	Handel GWh	Off. fore- tagender GWh	Øvr. service GWh	DSB GWh	I alt GWh
1991	4.990	1.994	5.648	1.243	1.942	1.306	0	17.123
1992	5.051	2.026	5.875	1.293	1.940	1.367	0	17.552
1993	5.155	2.062	6.091	1.342	1.937	1.439	0	18.026
1994	5.288	2.105	6.366	1.399	1.936	1.520	9	18.623
1995	5.398	2.146	6.654	1.452	1.933	1.605	268	19.456
1996	5.420	2.174	6.929	1.500	1.916	1.689	268	19.896
1997	5.441	2.187	7.194	1.540	1.894	1.766	268	20.290
1998	5.467	2.202	7.463	1.583	1.875	1.843	307	20.740
1999	5.493	2.223	7.728	1.632	1.858	1.928	312	21.174
2000	5.462	2.232	7.930	1.675	1.831	2.007	315	21.452
2001	5.405	2.223	8.078	1.712	1.798	2.094	315	21.625
2002	5.332	2.207	8.231	1.743	1.758	2.170	315	21.756
2003	5.266	2.197	8.398	1.776	1.718	2.245	315	21.910
2004	5.206	2.174	8.550	1.806	1.677	2.315	315	22.043
2005	5.175	2.168	8.686	1.844	1.646	2.342	315	22.176

Sektormodel normeret til statistisk model. Fremskrivningen efter 1999 skal tages med forbehold, da normeringen her er ganske betydelig (normering til myndighedernes stigningstakt). Såfremt sektormodelen også benyttes i fremskrivningen for 1999-2005, andrager samlet elforbrug år 2005 i alt: 24.400 GWh.

Reference-fremskrivning, sektorinddelt
An forbruger

Kategori	1991 GWh	1991-99 gns. % p.a.	1999 GWh
Lys- og apparatforbrug	3.833	1,2	4.205
Elvarme og varmepumper	776	1,0	839
119 Fællesforbrug i flerfamiliehuse	151	1,3	167
130 Fritidshuse	230	2,6	282
BOLIGSEKTOR I ALT	4.990	1,2	5.493
210 Landbrug	1.744	1,4	1.953
215 Vandingsanlæg	80	0,0	80
220 Gartneri	170	1,4	190
LANDBRUGSSEKTOR I ALT	1.994	1,4	2.223
310 Nærings- og nydelsesmiddelindustri	1.747	4,1	2.417
320 Tekstil-, beklædnings- og læderindustri	318	4,6	457
330 Træindustri	299	3,0	380
340 Papir- og grafisk industri	391	3,6	519
350 Kemisk industri m.m.	915	2,9	1.147
360 Sten-, ler- og glasindustri	551	4,4	778
370 Jern- og metalværker samt støberier	237	3,8	319
380 Jern- og metalindustri	1.083	4,8	1.572
390 Møbelindustri, legetøjsfabrikker m.v.	107	3,3	139
INDUSTRISEKTOR I ALT	5.648	4,0	7.728
410 Bygge- og anlægsvirksomhed	241	4,2	336
421 Detailhandel	959	3,5	1.258
422 Engroshandel og køle-/frysehuse	284	3,5	374
430 Service- og forlystelsesvirksomhed	845	6,2	1.372
440 Offentlige foretagender o.lign.	1.942	-0,5	1.858
450 Gade- og vejbelysning	220	0,0	220
460 Elektriske baner (DSB)	0	-	312
SERVICESEKTOR I ALT	4.491	3,1	5.730
ELFORBRUG I ALT (AN FORBRUGER)	17.123	2,7	21.174

Sektormodel normeret til statistisk model. Elforbruget begge år er angivet vejr- og kalenderkorrigeret.

UP92 Reference-tilfældet, ELSAM ab værk (incl. Randers)

Vejr- og kalenderkorrigeret

Indflydelsen af

*** Elbesparelser * Produktions uden om kraftværkerne * og DSB ***

Kolonnerne helt til højre viser, hvordan elforbruget ville have udviklet sig, hvis bidraget til forbruget fra DSB var sat til nul, hvis der ikke var nogen privatproduktion, som gik direkte til distributionsselskaberne og dermed ledtes uden om kraftværkerne, dvs. hele forbruget af el blev dækket af ELSAM ab værk, og hvis spareindsatsen fremover sættes til nul. Ved successivt at tilføje elementerne giver tabellen indtryk af de forskydninger, de enkelte elementer giver anledning til.

GWh, ab værk

	Reference- frem- skrivning		Uden besparelser (lys og rådgivning)					
					Uden vækst i privat produktion			
							Uden DSB	
	TWh	% vækst	TWh	% vækst	TWh	% vækst	TWh	% vækst
1989	17,19							
1990	17,62	2,5						
1991	17,99	2,1						
1992	18,34	1,9	18,49	2,7	18,61	3,4	18,61	3,4
1993	18,73	2,1	19,04	3,0	19,29	3,6	19,29	3,6
1994	19,26	2,8	19,73	3,6	20,10	4,2	20,01	4,1
1995	20,04	4,1	20,67	4,8	21,17	5,3	20,88	3,9
1996	20,39	1,8	21,19	2,5	21,81	3,0	21,52	3,1
1997	20,69	1,5	21,65	2,2	22,40	2,7	22,11	2,7
1998	21,06	1,8	22,18	2,4	23,05	2,9	22,71	2,7
1999	21,41	1,7	22,69	2,3	23,68	2,7	23,34	2,8
2000	21,58	0,8	23,00	1,4	24,12	1,9	23,78	1,9

Udbygningskriterier

Udbygningskriterier

1. Praksis indtil i dag – reserveprocentmetoden	83
1.1 Beregning af fuldgod effekt	
1.2 Reserveprocent	
1.3 Metodens begrænsninger	
2. Ny fremgangsmåde – risikoindeksmetoden	85
2.1 Beregningsmetode	
2.2 Anvendelse af risikoindekskriteriet	
2.3 Metodens begrænsninger	
3. Øvrige udbygningshensyn	88

Udbygningskriterier

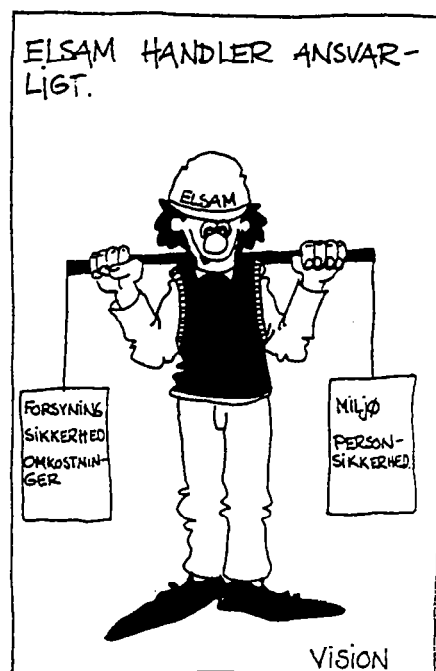
Fra og med UP88 har det været ELSAMs målsætning, at der skal planlægges ud fra en samfundsøkonomisk balance mellem aktiviteterne på produktionssiden og forbrugssiden. Det gældende udbygningskriterium med 20% reserve udgør en utilstrækkelig beskrivelse af planlægningssituationen, når:

- denne balance skal vurderes kvantitativt
- indsatsen på forbrugssiden skal dimensioneres
- udbygningen med vedvarende energi, f.eks. vindkraft, skal vurderes.

I efteråret 1991 blev det vedtaget at indføre 3-tidsafregningen mellem ELSAM og kraftværkerne med virkning fra 1.1.93. Mange distributionsselskaber indfører 3-tidstariffen over for forbrugere fra samme dato. Allerede i midten af 1980'erne indførte man i ELSAM-afregningen en dobbelttarif med effektbetaling fordelt over hele året. For flere år siden gik man over til treledstarif for decentral kraftvarme.

- Alle disse afregningsformer bygger på mere fundamentale dimensioneringskriterier end 20%-kriteriet.

I dette afsnit diskuteres det gældende 20%-kriterie og et forslag til ny fremgangsmåde forelægges. Det nye kriterium vil blive bearbejdet i det kommende år med henblik på ibrugtagning fra og med UP93.



1. Praksis indtil i dag – reserveprocentmetoden

Praksis i udvidelsesplanerne indtil i dag har været at sætte krav til reserveeffekten, så den – målt i fuldgod effekt – udgjorde mindst 20% af årets største kvartersbelastning.

To begreber er centrale i sammenhængen, fuldgod effekt og reserveprocent.

1.1 Beregning af fuldgod effekt

Fulgod effekt er defineret som den effekt, der er til rådighed døgnet rundt og hele året bortset fra perioder med havari eller revision under forudsætning af gennemsnitlig pålidelighed og gennemsnitlig revisionsbehov.

Ikke al effekt er fuldgod. I den installerede effekt foretages derfor forskellige fradrag, som gør den fuldgod. For konventionelle anlæg drejer det sig om: fradrag for overbelastningsevne, for varmebeslaglæggelse (ved kraftvarmeproducerende enheder) og fradrag i forbindelse med idriftsættelse, hvis en sådan finder sted midt i året.

For vindmøller, decentrale kraftvarmewærker og diverse former for udlandsaftaler er fradragsberegningen mere kompliceret, idet pålideligheds- og revisionsforholdene for disse effekttyper afviger fra konventionelle anlæg. Ydermere vil den fuldgode effekt af bestemte anlægstyper, f.eks. vindmøller, afhænge af, hvor stor en andel af den samlede kapacitet disse anlæg udgør.

Til praktisk håndtering af metoden er der udviklet et formelapparat, hvorefter de forskellige fradrag i den installerede effekt gennemføres. Tilgangen af private og kraftværksejede vindmøller, decentrale anlæg mv. gør det imidlertid vanskeligt fremover at vedligeholde formelapparatet. Dertil kommer, at den teknologiske udvikling betyder, at specielle effekttyper, som f.eks. overbelastningsevne, skifter karakter over tid.

1.2 Reserveprocent

Reserveprocenten beregnes ud fra fuldgod effekt på følgende måde:

$$RE = \left(\frac{\text{Fuldgod effekt}}{\text{Største kvartersbelastning}} - 1 \right) \times 100$$

Man bemærker, at der ikke er tidsmæssig korrespondance mellem tæller og nævner i udtrykket. Fuldgod effekt fremkommer ved en gennemsnitsbetragtning over et år, mens største kvarters belastning er en punktmåling.

Som supplement til en vurdering af reservekapaciteten på årsbasis har ELSAMs udvidelsesplaner undertiden bragt en gengivelse af effektbalancen under maksimum (Nordel-modellen). En sådan opgørelse virker umiddelbart mere realistisk, idet alle optrædende talværdier er knyttet til samme tidspunkt.

Hvad der i denne opgørelsesmetode forsat mangler at blive taget i betragtning er, at effektvanskeligheder i praksis kan optræde på vilkårlige tidspunkter af døgnet og året.

Af udtrykket for reserveprocent bemærkes endeligt, at en ret lille afvigelse i den prognosticerede maksimalbelastning kan give en ret stor afvigelse på den beregnede reserveprocent (krav til reserveeffekt). Dette forhold er særlig uheldigt i takt med, at antallet af decentrale producenter vokser, og elforbrugets maksimalværdi derfor bliver stadig vanskeligere at rekonstruere.

1.3 Metodens begrænsninger

Reserveprocentmetoden har fungeret upåklageligt i en årrække. Metoden ud-
mærker sig ved stor operationalitet, når
først formelapparatet til beregning af
fuldgod effekt er på plads.

Reserveprocentmetoden er ikke et økono-
misk kriterium. Reserveprocentkravet re-
laterer sig til begrebet ligeværdighed.

Princippet om ligeværdige samarbejds-
partnere er baggrund for aftalerne med
udlandet om gensidig hjælp i havarisitua-
tioner. Reserveprocenten er imidlertid et
meget indirekte mål for, hvor meget vi
trækker på vore naboer.

Man kan måske sige, at reserveprocent-
kriteriets egentlige berettigelse har været,
at det har kunnet overbevise vore naboer
om, at vi bidrager med samme forholds-
mæssige reserveeffekt, som de.

Træk på udlandet afgrænser en funktion
af dels reserveeffektens størrelse og dels
belastningskurvens udseende, anlægspå-
lideligheder, revisionstider, fastkraftaftaler
mv. Anvendelse af reserveprocenten til at
karakterisere træk på udlandet forudsætter
således, at en række øvrige faktorer er
uændrede. Som nævnt i indledningen er
det netop en af betænelighederne ved
fortsat anvendelse af reserveprocenten.
Eksempelvis er 3-tidstariffen et bevidst

forsøg på at ændre belastningskurvens
udseende.

2. Ny fremgangsmåde - risi- koindeksmetoden

I ELSAMs udvidelsesplaner har reser-
veprocenten været anvendt som primært
udbygningskriterium og konsekvensbe-
regninger som afledede størrelser.

Efter risikoindeksmetoden foretages vur-
deringer af udbygningsbehovet direkte ud
fra konsekvensberegninger.

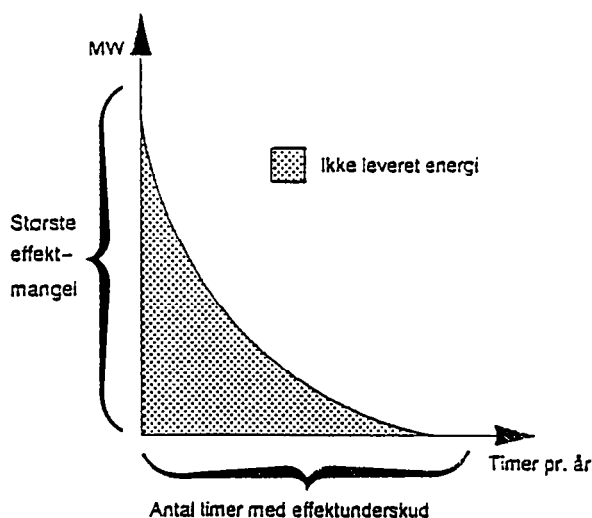
Navnet "risikoindeks" er valgt, fordi det
er den del af konsekvensberegningerne,
som opgør det forventede "antal timer
med effektunderskud", der er i fokus, -
dvs. antallet af timer, hvor der er risiko
for ikke at kunne dække belastningen i
eget område.

Sammenlagt opererer risikoindeksmetoden
med 3 kritiske størrelser: antal timer med
effektunderskud, største effektmangel,
ikke leveret energi. Begreberne er illu-
streret i nedenstående figur.

Antal timer med effektunderskud er den
vigtigste størrelse. Den angiver, hvor ofte
der vil være behov for hjælp udefra. Der
er øvre grænser for, hvor stort dette tal
må blive.

Største effektmangel vil være usikkert bestemt i en konsekvensberegning. Den refererer til én værdi, maksimum, i løbet af årets måske 100–200 timer med effekunderskud. Imidlertid kan der være grund til at bevare "største effektmangel" i kriteriet, således at det er hele formen på varighedskurven, der er vurderingsgrundlaget. Eksempelvis kan man forestille sig, at en kraftig udbygning med vindkraft – alt andet lige – vil reducere antal timer med effekunderskud, men ikke nødvendigvis værdien for største effektmangel. Formen på varighedskurven vil afdække sådanne forhold.

Varighedskurve for træk på udlandet



Manglende effekt og energi (ikke leveret energi) i eget område må indhentes via havarihjælp hos vore naboer. Risikoindeksmetoden opererer således med samme grundlæggende størrelser som reserveprocentmetoden, men modsat reserveprocenten opgøres afhængigheden af vore

naboer nu direkte.

I og med, at beregninger af "antal timer med effekunderskud" og "ikke leveret energi" har været en fast bestanddel af ELSAMs udvidelsesplaner gennem en årække, er det ikke en radikal anderledes metode, der foreslås.

2.1 Beregningsmetode

Målinger af de kritiske størrelser gennemføres ved driftssimuleringer.

Simuleringerne baseres på brutto-elforbruget og den forventede form af belastningskurven. De forskellige produktionsanlæg og effekttyper (såvel private som elværksejede) indlægges med de teknisk/økonomiske karakteristika, de hver især besidder.

Denne fremgangsmåde vil sikre, at alle de parametre, som har betydning for "træk på udlandet", nu eksplicit er inddraget: maskinkapacitet og elbelastning, belastningskurvens udseende, anlægspålideligheder, revisionstider, etc.

Også eludveksling med naboerne, herunder etablering af produktionsanlæg med eksport for øje, vil kunne håndteres af det nye kriterium. Det må her forudsættes, at der indgås langvarige aftaler om leverancer, og disse aftaler indlægges herefter i simuleringsberegningerne.

Det er imidlertid afgørende for resultaternes anvendelighed, at der er en nær overensstemmelse mellem model og virkelighed, både hvad angår data (f.eks. anlægspålideligheder) og modellens evne til at afspejle de økonomiske dispositioner, som foretages i den daglige drift.

Generelt gælder det, at data for produktionsenhederne justeres, når de praktiske erfaringer tilsiger det.

På modelområdet, og dermed evnen til at afspejle virkelighedens dispositioner, er situationen forbedret markant efter afslutningen af et flerårigt udviklingsarbejde i ELSAM, der har resulteret i et detaljeret simuleringsværktøj, benævnt SIVAEL.

Sammenlagt kan man sige, at data og model efterhånden fremtræder i en sådan kvalitet, at man med rimelighed kan

diskutere udbygningsbehovet direkte på grundlag af konsekvensberegninger.

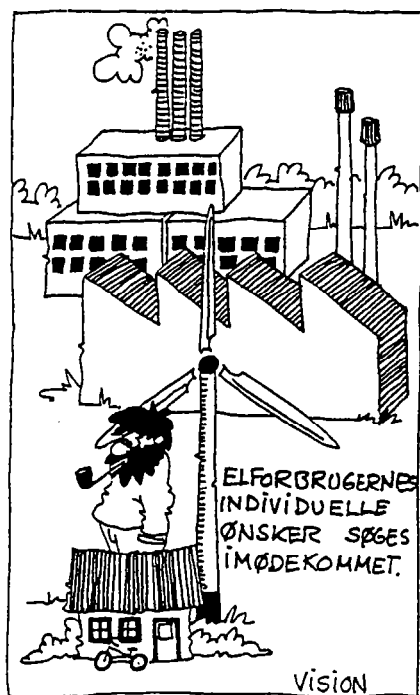
2.2 Anvendelse af risikoindekskriteriet

Det oplagte spørgsmål hedder, hvad er den kritiske grænse for antal timer med effektunderskud.

Konsekvensberegninger til udvidelsesplanerne igennem 80'erne har vist, at der er en snæver sammenhæng mellem reserveprocent og antal timer med effektunderskud – alt andet lige. Når reserveprocenten falder under 20, stiger antal timer med effektunderskud hastigt.

Dette resultat betyder, at et skift af metode ikke umiddelbart vil give de store konsekvenser for udbygningsplanlægningen.

Metoden til fremskaffelse af den kritiske grænse for antal timer med effektunderskud hedder altså: et elproduktionssystem med konventionelle enheder dimensioneres, så reserveprocenten er 20. En driftsimulering med dette system giver som resultat et antal timer med effektunderskud. Dette antal timer anses som udtryk for en acceptabel forsyningssikkerhed i et system dimensioneret efter 20%-kriteriet og benyttes som grænseværdi for forsyningssikkerheden i mere sammensatte systemer fremover.



Foreløbige beregninger antyder, at grænseværdien ligger i størrelsesordene 100–200 timer pr. år. Mere grundige undersøgelser vil blive foretaget i det kommende år for at kontrollere holdbarheden af resultatet, men man skal nok ikke forvente, at intervallet kan indsnævres meget mere.

2.3 Metodens begrænsninger

Risikoindeksmetoden er ikke et økonomisk kriterium. Den er dog tættere på end reserveprocentmetoden. Efter risikoindeksmetoden opgøres behovet for udenlandsk havaristøtte, og det er lettere at prissætte havaristøtte end %'er.

Risikoindeksmetoden kan ikke præcis fortælle, hvornår et nyt anlæg skal idriftsættes (det samme gælder i øvrigt for reserveprocentmetoden). Ved hjælp af risikoindeksmetoden får man et billede af kapacitetssituationen, hvor anstrengt systemet er over en bestemt årrække etc. Andre argumenter skal ind i billedet for at afgøre præcis, hvornår et nyt anlæg er påkrævet. Reelt vil en fremrykning af et anlæg på et givet tidspunkt altid give både fordele (energi- og miljøgevinster til systemet) og ulemper (øgede kapitaludgifter).

Endelig kan man fremføre, at risikoindeksmetoden ikke på tilstrækkelig vis illustrerer de fysiske driftsbetingelser

igennem et år. Det kan derfor være hensigtsmæssigt at supplere varighedskurven for træk på udlandet med effektbalancer på udvalgte tidspunkter af året, f.eks. under de 4 kvartalsmaksima for elbelastningen.

3. Øvrige udbygningshensyn

Såvel reserveprocenten som risikoindeksmetoden opgør behovet for elproduktionskapacitet. Ingen af metoderne giver information om:

- anlægstype og –størrelse
- beliggenhed
- varmebehov og –dækning
- miljøforhold
- netbegrænsninger
- reguleringskrav.

Disse emner skal fortsat vurderes, efter at kapacitetsbehovet én gang er opgjort.

Aktuelle temaer

Brændselsforsyning og
fleksibilitet

Biomasse og forgasning

Århusværket

Decentral kraftvarme

Vindkraftens konse-
kvenser

Aktuelle temaer

1. Brændselsforsyning og fleksibilitet	91
1.1 Naturgasforsyningen	
1.2 Kul	
1.3 Prisudvikling	
1.4 Tilpasning af forbruget	
2. Biomasse og forgasning	95
2.1 Baggrund	
2.2 Barrierer	
2.3 Det hidtidige arbejde og forslag til yderligere aktioner	
2.4 Forgasning	
2.5 Idé til handlingsplan	
3. Århusværket	98
4. Decentral kraftvarme	102
4.1 Decentrale kraftvarmeværker	
4.2 Gasforhandlinger	
4.3 Strategiovervejelser	
5. Vindkraftens konsekvenser	106

1. Brændselsforsyning og fleksibilitet

I 1972 udgjorde olieandelen af ELSAMs brændselsforsyninger 80%. I forbindelse med den første oliekrise i 1973 indså man, at en ensidig brændselsforsyning var uholdbar, og der blev derfor gennemført en omfattende ombygning af kraftværkerne, således at der både kunne fyres med olie og kul.

ELSAMs brændselsforsyningsstrategi har siden været baseret på at opnå forsyningssikkerhed samtidig med en tilstrækkelig fleksibilitet med hensyn til brændselsvalg, kvalitet m.v. til at kunne udnytte brændselsmarkedet optimalt.

Denne strategi er fastholdt og udbygget gennem investeringer i moderne havne, egne transportsystemer og opretholdelse af relativt store brændselslagre.

Prisudviklingen gennem firserne har vist, at denne strategi har resulteret i stabilt lave energipriser med forsyningerne hovedsageligt baseret på kul.

En omlægning af brændselsforsyningen i retning af enstrengede forsyningskilder medfører, at den nuværende strategi ikke kan opretholdes. En omlægning vil derimod føre til sårbarhed og risiko for dramatiske prisudsving.

En massiv omlægning af CO₂-mæssige årsager til et naturgasforbrug på f.eks. 1,5 mia. m³ p.a. svarende til, at SV3 samt alle kulfyrede blokke uden afsvovlingsanlæg fyres med naturgas, vil give følgende forbrugsmønster i 1998:

Naturgas	1,5 mia. m ³	60	PJ
Elimport	2,5 TWh	20	PJ
Kul		95	PJ
Olie		5	PJ
Decentrale – gas		30	PJ

I alt 210 PJ

Elimporten varierer i praksis fra 0 til 6 TWh.

1.1 Naturgasforsyning

I Europa er naturgasindustrien organiseret, således at kraftværkerne ikke eller kun i meget begrænset omfang kan købe naturgas direkte hos producenterne, og således at transmissionsselskaberne i praksis udøver et effektivt monopol på transporten af naturgas.

Gennemførelse af EFs transitdirektiv vil ikke ændre afgørende på dette, idet antallet af udbydere og begrænsningerne i transmissionskapacitet i sig selv begrænser købsmulighederne.

EF-direktivet om transit af naturgas, der blev vedtaget i maj 1991, omfatter tredjeparts adgang til transit gennem højtrykssledninger. Principielt vil det derfor

være muligt for store forbrugere som elværkerne at købe gas direkte hos producenten. I praksis vil det dog afhænge af transmissionssystemets kapacitet og gasselskabernes vilje til at efterleve direktivet. EF forbereder en sag mod Belgien, Danmark og Frankrig på grund af, at disse lande opretholder eksklusive rettigheder til import, transmission og eksport af naturgas, og det er derfor stadig usikkert, hvornår og i hvilket omfang transitdirektivet i praksis kan udnyttes.

Naturgasanvendelsen i Europa, specielt i Øst- og Sydeuropa forventes at stige voldsomt i de kommende år. For at tilfredsstille efterspørgslen skal der investeres massivt i nye gasfelter og rørsystemer til transporten.

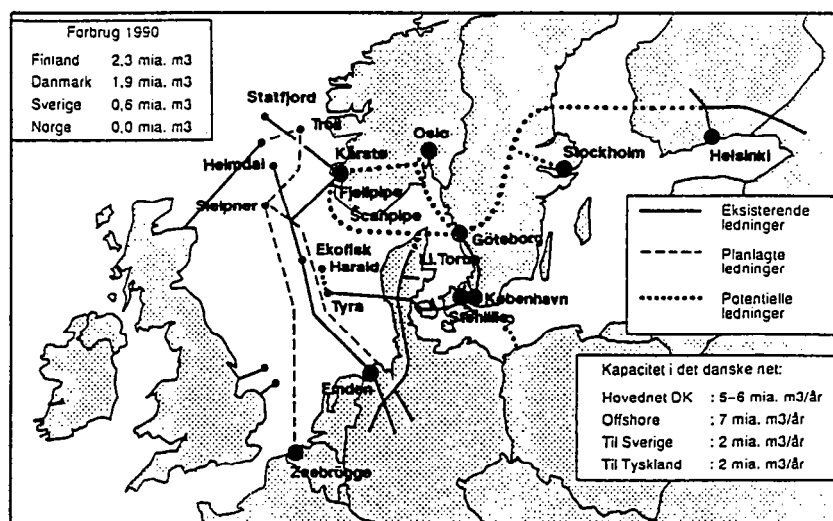
På trods af relativt store europæiske reserver vil disse med de nuværende prognoser ikke være tilstrækkelige til at dække efterspørgslen på blot mellemlangt sigt med et uændret importniveau fra tredjelande.

Store gasreserver findes i Rusland, Algeriet og Iran. For Nordeuropas vedkommende vil det derfor primært være russiske leverancer, der skal være basis for naturgasforsyningen, mens Sydeuropa bliver afhængig af leverancer fra Algeriet.

Med den forventede udvikling i naturgasforbruget forudser OECD, at det i slutningen af halvfemserne bliver nødvendigt med blandt andet leverancer fra Haltenbanken i det nordlige Norge, iranske leverancer og etablering af en 5000 km lang pipeline fra Sibirien til Tyskland.

Omkostningerne hertil er naturligvis høje, eksempelvis anslår OECD, at et forsigtigt skøn over omkostningerne til den russiske pipeline er 85 mia. kr. Med omkostninger i den størrelsesorden og den politiske instabilitet er det tvivlsomt, om vestlige investorer overhovedet vil tage risikoen ved disse investeringer.

Det nordiske naturgasnet



I Danmarks del af Nordsøen er der reserver til ca. 25 år med det nuværende forbrug, men allerede mod slutningen af 90'erne vil det sandsynligvis være nødvendigt at importere fra norske felter i konkurrence med specielt England, Tyskland og Holland.

Som det ses af figuren, er der allerede stærke forbindelser fra Norge til de øvrige europæiske lande.

Denne markedssituation står i skærende kontrast til markedsforholdene på kulmarkedet.

1.2 Kulforsyning

De kendte kulreserver er fem gange naturgasreserverne og spredt geografisk og politisk over hele kloden.

Der er ikke nogen monopoler på transport eller handel, og ELSAMs muligheder for kulindkøb omfatter derfor alle leverandørlande. I hvert land findes der desuden normalt flere større og mindre udbydere.

På trods af, at der kræves store investeringer i produktionsudstyr til nye kulminer, accepteres der meget korte kontrakter på kulmarkedet. Tendensen er i de senere år gået mod et-års kontrakter, hvilket betyder, at en forandring af prisforholdene eller transportomkostningerne meget hurtigt vil kunne udnyttes ved skift af for-

syningskilder.

Kul kan lagres, hvilket kan udnyttes – og bliver det – dels til at opnå en forsyningsmæssig sikkerhed, dels forhandlingstaktisk.

Disse forhold betyder, at kulmarkedet er tæt på fuldkommen konkurrence i modsætning til gasmarkedet, der i Europa nærmest må karakteriseres som monopolistisk.



1.3 Prisudvikling

De nuværende priser på naturgas i Danmark er præget af Dangas' monopol og afgiftsbegunstigelse. Det er dog sandsynligt, at der på kort sigt kan opnås en naturgaspris, der er næsten konkurrencedygtig med kullene, når der tages hensyn til afgifter, besparelser på anlægssiden osv.

På nuværende tidspunkt er det derfor også muligt at opnå kontraktbetingelser for beskedne mængder, der kobler udviklingen i naturgasprisen til kulprisen.

Med den forventede forøgede naturgasanvendelse i Europa og det særdeles begrænsede antal udbydere forventer ELSAM imidlertid stærkt stigende naturgaspriser fra slutningen af halvfemserne.

De stigende priser vil dels være et resultat af markedsforholdene, men i sig selv en nødvendighed for at forrente de investeringer, der er nødvendige i naturgasnettet. For at efterkomme efterspørgslen er det som nævnt nødvendigt med en stærkt øget import fra Rusland, hvor den nuværende transmissionskapacitet er helt utilstrækkelig.

OECD forudser, at den indtrængen på kraftværksmarkedet, som naturgassen for øjeblikket er i færd med, vil stoppe i slutningen af halvfemserne, idet omkostningerne til fremskaffelse af den nødvendige gaskapacitet vil betyde, at gaspriserne stiger kraftigt. Den relation til kulpriserne, som vi ser i øjeblikket, kan derfor ikke opretholdes, og gaspriserne til kraftværksbrug forventes at ville stige mindst til olieprisniveau.

Såfremt der af CO₂-mæssige årsager foretages en massiv omlægning til naturgas på kraftværker i OECD-landene, forventer OECD, at priserne på naturgas vil

stige med 143% frem til år 2005, mens kulpriserne vil falde med 24% i samme periode. Forbruget af kul vil i dette tilfælde falde til det halve af det nuværende niveau, mens naturgasforbruget vil stige til 2,3 gange det nuværende forbrug.

Effekten af en sådan omlægning vil være, at CO₂-udslippet i OECD-landene kun stiger med 10% i stedet for 22% i perioden fra 1990 til 2005.

På kulmarkedet er der en del nye projekter undervejs, blandt andet i Indonesien, Colombia og Venezuela samtidig med, at Sydafrika igen er anerkendt som handelspartner. Der vil derfor efter ELSAMs mening være en fornuftig balance mellem udbud og efterspørgsel, der vil sikre stabile priser på lang sigt.

1.4 Tilpasning af forbruget

Eksisterende naturgaskontrakter opererer med en belastningsfaktor på 0,8, hvilket indebærer, at det maksimale døgnaftag kun kan øges med 25% i forhold til dagsgennemsnittet. Når der skal tages hensyn til revisionsperioder, betyder det, at gassen i praksis skal aftages næsten jævnt over året.

Aftages gassen ikke, er der bestemmelser om såkaldt make-up gas, således at gassen skal betales nu og eventuelt anvendes senere.

Brug af naturgas under de i dag opnåelige kontraktformer er således ufleksibel, og den naturgasmængde, der kontraheres, må derfor betragtes som grundlastbrændsel.

For at kunne udnytte gasaftaler og det disponerede maskineri rimeligt er det med de krav, der stilles til gasaftag, nødvendigt, at der lægges en ret fast produktionsplan hen over året.

En konsekvens af denne meget faste plan bliver en kraftig reduktion med hensyn til fleksibilitet, og dette kommer til udtryk i enten en større løbende reserve (primært på ikke-gasfyrede enheder) eller, da der ikke altid vil være plads til denne reserve, i ekstra start og stop af enheder.

I forbindelse med udfald (havarier) vil der kun være mulighed for en meget begrænset opregulering på de gasfyrede enheder på grund af de restriktioner, der er omkring aftsagsprofiler for naturgassen.

En mindre nettobelastning for primærværkerne på grund af decentral produktion og vindmøller vil i kombination med et ret fast gasaftag betyde store meromkostninger, idet elsystemet i dag primært disponeres på ugebasis blandt andet på grund af store omkostninger forbundet med start og stop.

Decentrale anlæg vil ved år 2000 andrage ca. 7-800 MW, og der vil være installeret vindmøller på ialt ca. 1000 MW. Sidst-

nævnte kan variere fra dag til dag med alle 1000 MW. De decentrale anlæg vil producere mest om vinteren, hvor eloverløbsproblemerne er størst. Disse forhold stiller i forvejen øgede krav til regulering på de primære enheder.

Disse dag til dag variationer og øgede reguleringskrav vil generelt blive svære at modregulere med de aftsagsprofiler, der er skitseret for gassen. Mere fleksible aftsagsprofiler for gassen vil have stor værdi for det samlede system.

At disse forhold desuden giver en væsentlig reduktion i muligheden for import af den forureningsfri vandkraft fra Norge og Sverige, er en logisk konsekvens af den manglende fleksibilitet i et elsystem, som angivet i dette forløb.

2. Biomasse og forgasning

2.1 Baggrund

Den politiske interesse for en større anvendelse af biomasse, herunder halm, er stigende og blev senest demonstreret ved dagsordensdebatten i Folketinget den 10. marts 1992.

Begrundelsen er ønsket om at erstatte afbrænding af fossile brændsler (kul, olie og naturgas) med anvendelse af fornybare brændsler, hvorved Danmarks bidrag til udsendelse af drivhusgasser nedbringes.

Derudover er der, specielt for halmen, problemet med at komme af med dette "spildprodukt", efter at markafbrændingen i 1990 blev forbudt.

Det totale ressourcegrundlag på landsbasis af biomassebrændsler er, under forudsætning af et normalt vækstår, opgjort til godt 120 PJ pr. år. I 1990 blev skønsmæssigt 40 PJ anvendt, fortrinsvis til rene opvarmningsformål. Det uudnyttede potentiale på 80 PJ, hvoraf overskudshalm er ca. 60% og husdyrgødning mv. ca. 30%, svarer energimæssigt til godt 3 mio. ton kul pr. år, men på grund af bio-brændslernes natur vil selv en total udnyttelse næppe kunne erstatte mere end 2-2,5 mio. ton kul.

I praksis vil næppe mere end måske 70%, svarende til at 1,5 mio. ton kul erstattes, kunne udnyttes på grund af vidtspredte ressourcer i form af små mængder og store transportafstande. Her-til kan så lægges en fossil-energibesparelse på skønsmæssigt 0,3 mio. ton kul/år, ved at den nuværende næsten udelukkende afbrænding af biomasse (væsentligt affald og træ) til opvarmningsformål om-lægges til kraftvarmeproduktion.

2/3 af det totale substitutionspotentiale ligger i ELSAMs område. Da halmen er den største enkeltkilde, er det værd at bemærke, at overskudsmængden på grund af vækstbetingelserne kan variere særdeles meget de enkelte år, svarende til en vari-

ation i substituerbar kulmængde på $\pm 0,4$ mio. ton/år i ELSAMs område. Svingningerne kan imødegås ved langtidsopbevaring.

2.2 Barrierer

Der er flere barrierer mod en større udnyttelse af biomasserne, specielt halm. Først er der den politiske, hvor man fra politisk side ikke vil give tilladelse til at anvende halmen, der hvor den er "lige uden for døren", nemlig som brændsel i de større decentrale kraftvarmeværker i stedet for naturgas.

Dernæst er der de teknologiske vanskeligheder med halmafbændingen, spændende lige fra levering og tilberedning over selve forbrændingen til problemer med korrosion og rørtilslagning. Endelig er der den økonomiske barriere, der med dagens "officielle" halmpris er betydelig, selv om CO₂-lovenes tilbudsmuligheder, fuldt udnyttet, vil hjælpe på denne barriere.

Det er trods barriererne nødvendigt, at elværkerne engagerer sig alvorligt i anvendelse af biomassen over en bred front, bl.a. pga. elværkernes ansvar for reduktion af CO₂-emissionen.

2.3 Det hidtidige arbejde og forslag til yderligere aktioner

Elværkerne har allerede engageret sig i flere husdyrgødningsanlæg, dels som aftager af den producerede gas og også i et tilfælde som medejer af selve biogasanlægget. Det drejer sig om anlæg opført i forbindelse med forsøgsprogrammet for større fællesbiogasanlæg.

Når der foreligger mere entydige resultater af de forskellige anlægstypers drift og økonomi, samt en opgørelse af de til rådighed værende mængder af forgasningsbart organisk affald, vil det sikkert en del steder være hensigtsmæssigt for elværkerne at gå med i nogle flere anlæg.

Med hensyn til anvendelsen af halm på kraftværker/decentrale kraftvarmeværker er der lavet fyrforsøg på større kraftværkskedler i længere tid, ligesom der er opført enkelte halmfyrede decentrale kraftvarmeværker.

Ved driften er der konstateret en række teknologiske problemer omkring håndtering, forbrænding og tilslagning. For at få mere viden om disse problemers løsning er der i 1992 iværksat et program til 6 mio. kr., der afsluttes i oktober 1992. Sideløbende med afslutningen af dette program kunne det være formålstjenligt, om alle kraftværkerne lavede forslag til, hvordan man, på eller i forbindelse med de bestående anlæg, bedst muligt kan

forbrænde i størrelsesordenen 100-200.000 ton halm pr. år.

2.4 Forgasning

Kul vil længe være det vigtigste primærbrændsel til elfremstilling. På kort sigt forbrændt på stadig mere effektive anlæg, på mellemlang sigt sikkert anvendt i en forgasser til fremstilling af brændsel til brændselsceller og af metanol til drivmiddel til både gasturbiner og transportformål.

Det er vigtigt, at ELSAM, trods opgivelse af deltagelse i PreussenElektras forventede anlæg i Lübeck, fortsat engagerer sig og følger med i denne teknologi. Den mest effektive måde, der samtidigt giver håndgribelige erfaringer og forsøgsmuligheder, vil være, evt. i samarbejde med ELKRAFT og andre interesserede, at projektere og opføre et demonstrations- og forsøgsanlæg i størrelsesordenen 50-100 ton kul pr. dag. Udover de forsøg kan der også laves forsøg med tilsætning af større eller mindre andele halm og andre tørforgasningsbare biomasser (træflis, energiafgrøder, evt. affald). Der vil være en række teknologiske problemer, ikke mindst omkring tilberedning og indfyring, der skal løses. Anlægget skal, uden at være for stort, alligevel have en størrelse, så løsningerne bliver kommercielle og ikke laboratorieopstillinger. Et sådant projekt lever fuldt op til den op-

fordring Folketinget vedtog den 10. marts 1992.

2.5 Idé til handlingsplan

1. Engagere sig i yderligere et eller to biogasanlæg, når man gennem de nu kørende forsøgsanlæg har fået identificeret den mest lovende teknik, og det samtidigt er blevet sikret, at det nødvendige biomassetilskud er til rådighed.
2. Allerede inden det nuværende halmfyrringsforsøgsprogram er helt afsluttet starte undersøgelse på de enkelte kraftværker af, hvordan man bedst kan forbrænde 100-200.000 ton halm.
3. Intensivere arbejdet med, i samarbejde med ELKRAFT, at definere og formulere et kulforgasningsdemonstrations- og forsøgsanlæg, der også skal kunne forgasse en vis procentdel biomasse, så mix-fuel-konceptet også undersøges sammen med de nyeste udviklingstendenser inden for gasrensning, gasturbiner og samproduktion af metanol og evt. andre flydende brændstoffer.

3. Århusværket

Århusværket står i UP90/91 til skrotning med udgangen af 1994.

MK har i juni 1991 anmodet ELSAM om, at der indarbejdes et nyt kraftvarmeanlæg på Århusværket i UP92. Der blev peget på et kulfyret kombinanlæg af PFBC-typen (tryksat fluid-bed kedelanlæg) som hovedkoncept og et naturgas-kombianlæg som alternativ.

Planlægningsudvalget ønskede sagen grundigt belyst og modtog i efteråret 1991 følgende redegørelser fra Midkraft om følgende emner vedr. hovedkonceptet:

- Fjernvarmeforsyningen i Århus-regionen
- Anlægskoncept for MKA/PFBC demo-anlæg
- Økonomivurdering
- Supplerende redegørelse.

PFBC-teknologien er under kommercialisering. 4 enheder à 70 MW_e er idriftsat 1990-91. Idégrundlaget for et projekt i Århus var at bidrage til denne udvikling ved at føje moderate forbedringer til ét af de koncepter, som udvikles hos tre forskellige leverandører.

Økonomivurderingen blev baseret på et anlæg på 90 MW og 125 MJ/s. Der forventedes en produktion år 2000 på 477 GWh el og 2487 TJ varme. Anlægget forudsættes idriftsat 1996 med en samlet investering inkl. byggerenter på 1207 mio. kr.

På grundlag af en omfattende følsomhedsanalyse konkluderede MK, at projektet ville medføre en beskeden, men robust, selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk fordel.

Der blev stillet en række kritiske spørgsmål vedr. emissioner, restprodukter, teknologiske risici og økonomiske forudsætninger. Efter indhentning af en supplerende udredning fra MK, og en mere generel vurdering af PFBC-teknikkens perspektiver fra Kraftværksteknisk Udvalg, konkluderede Planlægningsudvalgets flertal i december 1991, at det foreliggende projekt måtte bedømmes som mindre fordelagtigt, fordi det rummede væsentlige teknologiske risici, og fordi væsentlige økonomiske forudsætninger måtte anses for diskutabile.

Direktørudvalget fulgte denne indstilling, hvorefter projektet måtte stilles i bero. Midtkraft har derpå ønsket alternativet, et naturgasfyret kombi-kraftværk (NGCC-konceptet) vurderet.

MK fremlagde i Planlægningsudvalget et forprojekt til et gasfyret anlæg på 151 MW el og 126 MJ/s varme. Investeringen inkl. byggerenter anslås til 1028 mio. kr., og den årlige produktion bedømmes til 851 GWh el og 2556 TJ varme. MK finder anlægget selskabs- og samfundsøkonomisk fordelagtigt ved gaspriser under 1,15 kr/m³ (1991-niveau).

MKs beregning er baseret på en såkaldt 2-maskine-sammenligning af lokale produktionsanlæg, hvor el- og varmesidens omkostninger betragtes under ét, og aktuelle **energiavgifter indregnes**.

ELSAM har opfølgende i samråd med MK gennemført en driftssimulering af de samlede el- og varmeproduktionsanlæg i ELSAM-området. 2 sammenlignelige tilfælde er undersøgt. Et med et NGCC-anlæg på Århusværkets plads og et uden. De beregnede variable omkostninger **ekskl. energiavgifter** er suppleret med faste omkostninger baseret på 2-maskine-sammenligning.

	Mkr/år Fordel med MKA/NGCC
ELSAM-fællesskabet ekskl. energiavgifter:	+ 40
MK + ÅKV ekskl. energiavgifter:	+ 20
MK + ÅKV inkl. energiavgifter:	+ 40

En sammenligning af resultaterne i år 2000 for MKA-konceptet er vist i omstående skema.

Det er forudsat i disse sammenligninger, at der er brug for effekten i hele driftsperioden, f.eks. fra 1996 og frem.

Et flertal i Planlægningsudvalget finder ikke denne forudsætning opfyldt og anser dermed ikke NGCC-projektet for lønsomt, hverken for MK eller for ELSAM. Planlægningsudvalget peger på muligheden for at indpasse et anlæg på Århusværket, når der forventes at være behov for effekten.

Det er ELSAMs hidtidige politik, at størrelsen af de store udtagsenheder er bestemt af økonomiske hensyn (skalafaktor), elbehov og overordnet kraftvarmestrategi (2 enheder hvert sted), men ikke af lokale varmebehov. Fællesskabet deltager normalt ikke i optimeringen af de enkelte fjernvarmeforsyninger.

Varmeforsyningens kapacitetsbehov er behandlet i følgende notater, som MK har fremlagt: "Notatet om fjernvarmeforsyningen i Århus-regionen" fra august 1991 og "Grundlast-effekt i kraftvarmeområderne TVIS, Aalborg og Århus" af 11. februar 1992. En drøftelse viste delte meninger om denne sammenligning.

Derfor er der i en sen fase foretaget en overslagsberegning med såkaldt slumpsi-mulering med særlig vægt på bestemmelse af den forventede kraftvarmeandel. Ved levering af 12.100 TJ i år 2002 blev resultatet, som vist i skemaet.

	Kraftvarmeandel
Med MKA	95%
Uden MKA	93%
Med NGCC	95%
MKS mono	89%

Hertil kommer ca. 3% fra affaldsforbrænding.

Disse foreløbige resultater tyder på, at der også uden Århusværket kan opretholdes en høj kraftvarmeandel, og at forsynings-sikkerheden ikke påvirkes. I sidste kolonne er kapaciteten på Studstrupværkets blok 3 og 4 lagt sammen i én blok, og Århusværket opretholdt. Her bliver resultatet klart utilfredsstillende og bekræfter dermed den overordnede udbygningsstrategi.

Sammenfattende kan en række forhold indgå i vurderingen af, om der også på længere sigt skal produceres el og varme på havnen i Århus.

Fjernvarmens forsyningssikkerhed:

Kræver ikke Århusværket opretholdt og kan ifølge andre værkers praksis sikres med en noget højere spidslastandel.

Kraftvarmeandel:

Er også høj efter Århusværkets nedlæggelse. Den optimale kraftvarmeandel beror på lokale forhold og må beregnes ud fra økonomiske kriterier. De oprindelige simuleringer viste, at et kraftvarmeanlæg på Århusværket kunne reducere den oliefyrede spidslast med 440 TJ/år, mens slumpsimuleringen tyder på en lidt lavere værdi.

Lavere fremløbstemperatur:

Århusværkets lavere fremløbstemperatur indebærer en energigevinst. Størrelsesordenen er 300 TJ/år. Den økonomiske værdi heraf kan ikke selvstændigt begrunde større investeringer.

Hertil kommer andre forhold, som må tages i betragtning:

- Opretholdelse af kraftværkslokalitet og varmforsyningens infrastruktur
- Muligheder for introduktion af ny teknologi
- Miljømæssige fordele
- Lokal beskæftigelse
- Afgiftsbesparelser

- Andre økonomiske fordele.

Når varmforsyningssikkerhed og -omkostninger ikke er udslagsgivende, er der ud fra ELSAMs synsvinkel god tid til at gennemgå mulighederne, at afvikle det nuværende værk og etablere et nyt, når effektbehovet er til stede, og der i øvrigt opnås enighed om et projekt. Heroverfor har MK gjort gældende, at såfremt der ikke kan peges på en løsning og et tidspunkt, vil konsekvensen blive en afvikling af Århusværket, og der vil ikke være sikkerhed for, at arealerne fortsat står til disposition for kraftværksformål.

Med Folketingets dagsorden af 10. marts 1992 skal elforsyningen nedsætte det samlede CO₂-udslip og udvikle anvendelsen af biobrændsler. Med et NGCC-anlæg på Århusværket som alternativ til en kulfyret reference, begrænses CO₂-udslippet med ca. 400.000 ton/år. Muligheden for at anvende pladsen på Århus havn til et projekt med udviklingsperspektiver og til idriftsættelse efter 1998 skal udredes nærmere med henblik på en endelig beslutning i løbet af september-/oktober 1992.

4. Decentral kraftvarme

4.1 Decentrale kraftvarmeværker

Med Folketingets vedtagelse i maj 1990 af en ny lov om varmeforsyning, er der formelt lagt en køreplan for tilgangen af effekt fra denne produktionsanlægskategori.

Den fremtidige udbygning forudses at falde i tre faser.

Projekter i fase I omfatter i ELSAM-området 25 større byer og består hovedsageligt i omstilling af kulfyrede fjernvarmeværker til naturgasfyrede kraftvarmeanlæg. Projekterne skal være godkendt i kommunerne inden 1. august 1992, og anlæggene skal være idriftsat inden starten på fyringssæsonen 1994/95. Der kan dog allerede nu forudses lokale forsinkelser.

Fase II omfatter i ELSAM-området 70 byer og indebærer en omstilling fra naturgasfyret fjernvarme til naturgasfyret kraftvarme, fra kul- og oliefyret fjernvarme til fjernvarme eller kraftvarme på naturgas eller biomasse og fra affaldsfjernvarme til affaldskraftvarme. Fasen skal være gennemført to år senere end fase I.

Endelig berører fase III de resterende fjernvarmeområder ud over fase I og II, hovedsageligt meget små områder.

Fordelingen på de tre faser fremgår af følgende skema, hvor både det tekniske potentiale og de idriftsatte anlæg er angivet. Skemaet omfatter ikke industrielle egenproducenter.

Fase for fjernvarmeområde	Etablering	Teknisk potentiale		Idriftsatte anlæg	
		Antal byer	MW	Antal byer	MW
Uden for faser	-92	31	137	29	103
Fase 1	90-94	25	333	3	25
Fase 2	94-96	70	179	5	27
Fase 3	96-98	41	56	2	1
I alt		167	705	39	156

Energimyndighederne forventer, at gennemførelsen af det samlede program vil resultere i en effekttilgang i ELSAM-området på 850-900 MW inden 1998.

ELSAM har efter lovens ikrafttræden opgjort det tekniske potentiale til godt 700 MW. Heraf vurderes det realistisk opnåelige omfang at udgøre 85%, og der medregnes således 600 MW i planlægningsgrundlaget.

ELSAM skønner, at forskellen på myndighedernes og egen vurdering dels bundes i forskellige antagelser om anlægstype og dermed forholdet mellem el- og varmeproduktionen, dels i forskelle på det varmegrundlag, som udgør underlaget for værkerne.

Udvidelse fra det nuværende grundlag til 90% tilslutning i eksisterende områder indebærer en forøgelse af varmegrundlaget med 35-40%. Dette kan efter el- og fjernvarmeværkernes skøn kun opnås ved at gennemføre tilslutningspligt, hvilken næppe generelt er realistisk.

Industriel kraftvarme

Potentialet for industriel kraftvarme blev i 1990-91 undersøgt af såvel Energistyrelsen som ELSAM. Det samfundsøkonomiske potentiale i ELSAM-området er med et forrentningskrav på mindst 7% opgjort til ca. 100 MW ifølge ELSAM-undersøgelsen og ca. 340 MW ifølge Energisty-

relsen. Afvigelsen skyldes primært, at ELSAMs opgørelse bygger på spørgeskemaer til de enkelte virksomheder, medens Energistyrelsens opgørelse er baseret på branchebeskrivelser og data fra Danmarks Statistik. ELSAMs undersøgelse tager således i højere grad hensyn til individuelle forhold.

Med industriens krav om tilbagebetalingstider på maksimalt 5 år måtte begge undersøgelser konkludere, at det selskabsøkonomiske potentiale var 0 MW. Indførelsen af CO₂-afgiften reducerer i midlertid forskellen mellem selskabs- og samfundsøkonomi, og ELSAM regner med, at ca. 50% af ELSAMs samfundsøkonomiske potentiale realiseres, dvs. en effekttilgang på 50 MW.

Status for den decentrale udbygning

Primo 1992 var der idriftsat ca. 210 MW decentral effekt, hvoraf de elværksejede anlæg alle var besluttet som en del af 1986-aftalen.

Yderligere må 225 MW hovedsageligt i forbindelse med fase I-byer betegnes som planlagt. For anlæg tilhørende fase II og III er arbejdet indtil videre på et meget forberedende stade.

De idriftsatte anlæg fremgår af følgende liste, der også omfatter de større industrielle egenproducenter.

Kraftværk	Lokalitet	Drift, år	El MWel	Brænd- sel ¹	Ejerforhold ²
Fynsværket	Nyborg, Kommune Kemi	1990	12,5	A	iE
	Rudkøbing	1990	2,3	H	E
	Tommerup St.B.	1989	0,9	NG	iE
	Ullerslev	1983	1,5	NG	E/iE
Midtkraft	Grenå	1992	18,0	H/K	E
	Langå	1991	2,6	NG	E/iE
	Novopan	1990	6,3	AT	iE
NEFO	Agersted	1990	0,4	NG	iE
	Dronninglund	1990	3,5	NG	iE
	Frederikshavn	1988	15,0	NG	E
	Hirtshals	1989	9,0	NG	E
	Pandrup/Kaas, Jetsmark	1991	3,7	NG	iE
	Skovsgaard	1989	0,4	NG	iE
	Sæby	1988	4,1	NG	E
	v. Hjermitslev	1987	0,4	BG	iE
	Vrå	1989	3,7	NG	iE
Nordkraft	Haverslev	1989	0,3	NG	iE
	Kongerslev	1989	1,4	NG	iE
	Mou	1990	1,4	NG	iE
	Nibe	1991	4,7	NG	E
	Nørager	1988	0,5	NG	iE
	Reno Nord	1991	6,3	A	E
	Thisted	1991	2,9	A	E/iE
	Vegger	1991	0,3	BG	iE

¹ A = affald, AT = affaldstræ, BG = biogas, H = halm, K = kul, NG = naturgas,
MULT = multibrændsel, O = olie og RG = raffinaderigas

² E = elværksejede og iE = ikke elværksejede

Sønderj. Højsp.værk	Augustenborg	1991	0,5	NG	iE
	Skærbæk	1991	3,0	NG	iE
	Ribe	1991	1,0	BG	E
	Rødding	1990	1,0	BG	E
	Æreskøbing	1989	0,2	O,H	iE
Skærbæk- værket	Brædstrup	1988	0,9	NG	iE
	Fredericia, Shell	1992	27,0	RG	iE
	Give	1987	0,8	NG	iE
	Horsens	1992	35,0	MULT	E
	Vejen	1987	0,6	NG	iE
	Vejen	1990	3,0	MULT	E
Vestkraft	Grindsted Products	1985	6,2	K	iE
	Nybro, DONG	1989	4,0	NG	iE
	Nykøbing M.	1989	2,3	NG	iE
	Ringkøbing	1989	6,0	NG	E
	Skjern	1990	8,7	NG	E
	Snedsted	1990	0,5	NG	iE
	Tarm	1990	0,6	NG	iE
	Tim	1991	2,0	NG	iE
	Ølgod	1991	3,8	NG	iE
	Ørnholm	1992	2,0	NG	iE

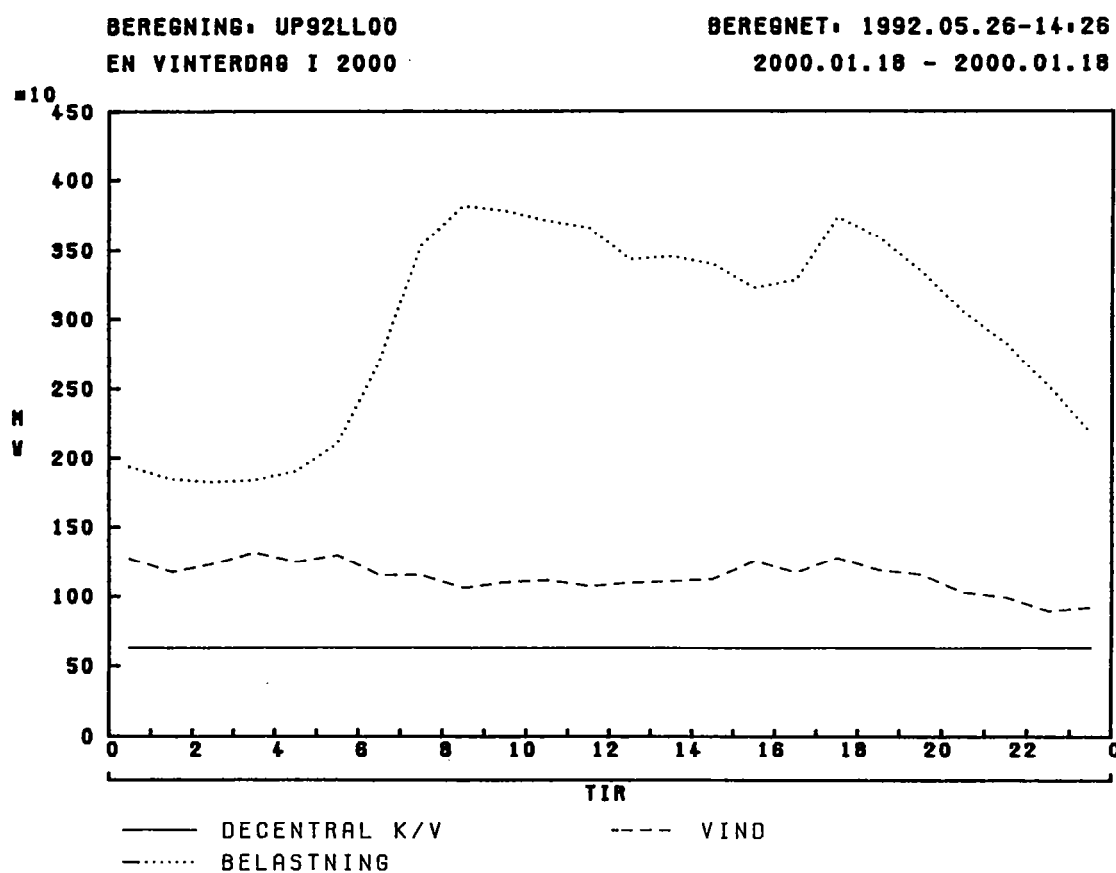
5. Vindkraftens konsekvenser

Elforbruget varierer hen over døgnet. Den største belastningsstigning finder sted om morgenen, hvor elforbruget typisk stiger 15 MW/minut. Som situationen er i dag, giver de 15 MW/minut ikke anledning til problemer, idet der vil være flere kraftværker i drift til at klare reguleringsarbejdet, samtidig med at man nogenlunde ved, hvornår stigningen kommer og derfor kan forberede kraftværkerne på reguleringen.

I en fremtidig situation, hvor der er etableret en betydelig mængde vindkraft og decentral kraftvarme i elsystemet, vil der ikke være så mange produktionsenheder tilbage, der kan bidrage til reguleringsarbejdet.

I en tænkt situation, år 2000, hvor der klokken 5 en vintermorgen produceres 600 MW på decentrale kraftvarmeværker og 800 MW på vindmøller, vil der kun skulle produceres 500 MW på de centrale kraftværker (jf. figur 1).

Fig. 1



I tidsrummet klokken 5-8 vil effekten typisk stige 2.000 MW. For at klare denne stigning, skal der startes en række enheder, hvilket umuliggør, at man jævnt og kontinuert kan følge belastningsstigningen. Hvis vinden i dette tidsrum løjer af, vil der ikke være den nødvendige reguleringsevne i systemet til at kompensere for den manglende vindmølleeffekt. Hvis vinden løjer af om natten, hvor der kun er 500 MW central kraftværkskapacitet i drift, vil det heller ikke være muligt at fastholde balancen mellem elproduktion og elbelastning.



Der eksisterer en række tekniske løsninger på disse reguleringsproblemer, f.eks.:

- Direkte forbrugsstyring
- Bygning af gasturbine med gode reguleringsmuligheder og korte starttider

- Reguleringsmuligheder på de decentral kraftvarmeværker
- Køb af reguleringsevne i udlandet.

Disse løsninger har dog alle det til fælles, at de øger omkostningsniveauet, og nogle af løsningerne reducerer endvidere vindmøllernes reelle miljøgevinst.

Miljøgevinsten er i forvejen reduceret, idet kraftværkerne på grund af den aktuelle vindmølleeffekt allerede i dag kører med større rullende reserve end for nogle få år siden (altså mindre optimalt).

I den tænkte - men p.t. sandsynlige - situation år 2000 vil vindkraftens miljøfordele i forvejen være reduceret, idet systemet befinder sig i en el-overløbssituation, hvor ELSAM har været nødt til at nedlukke centrale kraftvarmeværker og starte spidslastenheder op i stedet, miljøgevinsten ved samproduktion af el- og kraftvarme er reduceret. Køb af pumpekraft kan reducere dette problem.

Der er i ELSAM-regi igangsat et arbejde, som skal belyse muligheder og konsekvenserne i forbindelse med implementering af store mængder vindkraft og decentral kraftvarme i ELSAM-systemet. Denne analyse forventes dokumenteret i UP93.

Udbygningsplan

Udbygningsplan

1. Status for udbygningen	110
2. Energi- og effektbehov frem til år 2000	111
3. Udbygningsmuligheder	113
4. Udbygningsplan og driftskonsekvenser	114

Udbygningsplan

1. Status for udbygningen

Med idriftsættelsen af Fynsværkets blok 7, medio 1991, tilførtes elsystemet 426 MW tidssvarende elproduktionskapacitet; samtidig forøgedes kraftvarmeforsynings-sikkerheden i Odense-området.

Sideløbende med idriftsættelsen skrotte-des Fynsværkets ældste enhed, blok 1, fra 1961. Blokken var på 73 MW.

Vestkrafts blok 3 forudses idriftsat plan-mæssigt, medio 1992. Blokken bliver på ca. 400 MW_e og 460 MJ/s varme. Vest-krafts ældste turbine, turbine 5 på 57 MW, udgik pr. 1 april 1992.

ELSAM indgav ved årsskiftet ansøgning til Energiministeriet om etablering af to nye kraftværksblokke beliggende henholdsvis ved Skærbæk og ved Limfjorden til idriftsættelse medio 1997 og 1998.

Godkendelse af ansøgningen forelå 1. april. Som følge af ændrede udbudspro-cedurer forventes de oprindelige idrift-sættelsestidspunkter dog udskudt til 1. ja-nuar 1998 og 1. januar 1999.

Blokken ved Skærbæk bliver på 395 MW_e naturgasfyret, men forberedt for kulfyring; blokken ved Limfjorden bliver på 385 MW_e og kulstøvfyret.

Begge enheder forventes at få en højere virkningsgrad end systemets øvrige en-heder, idet nye materialer muliggør an-vendelsen af avancerede dampdata.

Elsystemet modtager løbende tilgang af effekt fra decentrale kraftvarmeværker. Primo 1992 var der i elværksregi idriftsat ca. 160 MW, alle som et led i den aftale om decentral kraftvarmeudbygning som elværkerne indgik i 1986 med den davæ-rende regering.

I de kommende år forventes yderligere en tilgang på ca. 450 MW decentral kraft-varmeeffekt. 1. etape af vindudbygnings-programmet er gennemført, og 2. etape af vindkraftudbygningsprogrammet vil i lø-bet af 1992 og 1993 bidrage med 55 MW, bilag 1 viser en oversigt over 1. etape.



2. Energi- og effektbehov frem til år 2000

Stigningen i elforbruget, opgjort ELSAM ab værk (inkl. Randers), blev i 1991 korrigeret for vejrforhold med 2,1%. Den tilsvarende stigning fra 1989 til 1990 udgjorde 2,5%.

Imidlertid er tilgangen af privat produktion, især fra vindmøller, så kraftig, at en korrektion for denne stigning ændrer stigningen i det egentlige elforbrug i 1991 til 2,6%.

En gennemgang af resultaterne af elsparerebestræbelserne i 1991 fører til en skønnet besparelse på ca. 50 GWh og påviste, men ikke realiserede besparelser på måske andre 50 GWh. Resultatet bekræfter udsagnet fra UP90/91 om, at de dér anførte sparemål nok var ret ambitiøse. Det skønnes dog, at aktiviteten fortsat er i en opbygningsfase, og at bidrag fra CO₂-lovenes tilskudsmidler vil kunne styrke området. Det er derfor besluttet at fastholde sparemålene fra UP90/91 og tage disse op til kritisk nyvurdering i forbindelse med UP93.

Elforbrugets udvikling i øvrigt bestemmes af konjunkturudviklingen, priser og afgifter på el samt tilgang af nye større forbrugskategorier, eksempelvis DSB-elektrificering.

Den aktuelle konjunkturfremskrivning baseret på Budgetdepartementets bereg-

ninger fra januar/februar vurderer udviklingen for 1992 svagere end i UP90/91, hvorimod der forudses en lidt større vækst i de nærmeste år, ikke mindst i privatforbruget. For 90'ernes sidste halvdel skønnes igen lavere vækst end i den foregående UP.

Medio 92 forhøjes elafgiften til 37 øre/kWh og momsregistrerede virksomheder, som hidtil har været friholdt for afgifter, skal fra 1. januar 1993 betale 5 øre/kWh. DSBs fremrykning af elektrificeringen fører i 1995 til et spring i elforbruget på 260 GWh i 1995 og derefter en jævn udvikling frem til et forbrug på 315 GWh/år ved årtusindeskiftet (Jylland-Fyn).

På produktionssiden bidrager private leverandører (vindmøller og små, private kraftvarmeværker, herunder industri) til en formindskelse af den energimængde, som skal leveres af det "officielle" elsystem. Omfanget skønnes at vokse fra ca. 500 GWh i 1991 til ca. 1400 GWh i år 2000.

Til fremskrivning af elforbrugets udvikling benyttes dels en statistisk model baseret på historiske beslutninger tilbage til 1954 samt på en fremskrivning af nogle nøgleparametre, dels en sektormodel, hvor fremskrivninger baseres på et rundspørge om forsyningsselskabernes forventninger. Alle jysk-fynske elselskaber deltager i dette rundspørge.

De to modeller giver bemærkelsesværdigt sammenfaldende resultater (se afsnittet om jysk-fynsk elefterspørgsel).

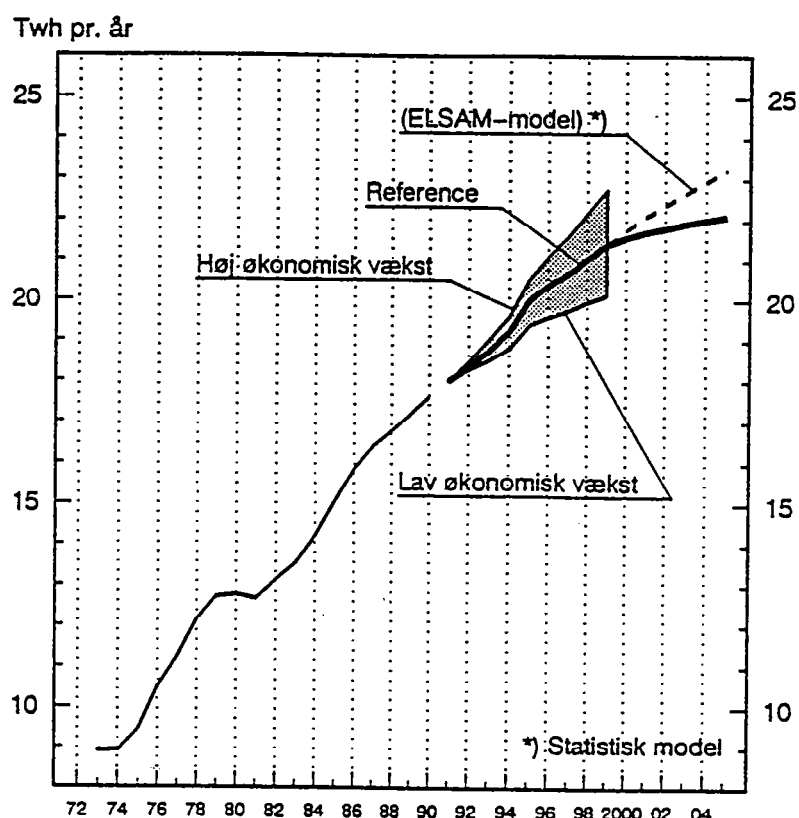
Den fremskrevne belastningsudvikling er på forbrugerniveau. Ved korrektion for produktion på privatejede anlæg og for tab i nettet, nås en prognose af værk. Figur 1 viser denne prognose og bilag 2 de bagvedliggende tal.

I forhold til prognosen i UP90/91 er der i 1999 tale om en reduktion i forbruget på

700 GWh. Reduktionen skyldes dels den ændrede konjunkturfremskrivning, dels CO₂-afgiften og dennes incitamenter til øget privat produktion.

På varmesiden har nye prognoser medført en opskrivning af varmebehovet i Århus-området og et lavere varmeforbrug i Ålborg og TVIS-området. Bilag 3 viser prognosen for de store varmeforsyningsområder.

Figur 1



Leverance over kraftværkernes net. Løbende 12 måneders elforbrug ELSAM af værk, Jylland-Fyn.

3. Udbygningsmuligheder

Det fremgår af det foregående afsnit og bilag 4, at effektbehovet i den betragtede periode er dækket ind med det udbygningsprogram, som fremgår af den allerede nu besluttede tilgang.

Udbygningsbehovet og udbygningsmulighederne på lidt længere sigt vurderes dog løbende, idet der inden for de nærmeste år skal tages stilling til f.eks. en videreførelse af kraftvarmestrategien.

I forbindelse med gennemførelsen af varmforsyningslovens tre faser har ELSAM vurderet det samlede tekniske potentiale, baseret på eksisterende fjernvarmenet, til godt 700 MW, inkl. allerede idriftsatte anlæg. Det skønnes dog, at ikke alt realiseres; 600 MW, heraf størsteparten elværksejede, anses for at være det realistisk opnåelige mål. Dette tal anvendes fremover i effektbalancer og kapacitetsvurderinger og er en del af det vedtagne udbygningsprogram.

Udover de tidligere nævnte 2 x 55 MW elværksejet vindkrafteffekt er der ikke aktuelle planer om yderligere udbygning. I amternes regionsplaner er der dog reserveret pladser til ca. 200 MW vindkraft. Hvorvidt elværkerne eller private vil udnytte disse pladser, er uafklaret.

Kraftværket på pladsen ved Århus Havn har nået pensionsalderen. Værket udgår af

ELSAMs afregningssystem, turbine 9 den 1. april 1993 og turbine 10 den 1. april 1995, og varmeleverancen til Århus er opsagt fra 1995. Værket er fysisk i en rimelig stand, men produktionen de seneste år har været yderst beskeden.

MK har undersøgt et par i energi- og miljømæssig henseende mere tidssvarende anlægstyper til erstatning for det gamle værk. Hvorvidt kraftværkspladsen skal bevares efter skrotning af de gamle enheder er fortsat uafklaret. I øjeblikket afvikles et halmfyringsforsøg på de eksisterende kedler.

Når behov for effektudvidelse igen opstår, kan etablering af et nyt værk i Århus være en aktuel mulighed, forudsat der kan opnås enighed om et projekt, og kraftværkspladsen fortsat er til rådighed.

På øvrige gamle kraftværkspladser er der flere steder fortsat plads til rådighed til udvidelse. På et par pladser sætter beliggenhed eller kølevandsforhold dog en grænse for udbygning ud over den i dag eksisterende.

Der indgår ikke for øjeblikket nye kraftværkspladser i regionplanerne.

Efter pålæg i Folketingets dagsorden af 10. marts er der i enighed mellem ELKRAFTs og ELSAMs bestyrelser om etablering af et elkabel under Storebælt til idriftsættelse i 1997.

Kablet får en kapacitet på 500–600 MW og forventes at koste omkring 1200 mio. kr.

Udover de muligheder for transit og eksport af el et sådant kabel giver, bliver det også muligt at gennemføre en mere koordineret udbygning af produktionskapaciteten på begge sider af Storebælt.

Elmarkedet som sådan bærer i de nærmeste år præg af stor usikkerhed, ikke mindst på grund af realiseringen af det indre marked, som altså også kommer til at omfatte energi.

Den endelige udformning af direktiver for el- og naturgasmarkedet er fortsat ukendt. Tendensen hen mod et mere konkurrencepræget marked med en bekendt efterspørgsel skaber nye udfordringer, men også en betydelig usikkerhed omkring den mere formelle planlægning.

Gennemførelsen af en konsekvent "Least Cost Planning" synes i strid med den mere konkurrenceprægede omverden, men udvides synspunktet til også at omfatte efterspørgslen uden for Danmarks grænser, falder modsætningen i nogen grad bort.

4. Udbygningsplan og driftskonsekvenser

Udbygningsplanens overvejelser om energi- og effektbehovet frem til år 2000, og mulighederne for at efterkomme dette, koncentrerer sig om forholdene i eget område. Ændringerne i efterspørgslen foranlediget af etableringen af en Storebæltsforbindelse eller af et mere åbent europæisk marked er endnu for uafklarede til at kunne medtages i en mere formaliseret planlægning.

Den status for kapacitetstilpasninger, som fremgår af afsnit 1, konkluderer, at effektbehovet i planlægningsmæssig henseende er dækket frem til år 2000. Der er således ikke i denne udbygningsplan behov for at tage stilling til nybyggeri i form af produktionskapacitet.

Visse dele af den påtænkte udbygning er dog pålagt nogle begrænsninger i driftsmæssig henseende.

ELSAM-systemet har hidtil været karakteriseret ved at være et effektdimensioneret system – dvs. den fuldgode effekt ansås for altid at være til rådighed, og der var altid den fornødne råenergi til stede.

Til flere af de nye anlægskategorier er knyttet nogle driftsbegrænsninger:

- der ligger ikke nogen produktionsreserver i decentral kraftvarme. Når varmegrundlaget er brugt op, kan enhederne ikke producere el.
- på grund af vindens ustabile natur som energikilde kan vindeffekt ikke indgå i den almindelige driftsplanlægning.
- en naturgaskontrakt, udformet efter retningslinier normalt gældende for sådanne kontrakter, vil pålægge den nye blok på SV et meget fast driftsmønster.
- energibegrænsninger i udlandsaftalerne sætter en grænse for disses udnyttelse.
- en øget anvendelse af biobrændsler, især halm, kan gøre anlæggenes rådighed afhængig af de ret store udsving i halmudbyttet fra år til år.

Store dele af produktionssystemet må derfor karakteriseres som energidimensioneret – dvs. kapaciteten er tilpasset de råenergimængder, som er til rådighed. Det samlede system har så behov for en eller anden "forædlingsproces", som gør al el til et ensartet produkt. Eksempelvis kunne al energibegrænset produktion betragtes som negativt forbrug, og det resterende system kunne dimensioneres til at dække den resulterende døgnkurve.

Alternativt kunne elsystemet udbyde el af forskellig kvalitet.

Det kan allerede nu forudses, at der i forbindelse med næste års udvidelsesplan skal afklares en række punkter på produktionssiden:

- fire 250 MW-enheder, placeret i de store varmforsyningsområder, når relativt hurtigt 30 års driftstid, begyndende med VKs B2 i 1998 og hurtigt derefter SVs B2, NK B1 og FV B3. Efter reglerne skal der dermed tages stilling til evt. skrotning, renovering eller ombygning til f.eks. naturgasfyring.
- etablering af deciderede eksportkraftværker, f.eks. beslutning om at bygge EV4 til dette formål.

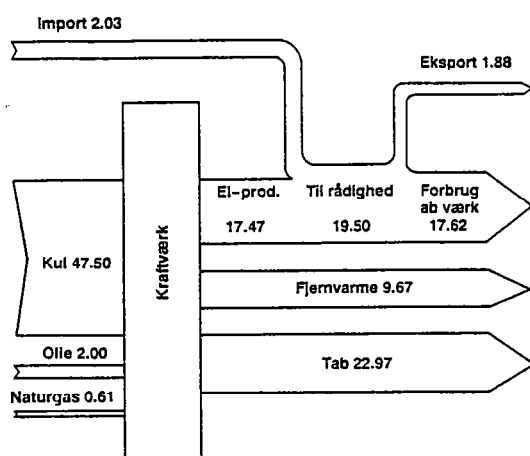
Som nævnt i miljøafsnittet er det under overvejelse at etablere SCR og deSO_x -anlæg på EV3 samt SCR-anlæg på Studstrup 3 og 4 sidst i 90'erne og at forsyne VK B2 med SO_2 -rensning i forbindelse med evt. renovering.

Bilag 6 viser en oversigt over idriftsatte, besluttede og påtænkte rensningsforanstaltninger.

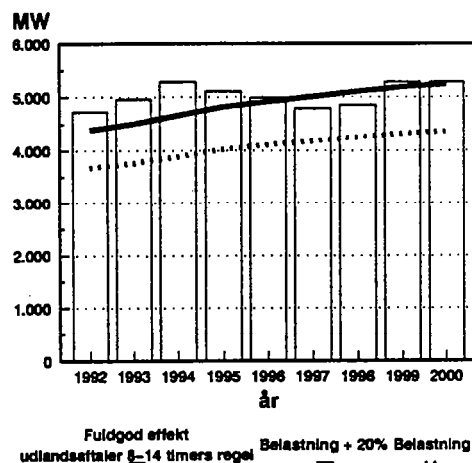
Ved årsskiftet 1992 var den installerede effekt godt 4300 MW, hertil kom pumpekraftaftalerne med Norge og Sverige med en samlet effekt på 550 MW og en maksimal energilevering pr. døgn på 2700 MWh. Bilag 5 viser en oversigt over de anlæg, som er til rådighed for den daglige drift primo 1992.

Figur 2 viser en energibalance for 1991. Nettoimporten var i modsætning til foregående år meget lav (148 GWh), og som følge heraf er systemet stresset noget mere, hvilket kommer til udtryk i en relativ lav råenergiudnyttelse på godt 54%.

Figur 2



På bilag 4 og figur 3 er vist effektforholdene i resten af 90'erne.

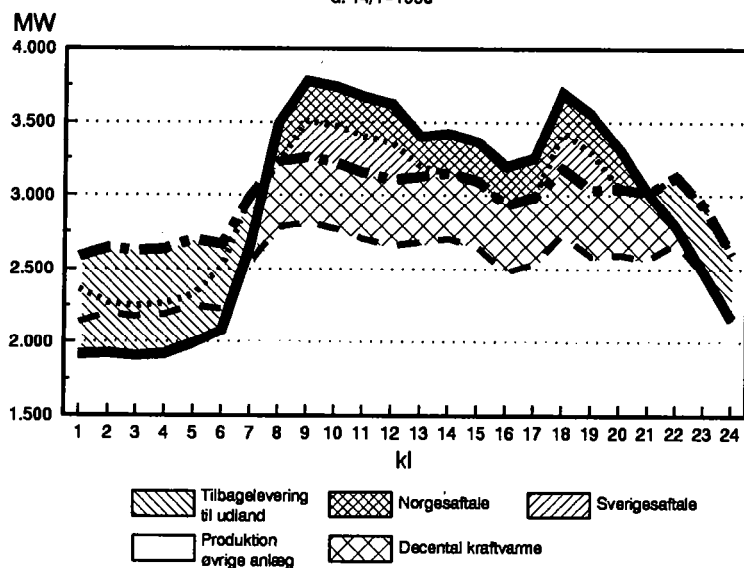
Fig. 3 Kapacitet og belastning
UP92

Opgørelsen af den fuldgode effektværdi af udlandsaftaler og af decentrale kraftvarmeværker er kompliceret.

Begge effektkategorier placerer normalt deres produktion i spids- og højlastområdet, hvor effektbehovet på et tidspunkt bliver brugt op.

Figur 4 illustrerer dette forhold.

Figur 4

UP92, Produktionsfordeling
d. 14/1-1998

Figuren viser, hvorledes efterspørgslen i et vinterdøgn i 1998 dækkes i driftssimuleringsprogrammet. Spidslastperioden dækkes helt af udlandsforbindelserne og decentral kraftvarme tager en god del af produktionen i højlastperioden. Det ses også af figuren, hvordan tilbagelevering til udlandet udglatter den døgnkurve, som ses af de store produktionsenheder.

Både udlandsaftaler og decentrale kraftvarmeværker kan derfor i sagens natur ikke tildeles fuld effektværdi. Det er på figuren (og i effektopgørelser) valgt at give decentrale værker fuld effektværdi og at vurde værdien af udlandsaftaler efter 8/14-timers reglen.

Forudsat at udviklingen i elforbruget bliver som forventet, må situationen bedømmes som tilfredsstillende, et par år udviser ret lave reserveprocenter, hvilket især kan henføres til den anvendte opgørelsesmetode.

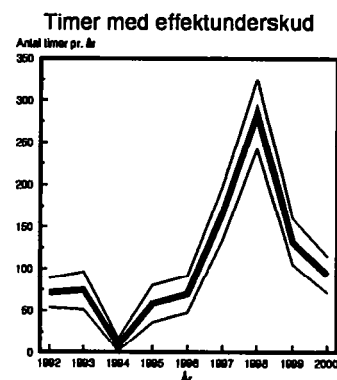
Reserveeffektopgørelsen er knyttet til et meget specifikt tidspunkt på året, nemlig det kvarter, hvor årets største belastning indtræffer.

Erfaringsmæssigt kan der hele året opstå situationer, hvor systemet ikke selv kan efterkomme efterspørgslen, men må hente støtte i udlandet. Hvor hyppigt dette indtræffer er et udtryk for et systems pålidelighed og evne til at leve op til sin forsyningsforpligtigelse.

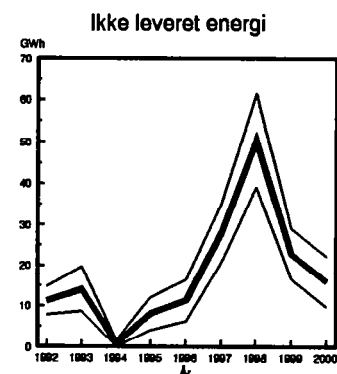
Forsynings sikkerheden for et planlagt system kan vurderes ved Monte Carlo simulering. Figur 5.1–3 viser resultatet af en sådan simulering sammenholdt med reserveprocenten. Forventningsværdien af timer med underskud og af ikke-leveret energi vil med 95% sandsynlighed falde i det skraverede område.

Sammenhængen mellem reserveprocent og forsynings sikkerhed fremgår klart af figurene.

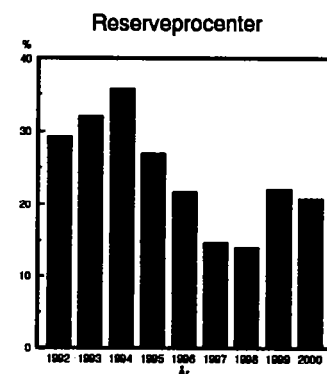
Figur 5.1



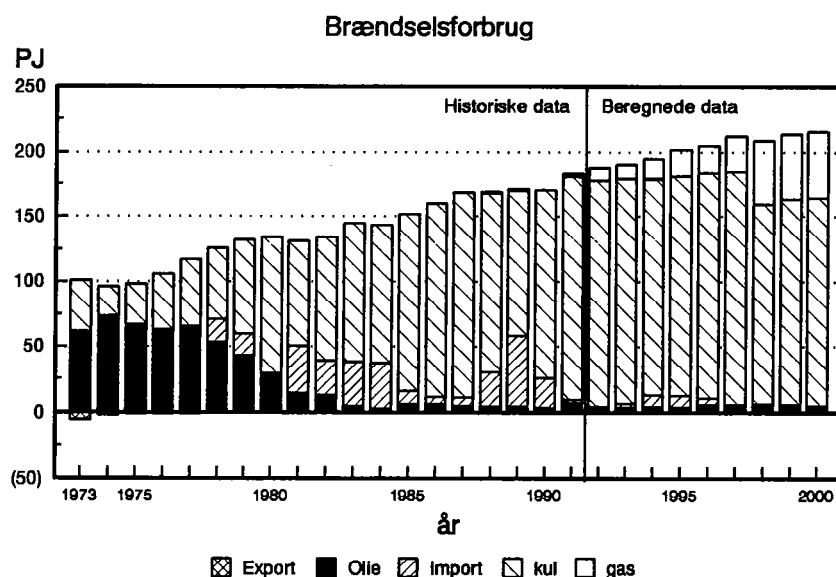
Figur 5.2



Figur 5.3



Figur 6



Ved driftssimuleringerne bestemmes brændselsforbrugets sammensætning.

På figur 6 er dette sammenholdt med de historiske brændselsforbrug. Af figuren fremgår naturgassens øgede betydning som råenergikilde.

Af de historiske data ses omstillingen fra olie til kul i halvfjerdsene og importens betydning i firserne.

Historiske brændselspriser og forventninger til den fremtidige udvikling fremgår af bilag 7.

Oversigt over elværksejede vindmøller og -parker.

El-værk	Lokalitet	Opbygning	Fabrikat	Kapacitet MW	Idriftsat/ idriftsæt- tes
FV	Dræby Fedsodde	12x220 kW	Wind World	2,6	08.91
	Dageløkke	1x300 kW	DWT	0,3	
MK	Hollandsbjerg	30x130 kW+2x300 kW	Nordtank	4,5	12.88
	Glatved	1x400 kW	Micon	0,4	05.91
NE	Ryå	20x99 kW+3x200 kW	Wincon	2,6	05.88
	Vadum 1	1x300 kW	DWP-Nordtank	0,3	11.90
	Vadum 2, 3 + 4	3x450 kW	Nordtank	1,3	1992
NK	Nørrekær Enge 1	36x130 kW	Nordtank	4,7	07.88
	Nibe	2x630 kW	EEV	1,3	01.89
	Klarup	150+160 kW	Dansk Windpower/ Wind World	0,3	09.89
SV	Nørrekær Enge 2	42x300 kW	Nordtank	12,6	04.90
	Bredstenlund	1x225 kW	Nordex	0,2	01.89
	Torrild	15x150 kW	Bonus	2,3	07.89
	Stoustrup	1x300 kW	Bonus	0,3	09.89
	Svinsager	1x450 kW	Bonus	0,5	1992
SH	Koldby	1x400 kW	Vesta/DWT	0,4	05.88
	Ærø	1x400 kW	Nordtank	0,4	10.90
	Brøns	8x400 kW	Micon	3,2	1992
	Branderup	2x400 kW	Micon	0,8	
VK	Velling Mærsk 1	34x90 kW+2x200 kW	Vesta	3,5	12.87
	Velling Mærsk 2	29x225 kW	Vesta	6,5	04.89
	Sinding	1x200 kW	Windmatic	0,2	04.89
	Videbæk	1x225 kW	Vestas	0,2	06.90
	Vedersø Kær	27x225 kW	Vestas	6,1	07.90
	Tjæreborg	1x2000 kW	EEV	2,0	

**Levering af el gennem de syv kraftværksselskaber i ELSAM-området samt
Randers Kommune ab værk²⁾, i kalenderåret. April 1992**

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.
1991	3.576	17,99	2,1	3.580	17,99	2,1	3.590	17,99	2,1
1992	3.639	18,28	1,6	3.661	18,34	1,9	3.700	18,50	2,8
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			
2005				4.461	22,11	0,4			

1) Største kvarters belastning 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.

Kraftvarmeprognoser for ELSAM-området

Belastningsgrundlag for varmeforsyningsområder 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	Her- ning/ Ikast	MKS/ MKA	NK	NE	Ran ders	SH	SV	VK	I alt eksist. værker	Decentral udbygning	Total
1992	11467	2569	11140	5480	300	2274	1160	5273	4996	44659	6800	51459
1993	11467	2640	11330	5575	309	2308	1220	5349	5038	45236	8800	54036
1994	11467	2652	11460	5669	369	2343	1280	5429	5080	45749	14800	60549
1995	11467	2664	11630	5757	401	2382	1330	5489	5120	46240	16800	63040
1996	11467	2675	11720	5850	413	2417	1330	5560	5153	46585	19200	65785
1997	11467	2687	11810	5945	422	2453	1330	5616	5186	46916	21600	68516
1998	11467	2699	11890	6039	433	2490	1330	5688	5219	47255	24000	71255
1999	11467	2710	11980	6134	444	2500	1330	5734	5252	47551	24000	71551
2000	11467	2722	12060	6228	448	2512	1330	5806	5283	47856	24000	71856

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

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

Start på UP92 d. 19. maj 1992
(effektværdi af udløbsaftaler svarende til 8/14 timers regel)

År	Instal- effekt MW	Tilgang Dato Enhed	Effekt Fra- drag +OVBL MW	Ombygning/Renovering/Levetidsforlæng. Periode *) Enhed	Effekt drag MW	Fra- drag MW	Udgår af driftsplan- lægningen eller reduceres Enhed Dato	Til- effekt lag MW	Disp. effekt Ultimo MW	Over- bel. MW	Frdrag Varmer instal- tidsp. 8-14 h MW	Fuldg. effekt MW	Belaet- ning MW	Reserve MW
1992	5213	1 7 Dec. k/v 1 7 VKE 8	65 32 405 202	1 7 - 1 10 L SVS 11	100 25	100 25	1 1 Norge *) 1 4 VKE 5 skrottes	100 0 57 14	5526	180	222 245 150	4729	3661	29,2
1993	5526	1 7 Dec. k/v 1 10 Norge 3	50 25 440 329				1 4 MKA5+6 -afregning 1 4 MKA 9 -afregning	115 28 70 17						
1994	5831	1 7 Dec. k/v	50 25					185 46	5831	180	236 308 150	4957	3756	32,0
1995	5881	1 7 Dec. k/v	50 25					0	5881	180	253 25 150	5273	3886	35,7
1996	5692	1 7 Dec. k/v	60 30				1 4 MKA 10 -afregning 1 4 SHE 7 melpose 1 4 VKE 6 melpose	70 17 144 36 125 31 339 84	5692	180	271 -9 150	5100	4020	26,9
1997	5752		0 0	1 1 1 1 L MKS 1	152 0	152 0	1 4 NEV 1 melpose	133 33	5752	180	272 30 280	4990	4097	21,8
1998	5619	1 7 Dec k/v 1 1 SVS B3	60 30 396 0 456 30	1 5 -15 7 L VKE 7	258 53	258 53	1 4 FVO 4 melpose 1 1 Norge 2	195 48 250 0	5619	180	273 -33 410	4789	4171	14,8
1999	5630	1 1 NE/NK	385 0					445 48	5630	180	273 35 290	4852	4251	14,1
2000	6015		385 0					0	6015	180	273 0 290	5272	4319	22,1
			0 0					0	6015	180	273 0 290	5272	4361	20,9

*) Midlertidig aftale om effektstatste fra Norge.

Data for enheder over 5 MW som er til rådighed for driftsplanlægningen primo
året for såvel el som varme. Disse enheder medtages i driftssimuleringerne

Værk	Enhed	PERIODE		EL				FJERNVARME				BRENDSEL				forven- tet kul- andel %			
		1. drifts- år	11) sidste drifts- år	kont.+ overbel. MW	elma- ke ved ren kulfyring MW	tekn. min. MW	elma- ke v.f.v. maks MW	maks nuv. MW/s	C _m MW/s	C _v MW	bedst- punkt MJ/kWh	korr.- fakt. p.u.	forbr.v. tekn.min. i kond. GJ/h	forbr. v./ fuldl. GJ	startomk. 9) varm GJ		kold GJ	olie maks %	kul maks %
FVO	B210)	68	97	195	190	63	177	233	0.559	0.129	9.63	1.03	687	419	733	458	100	100	96
	B310)	74	03	269	266	50	233	279	0.679	0.172	9.04	1.03	569	837	837	632	100	100	94
	B7	91	20	393+33	393+33	78	318	450	0.94	0.146	8.22	1.00	784	800	1500	900	100	100	95
MKA	T9	60	93	70	70	12	58	93	0.430	0.138	10.47	1.06	170	327	959	123	100	40	99
	T10	65	95	70	70	12	58	93	0.430	0.138	10.47	1.06	170	327	959	123	100	40	99
	B1	68	97	152	152	30	-	-	-	-	8.67	1.04	309	290	650	357	100	100	98
	B2	72	02	262	-	50	-	-	-	-	8.83	1.00	532	480	984	516	0	100	0
	B3	84	13	350+30	350+30	77	260	455	0.571	0.175	8.48	1.00	795	800	1500	893	100	100	98
	B4	85	14	350+30	350+30	77	260	455	0.571	0.175	8.48	1.00	795	800	1500	893	100	100	98
RKE	B1	83	12	52	45	5	45	105	0.430	-	13.83	1.00	69	-	-	79	100	0	100
				1306+60															
NEV	B1	67	96	130+3	127+3	32	-	-	-	-	9.21	1.06	343	670	1214	306	100	100	97
	B2	77	06	295+10	295+10	60	-	-	-	-	8.79	1.05	695	837	1256	693	100	100	98
NKK	T5	58	98	41	41	20	28	70	0.430	0.146	10.76	1.04	256	167	188	72	100	60	98
	T6	62	98	74	74	14	52	116	0.430	0.129	10.89	1.04	193	230	251	121	100	60	98
	B1	73	02	269	265	55	231	291	0.598	0.146	8.79	1.04	733	840	1050	632	100	100	98
SVS	B1	64	93	100	100	39	79	143	0.60	0.145	9.60	1.04	407	314	837	240	100	100	98
	B2	71	00	269	265	55	252	90	0.60	0.210	8.83	1.00	674	502	1193	632	100	100	98
SHE	EV2	65	94	144	144	36	141	21	0.430	0.155	9.46	1.05	394	377	1486	338	100	70	99
	EV3	79	08	300+27	300+27	60	290	78	0.410	0.169	8.73	1.00	736	1256	2100	740	100	100	98
VKE	T5	58	92	57	57	8	45	100	0.440	0.116	10.46	1.10	134	168	649	100	100	0	100
	B1	65	94	125	125	35	95	169	0.500	0.160	9.76	1.00	416	293	1151	294	100	91	99
	B2	69	98	245+12	238+12	50	189	290	0.600	0.160	8.79	1.05	557	481	1968	604	100	100	99
HERR.	B1	83	12	89	89	22	89	174	0.511	-	11.68	1.00	343	500	1000	158	100	100	95
				516+12															
Installeret effekt i alt				4301+145															
Norge	1+2	76/77	97	250															
	Sverige	1	91	300															
I ALT		-	-	4996															
ELDRE ANLÆG m.m.				97															
Elværksejede decentrale anlæg				122															

- 1) Verden er en gennemsnitsværdi af verdierne i hele lastområdet.
2) Ved effektberegning er $C_v = 0.129$ (øget indfyring).
3) Kan ikke drives rent oliefyret, heller ikke ved delast.
4) Norgesforbindelsen repræsenteres i driftssimuleringerne som 6 timers daglig import af maks. 190 MW med tilbagele-
vering om natten.
5) Levetiden forlænges med 10 år.

- 8) MKA 5 og 6 antages levetidsforlængt, så sidste driftsår er 1998. Anlæggene udgår af afregningen pr. 1.4.93.
9) Der regnes med en arbejdsmandetallet på 90 kr/Ar (medio 91).
10) Ombygget til naturgasfyring.
11) Under forudsætning af, at enheden ikke levetidsfor-
længes eller renoveres.

Enhed	Afsvovlingsanlæg			NO _x -foranstaltninger		
	År	Anlægstype	Status	År	Anlægstype	Status
FVO B2 B3 B7	1991	tørprod.	idriftsat	1991	LNF	idriftsat
MKA TP T10						
MKS B1 B2 B3	1989	tørprod.	idriftsat	1993 1998	LNF SCR	godkendt den 21.1.91 afventer godkendelse
B4	1990	tørprod.	idriftsat	1993 1999	LNF SCR	godkendt den 21.3.91 afventer godkendelse
NEV B1 B2	1991	SNOX	idriftsat	1987 1991	LNF SNOX	idriftsat idriftsat
NEV/NK	1998	?	godkendt af EM	1998	LNF+SCR	godkendt af EM
NKA T5 T6 B1				1986	LNF	idriftsat
SHE B2 B3	1996	?	planlagt	1992 1996	LNF SCR	godkendt den 21.3.91 planlagt
SVS B1 B2 B3	1997	naturgasf.	godkendt af EM	1997	LNF	godkendt af EM
VKE B1 B2 B3	1999 1992	? gips	afventer godk. under idrifts.	1992	LNF	under idriftsættelse
VKHI B1						

Historiske brændselspriser og brændselsprisprognose 1992 – 2000

Cif-pris an storhavn i 1991-kr.

Prognosen er baseret på forventede dollarkurser
Kr./GJ (Cif-pris)

