



Systemplan

1997

1998

1999

2000

2001

2002

2003

2004

2005

2006

2007

2008

2009

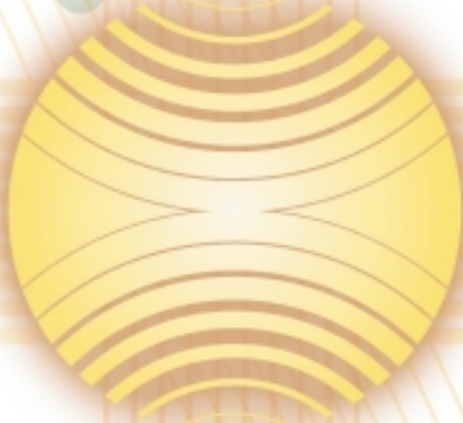
2010

2011

2012

2013


eltra




eltra

Systemplan

2001



Systemplan 2001

Dato: 19. juni 2001

Sagsnr.: 3041

Dok.nr.: 101473 v2

Reference: JKJ/KSC

Omslag og illustrationer:

Franck Wagnersen

Layout og opsætning:

Eltra's informationsafdeling

Repro og tryk:

Kerteminde Tryk

ISSN 1601-4685

Juni 2001



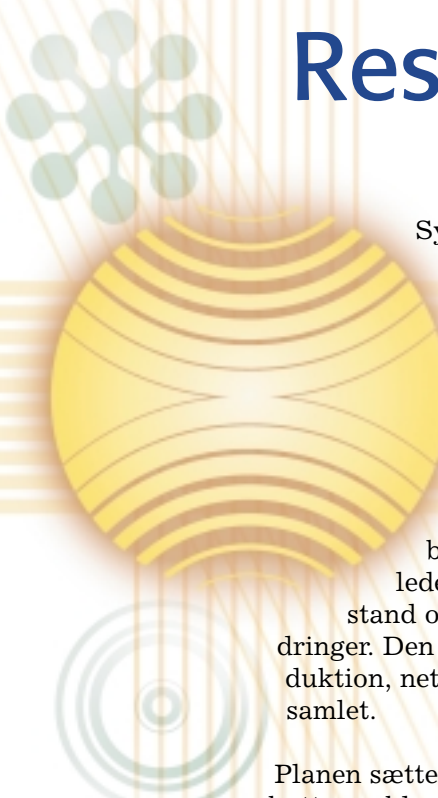
Indholdsfortegnelse



Resumé og konklusion	5
Produktionssystemet	5
Elsystemets ubalancer	6
Transmissionssystemet	6
Elforbruget	7
Elmarkedet i det jysk-fynske område	7
Forsyningssikkerheden	7
Introduktion	9
Konkurrence i elforsyningen	11
Ejerskaber i elsektoren	11
De institutionelle forudsætninger	11
Kortlægning af elsystemet	13
Økonomiske forudsætninger	13
Elforbrug og varmekonsum	13
Produktionskapacitet	14
Transmissionsnettet	14
Eloverløb	17
Dagens situation	17
Virkemidler til håndtering af eloverløb	18
Virkemidler på kort sigt	20
Den samlede buket af virkemidler	20
Sammensætning af produktionsapparat	21
Resultater fra referenceberegninger indtil år 2012	21
Relevante produktionsteknologier	23
Afledede F&U-mål	24
Det lange sigt år 2020	24
Det langsigtede net	27
Struktur af nettet	27
Dimensionering af nettet	27
Forbindelser til nabo-områder	29
Det sammenhængende elsystem	31
Nordeuropæisk infrastruktur	31
Sammensætningen af elsystemet	31



Dimensionering af elsystemet	33
Ny teknik i elsystemet	35
Forsyningssikkerhed	37
Energiforsyning	37
Elsystemets driftssikkerhed	39
Markedsbetjening	41
Konkurrence via udlandsforbindelserne	41
Mellem Norden og Kontinentet	41
Prioriteret produktion og prisdannelse	42
Markedsmagt	43
Håndtering af flaskehalse	43
Hidtidige erfaringer med prisdannelse og flaskehalse	44
Opfyldelse af miljømål	45
Emissioner	45
Saneringer i nettet	46
Sundhedsrisici	47
Referencer	49
Bilag 1: Kraftværker større end 25 MW i Eltra's område	51
Bilag 2: Økonomi ved reduktion af overløb	53



Resumé og konklusion

Systemplan 2001 er den første systemplan, der udgives efter den nye elforsyningslov. Systemplanen for Jylland og Fyn er en helhedsplan, der beskriver det samlede elsystems tilstand og behov for ændringer. Den behandler produktion, net og elforbrug samlet.

Planen sætter fokus på nogle akutte problemer, der kræver løsning allerede i år, og på emner, der kræver videre behandling og eventuelt en politisk debat og lovændringer.

Produktionssystemet

Kapacitetsudviklingen: Produktionen på de centrale værker fortrænges af prioriteret produktion og bindes yderligere af miljøkvoter. Det medfører en ringe udnyttelsesgrad af de centrale værker, og der må forudses en vis udfasning af centrale produktionsenheder. Det forventes, at Elsam vil skrotte Fynsværket B3 samt yderligere 664 MW, som befinder sig i reserve eller i mølpose. Udsigten til, at der af økonomiske grunde udfases flere store centrale kraftværksblokke, gør det nødvendigt at videreudvikle tekniske løsninger og tilslutningsregler, som gør det muligt at få decentrale kraftvarmeanlæg og vindmøller til at levere effekt og regulerkraft til sikring af systembalancen.

Vindkraftudbygningen på land ventes i år 2010 at nå en effekt på 2.500 MW vest for Storebælt. Pålægget fra 1998 om udbygning med vindmøller til havs forudsatte en mætning ved 1.500 MW på land for hele landet. Der er således sket en uforudsat udbygning på 1.000 MW, som er den direkte årsag til de ubalanceproblemer, som er

under udvikling i det jysk-fynske område. Vindmøller til havs forventes at få næsten dobbelt så stor produktion pr. MW installeret kapacitet som for landmøller og bidrager dermed forholdsmæssigt langt mindre til ubalancerne end den samme vindenergi produceret på land. På denne baggrund anbefales, at vindmølleudbygningen fortrinsvis finder sted på havet.

Havmølleparkerne indrettes med størst mulig fleksibilitet med hensyn til spændings-, effekt- og frekvensregulering.

Driftsanalyser: Den fremtidige produktionsfordeling bliver stærkt afhængig af energibalancen i Norge og Sverige. Det norske konsulentfirma, ECON, har for Elkraft System og Eltra beskrevet to mulige forløb med en gennemsnitlig nordisk systempris på henholdsvis 12 og 22 øre pr. kWh (lav- og højprisforløb). De tilsvarende priser i Nordtyskland har Eltra ansat til 15 og 19 øre/kWh. Driftsanalyser for Eltra's område viser indtil år 2012 en årlig nettoeksport på ca. 1 TWh i lavprisforløbet og ca. 8 TWh i højprisforløbet.

Miljøbelastninger: Kyoto-protokollen forpligter Danmark til i perioden indtil år 2012 at reducere emissionen af drivhusgasser med 21 %. Folketinget har ratificeret aftalen den 29. maj 2001 med visse betingelser. For hele EU ventes ifølge EU-grønbogen fra år 2000 en stigning i emissionen af drivhusgasser frem mod år 2010.

Kvoter for SO₂, NO_x og CO₂ gælder for hele landet. Driftsanalyserne viser, at udledningen af SO₂ i begge forløb kan holdes under kvoten. For NO_x skal der korrigeres for udvekslinger. Her viser beregningerne også, at kvoten overholdes. For CO₂ vil energimangel i nabolandene medføre en eksport og en overskridelse af kvoterne og dermed udløse betaling af en statsafgift på 40 kr. pr. ton CO₂. I perioder med energimangel i Norge og Sverige vil størrelsen af denne afgift påvirke produktionsfordelingen mellem termiske anlæg i Sverige og Danmark. Andre drivhusgasser som metan og kulilte udledes især fra decentrale anlæg.



F&U vedrørende miljøvenlig elproduktion:

Eltra's udbud af F&U-projekter for år 2002 er blevet tilpasset efter erfaringerne fra den foregående runde og samarbejdet med Energistyrelsen og Elkraft System. Der skønnes ikke at være behov for yderligere støtte til vindkraftens udvikling. Den hidtidige indsats på biomasseområdet har ikke ført til de ønskede resultater. Derfor udbydes for år 2002 inden for biomaseteknologier fortrinsvis projekter, som vurderes at rumme lovende muligheder ved anvendelse i stor skala.

Elsystemets ubalancer

På grund af væksten af ikke-regulerbar produktion opstår der med stigende hyppighed uligevægt mellem produktion og forbrug af el i Eltra's område. Det kan indebære over- eller underskud af el. Eloverskud (eloverløb) opdeles i *eksporterbart eloverløb* og *kritisk eloverløb*.

Da udlandsforbindelsernes fysiske kapacitet til eksport er ved at være udtømt, er omfanget af kritisk eloverløb i løbet af det sidste års tid vokset dramatisk. Det skal ses i sammenhæng med den store vækst i vindkraften i år 2000 sammenholdt med, at år 2000 var et forholdsvist vindfattigt år. Mere normale vindforhold i år 2001 samt yderligere tilgang af vindkraft har medført kritisk eloverløb, som Eltra har måttet afhjælpe ved indgreb i kraftvarmeværkernes drift.

En forventet fortsat stigning i hyppigheden og omfanget af kritisk eloverløb (til 900 MW i år 2003) understreger behovet for, at der inden for et eller to år banes vej for mere hensigtsmæssige indenlandske virkemidler. Fleksibelt elforbrug, som er blandt de mest lovende virkemidler, vil ikke kunne indføres uden ændringer i afgiftssystemet.

Ubalancerne har medført en betydelig afhængighed af udligning med nabo-områderne i den daglige drift. Med satsning på gennemførelse af indenlandske virkemidler skal denne afhængighed reduceres.

Systemplanens analyser beskriver kun det fysiske netto-overløb. De yderligere problemer, som skyldes, at vindkraften ikke kan forudsiges dagen før, når der aftales udvekslinger med nabolandene, kan kræve særlige kortsigtede virkemidler.

De vigtigste interne virkemidler på kort sigt er etablering af elpatroner i akkumulator-tanke og stop af kraftvarmeanlæg og vindmøller. Hvor der kan indsættes virkemidler med høj benyttelsestid, kan elpatronerne med økonomisk og miljømæssig fordel suppleres med varmepumper.

Der henvises til rapporteringen fra temaarbejdet om eloverløb.

Transmissionssystemet

Samspil med nabo-områder: De nordiske lande bliver i disse år mere og mere afhængige af hinanden. Nordels analyser af effekt- og energisikkerhed i det nordiske område viser de øvrige nordiske landes voksende afhængighed af danske ressourcer. Tilsvarende kan det jysk-fynske område ikke udligne de aktuelle ubalanceproblemer uden adgang til det nordiske elmarked og regulerkraftmarked. Samkøringsforbindelserne mellem de nordiske lande udgør flaskehalse for dette samarbejde. Samkøringsberegninger viser en noget højere nytteværdi for en udvidelse af Eltra's forbindelse til Norge end for en ny forbindelse til Sverige eller over Storebælt. Behovet for netforstærkninger i Norden vil blive belyst i Nordels systemudviklingsplan, som ventes fremlagt i december 2001.

Netdimensionering: Hidtil har hensynet til den lokale forsyningssikkerhed været udslagsgivende ved fastlæggelsen af kriterierne for nettets udbygning. Med den internationale markedsåbning og overgangen til nye produktionssystemer er nettets funktion ændret så gennemgribende, at kriterierne skal ajourføres. Temaarbejdet herom ventes færdiggjort parallelt med Nordels igangværende planlægningsarbejde.

En stor del af transmissionsnettet er af ældre dato. Da det har været vanskeligt at



opnå tilladelser til ny- og ombygning, er der opstået et stort renoveringsbehov. Dette har en negativ indflydelse på både markedsbetjening og driftssikkerhed.

Storebælt: Det er en forudsætning i Energistyrelsens opgavebrev, at der etableres en forbindelse over Storebælt på 300 MW fra og med år 2004. En sådan forbindelse indgår derfor i denne plans beregninger og analyser. En Storebæltsforbindelse kan tages i drift 2½ år efter parternes beslutning om anlæggets etablering.

Elforbruget

På grundlag af foreliggende oplysninger om programmerne for elbesparelser (DSM) er der foretaget en fremskrivning af elforbruget. Resultatet er en årlig vækst på 0,6 % indtil år 2005 og derpå 1,1 % om året indtil år 2012. Dermed forventes et noget højere elforbrug end i *Energi 21* og i *Opfølgning på Energi 21*.

Den nye produktionsstruktur kan have ændret de økonomiske forudsætninger for beregning af elbesparelsernes lønsomhed. Det anbefales, at grundlaget for det fortsatte DSM-program revurderes.

Elmarkedet i det jysk-fynske område

Jylland og Fyn har siden 1. juli 1999 været et spotprisområde i Nord Pool. Med kun én kommerciel producent i området er et stærkt transmissionsnet herunder udlandsforbindelser en forudsætning for elmarkeds funktion. Placeringen som transitland mellem det vandkraftdominerede system i nord og det store termisk baserede system i syd medfører, at prisdannelsen er yderligere følsom for flaskehalse i transmissionsnettet. Den store andel af prioriteret produktion beslaglægger en væsentlig del af udlandskapaciteten og har betydelig indflydelse på prisdannelsen.

Et velfungerende elmarked i det jysk-fynske område forudsætter et transmissionsnet, der er tilstrækkelig stærkt til at kunne sikre den markeds-mæssige integration i

Nord Pool-området og samtidig i nødvendigt omfang håndtere den prioriterede produktion.

Forsyningssikkerheden

Indførelse af konkurrence i elforsyningen indebærer, at systemets ressourcer disponeres af flere beslutningstagere, som hver især med god ret forfølger egne mål. Dette kan påvirke forsyningssikkerheden negativt, selv om alle tekniske forudsætninger er i orden, som det er sket i Californien. Varetagelsen af samfundsinteresser som forsyningssikkerhed, miljøbeskyttelse og forbrugerbeskyttelse kræver derfor mere komplicerede reguleringer af elsektoren end i strukturer med monopol.

En række institutionelle forudsætninger skal opfyldes, hvis de disponible ressourcer skal anvendes optimalt i et elsystem med konkurrence. Det er afgørende, at der findes harmoniserede internationale markedsregler, som kan sikre udveksling i overensstemmelse med prissignalerne og international solidaritet i mangelsituationer. Det er også vigtigt, at myndighedernes rolle er klart defineret, både nationalt og på EU-niveau. Endelig skal de systemansvarlige virksomheder samarbejde internationalt og råde over de nødvendige informationer og beføjelser.

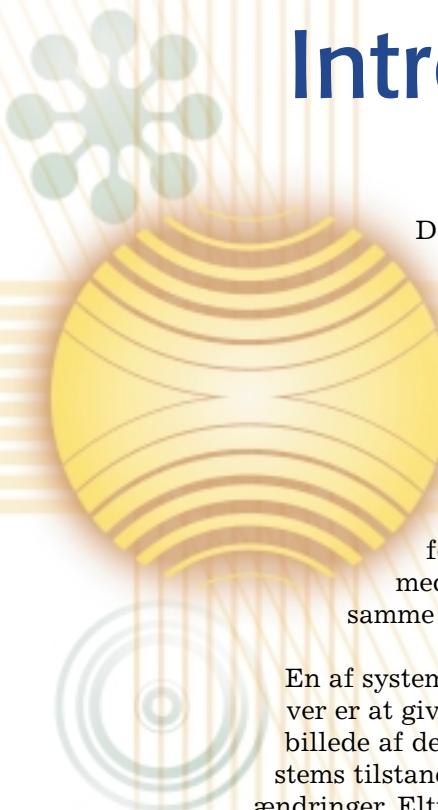
Disse forudsætninger er i Danmark og i Danmarks nabolande opfyldt i højere grad end i USA. Derfor bedømmes de organisatoriske forudsætninger for at imødegå forsyningskriser at være bedre i Danmark end i USA.

Der er på meget kort tid sket en ændring af produktionssystemet. De decentrale anlæg har ringe eller ingen reguleringsmulighed, de er mindre robuste under driftsforstyrrelser, og de er installeret i lokale net og dermed ikke omfattet af det hidtidige overvågningssystem. Ændringen er sket så hurtigt, at det ikke har været muligt at tilpasse overvågning og styring til de nye forhold. Eltra finder derfor, at der er opstået en forhøjet risiko for driftsforstyrrelser.



Eltra vil arbejde målrettet på en tilpasning af områdets tekniske og organisatoriske rammer. En genoprettelse af normal driftsikkerhed forudsætter desuden en til-

pasning af de overordnede rammer, herunder tilskuds- og afgiftssystemer, til den nye sammensætning af produktionssystemet.



Introduktion

De planer, der udgives i år 2001, udarbejdes på basis af opgavebrev fra Energistyrelsen, [Ref. 1], der forventes afløst af Bekendtgørelse for systemansvar med nogenlunde samme ordlyd.

En af systemansvarets opgaver er at give et retvisende billede af det samlede elsystems tilstand og behov for ændringer. Eltra vil sikre en høj forsyningssikkerhed på kort og langt sigt gennem en tæt kobling mellem områdets drifts- og planlægningsfunktioner og ved at lave aftaler med andre systemansvarlige. Systemplan 2001 er et vigtigt redskab til opfyldelse af dette mål.

Systemplan 2001 omhandler elsystemet i Jylland og på Fyn i en planperiode frem til år 2012. Dette årstal er vigtigt af hensyn til ratificering af Kyoto-protokollen. Desuden opgives der resultater for år 2020.

Det faktum, at halvdelen af produktionskapaciteten i elsystemet vest for Storebælt nu er tilsluttet i nettene under 100 kV, stiller store krav til driftsikkerhedsfilosofien i det sammenhængende elsystem. Det stiller også nye krav til planlægningen af elsystemet.

Eltra vil som systemansvarlig virksomhed gennemføre en sammenhængende planlægning, der omfatter elforbrug, transmission og elproduktion, og som integrerer den vedvarende energi under hensyntagen til varmebehov.

Eltra's planlægning er derfor indrettet som en løbende proces med en række planer. De enkelte planer supplerer hinanden, og resultaterne fra en plan indgår i de efterfølgende planer. Der er forudset fem årlige planer for forskellige emner baseret på en kontinuert kortlægning af elsystemet, se

Figur 1. Desuden igangsætter Eltra arbejde med temaer, som kræver en særlig dybtgående behandling, og som kan strække sig over flere planer.

Det er Eltra's opgave at sikre balancen i elsystemet. Derfor har Energistyrelsen i samarbejde med de systemansvarlige defineret temaet "Eloverløb" eller mere generelt fortolket de ubalancer, der skal håndteres. I praksis er der forekommet både elmangel og eloverløb i driftsdøgnet, men eloverløbet er på kort sigt det mest kritiske for driftssikkerheden i Jylland og på Fyn.

En ting, der er vigtig i planlægningsprocessen, er, at en plan kan afdække behov for udviklingsopgaver, og resultaterne fra disse kan indgå direkte i efterfølgende planer. Denne cirkel er etableret for miljøvenlig elproduktion og vil også blive det for nettet.

Eltra vil således medvirke til en helhedsorienteret udvikling af miljøvenlige teknologier samt markeder for VE-beviser og miljøkvoter for herigennem at bidrage til et bæredygtigt el- og kraftvarmesystem nationalt og internationalt.

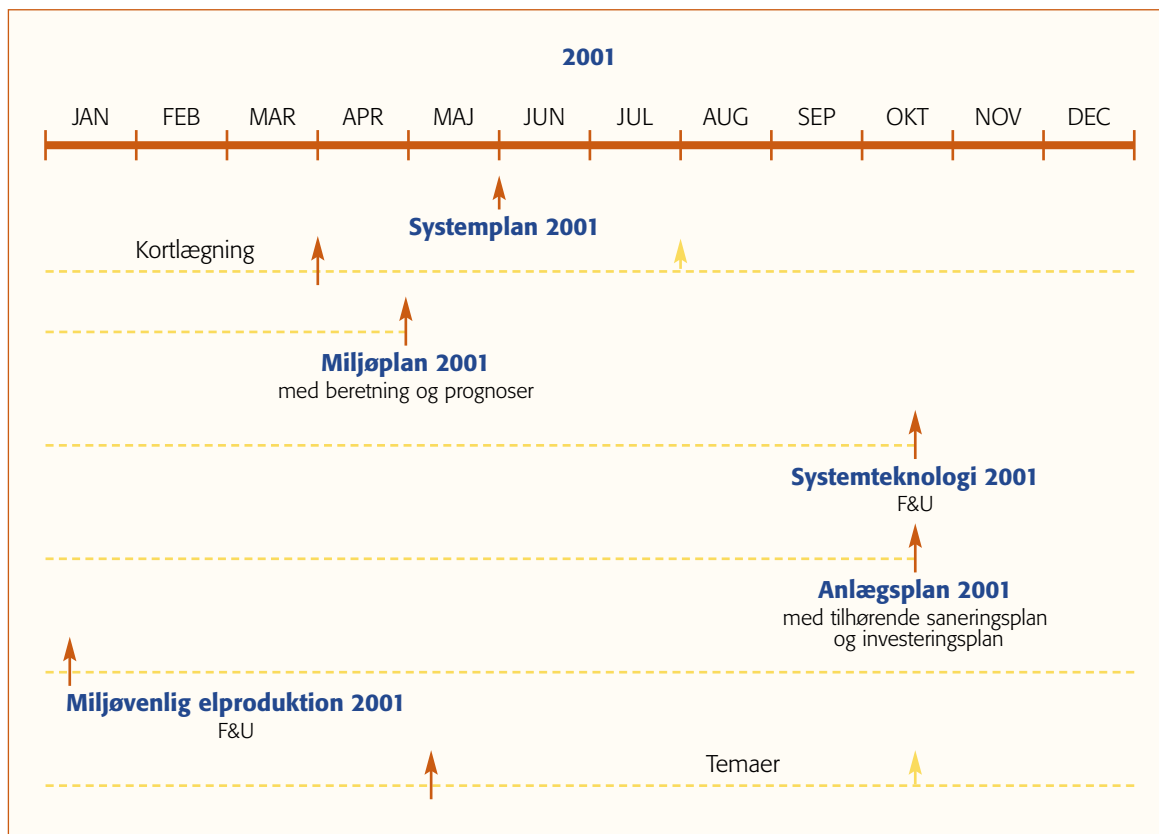
Systemplanen er den overordnede plan, der analyserer det sammenhængende elsystem vest for Storebælt. Den behandler de langsigtede strategiske forhold som strukturen af elsystemet, kapacitetsbehov på produktion og net, forsyningssikkerhed, anvendelse af kabler eller luftledninger m.v. Planen lægger på den måde rammerne for Anlægsplanen og F&U-planerne.

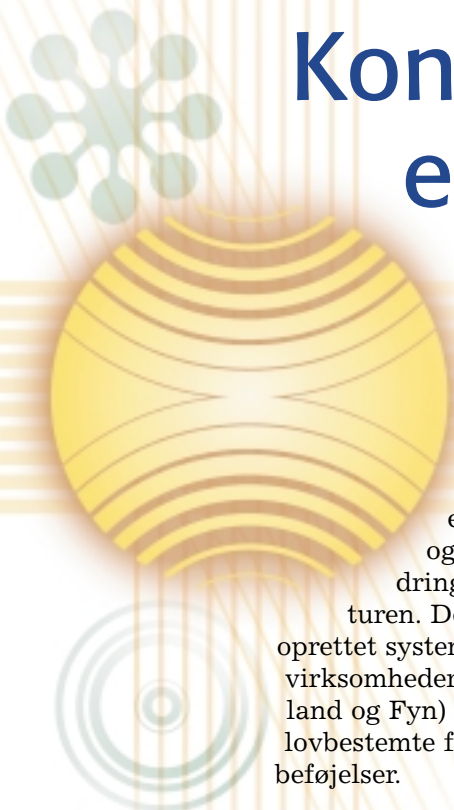
Det er også Eltra's opgave at sikre rimelige vilkår for markedets funktion. Her spiller et veldefineret mål for god markedsbetjening en vigtig rolle. Det samme gælder adgangen til de enkelte markeder (spotmarkedet, regulerkraft, balance).

Systemplanen skal desuden medvirke til at sikre en balance mellem hensynet til markedsbetjening og opfyldelse af miljømål. Systemplan 2001 er den første systemplan i den nye planlægningsproces, der er etableret under den nye elforsyningslov L375 med tilhørende ændringslove.



Figur 1 Planlægningsprocessen hos Eltra, hvor der indgår fem årlige planer, en løbende kortlægning af elsystemet og temaer.





Konkurrence i elforsyningen

Med den nye ellov og liberaliseringen af elsektoren er der indført konkurrence i elforsyningen, og der er sket ændringer i ejerstrukturen. Desuden er der oprettet systemansvarlige virksomheder (Eltra for Jylland og Fyn) med særlige lovbestemte forpligtelser og beføjelser.

Ifølge loven kan Eltra anmode om at få stillet det transmissionsnet til rådighed, der er nødvendigt for at løse sin opgave som systemansvarlig virksomhed. Det er for nærværende 400-150 kV-nettene, der er stillet til rådighed.

Betalingen for rådighedsstillelse er individuel, men udgøres af den indtægtsramme, som Energistyrelsen udmelder for det enkelte selskab. I den nettarif, Eltra opkræver, er der foretaget en puljning af omkostningerne til 400-150 kV-nettene, så de udlignes på alle brugere af nettet.

Ejerskaber i elsektoren

Produktionskapacitet over 25 MW ejes i Danmark af produktionsselskaber med bevilling givet af Energistyrelsen. Elsam ejer alle centrale produktionsanlæg i Jylland og på Fyn og fire decentrale kraftvarmeværker. De øvrige decentrale kraftvarmeværker ejes af kommunale produktionsselskaber eller af industrien. Produktionsanlæg mindre end 25 MW ejes typisk af kommunale selskaber og af industrien og kræver ikke bevilling.

En del af denne produktionskapacitet drives kommercielt, men en stor del er prioriteret produktion med garanteret adgang til nettet og garanteret afsætning. Producenterne er aktører på elmarkedet.

Vindmøller på land ejes for en lille del af Elsam. De resterende vindmøller ejes af private og af vindmøllelaug. Energi fra vindmøllerne er med de nuværende regler prioriteret produktion. Elsam ejer den første vindmøllepark på havet. Den skal drives efter særlige regler.

Nettene er infrastrukturen og ejes af monopolselskaber med bevilling. Transmissionsnettene ejes af flere selskaber. Eltra ejer 400 kV- og 220 kV-nettet og alle forbindelser til nabo-områderne. Eltra vil desuden komme til at eje 150 kV-forbindelsen for tilslutning af havmølleparken på Horns Rev. De regionale transmissionsselskaber ejer de øvrige 150 kV-net.

Definitionen af transmission er ikke givet ved en spændingsgrænse, men beror på det enkelte selskabs bevilling. 60 kV-nettene ejes de fleste steder af de regionale transmissionsselskaber og er her udbygget med en størrelse, så de udgør en forsyningsmæssig reserve for 150 kV-nettet. I Nordjylland ejes 60 kV-nettene af netselskaberne og er her en del af distributionsnettet. De underliggende net ejes alle steder af netselskaber.

De institutionelle forudsætninger

Indførelse af konkurrence i elforsyningen indebærer, at elsystemets ressourcer disponeres af flere beslutningstagere, som hver især med god ret forfølger egne mål. Dette kan påvirke forsyningssikkerheden negativt, selv om alle tekniske forudsætninger er i orden, som det er tilfældet i Californien. Varetagelsen af samfundsinteresser som forsyningssikkerhed, miljøbeskyttelse og forbrugerbeskyttelse kræver derfor mere komplicerede reguleringer af elsektoren end i strukturer med monopol.

På grundlag af erfaringerne fra Californien kan man opstille en række institutionelle forudsætninger, som skal opfyldes, hvis de disponible ressourcer skal anvendes opti-



malt i et internationalt elsystem med konkurrence:

- EUs markedsregler skal sikre, at ejere af kraftværker uanset bopæl skal bidrage til varetagelsen af samfundsinteresser i det land, hvor kraftværket ligger.
- Reglerne for handel mellem systemansvarsområder skal indrettes, så energien altid flyder fra områder med lavere priser til områder med højere priser.
- Samarbejdet mellem systemansvarlige virksomheder skal sikre gensidig indseende med tilgængelige ressourcer til produktion og transmission.
- Der skal være en koordineret og entydig fordeling af opgaver mellem EU-myndigheder og statslige myndigheder.
- Der bør være et nært og tillidsfuldt samarbejde mellem statslige myndigheder og systemansvarlige virksomheder.
- Myndigheder og systemansvarlige virksomheder skal sammen kunne detektere og imødegå utilbørlig udøvelse af markedsmagt.
- De nationale markedsmodeller skal
 - give ikke-diskriminerende adgang til nettet,
 - rumme mulighed for indgåelse af langsigtede (finansielle) aftaler,
 - tilbyde en troværdig prisnotering for fysisk elhandel og dermed grundlaget for et stabilt derivatmarked,
 - forpligte aktører til i god tro at "handle sig i balance" (forbud mod underskud) og
 - lade engrosmarkedets prissignaler slå igennem til slutkunderne.
- De systemansvarlige virksomheder skal
 - have detaljeret indsigt i produktions-systemets tilstand og planer,
 - fremme en netudbygning, som umuliggør eller i det mindste hæmmer udøvelse af markedsmagt og
 - kunne sikre den nødvendige kapacitetstilgang ved udsigt til manglende produktion inden for de nærmeste år.

Det er Eltra's bedømmelse, at lovgivningen om disse forhold er bragt i orden i Danmark. Den internationale harmonisering mellem landene omkring Danmark fungerer noget bedre end harmoniseringen mellem staterne i USA, om end ikke så godt som man kunne ønske sig. Dermed er der gode muligheder for at imødegå californiske problemer i Danmark, men der er samtidig grund til agtpågivenhed hos de systemansvarlige virksomheder.

Det er både i Californien og i Danmark svært at etablere sig som ny ikke-prioriteret elproducent, og forbrugernes interesse for markedsprisen for el har begge steder været lav. I Californien har der således været ringe tilskyndelse for udbydere til at gå ind på markedet med ny produktionskapacitet. Dette har været en medvirkende årsag til problemerne og kunne på sigt også blive anledningen til en destabilisering af elmarkedet i det jysk-fynske område.



Kortlægning af elsystemet

Forudsætninger for Systemplan 2001 er meddelt af Energistyrelsen i opgavebrev, [Ref. 1].

Eltra har samtidig foretaget en kortlægning af elsystemet og en sammenstilling af de forudsætninger og data, der er anvendt i Systemplan 2001. De fremgår af "Kortlægning 2001", [Ref. 2].

Kortlægningen af elsystemet er en løbende proces og er blandt andet foretaget på baggrund af oplysninger fra Elsam, ELFOR og de regionale transmissionsselskaber. Eltra har foretaget fremskrivningerne af elforbruget i Jylland og på Fyn.

Økonomiske forudsætninger

Energistyrelsens udmeldinger af generelle økonomiske forudsætninger kan ses i: "Generelle forudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger" og i "Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger" fra 1999. Brændselspriserne er opdateret i januar 2001 i "Opdatering af brændselsprisforudsætningerne fra juni 1999".

Brændselspriserne er baseret på IEAs fremskrivninger beskrevet i World Energy Outlook 2000 fra november 2000. Det er antaget, at den for tiden høje oliepris falder i løbet af de næste 1½ år til 21 USD/b. og stiger derefter frem mod år 2020. Dollarkursen er sat til 7,5 DKK/USD. Gasprisen antages at udgøre 84 % af olieprisen pr. joule. Kulprisen forventes at holde sig konstant frem til år 2020.

For at udbrede et muligt udfaldsrum for produktion, for eksport og import og for emissioner er der regnet på to referenceforløb, hvor de gennemsnitlige elpriser i hvert

af årene i planperioden 2001-2012 er sat til enten 12 øre/kWh eller 22 øre/kWh. De to prisforløb er underbygget af analysen "Utviklingsforløb for det nordiske kraftmarkedet", [Ref. 3], der er gennemført i samarbejde med Elkraft System og ECON, Norge.

Lavprisforløbet kunne blive udfaldet af lavere økonomisk vækst i Norge og Sverige, mere udbygning med gaskraft i Norge, mere vedvarende energi i Norge og Sverige, mere import til Norden fra Kontinentet og stop for skrotning af kernekraft i Sverige. Højprisforløbet kan omvendt være udfaldet af højere økonomisk vækst i Norge og Sverige, mindre udbygning med gaskraft, mindre vedvarende energi, mindre import fra Kontinentet og yderligere skrotning af kernekraft. Derudover påvirkes elpriserne af vådår, der giver lave priser, og af tørår, der giver høje priser.

Ved beregning af de samfundsøkonomiske omkostninger ved produktion af elektricitet benyttes en kalkulationsrente på 6 % p.a., der fremkommer som summen af en risikofri samfundsmæssig kalkulationsrente på 4 % og et risikotillæg på 2 %, jf. IRP99. Den økonomiske levetid er sat til 20 år eller kortere for anlæg med kortere teknisk levetid. For netanlæg anvendes en kalkulationsrente på 4 %.

Elforbrug og varmemeforbrug

Elforbruget er opgivet som en fremskrivning af energiforbruget og deraf følgende en effektforsbrugsprognose. Frem til år 2005 er der regnet med en vækst i elforbruget på 0,6 % p.a., og elforbruget i Jylland og på Fyn stiger dermed til 21.344 GWh ab værk. Videre frem til år 2012 er der regnet med en vækst på 1,1 % p.a., hvor elforbruget forventes at være 23.067 GWh. Benyttelsestiden for elforbruget er vurderet at være uændret 5.600 timer. Effektprognozen svarer derfor til i alt 3.811 MW forbrug i år 2005 og 4.119 MW i år 2012.



Eltra's fremskrivning af elforbruget viser et større elforbrug end f.eks. forudsat af Energistyrelsen i Energi 21 og Opfølgningen på Energi 21. I fremskrivningen er der forudsat elbesparelser som vist i DSM 1997/DSM 2000 og Energi 21 på 854 GWh indtil år 2005 og 939 GWh indtil år 2012. ELFORS DSM-status fra juni 2001 viser, at sparemålene er godt og vel opfyldt. ELFORS næste DSM-plan forventes at være færdig den 1. december 2001, og resultatet kan derfor indgå i Systemplan 2002.

Varmeforbruget fra centrale, decentrale og industrielle kraftvarmeområder forventes at holde sig nogenlunde konstant på 77 PJ for planperioden.

Produktionskapacitet

Den installerede produktionskapacitet i Jylland og på Fyn var primo 2001 på i alt 6.534 MW fordelt på centrale kraftværker, decentrale kraftvarmeværker og vindkraft.

Den installerede kapacitet for landmøller var primo 2001 i alt 1.866 MW. Kapaciteten forventes at stige kraftigt de første par år på grund af allerede godkendte projekter og derefter langsommere, når den nye udskiftningsordning ophører med udgangen af år 2003. Pr. 1. januar 2005 forventes installeret 2.350 MW. Herefter forventes yderligere en tilgang på 25 MW pr. år, så der i år 2010 i alt er installeret 2.500 MW på land.

På havet forudsættes udbygget med en vindmøllepark på 150-160 MW hvert andet år fra og med år 2002, så der med udgangen af år 2012 i alt er installeret 900 MW havmøller i Eltra's område.

Pr. 1. januar 2001 var der i alt installeret 1.467 MW decentral kraftvarme og industrielle anlæg. Der forventes ikke en yderligere udbygning i perioden frem til år 2012. Ingen af de decentrale kraftvarmeværker forventes skrottet i planperioden.

Pr. 1. januar 2001 bestod den centrale kraftværkskapacitet af Fynsværket B3 og B7, Studstrupværket B3 og B4, Nordjyllandsværket B3, Skærbækværket B3,

Enstedværket B3, Esbjergværket B3 og Herningværket. I alt 3.201 MW (se **Bilag 1**). De fleste af disse anlæg er forholdsvis nye med høj virkningsgrad og gode reguleringssevner. Anlæggene er bygget med henblik på at være billig grundlastkapacitet, og de kulfyrede blokke er forsynet med svovlrensning og lavNO_x-fyring og kan forsynes med deNO_x-anlæg.

Eltra har i simuleringerne forudsat, at der installeres deNO_x-anlæg på Esbjergværket B3, Fynsværket B7 og Studstrupværket B3 og B4 i henholdsvis år 2005, år 2007, år 2008 og år 2009.

Af de nævnte centrale kraftværker forventes alene Fynsværket B3 skrottet inden år 2012. Elsam råder desuden over 664 MW kapacitet, der står som reserve for fjernvarmen eller er i mølpose. Disse anlæg indgår ikke i simuleringerne og forventes skrottet.

Der er etableret biomassefyring på Enstedværket, og der etableres en delvis flisfyring på Herningværket i år 2003. Derudover har Elsam planlagt at etablere biomasseanlæg i Odense og Studstrup i henholdsvis år 2002 og år 2004. Elsam har ikke planer om yderligere tilgang af kapacitet.

Transmissionsnettet

Elforsyningsloven definerer ikke en spændingsgrænse for, hvad der er transmissionsnet. De net, der for nærværende er stillet til rådighed for den systemansvarlige virksomhed, er 400-150 kV-nettene. De udgør den 1. januar 2001 2.756 tracé-km-ledning. Det svarer til 3.643 system-km, fordi der anvendes ledninger med flere systemer på. Systemerne er fordelt med 606 km på 400-220 kV-strækninger, 364 km på kombinerede 400 kV-ledninger og 1.739 km på 150 kV-forbindelser. Dertil kommer jævnstrømsforbindelser på 504 km til Norge og Sverige.

I modsætning til produktionsapparatet er transmissionsnettets alder betragtelig. De fleste idriftværende netanlæg er bygget i 1960'erne og 1970'erne. Aldersfordelingen pr. 1. januar 2001 fremgår af **Tabel 1**. Der er bygget færre anlæg i 1980'erne og

**Tabel 2** Nettets alder.

Årti	Ledninger i km			Antal stationer	
	150 kV	400/150 kV	400/220 kV	150 kV	400/220 kV
1950'erne	318	0	0	6	0
1960'erne	627	0	224	21	1
1970'erne	366	63	144	19	3
1980'erne	276	105	94	14	7
1990'erne	115	15	84	6	5

1990'erne. Nettet har et stort renoveringsbehov, der leder til store udetider frem til år 2010.

I den proces, hvor 400 kV-nettet udbygges, sker der en restrukturering af transmissionsnettet, idet en del af de gamle 150 kV-ledninger bortsaneres. Det sker blandt andet for at give plads til de nye 400 kV-anlæg.

Opgørelse af rådigheden for transmissionsnettet viser en tendens i retning af, at et

system på en flersystems-masterække oftere (40 %) er ude af drift end et tilsvarende system på en separat masterække, [Ref. 4].

Detaljerede oplysninger om planer for ny- og ombygning af transmissionsnettet fremgår af den årlige anlægsplan. Senest udgivne plan er "Anlægsplan 2000", der er godkendt i Eltra's bestyrelse den 12. december 2000. Heraf fremgår også de aktuelle forsinkelser af transmissionsanlæg.



Eloverløb

Store mængder af bunden produktion i elsystemet i Jylland og på Fyn kan give en betydelig difference mellem elproduktion og elforbrug, da produktionen ikke følger forbruget, men er bundet til varme-forbrug og vindstyrke. Desuden er elproduktionen fra vindmøllerne svær at forudsige. Det kan give store ubalancer i tiden tæt op til driftstimen og stiller krav til systemets reguleringssegenskaber.

Indpasningen af bunden elproduktion udgør en stadigt større udfordring og er behandlet i temaet "Håndtering af eloverløb og elmangel i det danske elsystem", [Ref. 5]. Temaet eloverløb lægger hovedvægten på de virkemidler, som sikrer elsystemets for-svarlige drift på kort sigt frem til år 2003.

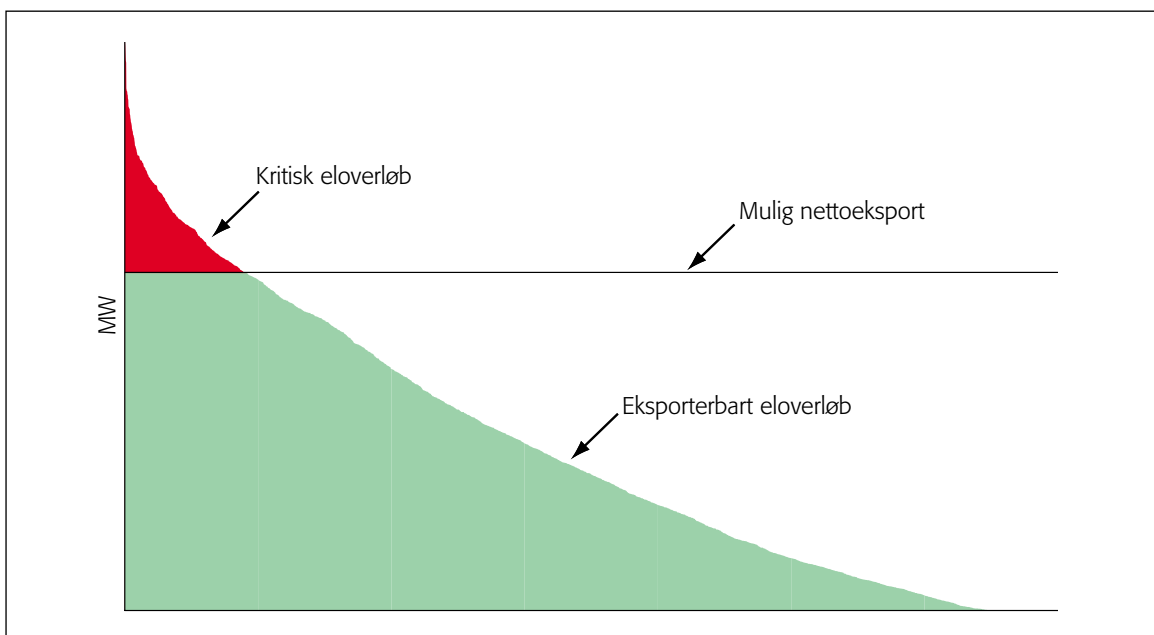
Dagens situation

Det er en vigtig opgave for Eltra at holde balance i elsystemet. Den mest kritiske situation til dato er overskudssituationen, der betegnes som eloverløb. I overensstemmelse med Energistyrelsens definition er der eloverløb, når den bundne elproduktion er større end elforbruget inden for systemområdet.

En del af eloverløbet defineres som eksporterbart eloverløb, vist ved det grønne areal i **Figur 2**, det vil sige, den del der teknisk set kan eksporteres til nabo-områderne. Om eloverløbet i praksis er eksporterbart afhænger af kapaciteten på forbindelserne og af flaskehalse internt i systemområdet eller i nabo-områderne. Hvis eloverløbet ikke er eksporterbart, defineres det som kritisk eloverløb, vist ved det røde areal.

I år 2000 var der situationer med kritisk eloverløb, som blandt andet gav anledning til nedlukning af produktion på de store decentrale kraftvarmeværker. Risikoen for kritisk eloverløb vil vokse i takt med, at eloverløbet vokser, hvis der ikke iværksættes virkemidler til håndtering af det.

Figur 2 Eloverløbet opdeles i eksporterbart eloverløb og kritisk eloverløb.





Elforbruget varierer over døgnet, hvor det er mindst om natten, og over året, hvor det er mindst om sommeren. Opgørelser fra 1999 viser, at elforbruget om vinteren varierer mellem 100 % og 40 % og om sommeren mellem 30 % og 85 %. I forår og efterår ligger variationen mellem 35 % og 95 %. Variationen i elforbrug er ikke sammenfaldende med variationen i den bundne elproduktion, hvor vindkraften alene bestemmes af vinden, og elproduktionen fra de centrale kraftvarmeværker er bestemt af varmemeforbruget.

Kortlægningen forudsiger en betydelig stigning i eloverløbet. **Tabel 2** viser det estimerede eloverløb pr. år fra år 2001 og frem til år 2005, [Ref. 6]. Eloverløbet i år 2010 forventes at forekomme i 3.424 timer og være på maks. 2.940 MW.

Til sammenligning blev der i år 2000 målt et eloverløb på 0,52 TWh med en maksimal værdi på ca. 1.400 MW. Årsagen til det store spring mellem den målte værdi i år 2000 og den beregnede værdi for år 2001 er blandt andet, at år 2000 var vindfattigt. Elproduktionen fra vindmøller var 5 % lavere end i et vindmæssigt normalt år. Derudover var tilgangen af vindkraft i år 2000 stor – især i den sidste del af året.

I år 2000 blev der i driften konstateret ubalancer på vindproduktionen på op til 850 MW op mod driftstimen. For at minimere risikoen for driftsforstyrrelser i en ubalan-

cesituation blev der for vinteren 2000-2001 lavet en særlig driftsinstruks til kontrolrummets håndtering af eloverløb. Driftsinstruksen definerer, hvad der skal vurderes i de to driftsplanlægningsfaser frem til driftsdøgnet, og hvordan de mulige håndtag prioriteres i en driftssituation.

Virkemidler til håndtering af eloverløb

På det korte sigt indtil år 2003 skal der findes virkemidler til at håndtere et eloverløb på op til 2.617 MW. Det forudsættes, at afsætning af eloverløbet stort set sker inden for børsområdet, Nord Pool. Den del af det estimerede eloverløb, der kan eksporteres indtil år 2003, er således 1.630 MW.

Forudsættes det, at forholdene i Norge og Sverige tillader denne maksimale eksport, er det kritiske eloverløb for år 2001 således 547 MW. Tilsvarende er de kritiske eloverløb for årene 2002 og 2003 på 907 MW henholdsvis 987 MW. Hvis der er begrænsning i eksportmulighederne, øges det kritiske eloverløb.

På lidt længere sigt skal der findes virkemidler til at håndtere eloverløb på 2.899 MW i år 2005 og 2.940 MW i år 2010. Med en Storebæltsforbindelse på 300 MW og en udskiftning af Konti-Skan 1 øges overføringskapaciteten mod Norden til 2.020 MW.

Tabel 2 Udvikling i eloverløb for Jylland og Fyn pr. år. Det maksimale eloverløb er den største timeværdi set over året.

År	Overløb timer	Maksimal overløb MW	Energiindhold TWh (% af elforbruget)
2001	2.760	2.177	1,76 (8,5)
2002	2.927	2.537	2,11 (10,1)
2003	3.082	2.617	2,45 (11,6)
2004	3.146	2.635	2,61 (12,3)
2005	3.246	2.899	2,85 (13,4)



En række virkemidler er analyseret enkeltvis for år 2010 og deres nyttevirkning beskrevet. Valg af den samlede buket af virkemidler kræver yderligere analyser.

Stop af vindmøller

Da en stor del af eloverløbet og ubalancerne hidrører fra vindkraften, er det en løsning at stoppe vindmøllerne. Stop af landplacerede vindmøller er en teknisk udfordring, da de er placerede på mange lokaliteter. Der findes i dag ca. 4.700 vindmøller i Eltra's område med en samlet kapacitet på ca. 1.900 MW. Heraf er der umiddelbart mulighed for at stoppe ca. 135 MW.

Der er ingen miljømæssige eller samfundsøkonomiske fordele ved at stoppe vindmøller på grund af deres garanterede betaling. Derfor vil erstatning med andet forbrug af primærenergi være et bedre virkemiddel end stop af vindmøller. Af hensyn til driftssikkerheden kan det dog være nødvendigt at have mulighed for at stoppe en del af vindmøllerne.

Havmøllerne etableres med reguleringsudstyr, så det vil være muligt at regulere dem ned. I tilslutningsbetingelserne for vindkraftværker er der stillet krav om en nedreguleringsmulighed.

Reduktion af varmbunden produktion

En stor del af eloverløbet hidrører fra den varmbundne produktion. Derfor vil det være en løsning at stoppe en del af denne produktion, hvis varmebehovet kan dækkes ved at skifte over på anlæggenes varmeakkumulatorer. Der er således ikke nye omkostninger til varmeproduktion.

Ved at "producere" varmen separat kan anlæggene nedreguleres eller stoppes ved eloverløb. Løsningen kan umiddelbart implementeres. Med de gældende regler er der selskabsøkonomiske konsekvenser ved stop af decentrale kraftvarmeværker, idet stop af samproduktion af el og varme betyder, at tilskud bortfalder.

Ved at fjerne bindingerne fra kraftvarmen er det muligt at reducere eloverløbet med 720 MW. Dækningsbidraget er med lave børsspriser på 144 mio. kr./år. Der er en år-

lig reduktion af CO₂-emission på 0,66 mio. ton og en årlig forøgelse af SO₂ på 279 ton. Den øgede SO₂-emission skyldes den øgede varmeproduktion på spidslast uden afsvovling. Med høje børsspriser er reduktionen af overløbet noget mindre.

Elpatroner i kraftvarmeområder

Elpatroner i akkumulatoren i centrale og decentrale kraftvarmeområder har en dobbelt effekt til reduktion af eloverløb. Dels overtager elpatronen en del af varmeleverancen, hvilket betyder, at varmebindingen reduceres, og dels udnyttes overløbsel til produktion af varme. Elpatroner kan umiddelbart indsættes, hvis det er muligt at nedregulere kraftvarmeproduktionen tilsvarende.

Udnyttelsen af elpatronerne er på ca. 1.500 timer i de centrale kraftvarmeområder og 4.500 timer i de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeområder. Med en varmeeffekt på 600 MJ/s er det muligt at reducere eloverløbet med 800 MW.

Dækningsbidraget er med lave børsspriser på 142 mio. kr./år (inkl. afgift på spidslast). Det giver en årlig reduktion af emissioner på 0,4 mio. ton CO₂, 530 ton SO₂ og 191 ton NO_x. Med høje børsspriser reduceres udnyttelsen af elpatronerne til ca. 1.300 timer i de centrale kraftvarmeområder og 2.000 timer i de decentrale kraftvarmeområder.

Varmepumper i kraftvarmeområder

Varmepumper i kraftvarmeområderne har en dobbelt effekt til reduktion af eloverløb. Dels overtager varmepumpen en del af varmeleverancen, hvilket betyder, at varmebindingen reduceres, og dels udnyttes overløbsel til produktion af varme. Varmepumper kan indsættes i systemet inden for et par år. Anvendelse af virkemidlet kræver, at det er muligt at nedregulere kraftvarmeproduktionen tilsvarende.

Udnyttelsen af varmepumperne er på ca. 3.000 timer i de mindre centrale kraftvarmeområder, men op til 6.000 timer i de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeområder og store centrale kraftvarmeområder. Med en varmeeffekt på 600 MJ/s og en eleffekt på



170 MW er det muligt at reducere overløbet med 473 MW under forudsætning af, at varmepumperne udnytter de lave elpriser, også selv om der ikke er eloverløb.

Dækningsbidraget er med lave børspriser på 330 mio. kr./år (inkl. afgift på spidslast). Det giver en årlig reduktion af emissioner på 1,4 mio. ton CO₂, 875 ton SO₂ og 1.021 ton NO_x. Med høje børspriser vil udnyttelsen af varmepumperne reduceres til ca. 1.500 timer i de centrale kraftvarmeområder, men reduktionen af overløbet er stort set det samme.

Ekstra kapacitet mod udlandet

Ved at udbygge kapaciteten til nabo-områderne er der mulighed for at øge handelsmulighederne. Udbygges f.eks. med 400 MW mod Norden, kan eloverløbet reduceres med 400 MW under forudsætning af, at naboområdet kan modtage effekten. Udvekslingskapaciteten kan øges inden for en tids-horisont på 2-5 år.

Dækningsbidraget er med lave børspriser på 27 mio. kr./år (inkl. afgift på spidslast). Emissionerne er i praksis uændrede.

Virkemidler på kort sigt

Det er især om vinteren, der er eloverløb. Situationen ses typisk, når elforbruget er lavt, og varmebehovet er stort samtidig med, at det blæser, og der er en stor elproduktion fra vindmøller. Sådanne situationer forekommer oftest en kold vinternat.

Eloverskud kræver en nedregulering af produktionen eller en forøgelse af forbruget. Der er i dag ikke mulighed for at øge elforbruget i Eltra's område. Der anvendes derfor en række virkemidler for at nedregulere elproduktionen eller eksportere til nabo-områder.

Da udlandsforbindelsernes fysiske kapacitet mod Norge og Sverige er ved at være opbrugt, skal der iværksættes yderligere interne virkemidler allerede i indeværende år. Selv om kapaciteten mod Norden er til rådighed for eksport, kan der forventes et kritisk eloverløb i år af størrelsesordenen

550 MW. Med begrænsninger på naboforbindelserne kan det kritiske eloverløb blive større. De kortsigtede virkemidler er:

- Nedlukning af vindkraft med et potentiale på 135 MW.
- Nedregulering/stop af kraftvarmeanlæg med et potentiale på 720 MW.
- Indsættelse af elpatroner i kraftvarmeværker, der ved 600 MJ/s varme kan reducere eloverløbet med 800 MW.

De virkemidler, der kan iværksættes i år, repræsenterer et samlet potentiale på 1.655 MW. Den gennemførbare andel skal dog vurderes nærmere.

I år 2003 kan der forventes et kritisk eloverløb på ca. 1.000 MW, og det anbefales på det tidspunkt at indsætte varmepumper som supplement til elpatronerne.

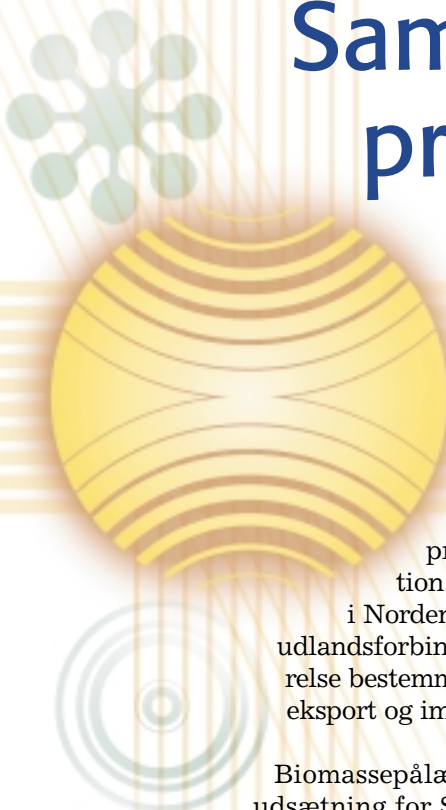
Den samlede buket af virkemidler

Der er ikke noget enkelt virkemiddel, der afhjælper ubalancen tilfredsstillende. Den samlede buket af virkemidler, der skal iværksættes for at afhjælpe eloverløbet, kræver nøjere analyser. Her kræves samfundsøkonomiske og miljømæssige vægtninger, der forventes behandlet i Energistyrelsens VE-udvalg.

For de enkelte virkemidler er der opstillet en samfundsøkonomisk vurdering. Af **Bilag 2** fremgår kasseregnskaberne for de aktuelle løsningsmuligheder.

Den samfundsøkonomiske gevinst pr. MWh reduceret eloverløb ved f.eks. elpatroner i et naturgasfyret decentralt kraftvarmeværk er 120 kr. Som det fremgår af bilaget, har staten i dette tilfælde en gevinst på 215 kr., men kraftvarmeselskabet et tab på 253 kr.

Andre løsninger giver ændrede fordelinger.



Sammensætning af produktionsapparat

Udnyttelse af det kommercielle produktionsapparat vil afhænge af elprisen og af mængden af prioriteret produktion. Markedspriserne i Norden og i Tyskland og udlandsforbindelsernes størrelse bestemmer størrelsen af eksport og import.

Biomassepålægget er en forudsætning for Systemplan 2001.

På landsplan er mængden 1.400.000 ton biomasse. For eksisterende anlæg i Eltra's område viser prognosen for år 2001 et biomasseforbrug på 436.000 ton. I år 2005 vil biomasseforbruget være steget til ca. 800.000 ton under forudsætning af, at de planlagte anlæg er etableret.

Havmøllepålægget fra 1998 er også en forudsætning for Systemplan 2001. Der forudsættes bygget to havmølleparker i Jylland og på Fyn inden år 2005. Desuden forudsættes det, at der i en demonstrationsfase indsamles driftserfaringer og miljødata med henblik på vurdering af fremtidig udbygning på havet. Det første havmølleanlæg bygges på Horns Rev og er planlagt idriftsat i år 2002. Elsam er bygherre på mølleparken. Det næste anlæg forventes opført syd for Læsø i år 2004. Energistyrelsen har ikke valgt bygherre for produktionsanlægget her. Det forudsættes, at der derefter bygges en ny park hvert andet år som i Havmøllehandlingsplanen.

Resultater fra referenceberegninger indtil år 2012

Eltra har valgt at gennemføre beregninger for et lavprisforløb og et højprisforløb. Formålet med de to forløb er at belyse nogle vigtige rammebetingelser for udnyttelsen af produktionsapparatet ved et fastholdt el- og varmemeforbrug og derved vurde-

re risikoen for, at Eltra's område ikke har tilstrækkelig produktionskapacitet. Der er forudsat ens miljøkvoter og afgifter i de to forløb.

I planperioden sker der en begrænset stigning i elforbruget, produktionsapparatets sammensætning ændres ved, at der installeres nye biomasseanlæg og nye vindmøller frem til år 2005. I både højpris- og lavprisforløb er det forudsat, at produktionsanlæg skrottes, når de er 30 år.

Til de to referenceberegninger er der for Eltra's område anvendt matematiske modeller (SIVAEL), der med de givne forudsætninger time for time optimerer el- og varmeproduktion mellem de givne produktionsanlæg. Beregninger er gennemført frem til år 2012, jf. afsnit "Økonomiske forudsætninger". Eltra har for Nordtyskland forudsat en gennemsnitlig elpris på ca. 15 øre/kWh i lavprisforløbet og 19 øre/kWh i højprisforløbet.

Lavprisforløbet

Lavprisforløbet giver forholdsvis små eksporter på omkring 6 TWh/år og små importører omkring 5 TWh i perioden indtil år 2012.

Selv med hensyntagen til varmebindingen er der frem til år 2012 en faldende andel af produktion på de centrale kraftværker (se **Figur 3**). Udnyttelsesgraden for el på de enkelte blokke ligger for perioden under 65 %. Med varmebindingen som forudsætning er der en meget lav udnyttelse af Fynsværket B3 (ca. 10 %), indtil den skrottes. Enstedværket har en udnyttelse, der ligger lavere for hele perioden, medmindre blokkens tyskejede andel kan udnyttes i kondensproduktion. Studstrupværket B3 og B4 har udnyttelsesgrader omkring 30 % og Esbjergværket B3 lidt mere.

I lavprisforløbet skyldes den faldende andel, at vindkraftens andel øges fra 31 % i år 2005 til 40 % i år 2012. Andelen af naturgasfyring (**Bilag 1**) falder fra 2.397 GWh



i år 2005 til 2.088 GWh i år 2012, idet Fynsværket B3 er antaget skrottet i år 2010. Produktionen på kulfyrede anlæg med deNO_x- og afsvovlingsanlæg stiger fra 3.177 GWh i år 2005 til 5.992 GWh i år 2012.

Eltra skal ifølge Elforsyningsloven sikre, at den nødvendige forsyningskapacitet er til stede. Med børspriser som i lavprisforløbet vurderes der at være en reel risiko for, at 3-4 blokke central kapacitet vil være skrottet allerede i år 2005, fordi de ikke er rentable at drive. Efter en årrække med lave priser kan det ikke forventes, at skrottet kapacitet erstattes af ny.

Højprisforløbet

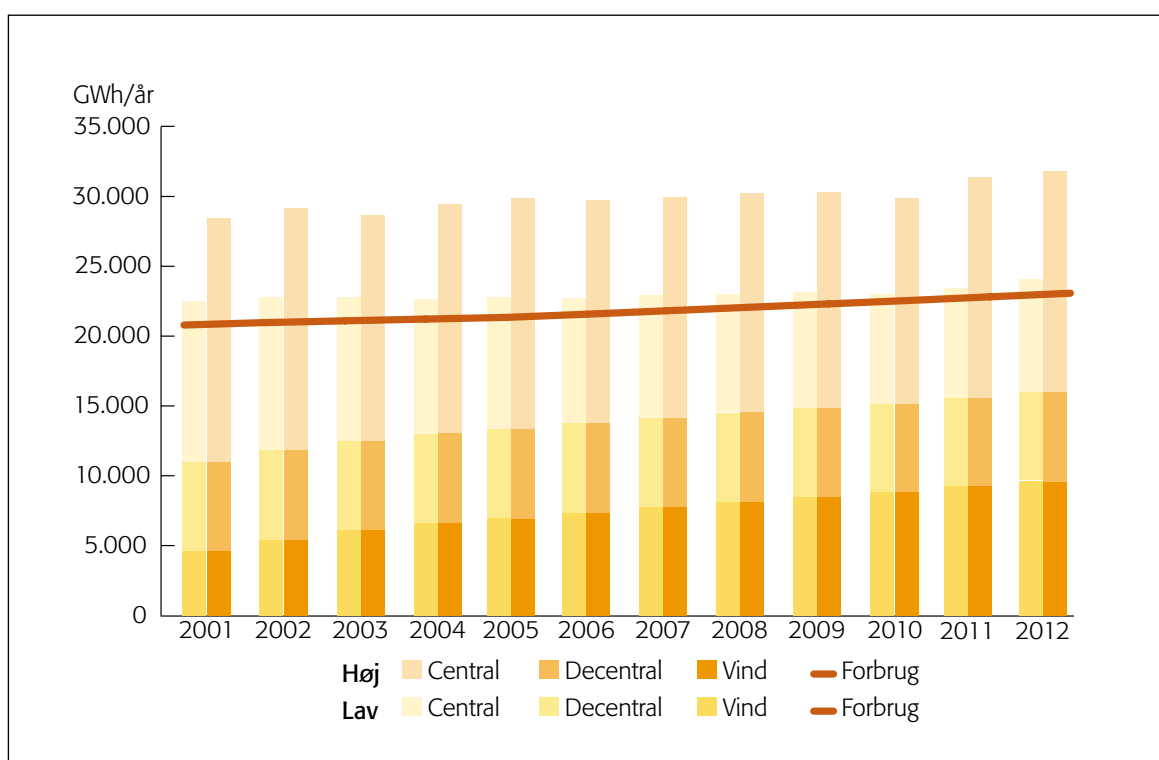
Højprisforløbet repræsenterer større udvekslinger. Eksporten er nogenlunde konstant i perioden omkring 10 TWh/år, og

importen er ca. 2 TWh. Med den højere elpris kan det betale sig at eksportere mere på trods af CO₂-afgiften på 40 kr./ton.

Andelen af produktion fra centrale værker er her ca. dobbelt så stor som i lavprisforløbet (se **Figur 3**). Den gasfyrede produktion stiger i dette forløb, idet det er antaget, at 400 MW ny gasfyret kapacitet sættes i drift i år 2011. Produktionen på kulfyrede anlæg med deNO_x-anlæg stiger ligeledes.

Eludnyttelsesgraden ligger for alle anlæg med undtagelse af Fynsværket B3 over 53 % i perioden frem til år 2005. I den sene del indtil år 2012 falder den lidt. Med priser som i højprisforløbet er der næppe risiko for, at Eltra's område mangler kapacitet frem til år 2012, fordi skrottet kapacitet kan forventes erstattet af ny.

Figur 3 Produktionsfordeling i lav- og højprisforløb.





Relevante produktions-teknologier

Der er en række produktionsteknologier, der anses for relevante i perioden frem mod år 2020. Det gælder både eksisterende og nye teknologier.

Anvendelse af fossile brændsler

Kul- og gasfyrede kedelanlæg i Eltra's område er designet og optimeret for grundlast og kombineret kraftvarmeproduktion. Udlægningen for grundlast betyder, at evnen til hurtige start/stop og hurtige op-/nedkørsler ikke er optimale. Udlægningen for kraftvarme betyder store bindinger mellem varme- og elproduktion. I henhold til gældende specifikation er de store gasfyrede kedelanlæg i stand til at regulere op/ned dobbelt så hurtigt som de kulfyrede anlæg.

Det er disse grundlastanlæg, der inddrages i udnyttelse af biomasse ved tilføjelsen af separate biomassekedler eller ved tilsatsfyring. Biomassen tilføjer et element, der virker begrænsende på anlæggenes fleksibilitet, men indførelsen af biomasse som brændsel øger ikke produktionskapaciteten.

Biomasseanlæg

Opfyldelsen af Biomassepålægget medfører en markant stigning i anvendelsen af biomasse fortrinsvis på de centrale værker, da udbygningen af dedikerede biomasseværker kun vil ske i begrænset omfang. Det skyldes især usikkerheden, om de økonomiske rammebetingelser er gode nok til forrentning og afskrivning af den investerede kapital.

Biogasanlæg har hidtil haft en marginal betydning for elproduktionen. Stigningen i antallet af store svinebesætninger og fokus på kvælstofproblematikken vil formentlig føre til flere biogasanlæg. I begrænset omfang vil elproduktionen fra biogasanlæg kunne tilpasses efterspørgslen fra nettet.

Nye gasfyrede anlæg

Da det ikke længere er muligt at bygge nye kulfyrede anlæg her i landet, vil nye centrale anlæg formodentlig blive naturgasfyrede combined cycle anlæg – de såkaldte

kombianlæg. Denne type anlæg er karakteriseret ved at kunne starte og stoppe hurtigt. Anlæggene har dårlig virkningsgrad i dellast, og bindingen mellem varmeproduktion og elproduktion er sådan, at en ønsket varmemængde normalt vil medføre en større bunden elproduktion, end tilfældet er for traditionelle grundlastanlæg.

Kombianlæg har opnået stor global udbredelse på grund af deres korte etableringstid og lave specifikke investeringsudgifter.

Vindkraftværker

Havmølleparkerne ser ud til at få benyttelsestider og egenskaber i reguleringsmæssig henseende, der ligner et kraftværk, [Ref. 7]. I nogen omfang vil produktionen derfor kunne tilpasses efterspørgslen. Vindkraftværkets evne til at deltage i spændings-, frekvens- og effektreguleringen er under udvikling, og reguleringshastighederne er de samme som for kul- og gasfyret grundlast. Havmølleparker vil med disse egenskaber udgøre et potentiale på 2.500 MW og betegnes som vindkraftværker.

Solceller

Selv om udbygningen med solceller øges i de kommende år, vil el fra solceller ikke få mere end marginal betydning for elsystemet. I et vist omfang er produktionen forudsigtelig, men reguleringer er ikke mulige. Et muligt teknologispring, der f.eks. vil billiggøre fremstillingen af solcellepaneler og deres effektivitet, kan få afgørende indflydelse på udbredelsen, så solceller kunne tænkes at fortrænge andre teknologier, der i dag står ved begyndelsen af deres udvikling. Udviklingen mod lavvoltage teknologi, som den allerede kendes i dag, vil ligeledes kunne understøttes af udviklingen af solceller.

Mikro-/minikraftvarme

Mikrokraftvarme (på basis af stempelmotorer og brændselsceller m.v.) er teknologier, der kan få lokal udbredelse, styret af de gældende rammebetingelser.

Det økonomiske potentiale for mikrokraftvarme er afhængig af afskrivningstiden og installationsudgiften. I PSO-projekt nr.



2005 er potentialet på basis af varmegrundlaget opgjort til 2.500 MW_e. Alene for anlæg på 1-2 kW_e er det tekniske potentiale i "det åbne land" knap 900 MW og ca. 500 MW i gasområder. Det økonomiske potentiale er vurderet til ca. 800 MW. En forudsætning for realisering er en stor reduktion af anlægsprisen.

Når teknologien er rykket tættere på en bred implementering, kunne Eltra med fordel deltage i en mere konkret potentiale-vurdering og opstilling af krav til godkendelse af anlæg, så udbygningen kan ske efter betingelser (som afbrydelighed og regulerbarhed), der afhjælper problemer i elsystemet.

Affaldsfyrede anlæg

Udnyttelsen af affald til kraftvarme er steget markant, men stigningen vil næppe fortsætte. I Affald 21, der blev udgivet i 1999, beskrives en stabilisering af affaldsmængden til forbrænding i år 2004. I et forslag til national strategi for affaldsforebyggelse, som regeringen forventes at fremlægge medio 2001, sigtes desuden mod et fald i affaldsmængden frem til år 2015.

Krav til driften af affaldsfyrede anlæg går imod elsystemets ønske om fleksibilitet. Affaldsfyrede anlæg har hidtil haft et krav om kontinuert drift for at minimere den risiko, der er for dannelse af dioxin under start og stop af anlægget. Under PSO-støtteordningen har Eltra støttet afprøvning og indførelse af dioxinfiltre. Denne teknologi vil muligvis kunne medvirke til at øge denne anlægstypes muligheder for start/stop.

Perspektiverne

Eltra følger udviklingen i og sammensætningen af produktionsapparatet med det formål at sikre de egenskaber, som elsystemet efterspørger. Perspektiverne for de nævnte teknologier vurderes p.t. at være som nævnt i **Tabel 3**. I tabellen er skøn over en mulig udviklingen af de vigtigste teknologier vist. Teknologispring og ændrede rammebetingelser kan imidlertid betyde, at en teknologi får større betydning på bekostning af andre.

Afledede F&U-mål

Ifølge Ellovens § 29 er de systemansvarlige forpligtet til at sikre, at den nødvendige, ikke-kommercielle F&U i miljøvenlige produktionsteknologier gennemføres.

Erfaringer fra de hidtidige støtterunder er vigtige for Eltra's PSO-program og for tilpasning af indsatsområderne. Eltra vurderer, at vindkraften er tæt på at kunne klare sig på kommercielle vilkår. Eltra's PSO-program vil derfor ikke længere omfatte vindkraft som teknologi. Indpasning af vindkraft i elsystemet er herefter en opgave for systemansvaret (se afsnit "Ny teknik i elsystemet").

På biomasseområdet er Eltra's PSO-program blevet målrettet mod de teknologier, der forventes at have et volumenmæssigt potentiale, og som opfylder elsystemets behov. Det er forskellige former for tilsatsfyring (f.eks. i gasfyrede kedler) og forgasningsteknologier, der er designet til produktion i mellemskalaen 10-100 MW. Hovedvægten er lagt på storskalaanvendelse under erkendelse af halmens betydning som brændsel.

Et nyt indsatsområde bliver kortlægning af emissionen fra mindre anlæg og fastlægning af, hvilke affaldsstoffer der er væsentlige i kraftvarmeproduktion. Indsatsområderne for år 2002, [Ref. 8], indeholder derudover ellagring og solceller.

Det lange sigt år 2020

I et liberaliseret system udbygges og vedligeholdes produktionsanlæg alene, hvis det er rentabelt for producenten. Det er stadig uvist, om markedets behov for kapacitet alene kan regulere tilgang og afgang.

Der er ikke nogen universel løsning på reguleringen af kapacitet eller incitamenter til at bygge produktionsanlæg og til at placere dem optimalt for elsystemet. Internationalt går trenden i retning af at beregne og udmelde et områdespecifikt prissignal til markedsaktører med henblik på at fremme produktionen de steder, hvor den er



meget værd for elsystemet, og undgå produktion de steder, hvor den er lidt værd.

Der er p.t. ikke truffet beslutninger om produktionsapparatets udseende i år 2020. Det vil blandt andet afhænge af, om der overvejende bliver højpris- eller lavprisforløb.

Hvis der ikke udbygges med nye centrale blokke, og de eksisterende skrottes efter 30 år, består produktionsapparatet ud over vindmøllerne og 1.467 MW decentral kapacitet af Fynsværket med biomasseanlæg, biomasseanlæg på Studstrup, Nordjyllandsværket B3, Skærbækværket B3 og et

Herningværk, i alt 1.724 MW. Beregningerne viser for år 2020 en elmangel i 46 timer og overløb i 1.470 timer.

En af betingelserne for, at nye miljøvenlige produktionsteknologier bliver indført i elsystemet, er, at der skabes rammer for etablering af demonstrationsanlæg. Dette kan for nærværende ikke rummes under PSO-støtteordningen. Et studium af de mulige nye produktionsteknologier frem mod år 2020 vil med fordel kunne indgå i et scenariestudium i efteråret 2001. Resultaterne vil kunne afrapporteres i Systemplan 2002.

Tabel 3 Perspektiv for produktionsteknologierne.

Teknologi	Til år 2005	Til år 2012	Til år 2020
Anlæg for fossile brændsler og biomasse (under pålæg)	3-4 anlæg under Biomassepålægget i forbindelse med centrale anlæg	Udfasning på grund af nedslidning og dårlig økonomi	Anden anvendelse i dedikerede anlæg, der som "biprodukt" også producerer el.
Biomasseanlæg (uden for pålæg)	Få anlæg på grund af manglende rammebetingelser	Små og mellemstore anlæg gennem biopiller og grønne certifikater	Marginal betydning på grund af manglende konkurrenceevne
Gasanlæg	Uændret	Erstatning og ny kapacitet med mellemstore kraftvarmekombianlæg	Stabilisering
Vindanlæg	Implementering af offshore-vindkraftværker	Større andel med intelligent anvendelse af el	Tilpasset markedet, andel > 20 %
Solceller	Marginal betydning	Stigende betydning grundet billiggørelse	Naturligt led i nybyggeri og "egenforsyning" med lavvoltage
Mikro-/mini-kraftvarmeanlæg	Udbredelse afledt af brændselsceller (fra transportsiden)	Reversibel drift af enkelte større anlæg mulig	Stor betydning som mikro- og minianlæg
Affaldsanlæg	Stabilisering i tilgangen	Fald i potentialet indtil år 2015	Uændret i forhold til år 2015



Det langsigtede net



Det er primært de store mængder af ikke-regulerbar produktion fra decentrale kraftvarmeværker og vindmøller, der bestemmer netudbygningen i Jylland og på Fyn i planperioden indtil år 2012. Dertil kommer samspillet med de omgivende områder via udlandsforbindelserne, hvor store mængder vindkraft kan medføre store eksporter, og omvendt vil vindstille medføre import.

Områdets geografiske placering har betydet udprægede nord-syd transporter i nettet, og det har indflydelse på netstrukturen. Transporterne vil afhænge af prisrelationerne. Når der er lave priser i Norden og høje priser i Tyskland, vil der være sydgående transporter. Omvendt vil der være nordgående transporter, hvis priserne er høje i Norden.

Struktur af nettet

Af hensyn til forskellige langsigtede udviklinger af samfundet er det nødvendigt, at strukturen af transmissionsnettet kan opfylde transmissionsbehovet – også selv om forudsætninger ændrer sig. Overføringskapaciteten er i dag begrænset af visse 150 kV-forbindelser. Efterhånden som 400 kV-nettet udbygges, flyttes større transporter over på dette net, og 150 kV-nettet vil blive aflastet og vil i nogle tilfælde blive skrottet.

Niveauet af overføringskapacitet afhænger af det samlede 400-150 kV-net. Med de luftledningsstrukturer, der er vist i **Figur 4**, er overføringskapaciteten tilstrækkelig i planperioden. I fejl- eller revisionssituationer er forbindelserne reserve for hinanden, så strømmen kan fremføres ad en alternativ vej. Formaskning er dermed også et krav til netstrukturen, det vil sige antallet af systemer og de "ringe", der er i nettet.

Med bygning af 400 kV Vendsysselværket-Trige færdiggøres den store østjyske ring. I planperioden bliver der behov for at ændre den til mindre ringe ved at tilføje tværgående forbindelser som følge af udbygning af forbindelsen til nabo-områder. Der vil også blive behov for at færdiggøre den vestjyske ring i planperioden.

Udbygning af transmissionsnettet er baseret på "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995, [Ref. 9], og på den tilhørende kabelhandlingsplan for Jylland og Fyn. Hovedreglen er, at der bygges kombineret 400 kV- og 150 kV-fremføring på samme master. Dermed samles flere systemer på færre masterækker.

Anvendelsen af kabler i transmissionsnettet er stigende som følge af en forbedret teknologi, hvor plastisolerede kabler har afløst de tidligere anvendte oliefyldte kabler. De steder, hvor det er nødvendigt at bygge separate 150 kV-forbindelser, bygges de som kabler.

Dimensionering af nettet

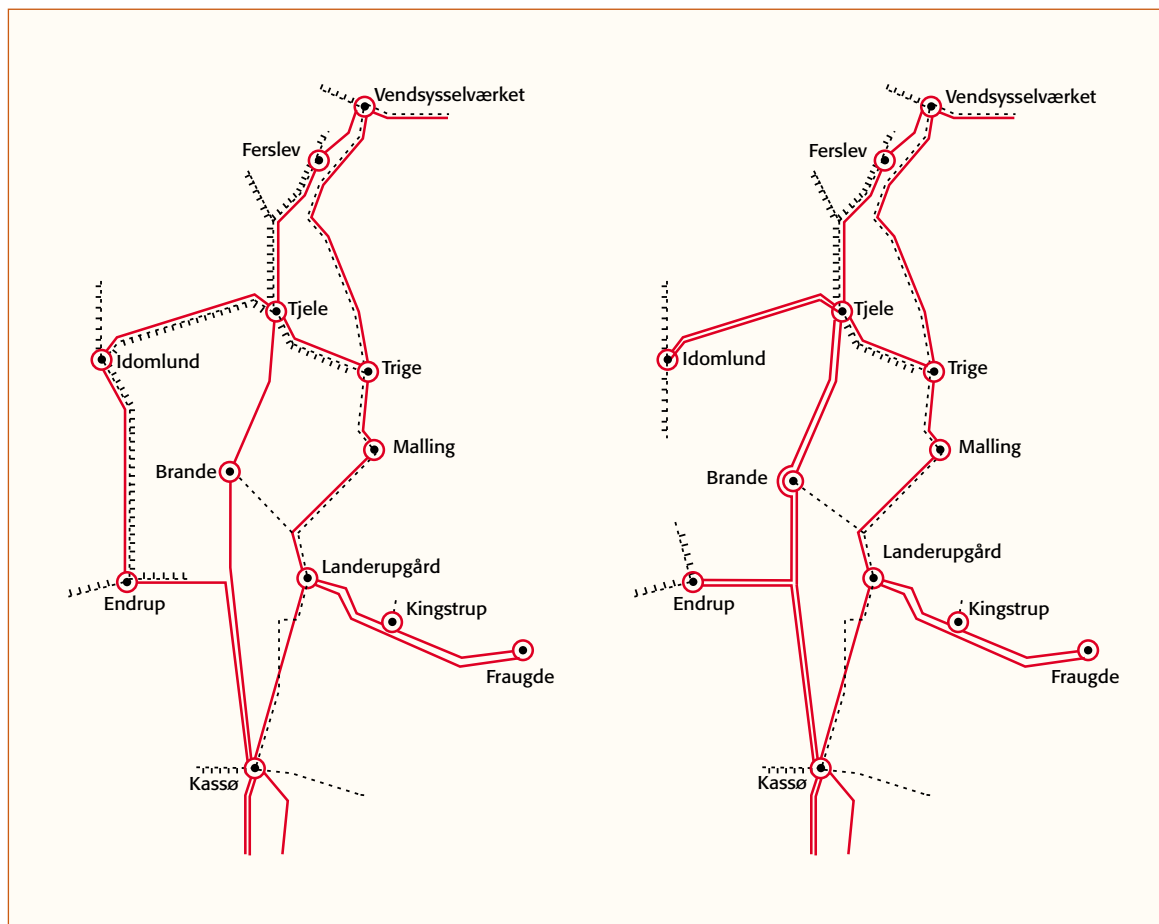
Den traditionelle fremgangsmåde ved netplanlægningen har været at dimensionere efter en repræsentativ elforbrugssituation og den tilhørende produktion og udveksling. Nu er elforsyningen i Danmark under indflydelse af et marked og af miljømæssige rammer. Det er derfor nødvendigt at gå bort fra en enkelt optimeret situation og i stedet dimensionere efter situationer, der stiller forskellige krav til nettet. De kaldes for billeder.

Et billede er en sandsynlig driftssituation. I planlægningen opstiller Eltra et antal billeder inden for kategorierne:

- Forsyningssikkerhedsbilleder, der repræsenterer situationer med stort elforbrug.
- Miljøbilleder, der repræsenterer situationer, hvor produktionen fra decentrale kraftvarmeværker og vindmøller skal udnyttes.
- Markedsbilleder, der repræsenterer situationer, hvor markedet skal fungere på tværs af landegrænserne.



Figur 4 Mulige netstrukturer baseret på flersystemsluftledninger.



Billedteknikken er under udvikling og er nærmere beskrevet i "Anvendelse af billeder i netplanlægningen", [Ref. 10]. Dimensioneringen af transmissionsnettet sikrer systempålideligheden og analyseres gennem krav til:

1. *Systemssikkerhed*, som er systemets evne til at kunne klare pludselige forstyrrelser såsom elektriske kortslutninger eller uventede tab af systemelementer.
2. *Systemtilstrækkelighed*, som er systemets evne til at dække kundernes samlede effektefterspørgsel og tilfredsstille deres krav om energi til enhver tid, idet der tages hensyn til planlagte og rimeligt forventelige tvungne udfald af systemelementer.

En vigtig del af dimensioneringsgrundlaget for nettet er opgørelser af rådigheden for forskellige typer ledninger på forskellige tider af året. I vinterperioden, hvor der ikke dimensioneres efter revisioner, men kun efter udfald af en netkomponent, har der fra 1990-1999 været intakt net i 43 % af tiden. I 22 % af tiden har der været en ledning ude. I resten af tiden har der været flere ledninger ude. I sommerperioden, hvor der dimensioneres, så der er plads til revisionsarbejder i nettet, har der for samme periode været intakt net i 9 % af tiden. I resten af tiden har der været en (13 %), to (21 %) eller flere ledninger ude, [Ref. 4].

Nettet dimensioneres fortsat efter, at systemtilstrækkeligheden kan klares ved mangel af et eller to netkomponenter.



Forbindelser til nabo-områder

Kapaciteten på Eltra's forbindelser til nabo-områder udgøres pr. 1. januar 2001 af jævnstrømsforbindelser til Norge og Sverige på i alt 1.630 MW og vekselstrømsforbindelser mod Tyskland på ca. 1.200 MW.

De første udlandsforbindelser blev bygget ud fra driftssikkerhedshensyn. Siden er forbindelserne også udbygget af hensyn til økonomiske gevinster og miljøgevinster, blandt andet med muligheden for at importere store mængder vandkraft fra Norge og Sverige.

Sammensætningen af produktionsapparatet i Jylland og på Fyn og ubalanceproblemet betyder, at den driftsmæssige afhængighed af udlandet igen er i fokus. Det er ikke længere muligt at drive elsystemet på forsvarlig vis uden forbindelser til nabo-områderne.

Den overføringskapacitet, der er behov for på de enkelte forbindelser, vil afhænge af de omgivende markeder. Det tætte tilhørsforhold til Norden gør det attraktivt at udbygge forbindelserne hertil forud for en udbygning mod Tyskland.

En samkøringsberegning på det nordiske system har vist, at den marginale nytteværdi for år 2001 af en kapacitetsudbygning er 100 kr./kW/år på Skagerrak, 40 kr./kW/år på Konti-Skan og 35 kr./kW/år på Storebælt. Nyttéværdierne skal holdes op mod omkostningen til den aktuelle forbindelse. Der udestår yderligere analyser i forbindelse med den nordiske Systemudviklingsplan.

En vigtig forudsætning for, at markedet og grænseforbindelserne kan fungere fornuftigt, er, at der ikke er grænsetariffer. Det er ligeledes en forudsætning, at miljøregler og afgifter er harmoniserede.

Overføringskapacitet Jylland-Norge

Overføringskapaciteten mod Norge er 1.000 MW, og der er ikke aktuelle beslutninger om udbygning. Der er dog forudset en Skagerrak pol 4 på 600 MW i Eltra's investeringsplan.

Behovet for at øge kapaciteten er blevet meget aktuelt i forbindelse med de estimerede eloverløb, og en forbindelse vil medvirke til at øge den andel af eloverløbet, der er eksporterbart. En 600 MW pol vil medføre behov for netudbygning i Jylland, f.eks. 400 kV Tjele-Trige. Det samme vil formodentlig også gælde i Norge.

En analyse af nytten af en Skagerrak 4-forbindelse skal ses i sammenhæng med udbygning på Konti-Skan. Analysen forventes at være en del af grundlaget for den nordiske Systemudviklingsplan, som udgives ved slutningen af året.

Overføringskapacitet Jylland-Sverige

Overføringskapaciteten mod Sverige er 630 MW. Det er planlagt at erstatte Konti-Skan pol 1 med en ny pol, da den gamle er nedslidt, teknologisk forældet og for dyr i drift.

Udskiftningen forventes at ske i perioden 2003-2005, såfremt grænsetarifferne mellem Sverige og Danmark afskaffes. Overføringskapaciteten bliver herefter i alt 720 MW.

Overføringskapacitet Jylland-Tyskland

Den eksisterende overføringskapacitet mod Tyskland er ca. 1.200 MW. Den forøges til ca. 1.400 MW, når 400 kV Vendsysselværket-Trige er idriftsat i år 2004. Overføringskapaciteten i nordgående retning er for nærværende ca. 800 MW begrænset af flaskehalse i det sydjyske net.

Analyse med Samkøringsmodellen af markedsforholdene i Norden og Nordtyskland for år 2005 tyder på, at der ofte vil være transporter mod syd, der er større end overføringskapaciteten. Med de givne forhold kan der forventes transporter på 2.000 MW i ca. 4.000 timer i vårdår og 800 timer i tørår.

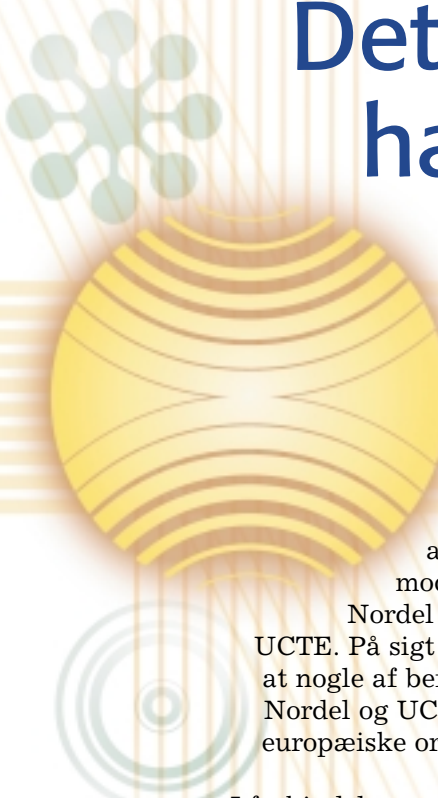
Storebæltsforbindelsen

En af forudsætningerne i opgavebrevet er, at der bygges en elektrisk Storebæltsforbindelse på 300 MW i år 2004. Tidligere gennemførte analyser har ikke kunnet vise, at forbindelsen er rentabel.



Forbindelsen er med til at øge andelen af eksporterbart eloverløb (afsnit "Virkemidler til håndtering af eloverløb") og dermed reducere andelen af kritisk eloverløb i forbindelse med bunden produktion i Eltra's systemområde.

Desuden mindsker forbindelsen risikoen for, at der kan udøves markedsagt.



Det sammenhængende elsystem

Jylland og Fyn er en del af den nordeuropæiske infrastruktur med mangeårige traditioner for samarbejde – både mod nord inden for Nordel og mod syd i UCTE. På sigt kan det tænkes, at nogle af beføjelserne i Nordel og UCTE overgår til det europæiske organ ETSO.

I forbindelse med liberaliseringen har det i højere grad vist sig nødvendigt at formalisere samarbejdet med andre parter. Eltra har derfor i år 2001 søgt og fået associeret medlemskab af UCTE. Samarbejdet i Nordel er også blevet forpligtende med den ændring af vedtægterne, der trådte i kraft i år 2000. Samarbejdet er nu et samarbejde mellem de nordiske systemansvar.

Nordeuropæisk infrastruktur

Jylland og Fyn er vekselsstrømsmæssigt tilknyttet nettet i UCTE som en del af E.ON Netz' kontrolområde. Dermed følger gensidige forpligtelser om f.eks. reserveholdelse.

Jylland og Fyn er en integreret del af Nord Pool og forbundet til resten af Nordelområdet via jævnstrømsforbindelser. Gennem det mangeårige nordiske samarbejde er der udviklet fælles regler for netdimensionering, tilslutning af termiske kraftværker, reserver, nødeffektindgreb på HVDC-forbindelser m.v.

Det nordiske samarbejde er båret af gensidige økonomiske og miljømæssige fordele ved samdrift af produktionsapparat med forskellige egenskaber. Tidligere var det samspillet mellem vandkraft, der sikrede god udnyttelse af vandet i vådår, og den termiske kraft, der sikrede mod afbrydelser i tørår. Samarbejdet har ført til en nordisk

Systemdriftsaftale og nu også til den første fælles nordiske Systemudviklingsplan, der udkommer i løbet af dette år.

På kort sigt udgør Danmark Vest et overskudsområde og Norge og Sverige underskudsområder. Et sandsynligt udvekslingsmønster vil være, at der eksporteres fra Danmark Vest. Udfordringen er blandt andet at indpasse vindkraftens miljøfordele i den nordiske drift (blandt andet i takt med kernekraftafviklingen i Sverige). Et tæt samarbejde på tværs af landegrænser kræver et net uden store flaskehalse.

Udvekslingen over den dansk-tyske grænse vil afhænge af markedsudviklingen i Tyskland og af elpriserne. Produktionsapparatet i Nordtyskland indeholder lige så store andele af vindkraft som i Eltra's område. I Tyskland er der samtidig kræfter, der trækker i retning af afvikling af eksisterende kernekraftværker.

Sammensætningen af elsystemet

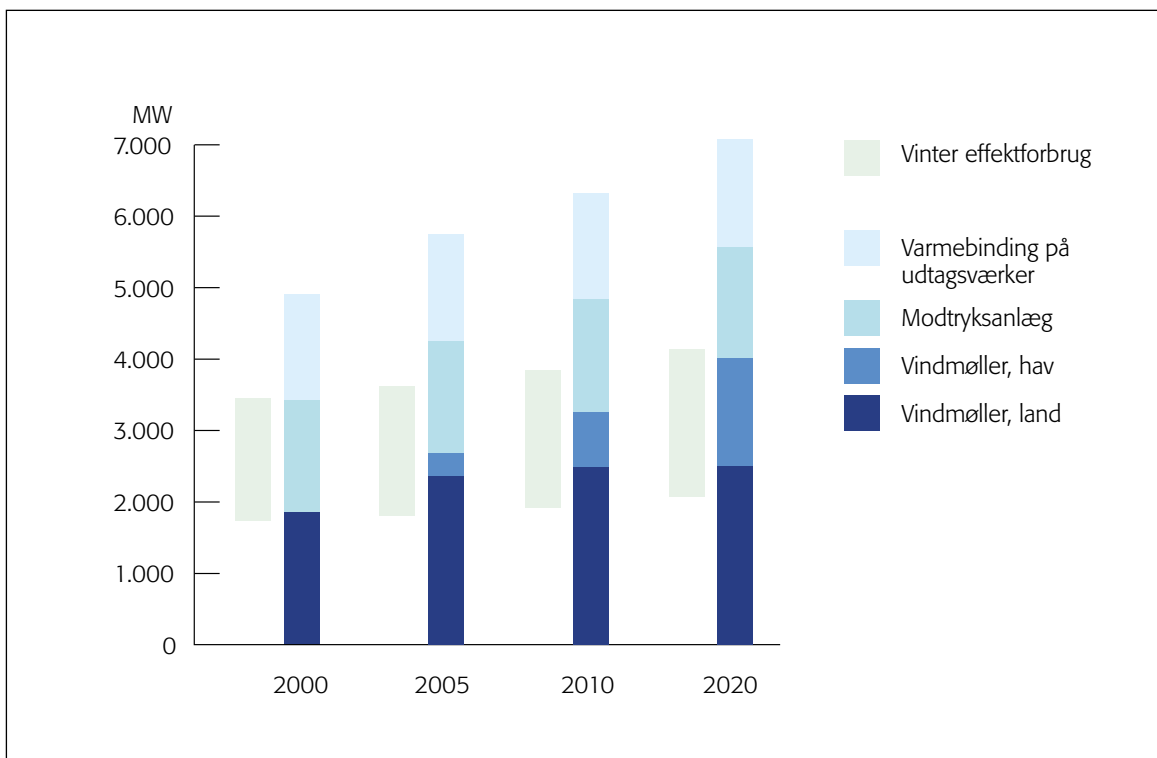
Det sammenhængende elsystem i Jylland og på Fyn er karakteriseret ved et meget lille elforbrug i forhold til produktionskapaciteten på p.t. 6.534 MW. Det maksimale elforbrug forventes at være på 3.811 MW i år 2005 og 4.119 MW i år 2012. Heraf udgør elforbrug under lavlast ca. 50 %.

Den installerede produktionskapacitet er ikke bestemt af elforbruget. Den bundne produktion, der er bestemt af vinden og af varmebehovet, er ofte større end elforbruget, se **Figur 5**. Det vstdanske elsystem ligner ikke andre elsystemer og kræver derfor helt specielle løsninger. Elsystemet er svært balancerbart og kan ikke drives uden forbindelser til nabo-områderne.

Den store mængde af miljøvenlig elproduktion inviterer til en ny balance i det indenlandske elforbrug. Introduktion af nye elanvendelser som elbiler, elektriske tog,



Figur 5 Ikke-regulerbar produktionskapacitet for årene 2000, 2005, 2010 og 2020 i forhold til elforbruget.



elvarme, varmepumper m.v. bør analyseres ud fra samfundsøkonomiske hensyn.

Dette bør også føre til en revurdering af grundlaget for DSM-planlægningen, da både den økonomiske balance og miljøfordelen ved besparelser er ændret markant. De mest rentable besparelser er gennemført, og det er spørgsmålet, om mindre rentable fortsat skal gennemføres, eller om DSM bør lægges om.

Kortlægningen har vist, at en overvejende del af produktionskapaciteten er tilsluttet i nettene under 100 kV. Pr. 1. juni 2001 drejer det sig om 3.521 MW svarende til 53 % af kapaciteten, se **Figur 6**. I år 2005 vil denne andel være steget på trods af, at havmøllerne tilsluttes på net over 100 kV.

I forhold til et traditionelt dimensioneret elsystem, hvor produktionen er tilsluttet på transmissionsnettet, vender elsystemet i Jylland og på Fyn "på hovedet". Denne tendens er vedvarende. Systemansvarets regelsæt og håndtag til at opfylde Ellovens § 5 om det overordnede ansvar for forsyningen må indrettes under hensyntagen til adgangen til produktionsapparatet.

Lagring af elektrisk energi

Lagring af elektrisk energi kan blive aktuelt i planperioden indtil år 2012. Et energilager kan anvendes til "forædling" af effekt i spotmarkedet ved at oplagre energi, når prisen er lav, og aflade energi, når prisen er høj. Analyse af en aktuel driftssituation fra 1999 har vist, at værdien af et lager med kapacitet på 50 MW (med en energikapacitet på 1.000 MWh og 20 timers ladetid) er ca. 5 mio. kr. pr. år.



Tilsvarende kan et ellager reducere behovet for at købe regulerkraft til udligning af prognosefejl på vindkraften. Ellageret har her en værdi på ca. 10 mio. kr. pr. år.

Lagring af elektrisk energi er ikke et effektivt virkemiddel over for eloverløb.

Den ellagerteknologi, Eltra arbejder med, er en reversibel brændselscelle, hvor energien oplagres i en stor tank. Teknikken afprøves i de nærmeste år ved et demonstrationsanlæg på 10 MW, der bygges i England. Eltra følger udviklingen nøje. Ellagerteknologien er rent teknisk inden for rækkevidde i planperioden. Økonomisk kræver det store billiggørelser.

Dimensionering af elsystemet

Ved dimensionering af det samlede elsystem er både produktionskapacitetens tilstedeværelse og placering vigtig. Desuden

er nettets evne til at transportere effekt og energi væsentlig.

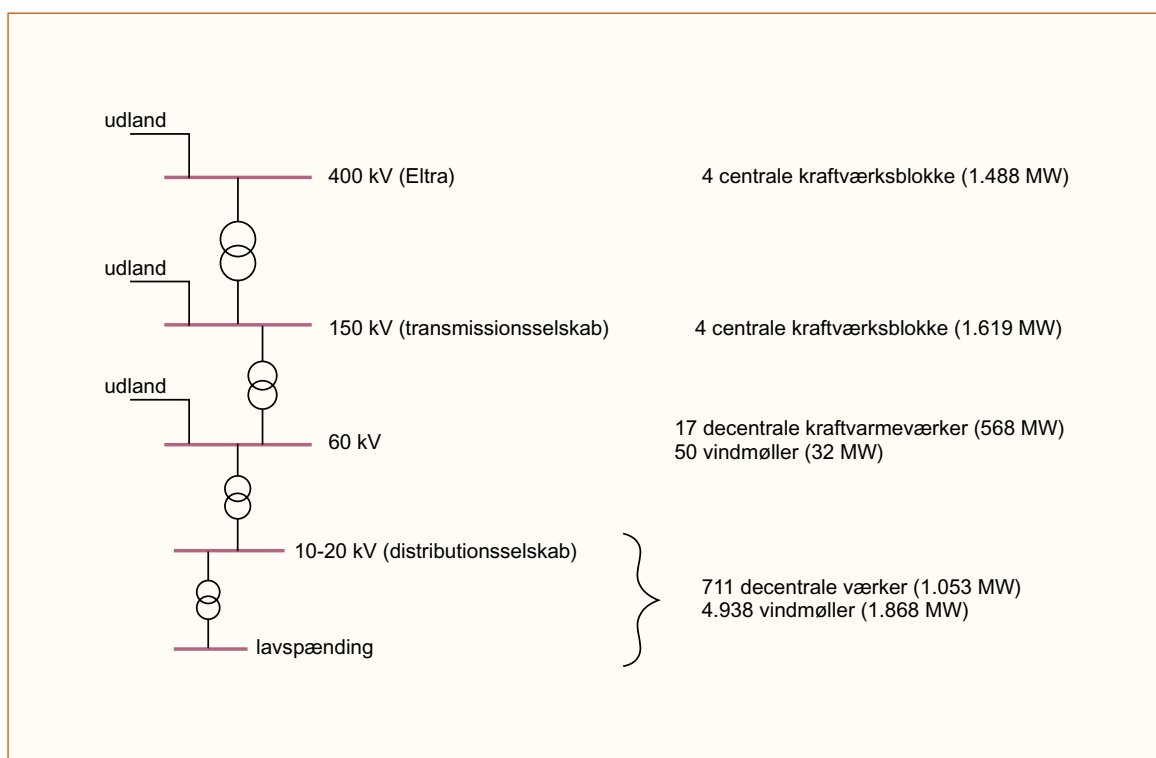
Elsystemet i Jylland og på Fyn er tidligere dimensioneret efter forsyningen i området. Det er ikke længere tilfældet, men nu skal elsystemet ses i sammenhæng med de omliggende områder. Det gælder både teknisk, kvotemæssigt og afgiftsmæssigt.

Produktionskapacitet

I forbindelse med liberaliseringen er den vigtigste parameter for produktionskapaciteten den usikkerhed, som den systemansvarlige skal regne med på tilgang af kapacitet, på placering og på skrotninger. Det kræver udvikling af risikoanalyser og scenariestudier.

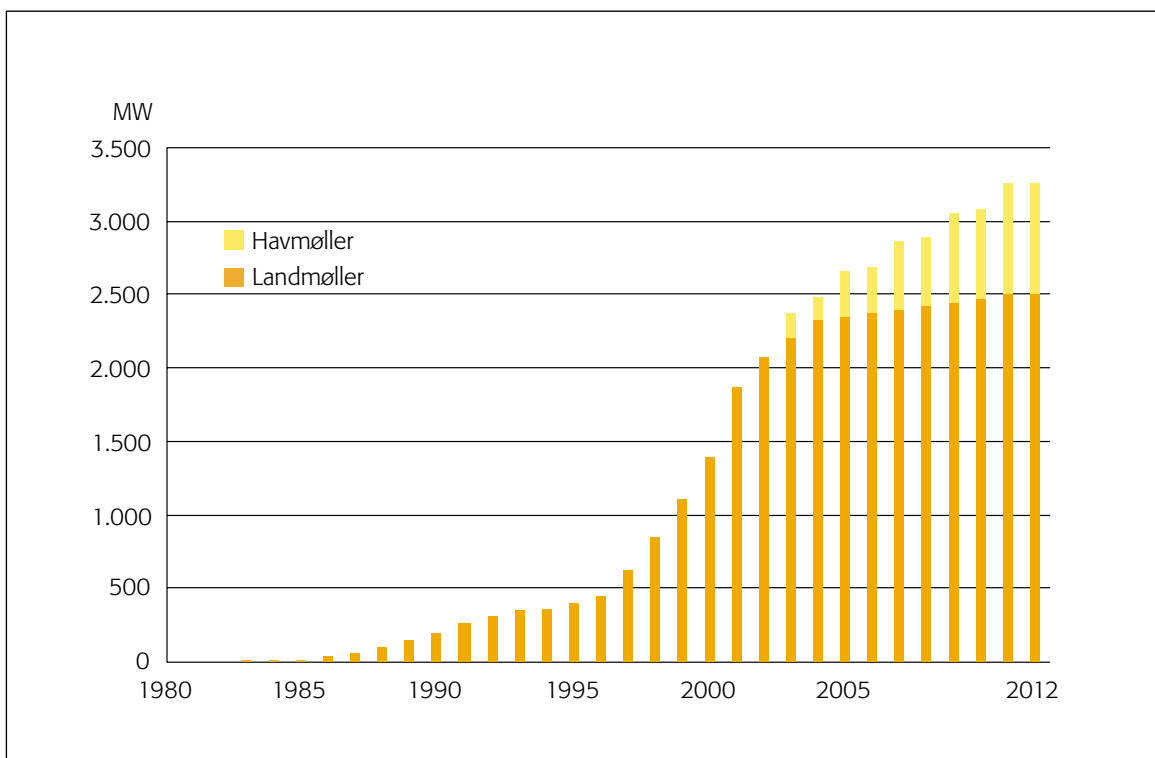
Den næstvigtigste faktor er, at vindkraften fra at være marginal i begyndelsen af 1990'erne, se **Figur 7**, nu udgør en meget stor og uregulerbar kapacitet. Tilgangen af

Figur 6 Fordelingen af produktionskapacitet på de aktuelle spændingsniveauer.





Figur 7 Vindkraftens udbygning i Eltra's område.



vindkraft kan ikke planlægges. Det viser den store stigning i sidste halvdel af 1990'erne. Den forudsete stagnation ved 2.500 MW vindmøller på land kan vise sig at være en forkert forudsigtelse.

Andre vigtige parametre i dimensioneringen af elsystemet er de grundlæggende tjenester, der er behov for i et vekselstrømssystem. Det er effekt-, frekvens- og spændingsregulering, og det er reserver og spændingsstivhed.

Reguleringsmuligheder

Reguleringstjenesterne i et vekselstrømssystem skal leveres fra produktionsapparatet. De centrale kraftværker (3.201 MW) er bygget efter særlige specifikationer, så de kan udføre op- og nedregulering af effekten, når de er på nettet (**Bilag 1**). Bindningen til varmeproduktionen betyder dog i mange driftssituationer, at nedreguleringsmulighed

ikke er til stede. De centrale kraftværker deltager automatisk i frekvensreguleringen og i spændingsreguleringen. Med den stigende andel af vindkraft i planperioden og deraf følgende ringere udnyttelse og eventuel skrotning af centrale værker vil regulerstyrken forringes markant.

De decentrale værker (1.467 MW) er af hensyn til deres økonomi bygget efter lempeligere krav. Der er tale om mange små værker, hvor produktionen er varmebundet. Derfor er værkernes drift styret gennem en tarif, der i videst muligt omfang placerer produktionen der, hvor elsystemet har brug for den – dog kører værkerne enten on eller off. De store decentrale værker vil kunne bringes til at deltage i effekt- og spændingsreguleringen. Ingen af de decentrale værker vil kunne deltage i frekvensreguleringen.



Vindmøllerne, som de kendes fra 1.866 MW vindkraft på land, kan hverken deltage i effekt-, frekvens- eller spændingsreguleringen, men kan i nogle tilfælde være med til at understøtte systemet, hvis de er på nettet under en fejl. Vindkraftværker, [Ref. 7], bygges efter specifikationer, der gør det muligt, at de i nogen grad kan deltage i både effekt-, frekvens- og spændingsreguleringen.

I forbindelse med udskiftningsordningen for landmøller kan det vise sig hensigtsmæssigt at opstille en saneringsplan. Samtidig er det nødvendigt at opstille nye tilslutningsbetingelser for nye møller, så elsystemet kan drage nytte af de reguleringsmuligheder, moderne møller har.

Eltra har for nærværende ikke opstillet krav til størrelsen af regulerkapaciteten i systemområdet og heller ikke til den sammensætning, reguleringsevnerne i Jylland og på Fyn skal have. Det vil afhænge af erfaringer fra vindkraftværket på Horns Rev og af muligheden for at reducere varmebindingen på de centrale værker (afsnit "Virkemidler til håndtering af eloverløb").

Spændings stivhed

Nettets stivhed er givet ved den såkaldte kortslutningseffekt. En stor kortslutningseffekt giver et stift net. En lille kortslutningseffekt betyder spændingsfald ved en kobling med et anlæg eller ved en fejl. Den betyder også større risiko for, at jævnstrømsforbindelser falder ud, og i værste fald, at relæbeskyttelsen ikke fungerer korrekt.

Traditionelt har store kortslutningseffekter og strømme været dimensionerende for anlægsdelene. Med dagens situation, hvor kun få centrale blokke (typisk 4) er på nettet, fås i stedet små kortslutningseffekter, da det er disse værker, der giver det væsentligste bidrag. Hvis der desuden kun er få decentrale værker i drift, kan kortslutningseffekterne blive meget små. Da vindmøllerne kun giver et meget lille bidrag til stivheden, optræder der ofte driftssituationer med meget små kortslutningseffekter i Jylland og på Fyn.

Eltra er p.t. ved at opstille krav til antallet af centrale blokke, der skal være på nettet set i sammenhæng med de decentrale værkers driftsmønster. Analysen tyder på, at minimumkravet bliver tre eller fire blokke.

Restrukturering af nettet, hvor der udbygges i 400 kV-nettet i stedet for 150 kV, øger kortslutningseffekterne. Et stærkt net er derfor en forudsætning for at drive elsystemet med den ændrede produktionssammensætning, der allerede er.

Reserver i elsystemet

De formelle krav til reserverne i elsystemet er Nordels krav om, at der i Vestdanmark er 89 MW momentan reserve, som kan leveres til det nordiske system via HVDC-forbindelserne. Denne reserve kan trækkes fra UCTE-systemet. Endvidere skal der være 600 MW hurtigreserve, der kan være til stede i løbet af 15 minutter. Denne kan til lige hentes fra UCTE-systemet.

Det er omvendt et krav fra UCTE, at der holdes en momentan reserve i Eltra's område på 35 MW, der skal effektueres på mindre end 30 sekunder.

Der er yderligere behov for reserver som følge af de ubalancer, der opstår i systemet, blandt andet fra ændringer af meteorologiske forhold. Behovet for reserver vil stige i takt med, at der installeres yderligere vindkraft i systemet.

Ny teknik i elsystemet

Ifølge Elloven skal de systemansvarlige virksomheder sikre, at der gennemføres forskning og udvikling, blandt andet i miljøvenlig transmission. Eltra udgiver derfor fremover årligt en teknologiplan for elsystemet. Systemteknologi 2001 udkommer i efteråret 2001 og behandler blandt andet de behov, der er afdækket i Systemplan 2001.

De to F&U-planer "Miljøvenlig elproduktion" og "Systemteknologi" skal supplere hinanden med hensyn til de emner, som de omhandler. Med de store mængder miljøvenlig elproduktion, der er i systemet, eller



som kommer i planperioden, vil der være behov for en særlig indsats for at indpasse den. De indsatsområder, der især fokuseres på i Systemteknologi 2001, vil være:

- Effektiv udnyttelse af transmissionsnettet, herunder metoder til øget belastbarhed, minimering af udetider, nye jævnstrømstekniker, effektelektroniske komponenter, nye koncepter, metoder til renoivering og levetidsforlængelse af anlægsdele.
- Indpasning af bunden produktion, herunder prognosticering, reguleringsegen-

skaber, tilslutningsbetingelser, ellagertechnik, fleksibel elbelastning.

- Systemsikkerhed, herunder kontrolsystemer, dimensioneringsregler, bestemmelse af margin til driftsforstyrrelse, retablering.
- Markedsudvikling, herunder VE-certifikater.

De projekter, der indgår i Systemteknologi-planen, betales via nettariffen.

Forsyningssikkerhed

Dette kapitel indeholder de tekniske vinkler på forsyningssikkerheden. De institutionelle forudsætninger er beskrevet i afsnit "De institutionelle forudsætninger".

Forsyningssikkerheden for det jysk-fynske område frem til år 2012 er blevet meget central, fordi:

- Eloverløbet er af en sådan størrelse, at området er afhængig af, at forbindelserne til naboområderne uden videre kan udnyttes.
- Den store mængde vindkraft har fortrængt og vil fortsat fortrænge produktionskapacitet med grundlæggende egenskaber som effekt-, spændings- og frekvensregulering.

tionskapacitet med grundlæggende egenskaber som effekt-, spændings- og frekvensregulering.

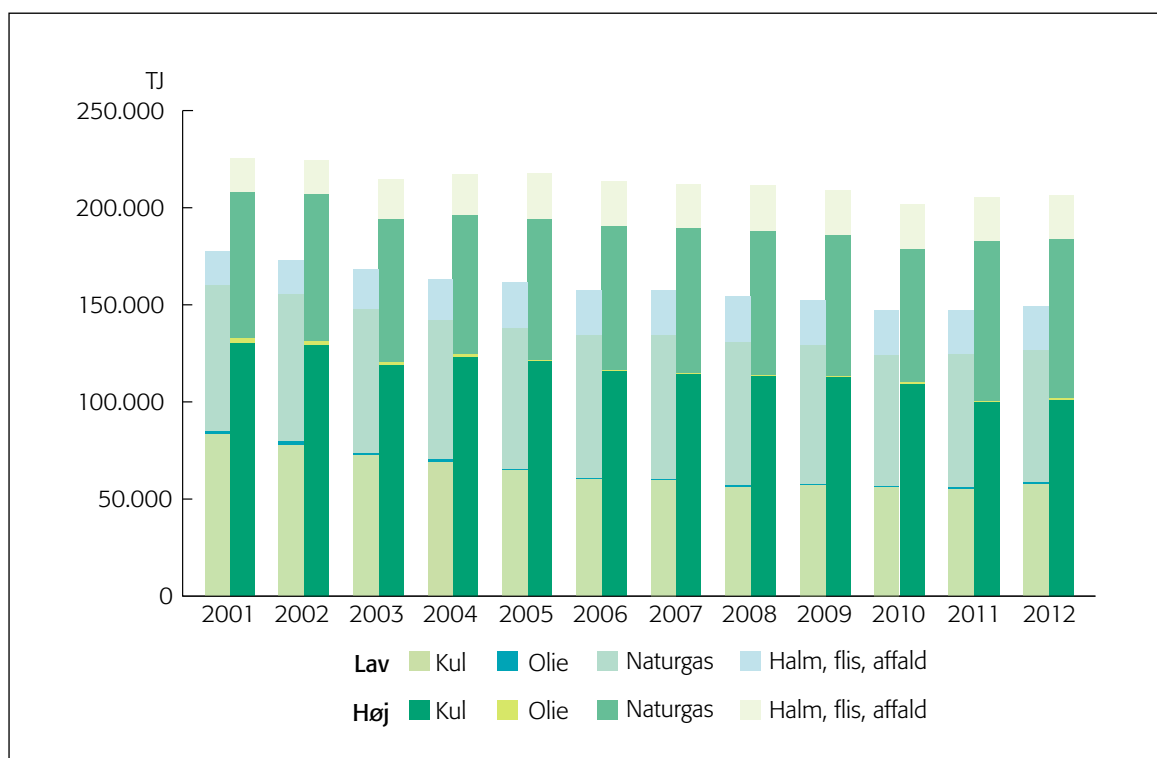
- Ca. halvdelen af produktionskapaciteten er placeret i distributionsnettene som decentral, prioriteret produktion.

Energiforsyning

Brændselssammensætningen til kraftvarme-produktion i år 2000 var 55 % kul og olie, 35 % naturgas og 10 % andet (biomasse og affald). Frem til år 2012 stiger andelen af vind fra 4,6 TWh i år 2001 til 9,6 TWh.

I lavprisforløbet falder kul- og olieandelen af brændslet til 42 % i år 2012, og samtidig øges andelen af naturgas til at udgøre 44 %. I højprisforløbet er kul- og olieandelen af brændslet 51 % og andelen af naturgas 39 % i 2012, se **Figur 8**. Anvendelsen af halm, flis og affald er konstant for perioden og udgør mellem 10 % og 14 %.

Figur 8 Brændselsforbrug i lav- og højprisforløbene.





De brændsler, der benyttes, har forskellige karakteristika. Kul og olie købes på verdensmarkedet og kan i et vist omfang lagres ved kraftværkerne. Kul og olie er omfattet af regler om reservelagre.

Naturgas kan ikke købes frit på verdensmarkedet, da leverancen til kraftværket må foregå fra gasproduktionsstedet via rørledninger. Dansk Naturgas (DONG) er p.t. eneleverandør til de danske kraftværker. DONG har den forsyningssikkerhedspolitik, at gaslagrene ved Ll. Torup og Stenlille skal kunne klare gasforsyningen i den periode, det tager at reparere et brud på søledningen fra produktionsstederne i Nordsøen til land. Dette kan kun lade sig gøre ved at udnytte muligheden for at afbryde visse kunder.

"Høstudbyttet" af halm har over en ti-års periode varieret med plus/minus 10 %. Høstudbyttet af flerårig dyrket biomasse formodes således at variere mindre fra år til år, og det må forventes, at Biomassepålæggets mængder er til stede i planperioden.

Ligeledes er der kun forudset ringe variation i affaldsmængderne fra år til år, selv om Affald 21 peger på en stabilisering fra år 2004 og herefter et fald.

Vinden, der fungerer som en slags brændsel, er set over et år en stabil energikilde. Produktionen fra de installerede vindmøller svinger med plus/minus 15 % omkring et normalår. I de enkelte måneder kan der være udsving fra 40 til 130 i sommerhalvåret og fra 50 til 250 i vinterhalvåret, hvor 100 er en middelmåned.

Brændselsberedskabslagre

Den systemansvarlige virksomhed skal inden for det sammenhængende elforsyningssystem sikre, at der til enhver tid holdes lagre af faste og flydende brændstoffer til el- og kraftvarmeproduktion til indenlandsk elforsyning. Faste og flydende dækker kul og olie og ikke gas. En årlig redegørelse fra den systemansvarlige skal fremover blandt andet belyse, om lagrenes fordeling og størrelse er relevante i forhold til

det produktionsapparat, der skal anvende brændslet.

Lagerpligten forventes udmøntet i en bekendtgørelse, der nærmere definerer mængder og vilkår. Når den foreligger, kan Eltra i samarbejde med Energistyrelsen opstille kriterier for placering af lagre. Desuden kan konsekvensen af svigt af et enkelt "brændsel" opgøres i forbindelse med den årlige redegørelse.

Med den stigende anvendelse af gas som brændsel bliver elsystemet mindre robust over for brændselsforsyningssvigt. Anvendelsen af vind, biomasse og affald gør omvendt elsystemet mere robust.

EUs grøn bog

Den danske miljø- og energipolitik skal ses i sammenhæng med resten af Europas. EUs grøn bog om energiforsyningssikkerhed fra november 2000 er et bidrag til debatten om den fremtidige europæiske energiforsyning. Der peges på to udfordringer, nemlig en øget afhængighed af eksterne energiforsyninger og kampen mod klimaændringerne.

Grønbogen understreger behovet for at definere en sammenhængende og ansvarlig europæisk strategi for energiforsyningen. EUs svaghed i energisektoren er, at kun halvdelen af energibehovet dækkes af egen produktion. Hvis der ikke gribes ind, vil importandelen i de næste 20-30 år stige til 70 %, det samme som før energikrisen i 1973.

Der forventes en konstant vækst i elektricitetsproduktion på 2 % årligt, hvilket blandt andet medfører, at der skal investeres i 500-600 GW_e i de næste 20 år. Beslutningstagerne satser generelt på centrale gaskombianlæg ud fra et kortsigtet økonomisk grundlag og en miljømæssig gevinst. EU bevæger sig hen mod en stærk afhængighed af naturgas på næsten 50 %. 45 % af olieimporten vil på sigt komme fra Mellemøsten og 40 % af naturgassen fra Rusland.

Grønbogen konstaterer, at det er sværere at vende de eksisterende trends, end det så ud



til for tre år siden. Emissionen af drivhusgas blev stabiliseret i år 2000, men prognosen viser nu en stigning på 5,2 % frem til år 2010.

Elsystemets driftsikkerhed

Ud over de institutionelle forudsætninger og kontrolstrukturen afhænger driftsikkerheden af forskellige tekniske parametre. Det er driftsikkerhedskriterier og forskrifter for indretning af driften. Driftsikkerheden i et system i forandring er et vigtigt tema, som Eltra ønsker at kulegrave i de kommende systemplaner.

Eltra's overordnede ansvar for forsynings-sikkerheden i Jylland og på Fyn skal for elsystemets driftsikkerhed forvaltes i samarbejde med områdets netselskaber og transmissionsselskaber. Dertil opretter Eltra en samarbejdsstruktur.

Ud over de strukturelle forudsætninger er der en række tekniske forhold, der er under udformning. En vigtig parameter er en effektiv aflastningsplan under driftsforstyrrelser, hvor frekvensen falder (eller stiger) i forhold til 50,0 Hz. Traditionelt er frekvensaflastning et værn, hvor der sker udkobling af elforbrug for at holde frekvensen oppe i resten af systemet. I Jylland og på Fyn sker denne frekvensaflastning i grupper på 60 kV-niveau.

Med blandingen af elforbrug og decentral produktion i de underliggende net er der en stigende risiko for, at en aflastning ikke

kun udkobler forbruget, men også den produktion i området, som ellers kunne være med til at stabilisere systemet. Eltra har derfor igangsat et projekt til opstilling af en ny aflastningsfilosofi, hvor der skelnes mellem produktion og forbrug.

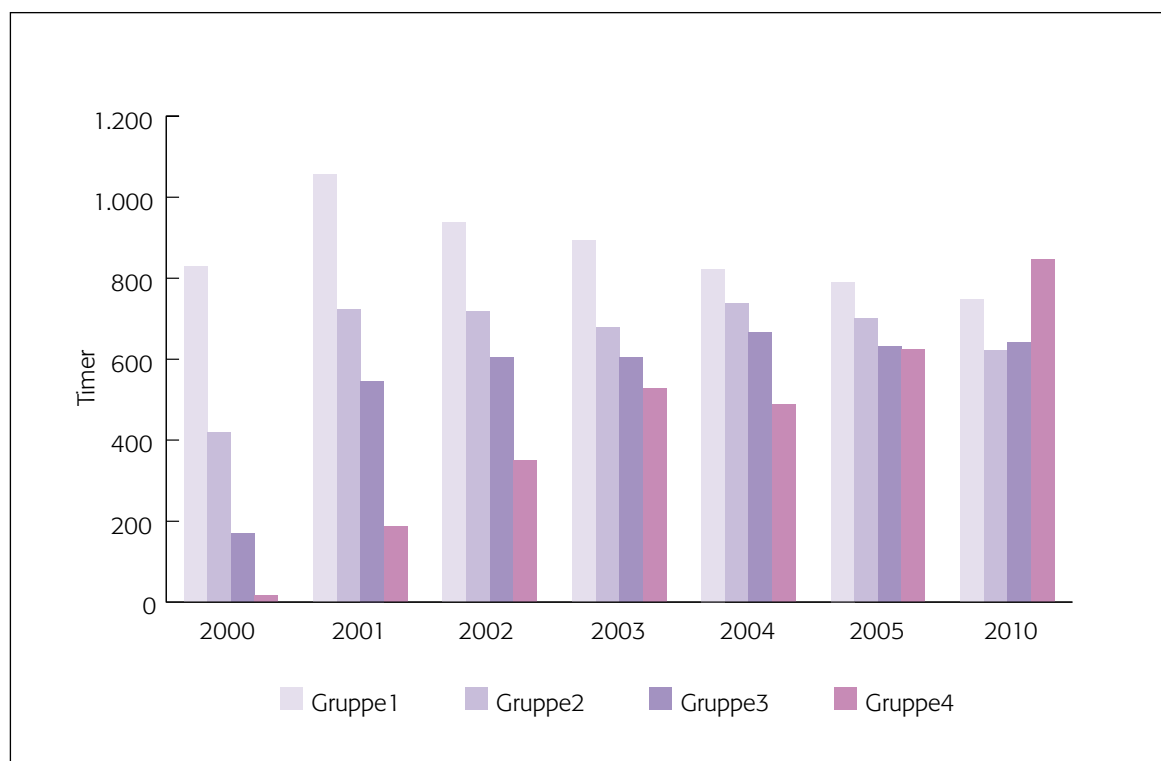
Et andet element i driftsikkerheden er spændingsreguleringen, der dels sker på kraftværkerne, dels ved den kompensering af det reaktive forbrug, der er i de underliggende net. Kabellægninger og manglende kompensering på vindmøller medfører en ændret balance mellem reaktivt forbrug og reaktiv produktion. Eltra har igangsat en udredning, der skal føre til en ny kompenseringsordning.

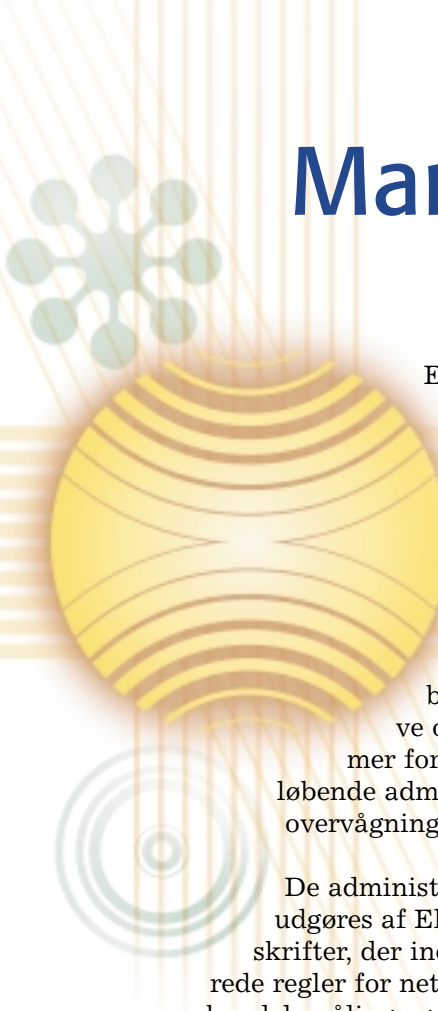
Eloverløbet repræsenterer også en risiko for driftsikkerheden. Risikoen kan, [Ref. 6], angives i en af fire risikogrupper, hvor gruppe 1 angiver, at der er rigelige reserver i systemet til at håndtere eloverløb, og gruppe 4 angiver, at der er knappe reserver, se **Figur 9** side 40.

Fra år 2001 til år 2005 er risikogruppe 4 voksende, det vil sige, at risikoen for, at markedet ikke kan håndtere eloverskuddet gennem eksport til nabo-områderne, vokser. I år 2005 er der ca. 400 timer med eloverskud placeret i gruppe 4. Dette svarer til 26 % af vinterens forventede tid med eloverskud.



Figur 9 Fordelingen i risikogrupper for vinterhalvåret.





Markedsbetjening

En af Eltra's opgaver i henhold til Elforsyningsloven er at sikre elmarkedets funktion. Denne opgave omfatter etablering og vedligeholdelse af både administrative og tekniske rammer for elmarkedet samt løbende administration og overvågning.

De administrative rammer udgøres af Eltra's markedsforskrifter, der indeholder detaljerede regler for netadgang, balanceansvar, handel, måling og afregning. Det er Eltra's opgave fortsat at udvikle og tilpasse disse, således at markedet til stadighed fungerer bedst muligt. Ud over de rent administrative opgaver har Eltra tillige ansvar for den løbende markedsovervågning, der har til hensigt at afdække uhenigtsmæssigheder i infrastruktur og markedsdesign samt eventuelt misbrug af markedsmagt.

De tekniske rammer for markedet udgøres af nettet, hvis kapacitet sætter øvre grænser for de fysiske udvekslinger. Overføringsbegrænsninger både internt i spotprisområderne og imellem disse er af afgørende betydning for prisdannelsen.

Konkurrence via udlandsforbindelserne

Jylland og Fyn udgør et spotprisområde i Nord Pool. Med kun en kommerciel producent i området er konkurrence fra producenter i nabo-områder en grundlæggende forudsætning for et velfungerende marked. Da Jylland og Fyn markedsføremæssigt er tættest knyttet til det nordiske område, er det især jævnstrømsforbindelserne til Norge og Sverige, der er vitale for markedets funktion. Selv om rammerne for det tyske elmarked adskiller sig betydeligt fra den nordiske model, bidrager også udveksling-

en over den dansk-tyske grænse væsentligt til prisdannelsen i området.

Interne overføringsbegrænsninger i det jysk-fynske område kan dels medføre uhenigtsmæssige bindinger for produktionsfordelingen i området og dels begrænse overføringsmulighederne til nabo-områder. Dimensionering, udbygning, rådighed og administration af transmissionsnettet indgår således som meget væsentlige elementer i Eltra's markedsbetjening.

Mellem Norden og Kontinentet

Jylland og Fyn udgør et vigtigt forbindelsesled mellem det store vandkraftdominerede system i Norden og det endnu større termiske system på Kontinentet. Prisforskelle mellem Norden og Kontinentet medfører betydelig efterspørgsel efter udvekslingskapacitet mellem disse områder. Da den samlede udvekslingskapacitet mellem Jylland og Fyn og nabo-områderne er betydelig i forhold til forbrug og produktion i området, har udvekslingsmønsteret meget stor betydning for prisdannelsen.

Eltra stiller al tilgængelig kapacitet på Skagerrak- og Konti-Skan-forbindelserne til rådighed for Nord Pool. I den implementerede prisområdemodel indgår flaskehals-håndteringen som en integreret del af den daglige prisberegning i spotmarkedet (implicitte auktioner). Modellen sikrer, at forbindelserne udnyttes markedsføremæssigt optimalt og på ikke-diskriminerende vilkår fuldt ud stilles til rådighed for markedets aktører.

Tyskland indgår ikke som prisområde i det nordiske elmarked, og det har ikke på den dansk-tyske grænse været muligt at etablere en ordning for flaskehals-håndtering svarende til den nordiske. Udvekslingskapaciteten mellem Jylland og Tyskland tildeles markedsaktører ved årlige, månedlige og daglige auktioner (eksplicitte auktioner). Princippet sikrer lige adgang til kapaciteten for alle aktører, men ikke fuld markedsføremæssig udnyttelse i relation til aktuelle priser i de to områder.



Nabosystemerne i nord og syd adskiller sig væsentligt fra hinanden med hensyn til både produktions- og markedsforhold. For prisdannelsen i Jylland og på Fyn er det vigtigt at afstemme udvekslingsmulighederne i de to retninger, så Jylland og Fyn markeds-mæssigt kan fungere som en integreret del af det nordiske system. Jylland og Fyn vil markeds-mæssigt kunne fungere tilfredsstillende som et prisområde under Nord Pool, hvis forbindelserne mod Norge og Sverige har fornøden styrke i forhold til både forbrug og produktion i Jylland og på Fyn og udvekslingskapaciteten mod Tyskland.

Prisdannelsen i det nordiske elmarked er tæt forbundet med vandtilstrømningen og magasinfyldningen i vandkraftsystemet. Elpriser og dermed udvekslingsbehov varierer derfor markant fra "vådår" til "tørår". Med disse betydelige stokastiske variationer er det ikke samfundsøkonomisk forsvarligt at udbygge transmissionsnettet – endsige de kostbare HVDC-forbindelser – til at kunne dække alle udvekslingsbehov uden, at der optræder "flaskehalse" og dermed særskilte prisområder. Af hensyn til markedsaktørernes tillid til markedet anses det dog for vigtigt, at prisdannelsen sker på kendte og transparente vilkår, samt at der en stor del af tiden kan opnås en fælles pris i hele Nord Pool-området. Sidstnævnte krav medfører, at der generelt stilles større krav til transmissionsnettets kapacitet i et markedsbaseret system end i det hidtidige centralt styrede monopol.

Prioriteret produktion og prisdannelse

Den store andel af bunden kraftvarmeproduktion og fluktuerende vindkraftproduktion i Jylland og på Fyn har betydelig indflydelse på handelen i spotmarkedet og behovet for regulerkraft. Med det udvidede balanceansvar for den prioriterede produktion har Eltra ansvaret for at udbalancere forskellen mellem den faktiske produktion fra disse anlæg og den tre måneder tidligere udmeldte procentandel af elforbruget.

På baggrund af Eltra's prognose for den nødvendige udbalancering dagen før driftsdøgnet indmeldes køb og salg i spotmarkedet. Afvigelser mellem prognosen fra dagen i forvejen og den faktiske prioriterede produktion dækkes via regulerkraftmarkedet.

Med en installeret vindkraftkapacitet på knap 1.900 MW kan der blive tale om ganske betydelige handler i både spot- og regulerkraftmarked. Eltra's "udbalance-rings"-handel i spotmarkedet kan derfor have stor betydning for dannelsen af flaskehalse og områdeprisen i Jylland og på Fyn. Forventning om stor vindkraftproduktion kan medføre, at Jylland og Fyn bliver et særskilt lavprisområde. Tilsvarende kan forventning om lille vindkraftproduktion bidrage til at skabe et højprisområde.

Eltra's vindkraftprognose dagen i forvejen har således stor betydning for spotprisen i området.

Hertil kommer, at den prioriterede produktion tildeles forrang i den daglige administration, når den tilgængelige transportkapacitet mod Norden skal bestemmes. Den samlede kapacitet mod Norge og Sverige er tilsammen 1.630 MW, men som følge af netbegrænsninger internt i Jylland reduceres værdien ofte. Ved forventninger om f.eks. stor vindkraftproduktion vil importkapaciteten ofte blive begrænset til 1.000-1.500 MW, mens eksportkapaciteten reduceres ved forventninger om lille vindkraftproduktion. Dette skyldes, at langt hovedparten af vindkraften er beliggende nord for den interne flaskehals i Jylland.

Det fremgår således af det foranstående, at Eltra i den daglige administration af knappe transmissionsressourcer giver den prioriterede produktion forrang (prioritet). Dette sker på bekostning af de øvrige markedsaktørers ønsker om handel over landegrænser.

Den faktiske vindkraftproduktion i driftsdøgnet har ikke indflydelse på spotprisen, men kan medføre behov for store mængder regulerkraft, og derigennem bevirker den fluktuerende vindkraftproduktion et sti-



gende prisniveau i balancemarkedet. Ubalancer forårsaget af vindkraft dominerer i forhold til øvrige ubalancer, således bestemmes retningen for systemets resulterende ubalance af vindkraften i mere end 75 % af tiden.

I det nuværende system kan udbalance-ringen af vindkraft ikke foretages uden brug af udlandsforbindelserne og er dermed ofte medvirkende til at skabe flaskehalse på disse. I det fremtidige system vil det både af hensyn til forsyningsikkerhed, økonomi og stabil prisdannelse være hensigtsmæssigt at etablere interne reguleringsmuligheder i det jysk-fynske område.

Markedsmagt

Med åbningen af elmarkedet introduceredes tillige begrebet markedsmagt, der betegner en dominerende aktørs mulighed for at påvirke prisdannelsen til egen fordel. Da der på det europæiske elmarked optræder store producenter med dominerende indflydelse i de enkelte områder, kan det også for at reducere mulighederne for misbrug af markedsmagt være hensigtsmæssigt med større transmissionskapacitet end i et tilsvarende monopolsystem.

Som det fremgår, er det vigtigt at inddrage de markedsmæssige forhold i overvejelser vedrørende udbygning af forbindelserne mellem de forskellige områder.

Håndtering af flaskehalse

Der skelnes i det nordiske system mellem strukturelle og temporære flaskehalse. Nordel anbefaler, at strukturelle flaskehalse håndteres ved hjælp af prisområder, mens temporære flaskehalse borthandles ved modkøb.

Flaskehalse håndteres mellem prisområder af Nord Pool som en integreret del af spotprisdannelsen. Når der på en forbindelse mellem to prisområder opstår en flaskehals, vil det eksporterende område blive lavprisområde, mens det importerende område bliver højprisområde. Priserne justeres, indtil forbindelsen udnyttes fuldt ud,

og der i begge prisområder opnås balance mellem import/eksport, udbud og efterspørgsel.

Efterlevelse af Nordels anbefaling forudsætter, at alle flaskehalse internt i prisområder borthandles ved modkøb. Da der internt i flere af Nord Pools prisområder optræder strukturelle flaskehalse af permanent karakter, praktiseres i dag en kombination af modkøb og administrativ "flytning" af interne flaskehalse til prisområdegrænser. Disse løsninger må betragtes som midlertidige, og flaskehalsene må enten fjernes ved udbygning af transmissionsnettet eller give anledning til en ændret prisområdeinddeling.

Nordel har igangsat et udredningsarbejde med henblik på at indføre en ændret prisområdeinddeling, så fremtidige prisområdegrænser i højere grad følger de strukturelle flaskehalse i transmissionsnettet. Det forventes, at udredningsarbejdet vil resultere i en anbefaling om i første omgang at opdele det svenske område i flere prisområder og eventuelt oprette et selvstændigt prisområde for Oslo-regionen.

Når den besluttede 400 kV-ledning mellem Aalborg og Århus bliver taget i brug i år 2004, forventes der ikke længere strukturelle flaskehalse i det jysk-fynske område. Indtil da må Eltra påregne at gennemføre modkøb i passende omfang for at sikre tilstrækkelig importkapacitet fra Norge og Sverige.

Ikke-forudsatte netbegrænsninger, der f.eks. opstår som følge af havarier, bør ikke få indflydelse på allerede indgåede og af de systemansvarlige godkendte handler. I den nordiske markedsmode er de systemansvarlige pligtige til at gennemføre modkøb i nødvendigt omfang for at garantere den dagen i forvejen udmeldte kapacitet. På denne måde påtager de systemansvarlige sig risikoen for udfald af transmissionsledninger, og områdepriserne påvirkes ikke.

Med markedsåbningen er omkostninger som følge af netrevisioner blevet synliggjort i form af flaskehalsomkostninger. Eltra har



indført metoder til økonomisk betinget placering af revisioner og i perioder gennemført modkøb for at kompensere for den reducerede overføringskapacitet.

Generelt bør det for markedsaktørerne ikke være nødvendigt at tage højde for tekniske forhold, men blot handle på baggrund af overføringskapaciteter og øvrige forudsætninger, der forlods udmeldes og garanteres af de systemansvarlige.

Hidtidige erfaringer med prisdannelse og flaskehalse

Siden Jylland og Fyn den 1. juli 1999 blev selvstændigt prisområde i Nord Pool, har markedet både oplevet meget lave priser i en periode med stor vandtilstrømning, "vådår", og en periode med forholdsvis høje priser på grund af lille vandtilstrømning og risiko for et kommende "tørår".

I perioder med lave priser i Norge optrådte i en stor del af tiden flaskehalse i sydlig retning på forbindelserne til Norge og Sverige og en betydelig eksport mod syd. I denne periode viste prisdannelsen sig at være meget følsom over for reduktioner i importkapaciteten fra Norge og Sverige. Det skyldtes dels, at den lave pris medførte minimalt udbud af produktionskapacitet fra områdets termiske værker og dels, at eksporten mod Tyskland ikke reagerede på

kortsigtede prisændringer i Jylland og på Fyn. Der optrådte i denne periode prisfluktuationer med meget høje prisspidser i området. Af hensyn til prisdannelsen og forsyningssikkerheden var Eltra nødsaget til at indføre modkøb over den interne flaskehals i Jylland for at kunne muliggøre tilstrækkelig importkapacitet fra nord. I lange perioder udgjorde Jylland og Fyn et selvstændigt prisområde med betydeligt højere priser end i Norge og Sverige og til tider endog højere end det tyske CEPI-indeks.

Indførelsen af daglige auktioner på Tysklandsgrænsen i slutningen af september 2000 og den fortsatte markedsudvikling i Tyskland har siden medført en mere dynamisk handel over grænsen.

Med de nuværende forholdsvis høje priser i det nordiske børsområde optræder der ikke længere flaskehalse af betydning, og der kan i en meget stor del af tiden opnås samme spotpris i alle prisområderne i Nord Pool. I disse situationer er prisdannelsen ikke i samme grad følsom over for udvekslingskapaciteten.

I perioder med forventning om stor bunden produktion fra kraftvarmeanlæg og vindkraft i Jylland og på Fyn har det store spotudbud medført timer, hvor der opstår flaskehalse i nordlig retning mod Norge og Sverige og med meget lave priser i området.

Opfyldelse af miljømål

For at give et retvisende billede af miljøforholdene og opfyldelse af danske miljømål har Eltra valgt at fokusere på nogle af de væsentligste miljøfaktorer. Her udgør miljøfaktorerne fra produktionsapparatet de væsentligste påvirkninger. De målbare faktorer er emissioner og affaldsstoffer ved produktion af el og kraftvarme.

Væsentlig er også saneringsplaner for nettet og den mangeårige debat om, hvorvidt det er sundhedsskadeligt at opholde sig i elektriske og magnetiske felter.

Emissioner

Elproduktionsanlæg er omfattet af kvoter for emissioner. Ved overskridelse af kvoterne for CO₂ og SO₂ betales afgift til staten. Det har vist sig at være effektivt, og alle centrale kulfyrede kraftværksblokke i Jylland og på Fyn er nu udstyret med miljøanlæg.

CO₂-emissionen korrigeret for eksport/import bliver ca. 10 mio. ton i år 2005 svarende til lidt under halvdelen af de 20,8 mio. ton, som er landskvoten. De 20,8 mio. ton svarer til en 20 % reduktion i forhold til 1988, opgjort efter Energistyrelsens metode 2. "Lov om CO₂-kvoter for elproduktion" fra

juni 1999 foreskriver, at de samlede CO₂-kvoter for hele landets elproduktion reduceres fra 23 mio. ton i år 2000 til 20 mio. ton i år 2003. I de nævnte kvoter er fraregnet varmesidens CO₂-bidrag fastsat ud fra en varmevirkningsgrad på 200 %.

Tabel 4 sammenligner CO₂-emissioner i Eltra's område med landskvoten i henholdsvis lavpris- og højprisforløbet. Det ses, at emissionerne for Eltra's område er 46-47 % af landskvoten i lavprisforløbet, mens emissionerne i højprisforløbet med en nettoeksport på ca. 8 TWh er omkring 2/3 af landskvoten.

Kvoterne gælder for Danmark som helhed, og der er ikke aftalt fordelinger mellem Østdanmark og Vestdanmark. Landstal 2001, [Ref. 11], som er udarbejdet i samarbejde med Elkraft System, viser, hvordan emissionerne ser ud for hele landet. Den gennemsnitlige emission for årene 2008-2012 i Eltra's område er 7,6 mio. ton CO₂ i lavprisforløbet og 12,4 mio. ton CO₂ i højprisforløbet. Landskvoten (Kyoto-målsætningen) for elproduktion i samme periode er ikke fastlagt.

I 1992 trådte bekendtgørelsen om begrænsning af udledningen af svovldioxid (SO₂) og kvælstofoxider (NO_x) fra kraftværker i kraft. Energistyrelsen fastsætter faste kvoter for den kommende 4-års periode og foreløbige kvoter for de efterfølgende fire år. Kvoterne gælder for Danmark som helhed, og der er ikke aftalt fordelinger mellem Østdanmark og Vestdanmark. **Tabel 5** viser de nugældende kvoter for anlæg over 25 MW_{el} i Danmark og SO₂-emissioner i

Tabel 4 Forventede CO₂-emissioner i Eltra's område i forhold til landskvoten.

Mio. ton CO ₂	2001	2002	2003
Lavprisforløb	10,3	9,9	9,2
Højprisforløb	14,6	14,4	13,4
Landskvote	22,0	21,0	20,0

**Tabel 5** Kvoter og emissioner for svovldioxid og kvælstofoxider i Eltra's område.

			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
			Endelig kvote				Foreløbig kvote			
SO ₂ -kvote	1.000 t.		51,0	45,0	41,0	35,0	30,0	27,0	24,0	22,0
SO ₂ -emis.	1.000 t.	lav	6,8	6,5	6,1	5,9	5,4	5,2	5,2	5,0
SO ₂ -emis.	1.000 t.	høj	9,2	9,0	8,5	8,6	8,3	8,1	8,0	8,0
NO _x -kvote	1.000 t.		42,0	39,0	35,0	31,0	28,0	26,0	24,0	22,0
NO _x -emis.	1.000 t.	lav/høj	20,2	19,3	18,2	18,1	16,1	16,1	14,3	13,4

Eltra's område i henholdsvis lav- og højprisforløbet og desuden et forløb for NO_x-emissionerne, der skal import-/eksportkorrigeres.

Den samlede emission i år 2000 fra elproduktionen i Eltra's område var på 3.574 ton SO₂ og 20.687 ton NO_x, hvilket er markant lavere end tidligere år. CO₂-emissionen er faldet til 10,7 mio. ton i år 2000. Emissionerne er opgjort efter 200 %-metoden.

I opgørelsen af miljøpåvirkningerne for år 2000 i Miljøplan 2001 er de væsentligste luftbårne emissioner til luft og restprodukter medtaget. Desuden er forbruget af brændsler medtaget. I forhold til tidligere indgår der flere stoffer i opgørelserne. Dette skyldes for det første, at Kyoto-protokollen sætter fokus på flere gasarter, der menes at medvirke til drivhuseffekten, f.eks. metan (CH₄) og lattergas (N₂O). For det andet stiller loven nu krav om, at de systemansvarlige redegør for alle væsentlige miljøpåvirkninger. Også kulmonooxid og NMVOC (en type organiske forbindelser), der begge er ozondannere og bidrager til smogdannelse, er medtaget.

En nøjere gennemgang af årets beregninger viser, at de mindre kraftvarmeværker for visse stoffer har væsentligt højere emission pr. kWh end andre elproduktionsanlæg.

Emissionen af kuldioxid (CO₂) fra el- og kraftvarmeproduktionen stammer hovedsageligt fra de kulfyrede centrale kraftvær-

ker. Derimod stammer langt den største del af emissionen af metan (CH₄) og kulilte (CO) fra visse decentrale anlæg. Dette skyldes især, at uforbrændt naturgas slipper ud i atmosfæren på grund af ufuldstændig forbrænding på nogle af de mindre anlæg.

Detaljerede opgørelser for emissionerne og for andre affaldsstoffer (restprodukter) fremgår af Miljøplan 2001, som er godkendt i Eltra's bestyrelse den 12. maj 2001.

Kyoto-protokollen

Kyoto-protokollen forpligter Danmark til at reducere hele samfundets emissioner af drivhusgasser med 21 % i årene 2008-2012 i forhold til emissionerne i 1990. Ratificering af Kyoto-protokollen i form af en folketingsbeslutning blev drøftet i Folketinget den 3. maj og blev derefter behandlet i Miljø- og Planlægningsudvalget, der har skrevet betænkning den 23. maj. Ratifikationen blev besluttet i Folketinget den 29. maj 2001. Den er betinget af, at der reduceres fra et korrigeret niveau i 1990 på 76,4 mio. ton CO₂-ækvivalenter til et gennemsnitligt niveau på 60,4 mio. ton CO₂-ækvivalenter i perioden 2008-2012.

Saneringer i nettet

Kabelhandlingsplanen for det jysk-fynske område er baseret på "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg", [Ref. 9]. Målene i Kabelhandlingsplanen er opdelt på flere tidshorisonter:



- 60 kV-luftledningsudføringer fra kraftværkerne søges fjernet inden udgangen af år 2000. Disse aktiviteter er gennemført.
- 60 kV-luftledninger i boligområder søges fjernet inden udgangen af år 2000. Disse aktiviteter er gennemført. En del af ledningerne er kabellagt, andre er fjernet helt.
- 150 kV-luftledninger i boligområder søges fjernet inden udgangen af år 2005. Disse aktiviteter er for en stor del gennemført, men dele af disse saneringer afventer dog godkendelser af erstatningsanlæg eller stillingtagen til restruktureringer og dermed til netstrukturen, jf. **Figur 4** side 28.
- 150 kV- og 60 kV-luftledninger, der er generende i naturområder, søges fjernet inden udgangen af år 2010. Omfanget afgøres i de saneringsplaner, der aftales med amterne, efterhånden som der er behov for ny- og ombygning i 400 kV-nettet.
- 150 kV- og 60 kV-luftledninger, der er generende, i øvrige byområder søges fjernet inden udgangen af år 2015. Disse aktiviteter er ikke påbegyndt.

Der er indgået saneringsaftaler med Århus Amt, Fyns Amt og Nordjyllands Amt. Den allerede indgåede aftale med Ribe Amt er under revision som følge af miljø- og energiministerens godkendelse af 400 kV-luftledningen Vejen-Endrup.

Der pågår ligeledes forhandlinger med Sønderjyllands Amt i forbindelse med ombygning af 400 kV-luftledningen Kassø-Vejle. I Vejle Amt afventer saneringer ved Vejle og Horsens godkendelse af 400 kV-station Brande med tilhørende anlæg.

Der pågår ingen saneringsaktiviteter i Ringkøbing og Viborg amter.

Luftledningsnettet på 150-400 kV er pr. 1. januar 2001 på 2.486 km. Med de planer, der foreligger, vil den samlede længde være ca. 2.326 km i år 2005. Opgørelsen medtager kun de besluttede saneringer, og planerne for år 2010 er derfor forbundet med stor usikkerhed. De ikke-afsluttede saneringsforhandlinger på dette sigt vil sandsynligvis føre til et kortere luftledningsnet end angivet.

Hensigten om, at luftledningsnettet efterhånden skal blive markant kortere, omfatter også 60 kV-nettene. Der foreligger p.t. ikke detaljerede oplysninger, der gør det relevant at medregne 60 kV-saneringerne i opgørelserne.

Sundhedsrisici

Gennem mere end 20 år har det været debatteret, om elektriske og magnetiske felter fra elforsyningsanlæg kunne udgøre

Tabel 6 Forventet udvikling i kabel- og luftledningsnettets længde på 400-150 kV.

Tracé-km-/spændingsniveau		1. januar 2001	1. januar 2005	1. januar 2010
400-220 kV	Luftledning	748	875	1.131
	Kabel	0	14	14
	I alt	748	889	1.145
150 kV	Luftledning	1.638	1.451	1.322
	Kabel	100	232	249
	I alt	1.738	1.683	1.571
	Luftledning i alt	2.486	2.326	2.453



en sundhedsrisiko. Eltra har fulgt debatten og forskningen tæt. Fokus for debatten har især været på en eventuel risiko for kræft hos børn med bolig nær elforsyningsanlæg og kræft hos voksne, der er udsat for magnetfelter i arbejdsmiljøet.

Resultaterne fra international og dansk forskning samt myndighedsudmeldinger fra forskellige lande om magnetfelter og kræft-risiko kan sammenfattes således, at mistanken om en sundhedsrisiko generelt er svækket, [Ref. 12].

De danske sundhedsmyndigheder vurderede i 1993 efter en gennemgang af den eksisterende forskning, at der ikke var grundlag for at klassificere magnetfelter som kræftfremkaldende, og at der ikke var baggrund for at indføre grænseværdier eller ændre på eksisterende højspændingsledninger. I stedet indførte sundhedsmyndighederne et forsigtighedsprincip, som siger, at det bør tilstræbes, at nye højspændingsledninger og boliger ikke bygges tæt på hinanden. Forsigtighedsprincippet bidrager sammen med den ovennævnte sanering af højspændingsnettet til, at langt færre mennesker efterhånden udsættes for elektromagnetiske felter fra elforsyningsanlæg.

ICNIRP (International Commission on Non Ionising Radiation Protection), som er tilknyttet WHO (Verdenssundhedsorganisationen), udgav i 1998 et sæt vejledende grænseværdier, **Tabel 7**. EU fremsatte året efter en henstilling til medlemslandene. Den bygger i alt væsentligt på ICNIRPs vejledende grænseværdier, men omhandler alene almenbefolkningen. Værdierne er som hos ICNIRP på 100 μT for magnetfelter og 5 kV/m for elektriske felter. Det er op til hvert land at vurdere, om man ønsker at implementere EUs henstilling i landets lovgivning.

I sommeren 2001 mødes en ekspertgruppe i IARC (International Agency for Research on Cancer), som er tilknyttet WHO. Ekspertgruppen skal på baggrund af den hidtidige forskning vurdere, om magnetfelter kan klassificeres som kræftfremkaldende. Vurderingerne sammenfattes i en såkaldt monografi, som ventes offentliggjort i år 2002.

Derefter vil det være muligt for de danske sundhedsmyndigheder at tage stilling til, om deres vurdering fra 1993 skal ændres. Eltra vil fortsat følge udviklingen.

Tabel 7 ICNIRPs vejledende grænseværdier fra 1998.

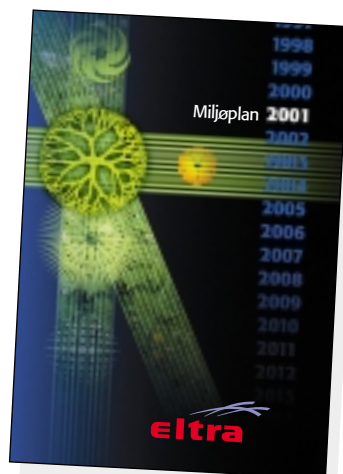
	μT (mikrotesla)	kV/m (kilovolt pr. m)
Almenbefolkning	100	5
Arbejdsplads	500	10



Referencer

- [Ref. 1] Opgaver i forbindelse med de systemansvarlige virksomheders planlægning for år 2001 inkl. bilag, Energistyrelsen
- [Ref. 2] Kortlægning 2001, ELT2001-581
- [Ref. 3] Udviklingsforløp for det nordiske kraftmarkedet, ECON, dok.nr. 104469
- [Ref. 4] Revurdering af antal ledningsmangler i netdimensioneringskriterierne, ELT2001-239
- [Ref. 5] Håndtering af eloverløb og elmangel i det danske elsystem, ELT2001-219
- [Ref. 6] Eloverløb, elmangel og ubalancer i Eltra's område, ELT2001-240
- [Ref. 7] På vej mod vindkraftværket, ELT2001-72a
- [Ref. 8] PSO-F&U-indsatsområder år 2002, ELT2001-199b
- [Ref. 9] Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg, Miljø- og energi ministeriet, 1995
- [Ref. 10] Billeder til planlægning af transmissionsnettet, ELT2000-57c
- [Ref. 11] Landstal 2001, Elkraft System og Eltra, juni 2001, dok.nr. 103993
- [Ref. 12] Status for magnetfelter og sundhedsrisiko, ELT2000-210

Planer udgivet af Eltra







Bilag 1

Kraftværker større end 25 MW i Eltra's område

BLOK	EFFEKT MW	Idriftsat	Brændsel	Miljø- anlæg
Fynsværkets B3	266	1974	gas/kul/olie	-
Fynsværkets B7	374	1991	kul/olie	deSO _x
Studstrupværket B3	350	1984	kul/olie	deSO _x
Studstrupværket B4	350	1985	kul/olie	deSO _x
Nordjyllandsværket B3	372	1998	kul/olie	deSO _x + deNO _x
Skærbækværket B3	392	1997	gas/olie	-
Enstedværket B3	626	1979	kul/olie/bio	deSO _x + deNO _x
Esbjergværket B3	377	1992	kul/olie	deSO _x
Herningværket	94	1983	gas	-
Måbjergværket	26	1993	affald/halm/flis/gas	
Randers Kraftvarmeværk	44	1998	kul	deSO _x
Silkeborg Kraftvarmeværk	98	1995	gas	
Hjørring Kraftvarmeværk	59	1996	gas	
ViborgKraftvarmeværk	57	1996	gas	
Sønderborg Kraftvarmeværk	56	1996	gas/affald	
Horsens Kraft/Varme	34	1991	gas/affald	
Maricogen P/S	30	1998	gas	
Shell	27	1992	gas	

Af de nævnte centrale kraftværker til rådighed for markedet forventes alene Fynsværket B3 skrottet inden år 2012.

Desuden råder Elsam over en blok i Aalborg (269 MW) og en blok på

Skærbækværket (100 MW). Begge disse står som reserve for fjernvarmen.

Herudover findes en blok (295 MW) på Nordjyllandsværket, som er i mølpose. Disse tre blokke indgår ikke i simuleringerne og forventes skrottet.





Bilag 2

Økonomi ved reduktion af overløb

I forbindelse med Systemplan 2001 er der set på den samfundsøkonomiske gevinst ved reduktion af overløb/eksport. CO₂-reduktion er ikke prissat som eksternalitet. Der er set på følgende cases:

- Reduktion af varmebunden decentral produktion (gas som alternativ opvarmningsform).
- Reduktion af varmebunden central produktion (olie som alternativ opvarmningsform).

- Elpatron i decentralt kraftvarmeværk.
- Elpatron i centralt kraftvarmeværk.
- Varmepumpe i decentralt kraftvarmeværk.
- Varmepumpe i centralt kraftvarmeværk.

Ved beregning af brændselsafgiften for kul er anvendt en energideling mellem el og varme. Der er regnet med en C_m-værdi på 0,6 ved det kulfyrede kraftvarmeværk og 1,0 ved det naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværk.

Reduktion af varmebunden decentral produktion. Gas som alternativ opvarmningsform. Besparelse i kr. pr. MWh reduceret elproduktion

	System-ansvar	Kraftvarme-selskab	Naturgas-selskab	Staten	Samfundet
Elsalg	+198	-198			
Elproduktionstilskud		-70		+70	
Naturgaskøb		+197	-197		
Naturgasafgift		-44		+44	
Samf.omk. naturgas			+120		+120
Resultat	+198	-115	-77	+114	+120
CO ₂ -reduktion (kg)					228

Reduktion af varmebunden central produktion. Olie som alternativ opvarmningsform. Besparelse i kr. pr. MWh reduceret elproduktion

	System-ansvar	Kraftvarme-selskab	Staten	Samfundet
Kulkøb		+149		+149
Oliekøb		-226		-226
Brændselsafgift		0	0	
Resultat	0	-77	0	-77
CO ₂ -reduktion (kg)				526



Elpatron i naturgasfyret decentralt kraftvarmeværk. Besparelse i kr. pr. MWh reduceret elproduktion					
	System- ansvar	Kraftvarme- selskab	Naturgas- selskab	Staten	Samfundet
Elsalg	+198	-198			
Elproduktionstilskud		-35		+35	
El- og CO ₂ -afgift		-285		+285	
PSO-tarif	+21	-21			
Naturgaskøb		+181	-181		
Naturgasafgift		+105		-105	
Samf.omk. naturgas			+120		+120
Resultat	+219	-253	-61	+215	+120
CO ₂ -reduktion (kg)					228

Elpatron i kulfyret centralt kraftvarmeværk. Besparelse i kr. pr. MWh reduceret elproduktion				
	System- ansvar	Kraftvarme- selskab	Staten	Samfundet
El- og CO ₂ -afgift		-356	+356	
PSO-tarif	+26	-26		
Kulkøb		+56		+56
Kulafgift		+117	-117	
Resultat	+26	-209	+239	+56
CO ₂ -reduktion (kg)				380



Varmepumpe i naturgasfyret decentralt kraftvarmeværk. Besparelse i kr. pr. MWh reduceret elproduktion					
	System- ansvar	Kraftvarme- selskab	Naturgas- selskab	Staten	Samfundet
Elsalg	+198	-198			
Elproduktionstilskud		-22		+22	
El- og CO ₂ -afgift		-125		+125	
PSO-tarif	+9	-9			
Naturgaskøb		+284	-284		
Naturgasafgift		+136		-136	
Samf.omk. naturgas			+187		+187
Resultat	+207	+66	-97	+11	+187
CO ₂ -reduktion (kg)					355

Varmepumpe i kulfyret centralt kraftvarmeværk. Besparelse i kr. pr. MWh reduceret elproduktion				
	System ansvar	Kraftvarme selskab	Staten	Samfundet
El- og CO ₂ -afgift		-83	+83	
PSO-tarif	+6	-6		
Kulkøb		+127		+127
Kulafgift		+273	-273	
Resultat	+6	311	-190	+127
CO ₂ -reduktion (kg)				862



Fjordvejen 1-11 · 7000 Fredericia

Telefon: 76 22 40 00 · Fax: 76 24 51 80 · E-mail: eltra@eltra.dk

Internet: www.eltra.dk

ISSN 1601-4685