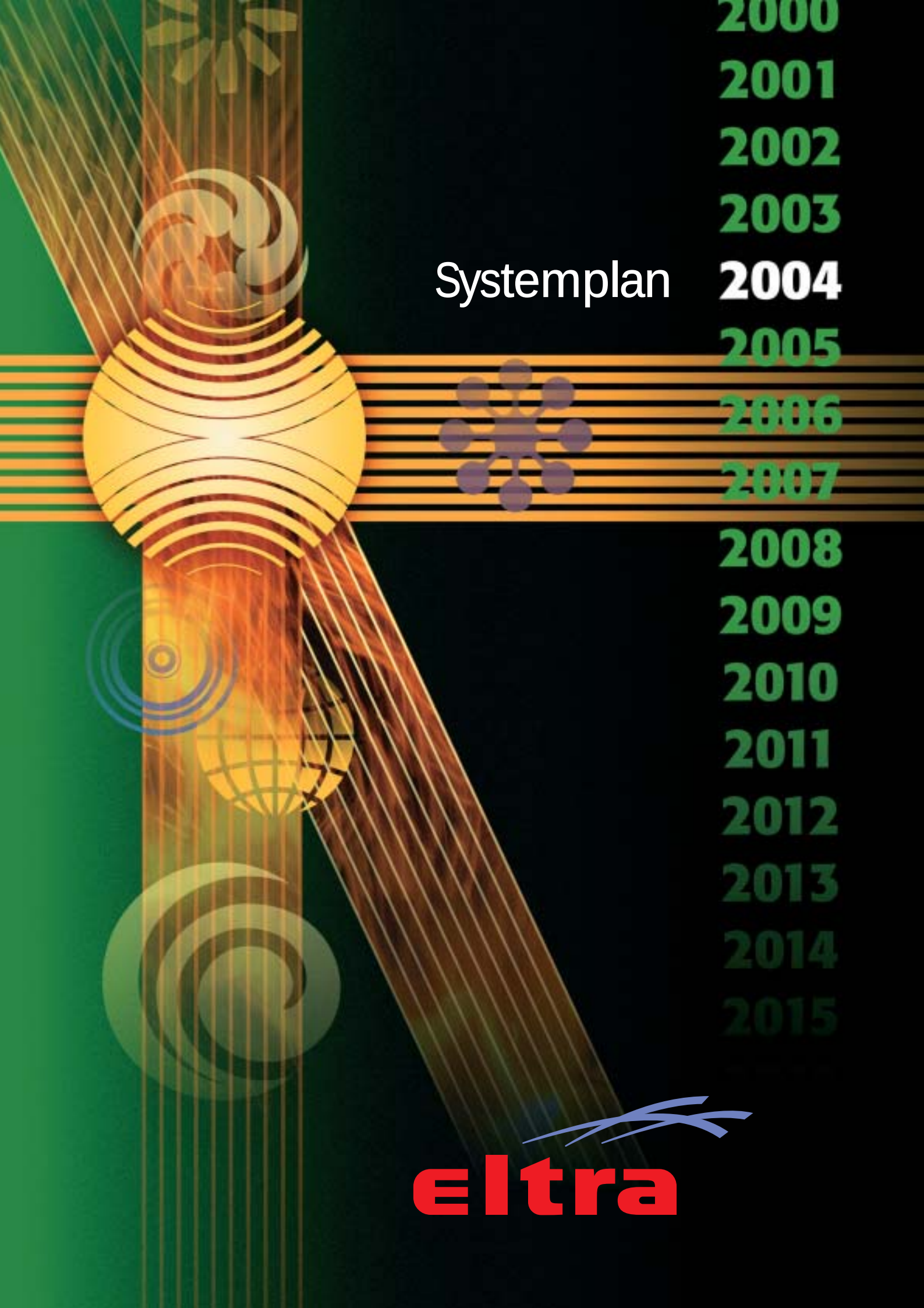




Systemplan

2000

2001

2002

2003

2004

2005

2006

2007

2008

2009

2010

2011

2012

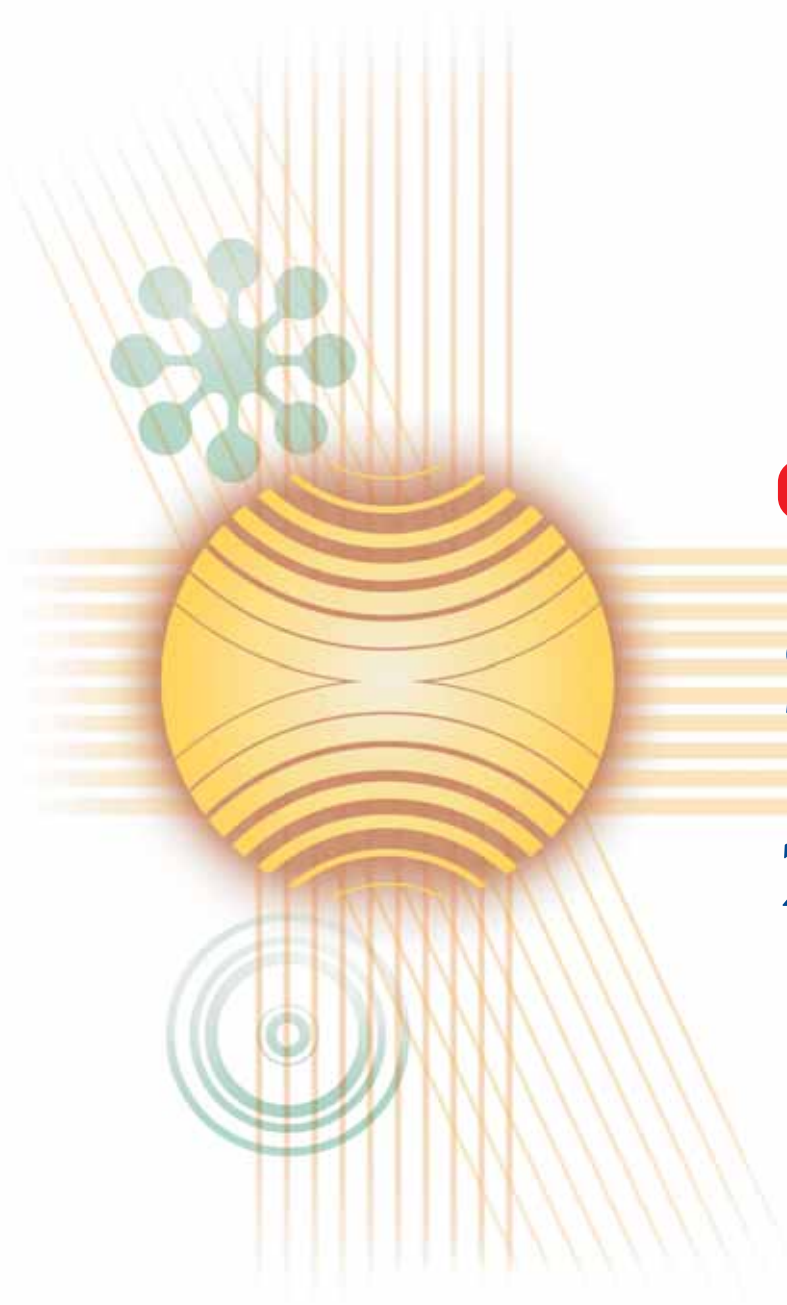
2013

2014

2015



eltra




eltra

Systemplan

2004



Systemplan 2004

Dato: 16. juni 2004

Sagsnr.: 5355

Dok.nr.: 188524 v3

Reference: JKJ/RIH

Omslag og illustrationer:

Franck Wagnersen

Layout og opsætning:

Eltra's informationsafdeling

Repro og tryk:

Kerteminde Tryk

ISSN 1601-4685

Juni 2004

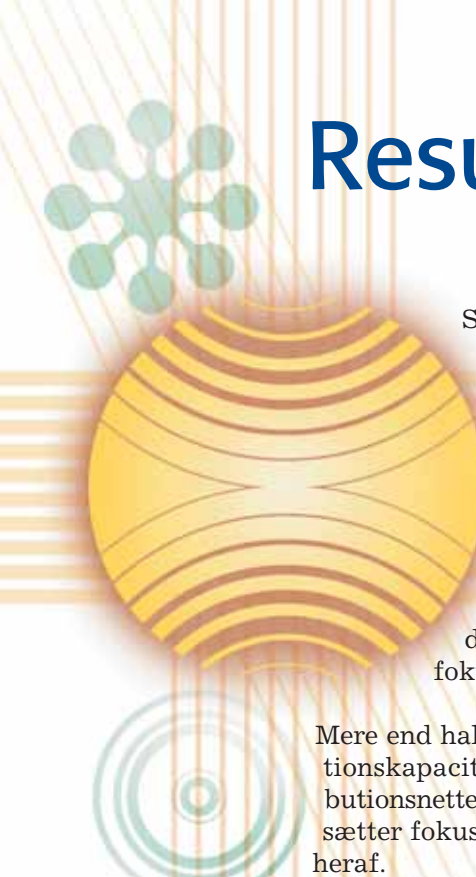




Resume og konklusion	5
Kortlægning af elsystemet	13
Datagrundlag for elsystemet	13
Data for nye produktionsteknologier	15
Resultater af referenceberegninger 2004-2013	16
Betydning af energiforliget	17
Fremtiden for elsystemet	19
Omverdenen frem mod 2025	19
Et robust elsystem	20
Store udviklingsbehov	24
Produktionskapacitet og elforbrugets betydning for elmarkedet	25
Barrierer i prisdannelsen	25
Kan den nordiske markedsmodel give tilstrækkelige incitamenter? ..	26
Priselastisk elforbrug	27
Produktionskapacitetens størrelse og driftssikkerheden	28
Forsyningsikkerhed i Eltra's område	29
Erfaringer fra store blackouts	29
Brændselsforsyning	30
Elsystemets sårbarhed	32
Fremskaffelse af regulerkraft og systemtjenester	35
Behov for op- og nedregulering	35
Systemtjenester	39
Vindkraftens krav til nettet	41
Udbygning af nettene under 100 kV	41
Krav til transmissionsnettet over 100 kV	43
Krav til forbindelser til nabo-områder	44
Overholdelse af miljømål	45
Overholdelse af kvoter	45
Handel med drivhusgaskvoter	46
Nettets bidrag	46
De nye produktionsteknologier	47
Kyoto-periode 2, 2013-2017	51



Transmissionskapacitet	53
Handelskapaciteter	53
Den europæiske vinkel	54
Balance mellem handelskapacitet mod Tyskland og mod Skandinavien	54
Infrastrukturen frem mod 2010	55
Eliminering af interne flaskehalse	57
 Referencer	 60
 Appendiks: Analyse af elforbrugets reaktion i markedet	 61
 Bilag 1: Plangrundlag	 69
 Bilag 2: Import, eksport og nettoeksport 2004-2013	 72



Resume og konklusion

Systemplan 2004 er blandt andet baseret på en kortlægning af planerne for til- og afgang af produktionskapacitet i Jylland og på Fyn og en fremskrivning af elforbruget i området. Der er særlig fokus på 2004-2013.

Mere end halvdelen af produktionskapaciteten findes i distributionsnettene. Systemplan 2004 sætter fokus på konsekvenserne heraf.

Det sammenhængende elsystem

Produktionssystemet i Jylland og på Fyn er meget decentralt, og produktionskapaciteten er langt større end forbruget. Denne tendens er startet i begyndelsen af 1990'erne og er fortsat siden. Elforbruget er steget med 10 % fra 1990 til 2003. Samtidig er produktionskapaciteten steget 93 %.

I begyndelsen af 1990'erne var forbrug og produktion nogenlunde afstemte, og produktionen kunne dække det indenlandske behov. I 2003 var produktionskapaciteten dobbelt så stor som det maksimale elforbrug.

Denne udvikling er i høj grad et resultat af den danske miljø- og energipolitik med en stor andel af subsidieret produktion. Udnyttelsen af den store produktionskapacitet, hvoraf en betydelig del ikke er regulerbar, forudsætter en udbygning af såvel det interne net som forbindelserne til udlandet.

Udviklingen har ført til en stigende nettoeksport fra Vestdanmark. Denne tendens forventes at fortsætte som følge af yderligere udbygning af vindkraften. Referenceberegningerne viser, at der i et lavprisforløb i gennemsnit importeres 8,6 TWh/år til Eltra's område fra Norden i 2004-2013 – heraf går 8,0 TWh/år videre til Tyskland som transit. I et højprisforløb eksporteres i gennemsnit 15,9 TWh/år – heraf går 6,2

TWh pr. år til Tyskland og 9,7 TWh pr. år til Norge og Sverige.

Elsystemets drift er simuleret for 2004-2013. Alle decentrale værker, uanset størrelse, er forudsat at køre på markedsvilkår i perioden.

I højprisforløbet ligger udnyttelsen af de centrale blokke i hele perioden på over 70 % som følge af eksport. I lavprisforløbet falder udnyttelsen til omkring 40 %. Ved forventning om en årrække med lave priser vil de ældste blokke formodentlig blive skrottet.

Eltra må som neutral entreprenør for dansk miljø- og energipolitik sikre en strategi for, hvad et robust elsystem skal kunne i fremtiden. Et meget decentralt elsystem vil kræve en del tekniske ændringer i forhold til det eksisterende system. Eltra ser dette som en vigtig teknisk udfordring.

Eltra har opstillet en kommunikationsstrategi baseret på et decentralt koncept, hvor den fysiske kommunikation til de decentrale produktionssteder forventes at gå via netvirksomhederne. Omdrejningspunktet i den foreslåede struktur er et "målenetværk", som kun skal transportere data. Netværket tillader potentielt alle at kommunikere med alle på lige fod.

For at øge systemudnyttelsen og reducere afhængigheden af den centrale produktionskapacitet skal de eksisterende ressourcer i de decentrale produktionsanlæg aktiveres, så disse værker kan deltage i reguleringen og leveringen af systemtjenester. Kommunikationsstrukturen skal medvirke til, at dette kan ske.

Et robust elsystem indebærer også placering af et betydeligt lokalt ansvar for netterne under 150/60 kV. Dermed skal der ske en videreudvikling af det såkaldte cellebegreb.

Netstrukturen i de underliggende net har stor betydning for indpasning af vindmøller og decentrale kraftvarmeværker. I mange områder sker udbygningen af disse net næsten udelukkende af hensyn til produktionen og ikke af hensyn til elforbruget.



Det er et vigtigt spørgsmål, hvilken sikkerhed der skal indbygges, når produktionen tilsluttes blandede net med forbrug. Forbrugerne skal have den samme (høje) forsyningssikkerhed, uanset om der er tilsluttet produktion i samme net.

Den sikkerhed, som elforbrugerne skal have i net med decentral produktion, har været til debat mellem systemansvaret og net- og transmissionsvirksomheder.

Producenterne skal have tilsluttet deres produktion, men ikke have sikkerhed for at kunne aflevere den fulde produktion til nettet. Ifølge elforsyningsloven er det acceptabelt at reducere den decentrale produktion på tidspunkter, hvor net er ude til revision.

Energiforligets betydning

Et bredt flertal i Folketinget indgik den 29. marts 2004 en aftale om elforsyningen i Danmark. Denne aftale indebærer en række organisatoriske ændringer.

På den tekniske side betyder det blandt andet, at der skal etableres mere vindkraft i Jylland og på Fyn, og at størstedelen af de decentrale kraftvarmeværker skal bringes til at fungere på markedsvilkår.

Forliget betyder, at den decentrale produktionskapacitet i Jylland og på Fyn øges med omkring 400 MW inden udgangen af 2009. Der er primært tale om vindkraft.

- Der opføres to havmølleparker på hver 200 MW ved Horns Rev og ved Omø. Staten udbyder parkerne i juni 2004. Parken ved Horns Rev kan tidligst være i drift i 2008.
- Gamle vindmøller på op til 450 kW får støtte til skrotning. Der er ca. 1.400 af sådanne møller i Jylland og på Fyn (svarende til 280 MW). De kunne i princippet udskiftes med op til 560 MW større møller, men der er et loft over ordningen på 350 MW for hele landet. Vindmøllerne har fortsat prioriteret adgang til nettet.

- Støtten til decentrale kraftvarmeværker lægges om til et produktionsuafhængigt tilskud, der sikrer, at de er til rådighed og deltager i elmarkedet på markedsvilkår. Der findes i øjeblikket 80 af disse anlæg i Jylland og på Fyn (svarende til 1.020 MW). Værker større end 10 MW skal i markedet den 1. januar 2005. Værker mellem 5 og 10 MW skal indgå på markedsvilkår inden for to år. De små værker under 5 MW, som der er 480 af i Jylland og på Fyn (svarende til 526 MW), kan bevare deres nuværende afregning og prioritering.

- Der etableres ca. 40 MW biogasanlæg, men det er ikke aftalt, hvilke anlæg der skal bygges. Målet er at fordoble el- og varmeproduktionen fra biogas. Der er i dag 124 anlæg (svarende til 58,8 MW) i Jylland og på Fyn.
- Inden udgangen af 2004 skal der udarbejdes en strategi for øget energieffektivisering og energibesparelser. Den må forventes at reducere stigningen i elforbruget.
- Inden marts 2005 udarbejdes en handlingsplan for infrastrukturen i Danmark, herunder udbygninger af det interne transmissionsnet og forbindelser til udlandet.

Energiforliget falder i tråd med de forudsætninger, som Eltra allerede har medtaget i Systemplan 2003 og i Referenceberegninger til Systemplan 2004.

Den lovændring, Folketinget har vedtaget, indebærer, at der fremover kan ske netudbygninger ud fra flere hensyn – områdets egen forsyning, markedsbetjening og indpasning af vedvarende energi.

Vindkraften bestemmer behovet for regulerkraft

Vindkraften udgør i øjeblikket 32 % af den installerede kapacitet i Eltra's område og dækkede i 2003 19 % af områdets elforbrug. Indpasning af vindkraften kræver derfor særlig opmærksomhed.



Vindkraften udgør i øjeblikket 32 % af den installerede kapacitet i Eltra's område og dækkede i 2003 19 % af områdets elforbrug. Indpasning af vindkraften kræver derfor særlig opmærksomhed.

Vindkraften påvirker driftssikkerheden og har stor betydning for markedets prisdannelse.

Vindkraften kræver adgang til regulerkapacitet, da produktionen kan variere meget inden for kort tid. Især afvigelser på prognoserne er årsag til indkøb af regulerkraft.

Med den nuværende mængde af vindkraft og adgang til regulerkapacitet i ind- og udland ligger vi tæt på grænsen for, hvad der er sikkerhedsmæssigt forsvarligt. Det

betyder, at en fortsat tilgang af vindkraft forudsætter en tilsvarende tilgang af regulerkraft.

Behovet for kapacitet til opregulering og nedregulering er opgjort for et højprisforløb og et lavprisforløb. Ved høje priser bliver der et kritisk behov for opregulering. Ved lave priser er der tilsvarende et behov for nedregulering. Behovet for op- og nedregulering er vist i **Tabel 1** for 2005, 2008 og 2012.



Tabel 1 Maksimalt behov for op- og nedregulering.

Maksimalt behov for op- og nedregulering (MW)		
	Opregulering	Nedregulering
2005	1.700	1.000
2008	2.000	1.200
2012	2.100	1.400

Regulerkraften kan komme fra de centrale værker, de decentrale værker og fra udlandet. Et velfungerende regulerkraftmarked er nødvendigt.

Regulerkraften kan skaffes i ind- og udland, men det har vist sig svært at opnå konkurrence om det nødvendige kvantum. Tidligere undersøgelser har vist, at der i de decentrale værker er betydelige ikke-udnyttede indenlandske ressourcer, der med fordel kan aktiveres. De udgør mellem 200 og 1.400 MW, og dette dækker en væsentlig del af behovet.

Der er flere grunde til at udvikle indenlandske løsninger, blandt andet ønske om:

- 1) mindre afhængighed af udenlandske ressourcer
- 2) bedre udnyttelse af dyre udlandsforbindelser
- 3) indenlandsk konkurrence med henblik på at opnå et rimeligt prisniveau
- 4) fremme udvikling af nye elementer i det danske energisystem.

Det er på nuværende tidspunkt usikkert, hvor mange decentrale værker der kommer over på markedsstyret drift.

For at decentrale værker fra 2005 kan bringes til at deltage i leveringen af regulerkraft har Eltra startet et projekt, hvor 30 værker på i alt 384 MW deltager i udvikling og afprøvning af kommunikations- og driftstøtteværktøjer.

I analyser for 2012 med 2.500 MW vindkraft på land og 600 MW på havet forudsættes fuld fleksibilitet for decentrale kraftvarmeværker og fuld adgang til at importere regulerkraft fra Norge, Sverige og Tyskland.

Hvis der er adgang til at udveksle regulerkraft med udlandet, kan behovet for både opregulering og nedregulering dækkes. Hvis der ikke kan regnes med adgang til import, skønnes det, at der skal ske en tilgang af regulerkraft i det jysk-fynske område. Det udækkede behov er i så fald ca. 1.000 MW.

Fremskaffelse af regulerkraft vil være et vigtigt tema i de kommende år.

Adgang til systemtjenester

Der skal være adgang til systemtjenester i området eller som importmulighed. Her tænkes blandt andet på spændingsregulering.

For de idriftværende produktionsanlæg er der en række systemtjenester, der skal ydes uden betaling.

Der er observeret en tendens til øgede priser på visse systemtjenester. I det omfang, disse tjenester ikke kan forventes indkøbt til konkurrencedygtige priser, vil Eltra som en del af infrastrukturen forberede etablering af ressourcer på det naturlige monopolområde for egen regning. Det kan være i form af synkronkompensatorer, der kan levere kortslutningseffekt og reaktiv effekt. Det kan desuden være i form af at ombygge decentrale anlæg, så de kan fungere som nødstartanlæg og bidrage til retableringen efter en driftsforstyrrelse.

Det forventes, at de nye produktionsenheder, der eventuelt bygges i Jylland og på Fyn, bliver mindre end hidtil. Til gengæld vil der nok blive bygget større udlandsforbindelser fremover. Også udfald af disse er bestemmende for reservernes størrelse. De enkelte jævnstrømsforbindelser og produktionsenheders størrelse må højst være 600 MW.



Udbygning af 400 kV-nettet

400 kV- og 150 kV-nettene planlægges og drives sammenmasket. Det er dette net, der sammen med forbindelser til nabo-områderne udgør transmissionsnettet.

I Anlægsplan 2003 er der taget en række initiativer til at eliminere flaskehalse i det interne net. Det sker blandt andet ved opskrivning af kapaciteten på ældre 150 kV-søkabler.

Inden for tidshorisonten frem til 2012 ser Eltra et behov for at udbygge 400 kV-nettet. Udbygning af vindkraft og større udvekslinger med nabo-områder vil være afgørende herfor.

Netstrukturen på Vestkysten spiller en særlig rolle, blandt andet fordi næste havmøllepark på Horns Rev skal tilsluttes her, og der skal ske en udbygning af nettet.

National handlingsplan

Den nationale handlingsplan for infrastrukturen i Danmark skal indeholde udbygninger af det interne transmissionsnet og forbindelser til udlandet.

Det er her et vigtigt spørgsmål: Hvor store skal forbindelserne ud af området være for at give en rimelig international markedsbetjening? Dette er ikke afklaret.

Flaskehalsindtægterne har de seneste tre år (2001-2003) ligget mellem 136-454 mio. kr. pr. år for Eltra's område, inklusive indtægter fra Tyskland. Kapacitetsindtægter skal blandt andet anvendes til at reducere flaskehalse, jf. EU-forordning 1228/2003.

TSO'ernes kapacitetsindtægter kan anvendes til:

- Sikring af, at den tildelte kapacitet står til rådighed.
- Netinvesteringer, der bevarer eller forøger samkøringslinjernes kapacitet.
- Som en indtægt, der skal tages i betragtning af de regulerende myndigheder, når de skal godkende metoden for beregning

af nettariffer og/eller, om tarifferne bør ændres.

Eltra lægger vægt på, at flaskehalsindtægterne anvendes effektivt til at reducere flaskehalsene, herunder til udbygning af nettet.

Forbindelser til nabo-områder

Eltra's samarbejde med de systemansvarlige i nabo-områderne bør bygge på fuld ligeværdighed, det vil sige, at den gensidige afhængighed skal være balanceret.

Eltra forventer, at der bliver behov for udbygning af forbindelserne til nabo-områderne.

Energistyrelsen har i 2003 udarbejdet en redegørelse om en eventuel Storebæltsforbindelse. De systemansvarlige virksomheder har bidraget til redegørelsen med analyser af samfundsøkonomien. Isoleret set er en Storebæltsforbindelse ikke samfundsøkonomisk lønsom. Økonomien af en Storebæltsforbindelse vil blandt andet afhænge af, om Snit 4 i Sverige udbygges.

Redegørelsen er nu sat til bred politisk debat, og det overvejes, om de øvrige fordele ved en forbindelse er tilstrækkelige til at forsvare investeringen.

EU forudsætter, at der skal ske en effektivisering af elmarkedet ved forøgelse af handlen over grænserne. Det fører også til øget behov for flere grænseoverskridende forbindelser.

Nordel har udpeget fem snit i det nordiske net, der med fordel kan udbygges eller forstærkes. Det er blandt andet Storebæltsforbindelsen og Skagerrakforbindelsen. Formålet er at styrke det nordiske elsamarbejde og den nordiske markedsbetjening.

Af hensyn til en fornuftig prisdannelse i Eltra's område bør forbindelserne ud af området mod nord have nogenlunde samme størrelse som forbindelserne mod syd. Det er derfor hensigten på kort sigt at øge kapaciteten på Tysklandsgrænsen.



Kapaciteten på den dansk-tyske grænse er nu 1.200 MW mod syd og 800 MW mod nord. Målet er i første omgang, at den øges til ca. 1.500 MW i begge retninger. Det vil være en størrelse, der er nogenlunde afstemt med kapaciteten mod nord.

Med de tiltag, der er besluttet i Anlægsplan 2003, vil handelskapacitet på Tysklandsgrænsen være øget. Størrelsen afhænger dog også af begrænsninger i det tyske net. Udbygningen af vindkraften i Nordtyskland vil reducere kapaciteten væsentligt. Kapaciteten på den dansk-tyske grænse vil derfor være et væsentligt indsatsområde i de nærmeste år.

Markedsudviklingen

Siden elmarkedet blev indført i Jylland og på Fyn i 1999, har Eltra overvåget udviklingen. Hensigten med markedsåbningen har været at øge den økonomiske effektivitet gennem konkurrence.

Som en vigtig del af markedskonceptet har man forladt den tankegang, at produktionskapaciteten skal dimensioneres til altid at kunne dække den sidste spids af elforbruget. I fremtiden skal prisdannelsen medvirke til at regulere dette. I den daglige drift vil det samlede elforbrug normalt altid blive dækket.

Markedet vil fortsat udvikle sig lang tid fremover. De to store spørgsmål er, om markedet kan skaffe incitament til at bygge ny produktionskapacitet, og om efterspørgselssiden kan bringes til at reagere på prissignaler.

Elsystemet vil kunne opnå betydeligt udbytte af en systematisk aktivering af elforbrugets kortsigtede priselasticitet. Den teknologiske udvikling har gjort automatik og kommunikation tilpas billig til, at også små og mellemstore virksomheder kan få udbytte af aftaler, hvor forbruget i nogen grad tilpasses efter prisen. På længere sigt vil private husstande også komme med, hvis elhandlere ser et forretningsområde i det priselastiske elforbrug, og hvis slutbrugerne får del i gevinsten.

Det priselastiske elforbrug kan begrænse behovet for spidslastkapacitet og forebygge afbrydelse af elkunder i kritiske driftssituationer ved, at kunderne selv afkobler elforbrug som følge af et signal om stigende priser. Behovet for køb af automatisk regulerkraft kan også reduceres, når elkunder i stedet reagerer på prissignaler.

Industristrukturen i Norden betyder, at potentialet er større og lettere at aktivere i vores nabolande. Ved tilstrækkelig udvekslingskapacitet er den geografiske placering af forbrugets prisrespons ikke afgørende for forbedringen af markedsfunktionaliteten.

Eltra deltager aktivt i såvel danske som internationale projekter, der kan fremme udbredelsen af priselastisk elforbrug.

Driftssikkerheden i området

Efter en årrække, hvor markedsudviklingen har været i fokus, er der nu større opmærksomhed på driftssikkerheden. Det hænger også sammen med, at der i Europa og USA har været en række større driftsforstyrrelser.

En af de vigtigste erfaringer fra driftsforstyrrelserne er, at de systemansvarlige virksomheder skal sikre, at sikkerhedsprocedurerne revideres i takt med lovgivningens og systemets ændringer.

Sammenfattende erfaringer fra driftsforstyrrelserne er også:

- 1) at der skal være de nødvendige data og alarmer til rådighed,
- 2) at større afstande til produktionsreserverne kræver lokale reaktive reserver,
- 3) at besparelser på antallet af komponenter kan føre til øgede retableringstider.

Eltra vil omlægge det traditionelle sikkerhedskoncept til et nyt, der skal udvikles til et system med stor lokal produktion. Hos Eltra er det ikke bare erfaringer fra driftsforstyrrelser, men især den ændrede pro-



Analyserne tyder på, at f.eks. solceller og biomassefyrede anlæg skal anvendes i meget stor skala, hvis CO₂-udledningen skal begrænses effektivt.

duktionsstruktur, som gør det nødvendigt at tilpasse sikkerhedsstrategien.

For at kunne håndtere et meget decentralt system skal der sikres et meget tæt samspil mellem den systemansvarlige virksomhed og net- og transmissionsvirksomhederne. Her vil de lokale netvirksomheder blive pålagt et større ansvar end hidtil. Eksempler på dette er udbygning af det lokale ansvar i Mvar-ordningen og samarbejde om et målenetværk, der tillader alle at kommunikere på lige fod.

Fremtidens celleopbygning af elstrukturen kan bidrage til at hindre store strømafbrydelser.

Et stort udviklingsbehov

Elsystemet i Jylland og på Fyn er unikt på grund af den store mængde decentrale produktion. Der findes derfor ikke nogen ste-

der, hvor de systemmæssige løsninger til drift af et sådant system er udviklet.

Eltra har sammen med DTU taget initiativ til at oprette et kompetencecenter ved DTU – Center for Elteknologi (CET). Med dannelse af CET er der taget initiativ til en integreret og målrettet satsning på elteknologi i Danmark. CET skal udføre forskning, innovation og uddannelse inden for området gennem nationalt og internationalt samarbejde.

Opgaverne vil være koncentreret om omstilling af elsystemet til at kunne håndtere den megen decentrale produktion, herunder beskyttelse, netstruktur, ø-drift og opstart fra dødt net.

Muligheden for at udføre sikkerhedsanalyser lokalt og centralt på grundlag af forenede data skal forbedres og indgå i studierne.



Beredskab i elforsyningen

Siden den 11. september 2001 har beredskabsforhold haft øget fokus. Beredskabsstyrelsen har derfor udgivet en national sårbarhedsvurdering for vigtige sektorer i samfundet – herunder også elforsyningen.

Et af resultaterne er, at elskaberne skal tage hensyn til sårbarheden over for kriser – både i deres planlægning og drift af elsystemet.

Andelen af bio- og vindkraft i elsystemet er i øjeblikket 36 %. Dette er væsentligt for at begrænse sårbarheden og øge forsynings-sikkerheden under en krise.

Brændselsberedskabet udmøntes ved, at Eltra løbende overvåger, om lagerbeholdningen i området er tilstrækkelig, det vil sige, at den kan dække tre måneders forbrug i en krisesituation. I hele 2003 med stor eksport har kulbeholdningen ligget mellem 2,5 og 3,0 mio. ton, svarende til et halvt års forbrug i 2003. Der er ikke tegn på, at lagerstørrelsen er under ændring.

I forbindelse med blandt andet strømafbruddet i Sydsverige og Sjælland den 23. september 2003 er det et ønske fra myndighederne at kunne prioritere særligt følsomt elforbrug, så det kan beskyttes eller retableres hurtigt efter en fejl.

Dette er ikke muligt med det nuværende koncept, hvor forbrug og produktion ofte er blandet sammen i de samme net. Hverken Eltra eller netvirksomhederne har registreret, hvilke forbrug der er følsomme.

De nye produktionsteknologier

For at kunne indrette elsystemet i Jylland og på Fyn optimalt også på længere sigt har Eltra tegnet et billede af, hvordan omverdenen kunne udvikle sig frem mod 2025. Dette billede er et af mange mulige.

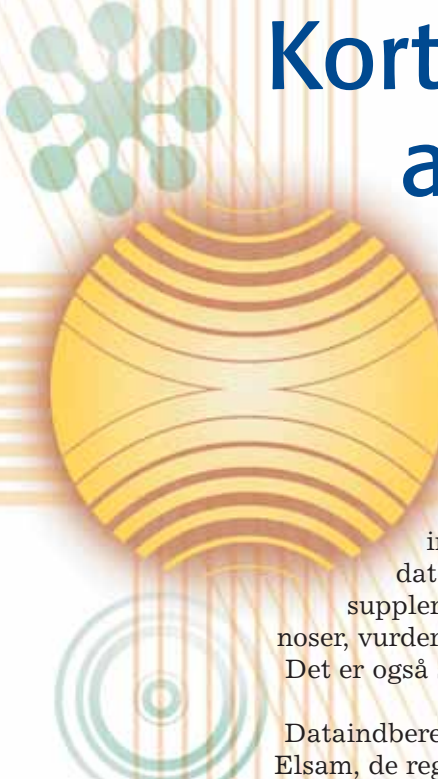
Det billede, Eltra ser, er et samfundssønske om et endnu mere decentraliseret elsystem end det nuværende. Bæredygtighed vil være et nøgleord. Her forventes det, at mikroanlæg i den enkelte husstand vil blive udbredt. Desuden vil der ske en indsats for at udvikle ellagerteknologierne.

De nye produktionsteknologier, der kan forventes at få en større markedsindtrængning frem mod 2012, er især solceller, biogasanlæg og brændselsceller. Udbredelsen af disse teknologier er helt afhængig af de økonomiske rammer.

Mængden af de nye teknologier kan også blive bestemt af, om Danmarks Kyoto-mål kan overholdes. En årrække med højprisforløb og dermed eksport kan gøre det vanskeligt at overholde målet, medmindre der på en troværdig måde kan udveksles drivhusgaskvoter.

Eltra bedømmer, at det vil være en realistisk forventning, at der er flere hundrede MW "mikrokraftværker" i elsystemet omkring 2012 sammen med den store andel vindkraft.

Analyserne tyder på, at f.eks. solceller og biomassefyrede anlæg skal anvendes i meget stor skala, hvis CO₂-udledningen skal begrænses effektivt.



Kortlægning af elsystemet

Forud for årets planer foretager Eltra en kortlægning af de forudsætninger, der skal indgå. Det sker ved, at de relevante aktører indberetter deres data og planer. Derefter supplerer Eltra med prognoser, vurderinger og analyser. Det er også sket i 2004.

Dataindberetninger er sket fra Elsam, de regionale transmissionsvirksomheder og de decentrale værker.

Datagrundlag for elsystemet

Eltra har i år samlet data for el- og varme-forbrug, marked, miljø, produktion og transmission. På baggrund heraf er der udarbejdet et offentligt Plangrundlag 2004 [Ref. 1], hvor de data og forudsætninger, der er anvendt, kan ses, **Bilag 1**.

Elforbruget

Eltra's elforbrugsfremskrivning til brug for referenceberegningerne er lavet i starten af 2004. For det jysk-fynske område er elforbruget for 2004 ifølge fremskrivningen 21.358 GWh, og det tilhørende maksimale effektforbrug er 3.829 MW.

I 2013 er elforbruget fremskrevet til 24.449 GWh og det tilhørende maksimale effektforbrug til 4.366 MW.

En sammenligning med fremskrivningen, der blev lavet i begyndelsen af 2003, viser, at forbruget for 2006 nu er anslået ca. 300 GWh højere, mens forskellen i 2013 er vokset til ca. 700 GWh, **Bilag 1**.

Installeret effekt

Den installerede produktionskapacitet er 7.432 MW i 2004. Den er fordelt på kraftværker tilsluttet net over 100 kV, kraftværker tilsluttet i nettet under 100 kV, land- og

kystnære vindmøller og havplacerede vindmøller, **Tabel 2**.

Der er ikke forudsat skrotninger af eksisterende kraftværker og heller ingen nye kraftværker bygget i perioden frem til 2013. Der er dog forudsat ca. 200 MW nye vindmøller på land og 600 MW nye havmøller.

Tabel 2 Installeret kapacitet i januar 2004.

Type	MW
Kraftværker tilsluttet nettet over 100 kV	3.402
Kraftværker tilsluttet nettet under 100 kV	1.656
Vindmøller, land- og kystnært placerede	2.214
Vindmøller, havplacerede	160
Samlet installeret effekt	7.432

Effektbalancen

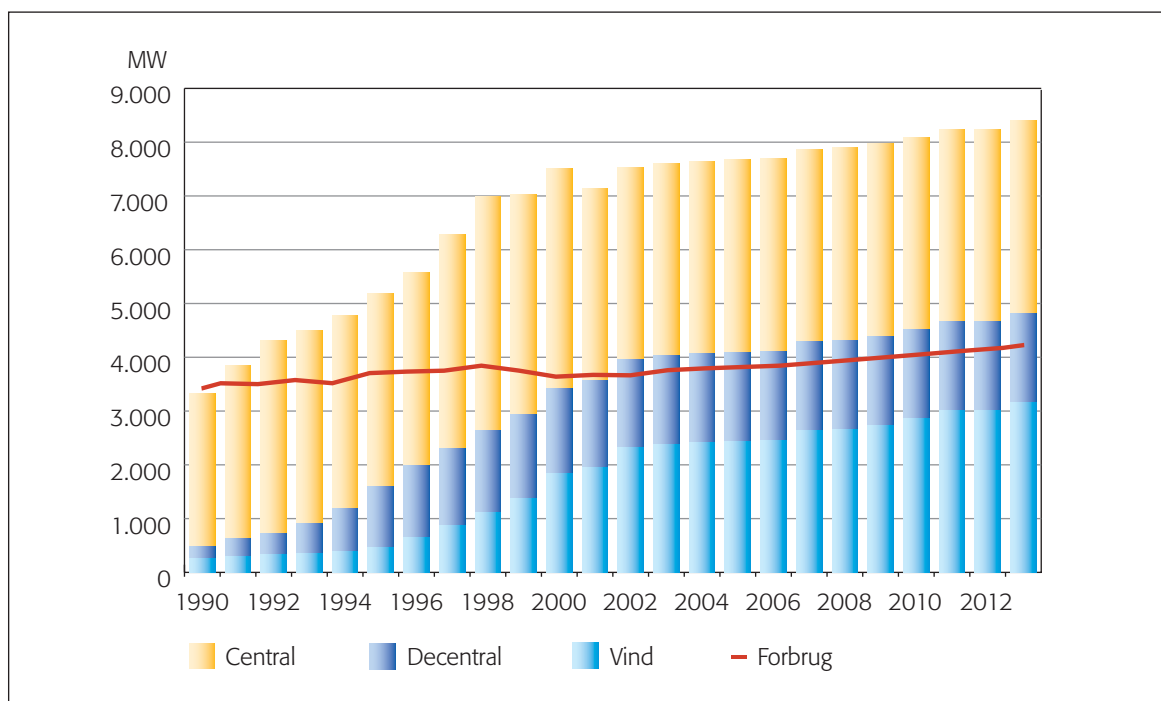
Produktionssystemet i Jylland og på Fyn er et meget decentralt system, hvor kapaciteten er langt større end forbruget. Denne tendens er startet i begyndelsen af 1990'erne og er fortsat siden, **Figur 1**. Elforbruget er steget med 10 % fra 1990 til 2003. Samtidig er produktionskapaciteten steget med 93 %.

I 1993 var forbrug og produktion nogenlunde afstemte, og produktionen kunne dække indenlandske behov. I 1998 var produktionskapaciteten fordoblet. I 2003 var produktionskapaciteten dobbelt så stor som forbruget. Udviklingen har ført til en stigende nettoeksport fra Vestdanmark.

Denne udvikling er i høj grad et resultat af den danske miljø- og energipolitik med en stor andel af subsidieret produktion. Aftalen om, at en del af de decentrale kraftvarmeværker fremover skal producere på markedsvilkår, vil reducere ubalanceproblemet. Dette er indregnet i referenceberegningerne, jf. afsnittet "Resultater af referenceberegninger 2004-2013", side 16.



Figur 1 Effektbalance i det jysk-fynske område 1990-2013.



Af **Figur 1** fremgår effektbalancen for Jylland og Fyn for 2004-2013. Produktionskapaciteten er sammenlignet med det maksimale effektforsøg (kvartersbelastning). Det maksimale effektforsøg stiger fra 3.829 MW til 4.374 MW, mens den installerede termiske kraftværkskapacitet er konstant 5.058 MW i perioden.

Vindkraftens indpasning

Vindkraften udgør 32 % af den installerede kapacitet i Eltra's område. Vindkraften dækkede i 2003 19 % af områdets elforbrug. Indpasning af vindkraften har derfor stor opmærksomhed.

Eltra arbejder med at forbedre vindprognoserne ved "ensemble forecast". Det sker ved at beregne mange vindprognoser i stedet for kun én vejrprognose.

Opsamling af erfaringer fra den eksisterende havmøllepark Horns Rev A pågår. Der er blandt andet observeret fluktuationer af effekten fra parken på op til 50 MW (ved en produktion på 120 MW) inden for 5 minutter, **Figur 2**.

Det er større fluktuationer end forventet. Det skyldes formentlig, at møllerne har en stejlere effektkurve end oprindeligt antaget. Disse fluktuationer udlignes i øjeblikket primært ved ændret øjebliksudveksling med resten af UCTE-området.

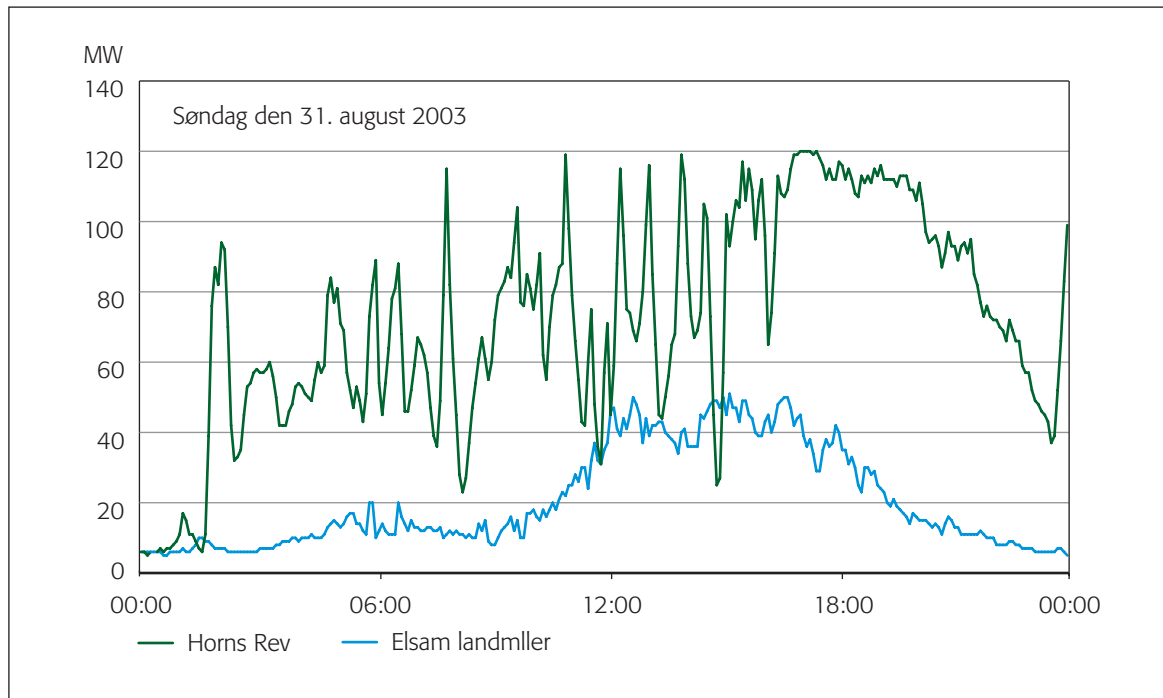
Elsam er balanceansvarlig for Horns Rev A og har inden for afregningstimen ansvaret for at regulere sig samlet i balance blandt andet ved regulering på centrale værker.

At sikre systemets øjebliksbalance er dog en opgave for den systemansvarlige virksomhed. For kommende vindmølleparker behøves der større incitament hos de balanceansvarlige til at holde effektbalancen både i øjeblikket og i driftstimen. Et middel kunne være etablering af effektbalanceopgørelser med økonomisk konsekvens af effektubalance.

Det er nødvendigt at analysere behovet for effektudligning ved Horns Rev B-udvidelsen nøje, herunder hvilke midler der kan anbefales for at minimere ubalancer.



Figur 2 Observerede fluktuationer i effekten på Horns Rev er større end forventet.



Generelt forventes det, at effekten fra havmølleparker uanset placering har større fluktuationer end landmøller. Der kan dog være forskelle afhængig af havmøllernes geografiske placering.

Der skal indsamles yderligere demonstrationsresultater fra Horns Rev A i henhold til de vilkår, Elsam og Eltra har fået i godkendelsen. Demonstrationsresultaterne er af stor værdi for forberedelsen af det udbud, staten skal forhandle i efteråret 2004 med henblik på at idriftsætte en 200 MW park mere på Horns Rev i 2008.

Ensemble forecasting af vind

Ideen bag Eltra's projekt "ensemble forecasting" er at beregne adskillige vindprognoser i stedet for kun én. Prognoserne udregnes med flere modeller for de enkelte parametre. I alt beregnes der for hvert tidspunkt i øjeblikket 75 prognoser. Herved kan der findes et gennemsnit og en spredning på prognosen. Målet for projektet er både at give en mere nøjagtig prognose og samtidig give et skøn på, hvor sikker prognosen er.

Data for nye produktions-teknologier

Energistyrelsen, Elkraft System og Eltra har gennemført en fælles opdatering af eksisterende teknologikataloger på energiområdet i "Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg" [Ref. 2]. Det opdaterede katalog indeholder tekniske og økonomiske data for produktionsteknologier.

Et hovedformål med at opdatere teknologikataloget har været at sikre et ensartet, alment accepteret og aktuelt grundlag for planlægningsarbejdet og vurderinger af forsyningssikkerhed, beredskab, miljø og markedsudvikling hos blandt andet de systemansvarlige virksomheder og Energistyrelsen, herunder fremskrivninger, scenarieanalyser og teknisk-økonomiske analyser.

Teknologikataloget omfatter 18 produktionsteknologier. Først og fremmest beskrives de velkendte og allerede anvendte teknologier som kul- og naturgasfyrede damp-turbineanlæg og repowering af disse, single og combined cycle gasturbineanlæg, gas-



motoranlæg og vindmølleanlæg til lands og på havet. Derudover inkluderer Teknologikataloget også fremtidens produktionsteknologier, som bioforgasningsanlæg, brændselsceller, solceller, mikroanlæg og store varmepumper.

Resultater af referenceberegninger 2004-2013

Som grundlag for Miljøplan 2004 og Systemplan 2004 er der opstillet to sæt referenceberegninger med henholdsvis lave og høje elpriser. Referenceberegningerne dækker 2004 til 2013, se **Bilag 1**. Referenceberegningerne er en simulering af el- og kraftvarmesystemets drift over året.

Markedspriser for el

I lavpris- og højprisforløb er markedsprisen på el i Nord Pool i gennemsnit for 2004-2013 antaget at være 160 kr./MWh og 300 kr./MWh. De lave og høje priser skal afspejle langsigtede tendenser, så hydrologiske svingninger fra år til år sker i forhold til de to niveauer.

Referenceberegningerne giver resultater for elproduktion, udveksling og varmeproduktion fordelt på typer af produktionsanlæg. De giver også brændselsforbrug, restprodukter og emissioner. Beregningerne for 2004-2013 er beskrevet i [Ref. 3].

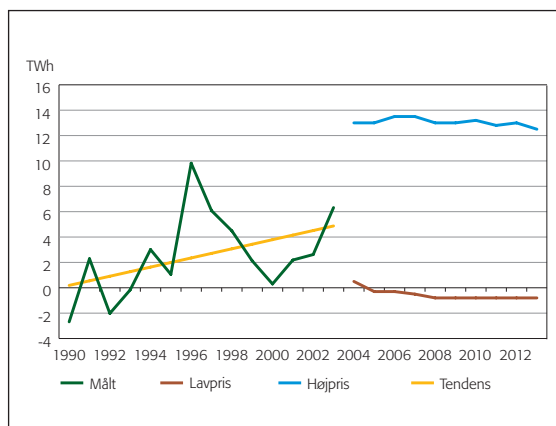
Import og eksport

Tabel 3 viser de forventede eksport- og importmønstre for både et lavpris- og et højprisforløb. I lavprisforløbet importeres i gennemsnit over årene 2004-2013 8,6 TWh pr. år til Eltra's område via Nord Pool.

Tabel 3 Gennemsnitlig eksport og import i perioden 2004-2013.

TWh	Gennemsnit for 2004-2013	
	Lavprisforløb	Højprisforløb
Eksport til Tyskland	8,0	6,2
Eksport via Nord Pool	1,2	9,7
Import fra Tyskland	1,2	1,9
Import via Nord Pool	8,6	1,0
Nettoeksport	-0,6	13,0

Figur 3 Nettoeksport fra 1990-2013.



Heraf går 8,0 TWh pr. år videre til Tyskland i form af transit. I højprisforløbet eksporteres i gennemsnit 15,9 TWh over årene 2004-2013. Heraf går 6,2 TWh pr. år til Tyskland og 9,7 TWh pr. år til Norge og Sverige.

Områdets nettoeksport har haft en stigende tendens siden 1990, **Figur 3**. Det jysk-fynske system er udviklet til at producere 25-30 % mere end områdets elforbrug. Om denne udvikling vil fortsætte afhænger først og fremmest af kapacitetsudbygningen i nabo-områderne.

Import, eksport og nettoeksport varierer kun lidt i 2004-2013 inden for de enkelte forløb, se **Bilag 2**. I højprisforløbet er eksporten på op til 13 TWh meget stor sammenlignet med områdets størrelse og elforbrug.

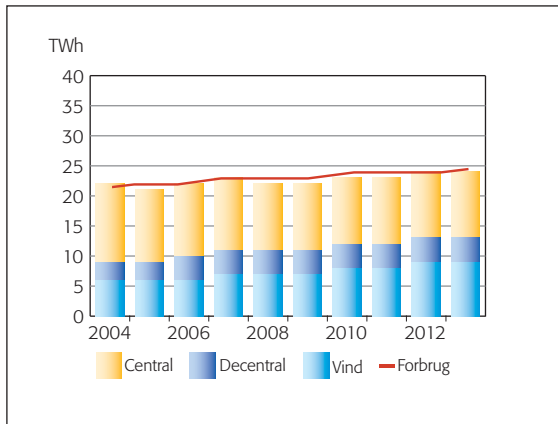
Alle de decentrale værker er i denne frem skrivning forudsat drevet på markedsvilkår, hvilket reducerer produktionen ved lavpris med ca. 3 TWh til ca. 4 TWh.

Produktion på værker tilsluttet nettet over 100 kV

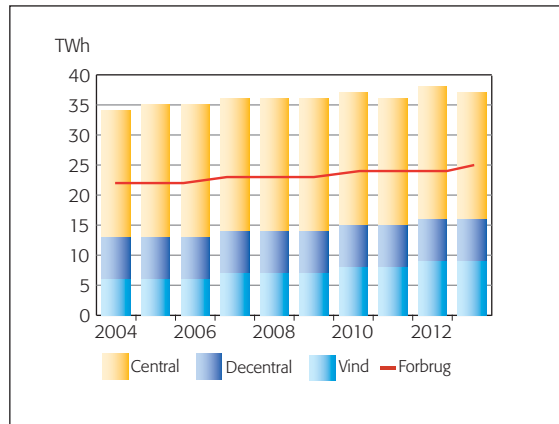
For at kunne vurdere sandsynligheden for, at Elsams blokke, der er tilsluttet net over 100 kV, vil være i drift i hele planperioden frem til og med 2013, er der set på deres udnyttelse i henholdsvis lavpris- og højprisforløbet.



Figur 4 Produktionsfordeling og elforbrug i lavprisforløbet.



Figur 5 Produktionsfordeling og elforbrug i højprisforløbet.



De enkelte blokke vil køre mere eller mindre ifølge beregningerne, da de f.eks. brænder biomasse eller kører af hensyn til naturgaskontrakt eller behov for levering af kraftvarme. Der er ikke valgt enkelte blokke ud.

Den samlede installerede effekt på spændinger over 100 kV er 3.402 MW – det vil sige Enstedværket, Esbjergværket, Fynsværkets blok 3 og blok 7, Nordjyllandsværkets blok 2 og blok 3, Skærbækværket og Studstrupværkets blok 3 og blok 4. Blokkene vil altid være udnyttet mindre end 90 % under normale forhold på grund af revisioner.

I lavprisforløbet falder udnyttelsen af de centrale blokke fra ca. 42 % i 2004 til 36 % i 2013, **Figur 4**. Dette skyldes især udbygningen med vindkraft. Ved forventning om en årrække med lave priser vil de ældste blokke formodentlig blive skrottet. Det er Skærbækværkets blok 1 (100 MW), Fynsværkets blok 3 (266 MW) og Nordjyllandsværkets blok 2 (295 MW).

I højprisforløbet ligger udnyttelsen af de centrale blokke i hele perioden på over 70 % på grund af eksport, **Figur 5**.

Produktion på værker tilsluttet nettene under 100 kV

Alle de decentrale kraftvarmeværker tilsluttet nettene under 100 kV er forudsat at

producere på markedsvilkår i perioden frem mod 2013. Fra den 1. januar 2005 vil dog kun anlæg over 10 MW ifølge den politiske aftale af 29. marts 2004 have pligt til markedsdeltagelse. Værker under 10 MW kan inden for to år selv afgøre, hvornår de ønsker at deltage i markedet.

Markedsvilkårene medfører, at de decentrale kraftvarmeværker kan producere i de timer, hvor markedsprisen for el er så høj, at samproduktion af el og varme kan ske med overskud. I de øvrige timer dækkes varmebehovet af spidslastkedler. I lavprisforløbet producerer disse værker ca. 3 TWh pr. år, mens de i højprisforløbet producerer ca. 7 TWh pr. år.

For lav- og højprisforløbet ses produktionsfordelingen mellem central, decentral kraftvarme og vindkraft i de enkelte år i lavpris- og højprisforløb og elforbruget, **Figur 4** og **Figur 5**.

Betydning af energiforliget

Et bredt flertal i Folketinget indgik den 29. marts 2004 en aftale om elforsyningen i Danmark. Denne aftale indebærer blandt andet, at der skal etableres mere vindkraft i Jylland og på Fyn, og at en del af de decentrale kraftvarmeværker skal bringes til at fungere på markedsvilkår.



Energiaftalens indhold:

- Der opføres to havmølleparker på hver 200 MW. Staten udbyder parkerne i juni 2004. Den ene park placeres ved Horns Rev. Parken kan tidligst være i drift i 2008.
- Gamle vindmøller på op til 450 kW får støtte til skrotning. Der er ca. 1.400 af sådanne møller i Jylland og på Fyn (svarende til 280 MW), der ikke var omfattet af den tidligere skrotningsordning. De kunne i princippet udskiftes med op til 560 MW større møller, men der er et loft over ordningen på 350 MW for hele landet. Vindmøllerne har fortsat prioriteret adgang til nettet.
- Støtten til decentrale kraftvarmeværker lægges om til en effektbetaling, der sikrer, at de er til rådighed og deltager i elmarkedet på markedsvilkår. Der findes i øjeblikket 80 af disse anlæg i Jylland og på Fyn (svarende til 1.020 MW). Værker større end 10 MW skal i markedet den 1. januar 2005. Værker mellem 5 og 10 MW skal indgå på markedsvilkår inden for to år. De små værker under 5 MW, som der er 480 af i Jylland og på Fyn (526 MW), kan bevare deres nuværende afregning og prioriterede adgang.
- Der etableres 40-60 MW biogasanlæg, men der er ikke aftalt, hvilke anlæg der skal bygges. Målet er at fordoble el- og varmeproduktionen fra biogas. Der er i dag installeret 124 anlæg svarende til 58,8 MW i Jylland og på Fyn. Der er et yderligere potentiale i Jylland og på Fyn på op til 200 MW, jf. afsnittet "Overholdelse af miljømål", side 45.
- Inden udgangen af 2004 skal der udarbejdes en strategi for øget energieffektivisering og energibesparelser.
- Den systemansvarliges investeringer i F&U øges fra 100 mio. kr. pr. år til 130 mio. kr. pr. år i de næste fire år. Anvendelsen af de ekstra midler er ikke udmøntet.
- Staten overtager vederlagsfrit den 1. januar 2005 de systemansvarlige transmissionsvirksomheder, Eltra og Elkraft. Det nye statslige selskab skal bære navnet EnergiNet Danmark.
- I forbindelse med overdragelsen skal der udarbejdes en national handlingsplan for den fremtidige infrastruktur frem mod 2010, herunder transmissionsnet i Danmark og forbindelser til nabo-områderne.
- Staten får forkøbsret og pligt til 150-132 kV-nettene.
- Netvirksomhederne får råderet over den såkaldte bundne kapital i selskaberne på ca. 22 mia. kr.
- Den pris, elforbrugerne betaler for el, må ikke stige som følge af forliget. Det skal nye regler om prisregulering sikre.

Forliget betyder, at produktionskapaciteten i Jylland og på Fyn øges med ca. 400 MW inden udgangen af 2009.

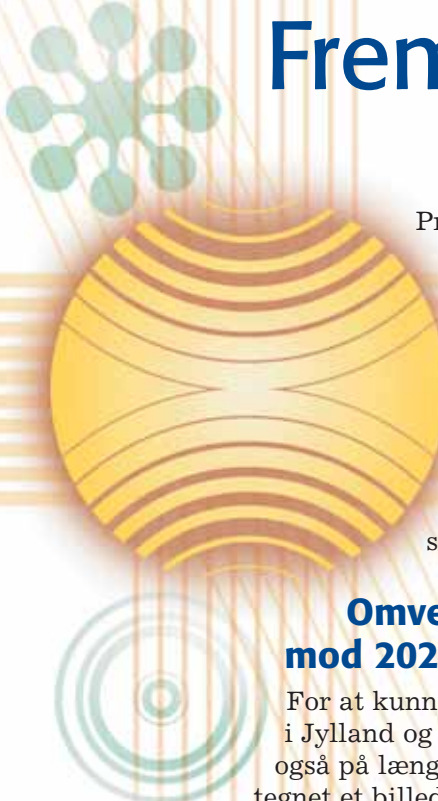
Energiforliget er i tråd med de forudsætninger for elsystemet, som Eltra allerede har medtaget i Systemplan 2003 og i Referenceberegninger til Systemplan 2004.

Væsentligt er det, at den lov, som Folketinget har godkendt, åbner for, at elsystemet kan udbygges efter både forsyningssikkerhed, markedsbetjening og hensyn til vedvarende energi. Det betyder, at vi kan forbedre markedsbetjeningen og dermed også markedets betjening af slutkunder.

Den energipolitiske aftale medfører tilgang af vindkraft i det jysk-fynske område.

Vindkraften er kun til rådighed, når vinden blæser, og kan derfor ikke erstatte termisk produktionskapacitet. Da vindkraftens produktion afsættes først på grund af dennes lave marginalpris, vil den kommende vindkraft formodentlig medvirke til at udskyde det tidspunkt, hvor det er rentabelt for øvrige producenter at investere i ny termisk produktionskapacitet, jf. afsnittet "Produktionskapacitet og elforbrugets betydning for elmarkedet", side 25.

Fremtiden for elsystemet



Produktionssystemet i Jylland og på Fyn er et meget decentralt system, hvor kapaciteten er langt større end forbruget. Denne tendens er startet i begyndelsen af 1990'erne og fortsat siden, **Figur 1**, side 14.

Omverdenen frem mod 2025



For at kunne indrette elsystemet i Jylland og på Fyn optimalt også på længere sigt, har Eltra tegnet et billede af, hvordan omverdenen kunne udvikle sig frem mod 2025. Dette billede er et af mange mulige. Det er ikke et egentligt scenarie og heller ikke fremkommet som følge af anvendelse af scenarieteknik.

Det billede, Eltra ser, er et samfundsønske om et endnu mere decentraliseret elsystem end det nuværende. Bæredygtighed vil være et nøgleord, og de tendenser til decentralisering, der er set i de seneste år, vil fortsætte.

Samfundet er grundlaget

I 2025 er Kyoto-periode 1 for længst gennemført med de mål, Danmark har sat sig. Kyoto-periode 2 (2013-2017) er gennemført i en reduceret form.

Der er stabile politiske forhold i Europa, og det indre europæiske elmarked er bragt til at fungere. Barrierer for handel med el over grænserne er stort set nedbrudt. EU-lovgivningen er derfor fortsat krumtappen i regulering og regelfastsættelse på energiområdet.

Markedskonceptet med konkurrence på engrosmarkedet og frit valg af leverandør for alle slutkunder bliver stadig fulgt. El kan handles i "energi-supermarkeder" som en vare på lige fod med f.eks. varme- og teleydelser. Elprisen vil være højere i 2025, end den er i dag.

Som følge af den geografiske placering vil Danmark være et "energi-transitland" – også på længere sigt.

Elforbrugerne

I 2025 vil den intelligente bygning være en realitet. Det betyder, at boliger, industri og kontorer vil styre deres elforbrug lokalt ved hjælp af lokale computere til at sikre rettidige energitjenester.

Transport af flis på Herningværket.





Elforbrugerne vil være mere bevidste om elforbrug og om prisen. Det tidspunkt, hvor en bygning bruger el, vil være styret af et eller flere prissignaler, som brugeren selv sætter. Hvis prisen er højere end det, brugeren ønsker at betale, vil forbruget stoppe, og hvis den er lavere, vil det gå i gang, jf. afsnittet "Priselastisk elforbrug", side 27.

Udvikling har ført til en mere effektiv energianvendelse både i boliger og erhverv. Det vil være almindeligt, at forbrugerne hører "energi-udsigten" for de kommende dage. Det hænger også sammen med, at mange forbrugere vil være selvforsynende gennem et mikrokraftvarmeværk "i kælderen". De har derfor et ønske om at optimere husets udveksling af el med nettet.

I bygninger vil der blive introduceret jævnstrømsnet som supplement til de nuværende installationer. DC-nettene skal anvendes til halogenlamper, computere m.v.

Produktionen

Tendensen blandt markedsaktørerne er, at der sker en konsolidering. Producenter slår sig sammen til færre og større enheder.

Tendensen har været, at ældre produktionsanlæg har været drevet ud over deres normale levetid, og nogle af dem nedlægges omkring 2012-2017. Produktionsreserver med de traditionelle systemtjenester reduceres derved. Spotprisen forventes at stige.

Etablering af nye, store kraftværker vil dog være sparsom frem mod 2025. De, der bygges, vil formodentlig have størrelser på mindre end 100 MW.

Forbrugerens ønske om selvforsyning med energi og bevidstheden om bæredygtighed fører til mere lokal produktion. Den øgede elpris i Europa fører til, at nye teknologier har haft en markedsindtrængning frem mod 2025. Det gælder f.eks. solceller og brændselsceller, jf. afsnittet "Overholdelse af kvoter", side 45.

Det store overskud af produktion på vedvarende energianlæg har ført til krav om ellagring for at øge andelen af VE (Vedvarende

Energi). Drift af ellagre er blevet et fornuftigt kommercielt forretningsområde for producenter i 2025, jf. afsnittet "Overholdelse af kvoter", side 45.

Hvad får elsystemet til at hænge sammen?

Fremtidens elnet er ikke bare et net, der skal forsyne et antal forbrugere med el. Fremtidens elnet vil være en infrastruktur, der skal sikre en forbindelse mellem producenter og forbrugere, som kan handle frit på en markedsplads.

Det passive net, vi traditionelt har bygget og drevet i mange år, skal erstattes af et intelligent netværk. Det betyder, at det fysiske elnet skal suppleres med et "energi-internet", der skal sikre kommunikation mellem systemets ressourcer og forbrug, **Figur 6.**

Et "energi-internet" vil kunne løse det problem, at Eltra i dag ikke har mulighed for at kommunikere direkte med den halvdel af produktionsapparatet, der er placeret i nettene under 100 kV.

Danmark vil være et turistvenligt land. Der vil være krav om et mere usynligt og effektivt transportapparat. Det har medført krav om saneringer og en øget kabellægning på alle spændingsniveauer.

Et robust elsystem

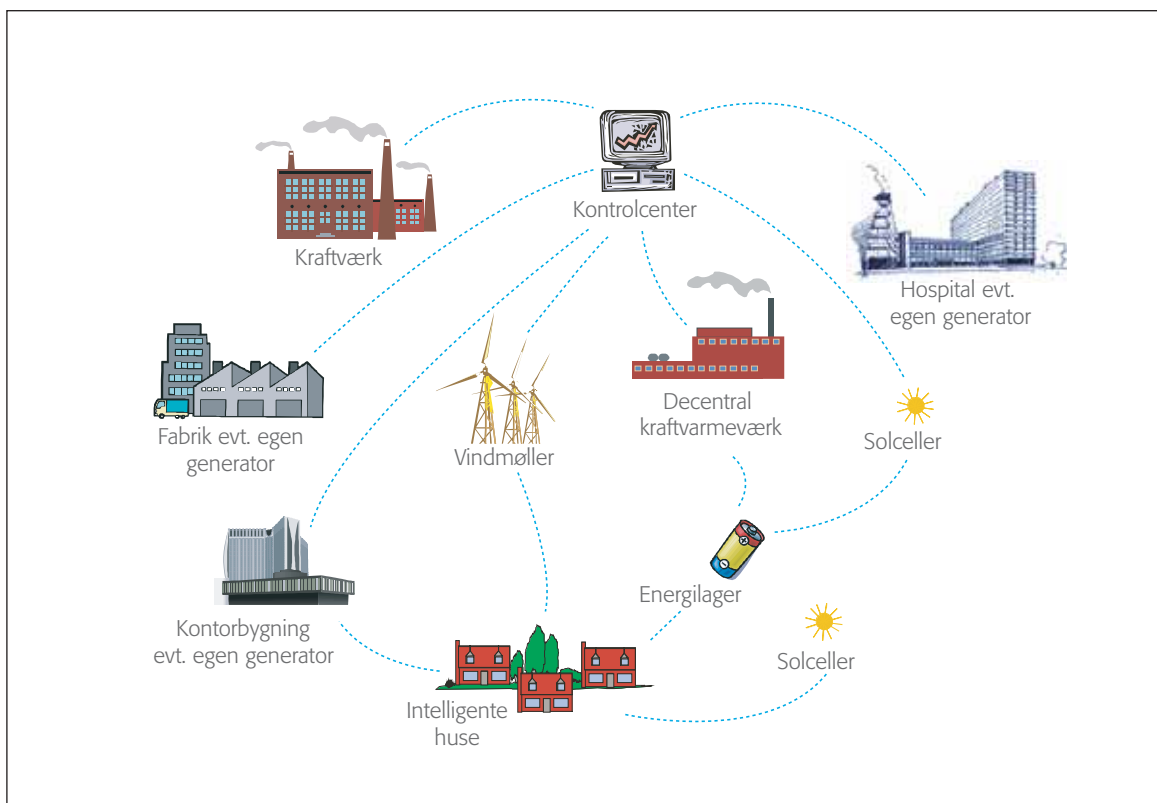
Eltra må som neutral entreprenør for dansk miljø- og energipolitik sikre en strategi for, hvad et robust elsystem skal kunne i fremtiden.

Et meget decentralt elsystem vil kræve en del tekniske ændringer i forhold til det eksisterende system. Eltra arbejder på forskellige elementer, blandt andet:

- Etablering af en kommunikation til den decentrale produktion.
- Etablering af en ny struktur for overvågning og styring (System Control).
- Øget uafhængighed af den centrale produktionskapacitet og udnyttelse af de



Figur 6 Det nuværende elektriske net skal suppleres med et "energi-internet".



decentrale værkers ressourcer til at skaffe systemtjenester.

- Sikring af ressourcer til opstart fra dødt net efter en fejl.
- Udvikling af cellebegrebet.
- Sikring af stivhed i nettet (kortslutnings-effekt).
- Udvikling af styringen af spændingerne (reaktiv effekt) i de underliggende net.
- Etablering af fælles data til netanalyser.
- Udvikling af et nyt driftsikkerhedskoncept.

Ændringerne skal gennemføres ved, at Eltra stiller krav i 150/60 kV-skillefladen mellem transmission og distribution. Det sker også ved et øget samarbejde mellem de involverede parter.

I forbindelse med implementering af de tekniske forbedringer gennemføres en række pilotprojekter.

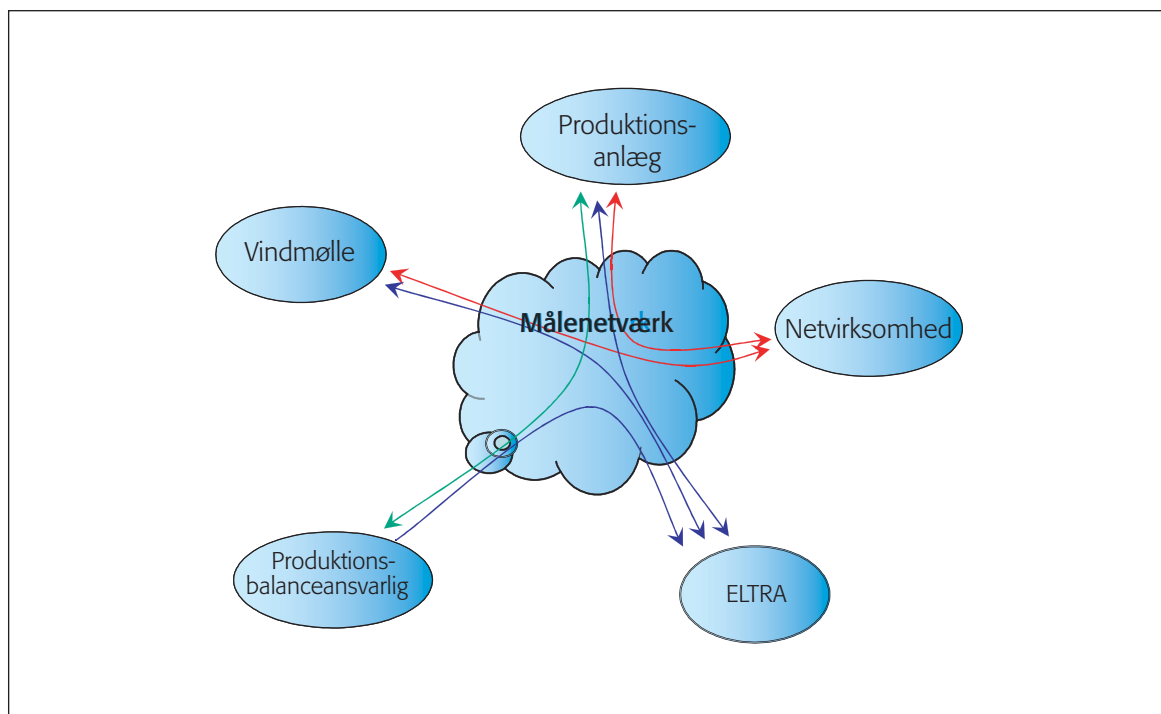
En kommunikationsstrategi

Det decentrale produktionsapparat med 560 decentrale kraftvarmeværker og 4.154 vindmøller indgår ikke i systemkontrollen og kan ikke kobles eller styres centralt, da der ikke er kommunikationskanaler til dem.

Eltra har derfor opstillet en kommunikationsstrategi baseret på et decentralt koncept [Ref. 6]. Det er i den forbindelse spørgsmålet, om den fysiske kommunikation til de decentrale produktionssteder skal gå via de balanceansvarlige eller via netvirksomhederne.

Der er behov for at få skitseret en fysisk struktur og de nødvendige systemer til fremtidige hovedveje for systemets kommunikation. Da balanceansvar kan flytte fra

Figur 7 Målenetværk er omdrejningspunkt i en fremtidig kommunikationsstruktur.



måned til måned, anses de balanceansvarlige virksomheder for uegnede som knudepunkter i denne kommunikation. Alternativet synes at være, at netvirksomhederne hver for sig eller sammen har de direkte forbindelser til systemansvar, transmissionsvirksomheder, balanceansvarlige og decentrale produktionsanlæg.

Databehovet og graden af intelligens i forbindelse med styring af decentrale enheder øges. En fremtidig kommunikationsstruktur skal derfor være robust og fleksibel, **Figur 7**. Omdrejningspunktet i den foreslåede struktur er et "målenetværk", som kun skal transportere data. Systemet tillader potentielt alle at kommunikere med alle på lige fod.

Eltra's strategier er at etablere et samlet telekommunikationsnet, som inkluderer netvirksomhederne og dermed også 60 kV-stationerne i Eltra's område – et net som kan fungere uanset driftssituationen.

Øget uafhængighed af den centrale produktion

Der skal sikres en øget uafhængighed af de ydelser, som de centrale kraftværker yder i dag – både for at øge konkurrencen og for at sikre, at de lokale ressourcer aktiveres.

De decentrale værker skal i højere grad kunne deltage i effektreguleringen. De skal desuden kunne yde flere systemtjenester, jf. side 39.

Derudover skal der sikres bedre opstartsmuligheder fra dødt net i de lokale områder. Et antal af de decentrale værker skal kunne deltage heri.

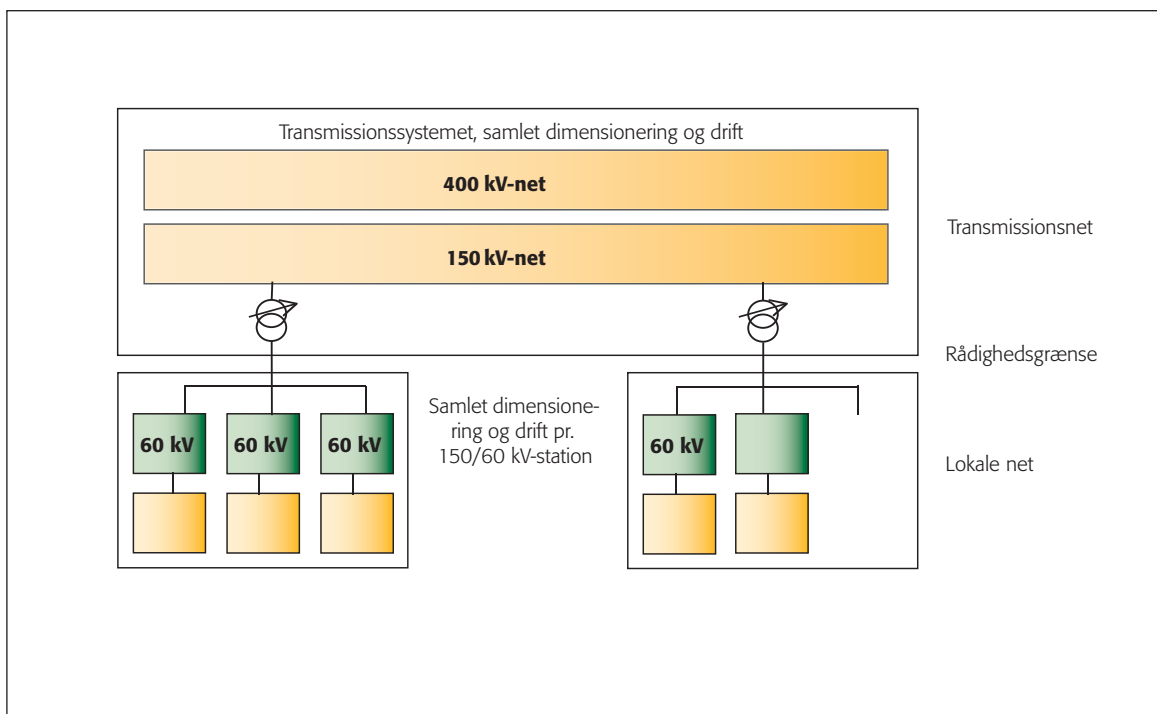
Udvikling af cellebegrebet

Produktionens decentralisering medfører en række nye opgaver for de lokale net. Ansvar for disse opgaver skal være entydigt placeret. Der er behov for at organisere områderne i en såkaldt cellestruktur, **Figur 8**.

Cellebegrebet indføres som en logisk struktur, der er bestemt af systemets naturlige,



Figur 8 Cellestrukturen under hver enkelt 150/60 kV-station.



fysiske opdeling og ikke historisk betingede organisatoriske grænser mellem anlægs-ejerne. Cellerne svarer i stor udstrækning til netområderne omkring en 150/60 kV-station.

Cellerne organiseres, så der er størst mulig grad af lokal stabilitet i den enkelte celle. I de enkelte celler indbygges der i en vis grad mulighed for opstart fra dødt net efter driftsforstyrrelser.

De første skridt i implementeringen af det nye koncept er taget med starten af den nye Mvar-ordning fra den 1. januar 2004 og den dermed forbundne ansvarsfordeling. Dermed afprøves og udvikles samspillet mellem den systemansvarlige og de ansvarlige for de lokale net.

Behov for nyt sikkerhedskoncept i Eltra's område

Hos Eltra er det ikke bare de nye erfaringer fra driftsforstyrrelser, men især den ændrede produktionsstruktur, som gør det nødvendigt at tilpasse sikkerhedsstrategien.

Eltra bliver nødt til at omlægge det traditionelle sikkerhedskoncept til et helt nyt, som skal udvikles fra grunden til et system med stor lokal produktion. Det nye koncept skal bygge på følgende principper:

- Der skal fastlægges en klar fordeling af ansvaret for systemets sikkerhed mellem systemansvaret og lokale operatører uafhængig af historiske skel og ejerskab.
- Der skal opbygges et effektivt og forpligtende samspil mellem centrale, regionale og lokale operatører.
- Lokal produktion skal mobiliseres til at deltage i systemets regulering og i retablering efter fejl.
- Kontrolrumspersonale på alle niveauer skal periodisk gennemgå træning i håndtering af kritiske situationer.
- Nødvendige driftsdata skal indsamles i alle net og stilles uhindret til rådighed for systemets øvrige operatører.



- Sikkerhedsanalyser skal udføres forebyggende af alle operatører ved brug af fælles værktøjer, som stilles til rådighed af systemansvaret.
- Lokal overvågning og beskyttelse automatiseres i stigende grad med henblik på at øge sikkerheden, også ved ubemandet drift.

Lokale kommunikationsnet integreres i Eltra's kommunikationssystem for at sikre den gensidige adgang til data og muligheden for udvikling af avancerede beskyttelsessystemer.

Store udviklingsbehov

Elsystemet i Jylland og på Fyn er unikt på grund af den store mængde decentrale produktion. Der findes derfor ikke nogen steder, hvor de systemmæssige løsninger til drift af et sådant system er udviklet. Vi skal derfor i høj grad selv udvikle løsningerne i Danmark.

For at klare de langsigtede udviklingsbehov, som Eltra's system har, skal der sikres fagmiljøer og forskningsmiljøer af høj kvalitet, og der skal være et tæt samarbejde med forskningsmiljøer i Danmark og i udlandet.

Eltra har sammen med DTU taget initiativ til oprettelse af et kompetencecenter ved DTU – Center for Elteknologi (CET). Med dannelse af CET er der taget initiativ til en integreret og målrettet satsning på elteknologi i Danmark. CET skal udføre forskning, innovation og uddannelse inden for området gennem nationalt og internationalt samarbejde.

Decentrale kraftværker er indstillet til udkobling ved forholdsvis små spændingsdyk for at beskytte anlægget mod skader, som kan opstå, hvis lokale net kortvarigt kører ø-drift. Det indebærer, at de decentrale anlæg ikke automatisk fungerer som en del af systemets forsvar mod sammenbrud.

Det betyder en forringelse af systemets sikkerhed i takt med væksten af decentral produktion. For at bane vej for en fortsat vækst af den decentrale produktion skal der udvikles nye, avancerede beskyttelsesmetoder til lokale net.

Dette vil indgå i den serie af udviklingsarbejder, som Eltra gennemfører sammen med CET med henblik på at udvikle nye metoder, så systemets effektivitet og sikkerhed ikke forringes af den decentrale produktion.

Det vil være vigtige mål på lidt længere sigt, at lokale net helt eller delvist kan overleve et sammenbrud af det overordnede net, og at lokal produktion kan bidrage til en hurtigere retablering efter alvorlige forsyningsafbrydelser.

Ud over samarbejdet med DTU er der samarbejde med Aalborg Universitet, DTU og Risø om vindkraftforskning, og der er samarbejde med universiteter i Lund om driftsikkerhed.

Eltra's hensigt er, at samarbejdet med universiteterne m.v. skal videreudvikles.

Muligheden for at udføre sikkerhedsanalyser både lokalt og centralt på grundlag af forenede data afprøves i et pilotprojekt sammen med en netvirksomhed. Dette projekt vil være en teknisk afprøvning af data og beregninger.

Et lokalnet planlægges udpeget som studieobjekt for teoretiske undersøgelser af, hvordan et lokalt net med stor andel af produktion kan designes og beskyttes, så både forbrugere og producenter betjenes optimalt.

Produktionskapacitet og elforbrugets betydning for elmarkedet

Markedsudviklingen tog fart i Jylland og på Fyn i juli 1999. Siden har der været fokus på integrationen i Nord Pool. Jylland og Fyn er en del af det nordiske engrosmarked – siden 2002 via ejerskab i Nord Pool.

Markedet er under stadig udvikling og tilpasning.

Barrierer i prisdannelsen

De store mængder af decentral produktion har ført til systematisk overproduktion af el i forhold til forbruget. Kraftvarmeproduktionen er blevet fremmet ud fra den tankegang, at tekniske anlæg, der producerer el, også kan levere varme. Det er her givet, at man ikke skal producere varme, som ingen har brug for.

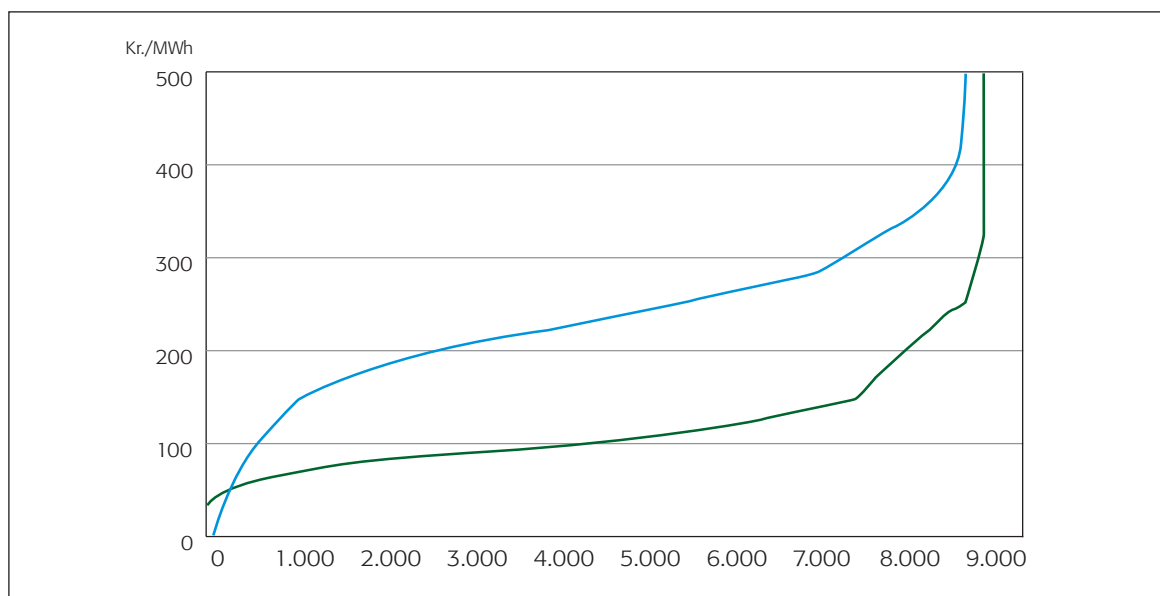
Det efterlader den principielle diskussion: Skal el, som ingen efterspørger, produceres? Det burde være selvfølgelig, at man ikke skal producere el, som ingen har brug for.

Det er ganske vist energibesparende at producere el og varme sammen. Alligevel koster elproduktionen både energi og miljøbelastninger i forhold til kun at producere varme. Desuden påvirker den prisdannelsen.

Prisdannelsen i Eltra's område er afhængig af kapaciteten på forbindelserne til nabo-områder og af den decentrale produktions størrelse. **Figur 9** viser, hvordan spotpriserne fordeler sig i 2000 og 2003. I 2003 ses både timer, hvor spotprisen i Danmark Vest var 0 (i alt 84 timer) og timer med meget høje priser (420 timer med priser over 400 kr./MWh).

Yderligere tilvækst af vedvarende energi vil øge omfanget af perioder uden tilstrækkelig efterspørgsel efter el. En mere fleksibel

Figur 9 Fordeling af spotpriser (kr./MWh) i 2000 og 2003 for Danmark Vest.





efterspørgsel efter el kan medvirke til at stabilisere prisdannelsen og dermed give plads til mere vedvarende energi.

Det første vigtige skridt er, at de decentrale kraftvarmeværker nu bringes til at køre på markedsvilkår.

Kan den nordiske markedsmode give tilstrækkelige incitamenter?

For investorer, der skal binde en betydelig kapital i produktionsanlæg, er tillid til fremtiden afgørende. En vigtig forudsætning vil være et elmarked, som er stabilt og transparent. Prisspidser er et symptom på, at markedets likviditet er utilstrækkelig og derfor et faresignal for investorer. For investorer skal der i stedet forekomme længere perioder med høje priser.

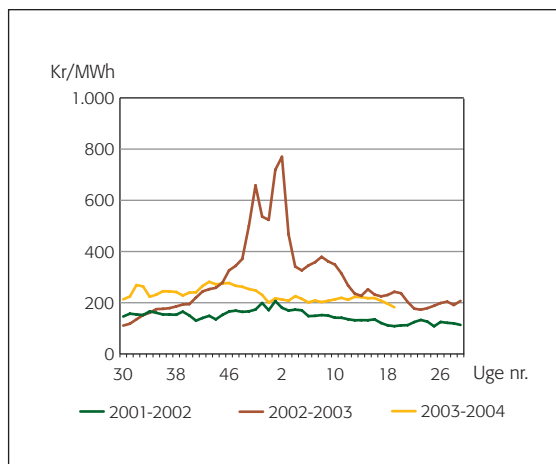
Det nordiske elmarked har vandkraft og kernekraft som grundlast. Trods stigende energi- og effektbehov i Norden har de seneste år kun budt på beskeden udbygning af elproduktionskapaciteten.

For investorer, der skal binde en betydelig kapital i produktionsanlæg, er tillid til fremtiden afgørende. En vigtig forudsætning vil være et elmarked, som er stabilt og transparent. Prisspidser er et symptom på, at markedets likviditet er utilstrækkelig og derfor et faresignal for investorer. For investorer skal der i stedet forekomme længere perioder med høje priser.

Prisspidser opstår især, fordi hovedparten af efterspørgslen på el i Norden ikke påvirkes af elprisen. Der kan opstå ekstreme situationer, når udbud og efterspørgsel ikke kan mødes som følge af, at der ikke er mere kapacitet at udbyde. Normalt dækkes ubalancer fra regulerkraftmarkedet, men også her kan manglende kapacitet betyde, at udbud ikke dækker efterspørgslen.

Ringe nedbør i efteråret 2002 førte i vinteren 2002-2003 til en længere periode med høje spotpriser, **Figur 10**. I Norge var der også en vis nedgang i elforbruget, men

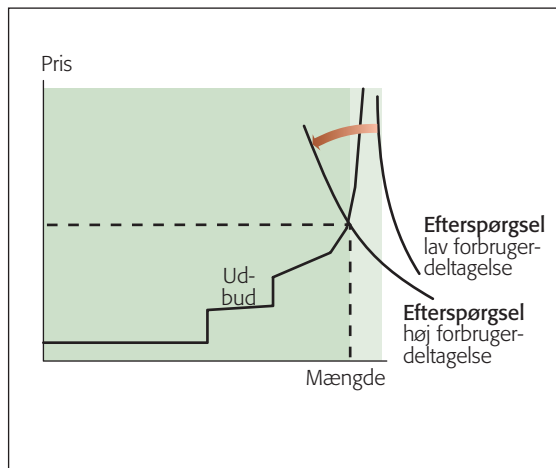
Figur 10 Nord Pools ugepriser i kr./MWh i 2001-2002, 2002-2003 og 2003-2004.



næppe nok til at give et stabilt grundlag for investering i nye produktionsanlæg. Som alternativ til dette kan et prisvarsel i markedet afhjælpe balanceproblemet og fremme en udbygning. Det betyder, at der optræder høje priser en del timer hvert år.

Producenterne får information som incitament til at investere. Forbrugerne kan tilpasse sig timer med kostbar el uden brud på leverancerne. En forudsætning for, at dette billede bliver realiseret i markedet, er, at størrelsen af de tilbudte mængder både på udbudssiden og på efterspørgselssiden varierer afhængig af prisen, **Figur 11**.

Figur 11 Markedskryds kan dannes ved priselastisk efterspørgsel.





Dermed vil der altid kunne dannes et pris-kryds i spotmarkedet – efterfulgt af en tilsvarende tilpasningsmulighed i balance-markedet. Dette er overordnet beskrevet i "Elsystemets design" fra Systemplan 2002.

Nordel har fra seminaret "Ensuring Balance between Demand and Supply in the Nordic Electricity Market" i maj 2004 blandt andet givet følgende anbefalinger til Nordisk Ministerråd til fremme af priselastisk elforbrug:

- De systemansvarliges (TSO) balanceansvar skal begrænses til de operationelle reserver.
- Det er markedsdeltagernes ansvar at sikre tilstrækkelig og tilgængelig spidslastkapacitet.
- Central planlægning og rekvirering af spidslastkapacitet er ikke forenelig med den nordiske markedsmodel og skal derfor undgås.
- Udvikling af produkter, vilkår og kommunikation til fremme af priselastisk elforbrug.
- Fremme udvikling af måleudstyr og kommunikation for elastisk elforbrug.
- Fremme udviklingen af en organisation, der kan samle små forbrugere i større grupper til efterspørgsel af priselastisk elforbrug.
- Støtte til F&U samt pilotprojekter.
- Fremme lovgivning og markedsdesign, der kan rumme priselastisk elforbrug.
- Hver nordisk TSO skal i sommeren 2004 udarbejde en handlingsplan for at fremme priselastisk elforbrug.

Priselastisk elforbrug

Priselastisk elforbrug vil øge likviditeten i elmarkedet og dæmpe prisspidserne.

Elforbruget har hidtil været meget uelastisk, og det er en medvirkende årsag til, at det har været svært at få spotmarkedet til at give stabile priser på et niveau, som kan gøre investeringer i nye produktionsanlæg interessante for producenterne.

Der bør i elforbrugernes interesse skabes en elasticitet i elforbruget som alternativ eller supplement til øget produktionskapacitet.

Det er den kortsigtede priselasticitet, som mest direkte har betydning for stabiliteten af spotmarkedet. Slutkunder ser normalt ikke noget til prissignaler, som svinger fra time til time. Derfor kan de ikke bidrage til den kortsigtede elasticitet.

Behovet for aktivering af forbrugssiden til aflastning af effektbalancen har været kendt i årtier. Omkostningerne har hidtil været for høje sammenholdt med såvel den samfundsøkonomiske som den brugerøkonomiske gevinst ved forbrugsfleksibiliteten. Ny og billigere it- og kommunikationsteknik gør, at tiden for indførelse af en priselastisk efterspørgsel på el er ved at være inde.

I takt med indførelsen af fjernaflæste time-målere hos flere mellemstore forbrugere vokser potentialet for en mere prisbevidst brug af el. Kravet om automatiske systemer til overkommelig pris vokser for små kunder. Men gennembrud for teknikken fjerner ikke alle barriererne for, at prissignalet trænger igennem til kundens beslutninger.

Alle kunder, der har en fastprisaftale med en elleverandør, har ingen incitamenter til at agere dynamisk på spotprisen, uanset om de er timemålte eller ej. Der er derfor brug for, at aftaler også kan rumme ændret elforbrug, når elsystemet har brug for balanceydelser. Gældende afgiftspolitik, hvor den "rå elpris" kun udgør en lille del af private slutkunders elpris, begrænser også incitamenterne til priselastisk elforbrug.

Man må dog formode, at elforbruget fundamentalt set er priselastisk i en vis udstrækning – symbolsk udtrykt som en forbrugs-kurve med mindre hældning, **Figur 11**. Dette er blot ikke kommet til udtryk i prisdannelsen endnu. Antagelsen er, at det for nogle forbrugere vil være en reel fordel at reagere på incitamentet til at spare nogle omkostninger ved at reducere eller flytte forbruget, når elprisen er høj.

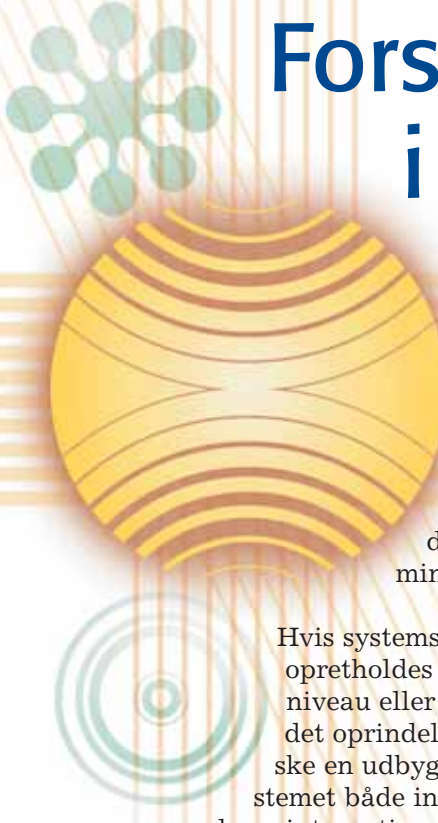


Appendiks 1 viser en analyse af elforbrugets reaktion i markedet og de aktuelle aktiviteter, som Eltra deltager i om priselastisk elforbrug.

Som et resultat af samarbejdet mellem Nordel og Nordisk Ministerråd skal hver

enkelt TSO i løbet af sommeren 2004 udarbejde en handlingsplan for at fremme priselastisk elforbrug. Elementer af denne handlingsplan for Jylland og Fyn fremgår også af **Appendiks 1**.





Forsyningssikkerhed i Eltra's område

Den systemansvarlige skal medvirke til et stabilt europæisk elmarked, hvor sikkerheden i den daglige drift er i orden, så konsekvenserne af driftsforstyrrelser minimeres.

Hvis systemsikkerheden skal opretholdes på det nuværende niveau eller bringes tilbage til det oprindelige niveau, skal der ske en udbygning af transportsystemet både internt i Eltra's område og internationalt.

I efteråret 2003 blev der nedsat en arbejdsgruppe hos Energistyrelsen, der skulle arbejde med forsyningssikkerhed. Definitionen for forsyningssikkerhedsbegrebet er lagt fast som *"Sandsynligheden for, at der er el til rådighed for forbrugerne"*, [Ref. 4]. Forsyningssikkerheden omhandler både tilstrækkeligheden og sikkerheden.

Det videre arbejde omfatter analyser af det danske elsystem. Forsyningssikkerheden på langt sigt (frem mod 2025) vurderes ved hjælp af scenarieanalyser.

Forsyningssikkerheden har mange elementer. Her er udvalgt nogle væsentlige aktuelle emner.

Erfaringer fra store blackouts

Alvorlige driftsforstyrrelser forekommer jævnligt forskellige steder i verden, men de præger først avisernes forsider, når de rammer politiske eller økonomiske tyngdepunkter.

Derfor har der heller ikke været den store interesse for driftsforstyrrelsen i det nordlige Jylland tidligt om morgenen den 28. december 2002. Den udløsende årsag var fejlfunktioner i to relæer, et nyt og et ældre. Hændelsen viste blandt andet behovet for

effektiv kommunikation med netvirksomheder og offentlighed. Det formodes, at den nye ledning til Nordjylland, som endnu ikke var i drift, kunne have afværget afbrydelserne.

I august og september 2003 blev New York, Toronto, Helsingfors, London, København og Rom ramt af store strømafbrydelser. Der fremkom spekulationer om en mulig fælles årsag til disse hændelser, herunder også sabotage. Det kunne dog konstateres, at sammenfaldet i tid var tilfældigt, men at enkelte fælles træk ved hændelsernes forløb bør give systemansvarlige virksomheder anledning til at revurdere sikkerhedsprocedurerne.

	2003	MW	Indbyggere
USA/Canada	14. august	61.800	50 mio.
Helsingfors	23. august	-	0,5 mio.
London	28. august	724	410.000 *)
Sverige/ Danmark	23. september	4.850	5 mio.
Italien	27. september	20.000	57 mio.

*) Forbrugere.

I flere af de senere års større strømsvigt, herunder også de nævnte i USA og Italien, har fejl, hvor en ledning kommer for tæt på en trækrone, spillet en væsentlig rolle som udløsende årsag. Det har fået mange transmissionsvirksomheder til at skærpe tilsynet med bevoksning under højspændingsledninger. Ellers kan der opstå overslag til træerne ved en kombination af høj last og varmt vejr i slutningen af træernes vækstsæson.

Under nogle af de mest alvorlige strømafbrydelser har operatørerne haft utilstrækkeligt overblik over sikkerheden i eget system og i nabosystemerne. Der har været usikkerhed om den aktuelle tilstand og utilstrækkelige data og værktøjer til de nødvendige sikkerhedsanalyser. Operatørerne blev ikke advaret om de farer, som truede. Det gælder blandt andet fejlen i USA/Canada.



En buket af årsager

Driftsforstyrrelser har både organisatoriske og tekniske årsager. Ofte følger grænserne mellem operatørernes ansvarsområder nogle historiske skel og ikke fysiske skel. Det kan medføre komplekse afgrænsninger, både geografisk og mellem spændingsniveauer. I nogle tilfælde har tekniske fejl eller mangler bevirket, at operatøren ikke har haft de nødvendige data og alarmer til rådighed. Hertil kommer, at driftsdata normalt kun stilles til rådighed for nabo-områdernes operatører i begrænset omfang.

I flere lande har formålet med markedsåbningen været at få overkapaciteten af kraftværker bragt ned. Det er også lykkedes, men det har samtidigt medført, at driftsreserverne i nogle tilfælde skal findes længere væk.

Når der bliver brug for reserverne, skal de transporteres over længere afstande, hvad der stiller større krav til nettet og især til de lokale reaktive reserver. Manglen på lokale reaktive reserver har påvirket fejlforløbet, både i Sverige og i Italien.

Endelig har det vist sig, at retableringen efter alvorlige fejl kan blive meget langvarig. Der gik næsten et døgn efter fejlen, før Syditalien kunne forsynes med el.

Forsøg på start fra dødt net med særlige enheder, som er beregnet til dette formål, mislykkedes på Sjælland den 23. september 2003. Det samme skete i Nordjylland den 28. december 2002. Start fra dødt net bliver derfor et vigtigt indsatsområde.

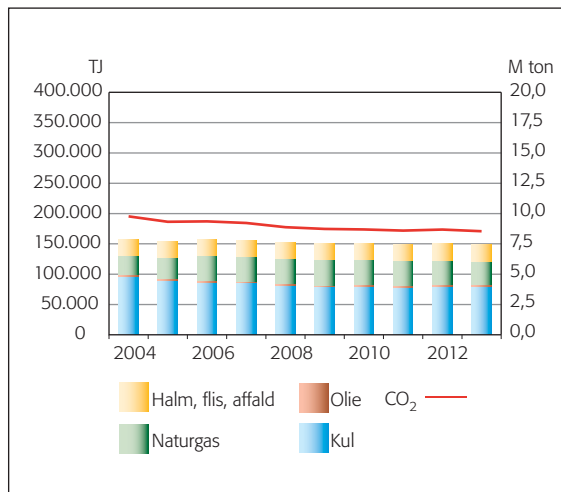
Brændselsforsyning

Brændselsforsyningen til området er en vigtig del af forsyningssikkerheden. I brændselsberedskabet vurderes brændselsforsyningen især på kort sigt (1-3 år).

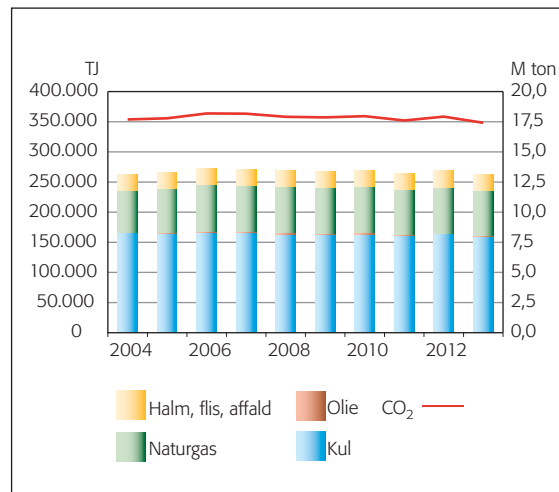
En omstilling fra et brændsel til andre brændsler er en langvarig proces. Den vil også være afhængig af langsigtede forventninger om ressourcer på internationalt plan. På langt sigt (10-20 år) er det bekymrende, at elforsyningen i Danmark er så afhængig af naturgas, der på dette sigt antagelig skal importeres. Disse aspekter forventes inkluderet i Energistyrelsens arbejde med forsyningssikkerhed, jf. side 29.

I **Figur 12** og **Figur 13** ses fordelingen af brændselsforbrug mellem kul, olie, naturgas og halm, flis og affald og CO₂-emissionen i Jylland og på Fyn de næste 10 år. Andelen af vedvarende energi er stigende op mod 40 %, og andelen af kul er faldende – især i lavprisforløbet.

Figur 12 Brændselsforbrug og CO₂-emission i lavprisforløbet.



Figur 13 Brændselsforbrug og CO₂-emission i højprisforløbet.





Kulbunke ved Esbjergværket.



De systemansvarlige virksomheder overtog fra januar 2002 ansvaret for brændselsberedskabet, der bestod i at betale for fysiske lagre. En ny bekendtgørelse, som trådte i kraft fra januar 2003, lægger i stedet vægt på de planlægningsmæssige aspekter af sikringen af tilstrækkelig brændselsforsyning.

Brændsel på lager

Overvågningen af brændselsberedskabet sker ved, at Eltra løbende vurderer mængden af brændsel på lager i forhold til de forventede behov og desuden årligt i forbindelse med systemplanen vurderer produktionsapparatets robusthed over for forsyningskriser for brændsel. Bekendtgørelsen beskriver en todelt opgave:

1. En løbende (månedlig) opfølgning af brændselslagrenes størrelse.
2. En separat årlig redegørelse om brændselsberedskabet til godkendelse hos Energistyrelsen. Redegørelsen afleveres sammen med årets systemplan midt på året.

En opgørelse over brændselsforbrug, import og lagre i 2003 er lavet som grundlag for årets redegørelse for brændselsforsyning [Ref. 7]. Kulbeholdningen i Jylland og på

Fyn svingede i 2003 måned for måned mellem 2,5 og 3,1 mio. ton. Kulforbruget i 2003, der var et år med en stor eleksport (6,3 TWh), var på 5,4 mio. ton. Men da der samtidig blev importeret 5,5 mio. ton kul, steg beholdningen en smule, så der sidst på året var oplagret 3,1 mio. ton kul.

Brændselssammensætning

Figur 14 viser, hvordan sammensætningen af det anvendte brændsel har udviklet sig i de seneste syv år, hvor vindkraftproduktionen samtidig er steget fra 1,5 til 4,4 TWh.

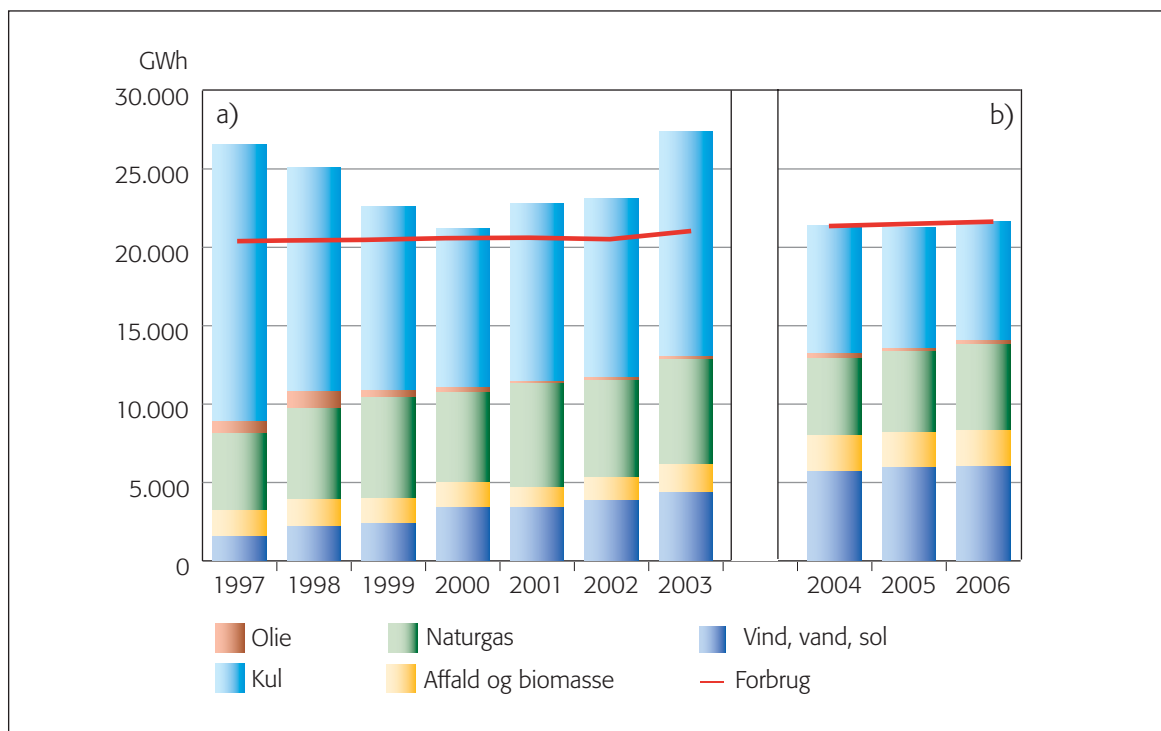
Figuren viser, at der har været en faldende afhængighed af forsyningen af kul og naturgas, hvis der ses bort fra eleksporten. Olie har spillet en meget lille rolle som brændsel.

De 3 mio. ton kul, der i øjeblikket er oplagret, svarer til 75.000 TJ. Elforsyningen kan opretholdes mellem et halvt og trekvart år uden kulleverance.

Effektbehovet i 2004 forventes at være 3.829 MW og den installerede produktionskapacitet ca. 7.400 MW. Her udgør vindkraft 2.374 MW. Ca. 3.000 MW af kapaciteten kan fyres med både kul og/eller fuelolie. Den gasfyrede kapacitet er ca. 2.000 MW, og 300 MW er biomassefyret, se **Bilag 1**.



Figur 14 Produktionsfordeling på brændsler i Jylland og på Fyn, a) historiske værdier for 1997-2003, og b) elproduktionens opdeling på primærenergi i et lavprisforløb for 2004-2006.



I 2004 vil det jysk-fynske elforbrug være godt 21 TWh. Der forventes produceret ca. 6 TWh med vindkraft og ca. 2 TWh med affald og biobrændsel. Resten af elforbruget skal dækkes af kul og naturgas.

I **Figur 14** ses elproduktionsfordeling mellem vind, affald og biomasse, olie, naturgas og kul i perioden 2004-2006. Her er ikke antaget nogen nævneværdig eksport.

Under et midlertidigt stop i kulforsyningen vil elforsyningen kunne opretholdes i tre måneder med et kullager på 1 mio. ton, svarende til 25.000 TJ under forudsætning af:

- Gennemsnitlige månedlige elforbrug, der ikke er påvirket af stoppet i kulforsyningen
- Månedlige gennemsnitsforsyninger af vindkraft, affald og biomasse
- Og, at eksport og import af el opretholdes med en nettoeksport på nul.

Hvis både kul- og naturgasforsyning er afbrudt, foreligger en egentlig krisesituation, hvor elforbruget også vil være påvirket.

Elsystemets sårbarhed

Siden den 11. september 2001 har beredskabsforhold haft forøget fokus i samfundet og hos myndighederne. Sårbarheden af det danske samfund over for aktuelle trusler – herunder terror – er vurderet i en National Sårbarhedsudredning, udgivet af Beredskabsstyrelsen i januar 2004 [Ref. 8]. I udredningen er overordnet sammenstillet en række hændelser med forskellig årsag og varsel.

Som det fremgår af **Tabel 4**, er strømafbrydelse en betydende hændelse. Ud over det, der er angivet i tabellen, kan naturskabte hændelser (orkan, lynnedslag, isslag m.v.) ofte bevirke større strømafbrydelser, både uden varsel og med kort varsel.



Tabel 4 Hændelser fra den Nationale Sårbarhedsudredning.

Hovedårsagsgruppe		Intet varsel	Kort varsel	Længere varsel
Naturskabte		Storbrande, jordskred, sammenstyrtninger	Markante vejrfarenomener	Isvintre, fødevaremangel, epidemier
Menneskeskabte	Uforsætlige	Trafikuheld (fly, skibe m.v.), storbrande, strømafbrydelse	Miljøkatastrofer	Kriser
	Forsætlige	Terrorangreb, storbrande (pyromani), it-angreb, strømafbrydelse	(Overraskelsesangreb)	Flygtningestrømme (Krig)
Teknologiske		Strømafbrydelse , it-systemfejl, storbrande, eksplosioner (gas), udslip af farlige stoffer fra industri eller under transport, trafikulykker (skibe, fly m.v.)	Nedstyrtning af satellitter, udslip fra kernekraftværker	

Samfundets sårbarhed ved svigtende elforsyning er vurderet i udredningen, og det viser sig – ikke overraskende – at de fleste andre samfundssektorer overvejende er kritisk afhængige af elforsyning.

Kritisk afhængighed af elforsyning betyder, at manglende elforsyning kan have katastrofale følger og/eller medføre et betydeligt forringet driftsniveau i den berørte sektor. De sektorer, der er nævnt som kritisk afhængige af elforsyning, er tele, it, drikkevandsforsyning, fiskeri, primær produktion, fødevareproduktion, sundhedsvæsen, bane-transport og lufttransport. Naturgassektoren er nævnt at have signifikant afhængighed af el.

Elsektoren vurderes ikke at være kritisk afhængig af andre sektorer, men er signifikant afhængig af sektorerne tele og naturgas. Ved signifikant afhængighed forstås en potentiel risiko for nedbrud, men ved brug af eksisterende beredskab og den rette indsats vil det inden for en acceptabel tidsramme være muligt at retablere en funktionsmæssig og driftsmæssig normaltilstand. Brændselsforsyningen er særskilt vurderet i afsnittet "Brændselsforsyning", side 30.

Samfundssektorerne er afgørende afhængige af en stabil elforsyning, og elsektoren er

derfor en kritisk infrastruktur, som det er vigtigt at beskytte mod relevante trusler. Uden el går samfundet hurtigt i stå, og efter få timer kan det være kritisk for nogle sektorer. Samfundsområder, som er vitalt afhængige af elforsyning (f.eks. sygehuse), må selv sikre sig med nødstrømsforsyning, da der ikke kan udstedes garanti for en maksimal varighed af forsyningssvigt.

Sårbarhedsvurdering

Elsystemets sårbarhed over for forskellige typer hændelser er i sårbarhedsudredningen sammenfattet til:

1. *Driftsuheld, uheld og lignende, som typisk indtræffer tilfældigt, og som rammer anlæg m.m. uafhængig af hinanden.* For transmissionsnettet giver n-1 princippet god redundans over for hændelser af denne karakter. Der kan dog være sårbarhed knyttet til perioder med udbygning eller vedligeholdelse af dele af elsystemet, hvor princippet ikke kan oprettholdes fuldt ud, men hvor der til gengæld i nogen grad kompenseres herfor gennem systemdriftens tilrettelæggelse i en sådan sårbar periode. For distributionsnettene, som ikke alle er baseret på n-1 princippet, er sårbarheden større, men til gengæld er konsekvenserne af udfald begrænset til forholdsvis små områder, og udbedring vil normalt kunne ske hurtigt.



2. *Naturskabte krisesituationer som f.eks. orkaner og lignende, hvor hændelsen nok indtræffer tilfældigt, men så flere anlæg m.m. rammes på én gang.*

For hændelser af denne karakter kan n-1 princippet ikke give samme grad af forebyggelse, men den redundans, som princippet indebærer, er stadig af stor værdi. Over for denne situation skal der være et retableringsberedskab, som kan udbedre skader hurtigt.

3. *Terrorvirksomhed, hvor hændelserne indtræffer planlagt og bevidst, så flere anlæg m.m. med stor sandsynlighed rammes, og så de vigtigste anlæg har størst sandsynlighed for at blive ramt.*

For sådanne hændelser giver n-1 princippet kun begrænset forebyggelse, da sårbarheden kun i begrænset omfang kan reduceres gennem dimensionering. Derimod kan foranstaltninger som adgangskontrol, monitoring m.m. have en forebyggende effekt, ligesom et retableringsberedskab, som kan udbedre skader hurtigt, er nødvendigt.

Myndighederne har forskellige initiativer på vej for at styrke elsektorens beredskab, herunder at give ensartede minimumkrav til virksomhederne.

Den civile sektors beredskab befinder sig lige nu i en overgangsfase. Beredskabet var tidligere orienteret mod krigstid og er i dag skiftet til altovervejende at være orienteret mod situationer i fredstid. Samtidig er beredskabet i dag rettet mod alle alvorlige krisesituationer, som kan indtræffe, herunder ikke mindst terrorhandlinger, men også større driftsforstyrrelser betragtes som beredskabshændelser.

Det ændrede beredskabsbegreb blev gennemført ved den ændring af beredskabsloven, der trådte i kraft den 1. juli 2003 [Ref. 9].

For elsektoren planlægges med en situationsbestemt overgang fra driftsberedskab til kriseberedskab forstået sådan, at det normale driftsberedskab – afhængig af trussel og hændelse – kan forøges til et kriseberedskab med assistance fra selskabernes samlede personale.

Særlig følsomt elforbrug

I forbindelse med blandt andet strømafbrydelsen i Sydsverige og Sjælland den 23. september 2003 er det et ønske fra Energistyrelsen og Beredskabsstyrelsen at kunne prioritere særlig følsomt elforbrug, så det kan beskyttes eller retableres hurtigt efter en fejl.

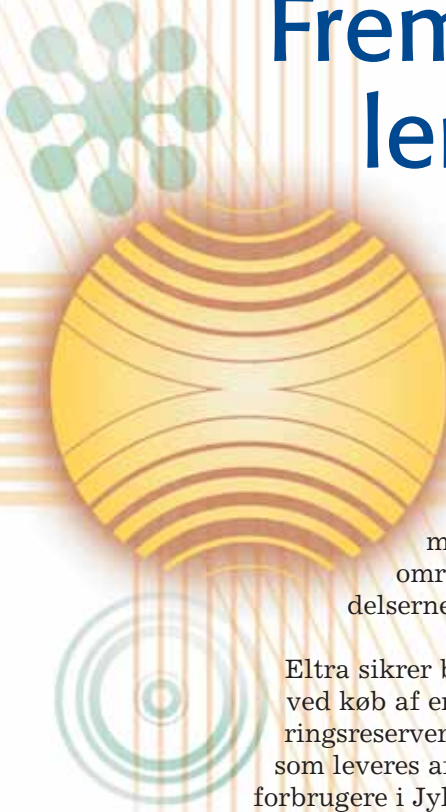
Elsektoren har fået en henstilling om at foretage denne prioritering. Prioritering af ud- og tilkobling foretages af netvirksomhederne. Prioriteringen understøttes af den systemansvarlige virksomhed.

Netvirksomhederne skal ved ud- og tilkobling af forbrugs- og produktionsområder prioritere efter angivne kriterier og skal foretage den planlægning, som er nødvendig for at kunne gennemføre denne prioritering.

Dette er ikke muligt med det nuværende koncept, hvor forbrug og produktion ofte er blandet sammen i de samme net. Hverken Eltra eller netvirksomhederne har registreret, hvilke forbrug der er de følsomme forbrug.

En prioritering af følsomt elforbrug kræver ændringer i det nuværende elsystem. Det gælder blandt andet, at frekvensaflastningen skal flyttes længere ud i systemet. Desuden skal procedurerne ved opsamling ændres.

Opdeling af elsystemet i celler, jf. side 22, vil lette denne proces.



Fremskaffelse af regulerkraft og systemtjenester

Som systemansvarlig skal Eltra sikre stabil og sikker drift af elsystemet i det jysk-fynske område samt af forbindelserne til udlandet.

Eltra sikrer blandt andet dette ved køb af en række reguleringsreserver og systemtjenester, som leveres af elproducenter og forbrugere i Jylland og på Fyn og/eller tilsvarende i vores nabolande.

Eltra udbyder reguleringsreserver og systemtjenester på markedsvilkår, og udbudet sker som udbud efter forhandling.

Behov for op- og nedregulering

Behovet for op- og nedregulering er et vigtigt tema – især i et system med stor andel af ikke-regulerbar vindkraft.

I analyserne af behov for regulerkraft er det for 2012 forudsat, at der i Jylland og på Fyn er 3.110 MW vindkraft. Den er fordelt på 2.500 MW på land og 610 MW på havet. En væsentlig egenskab ved vindkraften er, at den kan variere meget inden for kort tid. Historisk set er der observeret variationer på op til 10-12 MW/min.

Vindkraften er vanskelig at forudsige, uanset hvor gode prognoseværktøjer der er til rådighed. Eltra observerer typisk, at 300-400 MW vindkraft kommer tidligere eller senere end prognosticeret. Eltra har et projekt i gang, hvor et stort antal prognoser skal opstilles 24 gange i døgnet. På den måde får man et bedre bud på den usikkerhed, der er på vindprognoserne.

Vindkraften kræver adgang til regulerkraft. Denne tjeneste anses på kort sigt for at

være den mest kritiske for Eltra-systemets funktion. Det er især afvigelser på prognoserne, der er årsag til indkøb af regulerkraft. Behov for kapacitet til op- og nedregulering er derfor opgjort for 2012. Det er gjort med et høj- og et lavprisforløb.

Vindkraften kan på nuværende tidspunkt ikke selv deltage i reguleringen. Vindkraften på land er ikke bygget til at kunne regulere effekten under drift. Demonstrationsanlægget Horns Rev A er bygget, så regulering kan ske.

Effektregulering af vindkraften er nok et af de redskaber, der kan trækkes på i fremtiden, efterhånden som vindmøllerne bliver til vindkraftværker.

Med en installeret vindkraft på i alt 3.110 MW er det forventede reguleringsbehov på timeniveau fra afvigelser i vindprognosen som vist i **Figur 15**. De maksimale behov for opregulering er 2.100 MW. Det maksimale behov for nedregulering er tilsvarende 1.400 MW.

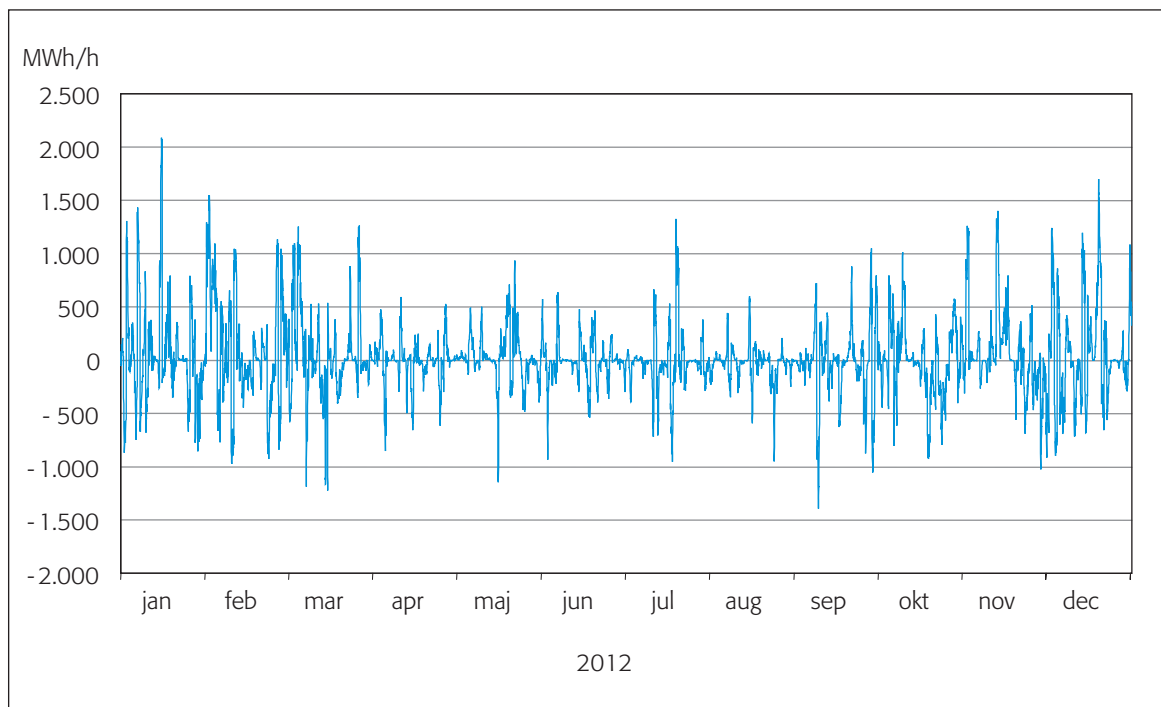
Med høje priser i udlandet vil de centrale anlæg have en høj produktion, og der vil være stor eksport. Dermed er der en naturlig nedreguleringsmulighed på centrale anlæg og en naturlig opreguleringsmulighed fra udlandet.

I en overløbssituation med høj vindkraftprognose, høj varmebunden produktion, lavt forbrug og maksimal eksport på udlandsforbindelserne vil der ikke være nogen naturlig nedreguleringsmulighed uden reduktion af varmeproduktion eller stop af vindmøller.

Omvendt er det med lave priser. Da vil de centrale anlæg have en meget lav produktion, og eksporten vil være lav, eller der vil være import. Dermed er der en naturlig opreguleringsmulighed på de centrale



Figur 15 Forventet op- og nedreguleringsbehov på timebasis fra afvigelser i vindprognosen i 2012.



anlæg og en naturlig nedreguleringsmulighed fra udlandet.

I en mangelsituation med maksimal import, høj produktion på termiske anlæg og en lav vindmølleproduktion vil der ikke være nogen naturlig opreguleringsreserve, bortset fra den reserverede.

Hvor stort er det udækkede regulerkraftbehov?

I opgørelsen er mulighederne for at dække reguleringsbehovet opgjort i en prioriteret rækkefølge:

1. Maksimal regulering på de centrale anlæg
2. Maksimal regulering på forbindelserne til Norge/Sverige
3. Eventuel maksimal regulering på forbindelsen til Tyskland.

Reguleringsbehovet efter fuld udnyttelse af de centrale produktionsanlæg og efter fuld

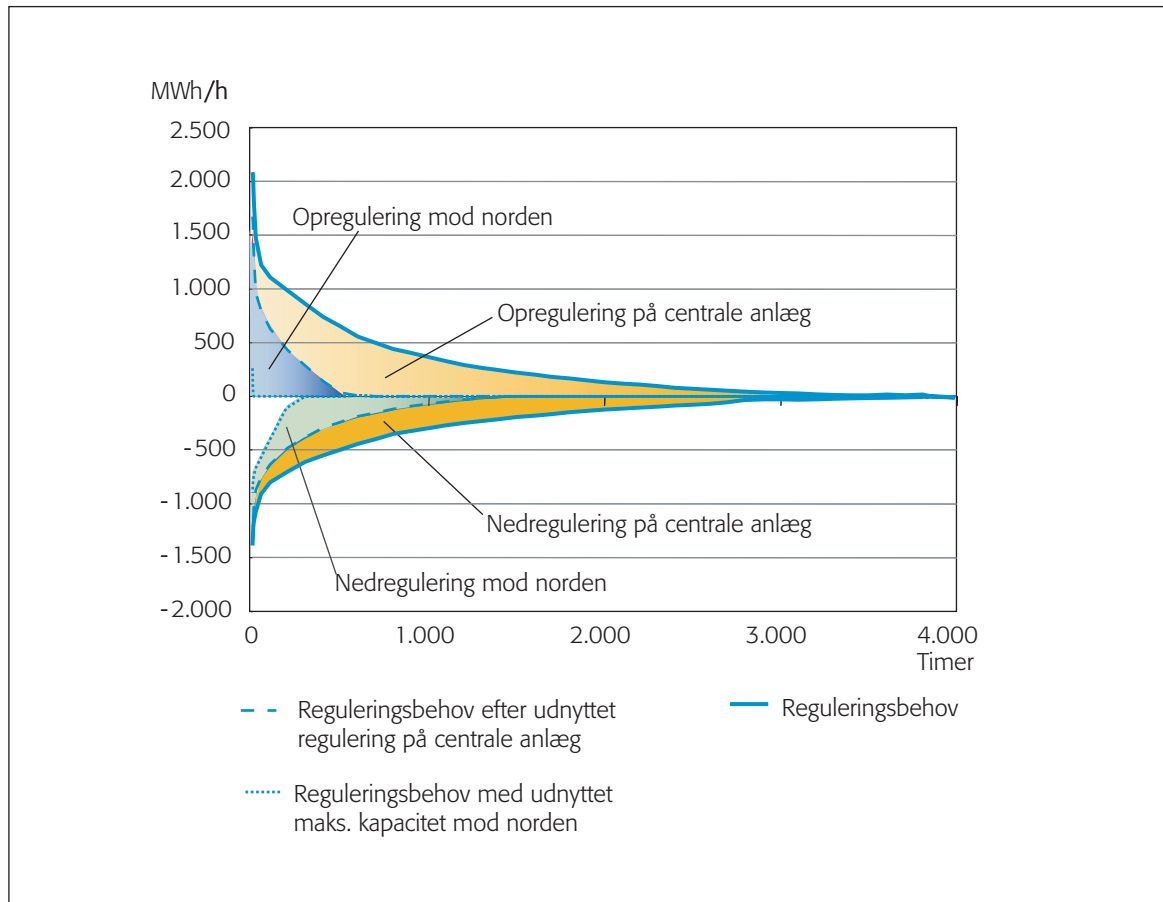
udnyttelse af forbindelserne til Norge/Sverige er vist i **Figur 16** med høje markedspriser. I dette tilfælde er der et udækket maksimalt nedreguleringsbehov på 900 MW.

Der er betydelige ikke-udnyttede indenlandske ressourcer i de decentrale kraftvarmewærker, der bør aktiveres. Reguleringsbehovet kan reduceres ved at udnytte regulering på de decentrale anlæg. Der regnes med, at de kan regulere i intervallet 200-1.400 MW. De 200 MW er mindste produktion for anlæg, som ikke påvirkes af markedet – affaldsfyring, biomasse og procesanlæg. De 1.400 MW er maksimal produktion, når der tages hensyn til rådighed på anlæggene.

Der er ikke taget hensyn til prisen ved regulering på de decentrale anlæg. Den vil afhænge af, om det ændrer produktionsfordelingen, eller det kan klares ved at udnytte varmelageret.



Figur 16 Varighedskurve for forventet resterende reguleringsbehov efter udnyttelse af de centrale produktionsanlæg og derefter transmissionsforbindelserne til Norge/Sverige.



Hvor skal regulerkraften komme fra?

Traditionelt har regulerkraften været ydet fra centrale værker i systemansvarsområdet. Det har vist sig svært at opnå konkurrence på dette område.

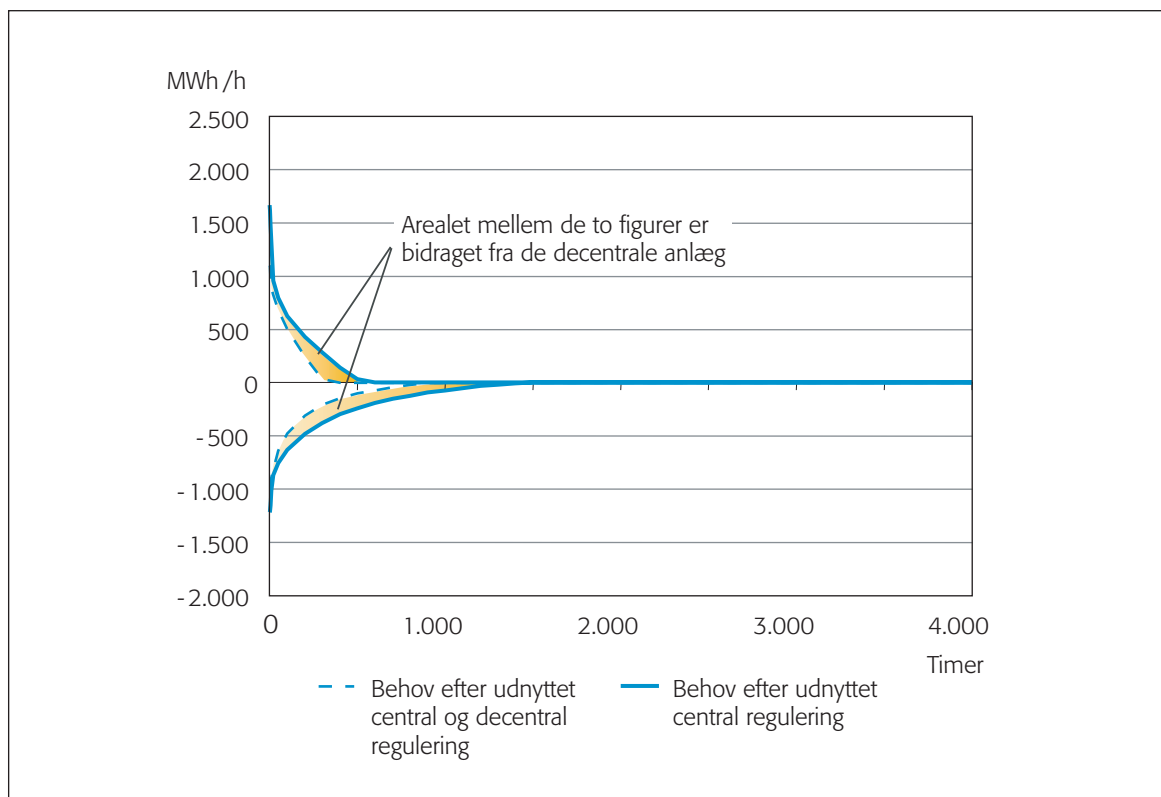
Af konkurrencehensyn bør regulerkraft kunne ydes fra både centrale og decentrale værker. Ydelsen bør desuden kunne købes fra aktører i området og aktører uden for området. Det har dog hidtil været svært at opnå konkurrence om levering af det nødvendige kvantum.

Der er en række vigtige spørgsmål om regulerkraften, som Eltra ikke på nuværende tidspunkt har svaret på, men som skal vurderes nærmere.

Vigtige spørgsmål om regulerkraft

- Er det muligt at købe reguleringsydelser fra Norge/Sverige i op til 2.000 timer årligt, op til +1.700 MWh/h og ned til -1.200 MWh/h?
- Er det muligt at købe reguleringsydelser fra Tyskland i op til 250 timer, specielt nedregulering ned til -900 MWh/h?
- Er det nødvendigt at reservere kapacitet på samarbejdslinjerne for at få adgang til reguleringsreserverne i udlandet?
- Er det nødvendigt at reservere reguleringsmuligheden hos de berørte TSO'er?
- Hvad koster det at få aktiveret de decentrale anlæg til regulering?

Figur 17 *Regulerbehovet ved udnyttet regulering på centrale og decentrale anlæg.*



Ved at prioritere regulering fra de decentrale anlæg højere end regulering fra udlandet fås følgende prioritering:

1. Maksimal regulering på de centrale anlæg
2. Maksimal regulering på de decentrale anlæg
3. Maksimal regulering på forbindelserne til Norge/Sverige
4. Eventuel maksimal regulering på forbindelsen til Tyskland.

Reguleringen på de decentrale værker mindsker behovet for regulering fra udlandet. I højprisforløbet forventes opreguleringen på de decentrale anlæg udnyttet i 430 timer og maksimalt 950 MWh/h. Nedreguleringen på de decentrale anlæg forventes udnyttet i 925 timer med maksimalt 860 MWh/h. Dermed reduceres behovet for

regulering fra udlandet, specielt Norge/Sverige, markant. Antal timer om året med regulering fra Norge/Sverige reduceres med 750 timer til 1.250 timer. Den maksimale opregulering fra Norge/Sverige reduceres med 350 MWh/h til 950 MWh/h, og den maksimale nedregulering fra Norge/Sverige reduceres med 230 MWh/h til 990 MWh/h.

Varighedskurve for forventet reguleringsbehov før og efter fuld udnyttelse af de decentrale produktionsanlæg i højprisforløbet er vist i **Figur 17**. Det maksimale behov for opregulering fra udlandet bliver dermed 1.100 MW og for nedregulering 1.200 MW.

Yderligere indenlandsk regulerkraft kan etableres ved en række virkemidler med rimelig samfundsøkonomi, herunder dyppekogere på kraftværkerne. Det vil næppe være samfundsøkonomisk lønsomt at skulle etablere hele behovet inden for systemansvarsområdet.



Eltra har den 1. maj 2004 igangsat et særligt pilotprojekt (PUDEL), hvor 30 decentrale værker med samlet effekt på 384 MW får etableret kommunikation og gjort teknisk klar til deltagelse i markedet for regulerkraft fra den 1. januar 2005.

Prognose for regulerkraftbehov

Behovet for regulerkraft er meget afhængig af mængden af vindkraft i elsystemet. De decentrale værker er forudsat at deltage i reguleringen.

Opreguleringsbehovet opstår især i et højprisforløb. Nedreguleringsbehovet opstår tilsvarende i et lavprisforløb. Behovet for 2005, 2008 og 2012 fremgår af **Tabel 5**.

Tabel 5 Maksimalt behov for op- og nedregulering.

Maksimalt behov for op- og nedregulering (MW)		
	Opregulering	Nedregulering
2005	1.700	1.000
2008	2.000	1.200
2012	2.100	1.400

Reguleringsbehovet vil kunne reduceres, hvis også efterspørgselssiden bringes til at reagere på prissignalerne.

Markedet er også årsag til en del af de ubalancer og regulerkraftbehov, vi ser. Der er for lidt sammenhæng mellem varen, der bliver solgt, og den vare, der bliver leveret. Aktørerne kan i princippet vende effektretningen på Tysklandsgrænsen fra fuld eksport til fuld import på 10 minutter. Det resulterer også i ubalancer, som balanceres via køb af regulerkraft.

Systemtjenester

Den systemansvarlige virksomhed har behov for adgang til systemtjenester for at kunne løse sine opgaver. De systemtjenester, der ud over regulerkraft skal være til stede, er:

- Reserver i form af idriftværende og driftsklare produktionsanlæg
- Regulerreserver for opretholdelse af aktiv effektbalance
- Spændingsregulering og regulerreserver for reaktiv effektbalance
- Beskyttelse, netværn
- Nødstartanlæg for opstart fra dødt net.

For idriftværende produktionsanlæg er der en række systemtjenester, som anlægget skal levere til systemet uden betaling. Disse tjenester er specificeret i Teknisk forskrift TF5.9.1 [Ref. 9].

I det omfang, hvor andre systemtjenester ikke kan forventes indkøbt til konkurrencedygtige priser, vil Eltra forberede etablering af ressourcer for egen regning inden for det naturlige monopolområde. Det kan være i form af nødstartanlæg og synkronkompensatorer, jf. side 22.

Største enhed i systemet

Ifølge reglerne i UCTE skal der sikres reserver for udfald af største produktionsenhed. Det er i øjeblikket Enstedværkets blok på 626 MW. Udfald af denne blok sætter grænsen for udnyttelse af Tysklandsforbindelsen i nordgående retning på grund af reservation af overføringskapacitet til reserver.

Eltra har hidtil ikke haft regler for, hvor store produktionsenheder elsystemet i Jylland og på Fyn kan acceptere. Det bør indføres i forbindelse med de tekniske forskrifter. Der er ikke udsigt til, at der bygges mange store enheder i Jylland og på Fyn, jf. afsnittet "Omverdenen frem mod 2025", side 19.

Til gengæld vil der blive bygget udlandsforbindelser fremover. Også udfald af disse er bestemmende for reservernes størrelse. Der bør indføres følgende regel:

"De enkelte jævnstrømsforbindelser og produktionsenheders størrelse må højst være



600 MW. Hvis der installeres større enheder, skal det sikres, at det største samlede udfald i Jylland og på Fyn højst må give anledning til et træk på udlandet på 600 MW".

Nye tilslutningsregler for vindmøller

Den 1. juli 2004 træder der en ny forskrift i kraft for vindmøller tilsluttet net under 100 kV [Ref. 10]. Forskriften indeholder krav til enkeltmøller og til vindmølleparker. Kravene er opdelt i generelle krav, som alle møller skal overholde, og tillægskrav, som skal overholdes, hvis møllernes/mølleparkens mærkeeffekt er på 1,5 MW eller derover.

Udskiftning af eksisterende møller betragtes som nyanlæg. De nye krav indeholder en skærpelse på nogle områder, herunder reaktiv effekt, regulering af den aktive effekt, vindmøllernes reaktion på fejl i nettet, spændingskvalitet og dataudveksling med f.eks. et eksternt kontrolrum.

Eltra og Elkraft System arbejder i øjeblikket med en revurdering af forskriften fra 1998 for vindmølleparker tilsluttet net over 100 kV. Der vil blive tale om både præciseringer og skærper.

Den revurderede forskrift skal være klar, inden næste havmølleudbud skal forhandles i efteråret 2004.

Nye tilslutningsregler for termisk produktion

Eltra og Elkraft System arbejder med en teknisk forskrift med krav til termiske produktionsanlæg >2 MW. Den skal erstatte de tidligere "blå notater", der blev opstillet i 1990'erne. Tilslutningsreglerne indeholder tekniske krav, som et nyt produktionsanlæg skal opfylde for at blive tilsluttet det kollektive elnet. De specificerer, hvilke frekvenser og spændinger anlægget skal kunne producere ved tolerance over for netfejl, eventuelt krav til ø-drift, regulering af aktiv og reaktiv effekt, dataudveksling, idriftsættelsesprøver og dokumentation. De nye regler forventes at træde i kraft i efteråret 2004.

Ved netfejl sker der også ofte et udfald af et eller flere decentrale kraftvarmeværker,

og ved to- og trefasede kortslutninger i transmissionsnettet kan op til flere hundrede MW blive udkoblet. Decentrale kraftvarmeanlæg er tilsluttet distributionsnet, der kortvarigt kan blive frakoblet transmissionsnettet under fejlforløb. For at undgå skader på de decentrale anlæg i forbindelse med sammenkoblingen af nettene udkobles de decentrale anlæg i det pågældende distributionsnet. Det nuværende beskyttelsesprincip giver stor sikkerhed for de decentrale kraftvarmeværker, men medfører udkobling af flere anlæg end nødvendigt.

Eltra søger at minimere antallet af decentrale anlæg, der udkobles. I forbindelse med større fejl i transmissionsnettet registrerer Eltra, hvilke anlæg der udkobles, og der sammenlignes med simuleringer. For de større kraftvarmeværker tilsluttet 60 kV-nettet overvejes, om beskyttelsesprincippet kan ændres.

Tilslutningsregler for mikroanlæg

Eltra har sammen med Elfor og Elkraft System opstillet foreløbige tilslutningsregler for mikroanlæg tilsluttet i de enkelte husstande [Ref. 20]. Retningslinjerne foreligger i en første udgave og indeholder krav til beskyttelsesudstyr, detektering af udfald, genindkobling og til frekvens og spænding.

I de retningslinjer, der er opstillet for lavspændingsinstallationer med egenproduktion, er der ikke foreskrevet en separat måling af forbrug og af produktion. Det vil på længere sigt gøre det umuligt at følge elforbrugets udvikling og lave meningsfyldte elforbrugsprognoser.

Der pågår internationalt arbejde med at opstille regler for tilslutning af solcelleanlæg [Ref. 11]. Dette anbefales som retningslinjer i Vestdanmark.

Vindkraftens krav til nettet

Vindkraften er blevet udbygget i flere faser foranlediget af regler for tilskud eller ændringer af dem. Den 1. januar 2004 var der 2.375 MW vindkraft i Jylland og på Fyn. Heraf er 160 MW placeret ved Horns Rev.

Integration af store mængder vindkraft stiller krav til elsystemet. Yderligere udbygning med vindkraft stiller krav til regulerkraft, jf. afsnittet "Behov for op- og nedregulering", side 35.

En yderligere udbygning med vindkraft stiller også krav til udbygning af det interne net i Jylland og på Fyn og til kapaciteten på forbindelser til nabo-områderne. De krav, som vindkraften stiller, afhænger naturligvis af mængden af ny vindkraft og dens egenskaber. Der er her givet et kvalitativt billede af de netkrav, der stilles ved tre forskellige udbygninger:

- 300 MW landmøller, svarende til den ny udskiftningsordning (i alt 2.700 MW)
- 300 MW landmøller og 360 MW havmøller ved Horns Rev (i alt 3.100 MW)
- 300 MW landmøller og 900 MW havmøller (i alt 3.600 MW).

Netkravene, der følger af stigende mængde af vindkraft, kan inddeles i 1) Forskningsbehov i nettene under 100 kV, 2) Forskningsbehov i transmissionsnettet over 100 kV og 3) Behov for forbindelser til nabo-områder.

Udbygning af nettene under 100 kV

Størstedelen af de decentrale anlæg er tilsluttet i 10-20 kV-nettene eller på 10-20 kV-afgange i en 60/10-20 kV-station. De

større anlæg (især kraftvarmeværker) er tilsluttet direkte i 60 kV-nettene. Som følge af decentral produktion har der været en stor udbygning af disse net.

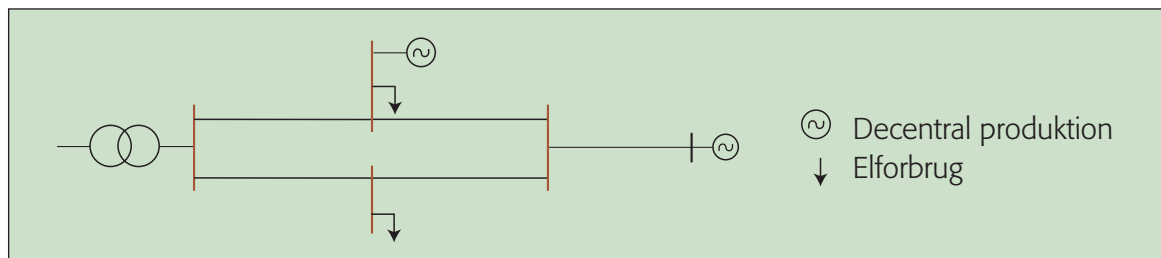
I mange områder sker udbygningen næsten udelukkende af hensyn til udbygning af decentral produktion og ikke af hensyn til stigning i elforbruget.

En større tilgang af vindkraft gør det aktuelt i højere grad at have særlige opsamlings-radialer for denne produktion. Det er et princip, der allerede er udbredt i 10-20 kV-nettene.

Hvis en væsentlig del af de 350 MW vindkraft fra energiforligets udskiftningsordning skal installeres i Jylland, skal der ske en væsentlig udbygning af 60 kV-nettene. Derfor er der sat særlig fokus på disse net.



Figur 18 *Principskitse af, hvordan decentral produktion kan være tilsluttet i net med elforbrug.*



Det er generelt et vigtigt spørgsmål, hvilken sikkerhed der skal indbygges i 60 kV-nettene, da produktionen er tilsluttet blandede net, hvor der også er elforbrug, **Figur 18**. Spørgsmålet er yderligere aktualiseret af den stigende mængde vindkraft – især i Nord- og Vestjylland.

Når decentral produktion tilsluttes på en radialforbindelse uden elforbrug, sker det uden hensyn til, at denne skal kunne tages ud til revision (sikkerheden er n-0), **Figur 18**. I sådanne tilfælde afbrydes produktionen. Denne praksis er acceptabel og bruges også på generatorfødeledninger fra produktionsenheder på transmissionsnettet.

Når decentral produktion tilsluttes i et punkt, hvor der også er elforbrug, skal der være en større sikkerhed. Ifølge elforsyningsloven (§ 27c) er der en naturlig prioritering af hensyn til 1) elforbrug, 2) decentral produktion og 3) central produktion. Forbrugerne skal altså have den samme (høje) forsyningssikkerhed, uanset om der er tilsluttet produktion i samme net eller afgang. Hidtil har den decentrale produktion medvirket til en øget forsyningssikkerhed i områder med en lille andel. I områder, hvor den lokale produktion overstiger forbruget, er forsyningssikkerheden forringet.

Der er ikke nogen ensartet praksis for den sikkerhed, som netudbygningen baseres på i de enkelte områder i Jylland og på Fyn. Ved hensyntagen til elforbrugerne regnes der normalt med, at en ledning skal kunne tages ud af drift (sikkerheden er n-1) eventuelt ved forudgående omkoblinger.

Netvirksomheden har pligt til at tilslutte decentral produktion. Producenten skal derimod ikke have n-1 sikkerhed for at kunne aflevere sin fulde produktion til nettet. Det er acceptabelt at reducere den decentrale produktion på tidspunkter, hvor net er ude til revision. Hvis produktionen skulle have sikkerhed, som forbrugerne har det, bliver der tale om meget store udbygninger i nettene og dermed store omkostninger.

Hensynet til elforbrugerne udløser n-1 dimensionering. Den kan i et vist omfang også omfatte de mindre produktionsanlæg, der måtte være i samme net, hvis det ikke er muligt at regulere effekten på dem.

Den sikkerhed, som elforbrugerne skal have som følge af den decentrale produktion og den, som producenterne skal have, har været til debat mellem systemansvaret og net- og transmissionsvirksomheder.

De nævnte betragtninger gælder allerede for dagens situation. Hvis der skal tilsluttes yderligere vindkraft, vil konsekvenserne tilsvarende blive større. Udskiftningsordningen (a) berører primært nettene under 100 kV, da de nye møller tilsluttes her.

Selv om der har været særlig fokus på 60 kV-nettet, gælder de samme betragtninger på de lavere spændingsniveauer. Der skal være en sammenhæng mellem dimensionering af 60 kV-nettene og 150 kV-nettet.



Krav til transmissionsnettet over 100 kV

Vindkraften på land sætter også krav til transmissionsnettet over 100 kV, fordi der i stadig stigende grad sker transport af effekt op i systemet. Det sker især i den nordvestlige del af Eltra's område, hvor vindkraften er stor og forbruget lille.

Det har allerede givet anledning til udskiftning af 150/60 kV-transformere, der er blevet for små. En øget vindkraftudbygning på land (op til 350 MW) vil formodentlig medføre, at flere transformere skal udskiftes.

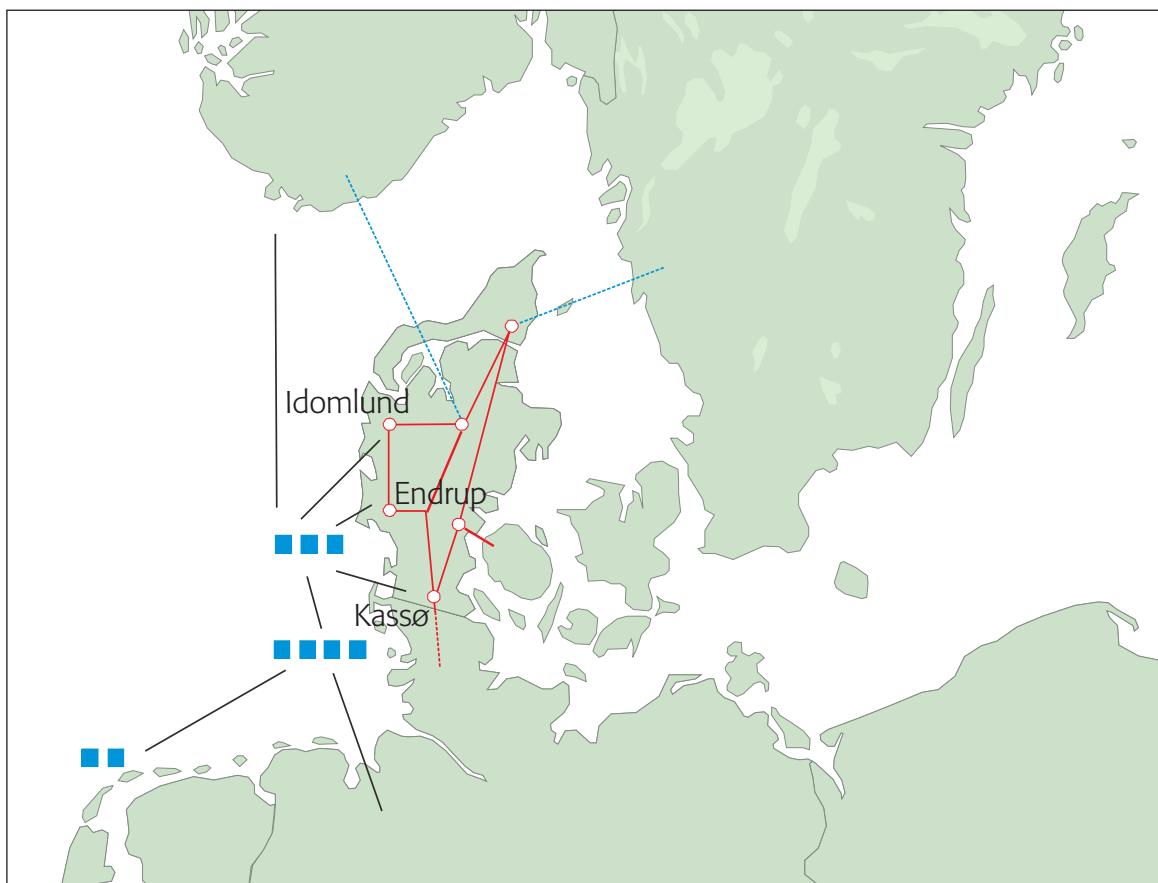
Belastning af transmissionsnettet til transport af el fra decentral produktion betyder, at der er mindre overføringskapacitet til rådighed for markedet. Dermed bliver der oftere flaskehalse i transmissionsnettet.

Ved samtidig udbygning af vindkraften på havet (b) vil denne blive tilsluttet direkte på transmissionsnettet. Hvis der installeres yderligere 360 MW ved Horns Rev, vil det kræve udbygning af offshorenettet i Nordsøen og af 400 kV-nettet på Vestkysten, jf. afsnittet "Eliminering af interne flaskehalse", side 57.

Hvis der ud over landmøller udbygges med f.eks. 900 MW havmøller ved Horns Rev (c), vil det kræve en større udbygning af et offshorenæt med flere tilslutningspunkter i land og med direkte forbindelse til flere 400 kV-indfødningspunkter, f.eks. både i Idomlund og Endrup eller i Kassø og Endrup afhængig af placeringen af de enkelte parksektioner.

Et vstdansk offshorenæt kan kombineres med nabo-områdernes behov og udbygges til et internationalt Nordsønet, **Figur 19**.

Figur 19 Muligt internationalt offshorenæt til opsamling af effekt fra havmøller.





Krav til forbindelser til nabo-områder

De store mængder vindkraft i forhold til områdets størrelse kræver forbindelser ud af området for at balancere elsystemet, medmindre der indbygges tilsvarende interne reguleringsmuligheder.

Uanset om vindkraften udbygges som landmøller eller havmøller, vil der være behov for adgang til regulerkraft fra udlandet, jf. afsnittet "Behov for op- og nedregulering", side 35, og eksport, jf. afsnittet "Resultater af referenceberegninger 2004-2013", side 16.

Ved stor udbygning af vindkraften (c) ser det ud til, at der skal ske en udbygning mod nabo-områderne, eller at vindkraften skal bringes til at deltage i effektreguleringen.

Systemplan 2003 viste et scenarie for 2012 med 2.500 MW vindkraft på land og 1.600 MW på havet. Dette forudsatte fuld fleksibilitet for decentrale kraftvarmeværker, herunder også mulighed for vandopvarmning med el. Det medførte også stor eksport til nabo-områderne.

Eltra's samarbejde med de systemansvarlige i nabo-områderne bør bygge på fuld ligeværdighed, det vil sige, at vores afhængighed af udenlandske interesser ikke bør være større end naboens afhængighed af os.

Vindkraften er i høj grad bestemmende for Jylland-Fyns afhængighed af udlandet.



Overholdelse af miljømål

De miljømål, der skal overholdes for produktionsapparatet, er typisk givet gennem en række kvoter.

Overholdelse af kvoter

Den danske el- og kraftvarmesektor er reguleret af kvoter for udledning af kuldioxid (CO_2), svovldioxid (SO_2) og kvælstofilter (NO_x). Danmark har gennem årene ofte været på forkant med nationale kvoter. De nationale kvoter er nu afløst af EU-regulering.

SO_2 er ikke længere et problem

Udledningen af SO_2 fra el- og kraftvarme-produktionen i Vestdanmark er blevet reduceret betragteligt de seneste 10 år. SO_2 -udledningen er reduceret med 96 %, fra ca. 105.500 ton i 1991 til ca. 3.880 ton i 2003. Kvoten for 2004 er på 20.400 ton SO_2 . Det kan derfor konkluderes, at SO_2 ikke længere udgør noget problem for el- og kraftvarmesektoren.

NO_x -udledningen

Udledningen af NO_x reguleres dels af en særlig kvotebekendtgørelse og dels med bekendtgørelsen om store fyringsanlæg. Kvoten for 2003 var på 16.000 ton, og den eksportkorrigerede udledning er opgjort til 16.100 ton NO_x .

Kvotebekendtgørelsen skal erstattes af en anden reguleringsmekanisme. I samme anledning bortfalder adgangen til at korrigere for eksport. Danmark er i internationale aftaler forpligtet til at nedbringe udledningen af NO_x betydeligt i 2010. Miljøstyrelsen har igangsat et særligt udvalgsarbejde for at finde metoder til indfrielse af målene.

Det er i den forbindelse værd at bemærke, at mens den danske CO_2 -udledning reduce-

res, når der afbrændes biomasse, så udleder biomasse mere NO_x end f.eks. naturgas. Bekendtgørelsen om store fyringsanlæg [Ref. 13], der også indeholder NO_x -emissionsgrænser, kan overholdes af de centrale kraftværker gennem installering af De NO_x -røgrænsning. Det er dog næppe realistisk at indfri målene for NO_x -udledning i 2010, hvis der ikke må korrigeres for eksport. Perioder med høje elpriser som følge af mangel på vandkraft vil udløse stor eksport til nabolandene. Der er dog ikke aftalt noget system for kvoteudveksling mellem producent og konsument.

CO_2 -kvoterne

Siden 2000 har el- og kraftvarmesektoren været pålagt nationale CO_2 -kvoter. Kvoten var i 2000 på 23 mio. ton og blev reduceret med 1 mio. ton årligt frem til 20 mio. ton i 2003. For 2004 er kvoten for CO_2 uændret 20 mio. ton. I perioden har kvoteoverskridelser medført bøde på 40 kr./ton CO_2 .

Fra 2005 til og med 2007 gælder EUs drivhusgaskvoter, her er bødeelementet på 40 EUR pr. overskredne ton CO_2 . Fra 2008 til og med 2012 gælder Kyoto-periode 1 med krav om 21 % reduktion af blandt andet CO_2 -udledningen i forhold til 1990-niveauet. Bødeelementet er i denne periode forhøjet til 100 EUR pr. overskredne ton.

Miljøministeriet har i marts 2004 fremlagt en national allokeringsplan for Danmark til indfrielse af EU-målsætningen [Ref. 12]. Allokeringsplanen betyder, at den samlede kvotetildeling er 14,8 % under, hvad den ville have været uden kvoter. Elsektoren kommer til at bære den største byrde, da øvrige sektorer er tildelt kvoter til uændret drift.

I kvotetildelingen er el og varme set samlet. Hidtil er CO_2 -udledningen kun blevet tillagt elproduktionen – nu er varmereproduktionen også omfattet. I 2003 er CO_2 -udledningen fra el- og varmereproduktionen opgjort til 28,1 mio. ton. Uden nye kvoter ville el og varme udlede 29,4 mio. ton om året i perioden 2005-2007. Kvotetildelingen



reducerer CO₂-udledningen for sektoren til 21,7 mio. ton om året i perioden 2005-2007. Da varmesiden er beskyttet mod prisstigninger, betyder det, at elproduktionen bliver belastet ekstra hårdt.

Eltra's fremskrivninger [Ref. 14] for perioden 2004-2013 viser, at hvis der i perioden kommer et lavprisforløb med rigelige mængder vandkraft, så er det realistisk at nå Kyoto-målet. Bliver der derimod et højprisforløb, vil det blive overordentligt svært at nå Kyoto-målet. Kyoto-målet er at reducere CO₂-udledningen med 21 % i forhold til 1990. For den vstdanske produktion af el og kraftvarme betyder det, at CO₂-udledningen i så fald skal reduceres til ca. 14 mio. ton i 2012.

I lavprisforløbet er CO₂-udledningen beregnet til 8,6 mio. ton og i højprisforløbet til 17,9 mio. ton. Det betyder, at der i højprisforløbet vil mangle ca. 4 mio. ton CO₂. Hvis el- og kraftvarmesektoren selv skal løse den opgave, betyder det, at ca. 4,7 TWh årlig elproduktion skal omstilles til at komme fra CO₂-neutrale energikilder som vind, biobrændsler og sol m.v. Der vil blive et skønnet behov for at omstille/erstatte f.eks. ca. 900 MW kulkraft til CO₂-neutral produktion. Omstilling fra kul til naturgas kan reducere CO₂-udledningen, men ikke fjerne den.

Da et stort bidrag til den vstdanske CO₂-udledning skyldes eksport af el til nabolandene, vil handel med eller udveksling af drivhusgaskvoter kunne løse problemet med den manglende indfrielse af Kyoto-målet.

Handel med drivhusgaskvoter

EU har aftalt at igangsætte et system for handel med drivhusgaskvoter i perioden 2005-2007. Fra 2008 til 2012 åbnes der for handel med drivhusgaskvoter imellem alle lande, der er omfattet af Kyoto-aftalen. Det forventes, at en Kyoto-periode 2-aftale for perioden 2013 til 2017 også vil indeholde aftaler om handel med kvoter. Det er dog værd at understrege, at der i Kyoto-periode 2 gælder, at eventuelle manglende

opfyldelse af reduktion i CO₂ fra Kyoto-periode 1 skal indfries i Kyoto-periode 2 med en faktor 1,3 ud over de nye reduktionsmål, der måtte blive aftalt.

Kvoter for CO₂-udledning vil for producenter af f.eks. el og kraftvarme betyde, at enten tilpasser man produktionen til kvoten, eller også tilkøber man ekstra kvoter og giver dermed mulighed for at opretholde eller udvide produktionen. Kvoter kan købes af flere kanaler. Virksomheden kan købe kvoter fra andre virksomheder, der har uudnyttede kvoter, gennem handelssystemet og til en markedsbaseret pris. Alle kvoter er fuldt omsættelige mellem EU-lande. Der er en uafsluttet debat om, hvorvidt kvoter skal være frit omsættelige mellem alle Kyoto-lande. En virksomhed kan desuden opnå drivhusgaskvoter gennem investeringer i CO₂-nedbringelse i andre lande. Sker investeringen i f.eks. Østeuropa, vil det udløse JI-kvoter. Sker investeringen i et uland, udløser det CDM-kvoter. Disse kvoter vil kunne omsættes til EU-konvertible kvoter og derefter handles frit.

Under alle omstændigheder vil der blive en markedspris på kvoterne. Store mængder kvoter vil give lave priser og omvendt. Rusland råder over betydeligt kvoteoverskud som følge af sovjetindustriens kollaps. Derfor er en russisk deltagelse i Kyoto-aftalen af stor betydning for prisdannelsen på drivhusgaskvoter.

Kvotesystemet og prissætningen i markedet har til formål at fremme produktion med lavest mulig CO₂-udledning. Bliver kvoteprisen meget høj, vil det gøre forskellige vedvarende energiteknologier konkurrencedygtige og medføre udfasning af ældre teknologier, der bygger på anvendelse af fossile brændsler.

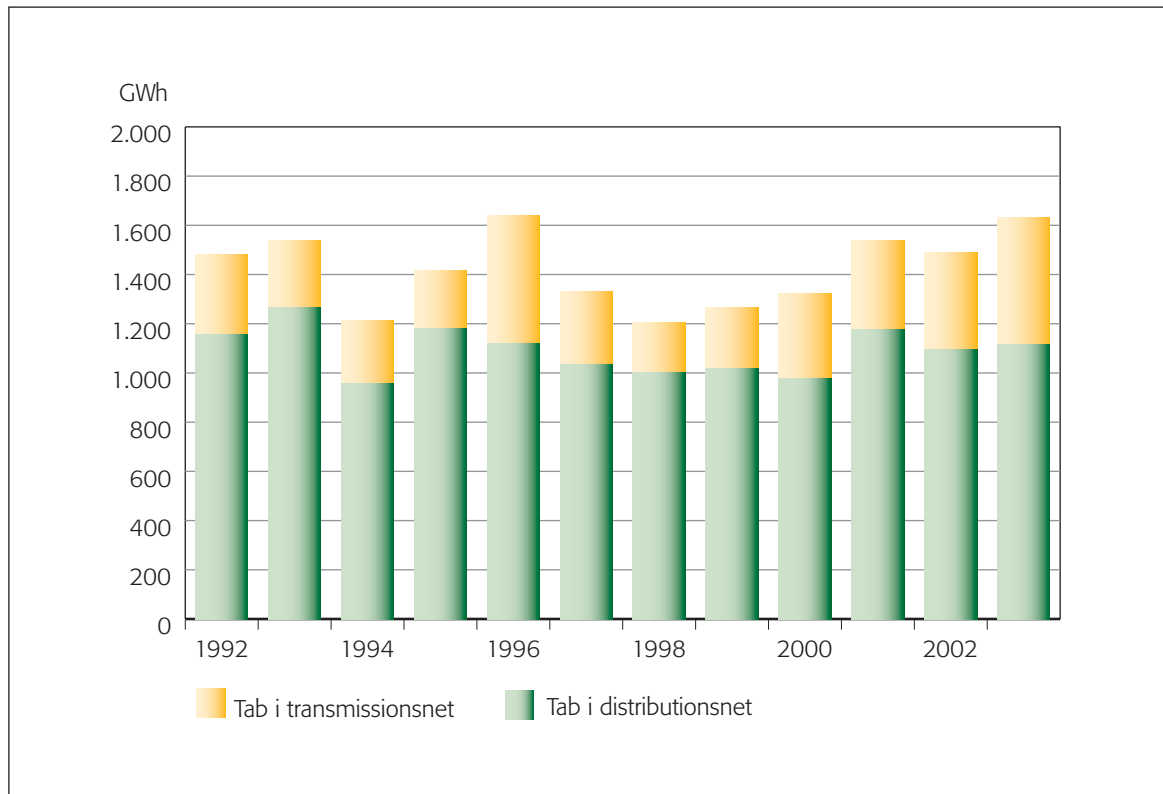
Nettets bidrag

Transmissionsnet og distributionsnet spiller også en rolle i overholdelse af kvoter for området, især CO₂-kvoterne.

Traditionelt har netudbygninger ført til mindre tab og dermed bidraget til at redu-



Figur 20 Tabene i transmissions- og distributionsnet fra 1992-2003.



cere CO₂-emissionen. Det har været gældende i en tid, hvor nettet blev bygget ud af hensyn til forbruget, og hvor den decentrale produktion var marginal og dermed kunne bidrage til mindre transporter.

Nu udbygges nettene typisk af hensyn til at optage den decentrale produktion. De store mængder har medført en systematisk overproduktion af el og ført til større transporter.

Tabene i nettet var 1.513 GWh i 2003, jf. **Figur 20**. De er fordelt på 513 GWh i transmissionsnettet og 1.000 GWh i distributionsnettene. CO₂-emissionen svarende til det totale tab udgør ca. 1 mio. ton CO₂.

På transmissionsnettet er tabene primært bestemt af udvekslinger mod nabo-områderne. På distributionsnettet har tabene de seneste år haft en svagt faldende tendens, selv om disse net er blevet udbygget markant.

De nye produktionsteknologier

Af afsnittet "Overholdelse af kvoter", side 45, fremgår det, at det i et højprisforløb kan være vanskeligt at overholde Kyoto-målene for CO₂-udledning.

Eltra forventer, at centrale enheder efterhånden udfases, og der vil ske en yderligere decentralisering i forhold til det, vi allerede kender. Hastigheden og mængden vil afhænge af de økonomiske rammer.

De produktionsteknologier, der især forventes at få en større markedsindtrængning frem mod 2012 – og dermed være i elsystemet i Kyoto-periode 2 (2013-2017) – er især solceller, biogasanlæg og brændselsceller. Udbredelsen af disse produktionsteknologier er helt afhængige af de økonomiske rammer i form af afgiftsfritagelser og eventuelle subsidieordninger.



Under forudsætning af, at teknologiernes indtrængen er bestemt af markedsmekanismerne, er der her givet et bud på de potentialer, de nævnte teknologier repræsenterer i perioden 2012-2017. De repræsenterer en samlet stigning på 600-700 MW i produktionskapacitet.

Solceller

EU-Kommissionen forudser i ATLAS-rapporten fra 1997 [Ref. 11], at produktionsprisen for el fra solceller kan komme ned på 0,15 EUR/kWh i 2010. Til sammenligning er EUs mål i den 6. rammeplan <0,1 EUR/kWh i 2015.

I Jylland-Fyn-området er der i 2003 installeret ca. 1,5 MW_{effekt} solceller. Erfaringer fra Sol300- og Sol1000-projekterne har godtgjort, at den årlige produktion fra solceller i Vestdanmark er på ca. 800 kWh pr. kW installeret. Den samlede elproduktion fra solceller var omkring 1.200 MWh i 2003.

På basis af måleresultaterne fra Sol300-projektet er Eltra nu i stand til at fremstille tidsserier på kvarters- eller timebasis for produktionen fra forskellige udbygninger med solceller i det jysk-fynske område, se afsnittet "Kyoto-periode 2 2013-2017", side 51.

I Vestdanmark er kun et enkelt solcelleanlæg på 80 kW_{peak} tilsluttet på vilkår, som registrerer elproduktionen. I Eltra's Miljøplan 2004 optræder elektricitet produceret ved solceller kun med 57 MWh. Resten af elproduktionen foregår på små anlæg, der er tilsluttet efter vilkår om nettomålingsordningen. Den omfatter solcelleanlæg på højst 6 kW og er hjemlet i lovekendtgørelse 689 af den 17. september 1998, bekendtgørelse af lov om afgift af elektricitet. Disse små anlægs produktion registreres ikke og må derfor beregnes ved skøn.

Nettomålingsordningen giver en god besparelse for husstanden. Hver kWh, elmåleren løber baglæns, betyder, at man sparer købet af en kWh inklusive alle afgifter. Har man et større solcelleanlæg og ønsker at producere el til nettet, er der et pristillæg på 17 øre/kWh [Ref. 15].

Der findes ikke længere statslig tilskudsordning for opsætning af solcelleanlæg i private husstande. Små og mellemstore virksomheder kan fortsat modtage 40 % af tilskudsgrundlaget for et solcelleanlæg [Ref. 16].

Udfordringen i de kommende år er at få prisen på selve solcelleanlægget reduceret og få udviklet fleksible elementer, der kan indpasses i arkitekturen. Kommer prisen for solceller ned på de ca. 75 øre/kWh, som EU forventer, og fortsætter nettomålingsordningen for mindre anlæg ud over 2007, der er den nuværende ordnings løbetid, så er det vurderingen, at der kan blive opsat ganske mange solcelleanlæg på private husstande.

Omkring 2012 forventer Eltra, at der er opsat 100 MW ekstra solcellekapacitet i forhold til 2003.

Mikrokraftvarme på basis af motoranlæg

I rapporteringen "Afprøvning af mikrokraftvarmeanlæg" [Ref. 19] er der redegjort for det teoretiske potentiale for mikrokraftvarme, **Figur 21**.

I rapporten er der desuden en længere udredning om afgiftsfrigørelse og afgiftsforhold. Det kan herudfra konkluderes, at de ydre rammer på nuværende tidspunkt er sådan, at der ikke kommer nogen stor udbredelse.

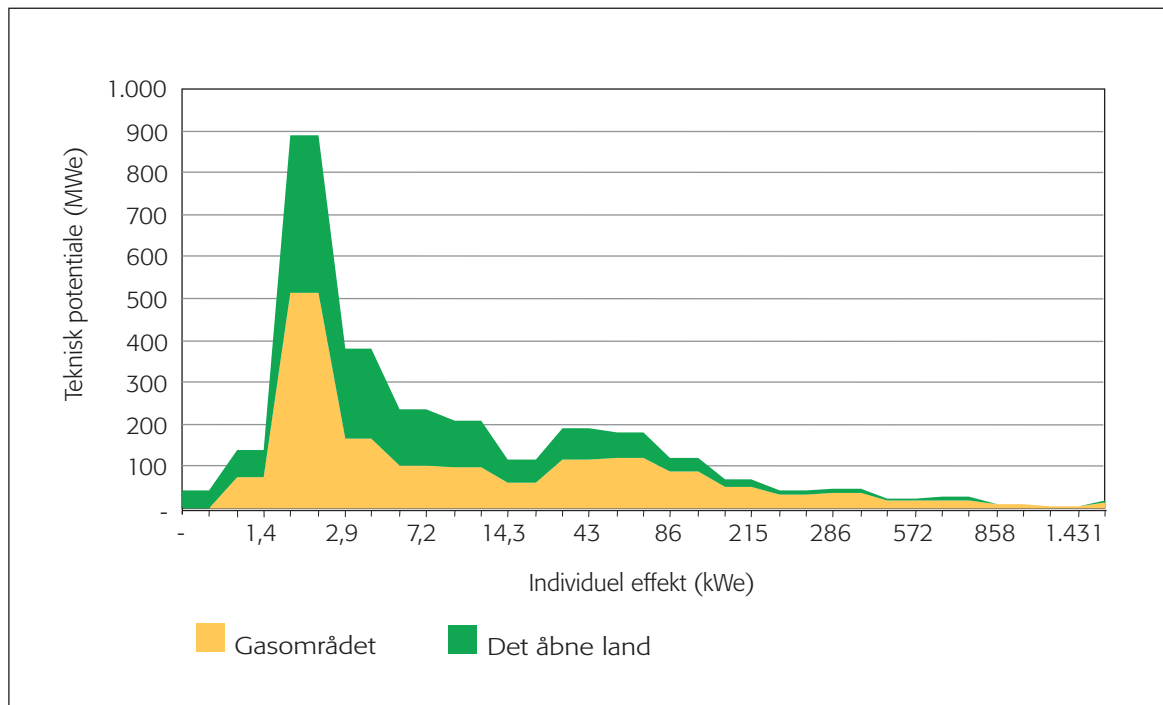
Afgørende for udbredelsen er endvidere anskaffelsesprisen. Prisen for de motoranlæg, der indgik i den nævnte afprøvning, lå på 80.000-90.000 kr. for et anlæg på ca. 5 kW. Der er ikke udsigt til, at et motorbaseret mikrokraftvarmeanlæg kan komme væsentlig ned i pris, da de motorer, der anvendes, allerede er kommercielle.

Mikrokraftvarme på basis af brændselsceller

Det er på nuværende tidspunkt muligt at købe brændselscelleanlæg på kommerciel basis, men pris og rådighed forhindrer på nuværende tidspunkt en større markedsindtrængen. Antallet af demoanlæg og afprøvninger af brændselscellebaserede an-



Figur 21 Det tekniske potentiale for mikrokraftvarme fordelt på anlægsstørrelse.



læg er imidlertid stærkt stigende. Det gælder både anlæg i størrelsesorden 1-5 kW samt 200-300 kW.

For SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) og PEM (Proton Exchange Membrane), som de systemansvarlige støtter udviklingen af, er der potentiale for en markant prisreduktion ved masseproduktion.

EUs mål for prisreduktion kan fortolkes sådan, at SOFC-anlæg skal ned under 1.000 EUR/kW med en holdbarhed over 40.000 timer (uden nævneværdig degradering). For PEM-anlæg vurderes, at prisen skal ned under 100 EUR/kW for stationære anlæg ved en holdbarhed større end 30.000 timer. EU forventer, at disse mål kan nås inden for en 15-20-års-periode.

En forklaring på den forventede prisforskel er virkningsgraden, der nok vil være lidt lavere for PEM-anlæg.

Anskaffelsesprisen på et mikrokraftvarmeanlæg baseret på PEM-brændselsceller forventes at komme væsentligt under 10.000

kr. Med passende ydre rammer forventes det at tilgangen af mikrokraftvarmeanlæg kan blive op til 400 MW installeret effekt.

Spildvarmetemperaturen ved PEM-anlæg er fra 60 °C op til måske 120 °C. PEM-anlæg har derfor et potentiale som "husanlæg" og f.eks. til svømmebade, der bare skal have lunet vandet lidt. SOFC-anlæg har både potentiale som "husanlæg" og til industrielt brug, da der kan udtages varme op til 400-500 °C.

Som det ses af **Figur 21**, er potentialet for installation af anlæg større end 100 kW ikke så højt. Det vurderes, at de eksisterende industrielle gasfyrede anlæg i takt med opbrugt levetid kunne blive erstattet med brændselsceller. Eksisterende industrielle gasfyrede anlæg under 2 MW udgør godt 50 MW samlet effekt. Det vurderes, at der ikke vil komme nævneværdig tilgang af ny el-produktionskapacitet på dette område.

Biogasanlæg

Energistyrelsen har tidligere opgjort potentialet til 40 PJ/år, endda med mulighed for



at blive endnu større, hvis overskudshalm og særlige energiafgrøder også indgår. Udnyttelsen i 2002 var 3,3 PJ.

I energiforliget af 29. marts 2004 er aftalt nye afregningsregler for biogas over en 2 x 10-årig-periode med et samtidigt loft over støtten, der er begrænset til 8 PJ for eksisterende og nye anlæg tilsluttet nettet inden 2008. Det svarer til en fordobling af den nuværende kapacitet, der i Eltra's område er på 59 MW.

Hvis de ydre rammer for biogasanlæg også efter 2008 er gunstige, er det Eltra's vurdering, at den samlede udnyttelse af biogas-potentialet endnu engang kunne fordobles til en installeret effekt på ca. 200 MW.

Energilagre i elsystemet

I Eltra's område er den installerede produktionskapacitet dobbelt så stor som det maksimale forbrug. Det kan føre til, at produktionen reguleres eller til, at der installeres ellagre i systemet. I et elsystem som det vestdanske kan det blive aktuelt at installere hurtigregulerende ellagre, når det bliver samfundsøkonomisk attraktivt. På nuværende tidspunkt er det samfundsøkonomisk rigtigt at lukke ned for den ikke-efterspurgte elproduktion.

Det afgørende ved et energilager er virkningsgraden ved konverteringen. Desuden skal der være en billig lagring og en hurtig reaktionstid. Der er en række teknologier til rådighed, som har forskellige karakteristika.

Energien kan lagres ved at anvende el til opvarmning af vand. Et sådant lager er velegnet i forbindelse med fjernvarmeforsyning. Det er en billig teknologi med stort anvendelsespotentiale. Til gengæld kan der ikke genereres ny el fra varmelageret.

Decentrale kraftvarmeværker kan udstyres med "sommerekøling", hvorved det er muligt at lade dem køre for udelukkende at fremstille el. Sammen med en akkumulerings-tank med elpatron har man et energilager-system med fleksible reguleringsmuligheder.

Batteriteknologien udvikles hele tiden, og der er nye batterier med lavt tab på vej. Her skal elsystemets vekselstrøm omsættes til jævnstrøm ved opladning og modsat ved afladning. Et batterilager er dyrt i etableringsfasen, men har fornemme egenskaber i relation til regulering.

Et lager med komprimeret luft kan etableres ved en salthorst, hvor kompressorer fylder en kaverne i salthorsten med luft. Luften anvendes så efterfølgende i en gasturbine med begrænset naturgasforbrug. Lageret er dyrt at etablere, men har stort potentiale og fornemme reguleringssegenskaber.

Brændselscellelager er en lovende teknologi, hvor de mest avancerede er reversible og kan anvendes til at lagre el gennem omsætning til et andet medie (f.eks. brint). Når brinten tilføres brændselscellerne igen, genereres elektricitet.

Eltra vurderede i Systemplan 2001 økonomien i et ellager baseret på en reversibel brændselscelle i form af en elektrolyt. Vurderingen dengang var, at økonomien ikke var tilstrækkelig god.

I 2012-2017 må der forventes at være et eller flere nettilsluttede energilagre med gode reguleringssevner i Jylland og på Fyn.

Energilagre i elsystemet er ikke et kerneområde for de systemansvarlige virksomheder. Etablering og drift af energilagre vil være et forretningsområde for de kommercielle aktører. De teknologier, der bliver valgt, vil være dem, der er billigst og har størst virkningsgrad og fleksibilitet.

Brint som energibærer i elforsyningen

Brint som energibærer har stor opmærksomhed i disse år. De potentielle anvendelser af brint i elforsyningen er 1) brændstof til brændselsceller og 2) energilagring til regulering.

Der er behov for regulerkraft til udligning af ubalancer. Det maksimale regulerkraft-behov i 2012 er angivet med ca. 2.100 MW opregulering, henholdsvis ca. 1.400 MW nedregulering. Specielt i nedregulerings-



situationen kunne man forestille sig, at idriftværende vindmøller kobler om til elektrolyse og producerer brint. Det antal timer, hvor denne situation forekommer, er formentlig for få til at kunne finansiere de nødvendige installationer. Der er igangsat foreløbige analyser, der skal belyse økonomien heri.

Som brændstof i brændselsceller vil brint nok have lange udsigter. På kort sigt må brændselsceller påregnes drevet med naturgas.

I et samarbejde mellem Ministeriet for Videnskab, Teknologi og Udvikling, Energi-styrelsen og de systemansvarlige Gastra og Elkraft har Eltra igangsat forberedelsen af en strategi for F&U på brintområdet. Med strategien skal der skabes et grundlag for udvikling af brint som energibærer i Danmark. Når de tekniske potentialer er klarlagt, skal der gennemføres analyser af den rolle, som de enkelte energikilder og brint kan spille i fremtidens energianvendelse og specielt i elsystemet.

I analysen skal "brintlager-teknologier" indgå sammen med andre lagerteknologier. Her er det nødvendigt at forholde sig til, om biomasser, brint m.v. primært skal anvendes til produktion af el og varme, eller de i fremtiden skal indsættes i fremstillingen af alternative brændstoffer til transportsektoren. En samlet vurdering af samfundsøkonomiske og miljømæssige forhold bør medtages.

EU vurderer, at der i 2010 vil være lokal-områder med brinttankstationer til transportformål, hvor brinten er produceret ved elektrolyse henholdsvis ved reformering af naturgas. I 2020 vil der ifølge EU desuden være en mere udbredt brintproduktion fra fossile kilder med samtidig CO₂-depone-ring. Der vil desuden være opbygget lokale distributionsnet, hvor brinten produceres fra fornybare kilder, herunder biomasse [Ref. 17].

Kyoto-periode 2, 2013-2017

Der er lavet et sæt analyser for 2015, som

er et repræsentativt år for Kyoto-periode 2 (2013-2017). Formålet med denne "pilot-analyse" er at analysere, hvilken virkning de kommende produktionsteknologier har på emissionerne.

Det er forudsat, at nedbringelse af CO₂-emissionerne stadig står højt på dagsordenen. Dette er afspejlet i en højere CO₂-pris, nemlig 150 kr./ton CO₂ i stedet for 50 kr./ton CO₂ som i referenceberegningerne fra 2004-2013. Det ses i afsnittet "Overholdelse af kvoter", side 45, at det er vanskeligt at nå Kyoto-målene i et forløb med høje elpriser og deraf følgende stor eksport. Den højere CO₂-pris får en afsmittende virkning på elprisen, der i højprisforløbet efter 2012 er sat til 340 kr./MWh i stedet for 300 kr./MWh.

Der er analyseret tre eksempler. Elforbruget er i alle tre eksempler 21,5 TWh. I alle tre eksempler er det forudsat, at havmøllekapaciteten er udbygget til 1.000 MW, og at vindmøllekapaciteten på land er 2.400 MW. Denne vindkraft giver i alt en produktion på 10,3 TWh i et gennemsnitligt vindår.

I eksempel 1 er de kulfyrede kraftværker bibeholdt som en videreførelse af referenceberegningerne for 2004-2013.

I eksempel 2 er forudsat installeret 100 MW solceller og i alt 200 MW små biogasfyrede og 400 MW små biomassefyrede kraftvarmeenheder, der erstatter små naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker. Dette giver mulighed for lokal forsyning af biomasse. De store kulfyrede centrale kraftvarmeværker er bibeholdt. Solcellernes produktion er simuleret ved hjælp af nyudviklede tidsserier ligesom vindproduktionen.

Eksempel 3 er som eksempel 2, men der er forudsat fire naturgasfyrede kombianlæg hver på 300 MW, der erstatter de ældste kulfyrede kraftværker.

Der er ikke her regnet med energilagere, da disse blot vil flytte energiforbruget og ikke mindske brændselsforbruget og dermed CO₂-emissionen. De vil til gengæld være af betydning for regulerkraftbehovet.



Tabel 6 Resultater fra analyser for 2015.

		Eksempel 1	Eksempel 2	Eksempel 3
Analyser 2015		Reference	Eksempel 1 + 100 MW sol + 600 MW bio	Eksempel 2 + 1.200 MW naturgasfyret
Vindproduktion	(TWh)	10,3	10,3	10,3
Elproduktion, solceller	(TWh)	0	0,08	0,08
Øvrig elproduktion	(TWh)	24,1	23,9	23,0
Eksport til Tyskland	(TWh)	5,7	5,6	5,6
Eksport via Nord Pool	(TWh)	8,2	8,2	7,9
Import til Tyskland	(TWh)	2,7	2,7	2,7
Import via Nord Pool	(TWh)	2,0	1,9	2,4
Nettoeksport	(TWh)	9,2	9,2	8,4
CO ₂ -emission	(mio. ton)	17,30	16,07	11,90
Kul, central	(PJ)	130,25	131,14	53,36
Naturgas, central	(PJ)	23,89	23,91	77,11
Naturgas, decentral	(PJ)	49,37	27,08	27,07
Bio, decentral	(PJ)	4,17	26,02	26,02

Resultater af pilotanalysen

I **Tabel 6** ses de vigtigste analyseresultater for 2015.

I afsnittet "Overholdelse af kvoter", side 45, ses, at CO₂-udledningen fra produktion af el og kraftvarme i 2012 skal begrænses til ca. 14 mio. ton for Jylland og Fyn.

Eksempel 1 med uændret produktionsapparat giver en nettoeksport på 9,2 TWh og en CO₂-udledning på 17,3 mio. ton.

I eksempel 2 giver de 100 MW solceller kun et mindre bidrag til elproduktionen, da solceller har en lille benyttelsestid sammenlignet med anden produktionsteknologi.

De 600 MW biomassefyrede små kraftvarmeværker går ind og erstatter naturgasfyrede kraftvarmeværker. Nettoeksporten ændres ikke, men CO₂-udledningen falder med 1,2 mio. ton, da naturgasforbruget på de decentrale værker falder med ca. 22 PJ. I eksempel 3 falder nettoeksporten med 0,8 TWh i forhold til eksemplerne 1 og 2. Kulforbruget på de centrale værker falder med ca. 78 PJ i forhold til eksemplerne 1 og 2, mens naturgasforbruget på de centrale

værker stiger med 53 PJ, idet virkningsgraden på et moderne naturgasfyret kombianlæg [Ref. 2] er en del højere end på de kulfyrede enheder, de erstatter.

Et par vigtige konklusioner

Solceller og biomassefyrede anlæg mindsker CO₂-udledningen, men skal anvendes i meget stor skala, hvis CO₂-udledningen skal begrænses effektivt.

Naturgasfyrede anlæg, der erstatter kulfyrede enheder, bidrager i højere grad til at mindske CO₂-emissionerne.

Naturgassen udgør allerede en betragtelig del af brændselsforsyningen til el- og kraftvarmeproduktionen i Jylland og på Fyn.

På sigt skal naturgassen antagelig importeres, og det er usikkert, hvorvidt der er sikre naturgasforsyninger om ti år og videre fremad, se afsnittet "Brændselsforsyning", side 30.

For at kunne give et mere sikkert bud på indpasningen af nye teknologier og Kyotoperiode 2 vil Eltra gennemføre mere detaljerede analyser for de enkelte teknologier.

Transmissionskapacitet



I løbet af oktober 2004 færdiggør Eltra 400 kV-projektet mellem Århus og Aalborg. Det betyder en væsentlig forøgelse af driftssikkerheden i Eltra's område og af handelskapaciteten til Norge og Sverige.

Handelskapaciteter

I Anlægsplan 2003 er der medtaget yderligere projekter til at reducere de interne flaskehalse i Jylland og på Fyn og dermed øge kapaciteten på forbindelserne til nabo-områderne:

- Der sker i 2005 en opgradering af 150 kV-forbindelsen Tange-Trige, så det såkaldte snit B ikke længere er begrænsende i daglig drift for kapaciteten mod Norge.
- I 2005 idriftsættes den renoverede Konti-Skan 1. Samtidig sættes der top på 400 kV-forbindelsen Vendsysselværket-Vester Hassing, hvorved der etableres to 400 kV-systemer på strækningen.

Under normale omstændigheder er der fra 2005 ingen begrænsninger fra det interne jysk-fynske net på handelskapaciteten til Norge og Sverige.

Tilslutningspunktet i Sverige for Konti-Skan 1 flyttes fra Stenkullen til Lindome. I vinteren 2003/2004 har der været netbegrænsninger i Sverige for Konti-Skan 2.

Efter ombygning af Konti-Skan 1 vil der være de samme begrænsninger for Konti-Skan 1. Det er på nuværende tidspunkt usikkert, hvor store de er, og hvornår de vil være elimineret.

- Der sker en opskrivning af 150 kV-kablerne på strækningen Abildskov-Sønderborg og på strækningen Skærbækværket-Tyrstrup, så de ikke længere er begræn-

sende for især de nordgående transporter på Tysklandsgrænsen.

Analysen af den termiske kapacitet tyder på, at handelskapaciteten med de besluttede netudbygninger i Eltra's område kan øges med 200-300 MW i sydgående retning. Her vil begrænsninger i det tyske net være afgørende for, om en forøgelse kan realiseres.

Analysen af stabilitetsgrænsen tyder på, at der ikke vil opstå stabilitetsproblemer ved en forøgelse som nævnt.

Tilsvarende analyser af forøgelse af kapaciteten i nordgående retning pågår.

Fra 2007/2008, når 400 kV-nettet fra Kassø-Revsing er ombygget, øges kapaciteten yderligere.

Vindkraften i Tyskland

Tyskland er et af de lande, der har haft den største udbygning med vindkraft. I 2004 var der 14.609 MW fordelt over delstaterne. En væsentlig del af denne vindkraft ligger i Slesvig Holsten og Niedersachsen – nemlig 5.996 MW.

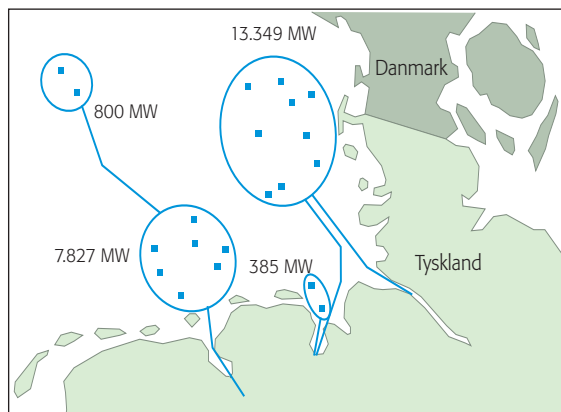
Vindkraften i Nordtyskland har væsentlig betydning for den handelskapacitet, der er på grænsen mellem Vestdanmark og Tyskland.

Ud over de nævnte landmøller er der i Tyskland planer om at udbygge med op til 3.000 MW havmøller frem mod 2010. Møllerne vil først og fremmest blive opstillet ud for Nordsø-kysten, **Figur 22**. I 2015 regnes der med, at havmølleudbygningen langs Nordsø-kysten har nået 15.000 MW.

Den stigende mængde vindkraft i Nordtyskland er medvirkende til, at kapaciteten på den dansk-tyske grænse oftere reduceres i sydgående retning. Den kan i værste fald blive reduceret til nogle få hundrede MW.

Udbygning af kapaciteten på den dansk-tyske grænse er et væsentligt indsatsområde i de kommende år.

Figur 22 Langsigtede tyske planer om havmøller i Nordsøen.



Den europæiske vinkel

EU-Kommissionen har udarbejdet et direktivforslag med nye virkemidler til forbedring af forsyningssikkerheden for elforsyningen og infrastrukturinvesteringer. Kommissionen vil fremme etableringen af 750 kraftværker, svarende til 300.000 MW_{effekt} inden 2020, og udbygge 29 konkrete samkøringsforbindelser landene imellem. Formålet er at forbedre forsyningssikkerheden for el i EU.

I Vestdanmark er der fremhævet og prioriteret fire strækninger: Hamborg-Audorf-Flensborg-Kassø, Kassø-Revsing-Tjele, Vester Hassing-Trige og Skagerrak 4. Tysklandsforbindelsen er i TEN-arbejdet klassificeret på listen over de vigtigste strækninger [Ref. 23].

Direktivforslaget blev godkendt af Kommissionen den 10. december 2003 og har været til høring i Danmark i januar 2004. Eltra har i den forbindelse anført, at det ikke er nok med en styrkelse af det vertikale pres fra en myndighed på TSO'en for at fremme udbygningen af samkøringsforbindelser. Der er brug for virkemidler til styrkelse af det horisontale samarbejde mellem TSO'erne og mellem myndighederne. Som eksempel kan nævnes, at Tysklandsforbindelsen ikke bliver forstærket, medmindre myndigheder og systemansvar på begge sider af grænsen er enige om at prioritere projektet højt.

De udvalgte samkøringsforbindelser stammer fra EUs TEN-arbejde, der senest er blevet bekræftet gennem "Forslag til Europa-Parlaments beslutning om retningsforbindelser for de transeuropæiske net på energiområdet" fra den 10. februar 2004.

Flaskehalsindtægter

En ny EU-forordning om "betingelser for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende eludveksling" handler blandt andet om anvendelse af indtægter fra flaskehalse på samkøringslinjerne for el mellem EU-medlemslandene. EU-forordningen anbefaler, at flaskehalsindtægter skal gå til at forbedre kapaciteten på samkøringsforbindelserne gennem følgende anvendelser:

- Sikring af, at den tildelte kapacitet står til rådighed (f.eks. gennem modkøbsforretninger).
- Netinvesteringer, der bevarer eller forøger samkøringslinjens kapacitet.
- Som en indtægt, der skal tages i betragtning af de regulerende myndigheder, når de skal godkende metoden for beregning af nettariffer og/eller, om tarifferne bør ændres.

Eltra lægger vægt på, at flaskehalsindtægterne anvendes effektivt til at reducere flaskehalsene, herunder til udbygning af nettet.

Balance mellem handelskapacitet mod Tyskland og mod Skandinavien

Forholdet mellem elforbrugets størrelse og produktionskapaciteten er gunstigt i Vestdanmark, da der næsten altid kan produceres mere energi i området, end der forbruges.

Valg af udbygningsstrategi på forbindelser til nabo-områder indebærer en prioritering mellem de to forskellige mål – optimal udbygning med fuld konkurrence og udbygning som værn mod markedsmagt.



Optimal udbygning med fuld konkurrence

Udgangspunktet for markedsdesignet er, at der er konkurrence inden for Vestdanmark.

Principielt sikres den positive balance for produktionskapacitet, fordi udbuddet i markedet fra indenlandske producenter vil være større end forbruget i perioder, hvor elprisniveauet i Nordeuropa generelt ligger højt. Hermed menes, at priserne er klart højere end marginalomkostningerne på vstdanske produktionsanlæg.

Hvis ét af nabo-områderne (enten Tyskland eller Skandinavien) desuden er klart prisførende, vil energien skulle flyde mod dette område. Det vil ske i form af transit fra det andet af vore nabo-områder og i form af overproduktion jævnført med forbruget i Vestdanmark.

Meget høje priser i ét område vil typisk være en konsekvens af regional energi- eller effektknaphed.

Hvis Eltra's overføringskapacitet (handelskapacitet) mod Skandinavien og mod Tyskland er nogenlunde ens, vil man med de beskrevne pris- og flow-forhold se, at ledningerne mod højprisområdet fuldstændt før overføringsforbindelserne mod det andet nabo-område. Det er en simpel matematisk nødvendighed. Flaskehalsen afkobler derved prisen i Vestdanmark fra højprisområdet. Hvis prisdannelsen er korrekt svarende til et marked i ligevægt, vil prisen i Vestdanmark følge prisen i det nabo-område, som ikke er øjeblikkets højprisområde.

- Hvis der er nogenlunde balance mellem overføringsmulighederne mod nord og mod syd, er Vestdanmark derfor beskyttet mod forsyningskriser og ekstreme prisforhold, der alene har ophav i et nabo-område.
- Analogt vil man se, at et Vestdanmark med balancerede overføringsmuligheder markeds-mæssigt vil blive afskærmet mod et nabo-område, hvor der opstår "overløb" og meget lave priser, forudsat kilden til overløbet lokaliseres til en nabo, og for-

udsat at prisniveauet i Nordeuropa generelt er lavere end danske marginalomkostninger for ikke-bunden elproduktion.

Når det generelle prisniveau ligger i omegnen af danske marginalomkostninger, kan man, og bør man ikke kunne forudsige flaskehalsens beliggenhed uden detaljerede iagttagelser med hensyn til den interne produktionsoptimering.

"Balanceret overføringskapacitet mod nord og syd" kan sikre et ideelt samspil mellem transit og indenlandsk forsyning.

Udbygning som værn mod markedsmagt

Når den vstdanske markedsplads *ikke* styres af konkurrence, men derimod domineres af enkelte aktører med markedsmagt, ser man det modsatte resultat: Forsyningskriser og ekstreme prisforhold overføres til Eltra's område, uanset hvor og hos hvilken nabo-krisen har sit ophav. Forbrugerne i Vestdanmark oplever en stor risiko for, at engrosprisen på el nøje følger prisen i det nabo-område, hvor prisen er højest – og det uanset, hvor høj prisen bliver. Eltra's erfaringer dokumenterer, at denne mekanisme fungerer.

Alternativet til en konkurrenceretslig indgriben vil her være: *Den størst mulige udbygning mod nabo-området med bedst konkurrence og markedsfunktionalitet, det vil i øjeblikket sige Norden.*

Infrastrukturen frem mod 2010

Som en del af energiforliget skal der udarbejdes en national handlingsplan for den fremtidige infrastruktur frem mod 2010 med sigte på øget forsyningssikkerhed, et velfungerende marked og indpasning af vedvarende energi.

Handlingsplanen omfatter blandt andet større, nye transmissionsforbindelser i Danmark og forstærkning og nyanlæg af udlandsforbindelser. Arbejdet skal gennemføres, så økonomi- og erhvervsministeren kan fremlægge planen til politisk drøftelse den 1. marts 2005.



Med den politiske aftale og den lovændring, som Folketinget har besluttet, er det nu blevet muligt at udbygge nettet af andre hensyn end tidligere, hvor det alene var den interne forsyningssikkerhed i området, der var grundlaget. Lovformuleringen er herefter:

§ 21, stk. 1, 2. pkt.:

»Meddelelse af tilladelse er betinget af, at ansøgeren kan dokumentere, at der er tilstrækkeligt behov for udbygningen, herunder at udbygningen sker med sigte på øget forsyningssikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelsen af velfungerende konkurrencemarkeder og vedvarende energi, eller hvis det ansøgte projekt er en udmøntning af et pålæg i medfør af § 21, stk. 3 eller 4.«

En elektrisk Storebæltsforbindelse?

I slutningen af 2003 udarbejdede Energi-styrelsen en udredning om en elektrisk forbindelse over Storebælt [Ref. 21].

De systemansvarlige har bidraget til rapporten ved analyser af den samfundsøkonomiske lønsomhed af en forbindelse. Analyserne er baseret på de samme forudsætninger, som indgår i Nordels Prioriterede snit [Ref. 22].

Den overordnede konklusion er, at en forbindelse over Storebælt på f.eks. 600 MW isoleret set ikke er samfundsøkonomisk lønsom.

Prisen for el reduceres væsentlig på Sjælland samtidig med, at den stiger i Jylland og på Fyn. Det betyder, at de sjællandske elforbrugere og de jysk-fynske producenter tjener på forbindelsen, hvorimod de jysk-fynske elforbrugere og de sjællandske producenter taber.

Der er ikke en entydig konklusion på udredningen, men det er lagt op til en bred debat om, hvorvidt fordelene ved at bygge forbindelsen kan motivere omkostningen. Analysen peger på, at en Storebæltsforbindelse er et alternativ til at udbygge nettet i Sydsverige. Hvis man bygger en Storebæltsforbindelse, vil forsyningen af Sjælland og Sydsverige forbedres, og det vil

næppe være rentabelt at udbygge Snit 4 mellem Midt- og Sydsverige. Omvendt vil en forstærkning af Snit 4 kunne gøre en forbindelse over Storebælt mindre rentabel.

Nordels Prioriterede snit

For at udbygge det nordiske samarbejde og styrke det nordiske elmarked, har Nordel udpeget fem lokaliteter, hvor netforstærkninger tilsammen kan forbedre Nordel-nettet, **Figur 23**. Rækkefølgen er ikke prioriteret:

- Etablering af en Storebæltsforbindelse i Danmark.
- Udbygning af Snit 4 i Sverige.
- Udbygning af Fennoskan mellem Sverige og Finland.
- Udbygning af Nea-Järpstrømmen mellem Norge og Sverige.
- Udbygning af Skagerrakforbindelsen mellem Norge og Danmark.

For alle fem forbindelser er der enten gennemført bilaterale studier, eller der pågår studier.

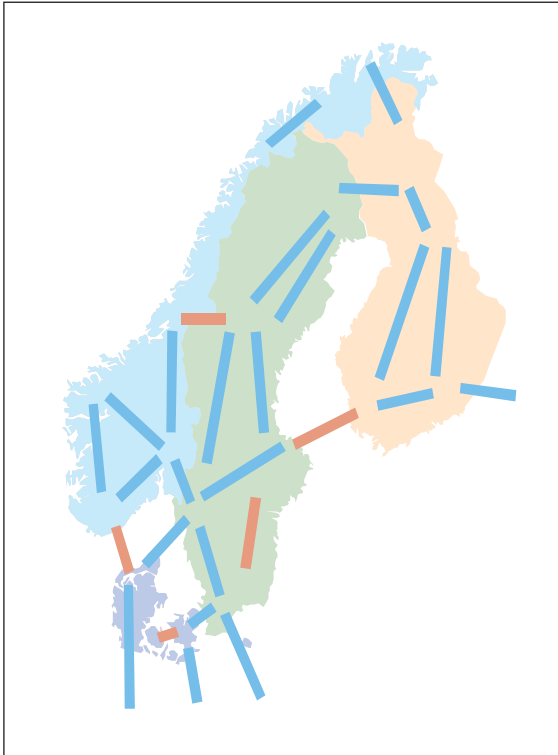
En nærmere beskrivelse af Nordel-arbejdet fremgår af rapporten "Prioriterede Snit" [Ref. 22]. Udbygning af disse forbindelser vil tilsammen forbedre elmarkedets vilkår og sikkerheden i det nordiske elsystem. Samtidig vil infrastrukturen blive så robust, at forbindelser ud af Nordel-området med fordel kan udbygges. Det vil være nødvendigt, da Nordel-området kan komme i en situation med underskud af energi frem mod 2010.

Kapacitet mod Norden

En forøgelse af kapaciteten på 600 MW til Norge er aktuel inden for de nærmeste 5-10 år, så kapaciteten mod Norden øges til 2.320 MW, jf. **Figur 23**. Der er gennemført et studie af en sådan forbindelse mellem Statnet og Eltra.



Figur 23 Nordels Prioriterede snit, der med fordel kan udbygges/forstærkes.



Kapaciteten på Tysklandsgrænsen

Den nuværende kapacitet mod Tyskland er 1.200 MW henholdsvis 800 MW. Hensigten er ifølge Systemplan 2003 at øge kapaciteten til ca. 1.500 MW i begge retninger på kort sigt. Hvis der sker en udbygning mod Norden, skal der også ske en udbygning mod Tyskland.

Med den stigende mængde vindkraft i Nordtyskland kan handelskapaciteten på den dansk-tyske grænse blive reduceret væsentligt – i værste fald til nogle få hundrede MW. Der skal ske en opgradering af denne grænse.

Hvis der er behov for det, kan der eventuelt også installeres en tværspændingstransformer i Kassø.

På lidt længere sigt forventes det, at 220 kV-nettet erstattes af en 400 kV-forbindelse. Dermed bliver kapaciteten større – formodentlig 2.000–3.000 MW.

En sådan udbygning er i tråd med EUs udmelding, men vil afhænge af, om tyske og danske interesser er sammenfaldende.

Eliminering af interne flaskehalse

400–150 kV-nettene planlægges og drives sammenmasket. Dette net udgør sammen med forbindelser til nabo-områder transmissionsnettet i Jylland og på Fyn.

Hverken 400 kV-nettet eller 150 kV-nettet er tilstrækkelig udbygget til at blive drevet hver for sig. Det er også hensigten, at 400–150 kV-nettet på langt sigt skal drives sammenmasket. Det betyder også, at 150 kV-nettet i nogen udstrækning udgør flaskehalse for at udnytte den kapacitet, der er i 400 kV-nettet.

Netstrukturen er indrettet, så 60 kV-nettene i højere grad er distributionsnet, men udgør i en vis udstrækning reserver for 150 kV-nettet.

I Jylland drives nettet under 100 kV stort set alle steder som øer omkring en 150 kV-station og udgør dermed naturlige celler. Nogen steder udgøres en celle dog af to 150/60 kV-nabostationer.

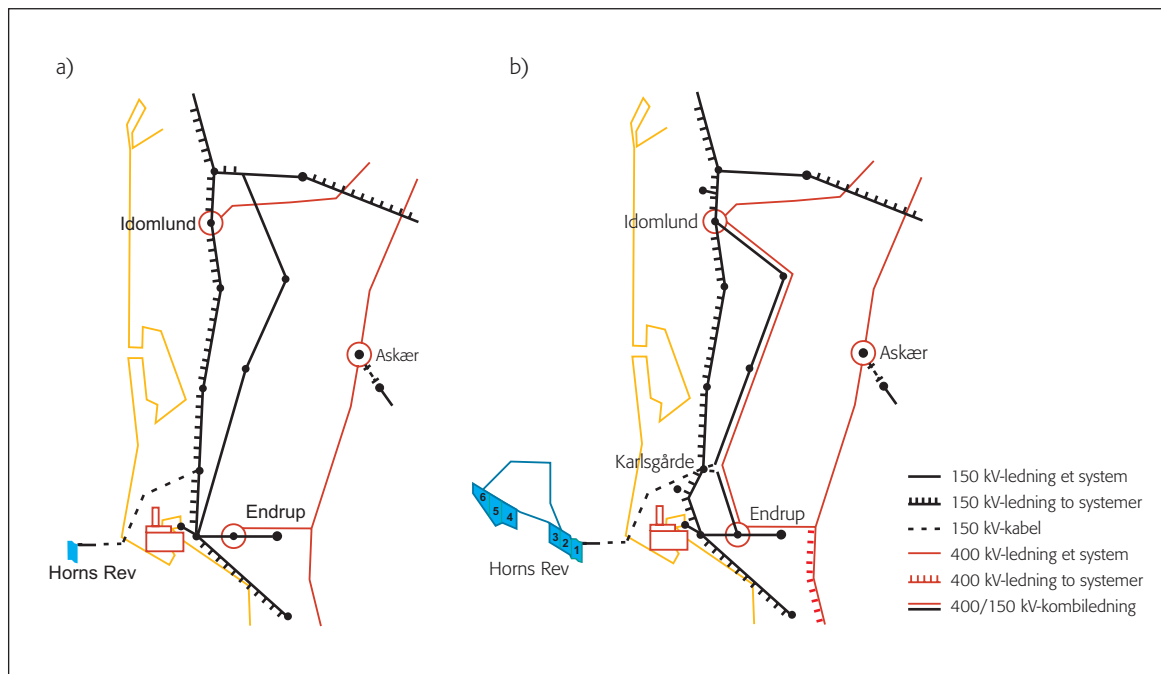
På Fyn drives 150 kV- og 60 kV-nettene parallelt. Nettet på Fyn er i daglig drift opdelt i to øer (celler) – en nordlig og en sydlig. Eltra og FynsNet har vurderet denne driftsform og ikke på nuværende tidspunkt fundet grund til at forlade paralleldriften.

Analysen af nettet omkring Odense kan dog føre til udbygning og dermed til, at der på sigt skabes tre eller flere øer på Fyn.

400 kV-nettet på Vestkysten

Den store ubalance, der er mellem produktion og forbrug, medfører, at nettet skal udbygges. Eltra forudser, at det vil være nødvendigt at udbygge 400 kV-nettet inden for tidshorisonten 2012. Det skyldes både udbygningen med vindkraft og udbygning af forbindelser mod nabo-områderne.

Figur 24 *Nettet i Vestjylland a) det eksisterende net, b) det planlagte net, der er optaget i Regionplanen for Ringkjøbing og Ribe amter.*



Når 400 kV-nettet skal videreudbygges, spiller netstrukturen på Vestkysten en særlig rolle. Transmissionsnettet på Vestkysten består i dag af et sammenhængende 400-150 kV-net med 400 kV-indfødningspunkter i den sydlige del (Endrup) og den nordlige del (Idomlund), **Figur 24a**.

Den plan, der er gældende for udbygning af nettet på Vestkysten, er baseret på anvendelse af flersystemsluftledninger hele vejen mellem Endrup og Idomlund, **Figur 24b**. Arealreservation til en kombineret 400/150 kV-forbindelse Endrup-Idomlund (i alt 110 km) er optaget i regionplanen for Ringkjøbing Amt. Den del af strækningen, der går i Ribe Amt (ca. 34 km) er indarbejdet i regionplanen for Ribe Amt.

Den valgte linjeføring går i et nyt tracé fra 400/150 kV-station Endrup ud til den gamle 150 kV-ledning fra Esbjerg til Herning (ved Karlsgårde). Derfra anvendes det nuværende 150 kV-tracé til den kombinerede ledning op til Herning. Fra Herning til Idomlund anvendes et nyt tracé, der tidligere var reserveret til en ren 150 kV-ledning.

I det planlagte net sløjfes 150 kV-systemet på kombiledningen ind i Karlsgårde med to korte kabelsystemer. Desuden forventes 150 kV-station Herning sløjfet ind på den nye kombiledning med 150 kV-kabler.

Den gamle 150 kV-ledning fjernes fra Esbjerg til Herning og videre til et punkt øst for Struer. Planen kan realiseres samtidig med, at eksisterende planer om saneringer respekteres. Det overordnede mål om at gøre luftledningsnettet kortere tilgodeses også.

I de hidtidige planer er der kun forudset få nye 150/60 kV-stationer i Jylland. Jegsmark ved Esbjerg er en af dem og hænger sammen med saneringer i området omkring Esbjerg og alderen af station Lykkegård. Af hensyn til den decentrale produktion kan det også blive aktuelt at bygge nye stationer i det nordvestlige område omkring Struer og på Thy eller Mors.

Forudsætningerne er vigtige for udbygningsbehovet. Den decentrale produktion fra kraftvarme i Vestjylland forventes



uændret. De ekstra biogasanlæg, der skal bygges, vil dog være med til at øge den centrale produktion.

Den politiske aftale af 29. marts 2004 indeholder en udskiftningsordning for vindmøller. Det vil føre til yderligere tilgang af vindkraft på land – også i Vestjylland. I det vestjyske område er der i alt 648 MW vindkraft, hvor de 109 MW har en størrelse på eller under 450 kW. Det giver mulighed for at rejse i alt 200-300 MW nye møller i det vestjyske område. Det forventes, at der vil blive behov for netudbygning af hensyn til vindkraften.

Hvor stor en del af den vindkraft, der erstatter skrottede møller, som i praksis bliver installeret i Vestjylland, vil afhænge af de pladser, amter og kommuner kan stille til rådighed.

Nettet i Vestjylland bygges dermed ikke ud af hensyn til stigningen i elforbruget, men for at optage effekten fra decentral produktion.

Hensynet til vindkraften ved Horns Rev vil medføre behov for forstærkninger i transmissionsnettet på land og udbygning af offshorenettet, **Figur 24**. Horns Rev B forventes placeret ca. 5 km nordvest for den eksisterende park Horns Rev A. Horns Rev B forventes tilsluttet på 150 kV-vekselstrømsnettet i en ringforbindelse sammen med den eksisterende Horns Rev A. Dermed øges den samlede tilgængelighed af produktionen fra parkerne.

Der er ikke taget endelig stilling til, om Horns Rev B på 200 MW skal tilsluttes i Karlsgårde eller i Endrup.

Ved udvekslinger med nabo-områderne løber en del af effekten på det vestjyske net – især ved mangler – andre steder. Udvekslinger mellem f.eks. Norge og Tyskland stiller krav til udbygninger/opgradering af transmissionsnettet på Vestkysten.

Når netudbygningen på Vestkysten skal fastlægges, må det forudsættes, at der sker en yderligere udbygning på Horns Rev –

også efter Horns Rev B. Det må også forudsættes, at der skal ske udbygning af kapaciteten mod nabo-områderne.

Planer for udbygning af transmissionsnettet på Vestkysten er i høj grad baseret på anvendelse af luftledninger. Dette giver et robust net i området med store overføringskapaciteter.

Det har været diskuteret, om forbindelsen Idomlund-Endrup eventuelt kan etableres i etaper. Første etape kunne være Endrup-Karlsgårde af hensyn til tilslutning af Horns Rev B. Anden etape vil være strækningen fra Karlsgårde til Idomlund. De kan suppleres med:

- Opgradering af visse 150 kV-ledninger ved anvendelse af højtemperaturledere (her især på Lykkegård-Karlsgårde, Karlsgårde-Struer). Det kan suppleres med 150 kV- og 400 kV-kabler efter behov.
- Udbygning af det eksisterende "offshore-net" til opsamling af effekten fra havmøllerne. Dette kan eventuelt kombineres med transporter mod nabo-områder og blive til et internationalt Nordsønet med aftag i Norge, Jylland, Tyskland og Holland.

Valg af den endelige løsning i Vestjylland afhænger blandt andet af den langsigtede udbygning på Horns Rev.



Referencer

- Ref. 1 "Plangrundlag 2004", dok.nr. 182304.
- Ref. 2 "Teknologikatalog slutrapport udkast 040104.doc" dok.nr. 184223.
- Ref. 3 "Resultater fra referenceberegninger 2004", dok.nr. 185152.
- Ref. 4 Afrapportering fra arbejdsgruppe vedr. forsyningssikkerhed, dok.nr. 181568.
- Ref. 5 "Elsams bidrag til Systemplan 2004", dok.nr. 181425.
- Ref. 6 "Fremtidigt kommunikationssystem til decentrale enheder", dok.nr. 180230.
- Ref. 7 "Redegørelse for brændselsforsyning 2004", dok.nr. 187381.
- Ref. 8 National Sårbarhedsudredning, Beredskabsstyrelsen, januar 2004.
- Ref. 9 Bekendtgørelse af beredskabsloven, LBK nr. 137 af 1. marts 2004.
- Ref. 10 "Vindmøller tilsluttet net med spændinger under 100 kV", Teknisk forskrift, 1. juli 2004, dok.nr. 185961.
- Ref. 11 "Tilslutning af solcelleanlæg – Krav til solcelleanlæg i forbindelse med tilslutning til det offentlige net", DEFU-rapport 501, december 2003.
- Ref. 12 Miljøministeriets nationale allokeringsplan for Danmark, dok.nr. 184725.
- Ref. 13 "Bekendtgørelsen om store fyringsanlæg" bekendtgørelse 808 af 25. september 2003.
- Ref. 14 Miljøplan 2004, dok.nr. 182653.
- Ref. 15 Bekendtgørelse nr. 1364 af 20. december 2000 om pristillæg til elektricitet produceret af visse vedvarende energianlæg.
- Ref. 16 Bekendtgørelse nr. 83 af 3. februar 2000 om statstilskud til energibesparelser m.v. i erhvervsvirksomheder.
- Ref. 17 Hydrogen Energy and Fuel Cells, A Vision of the future. Final report of the High Level Group. EUR 20719 EN 2003.
- Ref. 18 ATLAS-rapporten, 1997.
- Ref. 19 Afprøvning af mikrokraftvarmeanlæg. Elfor, Elsam og Tech-wise, januar 2002. Eltra PSO-F&U-projekt nr. 2005.
- Ref. 20 "Lavspændingsinstallationer med egenproduktion – Retningslinier for nettilslutning af produktionsanlæg", DEFU-rapport 498, november 2003.
- Ref. 21 "Notat om elektrisk Storebæltsforbindelse", dok.nr. 181730.
- Ref. 22 "Prioriterede Snit", dok.nr. 186495.
- Ref. 23 "Final Report – Energy/5.7100/Z/99-005", dok.nr. 117867.
- Referencer, som er udgivet af Eltra, kan se på Eltra's hjemmeside www.eltra.dk under Planarbejde.



Appendiks

Analyse af elforbrugets reaktion i markedet

Holder det nordiske markedsdesign i længden?

- Ekstremt høje priser nogle få af årets timer vil sandsynligvis optræde som et tilbagevendende problem, hvis elsystemet på et tidspunkt bevæger sig fra kapacitetsoverskud til begyndende fysisk knaphed på produktionskapacitet, når belastningen er maksimal. Ingen elproducent vil risikere nyinvestering på grundlag af dette signal.

Men det kan blive værre endnu. Man vil opleve, at der ikke kan dannes et priskryds i spotmarkedet, fordi efterspørgslen, som vi kender den i dag, har en bestemt størrelse uanset prisen. Efterspørgslen beskrives – med andre ord – ved en lodret, "uelastisk" streg i diagrammet: Pris vs. mængde, hvor udbud balanceres mod efterspørgslen. Udbudskurven i spotmarkedet bliver også lodret, når mængden, der efterspørges, strækker sig ud over det punkt, hvor der ikke findes yderligere produktionskapacitet tilgængelig for markedet. De forbrugsbalancansvarliges købsbud bliver, efter gældende markedsregler for Nord Pool Spot, "afkortet" forholdsmæssigt svarende til summen af salgsbuddene, hvorpå man risikerer, at udbud og efterspørgsel heller ikke mødes i regulerkraftmarkedet, og hvad værre er, mødes de måske ikke i det fysiske driftøjeblik: Med andre ord kan efterspørgslen ikke dækkes, hvis denne situation opstår. Priserne på balancekraft kan blive ubetalelige for nogle, og betalingsstandsninger i branchen vil høre til dagens "orden".

Alternativt til dette skræmmebillede kunne man ønske sig et mere brugbart varsel i markedet frem mod det tidspunkt, hvor kapacitetsudbygning kan blive aktuel.

- Man kunne eksempelvis forestille sig et billede med spidslastpriser på et højt og stigende, men fortsat håndterligt niveau. I modsætning til skræks scenariet ovenfor, så optræder de høje priser en del timer hvert år – eksempelvis 200-500 højt belastede, men til en vis grad forudsigelige, timer.

Producenterne får her en relevant og stabil information om incitamentet til at investere, mens forbrugerne får mulighed for at tilpasse sig, at der optræder timer med dyr el, uden at tilfældige udsnit af forbrugerne skal opleve uvarslede brud på leverancerne. En forudsætning for, at dette mere acceptable billede bliver relevant i markedet, er, at størrelsen af de tilbudte mængder både på udbudssiden og på efterspørgselssiden varierer afhængig af prisen. Dermed vil der altid kunne dannes et priskryds i spotmarkedet – efterfulgt af en analog tilpasningsmulighed i balancemarkedet, **Figur 25**, side 64. Dette er overordnet beskrevet i Eltra's Systemplan 2002.

Produktionssiden

I et konkurrencepræget engrosmarked byder producenterne deres produktion ind til de individuelle, selskabsspecifikke marginalomkostninger, og når buddene ordnes i række, fremtræder de akkumulerede udbud som en kurve, der afspejler prisen: Højere pris svarer til større udbud. En priselastisk udbudskurve er dermed et tegn på et vel-fungerende marked.

Nord Pools Spot er et engrosmarked. Her handler de store elproducenter. For mange udbydere er det nemt at indstille produktionen efter det aktuelle salg, og udbudskurven udviser i praksis netop det ønskede priselastiske forløb.



Forbrugssiden

I 2004 er elforbruget fortsat (kortsigtet) uelastisk

De fleste købere på Nord Pool Spot handler på forbrugernes vegne. Elleverandøren har forpligtet sig til at skaffe en bestemt mængde energi hver time, nemlig slutkundernes forventede forbrug plus en balanceringsydelse. Forholdet mellem slutkunder og elleverandører er statisk, og elleverandøren bliver i realiteten et forsikringsselskab, der forhindrer prissignalet i at nå forbrugerne. Derfor ser man ingen kortsigtet elasticitet i efterspørgslen efter el – og det uanset hvor høj prisen bliver. Det er den kortsigtede priselasticitet, som mest direkte har betydning for stabiliteten af spotmarkedet.

Slutkunder ser normalt ikke noget til prissignaler, som svinger fra time til time. Derfor kan de ikke bidrage til den kortsigtede elasticitet. Små kunder og deres elleverandør kender ikke engang forbruget på timebasis. Skabelonafregning udgør et perfekt skjold, som sikrer, at øjebliksprisen er kunden totalt uvedkommende. Kundens elhandler har så heller ikke så meget, han kan bruge den dynamiske øjeblikspris til.

Behovet for aktivering af forbrugssiden til aflastning af effektbalancen har været kendt og indlysende i årtier.

Langsigtet priselasticitet

Meget har været gjort for at få tingene sat i bevægelse. Indførelse af tidstarif i 1980'erne er måske det mest vellykkede eksempel; men her er det i sagens natur den langsigtede priselasticitet, der arbejdes med.

- Ved hjælp af elforbrugsstatistik for perioden 1946-1995 har Eltra for nogle år siden dokumenteret ved avancerede statistiske metoder, at den langsigtede forbrugselasticitet på ét års sigt er af størrelsesordenen 0,05-0,1, mens elasticiteten på 10 års sigt ligger oppe omkring 0,5-0,7 – opgjort for det samlede vstdanske elforbrug.

Kortsigtet priselasticitet

Modsætningsvis er forsøgene på at udbrede teknik til aktivering af et forbrugsrespons,

hvor der reageres med et døgn eller få timers varsel, mere eller mindre mislykkedes trods megen F&U-aktivitet og gennemførelse af en række demonstrationsprojekter og enkelte fuldskalaprojekter (specielt på området "load management"). Eksempelvis blev der sidst i 1980'erne og i første halvdel af 1990'erne igangsat en imponerende række DSM¹-forsøg i den danske elsektor, i EU og i USA i bestræbelserne på at få den såkaldte "Integreerede Ressourceplanlægning" til at fungere i overensstemmelse med den bagvedliggende teoriopbygning.

- Grundlæggende har vi måttet konstatere, at *transaktionsomkostningerne* hidtil har været alt for høje jævnført med såvel den samfundsøkonomiske som den brugerøkonomiske gevinst ved forbrugsfleksibiliteten.

Med andre ord, så har det været et markedsøkonomisk korrekt valg, når elforbrugerne i bred almindelighed fravalgte muligheden for respons på prisen.

Udsigten til ændringer har aldrig været bedre. Transaktionsomkostningerne hænger sammen med barriererne:

- Måling.
- Kommunikation.
- Styring og automation (proces- og apparatstyring).

Disse historiske barrierer befinder sig alle på netop de områder, hvor de seneste få år har revolutioneret teknikken og brugen heraf. Så tiden kan faktisk være inde, hvor den gamle drøm om en priselastisk efterspørgselsside står foran sin opfyldelse. Med andre ord, bør man ikke på forhånd udelukke et forestående gennembrud, hvor efterspørgselssiden begynder at bidrage synligt til balancen på det fysiske marked trods de hidtidige negative erfaringer.

Prioritering af indsatsen

- 1) I første omgang frembyder store virksomheder umiddelbart et muligt potenti-

¹ Det vil sige "Demand Side Management".



ale. I takt med indførelsen af fjernaflæste timemålere hos flere mellemstore forbrugere – som fordret i designet og regelværket omkring detailmarkedet – vokser også potentialet for en mere prisbevidst brug af el svarende til normal økonomisering med brugen af knappe produktionsfaktorer i virksomhederne. I virksomheder, hvor udgiften til el udgør en tung post, kan en respons på elprisen næppe være blokeret af manglende lyst og incitament til etablering af signal-kommunikation, styring og beslutnings-systemer – herunder eventuelt manuel, ledelsesmæssig vurdering af pris og gevinster ved forestående ændringer i elforbrug afvejet op mod gener og risici.

- 2) Kravet om automatiske systemer til overkommelig pris vokser imidlertid, hvis kundens eludgift ikke er iøjnefaldende i forhold til andre forhold, som kunden er optaget af.

Men gennembrud for teknikken fjerner ikke på en gang alle barriererne for, at prissignalet trænger igennem til kundens beslutninger.

- 3) Alle kunder, der har en fastprisaftale med en elleverandør, har ingen incitamenter til at agere dynamisk på spotprisen, uanset om de er timemålt eller ej.
- 4) Kunden reagerer naturligvis ikke på elprisen, medmindre en eventuel gevinst ved elforbrugets tilpasning efter øjeblikkets elpris tydeligt og gennemsigtigt kanaliseres tilbage til kunden. De gængse aftaleformer i elmarkedet må suppleres med forbedrede, kommercielle kontrakter omkring fleksibelt elforbrug. Omfanget af "rabatten" må afhænge af, hvordan tilpasningen tilrettelægges og styres i praksis. Spektret af mulige løsninger er bredt og strækker sig fra "emergency load control" til dynamisk spotprisbaseret styring og afregning.
- 5) Dagens elhandlere lever af at bære risikoen for udsving i elprisen – og de lever måske bedst, så længe kunderne ikke er bevidste om prisen på denne risikoaf-

dækning. Kender kunderne kun til de traditionelle aftaleformer, hvor ethvert behov, uanset omkostningerne, efterkommes i det øjeblik, det opstår, så efterspørger kunderne ikke alternative produkter, hvor betalingsvilligheden tilpasses den nytte, man har af energien.

- 6) For privatkunder må man forvente, at komfort, risikoaversion og forsvindende lille økonomisk gevinst nok er større barrierer end manglen på fjernaflæste timemålere og tovejskommunikation. Her er fuld automation, intern signalkommunikation bag måleren og standardløsninger indbygget i hjemmets apparater et "must", og ingen ved i dag, om den økonomiske gevinst nogensinde vil række til at forcere de adfærdsbetingede barrierer.
- 7) Med statens gældende afgiftspolitik har prisudsvingene på spotmarkedet ingen særlig signalværdi for privatkunder. Uden politisk bevægelighed på dette område er indsatsen til fremme af fleksibelt elforbrug udsigtsløs.

Denne liste over muligheder og barrierer bør være nøglen til prioritering af en fremadrettet indsats med henblik på at få de årelange pilot- og demonstrationsfaser afsluttet og afløst af gennembrud i fuld skala.

Sagen er sandsynligvis af afgørende betydning for den nordiske markedsmodels fortsatte succes ud over indeværende årti:

- Videreførelsen af det nordiske markedsdesign forudsætter et gennembrud inden for en årrække. Ellers klarer vi os næppe igennem med et spotmarked, hvor der alene handles energi, og som kan udvikle sig i en retning som beskrevet i "skrækscenariet" ovenfor.
- Alternativet er, at energimarkedet må suppleres med en form for effekthandel eller en model, hvor prisdannelsen på spotmarkedet efterfølgende suppleres med et "uplift" med relation til "loss of load probability", jf. det tidligere engelske markedsdesign. Den engelske model var



dog sårbar for spekulation og gav i øvrigt anledning til overudbygning!

Er elforbruget i det hele taget elastisk – eller er kundernes *betalingsvillighed* uendelig? Slutkundernes "sande" betalingsvillighed er i øjeblikket næsten ukendt, da der ikke er gjort mange erfaringer med, hvor store mængder el kunderne ønsker at aftage i sammenhæng med den pris, de ville være villige til at betale i en given time, hvis de oplevede et reelt valg. Det gælder for Eltra's område, og det gælder internationalt.

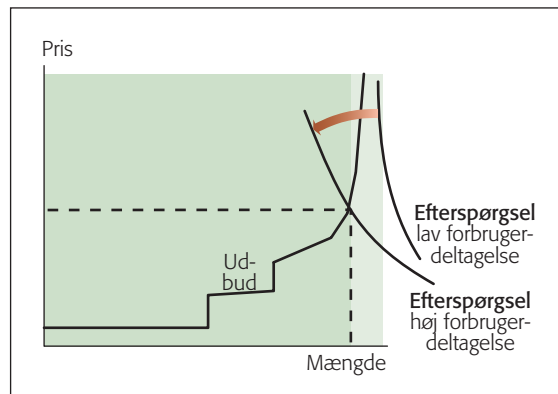
Indtil videre har der ikke været mange eksempler på, at forbrugerne har reageret på priserne med kort varsel; men der har heller ikke været mange situationer med ekstremt høje priser. Fra den nære fortid kan det dog være på sin plads at minde om, at en enkelt, meget stor kunde faktisk skruede drastisk ned for sit elforbrug den 2. september 2003, hvor Vestdanmark oplevede sin hidtil højeste prisspids.

Mange venter, at der vil vise sig en vis begrænset priselasticitet i efterspørgslen den dag, hvor ekstreme prisspidser hører til dagens orden; men dette kan vise sig både at være for sent og utilstrækkeligt til at stabilisere markedet og kapacitetsbalancen.

Der er næppe tvivl om, at elforbruget fundamentalt set er priselastisk i en vis udstrækning – symbolsk udtrykt som en forbrugskurve med mindre hældning (**Figur 25**), men dette er blot ikke kommet til udtryk i prisdannelsen endnu.

Den grundlæggende antagelse er, at det for nogle forbrugere vil være en reel fordel at reagere på incitamentet til at spare nogle omkostninger ved at reducere eller flytte forbruget, når elprisen er høj. I nogle anvendelser vil produktet, det vil sige el, simpelthen ikke være det værd, som produktet koster. I ekstreme tilfælde kan det eksempelvis blive billigere at standse produktionen i en virksomhed i stedet for at producere lavværdiprodukter ved hjælp af højprisel. Der kan også være lagringsmuligheder for den form for procesenergi, som skal

Figur 25 Priskryds kan dannes ved priselastisk efterspørgsel.



tilføres produktionsforløbet, eller komforten kan blive for dyrekøbt.

Produktionskapacitet

Kapacitetsudbygningen generelt

Priselasticiteten i elforbruget er afgørende for behovet for produktionskapacitet. Det vil være muligt at spare kapacitet og reserver, hvis priselasticiteten på efterspørgselsiden viser sig at være substantiel, så forbruget lægges på tidspunkter, hvor kapaciteten er tilstrækkelig.

Størrelsen af elforbrugets priselasticitet er afgørende for stabiliteten af elproducenterens incitament til investering i ny produktionskapacitet. Dermed kan en prisrespons på forbrugssiden blive en forudsætning for, at der på længere sigt kan oprettholdes tilstrækkelig produktionskapacitet i et markedsdesign uden eksplicit betaling for kapacitet.

I øvrigt er elproduktionssystemets sidste MW uhørt dyre i anskaffelse, hvis de – måske med års mellemrum – skal dække den maksimale belastning i et marked med helt uelastisk budgivning på efterspørgselsiden. Hermed menes, at omkostningerne kan forekomme at være meget høje, når de måles i forhold til den nytte, netop disse MW gør ved at dække det yderste og dermed i princippet mindst nødvendige elforbrug. Det er mere end tvivlsomt, om disse omkostninger kan begrundes samfundsøkonomisk.



Reserver

Tilstrækkelige regulerkraftressourcer i Jylland og på Fyn er hidtil i vid udstrækning fremskaffet ved Eltra's køb af optioner eller reservationer. På grund af vindkraftens store udsving og ringe forudsigelighed er det urimeligt dyrt for Eltra at gardere sig mod alle eventualiteter. Det kan være dårlig samfundsøkonomi.

Det er et særkende for Eltra's system, at behovet for nedregulering kan være næsten lige så vanskeligt at dække som behovet for opregulering.

Det er et interessant tema, hvordan de strukturelle betingelser i markedet gør det muligt for større forbrugere at deltage i reserve- og regulerkraftmarkedet. Her skal Eltra kigge indad i forhold til krav til planer, målinger, kommunikation og kontrol.

Unormal drift

I visse anstrengte situationer kan fleksibilitet på forbrugersiden også understøtte systembalancen, **Figur 26**.

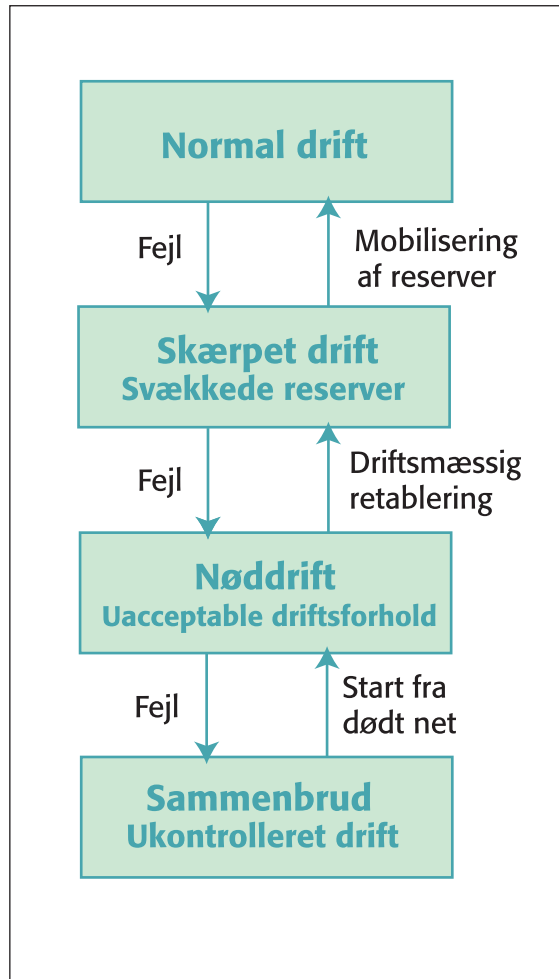
Kun i kritiske driftssituationer bør prissignalet sættes ud af kraft – her kan man blive tvunget til at koble elforbrug bort direkte fra kontrolrummet. Erfaringen med sådanne koncepter findes i udlandet, f.eks. i USA.

Sker bortkoblingen ukontrolleret uden nogen form for graduering efter forbrugernes præferencer, er markedsmodellen i realiteten suspenderet midlertidig – og ved hyppig gentagelse må modellen anses for suspenderet permanent. Med sådanne vilkår er det kamouflage at fingere, at systembalancen styres via markedsøkonomiske principper.

Forskellige virkemidler skal bruges i forskellige situationer. Derfor bør der være klare kriterier for klassifikation af systemets tilstand i f.eks. tre klasser.

De afgørende variabler må på ethvert tidspunkt være disponibel regulerkraft for op- og nedregulering:

Figur 26 Priselasticitet og systemsikkerhedsniveau.



1. Man kunne f.eks. sige, at der i **normal drift** skal være mindst største enhedsproduktion op og 200 MW ned, eller man kan – som f.eks. i USA – udtrykke den nødvendige resterende reserve i procent. Udenlandsk regulerkraft kan eventuelt medregnes, hvis den er kontraheret og tilgængelig uden transmissionsflaskehalser. Desuden skal n-1 sikkerhed overholdes.
2. Når dette ikke er opfyldt (også kortvarigt), deklareres **skærpet drift**.
3. Det er usikkert, hvilke kriterier der skal opfyldes, før det vil være relevant at deklarere **nøddrift**. Efter Nordels planlægningskriterier kan der forekomme



lokale eller regionale afbrydelser; men efter amerikansk tankegang ville man komme sådanne afbrydelser i forkøbet ved at indlede manuelle aflastninger, når reserveerne passerer en kritisk tærskelværdi.

Når der konstateres skærpet drift, må der indkøbes regulerkraft, indtil systemet er tilbage i normal drift, eller alle tilgængelige reserver er udtømt. Når de sidste reserver aktiveres, prissættes balancekraft til maksimalpris. Nordel diskuterer på nuværende tidspunkt, om maksimalprisen skal sættes til ca. 5.000 EUR pr. MWh eller mere.

Herefter er optionerne frivillig aflastning (efter appel i radio), eventuelle afbrydelige belastninger (som ikke i forvejen indgår i de prisstyrede programmer) og brownouts, hvor der på skift, rullende afbrydes for elforsyningen til samlede landområder. I Danmark er denne sidste mulighed særlig ulykkelig, fordi det ikke længere kan gøres, uden at der samtidig frakobles produktionsanlæg – eksempelvis vindmøller.

Spørgsmålet er, på hvilke kriterier disse virkemidler skal sættes ind. Jo mere elasticitet, der kan skabes i form af traditionel og utraditionel regulerkraft, jo mindre bliver behovet for manuel aflastning.

Det er vigtigt, at systemansvaret på forhånd har instrukser, kriterier, beredskab og planer for forløbet af genopbygning af systemet. Hændelserne i USA og Italien i eftersommeren 2003 viser, hvor galt det kan gå, når sådanne forberedelser ikke er på plads. Temaet vil få en central placering i kommende systemplaner.

Elementer i en handlingsplan

- Den vigtigste aktivitet på området netop nu er et udredningsarbejde, som Nordel og Nordisk Ministerråds Elgruppe i fællesskab har arbejdet på siden starten af 2002 vedrørende "Ensuring Balance between Supply and Demand in the Nordic Electricity Market". Projektet holdt et midtvejsseminar i efteråret 2002 i Oslo, og det blev slutrapporteret på et seminar i

København den 4.-5. maj 2004. Udredningsarbejdet behandler forholdsregler omkring netop de problemstillinger, som er gennemgået ovenfor – bortset fra temaet i afsnittet "Unormal drift". Det kan konstateres, at "dommedag" ikke er helt så nært forestående, som nogle frygtede tilbage i 2001, da ideen til projektet blev født. Siden er der truffet beslutninger om tilgang af ny kapacitet i Finland, og nogle projekter er på vej i Sverige. Videre indgår forbrugssiden i dag både i Norge og i Sverige, når der kontraheres reserver. I Norge indgår forbrugerne i dag rutinemæssigt i optionsmarkedet for driftsreserver. I forbindelse med seminaret i København har Nordel besluttet, at alle nordiske TSO'er skal opstille en handlingsplan omkring forbrugssidens aktive inddragelse i markedsbalancen.

- I forbindelse med Eltra's månedlige udbud omkring reserver for 2004 har forbrugssiden også været med i planlægningen. Aktuelt er der lovende udsigter for, at grupper af nødstrømsanlæg, men også egentlig forbrugsreduktion i enkelte helt store virksomheder og institutioner gradvist vil blive faset ind som en del af den nødvendige reserve. Dette er en bekvem lejlighed til at få større virksomheder til at rette deres opmærksomhed mod deres potentielle muligheder for at drive forretning ved at bidrage til systembalancen.
- Eltra overvejer at inddrage de store virksomheders interesseorganisationer i arbejdet. Den grundlæggende betragtning bag disse aktiviteter er, at elhandelsvirksomhederne sandsynligvis først for alvor går ind i arbejdet med innovative kontraktformer, hvis kunderne efterlyser sådanne, jf. debatten i afsnittet "Prioritering af indsatsen".
- Eltra og Elkraft System har siden 2002 samarbejdet med Forskningscenter Risø og konsulentfirmaet RAM-løse Edb om et projekt inden for rammerne af Statens Energiforskningsprogram. Ved simulering af prisdannelsen i det samlede nordiske marked og beslutningsprocesserne



omkring kapacitetsudbygning forsøger man at demonstrere, hvordan prisforholdene på spotmarkedet kan tage sig ud op mod tidspunktet, hvor ny produktionskapacitet kan tages i drift på markedsvilkår. I dette studie er blandt andet priselasticiteten en forud fastsat variabel, hvor der eksperimenteres med forskellige størrelser. Et sigte med projektet er at tilvejebringe materiale, som kan forberede det politiske system på, hvilke prisvariationer man bør acceptere, uden at politiske indgreb sætter markedet ud af kraft.

- Projektet – det vil sige aktiveringen af forbrugssiden i markedet – skal være internationalt. Industristrukturen i Norge, Sverige, Finland og Tyskland indebærer, at potentialet er relativt større og især lettere at aktivere i vore nabolande end hos os. Hvis udvekslingskapacitet er til rådighed, er den geografiske lokalisering af forbrugets prisrespons ikke afgørende for den gunstige indflydelse på markedsfunktionaliteten. Eksempelvis er Eltra allerede i dag kunde på det norske optionsmarked for driftsreserver.

Med henblik på identifikation af relevante modeller for mindre virksomheder og på langt sigt også for privatforbrugere er der en del overvejelser i gang omkring relevante krav til fremtidig måling med tovejskommunikation og anden, nyere kommunikationsteknologi, styring og automation.

- I arbejdet med markedsdesign for detailmarkedet, ElMarked 2003, er der igangværende spekulationer om, hvorvidt projektet i forbindelse med en yderligere sænkning af den obligatoriske grænse for timemåling, eksempelvis i 2008, har pligt til også at tænke på standardisering til støtte og fremme af fleksibelt elforbrug.
- Elfor arrangerer i samarbejde med Eltra og Elkraft System en konference på Hotel Munkebjerg den 9. juni 2004 om priselastisk elforbrug og den nyeste udvikling om interaktive elmålere. På konferencen vil der blive givet et opdateret overblik over elsektorens mange initiativer og forskning på området.

- I flere netvirksomheder i Jylland og på Fyn er der aktiviteter i gang omkring anskaffelse af nye elmålere og kommunikationsforbindelser til samtlige forbrugere blandt andet med henblik på at erstatte selvaflæsning og acontoafregning samt til støtte for anden forbrugerservice. Eltra vil gerne samarbejde med disse virksomheder i arbejdet med at udvikle konceptet på forbrugssiden.

- Desuden er Eltra deltager i et fælles-europæisk forskningsprojekt inden for EU-SAVE program: EFLOCOM, hvor man opsamler erfaringer fra en række demonstrationsprojekter. Projektet slutrapporteres på en konference i Trondhjem den 10. juni 2004.

- Endelig er IEA (International Energy Agency) i sidste fase af igangsætningen af et par forskningsprojekter – et praktisk projekt om måling og et mere teoretisk projekt om den økonomiske begrebsopbygning vedrørende fleksibelt elforbrug. Eltra påregner at deltage i begge projekter.



Bilag 1: Plangrundlag

Økonomiske forudsætninger

Til beregning af prognosen simulerer Eltra driften af elsystemet. De væsentlige parametre til styring af produktionen er priser for brændsel og markedsprisen for el.

For at udbrede et muligt udfaldsrum for produktion, eksport og import samt emissioner er der regnet på både et lavpris- og et højprisforløb for markedsprisen på el. I de to forløb er den gennemsnitlige pris i Nord Pool over et år i årene 2004-2013 enten 160 kr./MWh eller 300 kr./MWh. Der er anvendt prisprofiler over døgnet og året, så hver time i året har sin egen pris.

Eltra har for Nordtyskland forudsat en gennemsnitlig elpris på 210 kr./MWh i lavprisforløbet og en elpris på 300 kr./MWh i højprisforløbet. De tyske elpriser har egne profiler over døgnet og året.

Nettariffen mod Nord Pool og mod Tyskland er 0,5 øre/kWh.

For elpriserne er forudsat en SO₂-afgift på 10.000 kr./ton SO₂ og en CO₂-kvotepris på 50 kr./ton CO₂ i alle årene.

Lavprisforløbet begrundes med lavere økonomisk vækst i Norge og Sverige, udbygning med gaskraft i Norge, mere VE i Norge og Sverige, mere import til Norden fra Kontinentet og stop for yderligere skrotning af kernekraft i Sverige og vådere år i forhold til højprisforløbet. Højprisforløbet giver mere eksport af el fra Danmark til det øvrige Norden og til Tyskland og giver herved højere emissioner end lavprisforløbet.

Øvrige økonomiske forudsætninger fremgår af Plangrundlag 2004 [Ref. 1].

Elforbrug

Eltra's elforbrugsfremskrivning til brug for referenceberegningerne er lavet i januar 2004. For det jysk-fynske område er elforbruget for 2004 ifølge fremskrivningen 21.358 GWh, og det tilhørende maksimale effektforbrug er 3.829 MW.

I 2013 er elforbruget fremskrevet til 24.449 GWh og det tilhørende maksimale effektforbrug til 4.366 MW.

En sammenligning med den fremskrivning, der blev lavet i begyndelsen af 2003, viser, at forbruget for 2006 nu er anslået ca. 300 GWh højere. Forskellen i 2013 er tilsvarende ca. 700 GWh, mens forskellen i 2020 er vokset til ca. 1,6 TWh. Den voksende forskel skyldes især, at der i dag er en forventning om en fortsat, om end begrænset vækst i boligernes elforbrug.

I 2006 bidrager såvel boliger som handel og service med et forbrug, der er 200 GWh højere, mens landbrugets forbrug omvendt forventes at vokse 100 GWh mindre. Forskellen i handel og service kan tilskrives forventninger om større vækst, mens der omvendt forventes mindre vækst i landbrugssektoren.

I perioden efter 2006 forventes også en fornyet vækst i industrien, som tiltager efter 2010. Det afspejler sig i voksende elforbrug, ligesom for handel og service. For boligsektorens vedkommende forudsættes, at væksten fortsætter efter 2006, så forbruget i boligerne i 2013 nu bliver ca. 600 GWh større end i 2003-fremskrivningen.

Elprognosen er baseret på langsigtede priselasticiteter beregnet for årenes middelforbrugerpriser og slutforbrugernes årlige



elforbrug. Forbrugerpriserne er inklusive energiskatter. De langsigtede priselasticiteter er opgjort for de enkelte erhverv.

Der er indregnet elbesparelser i elforbrugsprognosen på grundlag af antagelser om udvikling i antal af apparater, brugshypotheder af apparater og udvikling i apparaternes specifikke forbrug.

Elprognosen er revideret i april 2004 i forhold til den prognose, der er anvendt til referenceberegningerne, idet en nærmere evaluering af boligfremskrivningen medfører yderligere 50 GWh forbrug i 2013 og yderligere 120 GWh i 2020 i forhold til prognosen fra januar 2004. Forskellen skyldes, at den tidligere Boligfremskrivning tog udgangspunkt i en fælles landsprognose, mens en segmenteret fremskrivning viste størst vækst i Vestdanmark. Forbruget i 2013 er herefter fremskrevet til 24.494 GWh.

Varmeforbrug

Varmeforbruget for centrale, decentrale og industrielle kraftvarmeområder forventes at holde sig næsten konstant omkring 80 PJ i planperioden.

Produktionskapacitet

Produktionsenhederne tilsluttet transmissionsnettet i Eltra's område udgjorde pr. 1. januar 2003 tilsammen en kapacitet på 3.562 MW. Heraf er de 160 MW havmøllerne på Horns Rev sat i drift i 2002. Data for kraftværkerne ses i **Tabel 7**.

Der forudsættes udbygget med flere havmølleparker, så der i slutningen af 2013 i alt er installeret 760 MW på Horns Rev. Kraftvarmeværker, der er tilsluttet de lave spændingsniveauer, udgjorde pr. 1. januar 2004 i alt 1.656 MW. Heraf udgør Herlevværket, der er ombygget til kombineret naturgas- og flisfyring, 89 MW.

Tabel 7 Kraftværker tilsluttet nettet over 100 kV pr. 1. januar 2004. Referenceberegningernes forudsætninger om skrotninger, etablering af biomasseanlæg og deNO_x-anlæg er ikke udtryk for trufne beslutninger.

Centralt kraftværk	Nettoeffekt	Driftsperiode		Bemærkning
	kontinuert, MW	I drift	Forventet skrottet	
Enstedværket B3	626	1979	2015	Heraf 40 MW bio
Fynsværket B3	266	1974	2016	Naturgas ¹
Fynsværket B7	374	1991	2021	Biomasse fra år 2005
				DeNO _x år 2008
Nordjyllandsværket B2	295	1977	-	I drift ²
Nordjyllandsværket B3	372	1998	2028	
Skærbækværket B1	100	1964	-	I reserve
Skærbækværket B3	392	1997	2027	
Studstrupværket B3	350	1984	2014	DeNO _x år 2008
Studstrupværket B4	350	1985	2015	Biomasse fra år 2003
				DeNO _x år 2008
Esbjergværket B3	377	1992	2022	DeNO _x år 2005
I alt	3.402³			

Note 1: Sikrer, at størst mulig del af naturgaskontrakt går til kraftvarmeproduktion. I begrænset drift fra 2008.

Note 2: Er sat i drift fra mølposestatus i marts 2003.

Note 3: Anlæg, som står i reserve, medregnes ikke i summen.

**Tabel 8** *Decentrale værkers fordeling på størrelse og brændsel pr. 1. januar 2004.*

Installeret effekt for decentrale anlæg	Anlæg >10 MW		Anlæg <10 MW		Sum MW	%
	Fjernvarme MW	Industri MW	Fjernvarme MW	Industri MW		
Affald, halm og træ	175	21	104	10	311	19
Naturgas, olie	412	108	565	181	1.266	76
Kul, koks	48	12	0	9	56	4
Vand, sol	0	0	11	0	11	1
Sum	635	141	680	200	1.656	100

Tabel 8 viser de decentrale anlæg opdelt efter størrelse (> og <10 MW) og brændsel.

Den installerede kapacitet for land- og kystnære møller var den 1. januar 2004 i alt 2.214 MW. Den installerede effekt forventes kun at stige langsomt i de kommende år, så der i 2010 i alt er installeret 2.400 MW.

Forbindelser mod nabo-områder

Den maksimale overføringskapacitet, der i øjeblikket anvendes i planlægningen, er 1.600 MW mod Nord Pool fra efteråret

2004, hvor 400 kV Vendsysselværket-Trige er idriftsat, og 1.720 MW fra 2005, hvor Konti-Skan 1 er ombygget. Forbindelsen til Tyskland er begrænset til 800 MW for nordgående transport og 1.200 MW for sydgående transport. Disse øges til 1.400 MW for sydgående transport efter 2004, hvor 400 kV Vendsysselværket-Trige er sat i drift.

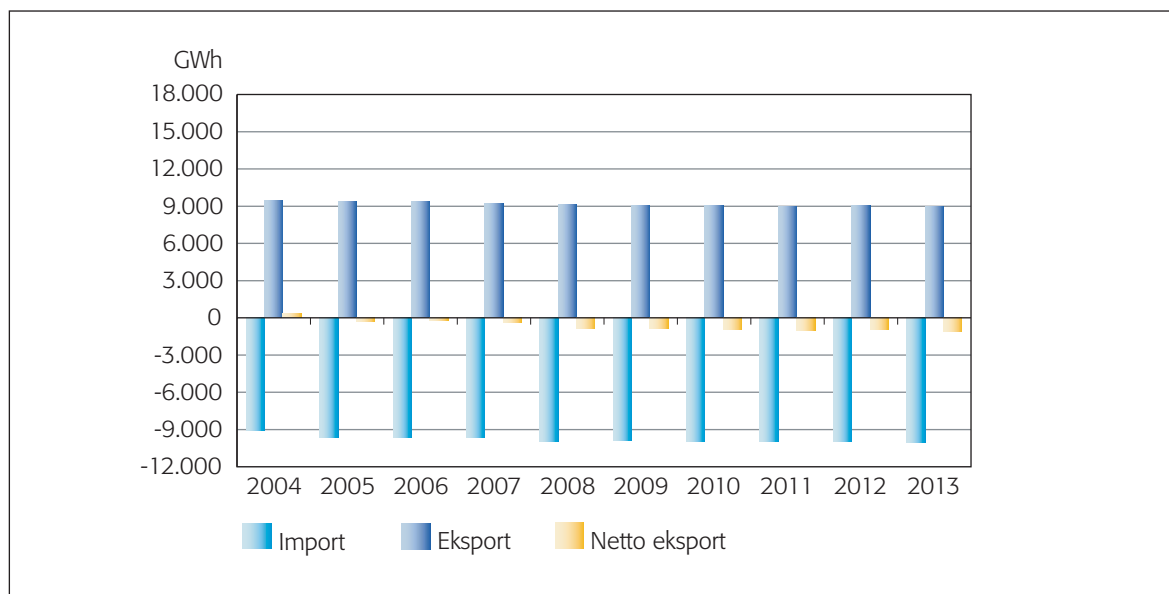


Bilag 2:

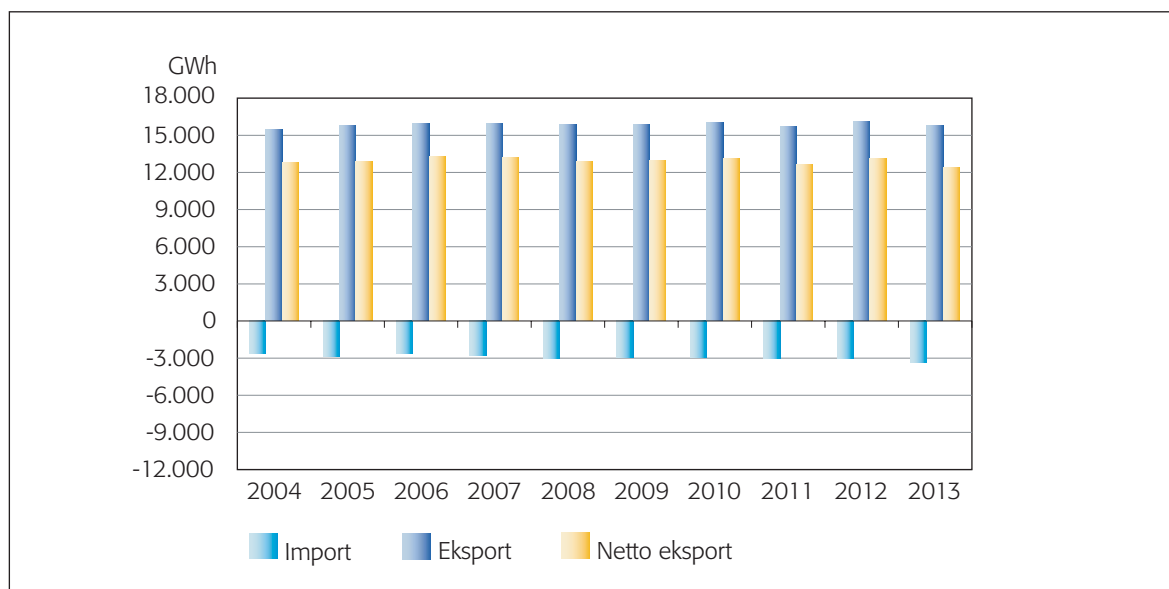
Import, eksport og nettoeksport 2004-2013

Forbrug, import og eksport for årene 2004-2013 for højpris- og lavprisforløbet er vist.

Figur 27 Import, eksport og nettoeksport i lavprisforløbet.



Figur 28 Import, eksport og nettoeksport i højprisforløbet.







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