



Systemplan

1999

2000

2001

2002

2003

2004

2005

2006

2007

2008

2009

2010

2011

2012

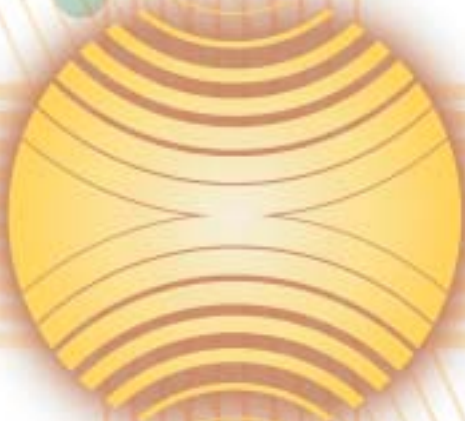
2013

2014

2015

2016


eltra




eltra

Systemplan

2003



Systemplan 2003

Dato: 20. juni 2003

Sagsnr.: 4941

Dok.nr.: 161091 v4

Reference: JKJ/RIH

Omslag og illustrationer:

Franck Wagnersen

Layout og opsætning:

Eltra's informationsafdeling

Repro og tryk:

Kerteminde Tryk

ISSN 1601-4685

Juni 2003



Indhold



Resume og konklusion	5
Fra planlægning til systemdesign	11
Elsystemets langsigtede mål	11
Registrering og kortlægning af systemets egenskaber	12
Analyser af energi- og miljøbalancer	14
Designprocessen	14
Udvikling af elsystemets arkitektur	15
Det centralt styrede system	15
Aktive distributionsnet	15
Samarbejde om systemkontrol	18
Systemsikkerhed og strategi	19
Driftsikkerhedens hovedelementer	19
En sikkerhedsstrategi	21
Det jysk-fynske elsystems rolle i Europa	23
Flaskehalse på Eltra's nord- og sydgrænse	23
Det skal nettet kunne	25
"Prioriterede snit" omkring Danmark	26
Anvendelse af auktions- og flaskehalsindtægter	29
Analyser af fremtidens kraftvarmesystem	31
Nøgletal for kraftvarmesystemet	31
Analyser af kraftvarmeproduktionen	32
Brændselsforbrug og lagerberedskab	34
Perspektiver	35
Danmarks Kyoto-forpligtelser	37
Overholdelse af Kyoto-protokollen	37
Udbygning med havmøller	38
Kyoto-scenariet	39
Dimensionering af net- og systemtjenester	43
Dimensionering af produktionsapparatet	43
Adgangen til regulerkraft og systemtjenester	45
Mobilisering af de decentrale ressourcer	47
Principper for dimensionering af net	48
Eltra's forpligtelser i distributionsnettene	50



Transmissionssystemet	51
Transportsystemet på godt og ondt	51
Opdatering af saneringsstrategi	53
Hvor er flaskehalsene?	54
Balanceproblemet	57
Ubalancer	57
Regulerkraftbehov	58
Eltra's udviklingsindsats	61
Definitioner	61
Systemansvarets udviklingsarbejder	61
F&U i miljøvenlig elproduktion	63
Referencer	64
 Bilag 1: Drivhusgaskvoter og VE-certifikater	65
Bilag 2: Nuværende og fremtidige leverandører af systemtjenester og regulerkraft	67

Resume og konklusion

Elforsyningen er blevet omlagt fra et monopolbaseret forsyningssystem til et marked, hvor konkurrerende udbydere kan betjene kunderne. Eltra har dermed forladt den centrale optimering af en forsyningskæde, der rækker fra brændstof-fremskaffelse over produktion og transport til energianvendelse. I denne nye verden skal de systemansvarlige virksomheder sørge for en infrastruktur, hvor nettets rolle er at betjene markedsaktører og slutkunder i et europæisk marked. Med Systemplan 2003 præsenterer Eltra de aktiviteter, vi har i gang.

Fokus på systemdesign

Eltra har i Systemplan 2003 sat fokus på arbejdet med infrastrukturens konstruktion og organisering. Det betegner vi som *systemdesign*. Arbejdet omfatter både teknikken og de rammer, som producenter og forbrugere skal respektere.

Sammen med markedsdesign skal systemdesign resultere i en struktur, som bedst muligt opfylder de mål og kriterier, der er fastsat i Elforsyningsloven.

På grund af den ændrede produktionsstruktur kræver *systemsikkerheden* en helt ny organisation og teknisk indretning. Det bliver en vigtig del af designprocessen. Designprocessen skal desuden kvalitetssikres ved systematisk at kortlægge elsystemets egenskaber og resultater sammenholdt med målene.

Produktionens fordeling på både centrale og decentrale værker medfører et behov for samordning af elsystemets overvågning og styring for alle spændingsniveauer. Med den installerede effekt fordelt i transmissions- og distributionsnettene er den traditionelle styringsstrategi blevet ineffektiv. I stedet skal en strategi med aktive distribu-

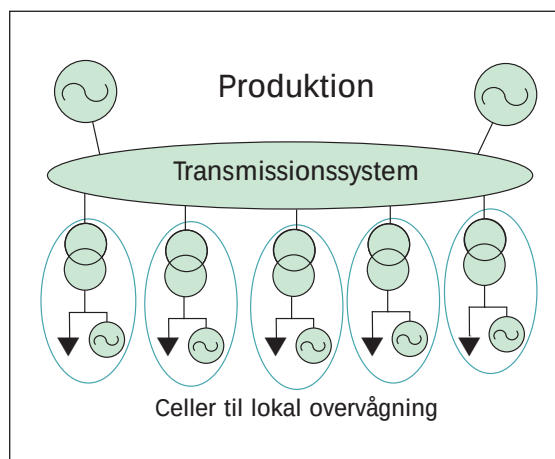
tionsnet sikre den nødvendige kontrol med den lokale produktion, **Figur 1**.

Det koncept, Eltra forbereder, er baseret på en tolagsstruktur, hvor 400-150 kV-spændingsniveauerne planlægges og drives samlet. De lokale net under hver 150/60 kV-station udgør *celler med ansvar* for lokal overvågning og styring. De lokale funktioner tænkes i høj grad baseret på automatiserede løsninger.

De nye koncepter skal udvikles og indføres i takt med, at strukturen tillader det.

Selskabsstrukturen er under stadig forandring. I marts 2003 var der 62 150/60 kV-stationer svarende til 62 lokale net. 60 kV-nettene drives nu af 13 netvirksomheder med mellem 1 og 11 lokalnet.

Figur 1 Hver 150/60 kV-station udgør en celle med ansvar for lokal overvågning.



I planlægningsperioden kan der komme væsentlige mængder af husstands anlæg til produktion af el og varme – de såkaldte mikroanlæg. Forberedelse til indførelse af disse anlæg vil være en stor udfordring for elsystemets design.

Samarbejdet med net- og transmissionsvirksomhederne om rammerne for de nye funktioner foregår i Eltra's netudvalg. Her forudses egentlige udviklingsarbejder gen-



nemført på områder som arkitektur for fælles datanet, metoder til lokal system-overvågning, lokal adgang til systemanalyser og data samt forbedret information.

Det jysk-fynske elsystems rolle i Europa

Eltra-områdets placering mellem Nordel og UCTE-systemet giver anledning til store transporter gennem området. Når kapaciteten til nabo-områderne er utilstrækkelig, opstår der flaskehalse enten på grænsen mod nord eller på grænsen mod syd.

Priserne i elspotområde Danmark Vest svinger mellem de nordiske og de tyske priser. For at sikre en optimal funktion af markedet skal størrelsen af handelskapaciteten på nord- og sydgrænsen tilstræbes at være nogenlunde ens. Det er ikke tilfældet nu, men opgradering af sydgrænsen vil være et vigtigt indsatsområde for Eltra i de kommende år.

Der er forskellige interesser, der skal sikres, herunder markedets ønsker til handelskapacitet på forbindelserne. Markedsbetjeningen skal forbedres ved udgivelse af forventede varighedskurver over handelskapaciteten. Derved fremmes *gennemsigtighed og forudsigelighed i markedet*.

Eltra opnår flaskehals- og auktionsindtægter på forbindelserne til nabo-områderne. Eltra har til hensigt at anvende disse indtægter til reduktion af flaskehalsene i overensstemmelse med EUs kommende forordning på området og markedsaktørernes behov.

Flaskehals- og auktionsindtægterne giver Eltra god mulighed for at bygge *ekstra kapacitet* mod nabo-områderne. Hvis midelværdien af disse indtægter kan dække forrentning og afskrivning af en investering i kapacitetsforøgelse, bør investeringen foretages.

En udbygning vil dog forudsætte, at der er etableret internationale rammer for finansieringen. Valget af udbygning på forbindelserne til nabo-områderne sætter også rammerne for udbygning af det interne net i området.

Handelskapaciteten kan blive begrænset af *flaskehalse i det interne net*. Mod Norge og Sverige vil disse flaskehalse stort set være elimineret, når 400 kV Vendsysselværket-Trige er sat i drift. Der vil fortsat være hindringer for fuld udnyttelse af Tysklandsgrænsen, men det vil være muligt for Eltra at hæve handelskapaciteten ud over de 1.200 MW, der nu er i sydgående retning.

Ved en forøgelse af kapaciteten på Tysklandsgrænsen, så nord- og sydgrænsen er afbalanceret, vil der fortsat være flaskehalse i det interne net. De forekommer primært i 150 kV-nettet. Disse flaskehalse søges elimineret inden for de nærmeste år ved opgraderinger, effektivisering og eventuelle udbygninger.

Flaskehalsene på vestkysten af Jylland vil opstå, hvis der både skal kunne foregå en fuld udnyttelse af eksisterende forbindelser til nabo-områder og udbygges med yderligere vindkraft på Horns Rev.

Prioriterede snit omkring Danmark

Nordels Systemudviklingsplan fra 2002 udpegede de snit i de nordiske net, hvor forstærkninger kunne forventes at have den største samfundsøkonomiske nytte. Disse forstærkninger er derefter undersøgt nærmere i Nordels projekt om "Prioriterede snit".

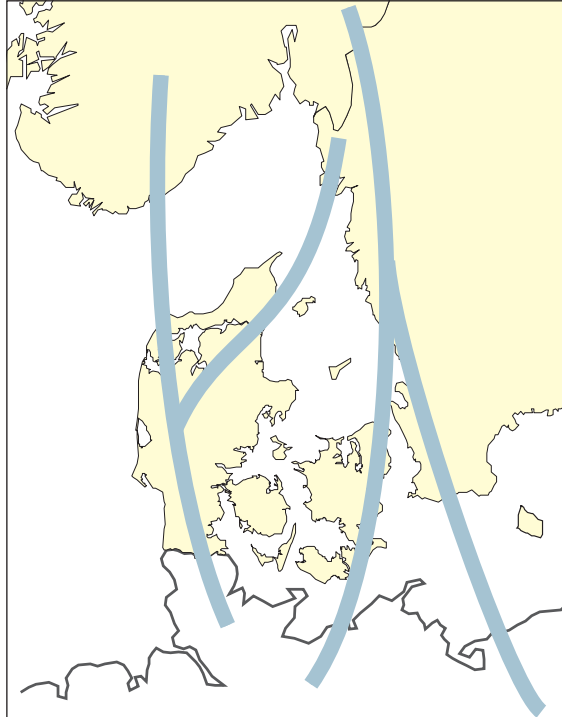
Nettet i Eltra's område udgør en af transportkanalerne mellem Nordel-området og UCTE. Overføringskapacitet på nord- og sydgrænsen bør derfor være balanceret i størrelse, **Figur 2**.

I Nordels Systemudviklingsplan 2002 var en udbygning af Skagerrakforbindelsen den, der viste størst samfundsøkonomisk nytte uden hensyn til faste omkostninger. Statnett og Eltra har derfor gennemført et fælles studie over en *Skagerrak 4-forbindelses lønsomhed*. Studiet viser, at Skagerrak 4 er samfundsøkonomisk lønsom for Norden.

Lønsomheden reduceres, hvis Statnett bygger en forbindelse til England eller Holland. Nyttens reduceres også, hvis man for-



Figur 2 Transportkanaler med flaskehalse.



udsætter en udbygning med gaskraft i Norge.

Statnetts styre har besluttet at søge koncession på en forbindelse til England. En beslutning om udbygning på Skagerrak vil ikke være aktuel, før der er kommet mere klarhed over, om Englandsforbindelsen bygges.

Der er flere grunde til at overveje en elektrisk forbindelse over Storebælt. Dels er den interessant i de nordiske "Prioriterede snit", dels er den på Energistyrelsens arbejdsprogram for 2003.

Storebæltsforbindelsen kan have nogle interne danske fordele, men det er ikke vist, at disse fordele kan begrunde de nødvendige investeringer.

Forøgelse af kapaciteten på Tysklandsforbindelsen er et af de tiltag, der viser en stor nytteværdi. Det er derfor et vigtigt indsatsområde for Eltra, og muligheden bør undersøges sammen med E.ON Netz. Tysklandsgrænsen er i øvrigt udpeget gennem

EUs arbejde med Transeuropæiske Net til at være en af de vigtigste europæiske samkøringsforbindelser med flaskehalse.

Analysen af kraftvarmesystemet

På baggrund af en kortlægning foretager Eltra hvert år en analyse af de egenskaber, som kraftvarmesystemet i Jylland og på Fyn har. Den er gennemført for et forløb med lave priser og et med høje priser. Det forventes, at elforbrugets stigning bliver større end tidligere forudsat. Det sker som følge af en forventet, øget økonomisk vækst.

Der er ikke konstateret væsentlige ændringer i planerne for produktionsapparatet, hverken for tilgang eller afgang af kapacitet. Der forudses en tilgang af vindkraft på land på 350 MW frem til 2012. Desuden er der forudsat bygget 600 MW havmøller.

I analyserne har Eltra forudsat, at *aftagepligten* fra de decentrale kraftvarmeværker er ophævet fra den 1. januar 2004. De decentrale værker kører herefter på markedsvilkår. Det betyder, at de producerer betydeligt mindre i et lavprisforløb, men stort set det samme i et højprisforløb. Det forudsættes, at der skal ske en økonomisk kompensation eller skadesløsholdelse af disse værker. Ny lovgivning ventes dog først i slutningen af 2003.

Den samlede produktionskapacitet i det jysk-fynske område overstiger det maksimale elforbrug i perioden frem til 2012. Da en stor del af denne produktion er ikke-regulerbar, er der perioder med overskud. Der er også perioder med underskud, som skal importeres.

Produktionssammensætningen i 2003 er sådan, at ca. 40 % af elforbruget forventes dækket af vind og biobrændsel. Resten af forbruget dækkes ligeligt af kul og naturgas.

Brændselsberedskabet skal ikke længere opretholdes ved, at Eltra betaler for fysiske lagre. I stedet skal Eltra via Systemplanen vurdere, om lagerbeholdningen i området er tilstrækkelig. De nuværende lagre på ca.



3 mio. ton kul svarer til, at elforsyningen kan opretholdes i 6-12 måneder afhængig af, om det er kul og/eller naturgasforsyningen, der svigter.

Danmarks Kyoto-forpligtelser

Regeringen har i sin klimastrategi fastslået, at Danmark skal vedstå sig Kyoto-målene

og anvende de fleksible Kyoto-mekanismer Joint Implementation, Clean Development Mechanism og international kvotehandel for at reducere udgiften til opfyldelse af det danske Kyoto-mål.

Eltra's analyser af kraftvarmesystemet for et lavprisforløb uden store eksporter viser,





at den vstdanske elproduktion kan holde sig inden for sin andel af kvoten på 8,4 mio. ton. Udledningen af CO₂ i Vstdanmark bliver 8,0 mio. ton i 2012. Ved et højprisforløb med betydelig eksport bliver udledningen 15,3 mio. ton i 2012.

I det omfang, der skal kunne eksporteres, må det enten ske ved *tilkøbte drivhusgaskvoter* eller ved interne danske reduktions-tiltag. Kyoto-forpligtelsen til at nedbringe CO₂-udledningen i Vstdanmark frem mod 2012 kræver begrænsede tiltag.

Ifølge regeringens rapport "Udbudsprocedure og vilkår for havvindmøller" skal havmøller bygges på markedsvilkår. Det anbefales heri, at den første danske udbygning sker på *Horns Rev*. Der er ikke truffet aftaler om vilkår herfor.

Eltra bedømmer, at det kan være aktuelt at udbygge vindkraften på havet allerede i 2007.

Havmøller er et af de mest effektive midler til nedbringelse af CO₂-udslip. Eltra har som eksempel vurderet konsekvensen af en massiv udbygning med vindkraft.

Den samlede vurdering er, at en udbygning med yderligere 1.000 MW havmøller i Vstdanmark frem til 2012 kan blive miljømæssig attraktiv, hvis vindkraften kan fortrænge kul eller naturgas i nabolande og modsvares af drivhusgaskvoter.

Miljøgevinsten ved indpasning af denne vindkraft i Vstdanmark ville ende i udlandet. Udbygningen vil derfor ikke udgøre en økonomisk eller miljømæssig vstdansk fordel. Hvis Vstdanmark kan blive VE¹-producent for vores naboer, kan en stor udbygning med havmøller blive en miljøfordel ud fra en samlet betragtning.

Adgang til systemtjenester

Eltra skal dimensionere transmissionssystemet som et transportapparat inklusive beskyttelses-, overvågnings- og kommunikationssystemer. Dimensioneringen omfatter også sikring af adgangen til systemtjenester, reserver og regulerkraft.

Analyserne tyder på, at der vil være tilstrækkelig produktionskapacitet i Eltra's område frem til 2012.

Det regelsæt, der skal sikre, at *til- og afgang af kapacitet* kan ske efter markedstankgangen, er under forberedelse. Det sker ved, at Energistyrelsen er undervejs med en bekendtgørelse om regler for at opnå tilladelse. Det sker også ved, at Nordel og Nordisk Ministerråd har igangsat en række arbejder om kapacitet og priselastisk elforbrug.

Kraftværksaftalen, som Eltra har med Elsam, udløber i løbet af 2004. Del 1, som handler om sikring af 1) mindste produktionskapacitet, 2) effektknaphed i markedet og 3) regulerkapacitet, udløber den 1. januar 2004. Del 2, som handler om 1) frekvensstabilitet, 2) havarireserve m.v., udløber den 30. juni 2004.

Det er vigtigt for systemsikkerheden, at elsystemet altid er i en veldefineret systemtilstand, så det er tydeligt, hvilke reserver der er tilbage, og hvilke handlinger der skal til for at bringe reserverne tilbage til udgangspunktet. En særlig udfordring er at indpasse vindkraften i disse systemtilstande, idet bortfald af vindkraften er en almindelig forekommende hændelse i Vstdanmark. Eltra ser dette arbejde som et vigtigt indsatsområde.

Eltra skal sikre, at der kan *holdes balance* i det vstdanske elsystem. Her udgør vindkraften den største udfordring. Det vurderes, at der i 2005 er behov for op til 1.600 MW kapacitet til opregulering og op til 1.050 MW til nedregulering.

Denne regulerkapacitet skal delvist komme ved, at ressourcerne i de eksisterende centrale værker mobiliseres. Det ser ud til at være en realistisk mulighed for værker over 10 MW. Desuden skal alle de eksisterende centrale blokke kunne medvirke til reguleringen.

I den daglige drift er det dog en økonomisk afvejning, om regulerkraften skal købes i området eller på et nordisk marked.

¹ VE = Vedvarende Energi.



Montage af en 400/150 kV mast på fundamentet på strækningen Smorup-Ferslev.

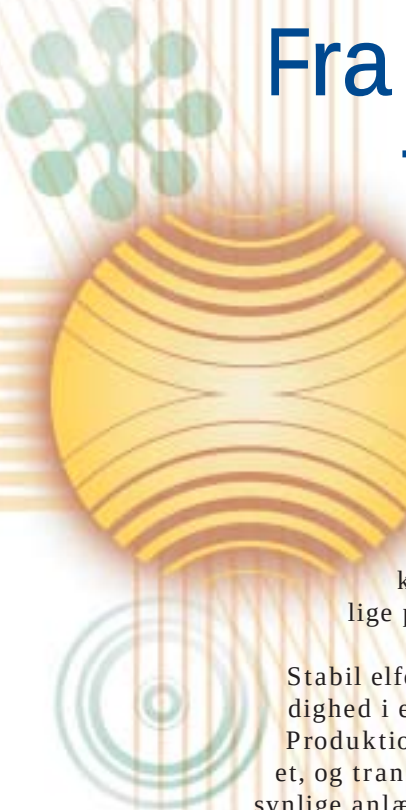
En massiv vindkraftudbygning vil kræve ekstra op- og nedreguleringskapacitet.

Eltra's udviklingsindsats

Eltra skal forberede og gennemføre betydelige forandringer. Eltra har tradition for tidlig udnyttelse af nye teknologier. Derfor er det vanskeligt at trække en klar grænse mellem udviklingsaktiviteter og projektarbejde.

Vi skelner mellem Videnskabsministeriets begreber innovation og F&U. En stor del af Eltra's udviklingsindsats er dermed innovation.

Systemansvarets udviklingsaktiviteter fordeles desuden på to skarpt adskilte grupper. Den ene er systemansvarets kerneområder, som betales over systemtariffen, og udnyttelse af miljøvenlig elproduktion, der er en PSO-omkostning.



Fra planlægning til systemdesign

Elforsyningen er siden midten af 1990'erne blevet omlagt fra et monopolbaseret forsyningssystem til et marked, hvor konkurrerende udbydere kan betjene kunderne med forskellige produkter.

Stabil elforsyning er en nødvendighed i et moderne samfund. Produktion af el påvirker miljøet, og transport af el foregår på synlige anlæg. Balancen mellem forbrug og produktion skal overvåges kontinuerligt. Derfor er udbygningen og driften af den nødvendige infrastruktur stadig en opgave, som foregår under offentlig kontrol.

Planlægningsopgaven i det forbrugerejede forsyningssystem gik ud på at sørge for billig og sikker elforsyning inden for givne rammer for miljø og andre overordnede hensyn. Dette førte til en integreret planlægning af hele forsyningskæden fra brændselsanskaffelse over produktion og transport til effektiv energianvendelse.

Vi har nu forladt den traditionelle planlægning med optimering af en forsyningskæde. Eltra har herefter ansvaret for at indrette en infrastruktur til sikring af en stabil elforsyning og til betjening af alle brugere af elsystemet.

I den nye verden skal de systemansvarlige virksomheder sørge for den nødvendige infrastruktur til betjening af markedsaktører og slutkunder, herunder også indpasningen i et europæisk elmarked.

De systemansvarlige virksomheder har desuden en række offentlige forpligtelser, herunder opretholdelse af forsyningssikkerhed og teknisk kvalitet, udarbejdelse af systemplaner og sikring af forskning og udvikling i miljøvenlig elproduktion.

Elforsyningens infrastruktur har betydelig teknisk og organisatorisk kompleksitet. Infrastrukturen udbygges og drives af de systemansvarlige virksomheder sammen med regionale transmissionsselskaber og lokale netselskaber.

Vi betegner arbejdet med infrastrukturens konstruktion og organisering som *systemdesign*. Designprocessen omfatter foruden teknikken også de rammer, som producenter og elforbrugere skal respektere, og som de systemansvarlige virksomheder kan fastlægge, gerne sammen med myndighederne. Det gælder f.eks. forskrifter. Systemplanen belyser forskellige mål og aspekter i designprocessen.

Sammen med *markedsdesign* skal systemdesign resultere i udvikling af en struktur, som bedst muligt opfylder de mål og kriterier, som er fastlagt i lovgivningen.

Designprocessen skal tage udgangspunkt i de *langsigtede mål* for elsystemet, et grundigt kendskab til systemets nuværende egenskaber og prognoser for forbrug, produktionskapacitet og udvikling i nabo-områderne.

På grund af den ændrede produktionsfordeling kræver systemsikkerheden en helt ny organisation og teknik. Det kræver en målrettet udviklingsindsats.

Elsystemets langsigtede mål

Elsystemets langsigtede mål er beskrevet med de opgaver, den systemansvarlige virksomhed er tillagt i Elforsyningsloven. Den nævner en række krav til netvirksomheder og systemansvarlige virksomheder, herunder at de skal:

- Opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningssystem.
- Sikre tilstedeværelse af tilstrækkelig produktionskapacitet.



- Bidrage til, at der skabes de bedst mulige betingelser for konkurrence på elmarkedet.
- Tilslutte leverandører og købere af elektricitet til det kollektive elforsyningsnet.
- Stille fornøden transportkapacitet til rådighed.
- Kortlægge energiforbruget samt planlægge og sikre gennemførelsen af energibesparelser i forsyningsområdet.
- Fremme miljøvenlig elproduktion, herunder modtage og fordele prioriteret produktion og sørge for den fornødne forskning og udvikling.

De langsigtede mål kan udledes ved, at disse kvalitative fordringer tydeliggøres:

- Systemets "tekniske kvalitet", "tilstrækkelig produktionskapacitet" og "markedsdesign" er afgørende for forsyningssikkerheden.
- Systemets "balance" er en fysisk nødvendighed for det samkørende system. Eltra har her en forpligtelse inden for den europæiske samkøringsorganisation, UCTE og inden for Nordel.
- "Fornøden transportkapacitet" skal være tilstrækkelig af hensyn til både forsyningssikkerhed og markedsbetjening.
- "Miljøvenlig elproduktion" skal udvikles som et led i dansk miljøpolitik og af hensyn til Danmarks internationale forpligtelser på miljøområdet, herunder Kyoto-protokollen.

Det er elsystemets opgave at dække et transportbehov, hvis omfang bestemmes af forbrugernes efterspørgsel og markedsaktørernes dispositioner. Systemet skal udbygges med ressourcer til disse formål, idet flaskehalse skal holdes på et acceptabelt, lavt niveau.

Infrastrukturen omfatter transmissionsanlæg, relæbeskyttelse, kommunikations- og

overvågningssystemer. Hertil kommer nødvendige organisatoriske rammer som driftstatistikker, kontrolhierarki, tilslutningsbetingelser, internationale aftaler og driftsprocedurer.

Øgede transporter i nettet kræver ikke bare ledninger, men afstemning med de andre ressourcer, herunder en række systemtjenester.

Planlægningen skal tage udgangspunkt i de transporter, som ønskes gennemført. Nettet har hidtil ikke været udviklet med transit for øje, men krav om hensigtsmæssig prisdannelse og indpasning i et internationalt marked udgør en væsentlig ændring af grundlaget.

Registrering og kortlægning af systemets egenskaber

Et grundigt kendskab til systemets egenskaber er en nødvendig forudsætning for et målrettet designarbejde. Det skal kvalitets-sikres gennem en systematisk kortlægning af systemets egenskaber.

Prognoserne sammenstilles af netvirksomhedernes og Eltra's planer for infrastrukturens udvikling. Ved analyser af fremtidige energi- og miljøbalancer undersøges opfyldelsen af de energi- og miljøpolitiske mål på længere sigt.

Resultaterne af kortlægningen dokumenteres i form af blandt andet:

- Transportstatistik, herunder kortlægning af flaskehalse.
- Driftssikkerhed, herunder opgørelse af driftsreserver og gennemgang af driftshændelser.
- Fejlstatistikker for netkomponenter.
- Rådighedsstatistikker for nettet.
- Miljørapporter.





Denne dokumentation skal videreudvikles med henblik på at kunne dække behovet for input til designprocessen.

Med den store mængde decentral produktion er der behov for en større nøjagtighed i analyserne både på transmissions- og distributionsniveau. Der er derfor opstillet fælles mål for de data og målinger, der er behov for til driftsplanlægning, undersøgelse af driftsproblemer og udbygningsplanlægning.

Analyser af energi- og miljøbalancer

Analyserne af energi- og miljøbalancerne skal vise, om systemets egenskaber inden for den valgte undersøgelseshorisont udvikler sig i den ønskede retning. Hidtidige planer har lagt vægt på belysningen af fremtidige energi- og miljøbalancer, som i særlig grad har været genstand for politisk interesse. Der er til dette formål udviklet data, prognoser og værktøjer.

Af hensyn til opfyldelsen af de miljø- og energipolitiske mål er der sket store ændringer af produktionssystemets struktur. Dermed er *systemsikkerhedens opretholdelse* blevet vanskeligere, og det er blevet en vigtigere del af designprocessen. Det forudses derfor, at analyser af systemsikkerheden for fremtidige stadier bliver en vigtig del af de kommende års systemplaner.

Designprocessen

Det er også produktionssystemets ændrede struktur, som er årsag til, at systemets overvågning i langt højere grad end hidtil skal samordnes for alle niveauer fra distribution til transmissions- og systemansvar. De organisatoriske og tekniske løsninger af dette problem er blevet en vigtig del af designprocessen.

Designprocessen skal føre til en specifikation af infrastrukturens fysiske rammer, herunder: Net, beskyttelsessystem, kommunikations- og overvågningssystem, reaktiv effekt, mindstekapacitet af aktiv effekt og øvrige systemtjenester.

Hertil kommer organisatoriske rammer som kontrolhierarki, tilslutningsbetingelser og strategi for systemsikkerhed og procedurer for retablering efter fejl.

Systemplan 2003 og efterfølgende systemplaner skal fokusere på designopgaven og processen frem mod en redesignet infrastruktur, der kan sikre stabil elforsyning og betjene brugere af elsystemet tilfredsstillende.

Udvikling af elsystemets arkitektur

Ved begyndelsen af 2. verdenskrig var der i Danmark næsten 500 offentlige elværker og 1.500 private. I årene efter krigen samledes produktionen på færre værker. Bygningen af samarbejdsnet muliggjorde stordriftsfordele både i Danmark og i andre lande. I 1970'erne var der mindre end 10 produktionssteder vest for Storebælt.

Det centralt styrede system

Den koncentrerede produktion betød også, at driftsuheld på kraftværkerne og i nettene kunne få vidtrækkende konsekvenser. Studier af enkelte store driftsforstyrrelser i udlandet blev brugt som grundlag for udvikling af koncepter og kriterier, som med lokal tilpasning kunne indføres i de fleste lande. Disse fælles koncepter gjorde det også muligt at organisere internationale samkøringssystemer som Nordel og UCPTE (nu UCTE).

I disse koncepter udgjorde produktion og transmission systemets aktive lag, som blev underkastet intensiv overvågning. Overgangen fra transmission til distribution foregik i nogle "aftapningssteder". Elforbruget fulgte kendte og forudsigelige mønstre, **Figur 3a**. Derfor kunne det centrale kontrolrum modellere forbruget i de mange aftapningssteder og koncentrere opmærksomheden om styringen af forholdsvis få produktionssteder.

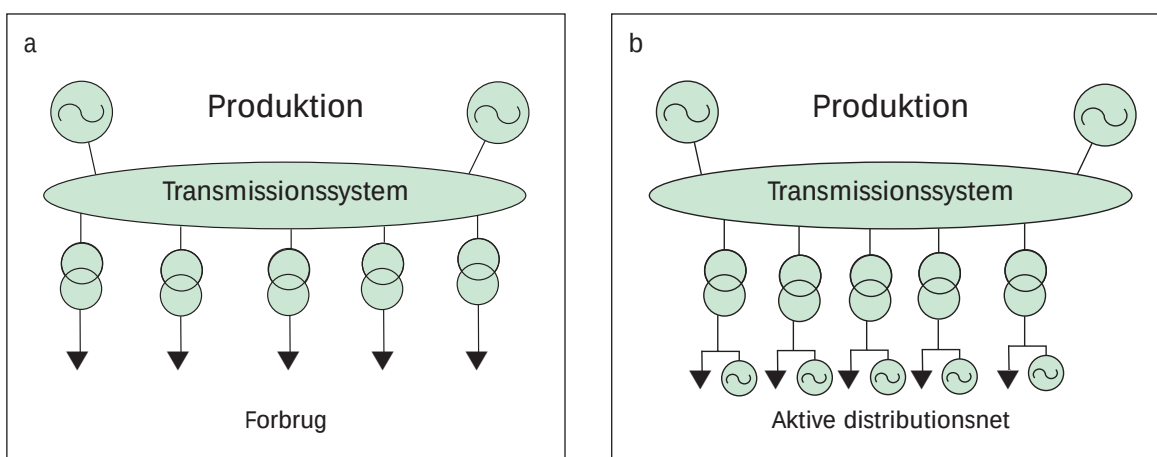
I et vekselstrømssystem viser produktionsunderskud sig ved lav frekvens. Det skal omgående udlignes ved automatisk bortkobling af forbrug. En sådan bortkobling af forbrug er let at indrette og dosere i et system uden produktion i distributionsnettene. I det daglige var der kun ringe behov for samordning af driften mellem transmission og distribution.

Set fra distributionsselskabernes side kan man sige, at det var transmissionens opgave at sørge for den nødvendige forsyning i aftalte punkter.

Aktive distributionsnet

Efterhånden, som den installerede effekt er fordelt med den største andel i distribu-

Figur 3 Det oprindelige koncept, hvor produktion og transmission udgjorde de aktive lag 1a), er ændret efterhånden, som der er indført decentral produktion i distributionsnettene 1b).





tionsnettene **Figur 3b**, har den traditionelle sikkerheds- og styringsstrategi mistet sin gyldighed.

Produktionen kan ikke længere måles centralt, og dermed kendes forbruget heller ikke. Det centrale kontrolrum må agere mere eller mindre "i blinde", når systemets balance skal holdes.

En løsning på dette problem kunne være at udvide det centrale kontrolrums domæne til også at omfatte samtlige distributionsnet. En sådan fremgangsmåde ville imidlertid få kontrolproblemet til at vokse med flere størrelsesordener. En enkelt person ville ikke kunne overskue dette system, og selv med en høj grad af automatisering ville risikoen for fejl blive betydelig.

Spørgsmålet om overvågning af net med distribueret produktion har allerede været genstand for en del forskning i udlandet. Her er der bred enighed om, at løsningen skal søges i en organisation, hvor de lokale net udgør celler med ansvar for lokal overvågning og styring af udvalgte funktioner [Ref. 23].

En celle svarer her til et område, der dækkes af en 150/60 kV-station, **Figur 4**.

Det er vigtigt, at de lokale opgaver er veldefinerede, og at cellerne har en klar af-

grænsning i forhold til transmissionssystemet. I den løsning, Eltra forbereder, er transformerne medregnet i den lokale celle, **Figur 4**. Dette valg kan diskuteres.

Der er samtidig med udbygningen af den lokale produktion etableret et elmarked, så købere af el skal finde sig en leverandør. Dermed er det ikke længere nettets opgave at sørge for forsyningen. Nettet skal derimod sørge for *forbindelsen mellem købere og sælgere* og indrettes til dette formål.

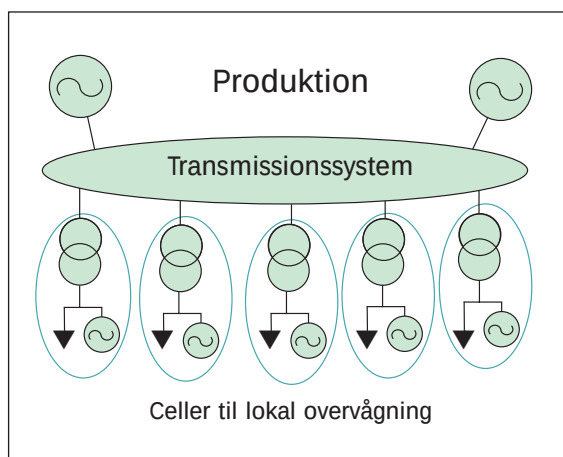
Med spredningen af produktionen er det blevet uklart, hvordan forskellige funktioner som Mvar-behovet og frekvensaflastningen vil virke i en konkret driftssituation. Den hidtidige styringsstrategi er blevet ineffektiv.

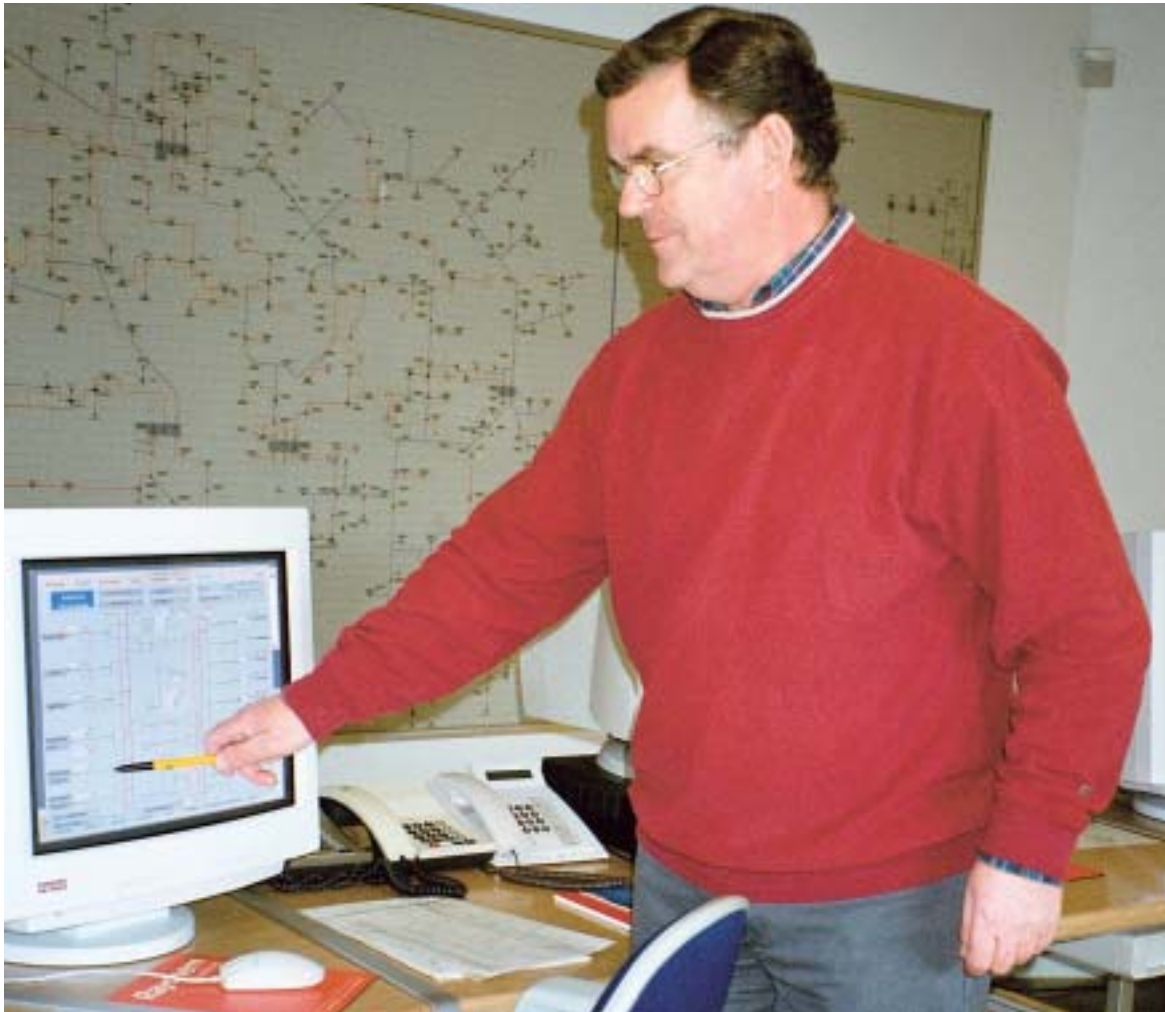
Som udgangspunkt for en ny strategi opstilles nogle funktionskrav, som vil være bestemmende for kommandostruktur og samarbejdsform. Det er:

- Mulighed for at drive decentrale kraftvarmeværker i overensstemmelse med markedets signaler og efter systemets behov. Så kan nettet udnyttes mere rationelt.
- Mulighed for at styre den reaktive effekt lokalt. Det vil give bedre lokale spændingsforhold.
- Adgang til visse målinger fra lokale net. Det vil højne kvaliteten af Eltra's systemanalyser.
- Mulighed for styret bortkobling af produktion eller forbrug i kritiske situationer, så pludseligt opståede ubalancer kan udlignes omgående.
- Samordnet procedure for retablering efter afbrydelser.

Omlægningen af opgaver til lokale systemoperatører vil ske gradvist. Der lægges fra begyndelsen vægt på styringen af spændinger og reaktiv effekt. I den forbindelse skal det sikres, at lokale operatører har effektive muligheder for at gennemføre nøjagtige analyser på egne net.

Figur 4 Lokale net udgør celler med ansvar for lokal overvågning og styring.





Genopbygning af nettet efter fejl kan tage tid og være kompliceret.

Det bliver også en lokal opgave at sikre muligheden for manuel eller automatisk bortkobling af forbrug eller produktion i kritiske situationer. Endelig skal de lokale operatører indgå i et fælles beredskab til retablering af systemet efter alvorlige driftsforstyrrelser.

Automatiserede løsninger

Det kræver to netværk for at få det beskrevne elsystem til at fungere efter hensigten. Der skal både være det transportsystem, som flytter el fra det ene sted til det andet, og et *datanet* med høj transportkapacitet kombineret med intelligent udstyr ("distributed computing"). Datanettets konstruktion kræver omhyggelige designover-

vejelser ganske som systemerne til eltransport.

I det jysk-fynske område er der lyslederforbindelser til stort set alle 400 kV- og 150 kV-stationer. Dermed er der mulighed for bredbåndsforbindelser til overgangsstederne til alle lokale net.

Da lokale funktioner ikke kan være afhængige af bemandet overvågning, må de nødvendigvis baseres på en høj grad af automatik. Udviklingen heraf er en af de store udfordringer i det vstdanske område.

På længere sigt kan mere avancerede funktioner indføres. Der kan for det første skaffes langt bedre adgang til aktuel informa-



tion om systemets tilstand for netselskaber og dermed også for elforbrugerne. Dette er af særlig betydning under driftsforstyrrelser.

På baggrund af alvorlige driftsforstyrrelser er der i USA stor interesse for selvlærende og selvreparerende systemer ("Self-Healing"). Det skal ses i sammenhæng med, at det kan forudses, at den nye elektronik i både hjem og virksomheder vil skærpe kravene til elforsyningens regelmæssighed.

Samarbejde om systemkontrol

En effektiv kontrol af et elsystem med distribueret produktion kræver en "velsmurt" overvågning og styring af hele systemet fra de højeste spændingsniveauer til hver enkelt slutkunde. Et integreret samarbejde mellem alle systemets niveauer er altså en afgørende forudsætning.

Tolagsstrukturen

Samarbejdet tænkes organiseret i to niveauer. Det ene niveau udgøres af net for 150 kV og derofter. Hver 150/60 kV-station udgør et overgangssted til lokale net. Overvågningen af de lokale net baseres på automatiske, lokale funktioner, veldefinerede rammer og udstrakt lokal autonomi.

Det er nødvendigt, at en enkelt juridisk person over for systemansvaret har det formelle ansvar for driften af en lokal celle. Hvor der findes flere lokale netselskaber, kan et af dem være det ansvarlige udadtil.

Selskabsstrukturen er under stadig forandring. Derfor kan antallet af lokale operatører ikke fastlåses, men skal løbende tilpasses de aktuelle forhold. I marts 2003 var der 62 150/60 kV-stationer svarende til 62 lokalnet. 60 kV-nettene drives af i alt 13 virksomheder med mellem 1 og 11 lokalnet. Listen, der findes på Netudvalgets hjemmeside, opdateres i takt med, at der kommer nye oplysninger.

Dermed tegner der sig et billede af, at transmissionssystemet drives af Eltra sammen med de seks regionale transmissionselskaber. Det formelle samarbejde foregår

gennem Eltra's transmissionsudvalg (TU). Det daglige, praktiske samarbejde foregår direkte mellem berørte afdelinger i de enkelte virksomheder. Særlige opgaver løses i underudvalg.

Samarbejdet i Netudvalget

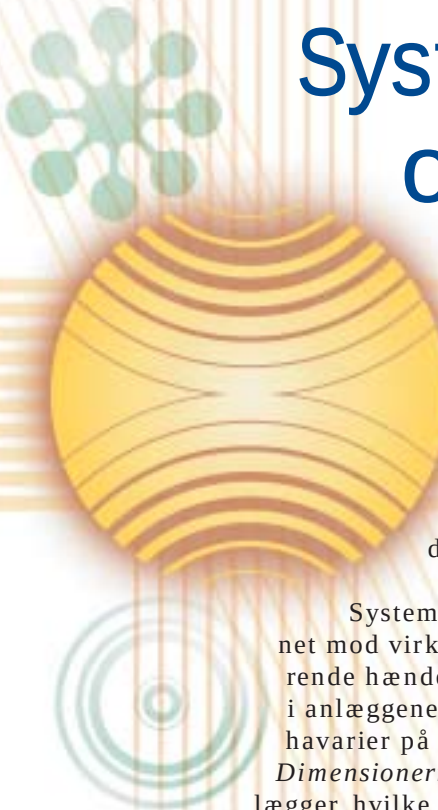
Tilrettelæggelsen af samarbejdet om *infrastrukturen* og om driften af lokalnettene foregår gennem Eltra's netudvalg (NU), som består af fem repræsentanter for de jysk-fynske netselskaber og to fra de regionale transmissionsselskaber. Til støtte for kommunikationen med de øvrige netselskaber har Netudvalget oprettet en hjemmeside, <http://nu.eltra.dk/>. Særlige opgaver løses i underudvalg.

De nye funktioner indføres gradvist. Det skal ske inden for rammerne af en udviklingsplan, som udarbejdes og vedligeholdes i NU. Arbejdet med *tilslutningsbestemmelser* foregår på landsplan i samarbejde med Elkraft System og Elkraft Transmission.

En gruppe under NU har taget fat på arbejdet med udformning af ny kontrolstruktur.

Det er desuden planen at udarbejde fælles rammer for kommunikation, it, driftstatistikker og analyseværktøjer. Der er endnu ikke truffet aftaler på disse områder.

Egentlige *udviklingsarbejder* og pilotprojekter forudses på områder som arkitektur for fælles datanet, metoder til lokal systemovervågning, lokal adgang til systemanalyser og forbedret information.



System sikkerhed og strategi

System sikkerheden er systemets mest komplekse egenskab. Kravene til system sikkerheden har gennemgribende betydning for systemets design.

System sikkerheden er værnet mod virkningerne af forstyrrende hændelser som lynnedslag i anlæggene eller pludselige havarier på kraftværkerne.

Dimensioneringskriterier fastlægger, hvilke konsekvenser en given hændelse må få, herunder tilladelige virkninger for elforbrugere.

Der er udarbejdet et sæt kriterier, som anvendes i Eltra-områdets netdimensionering. De anvendte principper er i overensstemmelse med Nordels praksis og fremgår af Nordels dimensioneringskriterier fra 1992 [Ref. 1].

Driftsikkerhedens hovedelementer

Efter produktionens spredning til distributionsnettene skal systemkontrollen reorganiseres til at omfatte alle spændingsniveauer.

Driftsikkerheden beror på en række elementer, herunder:

- Transmissionssystemet.
- Kommunikations- og overvågningssystemet.
- Driftsplanlægningen.
- Systemtjenester til gennemførelse af drift som planlagt (inkl. regulerkraft).
- Statistikker over forstyrrende hændelser og observerede systemtilstande.

- Beskyttelsessystemer til begrænsning af virkningerne af forstyrrende hændelser (relæer, primærregulering, netværn).
- Tekniske krav til produktionsanlæg.
- Systemtjenester (reserver) til retablering af normalt sikkerhedsniveau.
- Ressourcer og procedurer til retablering efter alvorlige fejl og systemsammenbrud (inkl. kommunikation med lokale netelskaber og offentligheden).

Det er den optimale sammensætning af disse elementer, som skal gøre det muligt at gennemføre ønskede transporter med en given sikkerhed.

Et forsvar mod driftsforstyrrelser

Inden for Nordel er der arbejde i gang med at sammenskrive alle hidtidige regler og rekommandationer til en *nordisk grid code*. Den nordiske grid code indeholder også Nordels gældende netdimensioneringsregler.

Nordisk grid code forventes at blive forpligtende på en lang række områder, herunder dimensionering af net og netdriften. Det betyder, at Eltra's hidtidige praksis skal harmoniseres med de gældende Nordel-regler.

Eltra's område er synkront sammenkoblet med UCTE-systemet. Dette er et af områdets vigtigste forsvar mod omfattende driftsforstyrrelser. Dimensionering og drift af Eltra's system skal også respektere de forpligtelser, vi har over for UCTE. Det gælder både reserveholdelse og krav til driftsikkerheden.

I dimensioneringsreglerne skelnes der mellem elsystemets forskellige tilstande, **Figur 5**. Det kan være:

- Normal drift, hvor der er intakt net eller planlagte eftersyn. Der er nominelle reserver (n-1 sikkerhed).



- Skærpet drift, mindre end 15 minutter efter fejl eller flere spontane mangler.
- Tilpasset drift over 15 minutter efter fejl, som kan være tab af shuntkomponent med reducerede reserver til følge eller tab af seriekomponent.
- Kontrolleret drift efter alvorlige fejl. Her tillades regionale konsekvenser.
- Ukontrolleret drift, hvor der kan være ustabilitet og sammenbrud.

Forstyrrende hændelser

En driftsforstyrrelse begynder ofte med en *forstyrrende hændelse*, som kan bringe systemet ud af normal drift og ind i en af de

andre tilstande, se **Figur 5**. De forstyrrende hændelser inddeles i fejlgrupper efter hyppighed og kompleksitet. Fejlstatistikkerne giver information herom, så der kan ske en systematisk dimensionering af elsystemet til ønskede niveauer for sikkerhed og effektivitet.

I Eltra's område skal også uforudsete afvigelser i vindkraften betragtes som en forstyrrende hændelse.

Når det er konstateret, at systemet ikke længere er i normal drift, iværksættes en *retablering* af reserverne, så forsyningen igen kan foregå i fuldt omfang og med normale reserver.

Systemet skal indrettes, så de allerfleste fejl kun fører til "skærpet drift", som normalt ikke mærkes af forbrugerne. I skærpet drift er systemet blevet mere sårbart over for nye fejl. Derfor gælder det om hurtigst muligt at mobilisere reserver til retablering af normal sikkerhed.

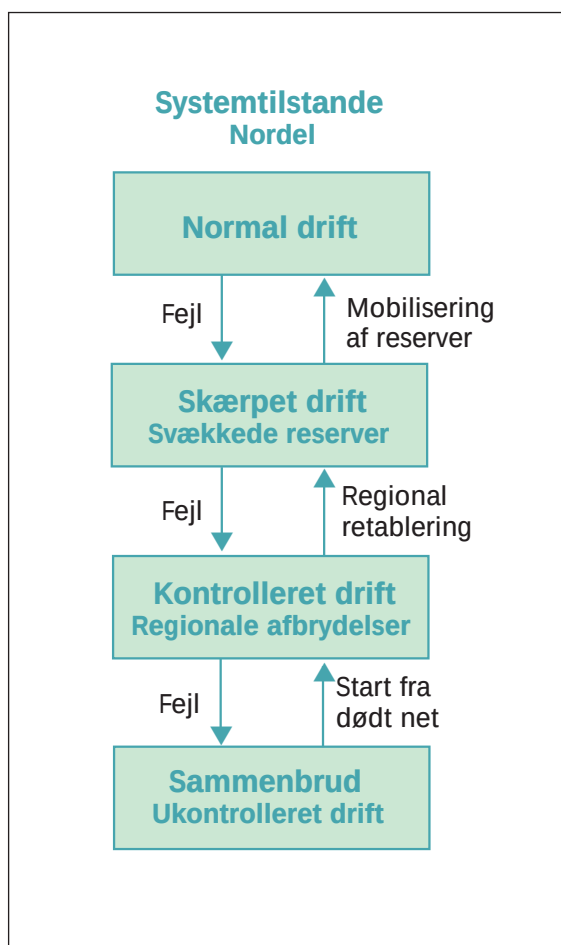
Hvis den forstyrrende hændelse er særlig alvorlig, eller hvis der under skærpet drift indtræffer en ny fejl, kan mere omfattende afbrydelser forekomme. Selv denne sjældne situation bør være forberedt, da retableringen ellers kan blive langvarig.

Den driftsforstyrrelse, der var i Eltra's område den 28. december 2002, var en overgang til tilstanden kontrolleret drift.

Det er vigtigt at bevare kontrollen med systemet, også under de værst tænkelige uheld. Skulle et totalt sammenbrud finde sted, skal systemet genopbygges "fra dødt net". Erfaringer fra andre lande viser, at samfundet ser meget kritisk på en langvarig retablering af elforsyningen efter større driftsforstyrrelser. Derfor skal der være adgang til de nødvendige ressourcer til en sådan start.

De nævnte systemtilstande indgår kun delvist i den daglige drift i Nordel-systemet. I Eltra's område skal anvendelsen af den tydeliggøres både i driften og i planlægningskriterierne.

Figur 5 Nordels definerede systemtilstande, som også er grundlag for videreudvikling af Eltra's kriterier.





De enkelte dele af vindmøllerne sejles ud til Horns Rev og samles her.

Der skal skabes konsistens i definitionerne af systemtilstande. Her er det en særlig udfordring at tage hensyn til bortfald af vindkraften som en hændelse.

En sikkerhedsstrategi

Eltra har startet udviklingsarbejdet med en tidssvarende og gennemsigtig sikkerheds-

strategi. Vigtige elementer i en strategi, der skal være gældende i Eltra's område, er:

- Systemet indrettes og drives med tilstrækkelige reserver til, at enkeltfejl højst kan få lokale konsekvenser (n-1). Behovet for reserver (inkl. systemtjenester) i normal drift skal være veldefineret.



- Transporter med lavere sikkerhedskrav end forsyning kan begrunde brug af netværn.

- Relæbeskyttelsen skal effektivt hindre spredningen af fejl (domino-effekten). Heri indgår automatisk bortkobling af belastning ved lav frekvens.

- Efter en enkelt fejl kan der mobiliseres reserver fra eget område eller ude fra til retablering af normal drift.

- Systemet indrettes og drives, så det efter alvorlige fejl med regionale afbrydelser er muligt at bevare overblik og kontrol over systemet.

- Ved manglende aktive eller reaktive ressourcer skal belastningsbortkobling kunne gennemføres med kort varsel.

- I kritiske situationer skal lokal produktion kunne stoppes med kort varsel.

- Større produktionsenheder skal være indrettet til at gå i blok-ø-drift. Både blok-ø-drift og start ved hjælp af eventuelle nødstartanlæg skal afprøves periodisk.

- Retableringsprocedurerne skal bygge på et veletableret samarbejde med regionale og lokale netselskaber.

- Rationering kan forekomme i tilfælde af varig mangel af aktive eller reaktive ressourcer.

Ved start fra dødt net skal der opstilles en procedure, så opsamling af produktion og forsyning kan indledes selvstændigt i lokale net, hvor der findes lokale ressourcer til formålet – eventuelt med senere synkronisering til større systemer.



Det jysk-fynske elsystems rolle i Europa

Forholdene i Eltra's nabo-områder har stor betydning for de fremtidige transportmønstre. Nordisk Systemudviklingsplan 2002 beskrev den nordiske energi- og effektbalance for 2005 og 2010. Udsigten var, at Norge og Sverige vil mangle energi i 2005 på tilsammen omkring 16 TWh i et normalt år. Danmark har derimod overskud i energibalancen på op til 19 TWh i et normalt år. Den nordiske udvikling er opdateret til brug for rapporten om "*Prioriterede snit*" i Norden, som udkommer i oktober 2003 [Ref. 2].

Frem mod 2010 vil det norske elforbrug stige med 4,2 TWh. En fortsat usikker tilgang af gaskraft på 800 MW vil svare til 5,6 TWh. Dertil kommer øget vand og/eller vindkraft med ca. 1.800 MW svarende til 5,3 TWh.

I Sverige forventes ingen forbrugsstigning. Biomasse og gaskraft vil øges med 2,4 TWh og vindkraft med 2,2 TWh. Når Barsebäck lukkes, erstattes energimanglen med opskrivning af andre kernekraftanlæg og termiske produktionsanlæg i Sydsverige.

I Finland forudsættes en forbrugsstigning på 9 TWh, tilgang af kernekraft på 10 TWh og andre forøgelse på ca. 2,5 TWh samt øget import fra Rusland frem mod 2010. Den norske og svenske energi- og effektbalance forudsættes forbedret frem mod 2010.

I Nordtyskland er der som i Vestdanmark sket en markant udbygning med vindkraft. E.ON Netz forventer i 2011, at der er installeret 13.000 MW vindkraft i Slesvig-Holsten mod 3.500 MW i 2001. Den store mængde vindkraft kan kun indpasses, hvis forbindelserne mod syd i Tyskland forstærkes.

Flaskehalse på Eltra's nord- og sydgrænse

Overføringskapaciteten på samkøringsforbindelserne mod Norge, Sverige og Tyskland er ikke tilstrækkelig store til, at der ikke opstår flaskehalse på strækningerne. Omkostningen ved en udbygning gør dog i praksis, at flaskehalsene ikke helt kan fjernes.

Udbygningen af en udlandsforbindelse vil samfundsøkonomisk være optimal, når indtægterne ved benyttelsen af forbindelsen svarer til omkostningerne ved drift og afskrivninger. For Eltra betyder en udbygning tab af flaskehalsindtægter. Den optimale kapacitet opgjort selskabsøkonomisk opnås, hvis en vis flaskehalseffekt bibeholdes.

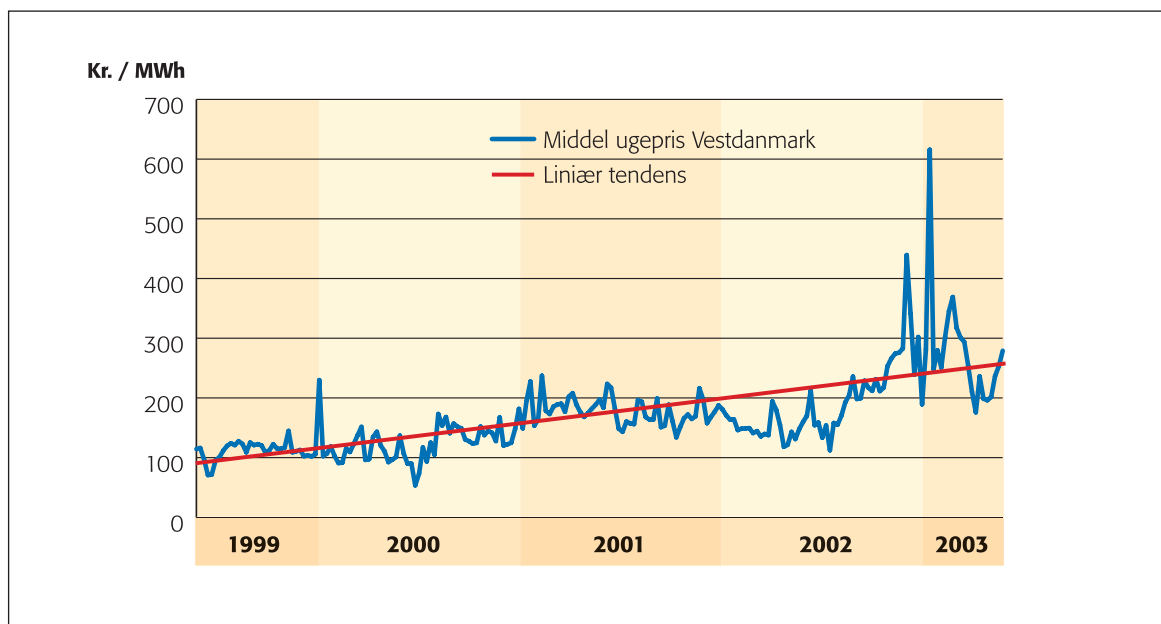
De samfundsøkonomiske fordele ved en udbygning vil typisk være større end de selskabsøkonomiske. Den øgede transitmulighed kan forbedre producenternes indtjening, da flaskehalse ikke længere tvinger dem til at tilbageholde kapacitet. Producenterne kan dog også i visse situationer have fordel af flaskehalse, da de ofte udløser højere elpris. Forbrugerne vil typisk opnå lavere elpris, når udlandsforbindelserne tillader, at den billigste el når frem.

Ved vurderingen af en udbygning må der medtages en række forhold:

- Efterkommer udbygningen både efterspørgsel fra spot- og regulerkraftmarkedet? Transitten i Vestdanmark og behovet for regulerkraft som følge af vindkraft og decentral kraftvarme kræver udvekslingskapacitet.
- Giver flaskehalsindtægter og transitordninger bidrag til finansiering af udbygningen?
- Opfylder Danmark EU-intentionerne om stor vægt på udvekslingsmulighed?



Figur 6 Elprisen for Vestdanmark (middel ugepris) fra juli 1999 til april 2003.



- Giver udbygningen balance mellem flaskehalsindtægter og transitomkostninger?
- Giver udbygningen anledning til forbedring af Eltra-områdets infrastruktur?

Effektiv markedsdannelse i Vestdanmark

Af hensyn til både transitten og prisdannelsen i Eltra's område er det hensigtsmæssigt at opretholde en vis *balance mellem udvekslingskapaciteterne* mod nord og mod syd.

Prisen i Vestdanmark har ligget mellem den nordiske systempris og prisen på Kontinentet (EEX). De gennemsnitlige områdepriser for Vestdanmark har været 122 kr./MWh, 177 kr./MWh og 189 kr./MWh i 2000-2002.

For 2002 dækker dette over en pris, hvor de ugentlige middelpriiser for Vestdanmark har varieret mellem 112 kr./MWh og 439 kr./MWh som følge af unormale klimatiske forhold med både vådår og tørår inden for samme år. I de første 18 uger af 2003 har de ugentlige middelpriiser bevæget sig mellem 616 kr./MWh og 176 kr./MWh i Vestdanmark, se **Figur 6**.

Økonomisk effektiv markedsdannelse i Vestdanmark tilgodeses ideelt, hvis han-

delskapaciteten på HVDC-forbindelserne mod Norden samlet set er af samme størrelsesorden som handelskapaciteten på AC-forbindelserne mod E.ON Netz.

I stedet for kan handelskapaciteten på HVDC-forbindelserne overstige kapaciteten mod Kontinentet i moderat grad, hvorved man prioriterer den integrerede nordiske markedsplads.

Udbygningen bør først ske, når der er gennemført en grundig økonomisk analyse, hvor blandt andet ovenstående forhold er belyst.

Udbygningsstrategi

Vi skal i de kommende år træffe afgørelser om udlandsforbindelser og netudbygning af stor betydning for elforsyningen i Vestdanmark.

Vi har hidtil ikke haft lov til at udbygge de interne net til handler, der medfører transit. Det er medvirkende til de begrænsninger, som markedsaktørerne oplever.

Danmarks beliggenhed medfører en stor interesse fra de omgivende lande for at kunne transitere via det danske net. Danske transmissionsselskaber er *forpligtede til at*



stille net til rådighed for sådanne transporter, men Danmark er ikke forpligtet til at bygge mere net, end det der er i dansk interesse. Der findes allerede alternative kanaler.

Europa-Kommissionen tillægger de internationale udvekslingsmuligheder meget stor betydning for udviklingen af konkurrencemarkedet og presser på for etablering af ordninger, der sikrer incitamenter til en hensigtsmæssig udbygning.

Det er Eltra's vision at spille en central rolle blandt de systemansvarlige transmissionselskaber i Nordeuropa. På grund af den forsinkede Nordjyllandsledning kniber det med at udnytte de 1.600 MW mod Norge og Sverige.

En vurdering af, hvad der vil være den samfundsøkonomisk optimale overføringsevne over en afskrivningsperiode, er usikker. Værdien af f.eks. en pol 4 på Skagerrakforbindelsen og den tilhørende forstærkning af det indenlandske transmissionsnet er afhængig af den fremtidige kapacitet på Tysklandsforbindelsen.

I de nærmeste år synes der at være flere mulige udbygningsstrategier for Eltra's område:

- En strategi, hvor kapaciteten på forbindelserne til Norge og Sverige fastholdes omkring 1.700 MW (efter renoveringen af Konti-Skan 1), og forbindelserne til Tyskland tilpasses.
- En mere offensiv strategi, hvor vi forstærker yderligere mod såvel nord som mod syd.

Valg af strategi forudsætter, at der er afklaring omkring de internationale rammer for finansiering. Begge strategier kræver tilpasning af de interne net. De detaljerede konsekvenser for det interne net er analyseret i afsnittet "Hvor er flaskehalsene?"

Strategierne for det interne net skal vurderes sammen med Eltra-områdets fremtidige behov for adgang til regulerkraft. Eltra sat-

ser hårdt på mobilisering af områdets egne regulerkraftressourcer, men konkurrence fra udenlandske ressourcer er nødvendig.

Det skal nettet kunne

I planlægning og drift skal der tages hensyn til markedets ønske om handelskapacitet og til transmissionsselskabernes ønsker om at kunne tage anlægsdele ud af drift i forbindelse med ny- og ombygning og vedligehold. Disse ønsker er ikke sammenfaldende og skal vejes op mod kravet om en sikker drift af elsystemet, **Figur 7**.

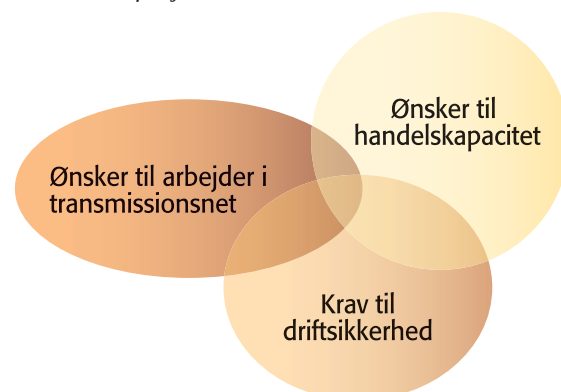
Der skal derfor udvikles nye metoder til planlægning af transmissionsnettet, der afvejer hensynet til de forskelligartede ønsker og krav til dette net. Det betyder også, at der skal findes målbare størrelser for transmissionskapacitetens ydeevne.

Handelskapaciteten

I den nordiske markedsmodel opgøres *handelskapaciteten* time for time ved den overføringsevne, der er mellem Nord Pool Spots elspotområder. For Vestdanmarks vedkommende er det områderne Danmark Vest, Sydnorge og Sverige samt E.ON Netz' område.

Flaskehalse i det interne transmissionsnet modkøbes eller henføres i markedsbetragtninger til flaskehalse på overføringskapaciteten mellem elspotområder.

Figur 7 De forskellige ønsker og krav er ikke altid sammenfaldende og skal afvejes mod hinanden.





Det er vigtigt for markedsaktørerne at kende handelskapaciteterne mellem markedets delområder (elspotområderne), både for det kommende døgn og på længere sigt. De systemansvarlige virksomheder fastlægger handelskapaciteterne. Det er et led i god markedsbetjening, at denne fastlæggelse foregår på en måde, som er gennemsigtig og forudsigelig for markedsaktørerne.

Forudsigeligheden kan forbedres ved, at handelskapacitetens sandsynlige fremtidige størrelse fremgår af netplanerne i form af varighedskurver. Det drejer sig både om kurvernes udseende og deres niveau, jf. afsnittet "Transportsystemet på godt og ondt". Hvert sæt af varighedskurver vil bygge på antagelser om netudfald, vedligehold, renovering af det interne transmissionsnet og krav til systemets driftssikkerhed².

Varighedskurven skal helst være flad. Det betyder mindst risiko for nedsat handelskapacitet. Hvis man kvantitativt skal fastsætte et sæt nøgletal for nettets overføringskapacitet, skal disse nøgletal udtrykke den handelskapacitet, som er til rådighed 75-90 % af tiden. Den anvendes til vurdering af nettets tilstrækkelighed i relation til markedet, jf. afsnittet "Transportsystemet på godt og ondt".

Handelskapaciteten på HVDC-forbindelser skal normalt ligge tæt på den fysiske kapacitet af selve forbindelsen.

Et kriterium for økonomisk effektiv prisdannelse på den vstdanske markedsplads er, at prisen i Nord Pool Spot DK1 altid bestemmes af flere konkurrerende udbydere – også når der er flaskehals mod Norge og Sverige.

Overblik over nettets overføringskapacitet

Markedet har brug for prognoser for den fremtidige handelskapacitet i Eltra's net. Til brug for vurdering af sådanne varighedskurver er Eltra i gang med at udvikle et nyt modelværktøj.

På basis af forudsætninger om fremtidige markedspriser i Norge, Sverige og Tyskland samt forudsætninger om produktionsapparat og el- og fjernvarmeforbrug beregnes lastfordelingen i Eltra's område på timebasis f.eks. igennem et år.

Output i form af central og decentral produktion samt vindkraft, udvekslinger og elforbrug fordeles til nettets knudepunkter og indlæses i netberegningsværktøjet. Der gennemføres n-1 loadflow-beregninger på timebasis til bestemmelse af netbelastninger, og der justeres på udlandsforbindelserne med henblik på at fjerne eventuelle overbelastninger i det interne net i Eltra.

Det er desuden muligt at tage hensyn til planlagte netrevisioner og andre udetider i net og produktionsapparat.

Resultatet af beregningerne er en tidsserie med forventet transportkapacitet i nettet på timebasis. Denne transportkapacitet kan vurderes i forhold til den transportkapacitet, som beregnes uden interne netbegrænsninger. Forskellen mellem disse kapaciteter er et direkte udtryk for betydningen af interne flaskehalse.

"Prioriterede snit" omkring Danmark

Nordels Systemudviklingsplan fra 2002 udpegede de snit i de nordiske net, hvor forstærkninger kunne forventes at have den største samfundsøkonomiske nytte. Forstærkningerne er derefter undersøgt nærmere under navnet "Prioriterede snit". De nyeste beregninger med opdaterede forudsætninger flytter lidt rundt i ranglisten af disse snit.

Tidligere var en udbygning på Skagerrak den forbindelse, der viste størst nytte. Denne nytte er nu reduceret, fordi der forudsættes udbygning med gaskraft i Norge.

Nu er der større fokus på Storebæltsforbindelsens marginale nytteværdi. Det skyldes, at resten af Barsebäckværket er forudsat lukket.

² Gerne varierende med årstid, vejr og driftssituation i det samkørende nordiske system.



Første designmast på plads ved Bramslev.

Nordisk Systemudviklingsplan 2002 pegede også på, at en udbygning af forbindelsen til Tyskland giver stor nytte.

Eltra har taget hul på spørgsmålet om netets rolle i det internationale marked, jf. afsnittet "Dimensionering af net- og systemtjenester". Vi er i gang med en renovering af Konti-Skan 1 og har sammen med Statnett færdiggjort analyserne af en Skagerrak 4.

Et af Systemudviklingsplanens andre resultater er, at både Norge og Sverige er ved at udvikle sig fra at være områder med rigelig kapacitet til elproduktion til at have underskud af både effekt og energi. Det har skærpet interessen for, hvor de nødvendige ressourcer kan findes, og om den *nødvendige transportkapacitet* er til stede.

Eltra arbejder systematisk på sikring af de nødvendige ressourcer til systemets fremti-

dige drift. Der tilstræbes størst mulig konkurrence om de enkelte ydelser. Derfor er det vigtigt at opnå adgang til nabo-områdernes udbud af kapacitet og systemtjenester. Ved import af ydelser skal transportomkostninger også medregnes. Derfor kan mobiliseringen af lokale ressourcer få stor samfundsøkonomisk betydning. Dette gælder i særlig grad mulighed for tilpasning af produktionen på decentrale kraftvarmeverker til markedets behov.

Det er Eltra's bedømmelse, at summen af lokale ressourcer og udvekslingsmulighederne via de bestående forbindelser til Norge, Sverige og Tyskland vil være tilstrækkelig til dækning af de næste par års behov for produktionskapacitet og systemtjenester. Mod Norge og Sverige er der i alt fem forbindelser for højspændt jævnstrøm, mens der mod Tyskland går adskillige vekselstrømsforbindelser på 400 kV, 220 kV og 150 kV.



Vestdanmark-Tyskland

I Nordisk Systemudviklingsplan er der peget på, at udbygning af forbindelser ud af Nordel i forhold til det nuværende net har en større nytteværdi end udbygninger inden for Nordel-området.

En udbygning af kapaciteten, så der er nogenlunde samme kapacitet mod Tyskland, som der i dag er mod Norge og Sverige, vil kræve en kapacitet på 1.500-1.700 MW i begge retninger.

En udbygning af forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland har en stor marginal nytteværdi ved udbygning. Transporten på Tysklandsgrænsen i 2010 er sydgående i næsten 45 % af tiden og nordgående i 45 % af tiden.

Ud fra Nordisk Systemudviklingsplan er der grund til at undersøge mulighederne for udbygning nærmere i fællesskab med E.ON Netz.

Udbygning på Skagerrakforbindelsen

Forbindelsen over Skagerrak var et af de steder, hvor Systemudviklingsplanen viste et åbenlyst behov for øget transportkapacitet. Eltra har derfor sammen med Statnett undersøgt de tekniske og økonomiske virkninger af en forstærkning med en pol 4 på 600 MW.

Resultaterne af denne undersøgelse har bekræftet, at en udbygning med 600 MW er samfundsøkonomisk rentabel, hvis det er den eneste forbindelse, der bygges. Hvis der samtidig udbygges fra Norge til f.eks. England, falder nytteværdien af en udbygning over Skagerrak.

Resultaterne vurderes derfor nærmere af de to parter i forhold til alternative muligheder. Her skal det nævnes, at Statnett har besluttet at søge koncession til en Englandsforbindelse på 1.200 MW.

En beslutning om udbygning på Skagerrak vil ikke være aktuel, før der er kommet mere klarhed over, om Englandsforbindelsen bygges.

Udbygning over Skagerrak skal ses i sammenhæng med udbygning af forbindelsen mod Tyskland.

En elektrisk Storebæltsforbindelse

Der er flere grunde til at overveje en elektrisk forbindelse over Storebælt. Energi styrelsens "Resultatkontrakt 2003" forudsætter Storebæltsforbindelsens betydning for forsyningssikkerheden belyst.

For begge danske systemansvarsområder kan en Storebæltsforbindelse tænkes at forbedre adgangen til effekt og energi.

Resultaterne fra "Prioriterede snit" viser en efterspørgsel efter transport over Storebælt, når det forudsættes, at Barsebäckværket lukkes. Dog kan markedets gevinster fra en direkte forbindelse over Storebælt ikke i sig selv forrente et anlæg. Det gælder både for anlæg på 600 MW og 300 MW.

Desuden skal de systemansvarlige have adgang til systemtjenester for at kunne drive elsystemerne med den ønskede kvalitet og sikkerhed f.eks. regulerkraft, reaktiv effekt og driftsreserver. Disse ydelser kan leveres af lokale eller fremmede producenter.

En forbindelse over Storebælt kan bidrage positivt til dækning af de nævnte behov. Der vil foregå en løbende vurdering af, om de positive virkninger for hele landet kan retfærdiggøre forbindelsens etablering.

Eltra bedømmer for de nærmeste år summen af lokale ressourcer og indkøbsmulighederne via de bestående forbindelser til Norge, Sverige og Tyskland vil være tilstrækkelige for det jysk-fynske område.

Denne bedømmelse forudsætter en accept af afhængigheden af udenlandske ydelser. Det er blevet et fælles vilkår for de nordiske lande, at normal elforsyning i visse situationer kun er mulig med støtte fra udlandet. Hvis denne afhængighed anses for bekymrende, skal interne danske forbindelser tillægges en merværdi i forhold til internationale forbindelser.

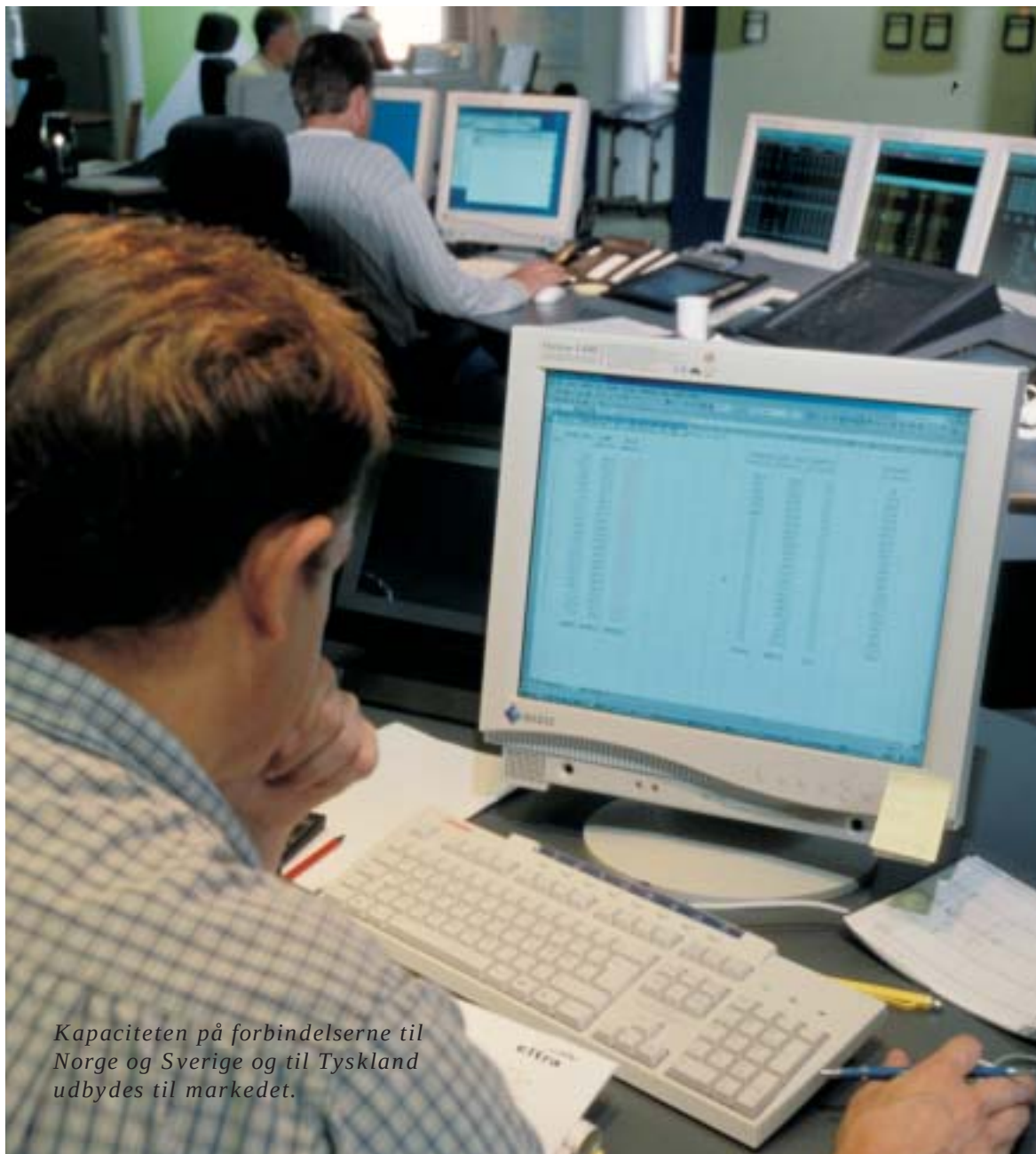


Anvendelse af auktions- og flaskehalsindtægter

Placeringen mellem de to elsystemer UCTE og Nordel giver anledning til store transporter gennem Eltra's net. Når transmissionskapaciteten mod Norge og Sverige er utilstrækkelig til at dække markedets efterspørgsel, opnår Eltra flaskehalsindtægter. Tilsvarende gælder det på den

dansk-tyske grænse, at Eltra har auktionsindtægter.

Indtægterne er ikke faste, men afhænger af de prisforskelle, der opstår mellem prisområderne. Eltra's auktions- og flaskehalsindtægter har for 2000-2002 udgjort 679 mio. kr. For 2003 skønnes det at være af størrelsesordenen 300 mio. kr. Middelværdien er derfor af størrelsesordenen 250 mio. kr.



Kapaciteten på forbindelserne til Norge og Sverige og til Tyskland udbydes til markedet.



Eltra har til og med 2002 anvendt auktions- og flaskehalsindtægter i overensstemmelse med Elforsyningsloven og ladet provenuet medgå til beregning af nettarif-ferne.

EU har i udkast til forordning "Om betingelser for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende eludveksling" (KOM (2002) 304) [Ref. 3] angivet tre mulige anvendelser af indtægter fra samkøringslinjer: 1) Sikring af, at den tildelte kapacitet står til rådighed, 2) Netinvesteringer, der bevarer eller forøger samkøringslinjernes kapacitet og 3) Medgå, når den systemansvarlige beregner nettariffer. I punkt 1 indgår blandt andet udgifter til modkøbsforretninger til at sikre handelskapaciteten på forbindelsen.

Disse regler forventes udmøntet i retningslinjer, der træder i kraft den 1. juli 2004. Forordningen er at betragte som lov i medlemslandene uanset, hvad der ellers måtte være foreskrevet i landenes egen lovgivning.

EUs kommende forordning giver Eltra mulighed for at *prioritere anvendelsen af auktions- og flaskehalsindtægter* i overensstemmelse med fundamentet under det nordiske markedsdesign. De forventes anvendt i prioriteret rækkefølge fra og med 2003 til:

1. Modkøbsforretninger – dækning af Eltra's omkostninger til frikøb af udlandsforbindelser.
2. Udbygning og forbedring af kapaciteten på samkøringsforbindelser til Nordel henholdsvis UCTE-områderne. Interne netinvesteringer, som tillader øget transit i bestående og nye anlæg (f.eks. Vendsys-selværket-Trige, HVDC-stationer).
3. Medfinansiering af nettariffer.

Den nævnte prioritering skal sikre, at flaskehalsindtægterne anvendes til at reducere flaskehalse i overensstemmelse med markedsaktørernes behov.

Forøget transmissionskapacitet vil reducere perioder med utilstrækkelig overføringskapacitet i samkøringslinjerne og dermed reducere auktions- og flaskehalsindtægter.

For hver samkøringslinje med begrænsning i overføringskapaciteten må auktions- og flaskehalsindtægter opgøres som middelin-
dtægt over en periode. Investeringen skal foretages, hvis middelværdien af auktions- og flaskehalsindtægter er større end forrentning og afskrivning af investeringen i en kapacitetsforøgelse.

Analysen af fremtidens kraftvarmesystem

Analysen af fremtidens kraftvarmesystem er gjort ved simulering af driften af el og kraftvarme i systemet i perioden indtil 2012. Disse referenceberegninger er grundlag for miljøopgørelsen i Miljøplan 2003 og for effekt- og energibalancen i Systemplan 2003.

Nøgletal for kraftvarmesystemet

I det jysk-fynske område opdeles produktionsapparatet sædvanligvis i udtagenheder (centrale kraftvarmeværker), modtryksenheder (decentrale kraftvarmeværker) og vindmøller, der igen opdeles i land- og kystnært placerede møller og i havmøller [Ref. 4]. I slutningen af 2002 var der en samlet installeret kapacitet på 7.018 MW. Den er fordelt som følger:

Type	MW
Centrale kraftværker	3.107
Decentrale kraftværker	1.596
Vindmøller, land- og kystnært placerede	2.155
Vindmøller, havplacerede	160
Samlet installeret effekt	7.018

Til- og afgang af produktion vil i høj grad være styret af producenternes kommercielle overvejelser. I referenceberegningerne er der ikke forudsat nyanlæg eller skrotninger af de centrale og de decentrale anlæg i perioden til og med 2012. For vindmøller er der forudsat en udbygning på ca. 350 MW på land. På havet er forudsat fire nye havmølleparker på i alt 600 MW frem til 2012.

Eltra's seneste elforbrugsfremskrivning er lavet i starten af 2003. For det jysk-fynske område er elforbruget for 2003 ab kraft-

værk forudsagt til 21.058 GWh, og det tilhørende maksimale effektforbrug er 3.760 MW.

I forhold til sidste års prognose forventes elforbruget at være ca. 300 GWh større i 2005 og 600 GWh større i 2012. Dette skyldes, at der er forudsat en større vækst i handel og service og industri [Ref. 5].

Besparelser er indregnet i elforbrugsprognosen på grundlag af antagelser om udvikling i antal af apparater, brugshyppigheder og specifikke elforbrug.

Elprognosen er baseret på priselasticiteter beregnet for årenes middelforbrugerpriser og slutbrugernes årlige elforbrug. Forbrugerpriserne er inklusive energiskatter. Priselasticiteterne er opgjort for de enkelte erhverv.

Nøgletal for det jysk-fynske elsystem kan ses på www.eltra.dk.

Effektbalancen

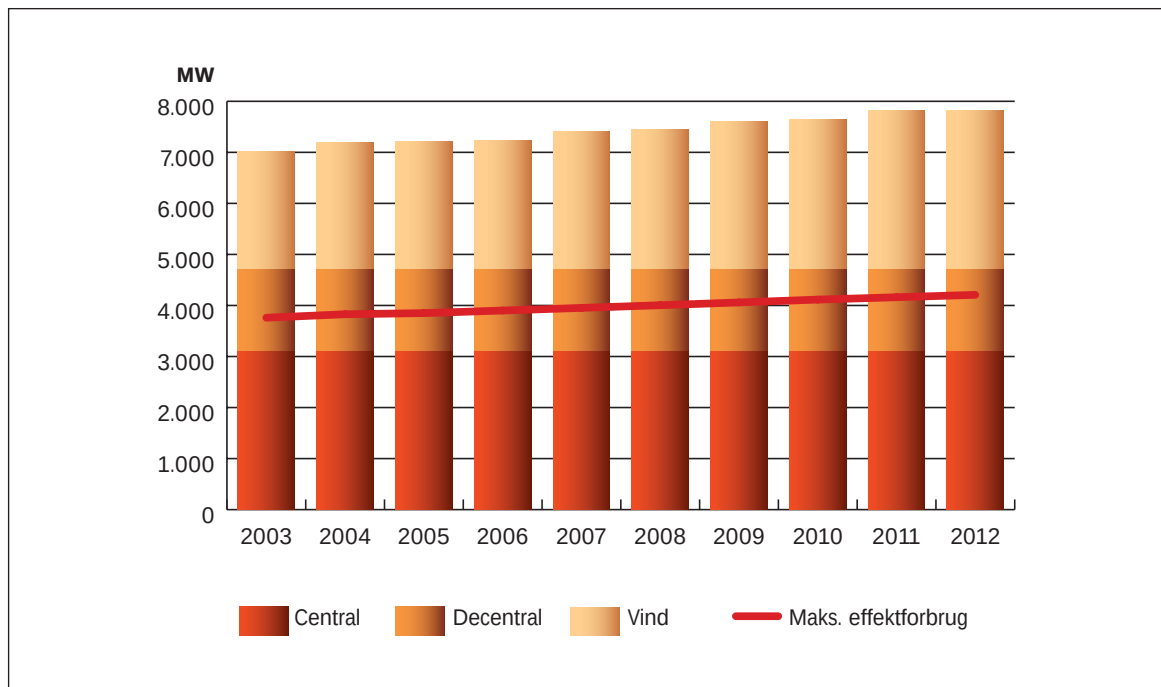
I forbindelse med Systemplan 2002 blev der udarbejdet et tema om forsyningssikkerhed [Ref. 6], og der blev opstillet en effektbalance. I **Figur 8** er effektbalancen opdateret. Effektbalancen er en sammenstilling af de installerede kapaciteter for hver type og det maksimale effektforbrug.

I figuren er indtegnet kapaciteten fra otte centrale kraftværksblokke. Desuden er betydningen af den decentrale kraftvarme og vindkraften vist. Den samlede produktionskapacitet i det jysk-fynske område overstiger den efterspurgte effekt i perioden frem til 2012.

Omtrent halvdelen af produktionskapaciteten er dog ikke-regulerbar (vindkraft) eller begrænset regulerbar (kraftvarme), hvorfor denne traditionelle effektbalance skal fortolkes med forsigtighed. Det kan være nødvendigt at trække på udlandet i situationer med stort effektforbrug. Dette gælder hele perioden frem til 2012.



Figur 8 Effektbalance i det jysk-fynske område i 2003-2012.



Analysen af kraftvarme-produktionen

Driften af el- og kraftvarmeanlæggene er simuleret på timebasis for hvert år i perioden frem til 2012. Simuleringerne tager hensyn til de fysiske rammer på anlæggene og optimerer anlæggenes drift på baggrund af prissignaler, så de billigste anlæg producerer den nødvendige el og kraftvarme. Alle resultater kan ses i [Ref. 7].

Fra den 1. januar 2004 er det forudsat, at elproduktion fra decentrale kraftvarmeværker afsættes på markedsvilkår. Prioriteret produktion af vindkraft er sikret afsætning gennem særlige modeller.

Simuleringerne medtager også udveksling med nabo-områderne. Markedsprisen i Norden og i Tyskland samt udlandsforbindelsernes kapacitet bestemmer størrelsen af eksport og import.

Simuleringerne giver oversigter over produceret el og kraftvarme, brændselsfor-

brug, emission til luften samt restprodukter. Der er gennemført beregninger med henholdsvis en lav markedspris for el på 120 kr./MWh og en høj markedspris for el på 220 kr./MWh. Produktionen på de centrale kraftværker er meget tæt knyttet til markedsprisen.

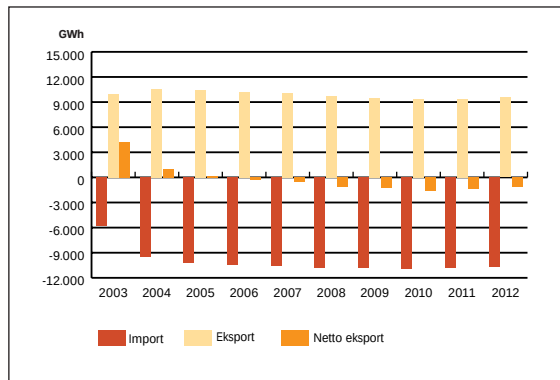
Også de decentrale kraftvarmeværker producerer mindre el ved en lav markedspris. I et lavprisforløb, hvor de decentrale kraftvarmeværker skal producere til markedet, falder de decentrale kraftvarmeværkers elproduktion til under halvdelen. Varmebehovet dækkes her ved drift med spidslastanlæg.

I **Figur 9** ses import og eksport i de enkelte år i lavpris- og højprisforløbet.

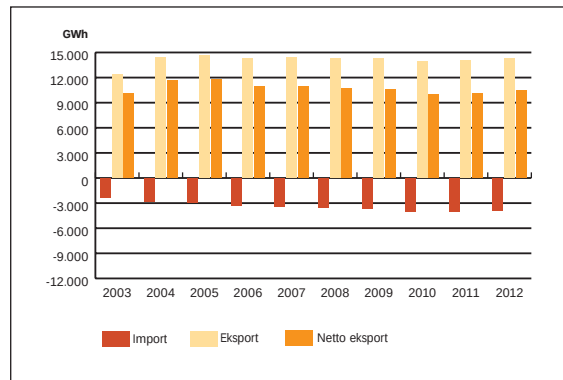
I 2003, hvor aftagepligten for decentrale kraftvarmeværkers elproduktion stadig er gældende, nettoeksporteres 8,1 TWh til Tyskland i lavprisforløbet. Heraf importeres 3,8 TWh fra Nord Pool. Over årene 2004-2012 nettoimporteres der i gennem-



Figur 9a Import, eksport og nettoeksport i lavprisforløbet.



Figur 9b Import, eksport og nettoeksport i højprisforløbet.



snit 9,6 TWh fra Nord Pool. Heraf går 8,9 TWh pr. år videre til Tyskland i form af transit.

I 2003 nettoeksporteres 5,3 TWh til Tyskland og 4,8 TWh til Nord Pool i højprisforløbet. Over årene 2004-2012 nettoeksporteres i gennemsnit 5,3 TWh til Tyskland pr. år og 5,4 TWh pr. år til Norge og Sverige.

Produktionsfordelinger

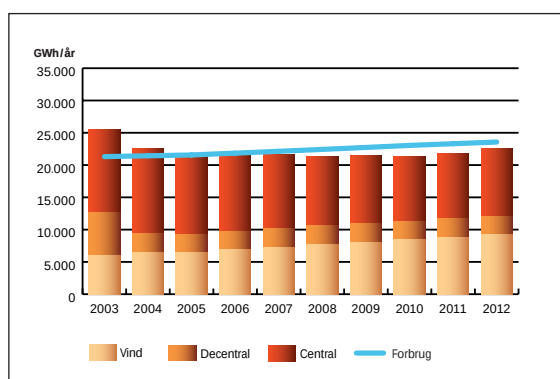
For at kunne vurdere sandsynligheden for at Elsams blokke vil være i drift i hele planperioden til og med 2012, er der set på deres udnyttelse i henholdsvis lavpris- og højprisforløbet. Der er ikke her valgt enkelte blokke ud. De enkelte blokke vil køre mere eller mindre ifølge beregningerne, da de brænder biomasse eller kører af hensyn

til naturgaskontrakt eller efter behov for levering af kraftvarme.

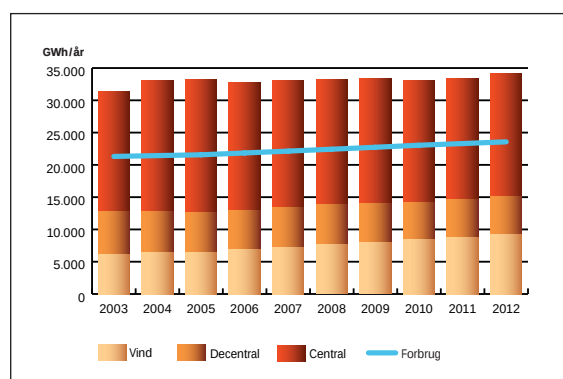
I **Figur 10** ses produktionsfordelingen mellem central, decentral og vindkraft i de enkelte år i lavpris- og højprisforløb. Den samlede installerede centrale effekt er 3.107 MW. Det dækker Enstedværket, Esbjergværket, Fynsværkets blok 7 og blok 3, Nordjyllandsværket, Skærbækværket og Studstrupværkets blok 3 og blok 4.

Elsam har i efteråret købt E.ONs halvdel (313 MW) af Enstedværket, og i februar 2003 blev Nordjyllandsværkets blok 2 (295 MW), som ellers var i mølpose, midlertidigt sat i drift på grund af den specielle markedssituation. Sidstnævnte er ikke medregnet i simuleringerne.

Figur 10a Produktionsfordeling og elforbrug i lavprisforløbet.

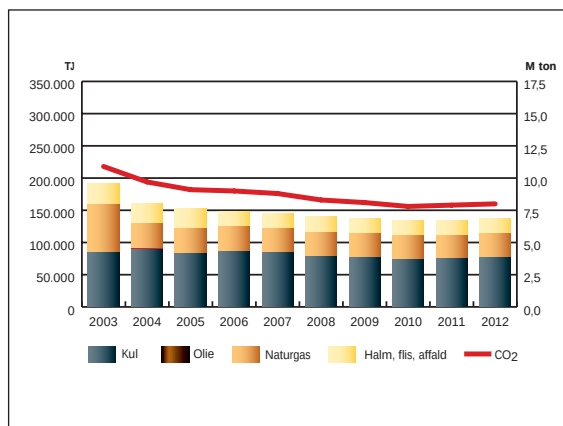


Figur 10b Produktionsfordeling og elforbrug i højprisforløbet.

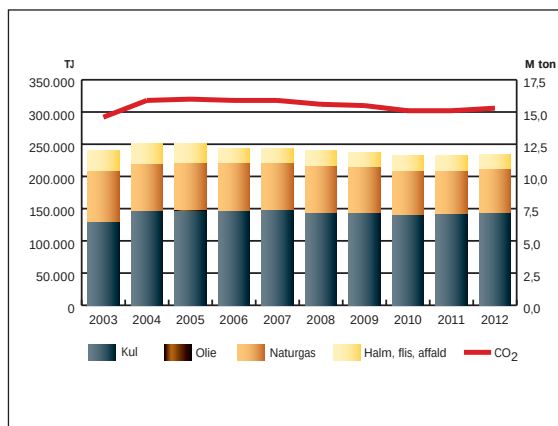




Figur 11a Brændselsforbrug og CO₂-emission i lavprisforløbet.



Figur 11b Brændselsforbrug og CO₂-emission i højprisforløbet.



Bløkkene vil altid være udnyttet mindre end 90 % under normale forhold på grund af revisioner.

I lavprisforløbet falder udnyttelsen af de centrale blokke fra ca. 50 % i 2003 til 40 % i 2012. Dette skyldes især udbygningen med vindkraft. I højprisforløbet ligger udnyttelsen af de centrale blokke i hele perioden på omkring 70 % på grund af eksport.

Så lave priser, som lavprisforløbet vil medføre, kan betyde, at Elsam ønsker en eller flere blokke skrottet. Dette vil dog kun kunne ske efter godkendelse hos Eltra.

Brændselsforbrug og lagerberedskab

I 2003 forventes det jysk-fynske elbehov at være godt 21 TWh. Der forventes produceret ca. 6 TWh med vindkraft. Det betyder, at 40 % af elproduktionen dækkes af vind og biobrændsel, og resten af elforbruget dækkes ligeligt af kul og naturgas.

I **Figur 11** ses brændselsfordelingen mellem kul, olie, naturgas og halm, flis og affald i perioden 2003-2012, og CO₂-emissionen falder på grund af installering af fire havmølleparker fra 2007-2012.

Effektbehovet i 2003 er 3.760 MW, og den installerede produktionskapacitet er ca.

7.000 MW, heraf vind 2.315 MW, gasfyrer kapacitet 1.982 MW, kulfyrer kapacitet 2.493 MW og biomassefyrer 202 MW.

Svigt af brændselsforsyning

En ny bekendtgørelse nr. 917, som trådte i kraft fra januar 2003, lægger vægt på de planlægningsmæssige aspekter af sikringen af tilstrækkelig brændselsforsyning. Dette skal ske ved, at Eltra 1) løbende vurderer mængden af brændsel på lager i forhold til de forventede behov, 2) årligt i forbindelse med systemplanen vurderer produktionsapparatets robusthed over for forsyningskriser for brændsel.

En separat årlig redegørelse afleveres sammen med årets systemplan til godkendelse hos Energistyrelsen [Ref. 17].

Bekendtgørelsen erstatter den tidligere ordning, hvor den systemansvarlige betalte for tilstedeværelsen af fysiske lagre.

I starten af 2003 lavede Eltra en opgørelse over brændselsforbrug, import og lagre i 2002, og desuden er der lavet en løbende opfølgning i de første måneder i 2003 [Ref. 17].

Kulbeholdningen svingede i 2002 mellem 2,8 og 3,2 mio. ton, og beholdningen var ved årets slutning 3 mio. ton. Under forudsætning af



- gennemsnitlige, månedlige elforbrug, der ikke er påvirket af krisesituationen,
- at eksport og import af el opretholdes,
- månedlig gennemsnitsforsyning af vindkraft, affald og biomasse,
- at den efterspurgte effekt kan dækkes med hjælp fra udlandet,

kan elforsyningen opretholdes i tre gennemsnitsmåneder i 2003 uden tilgang af kul og uden ekstra forsyning af naturgas med et kullager på 21.000 TJ.

Uden forsyning af naturgas og uden ekstra leverance af kul kan *elforsyningen opretholdes* i tre gennemsnitsmåneder med et kullager på 19.000 TJ. Uden forsyningen af kul og naturgas kan elforsyningen opretholdes i tre gennemsnitsmåneder med et lager af kul på 39.000 TJ.

Da de 3 mio. ton kul svarer til 75.000 TJ, kan elforsyningen opretholdes mellem et halvt og et helt år, afhængig af om kulforsyningen og/eller naturgasforsyningen svigter.

Perspektiver

Kyoto-aftalernes første måleperiode fra 2008-2012 er inkluderet i referenceberegningerne. Næste måleperiode for Kyoto-protokollen går fra 2013-2017. Det vil derfor være naturligt at inkludere disse år i de næste års systemplaner. Det giver et øget behov for viden om nye produktionsteknologier og for data.

Der blev bygget ca. 1.000 MW decentrale værker i perioden 1992-1997, og fra anden halvdel af 1990'erne blev der opstillet ca. 2.000 MW vindmøller. Mange af disse anlæg skal udskiftes i perioden efter 2012.



For de centrale værker gælder, at flere af dem overskrider design-levetiden på 30 år i perioden efter 2012. Der er tre mulige strategier 1) skrotning, 2) levetidsforlængelse og 3) bygning af nye anlæg. Producenternes valg vil afhænge af udviklingen i de nærmeste 5-10 år. Mulige udviklinger kunne være, at henholdsvis CO₂-besparelser eller udbygning med mini- og mikrokraftanlæg sætter dagsordenen.

Der har været stigende fokus på *miljøegenskaberne* af disse værker. I Miljøplan 2003 er der også en diskussion af den måde, de decentrale anlæg vil fungere på miljømæssigt, hvis de vælger at driftsoptimere efter markedets signaler [Ref. 9].

I PSO-F&U-sammenhæng har Eltra særlig fokus på teknologiudvikling til afhjælpning af især emission af NO_x og uforbrændte kulbrinter [Ref. 25].

Implementering af nye løsninger vil medføre anlægsændringer, som må forudses at afhjælpe både mangelfulde miljøegenskaber og forbedre værkernes evne til at følge markedets efterspørgsel på el. Det kræver umiddelbart en afkobling mellem varme- og elproduktion.

Mikroanlæg

I designprocessen skal det tages i betragtning, at små anlæg (*mikroanlæg*) kan blive indført i betydelige mængder på relativ kort tid. Det tekniske potentiale er på op til 900 MW. De teknologiske løsninger på området er dog endnu for dyre i forhold til de gældende rammebetingelser.

Mikroanlæg er små produktionsanlæg, som kan installeres i de enkelte hjem. Som eksempler kan nævnes solceller og små kraftvarmeanlæg med motorer, gasturbiner og på sigt brændselsceller.

Ved installation af sådanne anlæg smelter forbrug og produktion sammen, og ingen kender systemets samlede produktion eller forbrug. Alligevel skal den systemansvarlige virksomhed kunne sikre hele systemets balance og tekniske kvalitet.

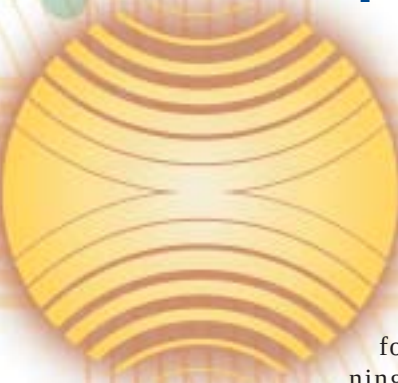
Forberedelse på indførelsen af mikroanlæg vil derfor være en stor udfordring for elsystemet.

Mikrokraftvarme på basis af motoranlæg fyret med gas, biodiesel og dieselolie kan få stor lokal udbredelse på kort sigt.

Det største potentiale for mikroanlæg forventes at omfatte anvendelsen af brændselsceller. Der er internationalt igangsat en række projekter, der skal demonstrere brændselscellers anvendelighed i forbindelse med mikrokraftvarme. Det vurderes, at der stadig er mindst 10 år til et egentligt kommercielt gennembrud. Gennembruddet forudsætter en betydelig reduktion i fremstillingsprisen, der kun kan nås ved masseproduktion samt en langtidsdemonstration af egenskaberne.



Danmarks Kyoto-forpligtelser



Regeringen har fremlagt en klimastrategi, som bekræfter Danmarks forpligtelse til at nedbringe CO₂-udledningen med 21 % i forhold til den udledning, der var i 1990.

Det svarer til 55 mio. ton i 2012. Forpligtelsen angår seks drivhusgasser (CO₂, N₂O, CH₄, SF₆, HCF og PFC), hvis udledning omregnes til CO₂-ækvivalent [Ref. 8].

Desuden har regeringen fastslået, at Danmark skal anvende de fleksible Kyoto-mekanismer, Joint Implementation (JI), Clean Development Mechanism (CDM) og international kvotehandel for at reducere udgiften til indfrielse af det danske Kyoto-mål.

Regeringen fastlægger 120 kr. som måltal for, hvad det må koste at reducere 1 ton CO₂ med danske virkemidler. Prisen for CO₂-reduktion ved hjælp af havmølleparke opgøres til sammenligning til 260 kr. og ombygning til biomasseanlæg til 290 kr.

Hvis danske tiltag koster mere end 120 kr. pr. ton CO₂-reduktion, må de fleksible Kyoto-mekanismer overvejes. Klimastrategien er ikke udmøntet i en handlingsplan endnu.

Overholdelse af Kyoto-protokollen

Energisektoren (el og kraftvarme) tegner sig for omkring 40 % af den danske CO₂-udledning og må derfor forventes også fremover at skulle bidrage til indfrielsen af de danske Kyoto-mål.

Den danske elsektor har siden 2000 været pålagt en dansk CO₂-kvote. Kvoten på 23 mio. ton CO₂-udledning i 2000 er reduceret til 20 mio. ton i 2003. Kvoten for 2002 var

21 mio. ton CO₂ og blev overholdt, da elsektorens samlede udledning blev på 20,5 mio. ton [Ref. 9].

Regeringen har i Klimastrategien angivet, at elsektoren kan fastholde 20 mio. ton CO₂ som årlig kvote frem til og med 2007. I perioden 2008-2012 forventes en årlig CO₂-kvote til elsektoren på 14 mio. ton. Den vstdanske elproduktions andel af kvoten vil være ca. 8,4 mio. ton.

Hvis Energistyrelsen fastholder 200 %-metoden [Ref. 9] som beregningsgrundlag for Danmark, når CO₂-udledningen skal fordeles mellem el- og varmeproduktion på kraftvarmeanlæg, vil den vstdanske CO₂-udledning fra elproduktion i 2012 ligge på 8,0 mio. ton i lavprisforløbet og 15,3 mio. ton i højprisforløbet i Eltra's referenceberegninger [Ref. 7].

Overholdelse af Kyoto-forpligtelsen vil kræve, at der gennemføres yderligere tiltag for at nedbringe CO₂-udledningen i Vstdanmark.

En ændret opgørelsesmetode i fordelingen af CO₂ mellem el og varme på kraftvarmeanlæg vil give elsiden en mindre del af emissionen. EU-landenes opfyldelse af den indgåede byrdefordeling for CO₂ kræver enighed i EU om, hvordan CO₂-belastningen fra el og varme fordeles. Kraftvarmedirektivet [KOM (2002) 415] har en anden beregningsmetode, der er tæt på energiindholdsmetoden [Ref. 9] for fordeling mellem el og varme. Den kan adopteres til miljøberegningerne [Ref. 11].

Regeringens klimastrategi har som beregningsforudsætning, at elsektoren i perioden frem til 2012 vil få en stigende eleksport f.eks. til Norge og Sverige [Ref. 12]. Det må forventes, at CO₂-udledningen som følge af eleksport fremover modsvares af *tilkøbte drivhusgaskvoter* frem for danske reduktionstiltag, se **Bilag 1**.

I slutningen af 2005 starter Kyoto-landene forhandlinger om, hvilke reduktioner der



skal foretages i anden Kyoto-periode (2013-2017). Det er dog allerede aftalt, at for hver manglende ton CO₂-reduktion i første Kyoto-periode (2008-2012) skal et land reducere med 1,3 mio. ton i anden periode ud over nye reduktionsmål.

Udbygning med havmøller

I 1998 gav den daværende miljø- og energiminister et pålæg til de danske elværker om at etablere fem storskalademonstrationsanlæg for vindkraft på havet svarende til 750 MW. Det drejer sig om udbygningen med havmøller ved Horns Rev, Rødsand, Læsø, Gedser og Omø. Heraf har regeringen i 2002 ophævet de sidste tre pålæg.

Regeringen ønsker nu i stedet at fremme en udbygning baseret på markedsvilkår. Som følge af "Liberalisering af energimarkederne" fra september 2002 [Ref. 13] har regeringen fremlagt et grundlag for udbud af den videre udbygning med havmøller. Strategien er fremlagt under overskriften "mere miljø for pengene".

Udbudsprocedure for havmøller

En arbejdsgruppe med deltagelse fra Elkraft System og Eltra anbefaler, at udbud af eneret til opstilling af havmøller og udnyttelse af vindressourcer på et givet område af søterritoriet eller den eksklusive økonomiske zone sker i form af et offentligt udbud, der sikrer størst mulig konkurrence. Et forslag til, hvordan udbygningen kan ske, er fremlagt i rapporten "Udbudsprocedure og vilkår for havmøller" [Ref. 14].

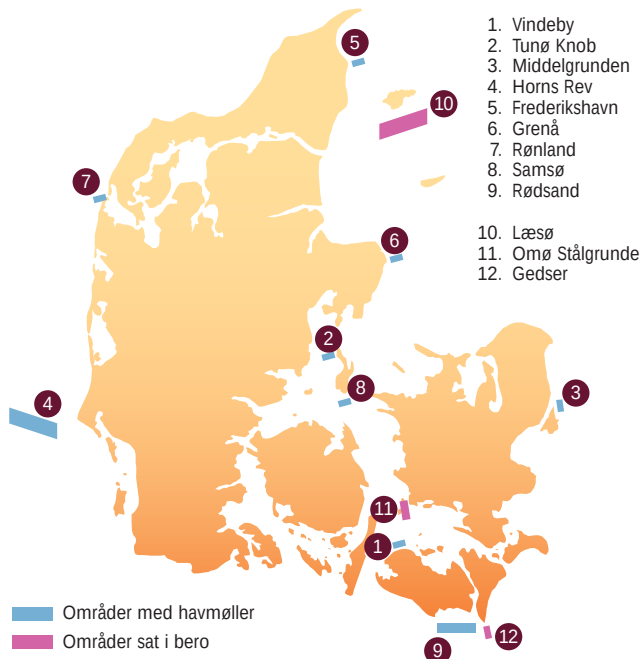
På nuværende tidspunkt er det ikke klarlagt, om de internationale klimaforpligtelser kan opfyldes gennem generelle markeds-mæssige tiltag som CO₂-kvoter, Joint Implementation m.m. Er sådanne tiltag ikke tilstrækkelige, skal der tages stilling til, om udbygning med havmøller er et økonomisk hensigtsmæssigt, selvstændigt virkemiddel til opnåelse af CO₂-reduktioner.

Den nævnte rapport har peget på to modeller. I den ene model er det markedskræfterne samt de gældende rammebetingelser for vedvarende energi, der afgør, om vindmøl-

Den første havmøllepark blev opført i 1991 ved Vindeby – ud for Lollands kyst – den er på 5 MW. Et tilsvarende projekt blev opstillet ved Tunø Knob ud for Århus i 1995. Omkring årsskiftet 2001 blev Middelgrundens vindmøllepark på 40 MW idriftsat.

Ud over de to demonstrationsprojekter er der idriftsat fire kystnære projekter, heraf tre projekter i tilknytning til eksisterende tekniske anlæg. Det gælder Frederikshavn, Grenå, Rønland og Samsø.

Ved udgangen af 2002 er der i Danmark inklusive de havmølleparker, der allerede er etableret, i alt godkendt ca. 422 MW. Heraf udgør Horns Rev 160 MW.





lerne bliver opført. I den anden model forudsættes det, at udbygning med havmøller ønskes anvendt som et selvstændigt instrument til at nedbringe CO₂-udslippet. I denne situation må de nødvendige økonomiske rammebetingelser for en udbygning sikres i forbindelse med udbuddet for at give investorer et tilstrækkeligt incitament til at ansøge om koncession og foretage udbygningen.

Udbygning på Horns Rev

I Havmøllehandlingsplanen fra 1997 blev der udpeget fem hovedområder for udbygning. På baggrund af opdateret viden om især vindforhold og beregninger af omkostninger til netforstærkning for udbygning på de fem hovedområder anbefaler rapporten, at en *første fremtidig udbygning sker på Horns Rev*, forudsat at der ikke kommer regionplanmæssige problemer i forbindelse med netudbygningen på land. Det er ikke afklaret, om den videre udbygning med havmøller skal ske på Horns Rev.

Rapporten har lagt til grund, at koncessionshaveren anlægger og finansierer nettilslutningen frem til et opsamlingspunkt ved havmølleparken, mens transmissions-selskabet står for anlæg og drift af eventuel transformerplatform og nettilslutning til det overordnede elforsyningsnet på land og eventuelle netforstærkninger heraf.

I relation til forsyningssikkerhed peger rapporten endvidere på, at havmøller i forhold til landmøller må betragtes som mere stabile elleverandører. I forhold til konventionel elforsyning bidrager havmøller dog i mindre grad til effektforsyningssikkerheden. De systemansvarlige transmissionsselskaber foretager derfor en løbende vurdering af mulighederne for at indpasse øgede mængder vindkraft i elsystemet. Resultaterne af disse vurderinger kommer via de årlige systemplaner.

De nærmere rammer omkring mængde, tidspunkt og vilkår forventes fastlagt i samarbejde mellem den systemansvarlige og Energistyrelsen. Rapporten antyder, at der kan blive behov for at udbyde den næste havmøllepark allerede i 2003 for at

sikre, at den kan være i drift i 2007. Det er Eltra's vurdering, at der kan blive behov for at udbygge vindkraften på havet allerede i 2007, jf. afsnittet "Brændselsforbrug og lagerberedskab".

På vej mod vindkraftværket

Forud for etablering af den første sektion af havmølleparken på Horns Rev blev der opstillet et sæt tilslutningsbetingelser, der skulle sikre, at parken bedst muligt yder systemtjenester til nettet, når den producerer energi [Ref. 19].

Parken er bygget, så den kan yde spændings-, frekvens- og effekregulering. Havmøller yder desuden en vis kortslutningseffekt.

Hvis der skal etableres større mængder vindkraft ved Horns Rev, betyder det, at produktion fra centrale og decentrale kraftværker fortrænges. Disse vil i givet fald udfases.

Derfor skal tilslutningsreglerne forbedres, så vindkraftværkets egenskaber i endnu højere grad udvikles og kan sammenlignes med centrale kraftværkers. F.eks. skal mølleparker blive på nettet under en netfejl og ikke koble ud.

Kyoto-scenariet

Vindkraft er et effektivt middel til at nedbringe CO₂-udslippet. Eltra har derfor, som eksempel, opstillet et scenario med stor vindkraftudbygning i Vestdanmark. Der er gennemført beregninger af konsekvenserne af en udbygning med yderligere 1.000 MW havmøller frem mod 2012.

Forudsætningerne for beregningerne er som referenceberegningerne [Ref. 7], det vil sige 2.500 MW landmøller og 600 MW havmøller i 2012.

Derudover forudsættes 1.000 MW vindmøller opstillet på Horns Rev. Det forudsættes også, at gasfyrede decentrale kraftvarmeverker får mulighed for øget varmeakkumulering og/eller luftkøling og elproduktion uden varmebinding. Som eksempel er

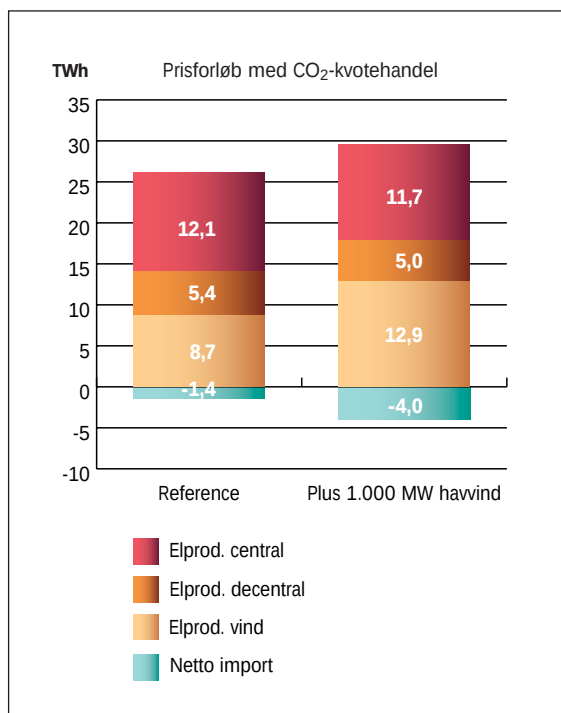


indregnet 2.500 MW elkedler i centrale kraftvarmeværker og i de naturgasfyrede decentrale anlæg. Skyggeprisen på CO₂-fortrængning er sat til 120 kr./ton, som er fastsat af regeringen.

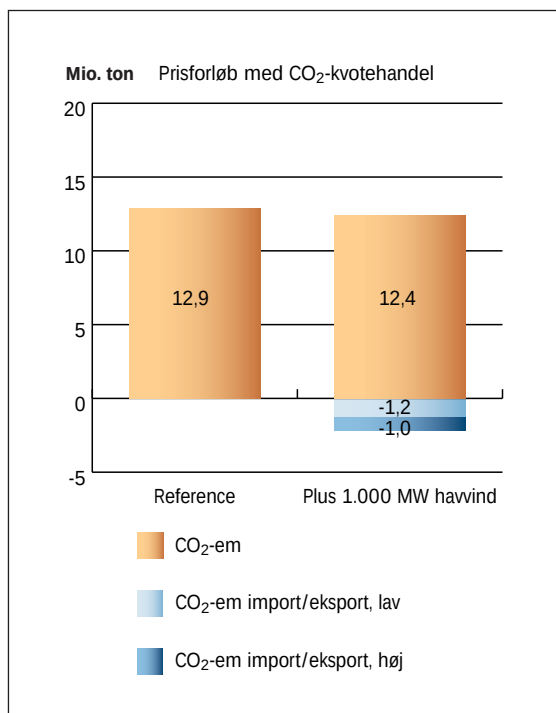
Figur 12 viser produktionsfordelingen i et prisforløb, hvor CO₂ er prissat gennem et kvotehandelssystem, som vores nabolande er en del af. I prisforløbet (nærmest lavprisforløb) vil yderligere vindkraft typisk fortrænge importeret el og blive eksporteret.

Miljøfordelen i form af CO₂-reduktion skal derfor ses i en europæisk sammenhæng. Indførelsen af et EU-system for handel med drivhusgaskvoter vil gøre det muligt for Danmark at opnå den fulde fordel af en øget eksport som følge af vindkraftudbygningen.

Figur 12 Elproduktionsfordeling ved ekstra 1.000 MW havvind i 2012 ved prisforløb, hvor CO₂-kvotehandel er en realitet. Forbruget er ikke ens i de to simuleringer, da der er mulighed for at anvende elkedler til fjernvarmeproduktion.



Figur 13 CO₂-emission ved ekstra 1.000 MW havvind i 2012 ved prisforløb, hvor CO₂-kvotehandel er en realitet. Import/eksport er CO₂-mæssigt ækvivaleret med el produceret på naturgas (lav) henholdsvis kul (høj).



Den samlede CO₂-fordel ved de 1.000 MW havmøller bliver i størrelsesordenen 0,5 mio. ton/år med fortrængning af anden gennemsnitsproduktion i Vestdanmark. Hvis vindkraft ved eksport mod nord fortrænger gaskraft, bliver CO₂-fordelen ca. 1,2 mio. ton/år.

Hvis vindkraften ved eksport mod syd fortrænger kulkraft, kan CO₂-fordelen blive omkring 2,2 mio. ton/år, se **Figur 13**. Når CO₂-effekten af flere havmøller ikke bliver større, skyldes det, at der i forvejen er installeret meget vindkraft og VE-produktion i Vestdanmark.

Storstilet satsning på anvendelse af el til fjernvarmeformål kan ændre CO₂-billedet. Imidlertid bliver prisen for CO₂-fortrængning stor. Ud over anlæg af havmøller, for-



Havvindmølleparker er et effektivt middel til at opfylde Danmarks Kyoto-forpligtigelser.

stærkning af højspændingsnettet og udbygning af udlandsforbindelserne skal der investeres betydeligt i elpatroner, elkedler og/eller varmepumpesystemer.

Det skal bemærkes, at den samfundsøkonomiske beregning ved anvendelse af el til fjernvarmeformål ikke tager højde for den selskabsøkonomiske ubalance, som den gældende afgiftsstruktur medfører.

I forbindelse med arbejdet i Nordels balancegruppe er vindkraftens effektivt værdi i Vestdanmark i 2000-2002 estimeret til 2 % [Ref. 18]. Med en massiv udbygning af vindkraft kan effektivt værdien blive negativ.

1.000 MW yderligere vindkraft vil desuden give elsystemet en række balanceproblemer. Se nærmere herom i afsnittet "Balanceproblemet". Der skal friholdes systemres-

sourcer til op-/nedregulering i størrelsesordenen 300-500 MW, hvis der installeres yderligere 1.000 MW vindkraft.

Der er plads i det vstdanske system til mere CO₂-fri elproduktion i form af havvindkraft, hvis energisystemets fleksibilitet forbedres på en række afgørende punkter. Det fremgår af Eltra's foreløbige analyser, at:

- *Al termisk produktion (central og decentral) skal kunne følge prissignalet i spot- og regulerkraftmarkedet.*
- *Det skal være muligt at afsætte el til vandopvarmning i centrale og naturgasfyrede decentrale kraftvarmesystemer for at undgå stop for vindkraftproduktion, eller salg af vindkraften til udlandet til dumpingpris.*

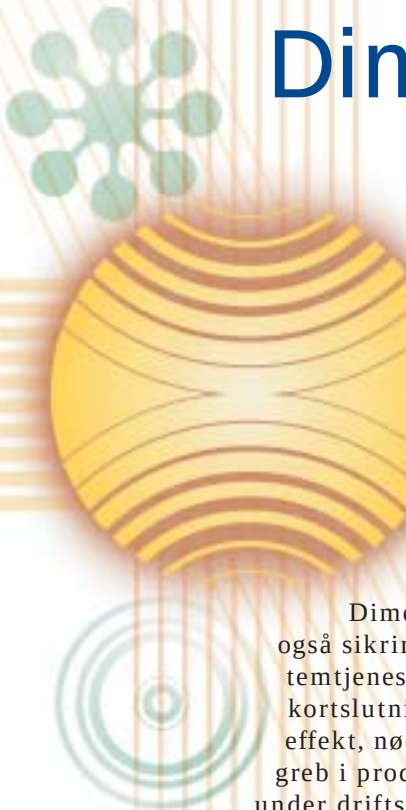


- *Det skal være muligt at producere el på naturgasfyrede decentrale kraftvarmeanlæg uden varmebinding, typisk ved hjælp af luftkøling.*

Dertil kommer en række grundforudsætninger for balance og systemsikkerhed, hvilket blandt andet betyder, at der hele tiden skal være tilstrækkelig med kortslutningseffekt. Hvis vindkraften fortsat udbygges, kræver det, at et vist antal store synkronmaskiner er indkoblet hele tiden. Til dette formål kan det blive nødvendigt at bygge ekstra synkronmaskiner som dem, der allerede findes i Vester Hassing og Tjele.

Tilgangen af vindkraft medfører omkostninger til øget reguleringskapacitet og til stabiliserende foranstaltninger. En samfundsøkonomisk dimensionering er mulig, men vil forudsætte enighed om, hvilken ekstern omkostning der skal knyttes til udledningen af CO₂.

Eltra's foreløbige analyse viser, at omkostningen bliver væsentlig større end de 120 kr. pr. ton CO₂, som regeringen har forudsat i Klimastrategien. Vi fortsætter analysearbejdet for at få et mere præcist billede af de tekniske og økonomiske konsekvenser af en fortsat udbygning af vindkraften i Vestdanmark.



Dimensionering af net- og systemtjenester

Eltra skal dimensionere transmissionssystemet som et transportapparat inklusive beskyttelses-, overvågnings- og kommunikationssystemer.

Dimensioneringen omfatter også sikring af adgangen til systemtjenester, herunder reserver, kortslutningseffekt, reaktiv effekt, nødstart og direkte indgreb i produktion og forbrug under driftsforstyrrelser.

Dimensionering af produktionsapparatet

Ifølge Elforsyningsloven skal den systemansvarlige virksomhed sikre, at den nødvendige produktionskapacitet er til rådighed. Systemplanen skal vurdere, om de *nødvendige ressourcer* vil være til stede i hele planlægningsperioden i tilstrækkelige mængder og nødvendige kvaliteter.

Til- og afgang af produktionskapacitet

Med liberaliseringen er til- og afgang af produktionskapacitet i høj grad blevet et kommercielt spørgsmål. I den anledning har Energistyrelsen udarbejdet en bekendtgørelse, der først og fremmest skal omsætte *EUs eldirektiv* til et dansk regelsæt [Ref. 19]. Bekendtgørelsen indeholder især krav, der skal mindske miljøskadelige virkninger, og ligger i øjeblikket i udkast.

Bekendtgørelsen forudsætter, at de systemansvarlige selskaber har et sæt tilslutningsregler, som aktører skal følge ved tilslutning til nettet. I Eltra's område gælder følgende:

- Kraftværksspecifikation for anlæg større end 50 MW fra 1995.
- Kraftværksspecifikationer for anlæg større end 2 MW og mindre end 50 MW fra 1995.

- Kraftværksspecifikationer for anlæg mindre end 2 MW fra 1995.
- Tilslutningsbetingelser for vindmølleparker tilsluttet transmissionsnettet [Ref. 20].
- Vindmøller tilsluttet net med spændinger under 100 kV (udkast) [Ref. 21].

Bekendtgørelsen giver også retningslinjer for skrotning af anlæg. Her forventes den systemansvarlige at få ret til at forhindre dette, hvis der er et forsyningsbehov, der gør det nødvendigt at opretholde det pågældende anlæg.

Nordiske løsninger for sikring af tilstrækkelig effekt

Nordisk Ministerråd og Nordel afviklede et "Effekt-seminar" i oktober 2002 for at analysere mulighederne for at sikre *tilstrækkelig effektkapacitet* i det nordiske elmarked. Seminaret igangsatte en fælles handlingsplan med fire konkrete initiativer, som de nordiske systemansvarlige og nordiske myndigheder nu er i færd med at udvikle i tre TSO-arbejdsgrupper og en myndighedsarbejdsgruppe. Initiativerne har følgende overskrifter:

- Elforbrugernes priselasticitet skal indtages i prisdannelsen i elmarkedet.
- Fælles rammeværk og om muligt fælles løsninger for eventuelle nationale overgangsordninger.
- Tilpasning af de nationale lovgivninger vedrørende forsyningssikkerhed, så de harmonerer med principperne i det åbne nordiske elmarked.
- Etablering af finansielle produkter og en markedsplads med særlig henblik på håndtering af risici forbundet med effektknaphed, hvis behovet er der.

Under seminaret blev rapporten "Peak Production Capability and Peak Load in the Nordic Electricity Market" [Ref. 22] præsenteret. Analysen viser, at det ikke



Gasturbine på Sønderborg Kraftvarmeværk.

noget sted i verden er givet en overbevisende demonstration af, hvordan man sikrer tilstrækkelige effektreserver i et liberaliseret elmarked. Der er derfor kun begrænset mulighed for at anvende andres erfaringer. Det nordiske område må derfor udvikle nye modeller, ligesom det skete, da man udviklede det grundlæggende nordiske markedsdesign.

På langt sigt skulle de kommercielle markedsaktører meget gerne udvikle en adfærd og strategi for budgivning i markedet, så udbud og efterspørgsel mødes via prisdannelsen i markedet, forbrugernes betalingsvillighed og producenternes investeringsad-

færd. De seneste års teknologiske udvikling på områderne kommunikation, måling og styringsautomatik har betydet, at idealet ikke længere virker helt så uopnåeligt, som det kunne forekomme for bare ti år siden. En satsning på, at det sker af sig selv, vil på den anden side være risikabel og uansvarlig. Endvidere er det en udbredt opfattelse, at systemansvaret i det mindste skal sikre en vis havarireserve – blandt andet som følge af den del af ansvaret for forsynings-sikkerheden, som lovgivningen placerer hos systemansvaret.

Alternativt kan tilstrækkelig effekt i elforsyningen sikres gennem politisk regulering



og påbud om bygning og rådighed over en fastlagt effektreserve for et område. Den model er imidlertid grundlæggende uforenelig med ideen om marked og decentral optimering.

Eventuel sikring af effektreserver kan i princippet ske ad to veje: Udbudsmodellen og modeller via markedsbalance.

I udbudsmodellen bliver en elproducent betalt for at tilvejebringe en vis effektkapacitet, som står til rådighed for systemansvaret. For at tilnærme sig markedsmodellen kan systemansvaret gennemføre udbudsrunder, hvor producenter i fri konkurrence kan byde på opgaven.

Alternativet er, at der forsøges etableret en markedsplads for handel med effektreserver og eventuelt andre systemtjenester. Fra dag til dag købes effektreserven på markedspladsen. Den model kunne måske koordineres med den nordiske elbørs, Nord Pool, hvor der i forvejen er daglig handel med en række elprodukter (spotmarked, terminsmarked osv.). Alt afhænger dog af, hvilken retning udviklingen tager i de øvrige nordiske lande.

I udkastet til nyt EU-markedsdirektiv forudsættes udbudsmodellen anvendt som en nødløsning, hvis forsyningssikkerheden er truet.

Valget af markedsmodeller afviger fra den klassiske model i elsektoren, hvor den nationale forsyningssikkerhed har krævet, at der i forsyningsområdet altid var tilstrækkelig effektkapacitet til rådighed. Manglede der effekt, blev nye kraftværker bygget og finansieret over elregningen. Markedsmodellen kræver ikke, at der er produktionskapacitet i eget område, men at man har *adgang* til produktionskapacitet, der også kan befinde sig uden for forsyningsområdet.

Aktiv stabilisering af markedet

Kraftværksaftalen, som Eltra har med Elsam, udløber i løbet af 2004. Del 1, som handler om sikring af 1) mindste produktionskapacitet, 2) effektknaphed i markedet og 3) regulerkapacitet, udløber den 1. janu-

ar 2004. Del 2, som handler om 1) frekvensstabilitet, 2) havarireserve m.v., udløber den 30. juni 2004.

Kraftværksaftalen udløber successivt i løbet af 2004. Herefter skal systemtjenester og regulerkraft købes på kortsigtede "kontrakter", hvor de er billigst.

En aktiv stabilisering af markedet kræver, at Eltra har opmærksomhed på sikring af tilstrækkelig driftsklar kapacitet til alle tider af året. Desuden skal der være stor opmærksomhed på prisdannelse for regulerkraft/balancekraft. Det kræver afklaring af en række spørgsmål.

Eltra skal sikre, at markedstilpasningen hele tiden går i den rigtige retning. Overgangsordningen med Elsam opfattes som afsluttet med udløbet af Kraftværksaftalen.

Adgangen til regulerkraft og systemtjenester

I takt med, at der er mere decentral produktion og færre centrale værker på nettet, er der behov for at sikre adgangen til systemtjenester og regulerkraft i Jylland og på Fyn. Det kan ske ved, at disse købes på et nordisk marked eller ved at mobilisere ressourcerne på de decentrale kraftvarmeværker inden for området.

I den daglige drift er der en *økonomisk afvejning*, men det er Eltra's hensigt at sikre, at elsystemet i Jylland og på Fyn kan drives ved hjælp af systemtjenester inden for området.

Regulerkraft og systemtjenester kan opdeles i to grupper:

1. De tjenester, der er indbygget i et produktionsanlæg som egenskaber gennem de krav (kraftværksspecifikationer), der er stillet ved bygningen. Disse skal stilles til rådighed uden betaling.
2. De tjenester, der købes på et marked.



I takt med, at flere decentrale kraftvarmeverker kan levere regulerkraft og systemtjenester, vil de indgå som leverandører på lige fod med centrale kraftværker.

Tabel 1 skitserer nuværende leverandører og mulige alternative leverandører til regulerkraft og systemtjenester. Det drejer sig om primærregulering, sekundærregulering,

spændingsregulering, reaktiv effekt, mulighed for blok-ø-drift og opstart fra dødt net.

Hvis man benytter sig af systemtjenester fra nabo-områderne, skal man sikre, at transmissionskapaciteten er til stede. Eltra har valgt ikke at reservere overføringskapacitet på forbindelserne til systemtjenester.

Tabel 1 Nuværende og fremtidige leverandører af systemtjenester og regulerkraft.

Emne	Nuværende leverandør	Fremtidige mulige leverandører
Primær reserve (i øjeblikket 35 MW).	35 MW leveres af de centrale kraftværker ³ .	- Fra nabo-områderne. - Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker. - Nyere typer vindmølleparker.
Sekundær reserve (UCTE anbefaler ca. 100 MW for Eltra's område).	Ikke opfyldt i dag. Et begrænset bidrag leveres af en automatisk regulerreserve på HVDC-forbindelserne mod Norge og Sverige.	- Fra nabo-områderne. - Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker. - Nyere typer vindmølleparker.
Hurtig reserve ("havari-reserve" svarende til største enhed, som er 626 MW).	Via regulerkraft på +/- 300 MW samt + 250 MW hurtig reserve ³ . Samt 220 MW hurtig reserve fra E.ON Energie ⁴ .	- Fra nabo-områderne. - Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker.
Langsom reserve (reserve som skal være til rådighed i løbet af 4-8 timer).	Elsam skal kunne retablere deres balance inden for 8 timer.	- Fra nabo-områderne. - Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker.
Regulerkraft (regulerreserve til prognoseusikkerhed).	Leveres via regulerkraft på +/- 300 MW samt øvrige frie reserver ³ , dertil kommer regulerkraftudveksling med nabo-områderne.	- Fra nabo-områderne. - Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker. - Vindmølleparker.
Reaktive reguleringsreserver som stationær, regulerbar og dynamisk Mvar-produktion.	Leveres, jf. tilslutningsbetingelserne, af de centrale kraftværker og indeholdt i Kraftværksaftalen dertil også visse ydelser fra de decentrale værker.	- Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker. - Nyere typer vindmølleparker.
Mindste produktionskapacitet af hensyn til forsyningssikkerheden, herunder kortslutningseffekten.	Mindst tre centrale enheder i drift og indeholdt i Kraftværksaftalen. Revisionsplan skal godkendes af den systemansvarlige	- Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker.
Blok-ø-drift.	Centrale værker. Decentrale værker >50 MW.	- Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker.
Start fra dødt net.	To centrale værker kan startes via gasturbiner.	- Centrale kraftværker. - Decentrale kraftværker.

³ Jf. Kraftværksaftalen med Elsam.

⁴ I perioden 1. oktober 2002-30. september 2003 er der indgået aftale med E.ON Energie om 220 MW hurtig reserve. Hurtigreserven fra E.ON Energie er kun til rådighed, når der er tale om udfald af Enstedværkets blok 3 og ved et produktionsudfald større end 400 MW.

Uddybning af de begreber, der er nævnt i tabellen, kan ses i **Bilag 2**.



Mobilisering af de decentrale ressourcer

Eltra har foretaget en undersøgelse af en række decentrale kraftvarmeværkers egen-skaber. Der er i alt 23 værker med effekt større end 10 MW – i alt 611 MW. Af dem er der udvalgt otte værker, som er to værker med damp turbine, to værker med gasturbi-ne, to værker med kombineret damp- og gasturbine og to værker med forbræn-dingsmotorer.

Formålet var at kortlægge mulighederne for, at værkerne direkte eller ved ombyg-ning kan yde systemtjenester. Den overord-nede vurdering er, at det er muligt og over-kommeligt at bringe *alle værker over 10 MW* til at yde de fleste systemtjenester. Undersøgelsen [Ref. 15] anses for at være repræsentativ for de 23 anlæg.

Primærregulering

Undersøgelsen tyder på, at de decentrale værker kun i begrænset omfang er i stand til at yde primærregulering – og dermed frekvensstøtte.

Kun på et af værkerne var primærregule-ningen aktiv. Ved ombygninger, som hoved-sagelig består af ændringer i software, ved afprøvninger af værkernes reguleringer og ved ændring af driftsformen, så de ikke kører fuldlast, kan en stor del af de decen-trale kraftvarmeværker bringes til at yde primærregulering. Omkostningerne hertil er ikke gjort op.

Sekundærregulering

Undersøgelsen tyder på, at der allerede nu er en stor kapacitet til rådighed på de decentrale kraftvarmeværker til sekundær-regulering. Mulighederne afhænger først og fremmest af årstiden og dermed af varme-behovet. Den afhænger i mindre grad af anlægstypen. Der er forskellige muligheder for op- og nedregulering om vinteren. Forår og efterår er der de største muligheder for at udnytte reguleringsressourcerne, hvis varmeakkumulatortankens indhold kan optimeres ud fra den regulerkraft, der skal leveres.

Om sommeren er der principielt de samme muligheder som forår og efterår, men i langt mindre omfang.

Spændingsregulering, reaktiv effekt

De fleste af værkerne kan regulere den reaktive effekt via fjernkontrol, og med små modifikationer kan alle bringes i stand til at regulere inden for $-0,1 < \text{tg}\varphi < 0,4$. Som det er i de nuværende aftaler, varieres den reaktive effekt dog efter et fast møn-ster, når der skiftes fra en lastperiode til den næste.

Det er derfor muligt at bringe alle anlæg over 10 MW i stand til at deltage i spæn-dingsreguleringen ved regulering af reaktiv effekt.

Overgang til blok-ø-drift

Alle produktionsanlæg over 50 MW er byg-get til at kunne gå over i blok-ø-drift ved en netfejl, så de automatisk kan synkroni-seres ind på nettet igen efter fejlen.

Undersøgelsen bekræfter, at ingen af de undersøgte værker (på nær Silkeborg, der er på 104 MW) umiddelbart opfylder dette. Hvis de skal kunne det, skal der installeres automatisk synkroniseringsudstyr over net-afbryderne.

Denne ombygning er mulig, men omkost-ningerne hertil er ikke gjort op.

Opstart fra dødt net

Som en del af systemtjenesterne skal der være enheder, der kan starte op fra dødt net efter driftsforstyrrelser. Det er dog mest aktuelt i situationer, hvor Eltra's område har mistet sin synkrone sammenkobling med Tyskland.

Ingen af de undersøgte decentrale værker kan starte fra dødt net, men det vil være muligt at ombygge flere af dem til at kunne.

Silkeborg kraftvarmeværk anses for at være det mest velegnede, både fordi det er i stand til at regulere eleffekten ned til sit eget egetforbrug og på grund af dets stør-relse.



Principper for dimensionering af net

Dimensionering af nettet sker både ud fra *tilstrækkelighed* og ud fra *sikkerhed* [Ref. 6]. Af hensyn til at kunne gennemføre store transporter er det især tilstrækkeligheden, der er aktuell.

400-150 kV-nettet udgør tilsammen transmissionsnettet i Jylland og på Fyn. Det vil være en forudsætning også på langt sigt. Strukturen af det samlede transmissionsnet skal indrettes, så det bliver muligt at udnytte overføringskapaciteten af 400 kV-nettet i højere grad.

Systemplanen skitserer nogle overordnede principper i transmissionsplanlægningen og giver dermed rammerne for den årlige anlægsplan.

Det interne net

Det interne net skal dimensioneres, så det ikke begrænser den markedsbaserede udnyttelse af forbindelserne til nabo-områderne. Det sker ved opstilling af markedsbilleder og under overholdelse af netdimensioneringskriterium A. Det tager hensyn til en mangel i nettet. Netværn anvendes til at øge handelskapaciteten, jf. afsnittet "Transportsystemet på godt og ondt".

Det interne net skal desuden dimensioneres, så det ikke begrænser forsyningssikkerheden i området. Det sker ved opstilling af forsyningssikkerhedsbilleder og under overholdelse af kriterium C. Det tager hensyn til revisioner i produktionsapparatet og en eller to mangler i nettet. Forudsætninger, hændelser og konsekvenser skal afstemmes, jf. afsnittet "Systemikkerhed og strategi".

Effektiviseringer, opgraderinger og udbygning af 400 kV- og 150 kV-nettet skal sikre en øget ydeevne af det interne net, så betydningen af 150 kV-flaskehalsene elimineres eller reduceres til et minimum.

Dimensionering af transmissionsnettet skal også ses i sammenhæng med dimensionering af de underliggende net. Det gælder

især adgangen til systemtjenester placeret i de decentrale værker.

Grundlæggende skal der være en balance mellem overføringskapaciteten (tilstrækkeligheden) og den nødvendige formaskningsgrad af hensyn til driftssikkerheden.

Princippet er, at nettet bygges op som *ringforbindelser* med stærke 400 kV- og 150 kV-punkter til forsyning af de underliggende net og til aftag af decentral produktion. Der sikres desuden tosidig forsyning til vigtige stationer.

Anvendelse af luftledninger, eventuelt som kombineret fremføring, sker i overensstemmelse med "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" [Ref. 24].

For at sikre et bedre beregningsgrundlag for aftag i 150/60 kV-stationerne er der udviklet en prognosemodel, der gør det muligt at opstille en mere nøjagtig fremskrivning af elforbruget under den enkelte station i forhold til den produktion fra vindmøller og decentrale kraftvarmeværker, der er.

Planlægning med kabler

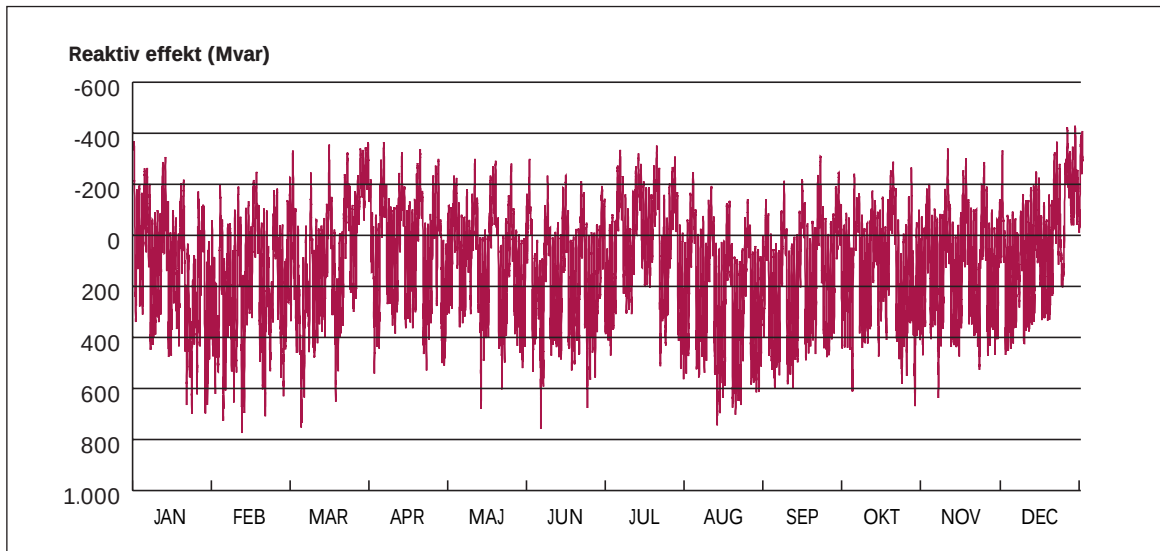
Transmissionssystemet vil i fremtiden indeholde flere kabler end tidligere. Det gælder både på 150 kV- og 400 kV-nettet. Det er derfor vigtigt, at disse kablernes overføringskapacitet er afpasset det luftledningsnet, de indgår i, hvad enten de indgår som en del af en luftledningsstrækning eller går parallelt med en luftledning.

Eltra og transmissionsselskaberne har gennemført et detaljeret arbejde med henblik på en bedre forståelse af kablernes egenskaber, især deres overføringskapacitet [Ref. 16]. Det er herefter hensigten at udnytte den korttidsbelastbarhed, de kommende PEX-kabelsystemer får. Den er f.eks. på 150 % i 50 timer eller 180 % i 10 timer.

Der er igangsat arbejde med henblik på at beskrive den tilsvarende planlægningspraksis for blandt andet vurdering af kablernes overføringsevne, driftsmæssige forhold og rådighed.



Figur 14 Reaktiv effekttransport i 2002 for det samlede elsystem. Positive værdier er transport fra 150 kV til 60 kV.



Der er også 25 km gamle oliefladkabler i transmissionsnettet. Det er blevet sværere at reparere denne type kabler efter en fejl, da reservemateriel stort set er opbrugt. Derfor skal der træffes beslutning om, hvorvidt disse strækninger fortsat skal forblive i systemet.

Den reaktive balance

Den reaktive effekt leveres dels fra de centrale og dels fra de decentrale kraftvarmeverker som en del af spændingsreguleringen. Den resterende del af behovet for reaktiv effekt skal komme fra netkomponenter i transmissions- og distributionsnettene.

Transport af reaktiv effekt skal minimeres og har først og fremmest til hensigt at sikre driftssikkerheden og at minimere tab. Reaktiv effekt er derfor en del af sikkerheden.

Dengang der ikke forekom elproduktion af betydning i distributionsnettene, kunne man med rimelighed sætte grænserne for udveksling af reaktiv effekt som en brøkdelt af den udvekslede aktive effekt (tgø).

Det tidligere begreb tgø på elforbruget har efterhånden mistet sin betydning som følge af den store mængde decentrale produktion. I den nye Mvar-ordning er det derfor

den absolutte reaktive effektudveksling, der indgår i dimensioneringen.

Dimensionering af reaktiv effekt foretages samlet på 150-400 kV-nettet. For hver enkelt 150/60 kV-station (celle) foretages der en samlet dimensionering over alle spændingsniveauer under stationen.

De nye regler for udveksling af reaktiv effekt baseres på bånd for den tilladelige udveksling. Den skal til enhver tid holdes inden for et bånd på $Mvar_{maks.} - Mvar_{min.}$ for hver enkelt 150/60 kV-station. Ansvar for, at den enkelte celle overholder kravet, ligger hos en udpeget Mvar-ansvarlig, jf. afsnittet "Aktive distributionsnet".

Båndene for en treårsperiode fastlægges i samarbejde med Eltra's netudvalg. Det sker på basis af en årlig Mvar-redegørelse, som udarbejdes af Eltra.

I 2002 har der været transport af reaktiv effekt ned i systemet på op til 740 Mvar, se **Figur 14**. Tilsvarende har der været transport op i systemet på op til 400 Mvar.

Det er hensigten at reducere disse fluktuationer. Inden for perioden 2003-2005 har det førsteprioritet at halvere flowet op i systemet til ca. 200 Mvar. Det skal først og



fremmest ske ved nedtagning af uheldigt placerede kondensatorbatterier og ved en bedre tilpasning af produktionen på decentrale værker.

Spændingskvaliteten

Kortslutningseffekten bestemmes primært af produktionsapparatets synkrone generatorer. Nettet bidrager til kortslutningseffekten gennem sin formaskningsgrad. Dette begreb er dermed også en del af sikkerheden.

Tidligere var de maksimalt forekommende kortslutningseffekter dimensionerende, fordi de var bestemmende for de kortslutningsstrømme, der skal brydes ved fejl og koblinger. Dermed er de dimensionerende for indkøb og udskiftning af materiel.

Spændingskvaliteten og stivheden i nettet afhænger af den kortslutningseffekt, der til enhver tid er til stede. En vigtig kilde til kortslutningseffekt er vores synkrone forbindelser til Tyskland.

Derfor er der nu i højere grad fokus på de minimale kortslutningseffekter, der forekommer i driftsituationerne. Det er især spørgsmål om, 1) der er tilstrækkelig kortslutningseffekt til sikker drift af HVDC-forbindelserne, og 2) der er acceptabelt lave spændingsspring ved kobling med f.eks. reaktorer. Desuden er det spørgsmålet, om der er rimelig spændingskvalitet i de underliggende net.

En analyse af kortslutningseffekten for 2003-2004 peger på, at der er lave kortslutningseffekter i Nord- og Vestjylland. Under byggefasen for 400 kV Vendsysselværket-Trige er de ekstremt lave. Efter idriftsættelsen af ledningen er niveauet til gengæld øget markant.

Under normale omstændigheder er kortslutningseffekterne acceptable. Meget lave værdier vil forekomme i situationer, hvor der f.eks. er tre centrale blokke på nettet, ingen vindkraft og kun få decentrale værker i et område. Ekstremt lave værdier vil forekomme, hvis der også mangler en eller flere ledninger.

Undersøgelsen tyder på, at der er behov for at øge kortslutningseffekt i Eltra's område. Det kan ske ved at stille krav om et minimalt antal blokke på nettet eller ved at øge antallet af synkrongeneratorer i nettet. Afklaring heraf vil være nødvendig inden for de nærmeste år og skal især ses i sammenhæng med det fremtidige driftsmønster for de decentrale værker.

Eltra's forpligtelser i distributionsnettene

Eltra er pålagt en række forpligtelser i distributionsnettene, herunder udligning af omkostninger på 10-20 kV som følge af tilslutning af decentral produktion.

Med den nye vindmøllebekendtgørelse er der lukket op for, at omkostninger til forstærkning i 60 kV-nettet som følge af vindmølletilslutninger på 10 kV eller lavere spændinger kan udlignes. Det sker som en PSO-omkostning gennem systemansvaret.

Ændringen af Elforsyningsloven, i form af Lov 162, betyder, at Eltra kan få et påbud om at etablere et 10 kV-forsyningskabel til Læsø og måske også andre mindre øer.

Bestemmelsen vil kun finde anvendelse undtagelsesvis ved øer uden bevilling. Ledningsanlæg, der er etableret, og hvor der er drift i henhold til bevilling, vil derfor ikke kunne omfattes af den nye lov.

Søkablet skal i givet fald finansieres over Eltra's nettarif. Hjemlen er givet i Elforsyningslovens § 19, stk. 2.

Eltra kan efterfølgende overveje at overdrage kablet til et netselskab. Vilkår for betaling af søkablet, hvis Eltra vælger at overdrage kablet, vil være op til Eltra at fastsætte. De nærmere vilkår vil først blive fastlagt, når en konkret sag opstår.

Eltra har ikke bevilling til at drive netselskab, og det skal i givet fald løses ved at lave en præcisering i forbindelse med ikraftsættelse af en ændringslov til Lov om afgift af elektricitet.

Transmissionssystemet

Nettet internt i Eltra's område er en del af en international infrastruktur, men ikke lagt ud til det, det reelt bruges til – nemlig store transporter mellem forskellige markedsområder. I planlægningen af transmissionsnettet skal der nu tages hensyn til markedspladsens behov for overføringskapacitet ud over forsynings- og driftssikkerheden.

Transportsystemet på godt og ondt

Den forøgede transit gennem området og den forøgede risiko for ubalancer som følge af den ikke-regulerbare produktion betyder, at der i Eltra's område ofte er utilstrækkelig handelskapacitet i dagligdagen og dermed en mindre hensigtsmæssig prisdannelse i spotmarkedet.

Overføringsevnen mellem elspotområderne beskrives gennem den systemtekniske kapacitet, den fysiske kapacitet og handelskapaciteten. Den systemtekniske kapacitet svarer til den fysiske overføringskapacitet, når det gælder HVDC-forbindelserne.

På AC-forbindelser er handelskapaciteten mindre end den fysiske kapacitet på grund af stabilitetsbegrænsninger og termiske begrænsninger fra svageste led i det sammenmaskede 150 kV- og 400 kV-net.

Handelskapaciteten udtrykker den mulige udveksling på forbindelserne, som *begrænses af flaskehalse* i de interne transmissionsnet eller af reservationer til driftsreserver og regulerkraft.

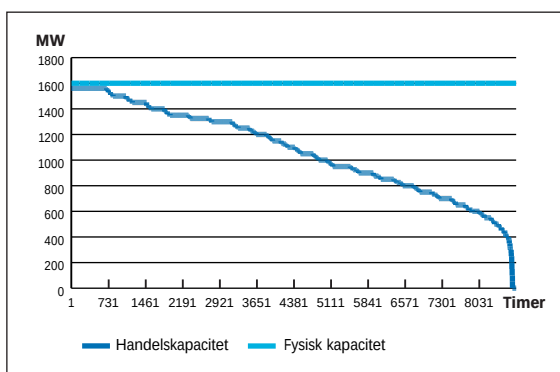
Handelskapaciteten udmeldes dagligt og er direkte forbundet til driften af elsystemet. Størrelsen er baseret på n-1 driftssikkerhed og afhænger derfor af den udgangssituation, som elsystemet befinder sig i med revisioner i nettet eller på produktionsanlæg.

Flaskehalse i områdets interne net har måttet håndteres ved at flytte begrænsningen til områdegrenserne. Der foretages ikke opdeling af Eltra's område i delområder med flaskehalse imellem.

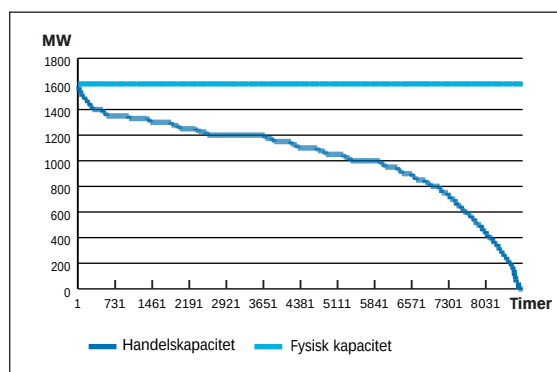
Den handelskapacitet, der udmeldes på forbindelserne til Norge og Sverige, er blevet registreret siden markedsåbningen i 1999, se Eltra's hjemmeside: www.eltra.dk/show.asp?id=14843.

I **Figur 15** ses eksempler på, hvordan den udmeldte handelskapacitet mod Norden i praksis er betydeligt lavere end den fysiske kapacitet på HVDC-forbindelserne.

Figur 15a Den fysiske kapacitet og handelskapaciteten til eksport mod Norden. 1. november 2001 til 31. oktober 2002.

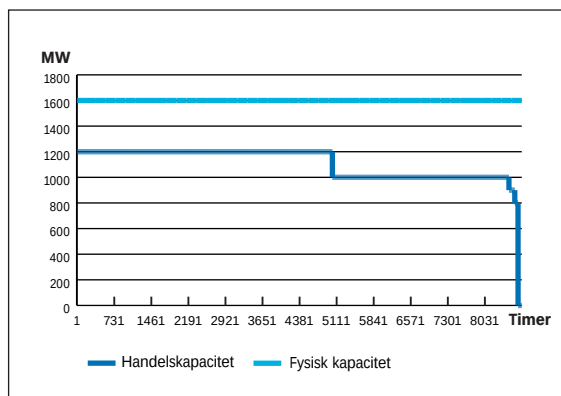


Figur 15b Den fysiske kapacitet og handelskapaciteten til import fra Norden. 1. november 2001 til 31. oktober 2002.

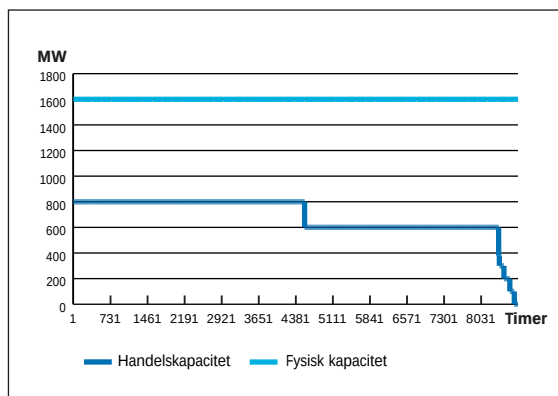




Figur 16a Handelskapaciteten til eksport mod Tyskland. 1. november til 31. oktober 2002.



Figur 16b Handelskapaciteten til import fra Tyskland. 1. november 2001 til 31. oktober 2002.



De interne flaskehalse, der i øjeblikket begrænser udvekslingen mod Norden, er under afvikling, idet 400 kV-forbindelsen mellem Århus og Aalborg forventes idriftsat i 2004. Herefter forventes handelskapaciteten at være 1.600 MW i de fleste timer af året.

I **Figur 16** ses eksempler på handelskapaciteten mod Tyskland. Begrænsningerne på denne grænse er også bestemt af forhold i Tyskland. Fra 2004 vil det i mange situationer være muligt for Eltra at udmelde en højere kapacitet mod syd end de gældende 1.200 MW.

I dag er der kun begrænset anvendelse af netværn til at øge handelskapaciteten på forbindelserne.

Anvendelse af netværn

Som hovedregel er anlæggene i transmissionsnettet beskyttet mod store kortslutningsstrømme gennem den almindelige relæbeskyttelse (passiv beskyttelse). Derudover kan der være installeret *aktive netværn*, der kobler netelementer ud eller regulerer på HVDC-forbindelser ved store transporter.

Anvendelse af netværn er aktuelt for Eltra's område, der i højere grad er blevet transitland mellem Norden og Kontinentet. En øget anvendelse af netværn vil dog øge

den gensidige afhængighed af områderne, idet konsekvenser ved udkoblinger/nedstyringer påfører nabo-områder konsekvenser. Dette kræver en tæt koordinering mellem de aktuelle områder i Nordel og UCTE.

Der er i øjeblikket to aktive netværn i Eltra's område, der regulerer på Konti-Skan 1 og Konti-Skan 2 ved stor belastning af netelementer. Begge netværn er midlertidige og skal være i drift, indtil 400 kV Vendsysselværket-Trige er idriftsat. De indregnes i driftsplanlægningen til at øge udvekslingsmuligheden med Sverige.

På Skagerrakforbindelsen er der et netværn, hvor import eller eksport i kritiske tilfælde reduceres med henblik på at beskytte selve HVDC-stationen. Netværnet indgår i øjeblikket ikke i driftsplanlægningen til at øge import-/eksportmuligheden med Norge.

Netværn skal anvendes med omhu. Som hovedregel udbygges/opgraderes transmissionsnettet. Netværn anvendes som *supplement* hertil for at øge overføringskapaciteten. Den overordnede politik for indregning af netværn i planlægningen af transmissionsnettet er baseret på følgende hensyn:

- Af hensyn til kompleksiteten regnes der med et begrænset antal aktive netværn og kun på vitale strækninger. Antal, place-



ring og funktion revurderes i forbindelse med ændringer i netudbygningen for hver anlægsplan.

- Regulering via netværn sker primært på HVDC-forbindelserne.
- Regulering via netværn sker alene af hensyn til markedstransporter. Med hensyn til forsyningssikkerhed i området planlægges der med udbygning af nettet. Her indregnes ikke netværn.
- Netværn kan anvendes i form af automatisk produktionsfrakobling f.eks. vindmøller.
- Automatisk udkobling af ledningssystemer på en overstrømsbeskyttelse kan indregnes.
- Svigt af et netværn skal medføre, at anden automatik tager over, eller der sker manuel bortkobling.

Planlægning af revisionsarbejder i nettet

Netrevisionsplaner med udetider for netanlæg udarbejdes skitse-mæssigt fem år frem og mere detaljeret for et år frem i tiden. Planerne har betydning for handelskapaciteten.

I de kortsigtede netrevisionsplaner skal der tages hensyn til behov for revisioner på produktionsanlæg. Revisionsarbejderne placeres, så de påvirker både kapaciteten på udlandsforbindelserne og forsyningssikkerheden mindst muligt.

Bestemmelse af kapaciteten på forbindelserne mod nord og syd sker ud fra blandt andet driftskriteriet om n-1 sikkerhed.

Princippet i beregningen er at stille mest mulig kapacitet til rådighed for markedsaktørerne under hensyntagen til drift- og forsyningssikkerheden. Handelskapaciteten på forbindelserne mod Tyskland, Norge og Sverige beregnes ud fra de forventninger, der er til elforbruget, og den kraftvarmebundne elproduktion, der er på centrale og decentrale produktionsenheder samt vindkraft.

Eltra arbejder med en metode, der skal sikre, at revisioner i højere grad indpasses ud fra samfundsøkonomiske hensyn. Det kan betyde, at de selskabsøkonomiske hensyn nedprioriteres.

Opdatering af saneringsstrategi

I 1995 udgav Landsplanafdelingen under Miljø- og Energiministeriet rapporten "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" [Ref. 24]. Rapporten var resultat af et samarbejde mellem Landsplanafdelingen, Skov- og Naturstyrelsen, Energistyrelsen, Boligministeriet, Elektricitetsrådet, Amtsrådsforeningen, Danske Elværkers Forening, Elsam og Elkraft.

Rapporten anbefaler en række principper til brug ved beslutning om ændringer og udbygninger af højspændingsanlæg med henblik på at nedbringe generne fra luftledninger mest muligt. Der er tale om en afvejning af økonomiske og landskabelige hensyn.

På grundlag af rapporten vedtog Elsam samme år "Handlingsplan for kabel/luftledning". Denne plan blev grundlaget for planlægning af restruktureringer og saneringer i nettene vest for Storebælt fra 60 kV til 400 kV. Handlingsplanen satte ambitiøse mål for følgende områder:

1. 60 kV-udføringer fra kraftværker
2. 60 kV-luftledninger i boligområder
3. 150 kV-luftledninger i boligområder
4. 150-60 kV-luftledninger i særlige naturområder
5. 150-60 kV-luftledninger i øvrige byområder.

Heraf er punkterne 1 og 2 gennemført. Punkt 3 er påbegyndt, men ikke fuldført.

Ud fra branchestrukturen i 1995 var det naturligt, at Elsams handlingsplan forpligtede alle ejere af de nævnte anlægstyper.



Denne forudsætning gælder ikke længere. De nuværende ejere af anlæg i kategorierne 3 til 5 har begrænset mulighed for at leve op til Elsams handlingsplan. Det skyldes især, at selskaberne stilles ringere økonomisk med indtægtsrammereguleringen, selv om det er muligt at investere i kabler uden for effektiviseringskravene. Desuden har regeringen i 2002 udmeldt, at elprisen skal holdes nede.

Derfor er der behov for at opdatere handlingsplanen. Opdateringen forberedes *inden for rammerne af de oprindelige principper*, men med et lavere ambitionsniveau end Elsams kabelhandlingsplan. Eltra anbefaler følgende retningslinjer for opdateringen:

- Færdiggørelsen af saneringerne i boligområder (punkt 3) gøres over en længere tidshorisont end tidligere forudset.
- Ved bygning af nye 400 kV-anlæg forventes sanering i 150 kV- og 60 kV-nettene kun gennemført, hvis de er tæt knyttet til 400 kV-projektet.
- Når 150 kV-luftledninger er tjenlige til en større renovering, kan der overvejes sanering, hvor ledningerne er i konflikt med væsentlige naturinteresser (punkt 4).
- Der gennemføres kun i særlige tilfælde saneringer i øvrige byområder (punkt 5).

Eltra anbefaler, at planlagte saneringer af 60 kV-luftledninger aftales med de implicerede amter, når anlæggene er tjenlige til en større renovering.

Mere konkrete planer for 150 kV-anlæg udarbejdes i samarbejde med berørte net- og transmissionsselskaber og fremlægges i Eltra's Anlægsplan 2003.

Hvor er flaskehalsene?

Flaskehalsene i 400-150 kV-nettet i Jylland og på Fyn er i høj grad bestemt af udvekslingen med nabo-områderne, af udbygningen af forbindelserne mod nabo-områder og af transit.

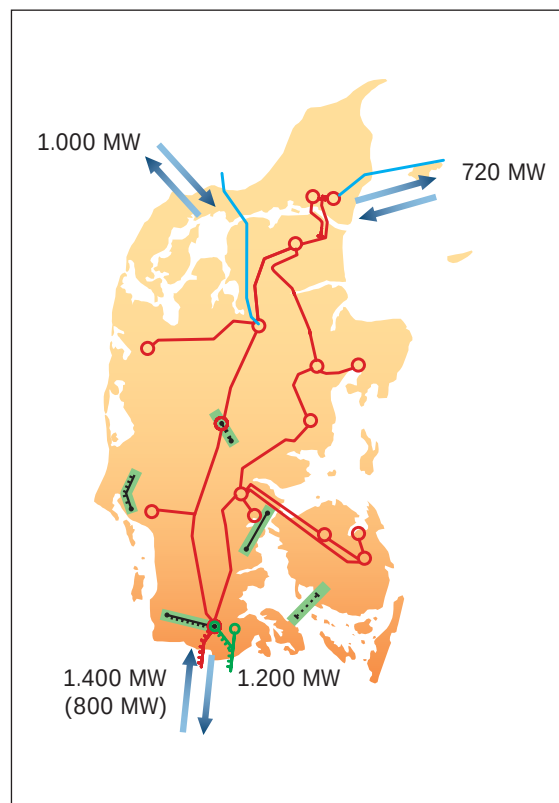
Nettet har hidtil ikke været udbygget med henblik på store transporter over området. Uanset, hvilken strategi der vælges for udbygningen mod nabo-områderne, vil der være en del flaskehalse i nettet i Vestdanmark. De findes især i 150 kV-nettet.

For at afdække flaskehalsene er *markedsbetjeningen* undersøgt i forskellige udbygninger for årene 2005 og 2020.

Den balancerede situation

I den "nuværende" situation er der 1.720 MW mod Norden og 800 MW/1.200 MW mod Tyskland, se **Figur 17a**. Kapaciteten mod Tyskland på 1.200 MW begrænses af flaskehalse i Tyskland, hvorimod de 800 MW primært bestemmes af begrænsninger i Jylland. Der er også regnet med plads til udfald af største produktionsenhed i Eltra's område, som er på 600 MW.

Figur 17a Flaskehalse i den "nuværende" situation.





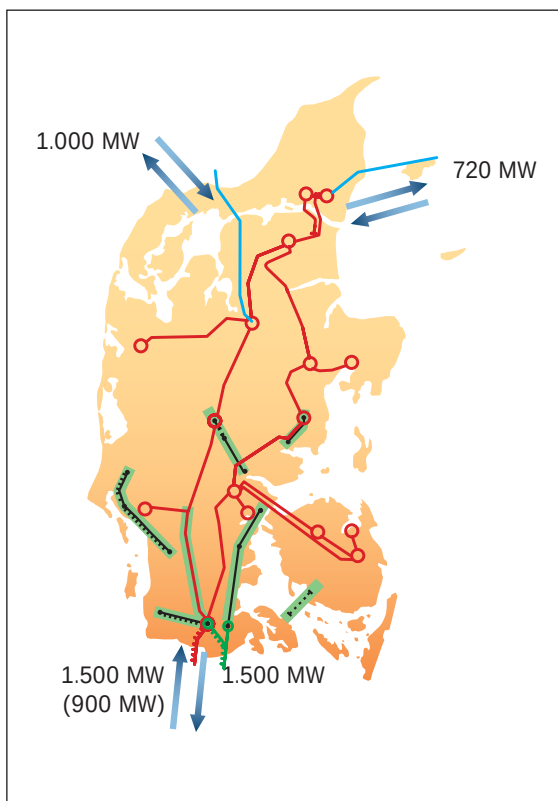
Flaskehalsene findes især på ledningsstrækningerne:

- 150 kV Karlsgårde-Lykkegård
- 150 kV Skærbækværket-Tyrstrup
- 150 kV Abildskov-Sønderborg (på det lange sigt)
- 150 kV Askær-Thyregod (på det lange sigt)
- 150 kV Bredebro-Kassø (på det lange sigt).

Desuden vil transformerne for 400/150 kV i Askær og 220/150 kV i Kassø blive flaskehalse.

Flaskehalsene på vestkysten af Jylland opstår, når udlandsforbindelser udnyttes

Figur 17b Flaskehalse i én balanceret situation, hvor Tysklandsgrænsen er opgraderet.



fuldt ud samtidig med, at der bygges yderligere vindkraft på Horns Rev.

Ved opgradering af Tysklandsforbindelsen til nogenlunde det samme som på grænsen mod Norden vil der markeds-mæssigt være tale om en balanceret situation. Med f.eks. 1.500 MW kapacitet på Tysklandsgrænsen vil nævnte flaskehalse blive mere fremherskende, **Figur 17b**.

Det vil skabe nye flaskehalse. På 400 kV Kassø-Revsing og 220/150 kV-transformeren i Ensted bliver de markante. Det samme gælder flaskehalse på 150 kV-strækningerne Ensted-Tyrstrup, Lykkegård-Ribe og Hatting-Malling.

Det er nødvendigt for god markedsbetjening at eliminere en del af disse flaskehalse inden for en kort tidshorizont. Det kan gøres ved mindre opgraderinger i 150 kV-nettet og ved at ombygge 400 kV Kassø-Revsing.

En række *effektiviseringer* i nettet forudsættes gennemført. De er indregnet i analysen. Det gælder, at:

- Transformernes overføringskapacitet er opskrevet med ca. 30 %.
- PEX-kabelforbindelser har en korttidsbelastbarhed på ca. 126 % i 100 timer.
- Gamle oliefladkabler har en korttidsbelastbarhed på ca. 113 % i 100 timer.
- Måletransformerne på 400 kV-ledningerne omstilles, så det alene er ledningernes termiske overføringskapacitet, der er begrænsende.

Den nordgående kapacitet på Tysklandsgrænsen kan eventuelt hæves ved at anvende netværn på Konti-Skan- eller Skagerakforbindelsen. Det gælder, hvis vindkraften i Nordtyskland ikke sætter grænsen.

Udbygning mod nabo-områder

Udbygning af forbindelser mod nabo-områder vil have stor betydning for flaskehalsene. Her har det betydning, hvordan pro-



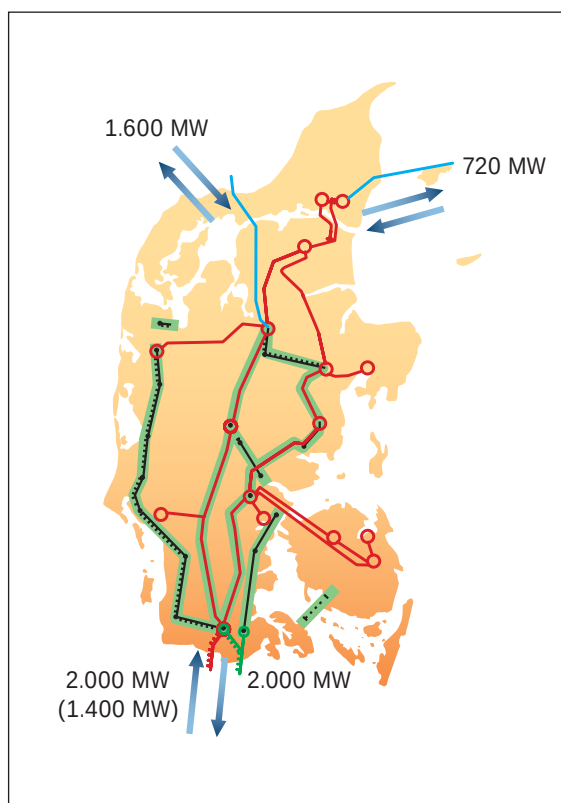
duktionsapparatet i Jylland og på Fyn udbygges og især vindkraften på Horns Rev.

Flaskehalsene bliver mere markante, hvis f.eks. Skagerrakforbindelsen er udbygget (se **Figur 18**). Der er regnet med, at kapaciteten på Tysklandsforbindelsen også skal opgraderes tilsvarende.

Ved udbygningen findes flaskehalsene på:

- 150 kV Idomlund-Lykkegård-Kassø
- 150 kV Skærbækværket-Tyrstrup-Ensted
- 150 kV Abildskov-Sønderborg
- 150 kV Skærbækværket-Knabberup-Thyregod-Askær
- 150 kV Hatting-Malling-Hasle

Figur 18 Udbygning med ny forbindelse på Skagerrak.



- 150 kV Tjele-Tange-Trige

- 150 kV Struer-Bilstrup

- 400 kV Kassø-Tjele

- 400 kV Kassø-Trige.

I en sådan udbygning skal der både ske opgraderinger og udbygninger i nettet. Det gælder især nettet på Vestkysten, hvor der vil være behov for at ombygge 400 kV Kassø-Revsing til to systemer og videreføre en 400 kV-udbygning mod nord.

Der er desuden en række transformere, der skal dubleres eller aflastes. Det gælder 400/150 kV-transformerne i Askær, Idomlund og Landerupgård samt 220/150 kV-transformerne i Kassø og Ensted.

En udbygning mod Norden uden en tilsvarende tilpasning af Tysklandsgrænsen kan være et alternativ, hvis man ønsker at knytte Eltra's område tættere til det nordiske marked. En udbygning af Skagerrakforbindelsen alene kræver kun mindre udbygninger.

En stor udbygning både mod Norden og mod Tyskland er næppe aktuel inden for de nærmeste år, men kan være det på længere sigt. Den vil kræve massiv udbygning af 400 kV-nettet.

Hurtig eliminering af flaskehalse

Uanset, hvilken udbygningstakt der vælges for udlandsforbindelserne, er det hensigtsmæssigt at foretage en hurtig eliminering af de konstaterede 150 kV-flaskehalse i nettet.

Eltra vil derfor søge en del af disse flaskehalse elimineret inden for en kort årrække.

Balanceproblemet

Et driftsdøgn planlægges i detaljer dagen i forvejen. For at undgå sammenbrud af systemet ved tilfældige fejl er det vigtigt, at de prognoser, der ligger til grund for planlægningen, er tæt på den virkelighed, der kommer. Prognoserne opdateres løbende frem til driftsøjeblikket for at have det bedste grundlag at disponere ud fra. Prognoserne gælder især vindkraft, forbrug og den kraftvarmebundne produktion.

Ubalancer

I 1980'erne og før den store tilgang af vindkraft kom, var der normalt kun prognosefejl på mellem 50 og 100 MW. Med den store andel af vindkraft oplever Eltra's område i dag ubalancer på over 1.000 MW i forhold til de prognoser, der er lavet dagen før driftsdøgnet.

Vinden er den altafgørende faktor for de daglige ubalancer. I ca. 80 % af tiden i 2002

er vindkraften en medvirkende faktor til den ubalance, der er. I de resterende 20 % af tiden modvirker vindkraftens ubalance den ubalance, der er i resten af systemet. Eksempler fremgår af **Figur 19**.

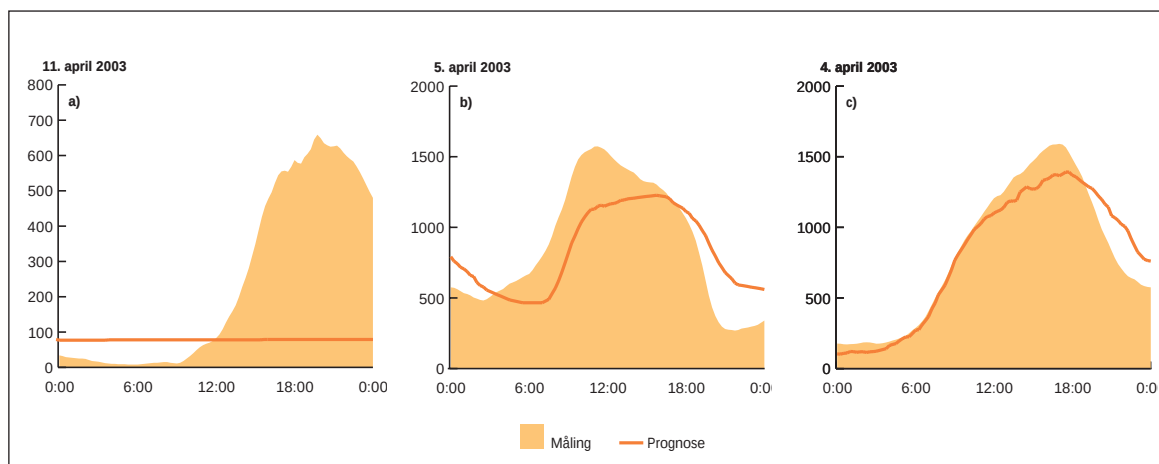
De variable udgifter til at undgå ubalancerne fra vindkraften udgjorde 67,5 mio. kr. eller 19,4 kr./MWh forbrug i 2002.

En af de største udfordringer ved vindkraften er at forudsige præcist, hvornår en vindfront rammer et område. Med en installeret vindkraft på 2.400 MW betyder en fejl i en vindprognose på 1 m/s en fejl i vindkraftprognosen på ca. 300 MW. Det kan i værste fald give en fejl på 900 MW, hvis en vindfront, der indeholder en stigning i vindhastighed på 3 m/s, forskyder sig en time.

Ubalancerne dækkes ved køb og salg af regulerkraft inden for området og i nabo-områderne, hvis der er tilstrækkelig transportkapacitet. Princippet er, at regulerkraften aktiveres der, hvor den er billigst.

Med ophævelsen af aftagepligten for den prioriterede produktion forventes det, at de decentrale kraftvarmeværker fra den 1. januar 2004 kommer til at agere på både spot- og regulerkraftmarkedet.

Figur 19 *Eksempler på driftssituationer, hvor a) vindkraften kommer senere end forudsat og giver anledning til et underskud, b) vindkraften kommer tidligere med overskud til følge, og c) vindprognosen passer.*





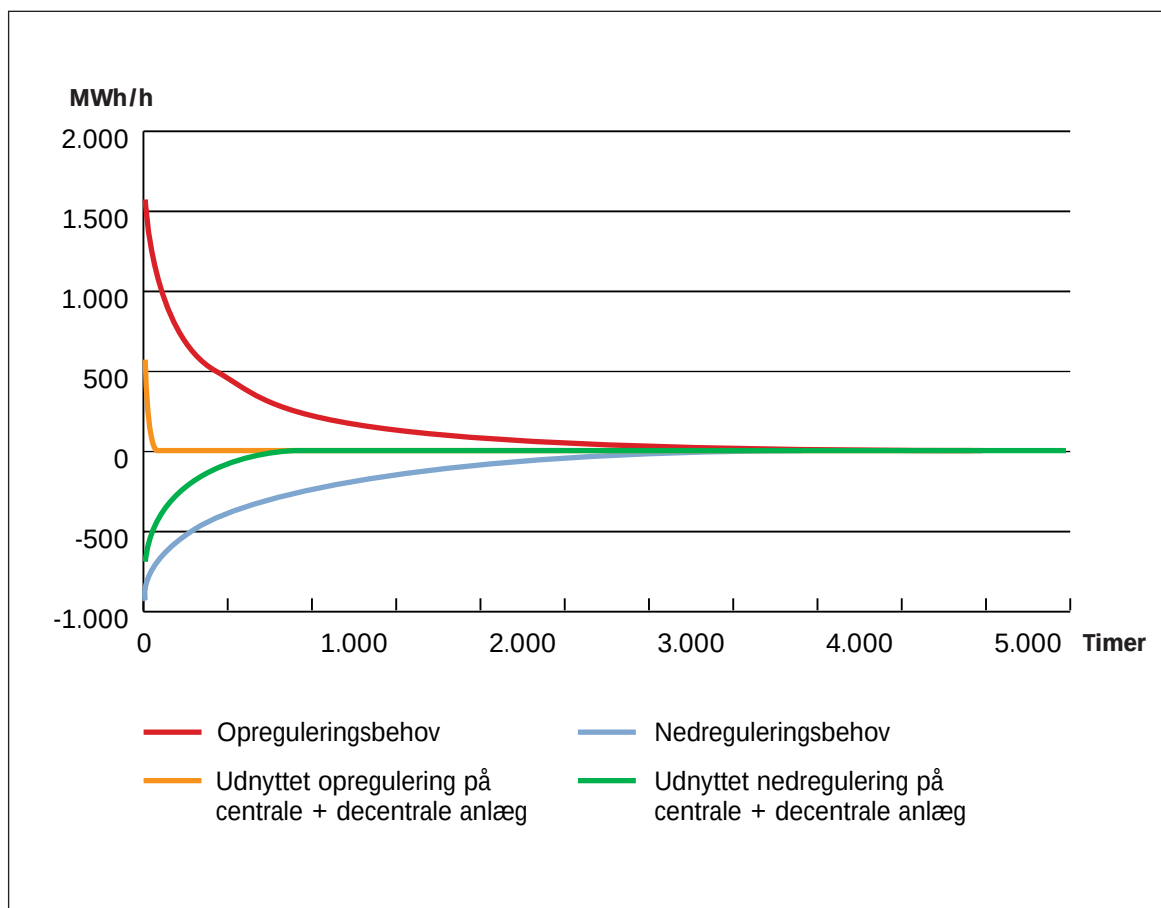
Regulerkraftbehov

Eltra har gennemført en simulering af størrelsen af det regulerkraftbehov, der er i et lavprisforløb og et højprisforløb. Simuleringen viser, hvor stor en regulering der kan dækkes af produktion i det jysk-fynske område ved den mængde vindkraft, som forventes installeret i 2005 svarende til 2.350 MW landbaseret vindkraft og 160 MW havbaseret vindkraft. Det er forudsat, at man kan bruge både den decentrale og den centrale produktion til regulering. Den regulering, der ikke kan dækkes af indenlandske ressourcer, skal hentes i udlandet.

I **Figur 20** er udgangspunktet et lavprisår, det vil sige et år, hvor der findes meget vand i vandmagasinerne i Norden, og i **Figur 21** er udgangspunktet et højprisår, det vil sige et år, hvor der er mangel på vand i de nordiske vandmagasiner.

De røde kurver viser det *opreguleringsbehov*, der er resultatet af fejlprognoserne for vindkraften. De orange kurver viser opreguleringsbehovet, når både de centrale og decentrale kraftvarmeværker har udnyttet deres reguleringskapacitet. Hvis der ikke kan findes andre indenlandske opreguleringskapaciteter, er det nødvendigt at bruge udlandet til det reguleringsbehov, der er tilbage.

Figur 20 *Reguleringsbehov og manglende regulering med fuldt udnyttet regulering på centrale og decentrale anlæg 2005, lavprisforløb.*





De blå kurver viser det *nedreguleringsbehov*, der er resultatet af fejlprognoserne for vindkraften. De grønne kurver viser nedreguleringsbehovet, når både de centrale og decentrale kraftvarmewærker har udnyttet deres reguleringskapacitet. Hvis der ikke kan findes andre indenlandske nedreguleringskapaciteter, er det nødvendigt at bruge udlandet til det reguleringsbehov, der er tilbage.

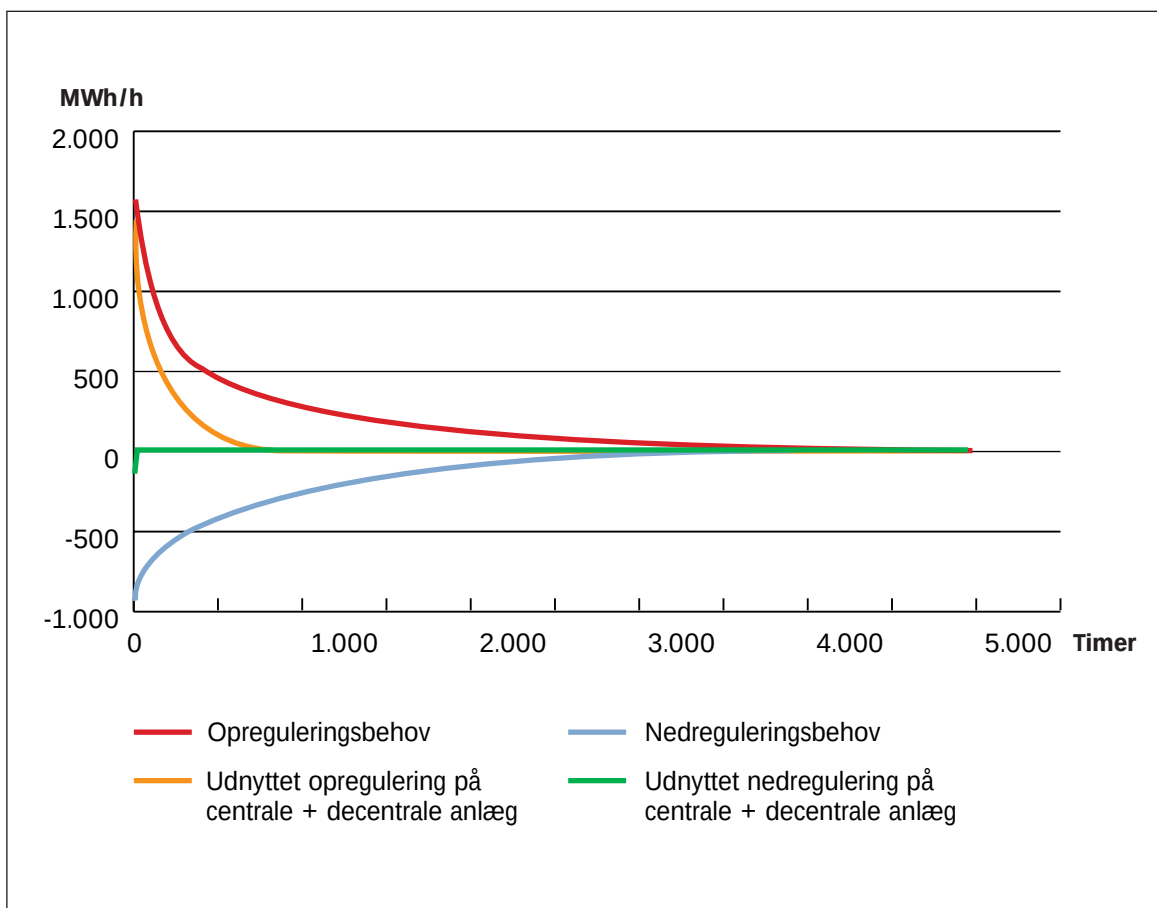
Som det ses af figurerne, er de maksimale op- og nedreguleringsbehov henholdsvis 1.585 MW og 1.050 MW. I et lavprisforløb bliver der et udækket nedreguleringsbehov. I et højprisforløb er der et udækket opreguleringsbehov.

Tabel 2 viser de gennemsnitlige op- og nedreguleringsbehov og reguleringsmuligheder opdelt på centrale henholdsvis centrale og decentrale anlæg.

Hvis ubalancerne ikke udreguleres enten ved reguleringer inden for Eltra's område eller ved aftalt regulering med nabo-områderne, opstår der ubalancer mod udlandet. Eltra er teknisk og økonomisk ansvarlig for disse afvigelser over for nabo-områderne.

Eltra vil i fremtiden bruge de decentrale kraftvarmewærker som reguleringskapacitet på samme måde, som centrale kraftvarmeanlæg bruges.

Figur 21 *Reguleringsbehov og manglende regulering med fuldt udnyttet regulering på centrale og decentrale anlæg 2005, højprisforløb.*



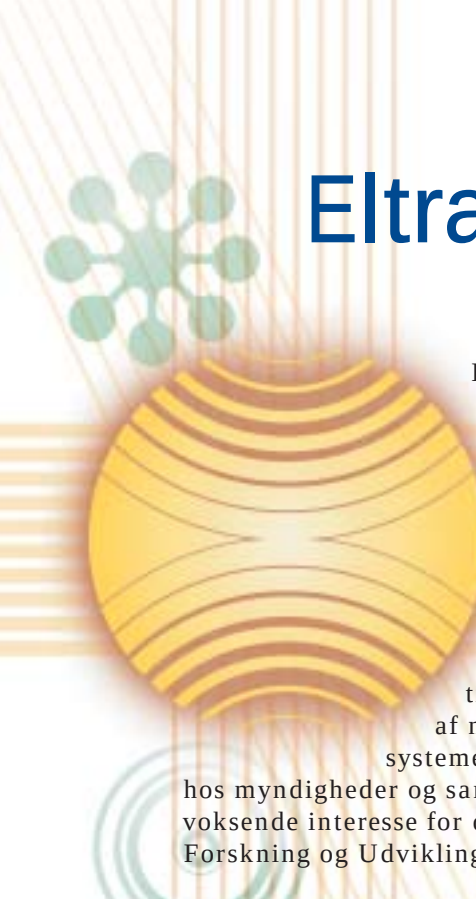


Tabel 2 Gennemsnitlige op- og nedreguleringsbehov og reguleringsmuligheder i MW for 2005.

		Opreg. behov	Opregulering		Nedreg. behov	Nedregulering	
			Centrale anlæg	Centrale og decentrale anlæg		Centrale anlæg	Centrale og decentrale anlæg
2005	Lavpris	735	540	729	-640	-459	-526
	Højpris	735	213	532	-640	-626	-640

Men selv med denne udvidelse af reguleringskapaciteten er det nødvendigt at bygge endnu mere fleksibilitet ind i systemet. Dette kan man gøre ved f.eks. at installere elpatroner i fjernvarmesystemerne

og luftkølere i de decentrale kraftvarmeværker. I ekstreme situationer kan det tillige blive nødvendigt at nedregulere eller stoppe vindkraften.



Eltra's udviklingsindsats

Eltra skal forberede og gennemføre betydelige forandringer. Det betyder, at en stor del af Eltra's indsats går til udvikling, som rækker lige fra egentlig forskning til praktisk implementering af nye teknologier og systemer. Desuden er der hos myndigheder og samarbejdspartner en voksende interesse for de systemansvarliges Forskning og Udvikling (F&U).

Eltra har en tradition for tidlig udnyttelse af nye muligheder og teknologier. Derfor er det vanskeligt at trække en klar grænse mellem udviklingsaktiviteter og mere normalt projektarbejde. Gennem en høj faglighed i løsningen af de daglige opgaver søger Eltra at fastholde kompetence til at identificere og gennemføre udviklingsopgaver.

Definitioner

En definition, som skelner mellem begreberne innovation og F&U, er nyttig ved præsentation af Eltra's udviklingsindsats. Den stammer fra Videnskabsministeriet og dækker:

- *Innovation*, der er aktiviteter med henblik på introduktion af bedre ydelser på markedet eller bedre processer i virksomheden. En stor del af Eltra's udviklingsindsats er dermed innovation.
- *F&U*, der er skabende arbejde på et systematisk grundlag inddelt i grundforskning, anvendt forskning og udviklingsarbejde. F&U skal indeholde et nyhedselement – dermed er al F&U også innovation.

Desuden skal systemansvarets udviklingsarbejder fordeles på to skarpt adskilte grupper:

- a. Varetagelsen af elforsynings effektivitet og sikkerhed er et kerneområde for systemansvaret. Decentraliseringen af

elproduktion og liberaliseringen af elhandel stiller krav om helt nye metoder til at opretholde systemets sikkerhed og effektiv betjening af systemets brugere. Udviklingen kortlægges for følgende områder:

- Transmission og distribution
- Kommunikation
- Markedsdesign
- Systemdesign.

- b. De systemansvarlige virksomheder har pligt til at bidrage til forskning i miljøvenlig elproduktion og i effektiv elanvendelse. Dette arbejde foregår i tæt samarbejde med Energistyrelsen.

Systemansvarets udviklingsarbejder

Systemansvarets udviklingsindsats dækker både den forpligtelse, der er i Elforsyningslovens § 28, stk. 3, og det yderligere behov, der måtte være som følge af systemansvarets kerneaktiviteter. Aktiviteterne finansieres af brugerne af elsystemet over den almindelige systemtarif.

Transmission og distribution

Der foregår en omfattende innovation på transmissionsområdet. Eltra har bygget en 150 kV-station på en platform til opsamling af produktion fra de 80 vindmøller på havet ved Horns Rev. Den er et nyt element i det jysk-fynske transmissionssystem. Energien sendes til land gennem et 150 kV treleder PEX-kabel, som også er en nyskabelse.

En arbejdsgruppe under Transmissionsudvalget har i foråret 2003 udgivet "150 kV og 400 kV PEX-kabelanlæg" [Ref. 16]. Med denne rapport er der fastlagt nye rammer for projektering og dimensionering af kabelanlæg på land.

I forbindelse med bygning af 400 kV Vendsysselværket-Trige er der udviklet en ny 400 kV-mastetype – den såkaldte designmast.

Som et eksempel på F&U støtter Eltra i



fællesskab med Elkraft System både dansk og international forskning i magnetfelters indvirkning på mennesker.

Kommunikation

Ved siden af nettet til transmission og distribution af el skal der udvikles et særligt kommunikationsnet. Det skal forbinde netselskaberne indbyrdes og på længere sigt effektivisere kommunikationen med markedsaktørerne og elforbrugere.

Eltra har lagt grunden til denne udvikling med opbygning af et lysledernet, som effektivt forbinder samtlige knudepunkter i 400 kV- og 150 kV-nettet. Dette net forventes koblet sammen med de kommunikationsnet, som netselskaberne udvikler lokalt.

Til brug for kommunikation med andre systemansvarsområder er der indført nye protokoller, herunder Ediel.

Markedsdesign

Udviklingen af de nødvendige systemer til betjeningen af markedet er foregået intensivt siden forberedelsen af Eltra's etablering som systemansvarlig virksomhed i 1997.

Kombinationen af en markedsåbning med prioritering af miljøvenlig elproduktion betød, at der måtte udvikles specielle løsninger til brug i Danmark. Det sidste store skridt var Marked 2003, som også gav de mindste elforbrugere adgang til at skifte elleverandør.

Som et eksempel på en trendsættende udviklingsindsats kan også nævnes databasen PANDA, som blandt andet anvendes til afregning af decentral produktion.

Eltra har i foråret 2003 præsenteret en ny model til analyse af markedsforhold, herunder markedsmagt.

Af andre innovationer kan nævnes udviklingen af RECSCMO-systemet (VE-certifikater) og den kommende udvikling af et system for emissionstilladelser.

Systemdesign

De systemansvarlige virksomheder har iføl-

ge Lov om elforsyning et meget vidtgående ansvar for elforsynings effektivitet og sikkerhed. Produktionens decentralisering har gjort den hidtidige systemovervågning mindre effektiv. Derfor bliver der behov for en organisatorisk og teknisk omlægning.

På dette område er der både i USA og Europa gennemført interessante udviklingsarbejder. EUs klyngeprojekt om integration af vedvarende energi og distribueret produktion har 105 deltagere og et budget på 30 mio. euro. Eltra har sammen med Tech-wise bidraget aktivt til dette F&U-projekt.

Eltra forbereder et nyt systemdesign efter en strategi med fire vigtige led:

- Indsamling af internationale resultater er et vigtigt udgangspunkt for Eltra's forberedelse af de nødvendige forandringer.
- Gennem Ph.D.-projekter på DTU søges specifikke danske forhold omkring systemsikkerhed og strategier for retablering efter alvorlige uheld belyst.
- Et samarbejde med områdets netselskaber skal skabe grundlag for integration af de lokale net i systemets overvågning og styring. Vigtige led heri bliver lokale pilotprojekter til afprøvning af nye metoder.
- Implementering af mange nye decentrale elproduktionsteknologier stiller krav om fremadrettede tilslutningsbetingelser.

Eltra foretager løbende en udvikling af modeller for distribueret produktion. Det gælder på programmet SIVAEL, som primært anvendes til driftsimulering i Systemplanlægningen. I fællesskab med de øvrige Nordel-parter er der gennemført en videreudvikling af modeller til Samkøringsprogrammet, der opstiller energibalancer for det nordiske elsystem.

Eltra har igangsat F&U-projektet med det formål at udvikle bedre metoder til at opstille vindprognoser og forudsige vindkraftens størrelse og tidspunkt og dermed reducere ubalancer.



Desuden foregår der modeludvikling af HVDC-anlæg til dynamiske analyser af driftssituationer og fejlforløb.

F&U i miljøvenlig elproduktion

F&U i miljøvenlig elproduktion dækker systemansvarets forpligtelse i forbindelse med Elforsyningslovens § 29. F&U for effektiv energianvendelse dækker forsyningsselskabernes forpligtelser i forbindelse med Elforsyningslovens § 22.

Aktiviteterne betales af alle forbrugere over PSO-tariffen. Resultaterne fra PSO-finansieret forskning skal gøres offentligt tilgængelige.

Miljøvenlig elproduktion

De systemansvarlige har pligt til at sikre, at der udføres den F&U, der er nødvendig for udnyttelsen af miljøvenlig elproduktion. Det sker ved, at de systemansvarlige årligt udbyder et F&U-program, hvor relevante forskningsmiljøer kan søge støtte.

Innovation på produktionsanlæg forudsættes gennemført af den enkelte producent.

Energi- og erhvervsministeren udmelder årligt et sæt indsatsområder for programmet og en tilhørende økonomisk ramme herfor. Det sker efter forudgående indstilling fra de systemansvarlige.

En stor del af den igangværende og gennemførte PSO-F&U har været koncentreret om produktionsteknologierne biomasse, brændselsceller og solceller [Ref. 26].

De indsatsområder, der er foreslået for PSO-F&U-program 2004, er:

- Anvendelsen af biomasse og affald fordelt på storskalaforbrænding, forgasning og på selve brændslet.
- Kraftvarme og anvendelse af naturgas, herunder emissioner fra decentrale kraftvarmeværker og udvikling af brændselsceller (stakke og celler).

- Solceller, herunder blandt andet installations-, system- og modelteknologi.

- Anden F&U, herunder blandt andet vindkraft og energibærere.

Indsatsområderne kan læses på www.eltra.dk

Effektiv energianvendelse

Der støttes aktiviteter, som fremmer effektiv anvendelse af el og varme, men ikke produktion eller egentlige DSM⁵-aktiviteter. Især støttes udvikling af energieffektive apparater, procesforbedringer, brugeradfærd og udvikling af energieffektive løsninger til bygninger.

Den systemansvarlige har en faglig koordineringsforpligtelse over for ELFOR, der udmønter programmet. Desuden har systemansvaret den overordnede økonomiske forpligtelse. Den tilgodeses i praksis gennem deltagelse i projektevaluering og ved en række koordinerede møder om indsatsområder og strategiske emner.

F&U-aktiviteterne under Effektiv Energi-anvendelse supplerer aktiviteterne for miljøvenlig elproduktion og Eltra's F&U i miljøvenlig transmission og distribution af el til en fælles helhed. Jo mere distribueret elproduktionen bliver, jo vigtigere er det, at den systemansvarlige kan påvirke både udviklingstendensen i energibehov og i brugeradfærd og samtidig sikre et stabilt elsystem.

Miljøundersøgelser på havet

I forbindelse med pålægget om at etablere havmøller har de systemansvarlige selskaber fået pligt til at sikre, at der udføres miljøundersøgelser på havet.

Undersøgelserne om fugle og fisk er startet i 2000. De igangværende F&U-arbejder dækker blandt andet tobis, sæler og marssvin [Ref. 27].

Forpligtelsen er tidsbegrænset og udløber med udgangen af 2006. Hjemlen til at betale for undersøgelserne er givet af Økonomi- og Erhvervsministeriet.

⁵ DSM = Demand Side Management.



Referencer

- Ref. 1 "Dimensioneringsregler for planering av det nordiska överföringssystemet", Nordel, Augusti 1992.
- Ref. 2 "Prioriterede snit i Norden", Nordel, udkommer til oktober 2003.
- Ref. 3 "Om betingelser for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende eludveksling" (KOM (2002) 304).
- Ref. 4 "Forudsætninger for referenceberegninger 2003", dok.nr. 152724.
- Ref. 5 "Fremskrivning af elforbruget i Jylland og på Fyn i perioden 2002-2020", dok.nr. 154573.
- Ref. 6 "Forsyningssikkerhed – Tema 2 til Systemplan 2002", dok.nr. 143277.
- Ref. 7 "Resultater fra referenceberegninger 2003", dok.nr. 155129.
- Ref. 8 "En omkostningseffektiv klimastrategi", den danske regering, februar 2003.
- Ref. 9 "Miljøplan 2002", dok.nr. 125846.
- Ref. 10 "Miljøplan 2003", dok.nr. 153761.
- Ref. 11 "Beregningsmetode for fordeling mellem el og varme, Kraftvarmedirektivet" [KOM (2002) 415].
- Ref. 12 "Nordisk Systemudviklingsplan 2002", Nordel, juni 2002.
- Ref. 13 "Liberalisering af energimarkederne – Regeringens vækststrategi – Vækst med vilje", september 2002.
- Ref. 14 "Udbudsprocedure og vilkår for havvindmøller", Energistyrelsens rapport fra oktober 2002.
- Ref. 15 "Reguleringsevne på decentrale anlæg", dok.nr. 124649.
- Ref. 16 "150 kV og 400 kV PEX-kabelanlæg", dok.nr. 145687.
- Ref. 17 "Redegørelse for brændselsforsyning 2003", dok.nr. 161258.
- Ref. 18 "Vindkraftens effektværdi", dok.nr. 158261.
- Ref. 19 "Bekendtgørelse om betingelser og procedurer for meddelelse af tilladelse til etablering af nye elproduktionsanlæg samt væsentlige ændringer i bestående anlæg", Energi-styrelsen (udkast).
- Ref. 20 "Tilslutningsbetingelser for vindmølleparker tilsluttet transmissionsnettet", dok.nr. 74174.
- Ref. 21 "Vindmøller tilsluttet net med spændinger under 100 kV", DEFU, dok.nr. 158721 (udkast).
- Ref. 22 "Peak Production Capability and Peak Load in the Nordic Electricity Market", Nordel, oktober 2002, dok.nr. 138752.
- Ref. 23 Sustelnet Mid-term Conference: "Effective Participation of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets Berlin", February 20, 2003-06-10.
- Ref. 24 "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg", Landsplanafdelingen under Miljø- og Energiministeriet, 1995.
- Ref. 25 "PSO-F&U Plan 2003 - Miljøvenlig elproduktion", dok.nr.154669.
- Ref. 26 "Indstilling om godkendelse af projekter under havvindmølledemonstrationsprogrammet – miljøundersøgelser", dok.nr. 159253.

Referencer, som er udgivet af Eltra, kan ses på Eltra's hjemmeside www.eltra.dk under Udvikling – Miljø.



Bilag 1:

Drivhusgaskvoter og VE-certifikater

Med Kyoto-aftalen som drivkraft er der i EU en række nye regler under indførelse. De er nærmere beskrevet i Eltra's Miljøplan 2003 [Ref. 10]. EU indfører handel med kvoter for drivhusgasser [KOM(2001) 581] og [KOM(2002)680]. Fra 2005-2007 skal EU-landene indkøre det nye markeds-system. Fra 2008 vil alle Kyoto-lande indgå i et internationalt handelssystem for drivhusgaskvoter.

Elsektoren vil indtage en nøgleposition i det marked, hvor miljø og energi handles frit. Alle el- og kraftvarmeproducerende anlæg bliver certificeret fra den 27. oktober 2003, jf. Lov 1091 af 17. december 2002. Brændselssammensætning, miljøudstyr og produktionsapparat skal kendes. Derefter kan der gives en *oprindelsesgaranti* for el- og kraftvarme fra alle anlæg, der producerer til de sammenhængende net.

Oprindelsesgarantien anvendes til at beregne miljøvaredeklarationen for al leveret el. Den 25. november 2002 vedtog EU, at al el leveret til slutbrugere skal deklareres fra og med den 1. januar 2004.

El med særlige (miljø)egenskaber kan leveres til kunder med specifikke behov, mod at de køber *VE-certifikater*. En fælles ordning for VE-certifikater er på vej i EU. VE-certifikater sælges af VE-producenter på et fælles marked for at opnå dækning for VE-produktionens meromkostninger. Eltra er aktiv partner i VE-certifikatsystemet RECS.

Elproduktion med fossile brændsler (naturgas, kul og olie) udleder CO₂, hvorfor producenterne må købe *drivhusgaskvoter* på et fælles marked. I EU vil omfattede virksomheder modtage drivhusgaskvoter efter hidtidig udledning. I perioden 2005-2007 er 100 % af kvoten gratis og 90 % af kvoten

gratis i perioden 2008-2012. I perioden 2013-2017 skal alle kvoter købes, jf. EU-direktivet. I Danmark vil 20-25 virksomheder, herunder de største elproducenter, blive omfattet af direktivet.

Resultatet bliver, at kunder får valgmulighed mellem at købe el med lav miljøbelastning samt VE-certifikater eller el med miljøbelastning og drivhusgaskvoterne som merpris.

Prisniveauet for el forventes at stige

Områdeprisen Danmark Vest på Nord Pool har udviklet sig fra omkring 100 kr./MWh i juli 1999 til omkring 250 kr./MWh i april 2003 som middel ugepris (**Figur 6**).

I perioden 2008-2012 forventer regeringen, jf. Klimastrategien, at prisen for omsættelige kvoter vil ligge på 40-60 kr. pr. ton CO₂. Kvotepriisen forventes ikke over 100 kr. pr. ton CO₂. Hvis hele EU og Norge er med i kvotehandelssystemet, forventes elprisen at stige med 20 henholdsvis 40 kr./MWh, svarende til en international kvotepriis på 50 henholdsvis 100 kr./ton CO₂ [Ref. 8].

En CO₂-merpris på el, som følge af kvotehandel, på 20-40 kr./MWh forventes blot at medføre, at handelsprisen på el indretter sig på et højere niveau. Kapitaliseres CO₂-kvotepriisen i en stigende elpris, vil det til en vis grad hjælpe producenter af VE til bedre driftsøkonomi. Kvotepriisens forventede niveau vil kun i begrænset omfang fortrænge kulkraft fra eksisterende anlæg.

Nye miljøtiltag i markedet

Opfyldelse af Kyoto-aftalen i perioden frem til 2012 bliver afhængig af, i hvilken grad markedet formår at adoptere de nye regler for handel med drivhusgaskvoter og VE-certifikater. Prissætningen af miljøpåvirkningen i et frit marked vil drive de



reneste teknologier frem og sørge for, at el fremstilles der, hvor pris og miljøpåvirkning er lavest.

Det er en ny tankegang, at produkter (el) sælges i et marked, afhængig af et parallelt marked (miljøkvoter), og vil kræve indkøring. Danmarks fordele er, at vi allerede har formået at indpasse store mængder el fra VE, især vindkraft.

Udfordringen for markedet bliver, at pris-sætningen bliver fri (uden politiske indgreb), og at prisen på el finder en struktur og et niveau, hvor VE-teknologier bliver konkurrencedygtige, og hvor konventionelle værker kan vedligeholdes og udbygges som nødvendig grundlast i el- og kraftvarmesystemet.

Miljøvenlig elproduktion

Fra 1990 til 2001 steg det danske bruttonationalprodukt med 27 %. I samme periode steg bruttoenergiforbruget kun med 1,3 %, ifølge Energistyrelsens Energistatistik 2001. Danmark er det eneste land, hvor dette har været muligt. Elforbruget vil stige svagt i de kommende år, og produktionen må derfor foregå med mindre miljøbelastning, hvis Kyoto-målet skal indfries.

En målrettet indsats har på 10 år reduceret SO₂-udledningen i Vestdanmark med 98 % som følge af installering af afsvovlingsanlæg. I samme periode er udledningen af kvælstofoxider (NO_x) reduceret med 75 % fra de store kraftværker. Med udgangen af 2007 reduceres NO_x yderligere, da alle Elsams værker har installeret deNO_x-rensingsanlæg. For decentrale kraftvarmeværker er der påkrævet en tilsvarende indsats, hvis miljøbelastningen fra NO_x skal reduceres yderligere.

Udledningen af drivhusgassen CO₂ reduceres helt ved elproduktion fra vindkraft og biobrændsler. Skiftes kul ud med naturgas, sker der en delvis reduktion af CO₂. Vindkraft udgør i øjeblikket den mest effektive indsats for CO₂-reduktion, men belaster elsystemet, da vinden er ustabil. Udnyttelse af yderligere vindkraft kræver gode eksportmuligheder og anvendelse af overskydende el fra vindkraft til fjernvarmeformål, se yderligere i afsnittet "Overholdelse af Kyoto-protokollen".

Eltra udgiver hvert år rapporten "Miljøvenlig elproduktion – forskning og udvikling" med beskrivelse af den F&U-indsats, der af Eltra støttes gennem PSO-midlerne.



Bilag 2:

Nuværende og fremtidige leverandører af systemtjenester og regulerkraft

Primærreserven kan skaffes på flere måder end den nuværende model, hvor det er de centrale værker, der leverer. Det er også muligt at erhverve en del af denne primærreserve fra nabo-områderne. At sikre primærreserven fra nabo-områderne medfører, at der skal være transportkapacitet. Primærreserven for Eltra's område er kun på 35 MW, og denne størrelse sammenholdt med, hvor ofte denne reserve er fuldt aktiveret, gør, at det ikke er nødvendigt at reservere transportkapacitet til denne ydelse.

På HVDC-forbindelserne er transportkapaciteten til stede via en kortvarig overbelastningsevne. Flere decentrale kraftvarmeværker har også mulighed for at levere ydelsen, men det kan betyde, at mange værker skal redesignes, for at disse enheder kan levere ydelsen hele året.

Nyere typer vindmølle anlæg (havmøller) har mulighed for at levere ydelsen, men der er behov for løbende at reducere produktionen på anlægget, for at ydelsen kan leveres fuldt ud.

Sekundærreserven bør findes lokalt i Eltra's område, idet denne reserve er med til at sikre den øjeblikkelige balance inden for området. Det betyder fortsat, at flere kan levere denne ydelse, både de centrale enheder, de decentrale enheder og vindmølleparker. For at decentrale kraftværker kan levere denne ydelse, skal styring og design af anlæggene ændres.

Vindmølle anlæg har mulighed for at levere ydelsen, men produktionen skal reduceres for at kunne levere både op- og nedregulering.

Den sekundære reserve kan også skaffes fra nabo-områderne. Det indebærer, at naboområdet skal kunne levere ydelsen, og at transportkapaciteten skal være til stede. Skal transportkapaciteten løbende være til stede i begge retninger, medfører det, at den kapacitet, der stilles til rådighed for markedet, reduceres tilsvarende med deraf følgende mindre udnyttelse af transportkapaciteten.

I løbet af 2003 etableres en netregulator i Eltra's område. Denne netregulator vil medvirke til, at sekundærreserven kan leveres efter hensigten, jf. UCTE-anbefalingerne. UCTE anbefaler en sekundær reserve på op til 100 MW for det jysk-fynske område.

Hurtigreserven er en reserve, der normalt kun aktiveres ved udfald af produktion. Den bør placeres lokalt i Eltra's område, da der bliver tale om store reduktioner i markedskapaciteten, hvis reserven erhverves i nabo-området.

De centrale værker vil være en naturlig leverandør af denne ydelse. Decentrale kraftværker har også mulighed for at levere denne ydelse, men det kræver, at anlæggene redesignes for at kunne levere den året rundt.

En vis andel af hurtigreserven kan erhverves i nabo-området, og denne reserve kunne eksempelvis være dedikeret til at sikre udfald af Enstedværkets blok 3 på 626 MW.

Langsomreserven bør som hurtigreserven placeres lokalt i Eltra's område. De centrale værker vil være en naturlig leverandør af denne ydelse. Decentrale kraftværker



har også mulighed for at levere denne ydelse, men det kræver, at anlæggene redesignes. Denne reserve kan i visse tilfælde erhverves i nabo-områder, men først efter at handel i elspotmarkedet er afsluttet, og der fortsat er ledig transportkapacitet til nabo-området. Kan også erhverves gennem regulerkraftmarkedet.

Regulerkraftreserven for Eltra's område kan opnås gennem samarbejde med nabo-områderne samt lokal regulerkraft fra centrale kraftværker, den decentrale produktion og fleksibelt elforbrug. De decentrale værker kan på visse tider af året allerede nu bidrage til regulerkraftmarkedet, men for at opnå, at anlæggene kan levere den fulde regulerreserve året rundt, må de redesignes.

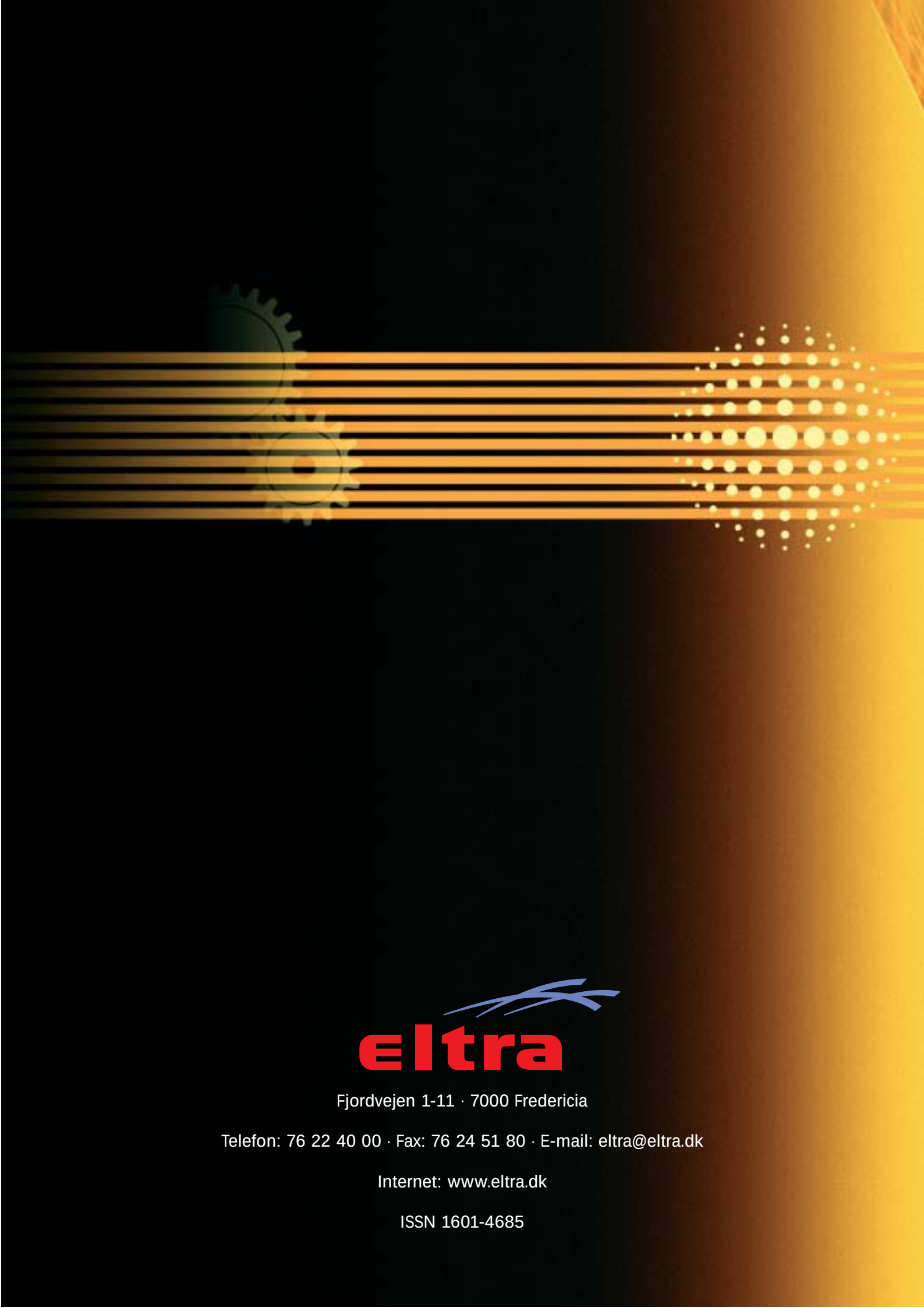
Regulerkraftreserven kan i princippet placeres i nabo-områder, men for at få adgang til tilstrækkelig regulerkraft i Eltra's område vil det medføre, at markedskapaciteten må begrænses.

Den fortsatte tilgang af ikke-regulerbar produktion medfører øgede krav til regulerreserven. Da især vindkraften skaber et stort behov for regulerkraft, vil en opbygning af lokale ressourcer på dette område være fordelagtig.

En satsning på at opbygge fuld uafhængighed af regulerkraft fra nabo-områderne vil med den store andel af ikke-regulerbar kapacitet i det jysk-fynske område blive særdeles kostbar.

En variabel regulerreserve er en mulighed, det vil sige en løbende tilpasning af behovet for regulerreserve. Det kan være, at der i vindfattige perioder er et lille behov for regulerreserver, og i mere vindrige perioder vil der være et forøget behov for regulerreserver. Andre parametre som temperatur, nedbør m.v. har indflydelse på regulerreserverbehovet.

Det nordiske regulerkraftmarked bidrager til en optimal udnyttelse af regulerressourcerne i hele det nordiske område inden for de tekniske rammer, der er for de enkelte systemansvarsområder. Transportkapaciteten er en vigtig parameter, og der vil altid være ledig transportkapacitet i den ene retning.



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