



*Dato: 21. april 2005*

***Elementer i en  
infrastrukturhandlingsplan 2010 (baggrundsnotat)***

***Eltra og Elkraft Systems  
Bidrag til den nationale infrastrukturhandlingsplan***



**Indholdsfortegnelse:**

1.	Sammenfatning og konklusion.....	5
2.	Status for elforsyningsinfrastrukturen i Danmark.....	13
2.1	Definition på infrastrukturen.....	13
2.2	Baggrund og vilkår.....	14
2.3	Infrastrukturens alder.....	17
2.4	Status for infrastrukturen.....	19
2.5	Produktion og forbrug.....	27
2.6	Status for planlægningsvilkår.....	28
2.7	Udfordringer i dag i infrastrukturen.....	33
3.	Elsystemets udfordringer.....	35
3.1	Rammebetingelser der påvirker elsystemet.....	35
3.2	Tendenser for produktionssystemet indtil 2025.....	36
3.3	Mulige virkninger for det samlede elsystem.....	38
3.4	Mulige virkninger for forsynings sikkerheden.....	43
3.5	De langsigtede handlemuligheder.....	45
4.	Grundlag og principper for infrastrukturens udvikling.....	47
4.1	Grundlag for dimensionering af infrastrukturen.....	47
4.2	Dansk elforsynings afhængighed af udlandet.....	48
4.3	Nordel – etablering af transmissionsprojekter.....	52
4.4	Principper for udbygning af transmissionsnet.....	55
4.5	Landskabelige hensyn – luftledning eller kabel.....	58
5.	Tekniske og økonomiske analyser.....	59
5.1	Vurderingsmetoder for udbygning af transmissionsnet – teknisk og økonomisk.....	60
5.2	Nordiske studier.....	60
5.3	Nationale studier.....	64
5.4	Studier om forhold i det vestdanske område.....	71
5.5	Studier om forhold i det østdanske område.....	77
5.6	Driftsnytte af transmissionsinvesteringer – 2015 og 2025.....	95
6.	Elementer i udvikling af infrastrukturen.....	101
6.1	Netforstærkninger i det østdanske net.....	102
6.2	Netforstærkninger i det vestdanske net.....	104
6.3	Storebælt.....	109
6.4	Systemarkitektur for infrastruktur til decentral produktion.....	111
6.5	De aktuelle transmissionsanlæg frem mod 2010.....	114
7.	Referencer.....	119



## **1. Sammenfatning og konklusion**

I følge den energipolitiske aftale fra den 29. marts 2004 skal regeringen lave en national handlingsplan for den fremtidige energiinfrastruktur frem mod 2010 med sigte på en forøget forsyningssikkerhed, skabelsen af velfungerende konkurrencemarkeder og indpasning af VE. Af aftalen fremgår desuden, at der skal etableres to havmølleparker på hver 200 MW.

Regeringens handlingsplan vil omfatte større nye transmissionsforbindelser i Danmark, herunder en elektrisk forbindelse imellem landsdelene og en eventuel videre fremføring af 400 kV- og/eller 132/150 kV-nettet som følge af eksempelvis nettilslutning af vindmølleparker og forstærkning og nyanlæg af udlandsforbindelser. Handlingsplanen skal endvidere belyse samspillet og integration af forskellige energiteknologier samt perspektiverne for den fremtidige energiforsyning frem til 2025, herunder anvendelse af nye energiteknologier.

Denne rapport er systemansvarets bidrag til regeringens handlingsplan. Rapporten foreslår og begrundes en række nødvendige infrastrukturinvesteringer, som enten er besluttet i Eltra og Elkraft System eller, som regeringen og Energinet.dk skal træffe beslutning om på kort sigt. Endvidere beskrives en række handlinger med et længere tidsperspektiv, som Energinet.dk vil igangsætte.

Indførelse af vindkraft, decentral kraftvarme og elmarkedet i 1990'erne betyder ændringer for elsystemet, som allerede nu stiller infrastrukturen over for nye tekniske udfordringer og skærpede krav. På 10 års og 20 års sigt forudses en yderligere omstilling af elforsyningen og dermed behov for en rummelig og fremsynet udvikling af infrastrukturen. En del af 400 kV-, 150 kV- og 132 kV-nettene har endvidere nået en alder, hvor større renoveringsarbejder er nødvendige, og dette kan stille særlige krav til udformningen af den fremtidige netstruktur.

Elforsyningsloven forudsætter, at infrastrukturen udbygges af hensyn til samfundsøkonomi, forsyningssikkerhed, beredskab, indpasning af VE og elmarkedets funktion. Det er således udgangspunktet for systemansvarets bidrag til infrastrukturplanen. Bidraget bygger endvidere på Nordels rapport fra juni 2004 "Prioriterede Snit" i det nordiske elsystem. Heri anbefales at udbygge med fem nordiske forbindelser, herunder en Storebæltsforbindelse og en udbygning på Skagerrak.

### **Udfordringer**

De største udfordringer i fastlæggelsen af infrastrukturen både før og efter 2010 forventes at blive at sikre:

- Tilslutning og indpasning af ny vindkraft fra havmøller og landmøller.

- Adgang til tilstrækkelig produktionskapacitet herunder nødvendige systemtjenester og regulerkraft.
- Videreudvikling af elspotmarkedet, så både centrale og decentrale produktionsanlæg og elforbrugerne kan bidrage til at sikre balancen mellem produktion og forbrug.
- En tilfredsstillende betjening af markedets aktører, herunder produktionsanlæg og forbrugere.
- Sammenhæng mellem udbygningen i det interne transmissionsnet og forbindelser til nabo-områder.
- Rettidig udbygning af infrastrukturen samt gennemsigtighed for offentligheden i udbygningsprocessen.

Udbygning med vindkraft er formentlig den største udfordring for en infrastrukturplan frem til 2010. Hensynet til den eksisterende vindkraft og til ny vindkraft medfører, at det indenlandske transmissionsnet skal udbygges til opsamling og fordeling af vindkraften. Desuden skal forbindelserne til nabo-områderne i nogle tilfælde udbygges til forbedring af markedets mulighed for at afsætte vindkraften og til at forbedre systemansvarets muligheder for at købe systemtjenester.

I et system med stor andel af vindkraft skal der sikres adgang til nødvendige ressourcer af aktiv effekt, reaktiv effekt og regulerkraft fra ind- og udland. Mulighederne for at erhverve udenlandske reserver til det vstdanske system bedømmes dog som begrænsede.

Nye havmøller er den vigtigste anledning til netforstærkninger. Hvis der kommer ny vindkraft i store mængder, forventes den udbygget på havet og dermed tilsluttet direkte i transmissionsnettet. Derfor bør infrastrukturen forbedres, og der bør ske en samordning mellem mængden af vindkraft og kapaciteten i det interne transmissionsnet.

Den seneste beslutning om at lukke Barsebäckværkets blok 2 og danske planer om at lukke ældre produktionsanlæg i Østdanmark blandt andet som følge af EU's miljøkrav fører til, at kapacitetsbalancen vil komme under pres – der vil opstå et effektunderskud i Østdanmark og Sydsverige. Hvis ansvaret for, at der er tilstrækkelig produktionskapacitet til den rigtige pris, på sigt skal overlades fuldstændigt til markedet, kræves stabile rammer for investorer. Rettidig og troværdig information om forventede udbygninger i transmissionsnettet er også en væsentlig del af rammerne.

Systemansvaret skal tage hensyn til flere interesser, som kan være modstridende. Det gælder både markedet, aftag af VE-produktion og en tilfredsstillende forsyningsikkerhed herunder beredskab. Disse interesser giver hver for sig et behov for transportkapacitet i nettet. Hvis netudbygningen forsinkes og netkapaciteten bliver knap, skal det i systemdriften vurderes, om markedet skal nedprioriteres, VE-produktionen begrænses,

eller om elsystemet skal drives tæt på de tekniske grænser med reduceret forsyningssikkerhed eller øget nedslidning til følge.

### **Aktuelle transmissionsanlæg**

I det følgende peges på en række indenlandske infrastrukturforbindelser samt forbindelser til nabolandene frem til 2010.

Af større netforstærkninger<sup>1</sup> i og forbindelser til det vstdanske net kan nævnes:

- Udbygning på Skagerrakforbindelsen med Skagerrak 4 mellem Norge og Jylland udredes i øjeblikket mellem Statnett og Eltra<sup>2</sup>. Resultater fra 2003 tyder på, at HVDC-forbindelsen vil kunne få en positiv økonomi. Beslutningen i Norge og Holland om et NorNed-kabel har ført til, at studiet fra 2003 nu revurderes. Forbindelsen er prioriteret af EU og af Nordel.
- Udbygning af vekselstrømsforbindelsen fra Jylland til Slesvig-Holsten kan udbygges i to trin. Det første trin kan iværksættes ved en opgradering af kapaciteten ved tekniske ændringer i stationer og udbygning af det interne jyske net. Eltra har vurderet, at det er samfundsøkonomisk lønsomt at opgradere denne grænse. E.ON Netz har ikke vist interesse herfor. Udbygning af forbindelsen er prioriteret af EU.
- Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing fra 1965 til 400 kV-tosystemsluftledning. Der pågår myndighedsbehandling både i Sønderjyllands Amt og i Energistyrelsen. Der er planlagt offentlighedsfase på projektet i april-maj 2005 og idriftsættelse i 2008. Ombygningen indgår i Eltra's Anlægsplaner.
- Ilandføringsanlæg for produktionen fra den kommende havmøllepark ved Horns Rev frem til et tilslutningspunkt i transmissionsnettet i 2008. Der forudses midlertidige produktionsbegrænsninger, indtil den nødvendige infrastruktur er på plads.
- Bygning af ny 400 kV-forbindelse mellem Endrup-Idomlund indgår i Eltra's Anlægsplan 2004. Forbindelsen er planlagt som en kombineret 400 kV- og 150 kV-luftledning, der delvist bygges i et eksisterende tracé, hvor en 150 kV-ledning fra 1952 samtidig rives ned. Forbindelsen er nødvendig af hensyn til udbygning med havmøller ved Horns Rev, energiforligets udskiftningsordning for landmøller og muligheden for at udbygge forbindelserne til Norge og til Tyskland.

<sup>1</sup> Se øvrige projekter i Eltra's Anlægsplan 2004.

Netforstærkninger i det østdanske net:

- I forbindelse med idriftssættelse af havmølleparken på Rødsand i 2009 er der behov for forstærkning af transmissionsnettet. Den nødvendige forstærkning afhænger blandt andet af antallet og placering af eventuelle fremtidige havmølleparker samt udbygningstakten. Inden en netforstærkning er etableret, kan det være nødvendigt at begrænse produktionen fra havmølleparken i en overgangsperiode. For at konkretisere udbygningsalternativerne igangsættes i foråret et forprojekt af 132 kV-kabel fra Stignæsværket til Vestlolland, samtidig med at priseniveauet for nye 400 kV-luftledninger og 400 kV-kabler vurderes. Formålet er at kunne træffe et endeligt valg af udbygningsløsning inden udgangen af 2005.
- Ilandføringsanlæg for produktionen fra den kommende havmøllepark ved Rødsand frem til et tilslutningspunkt i transmissionsnettet.

En forbindelse mellem Vestdanmark og Østdanmark<sup>2</sup> over Storebælt:

- Analyser viser, at den kvantificerbare del af nytten af en Storebæltsforbindelse vil kunne sættes til 65-110 mio. kr. årligt som følge af forbedret driftsnytte, koordinering af driftsforstyrrelsesreserver samt udligning af regulerkraftpriserne. Forbindelsen kan herudover få betydning for muligheden for at udøve markedsmagt, forbedre situationen omkring de beredskabsmæssige forhold samt øge forsynings sikkerheden i Danmark. Nyttens af forbindelsen skal sammenholdes med en investering på 1,2 mia. kr. svarende til en årlig omkostning på 75-85 mio. kr.

Det vurderes derfor, at forbindelsen samlet set vil have en positiv økonomi, og at den kan være i drift ca. tre år efter en anlægsbeslutning, det vil sige 2008-2009, hvis anlægsbeslutning træffes i 2005. Energinet.dk tager initiativ til at igangsætte et forprojekt af en 400 kV Storebæltsforbindelse med henblik på, at der kan træffes en endelig beslutning inden udgangen af 2005 med hensyn til den konkrete udformning af forbindelsen, tilslutningspunkter med videre.

Tabel 1 viser de interne transmissionsforbindelser og forbindelserne ud af områderne. De angivne anlægsinvesteringer på i alt ca. 5,7 mia. kr. er en foreløbig værdi, som kan ændre sig ved detailprojektering. Omkostningerne til den systemmæssige indpasning (systemtjenester og regulerkraft) er ikke værdisat.

<sup>2</sup> Et af Nordels fem prioriterede snit. Flaskehalsindtægter er øremærket til delfinansiering af de prioriterede snit.



Sammenstillingen lægger ikke op til en samlet beslutning, idet de enkelte projekter har forskellig beslutningsmæssig status. Ingen af projekterne er dog endeligt besluttet til udførelse med en tilhørende anlægsbevilling.

Forbindelse	Anlægsinvestering (mio. kr.)	Forventet idriftsættelse	Status for projektet
<b>Netforstærkninger i Danmark:</b>			
Ombygning af den eksisterende 400 kV-luftledningsstrækning Kassø-Revsing i Jylland til en tosystemsledning.	Ca. 270	2008	Myndighedsbehandling pågår
Bygning af 400 kV-luftledningsforbindelse Endrup-Idomlund på Vestkysten af Jylland	Ca. 560	2009-2010	Indgår i Eltra's anlægsplan 2004
Ilandføringsanlæg til Horns Rev	Ca. 350	2008	
Etablering af 132 kV kabel fra Stignæsværket til Vestlolland	Ca. 350 - 400	Ultimo 2009	Forprojekt igangsat
Ilandføringsanlæg til Rødsand	Ca. 300	2009	Forprojekt igangsat
Storebæltsforbindelsen	Ca. 1.200	2008-2009	Forprojekt foreslås igangsat
<b>Forstærkning af forbindelser mod nabolande:</b>			
Udbygning på Skagerrak	Ca. 2.060	2009-2010	Indgår i Eltra's anlægsplan 2004
Opgradering af Jylland-Tyskland	Ca. 50	2010	

**Tabel 1** Aktuelle transmissionsanlæg i Danmark frem mod 2010.

### Principper for etablering af højspændingsanlæg

En væsentlig ramme for udbygning af det interne transmissionsnet er rapporten "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995. Principperne for valg mellem luftledninger og kabler er fastlagt i denne rapport. Heraf fremgår det blandt andet, at 400 kV-forbindelser normalt kan fremføres som luftledninger – eventuelt med kabellægning på korte strækninger med national naturinteresse. Disse principper blev udarbejdet blandt andet på baggrund af det prisforhold, der var mellem luftledninger og kabler i 1995.

Flere forhold har ændret sig, herunder priser på kabler. Fra midt i 1990'erne og frem er etablering af net på 150 kV- og 132 kV-niveau overvejende sket ved kabellægning, hvilket i praksis er en revideret anvendelse af principperne fra 1995. Desuden er der en ny vægt på beredskabshensynet, indførelse af elmarkedet og ny indtægtsrammeregulering af netselskaberne.

De anlægsprojekter, systemansvaret har medtaget, er i overensstemmelse med denne rapportes principper. Skal der ændres på disse principper, må det imidlertid ske gennem et nyt udredningsarbejde og en opdatering af den overordnede netstruktur.

Energinet.dk tager initiativ til, at der med udgangspunkt i de nævnte ændrede rammer snarest igangsættes et udredningsarbejde med henblik på at opdatere principperne for etablering og sanering af højspændingsanlæg.

### **Øvrige tiltag i tilknytning til infrastrukturen**

Ud over de konkrete anlægsprojekter er der behov for at iværksætte en række andre projekter, som skal forbedre udnyttelsen af infrastrukturen:

- En forbedret driftssikkerhedsstrategi skal sikre en rimelig prioritering mellem markedshensyn, VE-produktion og forsyningsikkerhed, da systemet i stigende grad drives tæt på sine tekniske grænser.
- Ressourcerne fra elforbrugere og decentrale værker med hensyn til aktiv effekt, reaktiv effekt og regulerkraft skal aktiveres. Aktivering af disse lokale ressourcer skal ske sammen med lokale netselskaber, idet de lokale net skal ses som en del af elforsyningsinfrastruktur.
- Det forventede fremtidige behov for systemtjenester og regulerkraft i Danmark skal gøres op. Desuden skal det afklares, hvordan dette behov kan dækkes. Arbejdet ses i sammenhæng med det tilsvarende nordiske arbejde og indeholder betragtninger om, hvordan indkøb af systemtjenester og regulerkraft i højere grad i fremtiden kan ske på markedsvilkår med en bredere kreds af udbydere.
- En ny intelligent systemarkitektur baseret på kommunikation og automatik skal sikre, at store mængder decentral produktion kan håndteres. Der etableres et eller to demonstrationsprojekter i samarbejde med lokale netselskaber for at afprøve nye kommunikations- og styringsværktøjer til brug for udviklingen af fremtidens systemarkitektur.

### **Den langsigtede netstruktur**

Efter 2010 kan udbygning af transmissionsnettet blive aktuel afhængig af udbygning med havmølleparker, tilslutning af ny produktion og udviklingen i behovet for transmissionskapacitet. I Elkraft Systems Transmissionsplan 2005 og Eltra's Anlæg plan 2004 er den langsigtede netstruktur nærmere beskrevet.

Der sigtes imod en ringstruktur i nettet på 400 kV-niveau af hensyn til forsyningsikkerhed og markedsbetjening. Endvidere skal 400/150 kV- og 400/132 kV-nettene også fremover drives sammen ~~as~~ ket. Den langsigtede netstruktur skal derfor respektere dette og tage hensyn til, at overføringskapaciteterne på de nævnte spændingsniveauer samordnes og afpasses.

- I Vestdanmark vil 400 kV-luftledningsnettet være færdigudbygget med opførelse af 400 kV Endrup-Idomlund og 400 kV-udbygningen mellem Kassø og Revsing. Herefter sker udbygninger som hovedregel inden for de eksisterende trace'er i Vestdanmark.
- I Østdanmark består 400 kV-nettet i dag af en tosystemsluftledning med diverse forgreninger. Ringstrukturen findes i det underliggende 132 kV-net. Den langsigtede struktur indeholder tre mulige 400 kV-ringforbindelser: 1) En sydlig 400 kV-ring, udført som luftledning eller kabel, der kan opsamle vindkraften fra havmølleparker syd for Lolland-Falster, 2) en nordlig 400 kV-ring, udført som luftledning eller kabel og 3) en Øresundsring, udført som søkabel. Regionplanerne indeholder reservationer til disse udbygninger.

### **Indplacering af havmølleparker**

Havmølleparker har stor betydning for investeringer i infrastrukturen. Hvis usikkerheden om parkernes antal og placering kan reduceres, vil den nødvendige infrastruktur kunne planlægges mere optimalt, og risikoen for fejlinvesteringer bliver reduceret. Der er derfor behov for ajourføring af planerne for udbygning med havplacerede vindmølleparker i Danmark med hensyn til geografisk placering, udbygningstakt, systemindpasning samt konsekvenser for netinvesteringer på kort og langt sigt.

Det bliver en fælles opgave for Energinet.dk og myndighederne at analysere og anbefale en optimal placering af havmøllerne i Danmark set i forhold til indpasning mv. i elsystemet under hensyntagen til forsyningssikkerhed og marked. Herunder skal tilslutning til nettet, tilhørende netforstærkninger samt adgang til systemtjenester og regulerkraft vurderes.

Før beslutning om nye havmøller sker, bør den nødvendige "udstykningsplan" for området være sikret. Dette skal indgå i en national plan og i den samlede tidsplan for en konkret møllepark.



## **2. Status for elforsyningsinfrastruktur i Danmark**

Der er op gennem det tyvende århundrede sket store ændringer i elforsyningen i Danmark. Først fra lokale forsyningsselskaber til store centrale kraftværker. Siden er udviklingen gået den anden vej. I 1980'erne og 1990'erne er en stor andel af lokal produktion kommet til og fra 1999 også betjeningen af det internationale elmarked. Det stiller nye krav til elforsyningsinfrastruktur.

Forandringen er sket hurtigt og infrastrukturen skal tilpasses dertil. Dette er der gjort rede for i Eltra's og Elkraft Systems systemplaner fra juni 2004 [Ref. 1 og 2] samt i Eltra's Anlægsplan 2004 og Elkraft Systems Transmissionsplan 2005 [Ref. 3 og 4].

I dette kapitlet gives en definition på infrastrukturen, som anvendes i denne rapport. Derefter beskrives status for infrastrukturen, som den har udviklet sig i Øst- og Vestdanmark. I den forbindelse anvendes forudsætninger i form af forbrug (i snitfladen ab 150 henholdsvis 132 kV), produktionskapaciteten på de forskellige spændingsniveauer og kategorier samt udlandsforbindelserne. Udviklingen i forudsætningerne beskrives på et overordnet plan. Til sidst beskrives de udfordringer, som infrastrukturen allerede i dag står over for.

### **2.1 Definition på infrastrukturen**

Infrastrukturens funktionsvilkår er under stor forandring. Da den nuværende infrastruktur blev opbygget var transmissionsnet, udlandsforbindelser, kraftværker og distributionsnet gennem ejerskabet en integreret helhed med direkte kobling mellem planlægningen af de forskellige elementer.

Liberaliseringen af elmarkedet indebærer, at der ikke længere er en organisation, der har overblikket over elmarkedet og kan beslutte den nødvendige udbygning med henblik på at opretholde forsyningssikkerheden. I det liberaliserede elmarked fremstår opretholdelsen af forsyningssikkerheden som et samspil mellem uafhængige parter, nemlig den systemansvarlige, der har ansvaret for forsyningssikkerhed, eltransmissions- og netselskaberne, der har ansvaret for at udbygge og drive nettene og elproduktionselskaberne, der agerer som markedsaktører. Udfordringen ligger i at sikre, at rammerne for dette system giver en stabil udvikling af elsystemet, der også tilgodeser hensynet til forsyningssikkerhed. Koblingen mellem de forskellige elementer sker med indirekte midler som markedsordninger, køb af systemtjenester og regulerkraft, tilslutningsregler, tekniske forskrifter.

En stigende del af produktionen fødes ind på de lavere spændingsniveauer uden for såvel planlægningsmæssig som driftsmæssig kontrol og baseret på andre hensyn end elforsyning. Udviklingen i produktionsstrukturen fra store centrale kraftværker til decentrale kraftværker og vindmøller er mere fremskredet i Vestdanmark end i Østdanmark. Effektiv kommunikation mellem systemansvar, netselskaber og markedsaktører samt

præciserede roller har derfor fået en væsentlig større og stigende betydning for at opretholde forsyningssikkerhed såvel nationalt som i samspillet mellem landene.

Begrebet infrastruktur defineres som følger: ”Infrastrukturen omfatter det interne transmissionsnet, udlandsforbindelser og distributionsnet. Desuden skal der være adgang til kommunikationsforbindelser, regulerkraft og systemtjenester.” Også forhold med betydning for opretholdelse af netstyrke (kortslutningseffekt) og spændingsregulering, organisering af samarbejdet med netselskaberne samt markeds- og tilslutningsvilkår indgår i en samlet planlægning med transmissionsnettet og udlandsforbindelserne.

Infrastrukturen når helt ud til kunderne og omfatter også forholdet til netselskaberne. Beskrivelserne af status er søgt gjort under hensyntagen til denne opdeling.

På anlægssiden skal infrastrukturselskaberne (Elkraft System, Eltra og transmissions- og netselskaberne) sikre såvel transmissionsnet som distributionsnet og et kommunikationssystem samt sikre tilstedeværelsen af regulerkraft bl.a. ved at sikre den nødvendige transportkapacitet. Infrastrukturselskaberne skal fremskaffe ydelser, herunder etablere anlæg til at sikre netstyrke, spændings- og MVar-regulering.

Kapitel 6 beskriver de konkrete projekter i infrastrukturens udvikling frem til 2010 og længere og omfatter elementer fra denne definition.

## **2.2 Baggrund og vilkår**

Som grundlag for beskrivelsen af den nuværende infrastruktur gives en kort historisk oversigt og en angivelse af de vilkår, der har været for udviklingen af infrastrukturen i Øst- og Vestdanmark.

### **Historisk baggrund**

Danmark er placeret mellem det nordiske vandkraftdominerede og det kontinentale varmekraftdominerede elsystem. Dette har gensidigt været udnyttet ved etablering af udlandsforbindelser og samarbejde, der har gjort det muligt at dele reservekapacitet med nabosystemerne, så der opnås bedre forsyningssikkerhed og bedre driftsøkonomi.

I Østdanmark blev den første udlandsforbindelse bygget til Sverige i 1914. Samkøring mellem lokalområderne etableredes ved 50 kV i 1920'erne og 132 kV i 1950'erne.

I Vestdanmark blev den første udlandsforbindelse bygget til Tyskland i 1929. Samkøring mellem lokalområderne etableredes ved 60 kV i 1930'erne og 150 kV i slutningen af 1950erne.

Udbygningen af udlandsforbindelserne har yderligere givet mulighed for at udnytte forhold ved et vandkraft og et termisk baseret system. Dette har ført til gennemgående

transporter. Vest for Storebælt har denne mulighed været til stede siden 1965 med HVDC-forbindelsen Kontiskan mellem Jylland og Sverige og tilsvarende øst for Storebælt med HVDC-forbindelsen Kontek mellem Sjælland og Tyskland siden 1995.

Siden 1995 har først HVDC-forbindelsen Balticcable fra Sverige til Tyskland og derefter SwePol fra Sverige til Polen ændret på Danmarks rolle som eneste "transitland" mellem Norden og Kontinentet.

Med den nævnte mulighed for transit har de norske og svenske investeringer i dæmningsanlæg til vandkraft til en vis grad kunnet udnyttes til lager, spidskraft- og reguleringsanlæg. Med liberaliseringen ses typisk en transit, der skifter retning flere gange pr. døgn. Den går normalt mod syd om dagen og mod nord om natten. Det fører til en øget opmærksomhed på systemets sikkerhed.

Det danske transmissionsnet er etableret som et vekselstrømsnet med enkel sammenkobling mellem de forskellige spændingsniveauer. Jævnstrøm anvendes til specielle formål som f.eks. sammenkobling mellem store synkroner områder og lange søkabelstrækninger.

### **Hidtidige dimensioneringsgrundlag**

Den hidtidige elforsyningslov § 21, stk. 1, har kun tilladt udbygninger i *transmissionsnettet over 100 kV* begrundet af hensyn til samfundsøkonomi og områdets egen forsyningsikkerhed.

Med den nyeste ændring af elforsyningsloven fra juni 2004 kan transmissionsnettet udbygges efter samfundsøkonomi, forsyningsikkerhed, opbygning af velfungerende markeder, indpasning af VE og beredskabshensyn. De hensyn, der skal tages til beredskab, er dog ikke udmøntet. (På den økonomiske side er denne ændring heller ikke afspejlet i Energitilsynets fastlæggelse af selskabernes indtægtsrammer.)

Dimensioneringsgrundlaget har hidtil været tredelt og handler om a) transmissionsnet, b) produktionsanlæg og c) forbindelser til naboerområder.

Østdanmark er synkront koblet til det øvrige Norden, hvorfor Nordels netdimensioneringsregler er gældende [Ref. 6]. Nordels netdimensioneringsregler er udarbejdet i samarbejde mellem de nordiske landes elselskaber i 1972 og revideret i 1992. Reglerne har primært haft til sigte at sikre kapacitet over landegrænserne og undgå spredning af fejl. Elkraft System anvender også kriterierne internt i Østdanmark.

I Vestdanmark har Eltra udviklet egne kriterier, der er udsprunget af Nordels netdimensioneringsregler og er i overensstemmelse med dem. Kriterierne er i højere grad bygget op om det termiske elsystem og interne transporter. Kriterierne er senest opdateret i

1995 [Ref. 7]. Eltra's Anlægsplan 2004 beskriver, hvordan der i dimensioneringen tages hensyn til markedsbetjening, VE-produktion, udvekslinger med nabo-områderne og det centrale produktionsapparat. I Vestdanmark skal UCTE's regler på grund af den synkron kobling til kontinentet respekteres.

Selvom de anvendte netdimensioneringskriterier er opdateret i 1992 henholdsvis 1995, er de grundlæggende formuleret inden liberaliseringen blev påbegyndt. De nuværende formuleringer er dog fortolket, så der tages hensyn til markedets behov og VE-produktionens særlige egenskaber.

De gældende dimensioneringskriterier er opstillet under hensyntagen til forsyningsikkerhed og ikke under et markedsregime. Der er ikke kendskab til netdimensioneringsregler, der har markedet som hovedsigte.

Det østdanske transmissionsnet blev i 60'erne og 70'erne opbygget til transporter fra store kraftværker i vest til det eneste store forbrugscentrum i hovedstadsområdet. Systemdesignet har samarbejdsforbindelser til det nordiske system som forudsætning med deraf følgende fordele og afhængighed. Udveksling af gensidige driftsmæssige reserver er sket via samarbejdsforbindelserne og delingsaftaler med Sverige. Siden er der satset på kraftvarmeudbygning i hovedstadsområdet og vind i syd. Stabilitetsforhold og termiske forhold har været afgørende for netudbygningen.

Det vestdanske transmissionsnet er opbygget som forbindelser mellem de syv forbrugscentre og de syv kraftværker tæt ved forbrugscentrene til gensidig udveksling og effekttransport. Endvidere er transmissionsnettet opbygget til udveksling af gensidige, driftsmæssige reserver via samarbejdsforbindelserne med Tyskland, Sverige og Norge. Dertil kommer transporter op i nettene fra den decentrale produktion til fordeling. Termiske forhold har været afgørende for netudbygningen.

Tilknytning til hvert sit synkron system samt denne forskel i de grundlæggende transportbehov er blandt årsagerne til de forskellige formuleringer af dimensioneringsregler i Øst- og Vestdanmark.

De to sæt dimensioneringsregler i Danmark er i øjeblikket tilstrækkelige til at udvikle en fornuftig og rummelig infrastruktur, men formuleringen af dem kan med fordel moderniseres. I Nordel-regi er der i 2004 udmeldt en nordisk regelsamling (Grid Code) for systemdrift, planlægning og nettilslutningsvilkår for produktion. Regelsamlingen er p.t. under opdatering.

Transmissionsnettene bliver ikke længere udelukkende brugt på den måde, de oprindeligt var tænkt. Dette skyldes dels den decentrale produktion dels markedets øgede mængde af transitter.



Udlandsforbindelser bygges ikke af samme hensyn som de indenlandske transmissionsforbindelser. Størrelsen af *udlandsforbindelser* er bestemt ud fra følgende elementer:

- Overholdelse af Nordels dimensioneringsregler.
- Driftsikkerhed (af hensyn til udfald af største enhed).
- Forsyningssikkerhed (størrelse af import).
- Økonomiske overvejelser.
- Fælles udnyttelse af ressourcer.

Dimensioneringen af infrastrukturen skal ses i sammenhæng med produktionskapaciteten. Efter liberaliseringen i 1998 er der ikke længere krav til mængden af produktionskapaciteten. I tema 2 til Systemplanerne 2002 er forsyningssikkerhedsaspektet belyst [Ref. 5]. Det er stadig et udestående spørgsmål, hvilken del af produktionsapparatets ressourcer der skal findes inden for systemansvarsområdet og i hvor høj grad, der kan bygges på internationale løsninger. For at sikre forsyningssikkerheden i Østdanmark har Elkraft System i den sammenhæng vurderet, at indtil der er øget sikkerhed om den nordiske effektbalance og importmuligheder, er det nødvendigt med en positiv effektbalance i Østdanmark.

### 2.3 Infrastrukturens alder

En del af 132/150 kV-nettet har overskredet eller vil nærme sig afslutningen af den tekniske levetid. I planlægningen af det fremtidige transmissionsnet skal der tages hensyn til dette forhold. Rapporten ”Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg” fra 1995 [Ref. 8] indeholder bl.a. retningslinjer for nybygning af ledningsanlæg og reduktion af luftledningsnettet over 100 kV. Reduktionen kan realiseres ved at simplificere transmissionsnettet og etablere få 400 kV-luftledninger som erstatning for større længder 132/150 kV-luftledninger. Principperne har skabt en balance mellem teknik, økonomi og landskabsmæssige hensyn. Heri indgår bl.a., at nettet afkortes ved sanering samtidig med udbygning af 400 kV. Flere forhold har ændret sig, herunder priser på kabler, ny vægt på beredskabshensynet, indførelse af elmarkedet og ny indtægtsrammeregulering af netselskaberne.

Aldersfordelingen på transmissionsanlæg i Jylland og på Fyn fremgår af Tabel 2. Det ses, at der bygges færre og færre nye anlæg. Udbygningerne i 1990'erne er de mindste nogensinde, mens udbygningerne toppede i 1960'erne. Det betyder, at en stor del af nettet er gammelt og har et stort renoveringsbehov. Dette forventes at lede til store udgifter.

Eltra	Ledninger i tracé-km			Kabler	Antal stationer	
	150 kV	Kombineret 400/150 kV	400 kV <sup>1)</sup> og 220 kV		150 kV og 400 kV*	150 kV
<b>1950'erne</b>	256	0	0	2	6	0
<b>1960'erne</b>	576	0	233	14	21	1
<b>1970'erne</b>	306	89	144	7	19	3
<b>1980'erne</b>	281	77	68	3	14	7
<b>1990'erne</b>	103	15	87	11	6	5

\*) I Vestdanmark blev de første 400 kV kabler etableret i 2004.

**Tabel 2** Transmissionsledninger og stationer i Vestdanmark fordelt på spændingsniveau og årti, hvor de er bygget.

I Vestdanmark er 400 kV-nettet enten etableret som kombinerede luftledninger med 150 kV-ophæng eller som etsystemsledninger. Cirka halvdelen af 150 kV-nettet består af tosystemsledninger, og resten er etsystemsledninger<sup>3</sup>. Jævnstrømsforbindelser indgår ikke i skemaet.

Aldersfordelingen på transmissionsanlæg i Østdanmark fremgår af Tabel 3. Det ses, at i Østdanmark er der fra 1990 og frem til i dag kun etableret få højspændingsledninger, mens der er etableret kabler på 132 kV-niveau.

Tilgang i årtierne Østdanmark

Elkraft	Luftledninger i system-km			Kabler		Antal stationer	
	132 kV <sup>*)</sup>	Kombineret 400/132 kV	400 kV <sup>**)</sup>	132 kV	400 kV <sup>***)</sup>	132 kV	400 kV
1950'erne	338	0	0	48	0	10	0
1960'erne	594	0	0	37	0	14	0
1970'erne	286	0	57	73	1	15	3
1980'erne	131	0	280	69	9	8	1
1990'erne	-47	7	0	211	33	10	4

Kilde: DE statistik (132 kV) og Elkraft (400 kV)

<sup>\*)</sup> Med den aktuelle blanding af 1 system- og 2 system-ledninger er trace km ca. 2/3 af system km

<sup>\*\*) Da der næsten udelukkende er anvendt 2-system-ledninger er trace km = 1/2 af system km i 1980'erne</sup>

<sup>\*\*\*)</sup> Der er ikke medtaget 400 kV DC kablet til Kontek på 152 km

**Tabel 3** Transmissionsledninger og stationer i Østdanmark fordelt på spændingsniveau og årti, hvor de er bygget.

Af Tabel 2 og Tabel 3 fremgår det, at 400 kV-nettet i Vestdanmark blev udbygget 15 - 20 år tidligere end i Østdanmark, mens udviklingen i 132 kV- og 150 kV-net er forløbet nogenlunde parallelt. I Vestdanmark er der i store træk etableret en ringstruktur i 400

<sup>3</sup> 400 kV-luftledninger er næsten udelukkende étsystemledninger.

kV-nettet. Dermed er en vigtig forudsætning for gennemførelse af renoveringsarbejder til stede. I Østdanmark er der på nuværende tidspunkt en 400 kV-tosystemsluftledning tværs over Sjælland med afgreninger. Der har i flere år været fokus på mulighederne for med denne struktur driftsmæssigt at kunne gennemføre de afbrydelseskrævende renoveringsarbejder, som er en følge af nettets alder. Etablering af en 400 kV-ringstruktur til bl.a. at håndtere dette ligger i den fremtidige netudbygning. I dag er ringstrukturen på 132 kV-niveau.

Manglende balance mellem forbrug og produktion i et område eller store forskelle i priser mellem områderne medfører transport af energi. Transporterne presser marginerne i nettet for at effektivisere driften af det eksisterende net. Det betyder, at der kan opstå fysiske flaskehalse andre steder i nettet end dem, der har været fremherskende af hensyn til forsynings sikkerhed. Om det skal føre til en udbygning af nettene, er en afvejning af forskellige hensyn.

Nettet drives derfor tættere på de tekniske grænser med deraf følgende begrænsede muligheder for at gennemføre arbejder af længere varighed. Det har ført til, at hvor det er muligt, henlægges disse arbejder til tidspunkter, hvor nettet er lavt belastet f.eks. i weekender mv.

## 2.4 Status for infrastrukturen

Transmissionsnettet består dels af den systemansvarliges egne 400 kV-netanlæg dels af de regionale transmissionsselskabers 150/132 kV-netanlæg, som er stillet til rådighed for den systemansvarlige mod betaling. Det er 400 kV- og 150 kV-anlæg, inklusive 150/60 kV-transformere i Vestdanmark. I Østdanmark køber systemansvaret rådigheden over 132 kV-nettene, inklusive 132/50 kV, -30 kV- og -10 kV-transformere.

### Det interne transmissionsnet

Status for 400 kV-udbygningen er, at den vestdanske 400 kV-ringstruktur næsten er færdigudbygget, og at det østdanske 400 kV-net består af én tosystemsledning på tværs af Sjælland med afgreninger.

Figur 1 viser det danske transmissionsnet og dets sammenhæng med det nordiske og europæiske net den 1. januar 2005.

Det overordnede transmissionsnet er struktureret i en basisplan, som i Vestdanmark næsten er fuldt udbygget trods de væsentlige ændringer i forudsætningerne på både produktionssiden og forbrugssiden. I dag udbygges nettet i Vestdanmark praktisk taget udelukkende af hensyn til produktionstilgang og krav til markedsbestemte udvekslinger med nabo-områder.



**Figur 1** Det danske transmissionsnet pr. 1. januar 2005.

### Udlandsforbindelser

Fra Vestdanmark er den samlede kapacitet ud af området ca. 3.000 MW. Der er en kapacitet mod Norge på 1.050 MW. Den er fordelt på tre poler. Der er en kapacitet på 630 MW (720 MW fra 2005) til Sverige fordelt på to HVDC-poler (jævnstrøm). Mod Tyskland er der en samlet kapacitet på 1.200-1.500 MW fordelt på to 400 kV-AC-systemer (vekselstrøm) og to 220 kV-systemer.

Fra Østdanmark er den samlede kapacitet mellem området og omverdenen ca. 2.400 MW. Der er en kapacitet mellem Østdanmark og Sverige på 1.700 - 1.800 MW fordelt på to 400 kV-systemer og to 132 kV-systemer. Der er en kapacitet mellem Østdanmark og Tyskland på 600 MW på en HVDC-pol.

En effektiv udnyttelse af forbindelser til nabo-områderne kan kun ske, hvis der ikke er begrænsninger i interne net i Danmark og i nabo-områderne. Det interne svenske net indeholder begrænsning for import fra Sverige til Vestdanmark over Kontiskan. Det interne svenske net er også en begrænsning for både import fra og eksport til Sverige over Øresundsforbindelserne til Østdanmark. Udbygning med vindkraft i Nordtyskland er ikke en begrænsning på nuværende tidspunkt mod nord, men kan begrænse de danske muligheder for eksport mod syd.

Ud over begrænsninger i det interne net opstår begrænsninger også som følge af anstrengte kapacitetssituationer. F.eks. vil skrotning af produktionskapacitet i Sydsverige, herunder Barsebäck, have konsekvenser for mulighederne for eksport og import mellem Sydsverige og Østdanmark.

### **Distributionsnettene**

Med den store andel af produktion på spændingsniveauer under 100 kV har distributionsnettene allerede i dag fået en anden rolle end tidligere. Fra at være forsyningsnet til forbrugerne er de nu også opsamlingsnet for decentral kraftvarme og vindkraft. Nettene har derfor en blandet funktion.

I Vestdanmark er ca. 1.700 MW decentral produktionskapacitet tilsluttet 60 kV og 10-20 kV eller lavspænding. Det har givet anledning til en massiv udbygning med kabler på disse net. Senest er også dele af 60 kV-nettene samt 150/60 kV-transformere blevet udbygget af hensyn til tilbageføddninger i nettet, dvs. transporter fra lave spændingsniveauer til høje spændingsniveauer, fra den decentrale kraftvarme og vind.

I Østdanmark er distributionsnettene også udbygget, men omfanget af landbaseret vindkraft og decentral kraftvarmeproduktion er ikke så stor, at det har givet anledning til så kraftige udbygninger. Decentrale værker er typisk placeret i byområder med stærkt elnet og varmebehov. Men hyppige og kraftige spændingsvariationer hidrørende fra havmølleparken syd for Lolland, kombineret med en stor mængde landbaserede vindmøller i denne relativt svage del af nettet, har medført behov for spændingsstabiliserende anlæg på 132 kV-transmissionsniveau.

### **Systemtjenester og regulerkraft**

Det fysiske elmarked fungerer på basis af et spotmarked for energi og et regulerkraftmarked. Transmissionsforbindelser skal skabe den nødvendige overføringskapacitet og dermed sikre adgangen til systemtjenester og regulerkraft.

Systemtjenester og regulerkraft ydes fra både danske og udenlandske anlæg gennem aftaler, internationale ordninger, det nordiske regulerkraftmarked samt Nordel-aftaler om reserver. Reaktiv effekt, kortslutningseffekt, og spændingsregulering sikres i lokalområdet og kan leveres fra markedsaktørernes produktionsanlæg og den systemansvarliges eller netselskabernes egne anlæg i infrastrukturen.

I det omfang der satses på øget levering af systemtjenester og regulerkraft fra nabo-områder, kan det blive nødvendigt at reservere dele af overføringskapaciteten på udlandsforbindelsen til disse ydelser. Konsekvensen er, at der i så fald stilles mindre kapacitet til rådighed for elmarkedet. Der er ikke p.t. sådanne reservationer på HVDC-forbindelserne fra Jylland til Norge og Sverige, men reservation svarende til udfald af største enhed på AC-forbindelserne til Tyskland. Der er reserveret 50 MW på Kontekforbindelsen fra Sjælland til Tyskland til frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (momentanreserve). På AC forbindelserne fra Sjælland mod Sverige er der på grund af andre elektriske egenskaber ikke sådanne reservationer.

Nedenstående tabel illustrerer behovet for systemtjenester og regulerkraft i Danmark.

Type	Vestdanmark Nuværende behov	Østdanmark Nuværende behov	Danmark Nuværende behov
Primær regulering (UCTE), MW	+/- 26,2		+/- 26,2
Frekvensstyret normaldriftsreserve (NORDEL), MW		+/- 25	+/- 25
Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (NORDEL), MW	75	100	175
Automatisk reserve, MW	+/- 100		+/- 100
Regulerkraft (manuel), MW	-200	+/- 150	+150 / -350
Hurtig aktiv driftsforstyrrelsesreserve, manuel reserve (max. 15 minutters opregulering), MW	456	300	756
Langsom aktiv driftsforstyrrelsesreserve, manuel reserve (mere end 15 minutters aktiverings-tid), MW		60	60
		240	240
Reaktiv reserve/spændingsregulering og kortslutningseffekt		Levering fra 3 centrale anlæg	Levering fra 3 centrale anlæg på Sjælland
Dødstartsmulighed	2 anlæg på 37,5 MW	2 anlæg	4 anlæg, heraf 2 anlæg på 37,5 MW

**Table 4** Behov for systemtjenester og regulerkraft i Danmark (uden Bornholm).

Da det interne transmissionsnet og forbindelser til nabo-områder er åbne for markedet, kan der opstå transitter i form af udvekslinger på nord- og sydgrænsen med samme ret-

ning. De øger behovet for reaktiv effekt. Hvis de reaktive ressourcer er utilstrækkelige, kan der opstå risiko for driftsforstyrrelser og spændingskollaps. Det varen medvirkende årsag til driftsforstyrrelsen den 23. september 2003.

### **Systemikkerhed**

Den ændrede produktionsstruktur, hvor mere end halvdelen af produktionen er uden for systemkontrollen, reducerer systemikkerheden og øger risikoen for driftsforstyrrelser. Desuden vanskeliggøres opsamlingen efter en driftsforstyrrelse.

Der har været en række fejl og hændelser i 2002 til 2004 med betydning for systemikkerheden og forsyningssikkerheden hos forbrugerne.

#### *Nordjylland den 28. december 2002*

Den nordlige og vestlige del af Jylland var uden strøm i morgentimerne lørdag den 28. december fra kl. 6.45. Strømsvigtet, som ramte godt en million mennesker, begyndte med udkobling af 400 kV-ledningen Tjele (ved Viborg) - Kassø (ved den dansk-tyske grænse). Udkoblingen skyldtes en fejl i beskyttelsesudrustningen.

Som følge af denne udkobling blev flere 150 kV-forbindelser så hårdt belastet, at 150 kV-forbindelsen mellem Tange og Trige (ved Århus) fejlagtigt blev udkoblet af beskyttelsesudrustningen. Dette medførte kraftig overbelastning og automatisk udkobling af de resterende 150 kV-forbindelser til Nord- og Vestjylland. Dermed var hele dette område uden strøm.

#### *Sydsverige og Sjælland den 23. september 2003*

Strømafrydelsen den 23. september 2003 skete som følge af en række fejl i det sydsvenske system. Strømafrydelsen betød, at ca. fem mio. mennesker, heraf ca. 2,4 mio. i Østdanmark, var uden strøm fra kl. 12.37 og op til syv timer efter. Mobiltelefonnet og it-systemer blev ramt, og store dele af arbejdslivet gik derfor i stå på virksomheder, der ikke har nødforsyning. Togene kørte ikke, og flytrafikken blev afviklet med forsinkelser. I elsystemet blev kraftværkerne hårdt ramt, bl.a. blev de to største anlæg på Sjælland skadet. Blandt de otte handlinger, som Elkraft System peger på i hændelsesrapporten om strømafrydelsen, er udvikling af bedre systemer, som kan registrere begyndende spændingskollaps. Endvidere kan kraftværkerne beskyttes bedre, og muligheden for, at de kan gå i blok-ø-drift, kan øges. Derved kan elforsyningen genoprettes hurtigere, end det var tilfældet den 23. september 2003. Efter strømafrydelsen har Nordel igangsat en gennemgang af regelsættet for det nordiske elsystems dimensionering og drift. Både Elkraft System og Svenska Kraftnät peger på, at det er afgørende for forsyningssikkerheden, at der er tilstrækkelig produktion i nærheden af de store forbrugscentre, i det konkrete tilfælde i Sydsverige. Svenska Kraftnät konkluderede endvidere, at der er behov for en ny 400 kV-ledning fra Mellem- til Sydsverige for at styrke forsyningssikkerheden og forbedre elmarkedet og har efterfølgende igangsat planlægningen af en

sådan forbindelse. I Østdanmark betød strømafbrydelsen, at ca. 1.850 MW forbrug blev afkoblet, og at ca. 8 GWh el ikke blev leveret ifht. den planlagte leverance.

*Odense den 18. november 2004*

Kl. 07:21 opstår der en kortslutning i området omkring afbryderen foran transformer 2 på 150 kV-station Fynsværket. Fejlen udviklede sig til at involvere begge samleskinner, hvorfor samleskinnebeskyttelsen bortkoblede hele stationen. Formodentlig i forbindelse med bortkoblingen gik transformerafbryderen i stykker. To poler var faldet ned. Fejlen var på begge sider af afbryderen, hvorfor den ikke blev helt bortkoblet af samleskinnebeskyttelsen. Fejlen blev holdt i live af 60 kV-indføding fra hhv. Fraugde og Odense SØ, der gennem 150/60 kV transformeren fødte ind på fejlstedet. Fejlen blev endelig bortkoblet af beskyttelserne på 60 kV. FynsNet havde umiddelbart efter fejlens opståen teknikere på stedet, og efter en grundig inspektion af fejlstedet, fejlomfang og sikring af anlægget kunne stationen spændingssættes igen kl. 07:43. Umiddelbart herefter blev al 60 kV-forsyning retableret. Fejlårsagen var, at et fremmedlegeme var blæst op i stationsanlægget. Fejlen medførte udfald af ca. 110 MW kraftvarmeproduktion og 90-100 MW forbrug.

*Bornholm den 10. oktober 2004*

Søndag den 10. oktober 2004 kl. 17:13 faldt søkablet mellem Bornholm og Sverige ud. Bornholm blev herved spændingsløs, da der ikke var produktionsanlæg i drift på Bornholm. Forbruget var på dette tidspunkt 32 MW. Kl. 21:08 havde alle forbrugere atter strøm. På baggrund af målinger blev fejlen lokaliseret til den ene fase ca. 15 km fra den svenske kyst. Mistanken retter sig mod et norsk skib, der formodes at have haft sit anker ude på det pågældende sted og tidspunkt. Politiet i Rønne har indledt en efterforskning af sagen med henblik på at fastslå skyldsspørgsmål og erstatningsomfang. Østkraft oplyser, at der ikke har været alvorlige problemer for forbrugerne som følge af strømafbrydelsen. Da Bornholm under afbrydelsen kørte i ø-drift, har man valgt at bortkoble de store vindmøller på øen for at undgå problemer med forsyningssikkerheden, hvilket gav problemer for vindmøllejerne. Kabelreparationen blev afsluttet og kablet kom atter i drift den 10. november 2004.

*Stormen den 8. januar 2005*

Stormen den 8. januar 2005 havde primært konsekvenser på distributionsniveau især i Himmerland og Nordsjælland. Den udviklede sig til orkan og blev så kraftig, at enkelte hændelser i transmissionsnettet i Vestdanmark også havde virkning for forbrugerne. Der var tre tilfælde af fejl ud af mange i det vestdanske transmissionsnet, hvor forbrugerne blev berørt:

- Kl. 17:16-17:24 var 50.000 forbrugere i Skive uden strøm (transformeren i 150 kV-station i Bilstrup faldt ud).



- Kl. 19:14-19:28 var 45.000 forbrugere uden strøm i Vejleområdet (alle ledninger til station Knabberup faldt ud).
- Kl. 05:54-06:52 søndag morgen den 9. januar 2005 var 50.000 forbrugere i Skive igen uden strøm, da de resterende to ledninger til station Bilstrup faldt ud.

Produktionen i Vestdanmark blev ramt af udfald af 400 MW decentrale kraftvarmeværker på grund af fejlene i nettet, og vindmøllerne stoppede næsten alle på grund af for megen vind. Produktionen faldt fra 2.000 MW til 100 MW i løbet af eftermiddagen. Der var visse problemer med at skaffe regulerkraft til erstatning, men generelt var system-sikkerheden ikke truet på noget tidspunkt.

I Østdanmark optrådte der enkelte fejl i 132 kV-transmissionsnettet, som dog ikke påvirkede forsyningen af forbrugerne. Produktionen fra vindmøllerne faldt i løbet af 5 timer fra 670 MW til 70 MW. Efter yderligere 2 timer begyndte vindproduktionen at stige igen. Faldet i vindproduktion blev i første omgang opvejet af øget import fra Sverige og i anden omgang ved brug af regulerkraft og reserveanlæg, da importen fra Sverige måtte begrænses på grund af udfald af såvel kernekraftværker som transmissionsnet i Sydvestsverige.

### **Telekommunikation**

Til styring og overvågning af elsystemet skal der være et væsentlig udbygget telekommunikationsnet.

*Eltra's* nuværende SDH-kommunikationsnet (Synkront Digitalt Hierarki) er blevet opdateret, så der nu kan fremføres højhastigheds netværksforbindelser (Wide Area Network). Udfasningen af gamle fjernkontrol understationer fortsatte i 2004. *Eltra* påregner at have udskiftet de fleste enheder med udgangen af 2005. Dette er sammen med de øvrige planer frem mod 2008 beskrevet i *Eltra's* Anlægsplan 2004.

*Eltra* arbejder på at etablere et telekommunikationssystem, som er fælles for elforsyningen i Vestdanmark, og som kan fungere under alle driftsforhold. Systemet skal udgøre et sammenhængende net, der dels kan overføre data mellem *Eltra's* kontrolrum og andre parter, og dels kan overføre information "på tværs". Det vil sige mellem netselskaber indbyrdes og mellem net- og transmissionsselskaber. Blandt de mulige kommunikationstjenester er overførsel af online produktions- og netdata samt netdata til analyseformål, fjernkontrol, driftstelefonti, sikker e-mail, information om beredskabstilstande.

*Eltra* arbejder gennem PUDDEL-projektet på at etablere kommunikationsforbindelser til de decentrale værker, der skal fungere på markedsvilkår fra den 1. januar 2005. De decentrale værker, der indgår i projektet, er grupperet under seks balanceansvarlige.

*Elkraft Systems* kommunikationsnet forbinder i dag Elkraft i Ballerup og nødkontrolrum radialt med alle centrale kraftværker og netselskaber på Sjælland samt Energi E2, Sydkraft i Skåne og Svenske Kraftnät i Stockholm.

Det nye IP-net er anlagt som et masket netværk baseret på 2 MBit-forbindelser lejet hos NESAs, SEAS, KE. Net, Telia, TDC og Sydkraft Bredband. Nettet strækker sig ud til alle kraftværker, Netselskaber, 400 kV-stationer i NESAs-området og Øresundskabelstationer på Sjælland, samt Mörap, Söderåsen og Sydkraft i Skåne. Nettet er anlagt, så alle danske lokationer har mindst to uafhængige kommunikationsveje.

I Ballerup og nødkontrolrummet anlægges nettet med ydre og indre net adskilt af firewalls.

Alle netkomponenter er forsynet via sikret elforsyning på værkerne eller i stationerne. De 2 MBit forbindelser, som er lejet hos netselskaberne er ligeledes forsynet fra stationernes sikrede elforsyning. Linjer lejet hos Telia og TDC har minimum to timers "levetid" ved elforsyningssvigt.

Det nye net er vist i Bilag 1.

Elkraft System har direkte oplysninger fra alle 132 kV-udvekslingspunkter, fra de store havmølleparker, Energi E2's større decentrale kraftværker samt udvalgte vindmøllegrupper.

Det regionale net – med forbindelse til decentral produktion og vindmøller – uden for Elkraft Systems kontrol overvåges af de få regionale netselskaber. Herfra modtager Elkraft System MW-målinger i et sådant omfang, at den samlede produktion på disse anlæg kan estimeres.

Salg af el til markedet fra et produktionsanlæg skal ske gennem en balanceansvarlig aktør, som derved påtager sig at disponere og overvåge anlæggets produktion.

Januar 2005 idriftsatte Elkraft System POWER i drift, som er et it-værktøj udviklet til at håndtere mange leverandører af regulerkraft. POWER kommunikerer med balanceansvarlige og herigennem modtages regulerkraftbud – dvs. priser og mængder på timebasis for henholdsvis opregulering og nedregulering. Ved hver aktivering og deaktivering af et regulerkraftbud sender POWER en besked ud til den balanceansvarlige f.eks. via WEB-kommunikation. POWER er desuden forberedt til automatisk kommunikation et stort antal nødstrømsanlæg eller forbrugsreduktioner, som lige nu er en del af et demonstrationsprojekt.

## 2.5 Produktion og forbrug

Produktionssystemet var indtil op i 1990'erne domineret af store udtags- og kondensenheder, benævnt centrale produktionsenheder, som er under fuld driftsmæssig kontrol fra centrale kontrolrum og kan følge elforbrugets variationer over døgnet. Udbygningen med vindkraft og lokalt (både geografisk og nettilslutningsmæssigt) placerede kraftvarmeanheder, der ikke har brug for kølevand, har ændret indfødningsstrukturen markant. De har en elproduktion, som er bundet til vindens variationer samt varme i nettet og varmelagerkapacitet.

I Vestdanmark er ca. halvdelen af produktionskapaciteten dermed uden for den centrale systemkontrol. Halvdelen af det centrale produktionsapparat i Vestdanmark er fra 1990'erne. Ældste enhed er Fynsværket, blok 2. Den er fra 1974. Der er én stor enhed på ca. 600 MW.

I Østdanmark er ca. en tredjedel af produktionsapparatet fra 1990'erne eller nyere. De andre to tredjedele er 28 år eller ældre. De ældste enheder på H. C. Ørstedværket og Svanemølleværket er fra 1950'erne (i alt 220 MW). Der er to store enheder på ca. 600 MW. Produktionsapparatet i Østdanmark er dermed domineret af to meget store enheder suppleret med et antal mellemstore enheder, som er ældre<sup>4</sup>.

	Østdanmark	Vestdanmark
Forbrug (10 års vinter)	2.941	3.960
Produktionskapacitet	5.222	7.464
- Central kapacitet tilsluttet transmissionsnet	3.837*	3.402
- Decentral kapacitet tilsluttet distributionsnet	642	1.682
Vind på land og kystnært	577	2.220
Vind til havs	166	160

\* I Østdanmark er en mindre del af den centrale kapacitet tilsluttet distributionsnettet.

**Tabel 5** Forbrug (2005) og produktion i MW pr. 1. januar 2005.

**Tabel 5** illustrerer forholdet mellem forbrug og installeret produktionskapacitet. Desuden er en væsentlig andel tilsluttet på lavere spændinger (1.219 MW i Østdanmark og 3.902 MW i Vestdanmark). En stor del af disse anlæg er dels ikke under direkte kontrol fra de centrale kontrolrum, og dels er de bundet til andre forhold end elforbruget.

<sup>4</sup> Anlægsejeren E2 har i brev af 23. september 2004 vurderet, at en væsentlig del af anlæggene ikke kan videreføres på markedsvilkår efter 2007-2008

Energiforbruget har ændret sig fra at være stigende i 1960-erne til at være næsten konstant (stigning på ca. 1 pct. p.a.) gennem de seneste mange år. Maksimal effektforbruget har haft nogenlunde samme forløb. Til sammenligning forventes på nordisk plan en stigning i elforbruget på 1,7 pct. pr. år frem mod 2010.

Udbygningen med vindkraft sker ofte i områder, hvor nettet er svagest (Vestjylland, Lolland-Falster). Infrastrukturen (og især netudbygningen) fastlægges under forudsætning af en stor mængde vindkraft. Den nuværende mængde udgør 18 pct. af elforbruget i normalår fordelt med 75 pct. i Vestdanmark og 25 pct. i Østdanmark.

Prioriteret decentral produktion og vindkraft har medvirket til at fortrænge de systembærende kraftværker, så transmissionsnettets spændingsholdning og netstyrke skal fremskaffes på anden måde.

## **2.6 Status for planlægningsvilkår**

Der skal sikres en effektiv og økonomisk fornuftig infrastruktur. Der er lovhjemmel til at gennemføre dette. Der er dog ingen politisk accepteret ramme for, hvor store udvekslingskapaciteter og hvor store mængder VE, nettet skal kunne rumme.

Følgende love er de vigtigste: Elforsyningslov, planlov, naturbeskyttelseslov, statens overhøjhedsret over søterritoriet, konkurrencelov, stærkstrømslov og lov om Energinet.dk.

Samspelet mellem myndigheder og el-selskaber er beskrevet i Energistyrelsens ”Analyser af den langsigtede netstruktur for eltransmissionsnettet” afsnit 3 fra januar 1999 [Ref. 9]. Lidt forenklet kan status for rollerne i forhold til de væsentligste love for infrastrukturen beskrives således (der er ændringer undervejs):

- Elkraft Systems Transmissionsplan 2005 og Eltra's Anlægsplan 2004 udgør planlægningsgrundlaget for transmissionsnettets ny- og ombygning.
- Stærkstrømsloven indeholder hjemmel til myndighedsopgaverne tilsyn og kontrol, til ekspropriation, til udstedelse af stærkstrømsbekendtgørelsen samt implementering af EU-direktiver m.m.
- Energinet.dk's planer skal godkendes af Transport- og Energiministeren.
- Energistyrelsen godkender jf. nuværende bekendtgørelse konkrete projektansøgninger for andre anlæg over 100 kV i henhold til lov om elforsyning.
- Udbygningen på de lavere spændingsniveauer (under 100 kV) styres ved hjælp af indtægtsrammereguleringen.
- Landsplanafdelingen udstikker rammerne for regionplanlægningen i henhold til lov om planlægning. Retningslinjerne indarbejdes i regionsplanerne hvert fjerde år, næste gang i løbet af 2005.

- Skov- og Naturstyrelsen godkender konkrete projektansøgninger for anlæg på 400 kV i henhold til lov om naturbeskyttelse.
- Regionplanmyndighederne (præcisering af roller afventer kommunalreform-arbejdet) har i henhold til lov om planlægning ansvaret for den fysiske planlægning og udarbejder regionplaner og VVM for konkrete ansøgninger. I forbindelse med en VVM-redegørelse påvises, beskrives og vurderes landskabspåvirkning, herunder sammenhæng mellem nyanlæg og saneringer, samt hovedretningslinjerne for den fysiske udformning.
- Berørte kommuneplaner må ikke være i modstrid med regionplanerne.
- Elkraft System og Eltra har i henhold til lov om elforsyning § 28 ansvaret for at udarbejde "en plan for det fremtidige behov for transmissionskapacitet i det sammenhængende elforsyningssystem og transmissionsforbindelser til andre net" samt for "i samarbejde med transmissionsvirksomhederne sikre nødvendig om- og udbygning i overensstemmelse med transmissionsplanlægningen".
- Transmissions- og netselskaberne skal i henhold til lov om elforsyning § 20 og 21 "vedligeholde, om- og udbygge forsyningsnettet" samt "mod en rimelig betaling stille transmissionsnettet til rådighed for den systemansvarlige virksomhed, i det omfang den systemansvarlige virksomhed finder det fornødent til varetagelse af de opgaver, som denne er pålagt".

Energistyrelsen har den 7. juli 2003 udsendt forslag til "Bekendtgørelse om vilkår for etablering eller væsentlig ændring af 400 kV-transmissionsnettet". Energistyrelsen får hermed hjemmel til at stille saneringer og kabellægninger som vilkår ved godkendelse af nye 400 kV-projekter. Bekendtgørelsen er endnu ikke sat i kraft. Bekendtgørelsen er nødvendig, for at Eltra/Elkraft System/Energinet.dk kan betale meromkostninger til 150 kV-, 132 kV-, 60 kV- og 50 kV-saneringer. De meromkostninger, som 150 kV-, 132 kV-, 60 kV- og 50 kV-saneringer udløser i relation til 400 kV-projekter, skal Eltra/Elkraft System/Energinet.dk afholde til de regionale net- eller transmissionselskaber. Meromkostningerne skal godkendes af Energitilsynet og medgår ikke i opgørelsen af indtægtsrammens effektiviseringskrav<sup>5</sup>. Jf. udkast 8. oktober 2004 til lov om Energinet.dk bliver § 4 stk. 5 det nye grundlag for bekendtgørelsen i stedet for ellovens § 21 stk. 2.

I forbindelse med kommunalreformen flyttes ansvaret for den fysiske planlægning og de hidtidige regionplaner gives retsvirkning som landsplandirektiver i en overgangsperiode. Samspejlet mellem de statslige organisationer Energinet.dk, Energistyrelsen, Energitilsynet, Landsplanafdelingen, Skov- og naturstyrelsen og Sikkerhedsstyrelsen udredes i denne forbindelse.

<sup>5</sup> 150 kV- og 132 kV-saneringer, der ikke har relation til et 400 kV-projekt, betales af 400 kV-, 150 kV-, 132 kV-nettariffen, da Eltra/Elkraft/Energinet.dk opkræver de regionale transmissionselskabers indtægtsramme. 60 kV- og 50 kV-saneringer kan tilsvarende ikke betales via en pulje, men indgår i de lokale regionale selskabers tarif.

### **De vigtigste rapporter og aftaler**

Der er en række danske rapporter og aftaler, der sammen med energiforliget af 29. marts 2004 udgør et væsentligt grundlag for infrastrukturhandlingsplanen. De rapporter, der er platform for handlingsplanen, er:

*"Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg"* fra 1995 [Ref. 8] er grundlag for udbygning af 400-60 kV-nettet og for de saneringer, der skal gøres. Rapporten forudsætter, at 400 kV- og til dels 150/132 kV-nettet kan udbygges med luftledninger. Når det gøres, vil der blive saneret i de underliggende net.

Landsplanafdelingen udstikker rammerne for regionplanlægningen i form af "Statslig udmelding til regionplanrevision 1997", som indeholder principperne fra 1995. Disse rammer er opdateret i 2001 og senest i 2005 til "Overblik over statslige interesser i regionplanrevision 2005".

Der er med Økonomi- og Erhvervsministerens redegørelse den 10. juni 2004 til Folketinget sket en politisk godkendelse af Energistyrelsens administrationspraksis for godkendelse af saneringer "Principper for kabellægning af eksisterende højspændingsluftledninger".

*"Havmølle-handlingsplanen for de danske farvande"* fra 1997 [Ref. 10] udpeger de områder, hvor der skal udbygges med havmølleparker. Det var Horns Rev, syd for Læsø, Rødsand, Gedser og Omø Stålgrunde. Her var der forudset en udbygning på ca. 4.000 MW. Der er i øjeblikket bygget en park ved Horns Rev og en ved Rødsand. Med de seneste tiltag, hvor placering ved Læsø er sat i bero, og Horns Rev 2 samt Rødsand 2 er valgt for næste sektion, bør denne rapport opdateres – både de udpegede pladser og mængden af havvind, der skal kunne indpasses. Rapporten lagde op til 50/50-delning mellem havmølleudbygning i Øst- og Vestdanmark.

*"Analyser af den langsigtede netstruktur for eltransmissionsnettet"* fra 1999 [Ref. 9] omhandler netstrukturen for de danske transmissionsnet, samarbejdet mellem elselskab, centrale og regionale myndigheder, herunder VVM-arbejdet samt dimensioneringsreglerne. Energistyrelsen godkender konkrete projektansøgninger over 100 kV i henhold til elfoven. Skov- og Naturstyrelsen godkender konkrete projektansøgninger for anlæg over 150 kV i henhold til naturbeskyttelsesloven.

Rapporten behandler netstrukturen i Danmark. For Vestdanmark er der medtaget to alternative strukturer<sup>6</sup>. I rapporten er der ikke taget stilling til, hvorvidt store udvekslinger med nabo-områder og transit kan give anledning til netudbygning i Danmark.

Disse dokumenter er fortsat et vigtigt grundlag for udbygning af infrastrukturen.

Dertil kommer "*Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme og VE-elektricitet*" fra 2001 [Ref. 11], der opgør størrelsen af eloverløb som følge af den bundne produktion. Kapaciteten af den bundne produktion er steget til over 50 pct. fra midt i 1980'erne indtil 1. januar 2004. Det har givet anledning til store transporter og tendens til eloverløb.

Rapporten pegede på, at det er attraktivt at iværksætte interne danske tiltag til at reducere eloverløb, før der bygges transportkapacitet mod udlandet.

Den bundne produktion fra vindkraften fører i daglig drift til ubalancer på op til ca. 1.000 MW i Vestdanmark. Forbedrede vindprognoser har ikke løst dette problem.

Reduktion af eloverløb kan ske ved, at en del af den decentrale kraftvarme (>10 MW fra den 1. januar 2005) nu producerer på markedsvilkår. Der vil formodentlig fortsat være behov for indenlandske tiltag til regulering og ekstra kapacitet på forbindelser til nabo-områder.

### **Beslutningsprocessen**

Det er en lovgivningsmæssig og politisk udfordring at sikre en effektiv beslutningsproces herunder VVM- og regionplanproces for luftledninger.

VVM-processen omkring et større luftledningsanlæg anses for at være både vigtig og nyttig for valg af fysisk placering. Som det er nu, er der ingen tidsfrister i planloven, der skal respekteres. Det har betydet langvarig myndighedsbehandling og store forsinkelser for ledningsanlæg<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> I rapporten konkluderes, at to systemer på Kassø-Revsing er en naturlig del af infrastrukturen, da den indgår i begge strukturer. Der er ikke taget stilling til, hvilken af de to 400 kV-strukturer der skal vælges i Vestdanmark. Eltra har siden fravalgt strukturen med tosystemsledning op gennem Midtjylland. Kassø-Revsing-sagen har i realiteten kørt siden 1992 og behandles p.t. i Amtsrådet. Da amtsrådene ikke levede op til rollerne kaldte Miljø- og Energiministeren sagen ind og bad om at få udarbejdet "Analyser af den langsigtede netstruktur for eltransmissionsnettet".

<sup>7</sup> Århus-Aalborg-sagen har i realiteten kørt fra 1987 til 2001, hvor Regionplantillægget blev besluttet. Undervejs var der behov for at justere love og regler: 1) EU's VVM-regler blev indført i 1994, 2) nye erstatningsregler med blandt andet købstilbud blev indført i 1995, 3) Forsigtighedsprincippet blev formuleret i 1995 og 4) Kabelhandlingsplanen blev besluttet på baggrund af udarbejdelsen af "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995.

I forbindelse med kommunalreformen fra 2004 fjernes ansvaret for den fysiske planlægning fra de nuværende amter, som nedlægges. Detaljerne i samarbejdet mellem centrale, regionale og kommunale myndigheder vil dog først blive fastlagt inden for de førstkommende år. Statsministerens åbningstale til Folketinget den 5. oktober 2004 indeholdt citat:

*Lovgivning som opfølgning på kommunalreformen:*

*Ændring af lov om planlægning (Kommunalreform)*

*Forslaget indebærer, at de nye større kommuner skal planlægge for udviklingen såvel i byerne som i det åbne land. Kommuneplanen bliver det samlede dokument for arealanvendelsen. Regionerne skal udarbejde regionale udviklingsplaner med en overordnet samlet vision for regionernes udvikling. Landsplanlægningen styrkes for at sikre overordnede planhensyn. De hidtidige regionplaner gives retsvirkning som landsplandirektiv i en overgangsperiode. Citat slut.*

En effektiv proces kunne i fremtiden sikres ved, at 400 kV-ledningssager fremover køber som rene landsplansdirektiver eller i et formelt samarbejde mellem stat og den regionalt ansvarlige myndighed og offentlige høringer. Endvidere kan det overvejes, at harmonisere de danske VVM-regler (bekendtgørelse 428 af 2. juni 1999), hvor VVM skal gennemføres for luftledningsanlæg over 100 kV og 2 km med de europæiske, hvor VVM skal gennemføres for luftledningsanlæg over 220 kV og 15 km. Harmoniseringen skulle kun gælde længden.

Miljøministeren har den 24. februar 2005 fremsat nyt forslag til lov om planlægning. Lovforslaget indeholder mulighed for kortere myndighedsbehandlingstider. Endvidere er der ny lov om naturbeskyttelse på vej (lovforslag er ej fremsat i april 2005).

Det visuelle indtryk i landskabet er vigtigt for accept af luftledninger. I 1995 blev det accepteret, at 400/150 kV- og 400/132 kV-luftledninger på gittermaster var landskabelig fornuftigt.

Som følge heraf er der i Vestdanmark udarbejdet en kabelhandlingsplan, hvor et af målene er at rydde op i de mange forskellige mastetyper og forenkle landskabsindtrykket. Der er derfor anvendt Donaumaster, hvor flere systemer er ophængt. I henhold til Eltra's anlægsplan 2004 vil 150 kV-nettet blive 246 km kortere i perioden 2002-2008 samtidig med, at 400 kV-nettet bliver 90 km længere. Dertil kommer reduktioner på 60 kV-niveau.

I Østdanmark er der gennemført en omfattende sanering af transmissionsnettet i Hovedstadsområdet, så næsten samtlige luftledninger i tæt bymæssig bebyggelse er fjernet. Mastevalget er overvejende overladt til den VVM-ansvarlige myndighed.



## TSO'er og DSO'er

Liberaliseringen har adskilt monopoldelen af elforsyningen fra de kommercielle hensyn.

TSO'er (Elkraft System og Eltra) har som ansvarsområde at varetage planlægning og drift af infrastrukturen og desuden at sikre gennemsigtige ikke diskriminerende markedsordninger samt forsyningsikkerhed. De kommercielle hensyn som drift af kraftværker og handel med el varetages af kommercielle selskaber.

Et EU-direktiv fra den 26. juni 2003 introducerer begrebet ”distributionssystemoperatør” DSO. Begrebet er endnu ikke implementeret i danske bekendtgørelser, så samarbejde med og grænseflade mod transmissionssystemoperatør (TSO) er endnu ikke defineret.

### 2.7 Udfordringer i dag i infrastrukturen

I de seneste år har der været store investeringer i vindkraft og decentral kraftvarme, der har øget de tekniske og driftsmæssige udfordringer.

For Vestdanmarks vedkommende har infrastrukturudbygningen ikke kunnet følge med og har derfor ikke det ønskede kvalitetsniveau. Der har specielt vest for Storebælt vist sig:

- Store forsinkelser i netanlæg.
- Udækkede behov for regulerkraft, selv om Eltra forventes at indtræde i det nordiske regulerkraftmarked.
- Behov for reaktive reserver
- Behov for et nyt sikkerhedskoncept, som også skal omfatte lokale net.

I Østdanmark ses følgende udfordringer:

- Vindkraftudbygningen i syd er langt fra forbrugscentrum.
- Stort behov for afbrydelseskærvende renoveringer i nettet.
- Afhængighed af Sydsverige, hvor effektsituationen er anstrengt
- Fremskaffelse af de nødvendige systemtjenester og regulerkraft.

Etablering af store mængder vindkraft betyder, at en stor del af den skal placeres på havet. Erfaringerne fra demonstrationsprojektet Horns Rev A viser, at produktionen fluktuerer mere end forventet. Erfaringerne fra Nysted havmøllepark er, at spændingerne fluktuerer mere end forventet. Det har medført kraftigere påvirkning af elsystemet end forventet. Muligheden for en større geografisk spredning af de havplacerede vindmøller og konsekvenserne heraf bør derfor indgå i den videre planlægning.

Da forstærkning af transmissionsnettet sker med tekniske løsninger, der har 30-40 års levetid, er det vigtigt, at disse forstærkninger er robuste over for alternative udviklinger. De kortsigtede valg af løsninger har derfor langsigtede konsekvenser, men også langsigtede muligheder. Udfordringen for Energinet.dk er at finde løsninger på transmissionsnettets problemer og tilpasning af de øvrige elementer i infrastrukturen, som f.eks. kommunikations- og distributionsnettet.

Udfordringerne beskrives mere detaljeret i næste kapitel.

### **3. Elsystemets udfordringer**

De nugældende rammer i Danmark har været en del af en proces, hvor der er sket en ændring fra centralisering til decentralisering af elforsyningen. Den er sket med særlig stor hast fra 1990'erne til nu. På 10 års og 20 års sigt forudses rammebetingelserne for elforsyningen og især for infrastrukturen ændret væsentligt i forhold til de nuværende.

I dette kapitel gennemgås tendenser for produktionssystemet frem til 2025 og de virkninger, der vil være for det samlede elsystem med speciel fokus på virkningerne for forsyningssikkerheden. Til sidst beskrives de langsigtede udviklingstendenser, der kan udfordre økonomi og forsyningssikkerhed og stille øgede krav til den eksisterende infrastruktur og til udbygning

#### **3.1 Rammebetingelser der påvirker elsystemet**

En del udefra kommende rammebetingelser påvirker elsystemet – også i Danmark. Fra EU-niveau indføres der skærpede miljøkrav fra 2008 i direktivet om store fyringsanlæg. Desuden er der internationale bestemmelser om CO<sub>2</sub>-reduktion frem mod 2012 og 2017.

Danmark er afhængig af, hvad der sker i nabolandene. Svækkede kapacitetsbalancer, især ved omfattende udfasning af kernekraft og etablering af store mængder vindkraft, vil påvirke de danske muligheder for udveksling af energi og for at skaffe systemtjenester og regulerkraft. Samtidig sker der også i Danmark en reduktion i kapaciteten på de termiske kraftværker. Det kan medføre behov for tilpasning af de indenlandske ressourcer.

For at styrke forbindelserne til naboerområder er der behov for et øget samarbejde med de systemansvarlige fra de lande, det danske elsystem er sammenkoblet med, nemlig Svenska Kraftnät i Sverige, Statnett SF i Norge og E.ON Netz og Vattenfall Europe Transmission i Nordtyskland. Udfordringen er at effektivisere dette samarbejde og håndtere de internationale hensyn i en national sammenhæng.

Samarbejdet understøttes af arbejdet i EU med f.eks. EU's elmarkedsdirektiv fra 2003, der forpligter de systemansvarlige til at styre energistrømmene i systemet under hensynstagen til udvekslingen med andre sammenkoblede systemer. Således forpligter direktivet de systemansvarlige til at videregive oplysninger, som er nødvendige for en sikker og effektiv drift af det samlede system, til operatørerne af de sammenkoblede systemer.

Hertil kommer, at en større del af lovgivningen kommer fra EU. Derfor kræves også øget samarbejde i EU-landene både mellem lovgivere og mellem de systemansvarlige. Udfordringen er at sikre, at EU's grænseoverskridende regulering medvirker til løsning af problemerne i Danmark, samt at sikre at problemerne løses på en harmoniseret måde, så det ene land ikke implementerer løsninger, som forværrer situationen i nabolandene.

Der ses allerede nu en tendens til store transitter (mod Norden om natten og mod syd om dagen). Disse transitter skifter retning inden for få minutter. Dette giver store ændringer i transporten af el i systemet inden for en forholdsvis kort periode (stejle ramper) og dermed en stor påvirkning på elsystemets sikkerhed. Både spændingsregulering og reaktiv effekt skal være til stede i nødvendige mængder.

I Danmark har der været politisk enighed om subsidier til prioriteret elproduktion. Det har ført til, at ca. halvdelen af produktionsapparatet er prioriteret. I et markedssystem vil prioriteret produktion, herunder havmøller i store mængder påvirke elprisen og medvirke til at reducere incitamenter til, at andre producenter med anden type af produktionsapparat investerer. Jf. den energipolitiske aftale fra den 29. marts 2004 ophører prioriteringen af decentrale anlæg større end 5 MW indenfor en toårig periode.

### **3.2 Tendenser for produktionssystemet indtil 2025**

Ovenstående påvirkninger kan give gennemgribende forandring af dansk elforsyning i løbet af de næste 20 år – især på produktionsapparatet, hvor der er behov for andre egenskaber end dem vi ser i dag.

Den hidtidige udbygning med vindkraft og produktionskapacitet tilsluttet de underliggende net fortsætter i større eller mindre udstrækning. En øget tilslutning til de underliggende net afhænger af, om der sker udbygning med mindre decentrale kraftvarmeanlæg. Udbygning af vindkraften på havet vil medføre tilslutning af denne direkte til det overliggende net - transmissionsnettet. Dertil kommer, at tilstrækkelig produktionskapacitet til at dække forbruget til enhver tid – udtrykt ved effektbalancen – kan forventes at komme mere under pres bl.a. pga. øgede miljøkrav til eksisterende produktionsanlæg.

#### *Udbygning med vindkraft*

Nye energiteknologier vil blive afprøvet. På kort sigt forventes det dog kun at være vindkraften, der kan bidrage væsentligt til opfyldelse af miljømålene. Indpasning af vindkraften bliver dermed en af de største udfordringer.

Der er ved indpasning af vindkraft flere hovedproblemstillinger, der skal håndteres:

- Der skal leveres produktion, når vinden ikke blæser.
- For at håndtere afvigelser på vindkraftprognoser skal der være reguleringsmuligheder.
- Der skal være transportkapacitet.
- Der skal sikres stabil drift af elsystemet.

I Danmark er der i dag installeret ca. 3.100 MW vindkraft svarende til ca. 18 pct. af det danske elforbrug (energi) i et normalt vindår og til ca. 45 pct. af det forventede danske

maksimale elforbrug (effekt) på en kold vinterdag. Fortsættes udbygningen med vindkraft svarende til den, der er set i de seneste år, vil vindkraftandelen i procent af energiforbruget blive omkring 27 pct. i 2010 og 35 pct. i 2015. Hvis denne udvikling sker, er der behov for, at vindkraften bringes til at deltage i spændings-, frekvens- og effektreguleringen, eller at reguleringsmulighederne skaffes på anden vis. Forlænges tendensen frem til 2025, vil vindkraftandelen kunne blive ca. 50 pct. Energistyrelsens fremskrivning indeholder mindre [Ref. 21].

Den konkrete udvikling med vindkraft afhænger af, om samfundets afledte omkostninger til vindkraften bliver for høje, eller om andre VE-teknologier overhaler vindkraften. En større mængde vindkraft betyder, at vindkraften fortrinsvis vil blive udbygget på havet og tilsluttet transmissionsnettet over 100 kV. Af hensyn til infrastrukturens planlægning skal det specificeres, hvor meget der skal kunne tilsluttes nettet, og hvor i nettet tilslutningerne kan forventes. Både vindressourcer, egnede "grunde" til bygning af vindmøller på havet, etableringsomkostninger, nettilslutning, fremskaffelse af systemtjenester og regulerkraft og andre afledte omkostninger skal tages i betragtning.

På land forventes en moderat vækst i vindmøllernes samlede kapacitet i forbindelse med udskiftningen af ældre møller. Også landvinden kræver transportkapacitet.

Et elsystem med stor andel af vindkraft kræver en effektiv adgang til et stort internationalt elmarked suppleret med andre tiltag som lager, elpatroner, varmepumper, fleksibelt elforbrug mv. Udviklingen i disse elementer bliver derfor en afgørende forudsætning for, at en fortsat tilgang af vindkraft i Danmark kan indpasses i systemet.

#### *Lokal produktion*

I dag er ca. 40 pct. af produktionskapaciteten tilsluttet net på spændingsniveauer under 100 kV. Der forventes i nogen grad at blive etableret andre lokale produktionsteknologier som solceller, brændselsceller, biogasanlæg og mikrokraftvarme. Denne type produktion vil blive tilsluttet i de lokale net.

En øget tilslutning af vind eller andet til det underliggende net vil føre til øgede tilbagefødnings fra distributionsnettet til transmissionsnettet.

#### *Den øvrige produktionskapacitet*

Ældre grundlastenheder, som der ikke vil være tilstrækkelig omsætning til, og som ikke har tidssvarende miljøegenskaber, vil blive udfaset. Man kan ikke regne med, at producenterne fuldt ud vil erstatte den skrottede effekt i Norden, og der er kun få planer om nye investeringer i produktionskapacitet. Effektbalancen kan derfor forventes at komme under pres især i Østdanmark og Sydsverige.

På forbrugssiden forventes en gennemsnitlig stigning på 1,7 pct. i Norden. For Danmark er den 1,5 pct. pr. år.

Det forventes, at der fortsat skal være plads til varmforsyning fra kraftvarmeværker. For de decentrale kraftvarmeværker, der har en ringe økonomi, kan det blive svært at overleve på markedsvilkår.

Store mængder vindkraft eller anden bunden elproduktion medfører, at en stor del af energiforbruget er dækket af denne produktion. For producenterne medfører vindkraftens vækst derfor en reduktion af behovet for øvrig produktion af el. Det medfører også, at priserne i perioder bliver lavere i spotmarkedet. Samtidig vil der være et marked for andre tjenester, herunder regulering. Enhedsomkostningerne til dækning af dette marked kan forventes at blive højere end dem, der er i dag. Det antages, at kraftværkernes ejere vil tilpasse sig den nye situation og indrette sig på svingende markedspriser, hvor de både vil kunne købe og sælge el.

Ansvar for, at der er tilstrækkelig produktionskapacitet er ifølge elforsyningslovens § 27 pålagt systemansvaret. Hvis tilvejebringelse af kapaciteten til den rigtige pris på sigt skal overlades fuldstændigt til markedet, kræves stabile rammer for investorer. Forudsætningen for investeringer vil være, at producenterne kan have tillid til, at de nødvendige investeringer vil være lønsomme. Rettidig og troværdig information fra den systemansvarlige om forventede udbygninger i transmissionsnettet er en væsentlig del af rammerne. En udfordring er at sikre, at etablering af ny produktionskapacitet sker på markedsvilkår, på den rigtige placering (locational signals og tredjepartsadgang til kraftværkspladser) og med de rigtige tekniske egenskaber<sup>8</sup>. Samtidig er det væsentligt, at de tiltag, der arbejdes på, indtil dette har vist sig at fungere i praksis i Danmark, understøtter markedsfunktionen samt at tiltagene koordineres internationalt.

#### *Andre virkemidler til indpasning af vindkraft*

Et elsystem med store mængder vindkraft vil få brug for flere tiltag til indpasning af vinden. Disse tiltag omfatter lagring, elpatroner, varmepumper, fleksibelt elforbrug, (nye transmissionsforbindelser) m.v. Det forventes, at disse elementer vil få større udbredelse i takt med vindkraftudbygningen.

Tiltagene kan levere såvel regulerkraft og øvrige reserver.

### **3.3 Mulige virkninger for det samlede elsystem**

Det er nødvendigt at sikre, at infrastrukturen er robust i forhold til de fremtidige tendenser.

<sup>8</sup> Kravene til kapaciteten kan afhænge af, hvordan det øvrige system ser ud. En stor mængde vindkraft vil måske stille krav til den øvrige anlægspark.

Tilgangen af produktionskapacitet på lavere spændingsniveauer har betydet, at elsystemet bliver stadig mere komplekst og vanskeligere at overskue i den daglige drift. Det medfører et øget pres på, at produktionen bliver gjort mere fleksibel og dermed aktivt kan bidrage til den samlede systembalance. Også en veludviklet priselasticitet på forbrugssiden vil være en nødvendighed for, at der skabes en fornuftig balance mellem forbrug og produktion.

Der er behov for, at infrastrukturselskaberne sikrer adgang til retvisende og detaljerede data og målinger. Det er nødvendigt for systemets sikkerhed og for retablering efter driftsforstyrrelser.

#### *Markedets udvikling*

Udviklingen af EU's indre marked for el stiller nye og store krav til grænseoverskridende overførselskapacitet, hvilket skal sammenholdes med i hvilket omfang, der er behov for, at de nationale transmissionssystemer udvikler sig et tæt sammenmasket EU-net. De potentielle gevinster kommer til udtryk især i den fysiske markedsclearing frem mod driftsdøgnet, herunder spotmarkedet og i regulerkraftmarkedet samt ved køb af driftsreserver.

Markedsmæssig integrering af områderne vil være med til at sikre:

- Sikker systemdrift.
- Fremme af konkurrence og decentral beslutningskompetence frem for monopol.
- Samfundsøkonomisk rationel adfærd og ressourceudnyttelse.

Danmark repræsenterer et helt specielt område, hvor de omtalte markedsmæssige problemstillinger er særligt påtrængende. Danmark har store sammenhængende net nord, øst og syd for sig, og landet ligger som en ø, hvor den primære transportkorridor mellem Skandinavien og Kontinentet går tværs hen over.

Hertil kommer, at den massive vindkraftudbygning i Nordtyskland og Jylland stiller krav til markedsmæssig integration hen over grænserne og integration med de nordiske vandkraftreservoirer. Den nordiske markedsmodel sikrer en samfundsøkonomisk korrekt prissætning af udnyttelsen af vandreservoirerne.

#### *Markedsmagt og risiko for misbrug af dominans*

I de senere år er der sket en fortsat koncentration på produktionssiden. Udviklingen mod færre producenter med en voksende dominerende position kan betyde, at markedets funktion sættes under pres. Der opstår med voksende hyppighed situationer, hvor producenterne kan udøve markedsmagt med samfundsøkonomiske og forbrugerøkonomiske tab til følge. Udfordringen for den systemansvarlige er at sikre, at prisdannelse m.v.

i markedet overvåges, og at transmissionskapacitet tilpasses. Dette kan imødegås ved f.eks.:

- De europæiske systemoperatører kan effektivisere markedet ved at forstærke transmissionsnettene.
- Der har dog af andre årsager været en tendens til, at samkøringsforbindelser mellem landene ikke er udbygget helt så stærkt som de interne nationale net. Dette mønster kunne erstattes af et integreret europæisk transmissionsnet, hvor landegrænserne ikke længere er de acceptable naturlige flaskehalse.
- Bedre kontrol med aktørerne. Hvis meget få producenter kommer til at dele hovedparten af det europæiske elmarked, kan det blive vanskeligt at bygge nettene stærke nok til sikring af den ønskede konkurrence. I så fald bliver det konkurrencemyndighedernes opgave at begrænse konsolideringen.
- Sikre flere konkurrerende aktører på markedet.

#### *Behov for regulerkraft og reserver*

I Danmark er det de systemansvarlige virksomheders opgave at udbyde prioriteret elproduktion til markedet. Det gælder primært Nord Pools spotmarked (day-ahead). På grund af vindkraftens ringe forudsigelighed giver det et stort behov for regulerkraft og en stor omsætning i regulerkraftmarkedet i driftsdøgnet.

Behovet for regulerkraft afhænger af variationerne i vindkraften, herunder hvor gode forudsigelserne for vindkraften er. Der vil være behov for at analysere mulighederne for at nedbringe behovet for regulerkraft.

For det vstdanske elsystem ses der ind i en situation, hvor der i 2012 er behov for 2.100 MW kapacitet til opregulering og 1.400 MW til nedregulering jf. Eltra's systemplan 2004. Den skal komme fra centrale og decentrale værker og fra anlæg i udlandet eller fra andre virkemidler. På nuværende tidspunkt er kapaciteten ikke fuldt ud til stede på indenlandske anlæg.

De danske områder er både hver for sig og tilsammen små i forhold til at holde reserver for kraftværksenheder på omkring 600 MW. Behovet for reserveeffekt skal fortsat vurderes i en international sammenhæng. Reservekapacitet er typisk anlæg med lav benyttelsestid. Stærkere net tillader international deling af reserver.

En stor del af reguleringskapaciteten kan etableres indenlands i form af mere fleksibel drift af de decentrale kraftvarmeværker og ved udvikling af nye elanvendelser. Ved anvendelse af transmissionsforbindelserne er der hertil adgang til regulerkraftmarkeder i nabolandene.



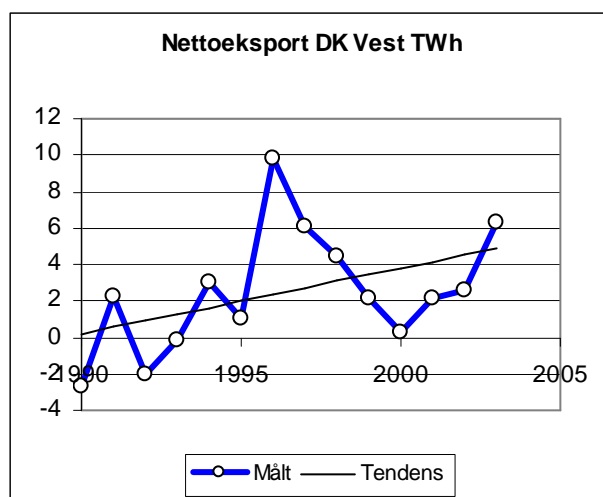
Bidrag til opfyldelse af danske miljø- og energipolitiske mål fra ny vindkraft skal derfor ses i sammenhæng med gennemførelse af indenlandske forholdsregler som f.eks. anvendelse af elkedler, varmepumper mv.

#### *Behov for reaktion på prissignaler*

Markedets prissignaler har erstattet den lastfordeling, som tidligere sikrede økonomisk og miljømæssig optimal drift af elsystemet.

Indtil nu har den prioriterede produktion ikke reageret på prissignaler fra el-markedet. F.eks. har den decentrale kraftvarme produceret efter 3-tids-tariffen og el-produktionen har dermed været bundet til varmekonsumet. Det har medført et voksende behov for at udligne forskelle mellem produktion og efterspørgsel ved udveksling med nabolandene. Dette behov kan reduceres ved, at en væsentlig del af produktion og forbrug bringes til at reagere på prissignaler og dermed har mulighed for at indrette sig efter det internationale elmarkeds behov.

Ved udgangen af 2003 var over 50 pct. af den installerede effekt vest for Storebælt holdt uden for indflydelse af prissignaler (32 pct. vind og 23 pct. decentral kraftvarme). Resultatet er blevet en voksende nettoeksport, jf. Figur 2.



**Figur 2** Nettoeksport fra Vestdanmark fra 1990 til 2003.

Den nye elforsyningslov fra 2004 sikrer, at en stor del af elproduktionen fra decentrale kraftvarmeværker tilpasses elmarkedets behov inden for en to-års horisont. Den økonomiske kompensation er indrettet, så værkerne er sikret hidtidige indtægter ved at følge hidtidigt produktionsmønster. De nye regler giver mulighed for nye indtægter ved at ændre produktionsmønsteret.

### *Iværksættelse af priselastisk elforbrug*

Betydningen af det priselastiske forbrug, som er et vigtigt element i at sikre balancen mellem forbrug og produktion i anstrengte situationer, er blevet understreget flere gange bl.a. på konferencen "Ensuring balance between supply and demand in the Nordic electricity market" den 4.-5. maj 2004 i København, hvor de nordiske systemansvarlige, myndigheder og regulatorer samt EU-Kommissionen mødtes.

Den aktuelle udbredelse af det priselastiske elforbrug er meget begrænset, og den store udfordring er at få emnet ud af forsøgsstadiet og ind i den virkelige verden med aktiv deltagelse af elhandlere og kunder. I dag er de økonomiske incitamenter for at reagere priselastisk mest markante i forbindelse med systemtjenester og regulerkraft. Der forventes at være en sammenhæng mellem forbrug anvendt til systemtjenester og regulerkraft samt forbrug, som indgår i de kommercielle markeder: Spotmarkedet og time-markedet (Elbas).

### *Højere udnyttelse af systemet*

Markedet sætter større fokus på effektiv udnyttelse af den investerede kapital. Udover udnyttelsen af produktionskapaciteten ved indmelding på energimarkedet og udnyttelsen af nettet i form af handelskapacitet vil der tilsvarende blive et større pres på udnyttelsen af den øvrige del af systemet, herunder regulerkraft.

Ændringerne i produktionssammensætningen og ønsket om altid at sikre størst mulig handelskapacitet til gavn for elmarkedet medfører pres på, at systemet drives tættere på de tekniske grænser (sikkerhed). Dette betyder, at der er yderligere behov for viden om systemets aktuelle tilstand, ligesom behovet for et beredskab af virkemidler til at håndtere uregelmæssigheder er steget.

Udfordringen er at sikre, at den øgede fokus på udnyttelse af kapitalen sker samtidig med, at forsynings sikkerheden opretholdes. Her indgår også vurderinger af systemsikkerheden og tilstanden af nettet og renoveringsbehov.

### *Systemstabilisering*

Ved stort udbud af vindkraft er der mindre brug for energiproduktionen fra de termiske værker. De store værker betragtes på det korte sigt som nødvendige til stabilisering af systemets drift (de systembærende kraftværker).

Udfordringen er at sikre alternative muligheder for at fremskaffe den nødvendige stabilisering, herunder anvendelsen af decentrale kraftvarmeværkers reguleringssevne og installation af flere synkronkompensatorer i transmissionsnettet end dem, som findes i Tjele og Vester Hassing og på Kyndbyværket. Dermed gøres elsystemets sikkerhed mindre afhængig af kommercielle producenters planer.

### 3.4 Mulige virkninger for forsyningsikkerheden

Overgang fra et traditionelt og gennemprøvet koncept med få, store kraftværksenheder jævnt fordelt i nettet til en mere decentral produktion med dominans af vindkraft skaber fordele for forsyningsikkerheden, men også nye risici. Samtidig har den trængte kapacitetssituation både i Norden som helhed samt i Sydsverige og Østdanmark i særdeleshed skabt en bekymring for, om det liberaliserede marked i tide kan generere de nødvendige investeringer i ny kraftværkskapacitet.

#### *Systemopbygning herunder indpasning af lokal produktion*

En større tilgang af yderligere lokal produktion tilsluttet distributionsnettet samtidig med øget tilgang af vindkraft vil stille ændrede krav til elsystemet. Der vil være situationer, hvor produktionen fra disse anlæg vil dække større dele af elforbruget. Dette giver en brug af nettet, som det ikke oprindeligt var tænkt til. Transporten af el går i dag ikke bare fra høje til lave spændingsniveauer, men også omvendt.

Der er behov for en udvikling af systemets opbygning og styring (systemarkitektur) blandt andet med henblik på at styrke overblikket over driftstilstanden i det danske elsystem samt at sikre at elsystemet i videst muligt omfang er robust over for hændelser, der kan give omfattende og længerevarende strømsvigt. Udviklingen af computerteknologi og kommunikationsudstyr betyder, at mere avancerede kommunikations-, styrings og overvågningssystemer er mulige, herunder automatiske systemer, der kan reagere inden for de korte tidshorisonter, som er nødvendige i elsystemet (se kapitel 6.4).

Udfordringen er både at designe en systemarkitektur, der passer til danske forhold og at medvirke til at udvikle de nødvendige systemer, så de er pålidelige og reagerer, som det forventes.

#### *Sikkerhedskoncept*

Den ændrede produktionsstruktur betyder, at sikkerhedskonceptet – især i Vestdanmark – skal omlægges. Det skal bygge på en række principper, herunder;

- Der skal fastlægges en klar fordeling af ansvaret for systemets sikkerhed mellem systemansvaret og lokale operatører.
- Der skal opbygges et effektivt og forpligtende samspil mellem centrale, regionale og lokale operatører.

### *Systemkontrollen*

Produktionens decentralisering har øget behovet for adgangen til nøjagtige data om systemets tilstand. Derfor er der behov for, at systemkontrollen bliver fuldt tilpasset til den nye situation. Man må regne med, at decentral produktion sammen med vindkraft indtil videre øger risikoen for en omfattende driftsforstyrrelse, fordi en større andel af produktionen er uden for den centrale systemkontrol. Af samme årsag har systemets øgede kompleksitet desuden den virkning, at retableringstiden efter driftsforstyrrelse bliver længere.

Erfaringerne fra de store driftsforstyrrelser siden 2002 har været, at årsagssammenhængen er mere kompleks, end de formelle regler om driftsreserver kan afspejle. Fejl i alarm- og informationssystemer spillede sammen med dårligt organiseret systemkontrol en central rolle i det forløb, som den 14. august 2003 førte til det store systemsammenbrud i USA. Noget lignende var tilfældet i Schweiz og Italien den 28. september 2003.

Driftsforstyrrelser kan imødegås ved bedre organisering af hele infrastrukturkæden, fra systemansvaret til transmission og til distribution. Dette vil være en stor udviklingsopgave for den systemansvarlige virksomhed i samarbejde med regionale og lokale net-selskaber.

### *Afhjælpning af ubalancer*

Normalt vil elsystemet have balance mellem forbrug og produktion. Der opstår dog af og til situationer, hvor dette ikke kan opnås, selv om det priselastiske elforbrug bringes til at fungere efter hensigten.

En mulighed for afhjælpning af store ubalancer i den daglige drift mellem produktion og forbrug er en manuel indgriben fra systemansvaret. Sådanne indgreb skal kun foretages, når systemet er "i krise". Et indgreb kan ske ved at reducere produktion, f.eks. ved stop af vindmøller eller ved kontrolleret bortkobling af forbrugere, f.eks. ved systematisk rullende bortkobling. Indgrebet kan være et alternativ til omfattende strømafbrydelse. Dette kræver, at de nødvendige organisatoriske og tekniske forberedelser samt kommunikationsanlæg er til stede.

### *Brændselsforsyning*

En stabil brændselsforsyning er afgørende for forsyningssikkerheden. Brændselsforsyning er bl.a. fokus i EU-Kommissionens grønbog fra 2000, hvor det vurderes, at importafhængigheden af olie og gas i EU vil stige til over 70 pct. over de næste 20 – 30 år. I EU har energikommisæren besluttet, at grønbogen skal opdateres bl.a. med hensyn til afhængigheden af importeret brændsel.

Det bør undersøges særskilt, hvordan brændselsforsyningens sikkerhed vil udvikle sig ved udfasning af kulfyring og øget brug af naturgas og vind i en periode, hvor de danske olie- og gasressourcer i Nordsøen bliver knappe (i løbet af de næste 30 år).

### 3.5 De langsigtede handlemuligheder

Der er i tilknytning til de langsigtede udviklingstendenser udført analyser af værdien af at gennemføre forskellige tiltag i elsystemet herunder transmissionsforbindelser, varmepumper, ellagre, priselastisk forbrug mv. under hensyn til forskellige udviklinger på produktionssiden. Resultaterne heraf fremgår af baggrundsrapporten ”Langsigtede udfordringer i elsystemet” [Ref. 20], samt i resumeform i kapitel 5.6.

Også Energistyrelsen har udført scenarieanalyser frem mod 2025. Disse analyser er baseret på en forventning om øget vindkraft på havet og øget anvendelse af gasfyrede enheder [Ref. 21]. Forudsætningerne i ”Langsigtede udfordringer i elsystemet” er koordineret med forudsætningerne i de analyser, som Energistyrelsen udarbejder.

Udfordringerne kræver en vifte af virkemidler, som skal bringes til at virke i sammenhæng. Udbygning af transmissionsnettet, aktiv medvirken fra producenter og forbrugere, bedre beredskab for unormale situationer og effektiv samordning med regionale og lokale netejere er blandt de vigtigste virkemidler.

#### *Udbygning af transmissionsnet*

Udbygningen af transmissionsnettet kan foregå ved forstærkning af de to områders interne transmissionsnet, ved udbygning af forbindelserne til nabolandene og ved etablering af forbindelser mellem landsdelene. Dertil kommer telekommunikation og udbygning af distributionsnettene med henblik på at sikre adgangen til produktionsanlæg tilsluttet net under 100 kV, se kapitel 6.

#### *Sikring af elsystemets balance*

Både forbrugere og producenter forventes i fremtiden at medvirke aktivt til sikring af systemets balance. Det kan ske ved:

- Centrale kraftværker kan levere systemtjenester og regulerkraft.
- Decentrale kraftvarmeværker kan levere systemtjenester og regulerkraft.
- Aktivering af nødstrømsanlæg.
- Vindkraften kan i varierende omfang yde bidrag til regulering, dog med en begrænset gradient.
- Elforbruget reagerer priselastisk, herunder reduktion og flytning af elforbrug bl.a. til levering af systemtjenester og regulerkraft.
- Nye elanvendelser, f.eks. elpatroner, varmepumper, elektrolyseanlæg og ellagre. Ellagre skal udnyttes, så el lægges på lager, når det er billigt og tages frem igen, når prisen er høj.

Efter begivenhederne i USA den 11. september 2001 og de alvorlige blackouts i både USA og Europa er behovet for bedre *beredskab for unormale situationer* kommet i fokus. Der er på nationalt plan iværksat forberedelser hertil over en bred front. For elforsyningen skal beredskabet både fungere hensigtsmæssigt under kriser, som kommer udefra, og under driftsforstyrrelser med årsag i elforsyningens egne anlæg.

Nogle vigtige forholdsregler vil være:

- Bemanning af lokale driftscentraler.
- Kontrolleret bortkobling efter behov af el-forbrug ved produktionsunderskud.
- Kontrolleret bortkobling af el-produktion ved produktionsoverskud.
- Mulighed for lokalt at starte fra dødt net efter sammenbrud.
- Effektive procedurer for information til infrastrukturselskaber og til offentligheden.

#### *Sikring af den reaktive balance*

Erfaringerne fra de seneste store blackouts peger på behovet for større fokus på tilgængeligheden af reaktiv effekt for at undgå spændingskollaps. Behovet for øget transport af elektricitet over store afstande (transitter) som følge af udviklingen af elmarkedet har skærpet problemet. Derfor skal en stor del af behovet for reaktiv effekt også i fremtiden kunne dækkes lokalt.

#### *Systemarkitektur*

Den spredte produktion gør elsystemets overvågning og styring langt mere kompleks. Der skal udvikles nye metoder til automatiske beskyttelser og til sikring af det nødvendige overblik, både centralt og lokalt, for at fastholde den ønskede driftssikkerhed.

#### **4. Grundlag og principper for infrastrukturens udvikling**

I dette kapitel beskrives grundlaget for dimensionering af infrastrukturen med udgangspunkt i, at det danske elsystem er delt i to – Østdanmark er en del af det nordiske system og Vestdanmark er en del af det vesteuropæiske UCTE-system. Afhængigheden af udlandet er beskrevet i denne sammenhæng. Hertil beskrives principperne for udbygning af transmissionsnettet.

##### **4.1 Grundlag for dimensionering af infrastrukturen**

Elnettets udformning og dimensionering spiller en afgørende rolle for elsystemets evne til at løse sine opgaver. Dimensioneringskriterierne for de danske net har taget udgangspunkt i de fælles Nordel-dimensioneringsregler, beskrevet i rapporten ”Dimensioneringsregler for planering af det nordiske överföringssystemet”. Disse benyttes i Østdanmark, da Østdanmark er en del af det synkrone Nordel-område. I Vestdanmark anvendes egne netdimensioneringskriterier som følge af sammenkoblingen med det kontinentale UCTE-system, se kapitel 2.2.

Både Nordels planlægningsregler og de vestdanske netdimensioneringskriterier er opbygget med tre trin:

- Fastlæggelse af *udgangssituationer* med transporter og mangler, hvor nettet skal kunne fungere med den ønskede sikkerhed.
- Specifikation af mulige forstyrrende *hændelser*, der kan opstå. De er forskellige med hensyn til hyppighed og omfang.
- Specifikation af tilladelige *konsekvenser* af de forstyrrende hændelser. Hyppige hændelser må ikke afbryde forsyningen, mens der for sjældnere og mere alvorlige hændelser accepteres begrænsede konsekvenser.

Ved brug af disse regler hhv. kriterier afdækkes behovet for udbygning af transmissionsnettet, og der skabes et net med god sammenhæng for det fastlagte geografiske område.

De nævnte regler og kriterier er udviklet til et andet produktionssystem end det nuværende. Der er derfor anledning til en revurdering af både infrastrukturens design og dimensioneringsregler og -kriterier.

I Danmark er det også fremover nødvendigt at drive 400/132 kV-net hhv. 400/150 kV-net parallelt, da 400 kV-nettene ikke er tilstrækkeligt maskede i sig selv, og da 150 kV- og 132 kV-nettet vanskeligt kan drives som ø'er, da udbygningen ikke har forudsat, at dette skulle finde sted. Ovenstående er udgangspunkt for dimensioneringen, det vil sige udgangspunktet for at fastlægge behovet for forstærkninger.

I rapporten ”Analyser af den langsigtede netstruktur” fra 1999 [Ref. 9] blev de danske myndigheders godkendelsesprocedurer beskrevet, se kapitel 2. Der er her fokus på at

”sikre en høj grad af forsyningssikkerhed for forbrugerne og en såvel økonomisk som miljømæssig god udnyttelse af produktionsapparatet”. Det er dog et udestående i dette arbejde, i hvilket omfang det danske net kan udbygges til transit.

Siden er markedshensynene kommet til. Dette har medført en langt mere kompleks planlægning og drift af nettet. I 2004 blev el-forsyningsloven ændret, så det nu er muligt at udbygge nettet af flere hensyn. Det er forsyningssikkerhed, indpasning af VE, beredskab og velfungerende konkurrencemarkeder.

De overordnede målsætninger for udbygningen af nettet er i det væsentlige ens i Vestdanmark og i Østdanmark. Netdimensioneringsreglerne er defineret ud fra disse målsætninger og beskriver sammenhængen mellem driftstilstande og forskellige driftsmæssige forstyrrelser. Der skelnes mellem forskellige driftssituationer:

1. Almindelig drift (mange timer) – vægt på økonomi og miljø
2. Skærpet drift eller nøddrift (få timer) – vægt på opretholdelse af forsyningen
3. Systemsammenbrud (typisk en gang hver 10-20 år)– vægt på hurtig systemgenopbygning

I planlægningen og i driften overholdes en række kriterier for acceptabel overbelastning af netkomponenter ved fejl, samt kriterier for at undgå fejlspredning.

Den omfattende decentralisering af elproduktionen, hvor der nu er ca. 7.000 elproduktionsanlæg i nettene, har medført behov for at vurdere driftssikkerhedstrategien. Det er især primært for Vestdanmark. Samtidig er systemarkitekturen, som den findes i dag, fra 60'erne og 70'erne, hvor der var få store enheder, der servicede forbrugerne. Der er behov for at vurdere systemarkitekturer (se kapitel 6.4).

## **4.2 Dansk elforsynings afhængighed af udlandet**

De danske elsystemer har i mange år været koblet sammen med nabolandenes net. Sammenkoblingen gør det muligt at dele reservekapacitet med nabosystemerne, så der både opnås bedre forsyningssikkerhed og bedre økonomi. Det betyder også, at Danmark er afhængig af de tekniske ressourcer og samarbejdsparterne i naboområderne – og omvendt. Det vil ikke være muligt at drive de danske systemer i længere tid uden sammenkobling af disse med større nabosystemer.

Det østdanske elsystem er en integreret del af det synkrone nordiske system via vekselstrømstransmissionsforbindelserne til Sydsverige. Det østdanske elsystem er bygget op omkring dette samarbejde. Tilsvarende er det vestdanske elsystem integreret i det vesteuropæiske UCTE-system via vekselstrømstransmissionsforbindelserne til Nordvesttyskland. Samarbejdet og afhængigheden er udmøntet i en række forpligtende fælles spilleregler for samkøring udarbejdet af henholdsvis Nordel og UCTE. I Nordel er der



fælles netdimensioneringsregler og driftssamarbejdsaftaler. I UCTE er der fælles driftregler, men ikke fælles netdimensioneringsregler.

I Østdanmark er såvel det interne transmissionsnet som udlandsforbindelser dimensioneret efter Nordels netdimensioneringsregler, der senest er opdateret i 1992. Reglerne har primært haft det sigte at sikre kapacitet over landegrænserne og undgå spredning af fejl.

Vestdanmark har egne netdimensioneringsregler, der senest er opdateret i 1995. De har primært fokus på det interne transmissionsnet og fordelingen af den termiske produktion. Udlandsforbindelser dimensioneres delvist efter Nordel-reglerne. Eltra's dimensionering tager også hensyn til UCTE-krav om blandt andet reserver ved udfald.

Af økonomiske grunde er der blevet installeret større og større kraftværksenheder (ca. 600 MW på Asnæsværket og Enstedværket). Det havde ikke været muligt uden det internationale samarbejde. De økonomiske fordele ved denne politik har været betragtelige, ikke mindst for de små danske el-systemer. Samarbejdet med naboer bygger på ligestyrelighed, så alle områder bidrager forholdsmæssigt til den nødvendige totale reservekapacitet. Af statistiske årsager er denne ordning særlig fordelagtig for små elsystemer.

To store forandringer har ændret denne historiske ramme. *Markedsåbningen* betyder, at den systemansvarlige ikke længere kan planlægge udbygningen og driften af produktionen, og *decentraliseringen* har gjort det mere komplekst at overvåge produktionen. Samtidigt skaber vindkraften som følge af sin natur et behov for regulerkraft, som p.t. ikke kan dækkes med indenlandske ressourcer.

El på spotmarkedet har i en årrække været handlet over grænserne inden for Norden. I dag handles også regulerkraft over grænserne. I Norden drøftes, hvordan koordinering af reservehold og handel med regulerkraft kan videreudvikles i fremtiden. Hvis der er begrænsende overføringsevne fra nabolandene, skal et fortsat voksende behov for regulerkraft overvejende dækkes med indenlandske ressourcer.

### **Nordel og UCTE - drift**

Samkøringens fælles regler udarbejdes af henholdsvis Nordel og UCTE.

Nordels systemdriftsaftale fra 2002 om driften af elsystemet indgår i den nordiske regelsamling (Grid Code) fra 2004. Den fastlægger bindende bestemmelser for systemoperatørerne i det synkrone nordiske område, hvortil Østdanmark hører. Der er i Nordel indgået en aftale om at forny ”Den nordiske systemdriftsaftale” hvert år. Aftalen sikrer en koordineret drift af elsystemet inden for det nordiske synkrone område.

Den nordiske regelsamling for netdrift, netplanlægning og nettilslutning er under opdatering. I den forbindelse koordineres definitionerne vedrørende netdrift og netplanlægning, og det afklares, i hvilken grad reglerne skal være juridisk bindende, og hvordan de nordiske regler er prioriteret i forhold til nationale regler. Opdatering sker frem mod 2006.

Nordel har efter driftsforstyrrelsen den 23. september 2003 gennemgået de nordiske driftskriterier og dimensioneringsregler. Det blev vurderet, at de nuværende kriterier, regler og metoder giver en god driftssikkerhed og tager rimelige økonomiske hensyn. Derimod vurderes, at den praktiske anvendelse af regler og kriterier i nogle lande afviger fra det anbefalede og aftalte. Dette gælder for såvel Nordels netdimensioneringsregler som for driftssikkerhedskriterierne i Systemdriftsaftalen.

Tilsvarende har UCTE udarbejdet en "Operation Handbook", der er en samling af driftsprincipper og regler for TSO'erne i det synkron system på Kontinentet. Heri bliver principperne og reglerne fastlagt i form af otte politikker, hvoraf nogle er endelige og publiceret og andre er under udarbejdelse. Det vstdanske område skal opfylde disse regler.

De otte politikker, der hver især består af kriterier, krav, standarder, retningslinjer, procedurer og midler, omhandler:

1. Load-Frequency Control and Performance	Final Version
2. Scheduling and Accounting	Final Version
3. Operational Security	Final Version
4. Coordinated Operational Planning	Consult Draft
5. Emergency Procedures	Consult Draft
6. Communication Infrastructure	Final Draft
7. Data Exchange	Final Draft
8. Operational Training	Projected

### **EU's rolle i udvikling af infrastrukturen**

EU har med markedsdirektivet om det indre marked for elektricitet påtaget sig at være en væsentlig drivkraft bag udviklingen af det europæiske elmarked<sup>9</sup>. Derfor er det også afgørende for EU at sikre, at den nødvendige transportkapacitet er til stede. EU's foreslåelse herom er udtrykt i beslutning nr. 1229/2003/EF om opstilling af retningslinjer for transeuropæiske net på energiområdet.

<sup>9</sup> Markedsdirektivet (2003/54/EF) eller Direktiv 2003/54/EF om fælles regler for det indre marked for elektricitet.

EU har gennem TransEuropean Network prioriteret en række forbindelser, der bør forstærkes [Ref. 13]. Det er blandt andet Skagerrak 4, forbindelsen fra Vestdanmark til Tyskland og Storebæltsforbindelsen. Det er i den forbindelse nødvendigt, at der sker en samordning mellem landene – både imellem de systemansvarlige og på myndighedsniveau. Det har vist sig, at de systemansvarlige virksomheder vanskeligt kan gennemføre en sådan samordning alene. Det kan aktualisere en politisk kontakt eller bilaterale myndighedskontakter.

EU forudsætter, at forbindelser over grænserne fortsat kan etableres via bilaterale kontakter. I EU-direktivet om forsyningssikkerhed er der dog ikke en tværgående hjemmel til at pålægge TSO'ere at udbygge på tværs af landegrænserne i de tilfælde bilaterale kontakter ikke virker efter hensigten.

Fra behandlingen i Folketingets Europaudvalg den 19. november 2004 fremgår det: *Danmark har været positiv over for et lidt mere forpligtende direktiv for at sikre en bedre koordinering på tværs af landegrænserne af udbygningen af elnettet. Selvom Kommissionens forslag er blevet svækket en smule, så er direktivet stadig et godt bidrag til øget elforsyningssikkerhed, der supplerer elmarkedsdirektivets bestemmelser om forsyningssikkerhed. Regeringen agter derfor at støtte vedtagelsen af den fælles indstilling vedrørende direktiv om foranstaltninger til fremme af elforsyningssikkerhed og infrastrukturinvesteringer.*

Der eksisterer et forslag til en ny beslutning om retningslinjer for de transeuropæiske net på energiområdet. Tilpasningen af retningslinjerne skyldes udvidelsen af EU og indeholder også nye værktøjer for at fremskynde forberedelsen af projekter og lette deres vej gennem de langvarige godkendelsesprocesser. Forslaget afventer første behandling i Parlamentet.

Det europæiske elmarked er organiseret i et antal markedspladser, hvoraf det nordiske elmarked er blandt de ældste og mest velorganiserede. Spotmarkedet, som drives af Nord Pool Spot, omsætter en tilstrækkelig stor del af day-ahead-handlen til at sikre, at Nord Pools spotpriser udgør referencen for det meste af den øvrige handel. Dette er også gældende for opgørelsen af den finansielle handel med el. Nord Pool sikrer desuden, at udvekslingskapaciteten mellem landene udnyttes optimalt. Dette opnås ved, at kapaciteten forlods stilles til rådighed for Nord Pool.

Nord Pool var stærkt medvirkende ved udviklingen af elmarkedet i Tyskland. Nord Pool var med til at oprette spotbørsen i Leipzig med en ejerandel på 25 pct. (senere forhøjet til 35 pct.), som en overgang konkurrerede med EEX-børsen i Frankfurt. Nu er de to børser fusioneret.

Kapaciteten på forbindelserne til Tyskland stilles til rådighed for markedsaktørerne ved auktioner, som gennemføres pr. år, pr. måned og pr. døgn på timebasis for grænsen mellem Vestdanmark og Tyskland samt pr. måned og pr. døgn på timebasis for Kontekforbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland. Dette fungerer ofte udmærket, men er ikke helt så effektivt som kapacitetsdisponeringen mellem de nordiske lande. Dårlig udnyttelse af kapaciteten opstår, når markedsaktørerne, som skal afgive bud til auktionerne, gætter forkert i deres markedsvurderinger.

En mere effektiv håndtering af udlandsforbindelserne til Tyskland kunne være indførelse af et princip, som betegnes markedskobling. Med markedskobling beregnes priserne på det tyske og det danske marked, sådan at det sikres, at strømmen ”løber den rigtige vej”, og at forbindelserne udnyttes optimalt – akkurat som det i dag er tilfældet på forbindelserne mellem de nordiske lande. Forhandlinger om dette er pågået gennem længere tid, men er strandet på modstand fra tysk side. Forslaget blev drøftet i januar på det nordiske mini-forum for energiregulatorene. Konklusionen blev, at *To achieve practical experience, the Mini-Forum agreed to establish a pilot project on market coupling between Eastern parts of Denmark and Germany across the Kontek cable. The involved power exchanges and TSOs should set up a project group to carry out the task.*

Pilotprojektet er ved at blive søsat.

### **4.3 Nordel – etablering af transmissionsprojekter**

Indtil nu har de internationale forbindelser bygget på bilaterale aftaler mellem vertikalt integrerede selskaber. Det har haft den betydning, at aftaleparterne selv kunne nyde godt af forbindelsens fordele, både med hensyn til sparede reserver, bedre driftssikkerhed og gevinster fra handel over grænsen. Det er ikke længere tilfældet.

Efter opdelingen i monopolvirksomheder og kommercielle aktører skal TSO'erne vurdere samkøringsprojekter mellem områderne ud fra, om de fremmer markedsbetjening, effektivitet og forsyningsikkerhed. Sådanne vurderinger baseres som hovedregel på samfundsøkonomiske principper.

Nordel anbefalede i 2004 på baggrund af fælles analyser, kombineret med vurderinger der er foretaget i de enkelte selskaber, fem investeringsprojekter til en samlet sum på godt 7 mia. kr. Disse projekter vurderes tilsammen at styrke den nordiske elinfrastruktur frem mod 2010 og 2020 til gavn for forsyningsikkerheden og elmarkedet. Blandt de anbefalede projekter indgår udbygning på Skagerrak mellem Vestdanmark og Norge samt etablering af en Storebæltsforbindelse. Desuden indgår forstærkning af Snit 4 (mellem Syd- og Mellemsverige) samt udbygning af to forbindelser fra Sverige til henholdsvis Finland og Norge.

Nordel lægger vægt på, at de fem prioriterede snit gennemføres som en samlet pakke. Inden for Nordel har der været tradition for, at beslutning og finansiering af nye samkørbindinger arrangeres bilateralt. Der er i februar 2005 opnået enighed i Nordel om for perioden 1. marts 2005 - 31. august 2006 at øremærke flaskehalsindtægterne til delfinansiering af de fem prioriterede snit.

De prioriterede snit undersøges nu bilateralt med henblik på at udarbejde et egentligt beslutningsgrundlag og beslutning om forstærkninger (se kapitel 5.2).

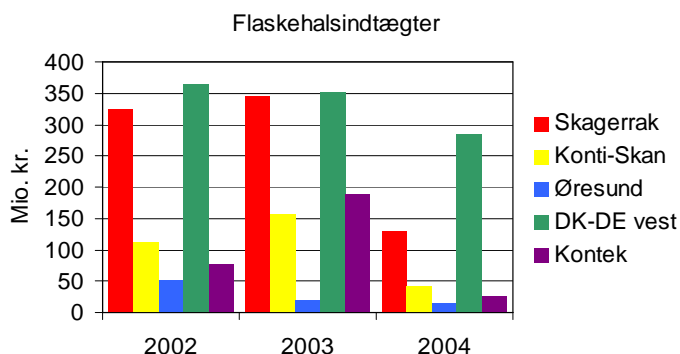
### **Flaskehals- og auktionsindtægter**

Forbindelser mellem landene håndteres på en måde, så begrænsninger på dem (flaskehalse) udløser en prisforskel mellem de to områder. Da elektriciteten sælges billigere i lavprisområdet (eksportområdet), end den købes i højprisområdet (importområdet), dannes den såkaldte flaskehalsindtægt, der i dag tilfalder ejerne af forbindelsen.

Fordelingen af flaskehalsindtægterne på nordiske forbindelser aftales imellem de nordiske systemansvarlige virksomheder. Den nuværende aftale om anvendelse af flaskehalsindtægter har Nordel revideret i februar 2005. Den nye aftale medfører, at flaskehalsindtægter internt i Norden vil blive øremærket til delfinansiering af de prioriterede snit. Øremærkningen af pengene vil sikre, at flaskehalsindtægterne anvendes til nordiske netforstærkninger (de fem prioriterede snit). Set fra dansk side vil aftalen svare til en 50/50-fordeling af omkostninger og ejerskab i forhold til parterne på hver side af de forbindelser, der vedrører Danmark. Nordel laver en status på aftalen i 2007.

På de dansk-tyske grænseforbindelser opstår der tilsvarende auktionsindtægter, når kapaciteten udbydes på årsbasis eller på kortere sigt.

Flere af de danske udlandsforbindelser er HVDC-anlæg med søkabler. Disse anlæg er særlig dyre og udgør derfor naturlige flaskehalse. De registrerede flaskehalsindtægter for de danske udlandsforbindelser 2002-2004 vises på Figur 3. Det er systemansvaret, der modtager indtægterne fra markedsaktørerne, men transmissionsselskaberne der etablerer ny kapacitet.



**Figur 3** Flaskehals- og auktionsindtægter for 2002, 2003 og 2004.

Internt i Norden vil flaskehalsindtægterne variere meget fra år til år, men har de seneste år i gennemsnit udgjort i alt godt ½ mia. kr. årligt<sup>10</sup>. Det hænger sammen med vandkraftens variationer. Disse udsving gør det svært at optimere samkøringsforbindelsernes kapacitet. De indebærer også, at investeringer i samkøringsforbindelser er forbundet med en vis økonomisk risiko. Investering i anlæg, der yder sikkerhed mod tørår i Norden, har altså karakter af forsikringspræmie.

Flaskehalsindtægterne skal ifølge EU-forordning fra juni 2003 om betingelser for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende eludveksling anvendes til:

- at sikre, at den tildelte kapacitet står til rådighed,
- at nedsætte tariffene,
- netinvesteringer, der bevarer eller forøger samkøringens kapacitet.

Investeringer i samkøringsforbindelser har hidtil været aftalt og finansieret bilateralt.

Udbygning med samkøringsforbindelser medfører betydelige forskydninger i økonomien for forbrugere og producenter i landene, og desuden forskydning i flaskehalsindtægter såvel internt i Nordel-området som mellem Nordel-området og omverdenen. Disse flaskehalsindtægter er en del af den samfundsøkonomiske nytteværdi, som en forstærkning af flaskehalsen vil have. Store flaskehalsindtægter er et udtryk for et udækket overføringsbehov.

<sup>10</sup> Flaskehals- og auktionsindtægter er et direkte udtryk for markedsaktørernes behov for udvekslingskapacitet. I perioden 2002-2004 er der genereret ca. 800 mio. kr. på Skagerrak, ca. 310 mio. kr. på Kontiskan, ca. 1000 mio. kr. på Tyskland-Jylland, ca. 90 mio. kr. på Øresund og ca. 290 mio. kr. på Kontek (2004 er atypisk for Kontek, da der har været en længere afbrydelse for muffereparation). Tallene er summen af indtægter på den enkelte forbindelse og beløbenes fordeling mellem de berørte parter fremgår ikke.

#### 4.4 Principper for udbygning af transmissionsnet

Transmissionsnettet er elforsyningsens overordnede transportsystem og dermed en afgørende forudsætning for, at systemansvaret kan løse sine opgaver. Transportopgavernes størrelse og karakter ændrer sig hele tiden. Derfor skal nettet tilsvarende fornyes og udbygges. Byggetiden for nye transmissionsanlæg kan være meget lang i forhold til den tid, det tager at bygge et produktionsanlæg – uanset type. Investeringerne er langsigtede og planlægningen skal baseres på en vurdering af fremtidige behov.

Udbygning med transmissionskapacitet over 100 kV kan ifølge elforsyningslovens § 21 begrundes med udgangspunkt i følgende hensyn: Forsyningssikkerhed, beredskab, skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder samt indpasning af vedvarende energi (VE). Der foretages en afvejning på grundlag af disse hensyn.

##### **Forsyningssikkerhed**

Forsyningssikkerheden i et område vurderes ud fra begreberne systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed. Systemtilstrækkelighed beskriver elsystemets evne til at dække forbrugernes samlede elbehov til enhver tid under hensyn til planlagte og rimeligt forventelige udfald/mangler af kraftværker og netkomponenter. Systemsikkerheden beskriver elsystemets evne til at modstå pludselige driftsforstyrrelser, uden at det medfører helt eller delvist sammenbrud af elforsyningen.

De netdimensioneringsregler og -prioriteter, der er i Nordel (Elkraft) og UCTE (Eltra), er alle opbygget og udviklet med særlig fokus på forsyningssikkerheden.

Forsyningssikkerheden i Danmark vurderes med den forudsætning, at det danske system hænger sammen med nabosystemerne.

I 2003 igangsatte Energistyrelsen et projekt om forsyningssikkerhed. Elkraft System og Eltra har som en del af dette projekt udarbejdet notatet "Tekniske analyser af forsyningssikkerhed" [Ref. 25]. Notatet indeholder analyser af beregningseksempler for den del af forsyningssikkerheden, der omfatter tilstrækkeligheden. Der er ikke fastlagt et egentligt tal for, hvad forsyningssikkerheden skal være i Danmark – antal timer uden strøm pr. år, antal gange strømmen afbrydes med videre. Baseret på sandsynligheder for udfald kan LOLP (Loss of Load Probability) beregnes, hvilket er et udtryk for "tilstrækkeligheden". Der findes ikke metoder til en tilsvarende systematisk vurdering af "sikkerheden".

##### **Beredskab – værdi af indenlandsk robusthed i elsystemet**

Med ændringen af elforsyningsloven i sommeren 2004 er det nu eksplicit angivet, at der i forbindelse med vurdering af behovet for etablering af transmissionsanlæg også indgår beredskabsmæssige hensyn, herunder hensynet til at sikre øget robusthed og reduceret sårbarhed i transmissionssystemerne.

Den i 2003 udarbejdede nationale sårbarhedsudredning har bl.a. peget på behovet for, at beredskabsmæssige hensyn i højere grad end hidtil indgår i grundlaget for elsystemets design og dimensionering. Beredskabsmæssige hensyn har også hidtil indgået i vurderinger af transmissionsnettet, men ikke på en systematisk måde.

Beredskabsmæssige hensyn kan eksempelvis være, at transmissionsnet skal opbygges så væsentlige transmissionsanlæg, f.eks. udlandsforbindelser eller forbindelser til større byområder, er indbyrdes uafhængige, det vil sige, at udfald af et transmissionsanlæg ikke kan resultere i udfald af andre anlæg. Det kan f.eks. indebære, at der så vidt muligt ikke skal etableres for mange transmissionsforbindelser på samme masterække eller i samme korridor, men at der i stedet tilstræbes forskellige linjeføringer for at reducere konsekvenserne af udfald. Endelig er det en væsentlig beredskabsfaktor, hvordan koncepter for stationer er valgt f.eks. med redundans (dobbelte samleskiner, tobryderfelter).

Beredskabsmæssige hensyn kan indebære store merudgifter i forhold til den billigste løsning. Generelt er det dog billigere at indarbejde sådanne hensyn i planlægningsfasen frem for at afhjælpe u hensigtsmæssige forhold på et senere tidspunkt, hvor transmissionsanlæg er etableret.

Både Østdanmark og Vestdanmark er i dag driftsmæssig afhængig af forbindelserne til nabo-områderne. De danske systemer kan i deres nuværende udformning ikke forventes at overleve i længere tid uden stærke vekselstrømsforbindelser til et naboland. Uanset internationaliseringen kan det tillægges beredskabsmæssig og strategisk værdi, hvis Danmark kan gøres mindre afhængig af nabo-områder f.eks. ved etablering af en Storebæltsforbindelse samt ved større reguleringssevne på produktions- og forbrugssiden.

Der er ikke fastlagt principper for, hvordan og i hvor høj grad beredskab skal tilgodeses i planlægningen og i driften af transmissionsnettet.

### **Skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder**

Der skal tages hensyn til markedsbetjeningen ved udbygning af infrastrukturen. Markedet skaber allerede i dag flaskehalse andre steder end tidligere set. Disse flaskehalse skal elimineres i rimeligt omfang.

Der skal skabes plads til transitter (= import og eksport) med en rimelig sikkerhed og af en rimelig størrelse. Transitter skal kunne gennemføres med samme sikkerhed som andre transporter. I UCTE-reglerne forudsættes det, at alle transporter kan gennemføres med n-1 sikkerhed.



I Vestdanmark arbejdes på at fastlægge en dimensionerende udvekslingskapacitet på udlandsforbindelserne, som så kan anvendes til dimensionering af det interne net.

Der er tydelige koncentrationstendenser blandt elproducenterne, både nationalt og internationalt, og flere sager i bl.a. Danmark sætter spørgsmålstegn ved om konkurrencen i alle tilfælde er effektiv, især når der er flaskehalse i transmissionsnettet.

Udbygning med transmissionskapacitet mellem to områder fører til udjævning af elspotpriserne både time for time og over året. Fra et samfundsøkonomisk synspunkt kan investeringer i transmissionskapacitet ikke umiddelbart begrundes ud fra et ønske om ensartede spotpriser, men mere ensartede spotpriser kan tænkes at give investorer i produktionskapacitet bedre sikkerhed om fremtidig indtjening og stimulere nyinvesteringer.

Det er uklart, om udjævningen af spotpriserne også medfører øget konkurrence, eller om det blot fremmer koncentrationen på produktionssiden. Der skal findes en passende kombination af en effektiv markedsplads og regulering fra konkurrencemyndighedernes side. De samfundsøkonomiske konsekvenser af forbedret konkurrence er væsentlige. Ifølge Konkurrencestyrelsen (ved behandling af fusionen mellem Elsam og NESAs i 2004, Ref. 31) ”vil den samfundsøkonomiske gevinst af et kabel, der forbinder to områder, hvor konkurrencepresset er begrænset, have en meget stor effekt, selvom producenterne i begge områder har nogenlunde samme teknologi”.

Der arbejdes på at udvikle værktøjer der kan vurdere konsekvenserne for elmarkedet ved ufuldstændig konkurrence på produktionssiden. Disse værktøjer udvikles f.eks. i forbindelse med et projekt under energiforskningsprogrammet og i Konkurrencestyrelsen). Desuden er der i Eltra udviklet værktøjet MARS (MARKet Simulation), hvor fokus er på at kunne simulere dominerende producenters udøvelse af markedsmagt.

### **Indpasning af vedvarende energi (VE)**

De systemansvarlige selskaber er jf. ellovens § 67, § 68 samt vindmøllebekendtgørelsen pålagt at afholde omkostninger forbundet med tilslutning og udbygning af distributions- og transmissionsnettet til indpasning af vindmølle anlæg og øvrige VE-anlæg.

Transport af energi fra VE-produktion er typisk ikke regulerbar effekt. Produktionen er f.eks. styret af vind og varme. VE-anlæg har hidtil haft prioriteret adgang til nettets kapacitet.

Valg af strategi for transmissionsudbygning til indpasning af havmøller vil bl.a. afhænge af, om der forventes få eller mange nye mølleparker i de enkelte områder. For at sikre en optimal infrastruktur er det derfor vigtigt, at der sker en koordinering mellem strategier for udbygning af net og for udbygning med havmølleparker.

Det er desuden vigtigt, at drage nytte af erfaringerne med tilslutning og indpasning af de eksisterende havmølleparker.

#### **4.5 Landskabelige hensyn – luftledning eller kabel**

Landskabelige hensyn indgår som en væsentlig parameter i den nuværende infrastrukturplanlægning.

Af hensyn til de landskabelige værdier ønskes så få luftledninger som muligt. Til gengæld giver luftledninger større overføringsevne og et mere robust og funktionssikret elsystem for de samme penge, end kabler gør. Ved etablering og sanering af højspændingsanlæg vil der ofte opstå konflikter mellem de økonomiske hensyn, der taler for luftledninger og ønsket om kabellægning af hensyn til landskabspåvirkning.

En væsentlig ramme for udbygning af det interne transmissionsnet er rapporten ”Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg” fra 1995 [Ref. 8]. Principperne for valg mellem luftledninger og kabler er fastlagt i denne rapport. Heraf fremgår det blandt andet, at 400 kV-forbindelser normalt kan fremføres som luftledninger – eventuelt med kabellægning på korte strækninger med national naturinteresse. Disse principper blev udarbejdet blandt andet på baggrund af det prisforhold, der var mellem luftledninger og kabler i 1995.

Flere forhold har ændret sig, herunder priser på kabler. Fra midt i 1990'erne og frem er etablering af net på 150 kV- og 132 kV-niveau overvejende sket ved kabellægning, hvilket i praksis er en revideret anvendelse af principperne fra 1995. Desuden er der en ny vægt på beredskabshensynet, indførelse af elmarkedet og ny indtægtsrammeregulering af netselskaberne.

I Danmark er det valgt at udbygge 400 kV-nettet med kombinerede 400/150 kV- og 400/132 kV-luftledninger som det grundlæggende. Netstrukturen er valgt, så der bliver få luftledninger i landskabet.

De kombinerede masterækker rummer den beredskabsmæssige fordel, at begge spændingsniveauer altid er til rådighed – også selv om én hel masterække skulle være ude af drift, forudsat der er etableret en ringstruktur.

Etableringen af denne ringstruktur er det vigtigste argument for valget af den vestjyske 400 kV kombiledning frem for en midtjysk tosystemsledning [Ref. 12].

## 5. Tekniske og økonomiske analyser

Kapitlet beskriver de teknisk-økonomiske analyser, der er gennemført enten som dokumentation for de udfordringer, der er beskrevet i kapitel 3, eller som beslutningsgrundlag (helt eller delvist) for de elementer af infrastrukturen, der er beskrevet i kapitel 6. Sidst er der en sammenfatning med fokus på udviklingen frem til 2010 og robustheden frem til 2025.

Analyser af infrastrukturen omfatter forsyningssikkerhed, samfundsøkonomi, etablering af velfungerende markeder, beredskab og indpasning af VE. Der er forskellige typer af analyser, der giver forskellig viden om elsystemet:

- a) *Systemanalyser*, der simulerer driften af elproduktionen, og derved beskriver energi- og effektbalancer. Resultatet er blandt andet produktionsprofiler og de driftsmæssige, samfundsøkonomiske omkostninger. Disse analyser anvendes bl.a. på forbindelser til nabo-områder.

Valg af værktøj til analysen afhænger af formålet. Overordnede samfundsøkonomiske sammenhænge mellem områder kan studeres med simuleringsmodellerne Samkøring eller Balmorel. Systemernes detaljerede driftmæssige opførsel studeres med simuleringsmodellerne SIVAEL eller SEVS.

Denne type af analyser indeholder en detaljeret beskrivelse af produktionsapparatet og enten ingen beskrivelse af nettet eller en meget grov model.

- b) *Netanalyser*, der beregner de elektriske parametre f.eks. effektflow, spændinger og fasevinkler. Disse tekniske analyser viser resultatet af de hændelser, der er dimensionerede for systemets sikkerhed. Analyserne udføres typisk på de interne net.

På netsiden er analyseværktøjerne mere standardiserede. I Danmark anvendes værktøjerne PowerFactory eller PSS/E.

Denne type analyser har til gengæld en detaljeret repræsentation af nettet og en beskrivelse af produktionsapparatet, der kan være mere eller mindre detaljeret efter behov.

Forbrugssiden er repræsenteret i begge typer af analyser på forskelligt detaljeringsniveau, afhængig af model og analyse.

Begge typer af analyser er nødvendige som grundlag for fastlæggelse af infrastrukturen.

## 5.1 Vurderingsmetoder for udbygning af transmissionsnet – teknisk og økonomisk

Ved ændringer i elsystemets produktions-, belastnings- eller udvekslingsforhold undersøges behovet for en udbygning af transmissionsnettet ved hjælp af netdimensioneringsreglerne/kriterierne, som bygger på samfundsøkonomiske overvejelser.

Hvis undersøgelsen peger på et behov, opstilles alternative anlægsprojekter, der opfylder behovet med større eller mindre rummelighed.

Vurderingen af de forskellige alternativer med henblik på et valg sker på grundlag af en teknisk og økonomisk vurdering set i forhold til det samlede elsystem. I prioriteringen mellem de mulige løsninger indgår den langsigtede robusthed, hvor der tages hensyn til mulige udviklinger i produktionskapacitet og forbrug.

Den konkrete fremgangsmåde til vurdering af udbygning beror på det behov, som det nye anlæg skal dække.

Når en udbygning overvejende sker af hensyn til at sikre forsyningssikkerheden, vil den forbedrede driftsnytte (samfundsøkonomisk gevinst) som følge af investeringen have en mindre betydning, da udbygningen i dette tilfælde ikke sker pga. markedets funktion.

Når udbygningen overvejende sker af hensyn til reduktion af flaskehalse, så produktionen kan ske, hvor det er billigst, vil det medføre en forbedret driftsnytte. Driftsnyttens kan beregnes som summen af producentnytte, forbrugernytte og flaskehalsindtægter. Ligeledes vil konsekvenserne af de miljømæssige ændringer, der sker ved reduktion af flaskehalse, kunne værdisættes og dermed indgå i de samfundsøkonomiske analyser.

Et elsystem helt uden flaskehalse er dog fejldimensioneret ud fra et samfundsøkonomisk synspunkt.

Risiko for at et nyt produktionsanlæg ikke kan få optimale driftstimer på grund af netbegrænsninger og dermed en for lille markedsplads, må påregnes at påvirke investorernes villighed til at foretage investering i et kraftværk på en sådan lokalitet.

## 5.2 Nordiske studier

De seneste år har der været gennemført flere studier af elementer i infrastrukturen – i Danmark og i nordisk regi. Disse studier beskæftiger sig især med problemstillingerne på kort sigt frem til omkring 2010.

Der er i EU ligeledes fokus på transmissionssystemet. EU-Kommissionen har i 2004 udgivet ”TRANS-EUROPEAN, Energi Networks, TEN-E priority projects” [Ref. 13], som indeholder en sammenstilling af de grænseoverskridende og interne flaskehalse,

som EU har fokus på forstærkning af. Disse forbindelser er blandt andet indmeldt af danske og andre myndigheder. De er ikke resultat af en enkelt, samlet analyse.

### 5.2.1 Prioriterede snit i Nordel

Notatet "Fælles nordiske analyser af vigtige snit i Nordel-systemet" Nordel 11. juni 2004 er en fælles afrapportering fra Nordel [Ref. 16]. Som led i arbejdet blev der ligeledes udarbejdet en intern bilagsrapport med de detaljerede analyser.

Den gennemførte analyse er en samfundsøkonomisk analyse på Nordel-niveau, og der indgår områdevis gennemførte analyser af nettene. Den bygger også på resultater fra Nordisk Systemudviklingsplan 2002 [Ref. 22].

Nordel anbefalede i 2004 på baggrund af disse fælles analyser, kombineret med vurderinger der er foretaget i de enkelte selskaber, fem investeringsprojekter til en samlet sum på godt 7 mia. kr. Disse projekter vurderes tilsammen at styrke den nordiske elinfrastruktur frem mod 2010 og 2020 til gavn for forsyningssikkerheden og elmarkedet.

De anbefalede projekter er udbygning på Skagerrak (mellem Vestdanmark og Norge), en Storebæltsforbindelse (mellem Øst- og Vestdanmark), forstærkning af Snit 4 (mellem Syd- og Mellemsverige) samt udbygning af Fennoskan-forbindelserne (fra Sverige til Finland) og Nea-Järpstrømmen (mellem Sverige og Norge).

I Nordels analyser indgår der systemanalyse af det samlede Nordel-område. Her beregnes en del af gevinsterne ved udbygning på de enkelte snit. Der er samtidig gennemført netanalyser for de enkelte områder med henblik på at identificere omkostningen og forstærkningsbehovet i de interne tilstødende net.

De prioriterede snit anbefales undersøgt bilateralt med henblik på at udarbejde et egentligt beslutningsgrundlag og desuden, at der træffes beslutning om forstærkninger. Der forventes en principbeslutning i 2005 om forstærkning af Snit 4 i Sverige. Idriftsættelse vil tidligst være 2010-2012. Fennoskanforbindelsen mellem Sverige og Finland kan tidligst idriftsættes 2010. Nea-Järpstrømmen mellem Norge og Sverige kan tidligst idriftsættes 2009.

Status for Storebæltsforbindelsen gives i kapitel 5.3.1 og for Skagerrakforbindelsen i kapitel 5.4.3.

### *Økonomi*

I et velfungerende elmarked produceres elektriciteten på det anlæg, der har de laveste marginale omkostninger. Hvis transmissionsnettet ikke kan overføre de ønskede energimængder optræder der flaskehalse i elsystemet, og den efterspurgte elproduktion skal foretages på anlæg med højere omkostninger. En transmissionsinvestering kan øge mu-

lighederne for at producere elektriciteten der, hvor det er billigst. Dette medfører en samfundsøkonomisk gevinst (driftsnytte). Nordel har beregnet nytteværdier for forstærkning af de forskellige transmissionsforbindelser.

Samfundsøkonomien på nordisk og nationalt plan indeholder konsekvenserne for henholdsvis forbrugere og producenter. Da transmissionsinvesteringer som hovedregel medfører lavere elpriser i markedet flyttes økonomiske ressourcer fra producenter til forbrugere i Norden.

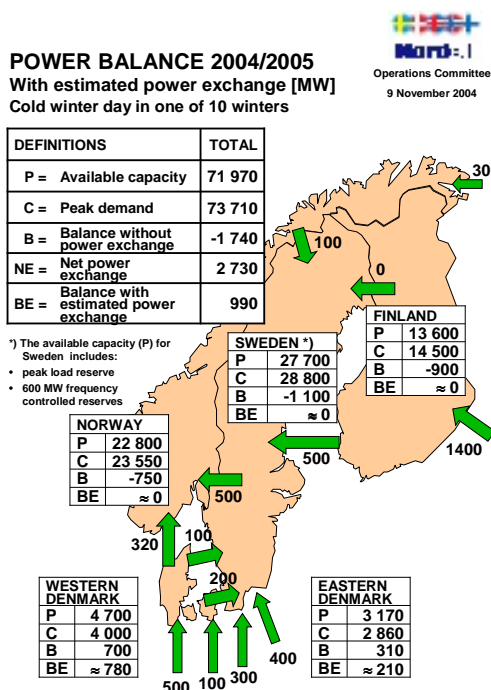
De beregnede nytteværdier (driftsnyttens) udgør kun en del af grundlaget for Nordels anbefaling, der som nævnt også indeholder mere kvalitative vurderinger af forsynings-sikkerheden og elmarkedets funktion. Det er Nordels intention at dette arbejde følges op af mere detaljerede bilaterale studier.

Nordels beregninger af den årlige samfundsøkonomiske driftsnytte kan sammenholdes med de årlige omkostninger.

Ud over de gevinster, der er i form af driftsnyttens, er der en række andre gevinster, som ikke er kvantificeret. Det er risiko for effektbrist, tørårssikring i Norge, reduceret risiko for markedsmagt og bedre adgang til systemtjenester og regulerkraft. Nordel vurderede, at de samlede gevinster er tilstrækkelige til at igangsætte bilaterale udredninger.

### **5.2.2 Effektsituationen i Nordel-området**

Nordel udarbejder årligt energi- og effektbalancer for det samlede Norden for den kommende vinter og på 3-års sigt. Balancerne udarbejdes på baggrund af de systemansvarliges vurderinger af kapacitets- og forbrugsudviklingen i deres område. Vurderingerne af den forventede tilgængelige produktionskapacitet er baseret på udmeldinger fra producenterne i området.



**Figur 4** Effektbalance i Nordel for den vinteren 2004/2005

Kilde: Effektbalance i Nordel fra november 2004. Effektbalancen beregnes dels uden udveksling med nabo-områder (B) og dels med udveksling med nabo-områder (BE). Den mulige udveksling med nabo-områderne baseres på vurderinger af ledig transmissionskapacitet. Den tilgængelige produktionskapacitet (P) er den installerede kapacitet fratrukket systemtjenester og regulerkraft samt den ikke tilgængelige produktionskapacitet, som ikke medregnes pga. vejrforhold (vind er bl.a. ikke inkluderet), varmelivering og begrænsninger i nettet. Sammenholdes med det maksimale elforbrug for hvert område (C). Det maksimale elforbrug svarer til forbruget på en meget kold vinterdag.

For vinteren 2004/2005 viser den seneste nordiske effektbalance et underskud på 1.740 MW på en kold vinterdag, eksklusiv import (se Figur 4). Samlet set forventes der ikke at være tilstrækkelig kapacitet i det nordiske system til at dække en situation, hvor der forekommer maksimalt forbrug. Finland, Sverige og Norge forventes at have underskud og være afhængige af import fra nabo-områderne – Tyskland, Polen, Rusland og Danmark – for at kunne skabe balance mellem maksimalt forbrug og produktion. I Danmark forventes et overskud på 310 MW og 700 MW i hhv. Øst- og Vestdanmark.

På baggrund af vurderinger af ledig transmissionskapacitet er estimeret en mulig import fra nabo-områderne på ca. 2.700 MW, hvoraf en import på 1.400 MW forventes fra Rusland. Inklusive denne import er der balance i effekttopgørelsen.

Den seneste nordiske effektbalance på 3-års-sigt for vinteren 2007/2008 viser, at det underskud forventes at øges til ca. 2.500 MW. Behovet for import eller andre tiltag forventes at blive større end i dag. Der er dog en del usikkerhed ved importmulighederne på sigt, da der også forventes anstrengte balancer i UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) herunder Tyskland. Bl.a. peges der i UCTE's effektba-

lance frem til 2010 [Ref. 23] på, at specielt EU's direktiv om store fyringsanlæg kan få en negativ konsekvens for effektbalancen fra 2008.

Energi E2's planer om yderligere reduktion i produktionskapacitet frem mod 2008 bl.a. som følge af kravene i EU's direktiv om store fyringsanlæg samt lukningen af Barsebäckværkets blok 2 vil sætte effektbalancen under yderligere pres, specielt i Østdanmark og Sydsverige, se kapitel 5.5.8.

### 5.3 Nationale studier

#### 5.3.1 En elektrisk storebæltsforbindelse

En elektrisk Storebæltsforbindelse er gennem årene blevet analyseret i forskellige sammenhænge. I marts 2000 afrapporterede Eltra og Elkraft System en fælles Storebæltsundersøgelse, som bl.a. inddrager forsynings sikkerhed, energieffektivitet, miljøforhold, samfunds- og projektøkonomi og markedsforhold. Sammenfatningen resumerer, at en Storebæltsforbindelse kun kan give et beskedent bidrag til forsynings sikkerheden og ikke vil have signifikant betydning for miljøforhold. Endvidere nævnes bl.a., at forbindelsen kan have en begrænset samfundsmæssig nytte værdi for det samkørende system og medføre en delvis udligning af forskel i markedspris mellem de to områder. Det er understreget i rapporten, at "værdien vil dog stærkt afhænge af de fremtidige kriterier for kapacitetsudbygning og reservehold i de to områder".

Siden er der gennemført analyser i Nordel-regi.

I det følgende gives en kort oversigt over de seneste analyser af en Storebæltsforbindelse.

Storebæltsforbindelsen mellem Østdanmark og Vestdanmark kan anvendes til brug for markedet, det vil sige transportere energi og til at sikre forsynings sikkerheden. Værdien af forbindelsen afhænger af en række forhold i begge områder og områdernes forbindelse til det øvrige elsystem. Vurderinger og analyser af en Storebæltsforbindelse indeholder derfor flere elementer, herunder investering, driftsnytte, reserver og regulerkraft. Hertil kommer øvrige forhold, der ikke nemt lader sig kvantificere, herunder beredskab og markeds magt. Nedenfor gives en gennemgang af de forskellige elementer.

#### *1. Investering*

I Nordel-analyser af prioriterede snit for 2010 er det forudsat, at etablering af en Storebæltsforbindelse sker som en 600 MW jævnstrømsforbindelse med en investering på 1,2 mia. kr. svarende til en årlig omkostning på 75-85 mio. kr. ved anvendelse af en rente på 5 hhv. 6 pct. (afskrivning på 30 år).



## *2. Driftsnytte for 2010*

Som led i Energistyrelsens notat til folketinget fra januar 2004 om en elektrisk Storebæltsforbindelse udarbejdede Elkraft System og Eltra en redegørelse om økonomien i en Storebæltsforbindelse [Ref. 18]. Redegørelsen er blandt andet baseret på Nordels analyser af prioriterede snit for 2010. Det fremgår af analysen, at forbindelsen i daglig drift vil have en nytteværdi for det samlede nordiske elsystem på 30-40 mio. kr. pr. år afhængig af, hvilket alternativ der lægges til grund. Basisalternativet giver en nytteværdi på 33 mio. kr., forstærkes transmissionskapaciteten mellem Syd - og Mellemsverige (Snit 4) mindskes nytteværdien. Forbedret forsyningsikkerhed og markedsfunktion blev ikke værdisat.

## *3. Langsigtede analyser for 2015 og 2025*

Senest er driftsnytten af en Storebæltsforbindelse i 2015 og 2025 analyseret som en del af de mere langsigtede analyser [Ref. 20]. Disse analyser bekræfter i hovedtræk resultaterne fra prioriterede snit, men med højere nytteværdi. Storebæltsforbindelsens samfundsøkonomiske driftsnytte stiger i 2015 til cirka 60 mio. kr. pr. år. En årsag er bl.a., at elpriserne og prisforskellene i de langsigtede analyser er betydeligt højere end i analyserne for 2010. Analyserne viser samtidig forholdsvis stor økonomisk robusthed over for udbygning af de øvrige prioriterede snit, hvor nytteværdien reduceres til 40 mio. kr. pr. år. I 2025 er nytteværdierne meget forskellige i scenarier med udbygning med henholdsvis naturgas og vind. I vindscenariet stiger værdien voldsomt, fordi den samlede øvrige produktionskapacitet er anstrengt, og der er et stort transportbehov mellem nord og syd (i Norden). I gasscenariet, hvor der udbygges i de områder, hvor elprisen er højest, reduceres værdien.

Forudsætninger i de langsigtede analyser er koordineret med forudsætningerne i de analyser, Energistyrelsen udarbejder i forbindelse med regeringens infrastrukturhandlingsplan.

## *4. Koordinering og samordning af driftsforstyrrelsesreserver og regulerkraft*

Det er vurderet, at en Storebæltsforbindelse kan give mulighed for yderligere årlige besparelser på 25-40 mio. kr. som følge af koordinering og samordning af driftsforstyrrelsesreserver i hele Danmark [Ref. 30]. Dette er på linje med de forslag, der i øjeblikket arbejdes med i Nordel-regi som led i redegørelse om principper for driftsreserver til nordisk Ministerråd.

Hertil kommer årlige besparelser på op til 10 mio. kr. i aktørernes reguleringsomkostninger som følge af, at forbindelsen kan anvendes til at udligne regulerpriserne mellem Øst- og Vestdanmark. Disse vurderinger om regulerkraft indgik desuden i Energistyrelsens notat til folketinget fra januar 2004 [Ref. 28].

### 5. Beredskab

Også i beredskabssituationer, hvor nedgang i elproduktionen, transmissionsmulighederne eller brændselsforsyningen skyldes ekstraordinære forhold, vil øget udvekslingskapacitet (fra Østdanmark og Vestdanmark) kunne bidrage positivt til forsyningssikkerheden, da de alternative muligheder for at levere den nødvendige elproduktion hermed øges.

Samtidig kan forbindelser til nabo-områder reducere systemets sårbarhed. Både Østdanmark og Vestdanmark er i dag driftsmæssigt afhængig af forbindelserne til nabo-områderne. De danske systemer kan i deres nuværende udformning ikke forventes at overleve i mange timer uden stærke vekselstrømsforbindelser til et naboland. Uanset internationaliseringen kan det tillægges beredskabsmæssig og strategisk værdi, hvis Danmark kan gøres mindre afhængigt af nabo-områder. En forbindelse imellem landdelene vil bidrage hertil. Dette skal også ses i sammenhæng med de forsyningsmæssige problemer i Sydsverige.

Også en større reguleringsevne på produktions- og forbrugssiden vil bidrage til at gøre afhængigheden mindre.

### 6. Tilstrækkelig og driftsklar kapacitet

I vurderingen af mulighederne for at opretholde en tilstrækkelig kapacitet til at dække efterspørgslen på ethvert tidspunkt indgår også forbindelser til nabo-områder. Hvorvidt en forbindelse kan anvendes til at sikre tilstrækkelig kapacitet afhænger bl.a. af, om der samlet set er overskud af kapacitet i de to områder, samt om det er muligt at udnytte eventuelle systemmæssige forskelle.

Elkraft System har bl.a. vurderet, at indtil der er øget sikkerhed om den nordiske effektbalance og importmulighederne, er det nødvendigt med en positiv effektbalance i Østdanmark. Behovet for at opretholde dette krav skal ses i sammenhæng med vurderinger af effektsituationen i nabo-områderne og transmissionskapaciteten mellem områderne.

Ud over at sikre tilstrækkelig kapacitet til at dække efterspørgslen, skal den tilgængelige kapacitet også være driftsklar. En ekstra transmissionsforbindelse kan eventuelt reducere kravet til driftsklar kapacitet, da tilgangen til produktionskapacitet øges. Samtidig mindskes konsekvenserne af f.eks. reduceret importhandelskapacitet på Øresundsforbindelsen.

### 7. Markedsmagt

Etablering af en Storebæltsforbindelse reducerer alt andet lige muligheden for udøvelse af markedsmagt, da der kommer flere udbydere af de samme ydelser. Derimod er det ikke klart, hvad der vil ske med hensyn til mulighederne for at udøve markedsmagt, hvis de to største elproducenter øst og vest for Storebælt får samme ejer. Dog skal det

bemærkes, at Konkurrencerådet – i forbindelse med at de i marts 2005 godkendte fusionen mellem Elsam og NESAs – stillede krav om, at der skal sikres etablering af en Storebæltsforbindelse på 600 MW.

Konkurrencestyrelsen vurderer i notat fra den 3. marts 2005 [Ref. 31], *at etablering af et kabel under Storebælt, der kobler det østdanske elmarked sammen med det vestdanske elmarked, vil øge konkurrencen på begge markeder. Den øgede konkurrence vil føre til en bedre ressourceudnyttelse og lavere priser på begge markeder.*

#### 8. Samlet vurdering

Analyserne viser, at den kvantificerbare del af nytten af en Storebæltsforbindelse vil kunne sættes til 65-110 mio. kr. årligt som følge af forbedret driftsnytte, koordinering af driftsforstyrrelsesreserver samt udligning af regulerkraftpriserne. Forbindelsen kan herudover få betydning for muligheden for at udøve markedsmagt, forbedre situationen omkring de beredskabsmæssige forhold og øge forsyningssikkerheden i Danmark. Nyttens af forbindelsen skal sammenholdes med en investering på 1,2 mia. kr. svarende til en årlig omkostning på 75-85 mio. kr.

Det vurderes derfor, at forbindelsen samlet set vil have en positiv økonomi. Forbindelsen kan være i drift ca. tre år efter en anlægsbeslutning, dvs. 2008-2009, hvis anlægsbeslutning træffes i 2005. Den konkrete udformning af forbindelsen fastlægges i projekteringsfasen.

En samlet oversigt over de økonomiske elementer – omkostninger og besparelser – samt referencer gives i tabellen.

	Årlig omkostning (-)/ besparelse	Reference
Investering	-75 - -85 mio. kr. Svarende til en samlet investering på 1,2 mia. kr. med afskrivning over 30 år og rente på 5 hhv. 6 pct.	"Prioriterede snit – Fælles nordiske analyser af vigtige snit i Nordel-systemet", 11. juni 2004, Nordel [Ref. 16].
Driftsnytte	33 mio. kr. (2010)  60 mio. kr. (2015) Scenarier for 2025 med markant vindkraftudbygning og naturgasudbygning	"Prioriterede snit – Fælles nordiske analyser af vigtige snit i Nordel-systemet", 11. juni 2004, Nordel [Ref. 16].  "Langsigtede udfordringer for elsystemet", 17. marts 2005, Elkraft System [Ref. 20].
Reserver	25 - 40 mio. kr.	"Reservehold i det østdanske system", 11. februar 2005, Elkraft System [Ref. 30].
Regulerkraft	Op til 10 mio. kr.	"Overslag over en Storebæltsforbindelses betydning for elsystemets reguleromkostninger i Danmark", 17. december, Elkraft System [Ref. 28].
Øvrige forhold	Herunder beredskab, markedsmagt og driftsmæssige aspekter beskrives	Konkurrencestyrelsens vurdering af den konkurrencemæssige effekt af et elektrisk Storebæltskabel, 3. marts 2005, Konkurrencestyrelsen [Ref. 31].

**Tabel 6** *Omkostninger og besparelser ved etablering af en Storebæltsforbindelse.*

De angivne omkostninger og besparelser skal betragtes som en størrelsesorden. Beløbene kan ved en samlet vurdering af etablering af en Storebæltsforbindelse umiddelbart lægges sammen.

### 5.3.2 Tekniske analyser af forsyningsikkerhed

I 2003 igangsatte Energistyrelsen et projekt om forsyningsikkerhed. Elkraft System og Eltra har som en del af dette projekt udarbejdet notatet "Tekniske analyser af forsyningsikkerhed" [Ref. 25]. Notatet indeholder analyser af beregningseksempler af den del af forsyningsikkerheden, der omfatter tilstrækkeligheden.

Analyserne viser generelt, at udlandsforbindelserne har stor betydning for forsyningsikkerheden i begge områder. Dertil viser analyser, at også en Storebæltsforbindelse har positiv betydning for den forventede udetid for elforbruget og den forventede ikke-leverede energi – med udgangspunkt i det eksisterende produktionssystem halveres den i forvejen lave forventede udetid for Østdanmark ved etablering af en Storebæltsforbin-

delse og med en mere anstrengt effektbalance øges virkningen yderligere. Desuden viser analyserne for såvel Østdanmark som Vestdanmark, at mere vindkraft kun giver en begrænset forøgelse af effektforsyningssikkerheden. Vindkraften repræsenterer et bidrag til energiforsyningssikkerheden, som dog ikke behandles i dette afsnit.

Analyserne er baseret på beregninger med METRIS-modellen og MAPS-modellen.

METRIS er anvendt for Østdanmark og Vestdanmark og der er udført beregninger, som beskriver elementer af forsyningssikkerheden. Analyserne viser, at METRIS er egnet til at vurdere relative ændringer i forsyningssikkerheden, det vil sige forskellen mellem forskellige situationer. Det absolutte niveau for forsyningssikkerheden er afhængig af de forudsætninger, der gøres. Beregningerne skal betragtes som eksempler, og ikke tages som udtryk for den endelige forsyningssikkerhed i det øst- og vestdanske elsystem. Dette skyldes bl.a., at analyserne er udført for i Østdanmark og Vestdanmark hver for sig. Resultaterne kan derfor ikke umiddelbart lægges sammen for Øst- og Vestdanmark, men kan sammenlignes inden for landsdelene.

Beregningerne dækker systemets tilstrækkelighed, men ikke de såkaldte dynamiske forhold, det vil sige pludseligt opståede fejlhændelser, der giver anledning til dynamiske ustabiliteter i elsystemet. I beregningerne er desuden kun inkluderet det overordnede net (400-150/132 kV). Beregningerne er derfor ikke direkte et udtryk for, hvor ofte den enkelte forbruger kan forvente at være uden strøm.

MAPS-modellen er anvendt for hele det nordiske område, og der tages hensyn til netbegrænsninger mellem områderne. Den forventede udetid og den forventede ikke-leverede energi ved effektbrist opgøres. Overordnet set viser resultaterne, at alle områder i Norden undtagen Sydsverige, Østdanmark og til dels Finland i alle alternativer har en ensartet og robust effektbalance med lave forventede udetider. Sydsverige og Østdanmark skiller sig markant ud som det område med den mest anstrengte effektbalance.

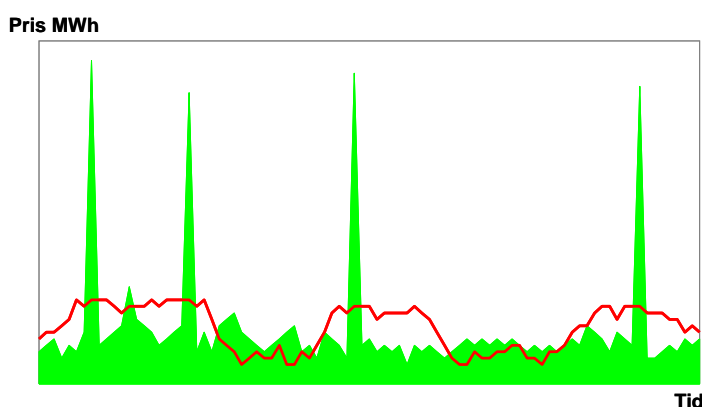
### **5.3.3 Priselastisk elforbrug**

Priselastisk elforbrug er en elkundes kortsigtede ændring af elforbruget fra offentlige net ud fra et aktuelt prissignal. Ændringen kan være at flytte forbrug til perioder med lavere pris, at reducere elforbruget, når marginalnyttens er lavere end elprisen, at forøge elforbrug, når marginalnyttens er højere end elprisen, herunder ved substituering af anden energikilde.

Priselastisk elforbrug medvirker til at forbedre markedssituationen frem mod kapacitetsudbygning ved at sikre markedsclearing og stabil prisdannelse. Ny elanvendelse til udnyttelse af de stigende mængder fluktuerende vindkraft kan øge stabiliteten i elforsyningen. Behovet for spidslastkapacitet reduceres, når elkunder vælger at flytte eller afkoble elforbrug ved høje priser.

Priselastisk elforbrug medvirker også til forbedret forsyningssikkerhed, når værdisætningen af el sker i markedet og sikrer tilstrækkelighed ved udbygning af produktionssystemet. Driftssikkerheden øges, når elforbrug kan afkobles ved prissignaler i kritiske driftssituationer. I stedet for geografiske eller tilfældige afbrydelser i kritiske situationer vil elforbrug blive afkoblet frivilligt mod økonomisk kompensation. Priselastisk elforbrug reducerer muligheder for markedsmagt.

Priselastisk elforbrug vil fjerne de kortvarige ekstreme prisspidser i markedet og give sammenhængende høje elpriser. Det giver investeringsincitament for ny kapacitet og fjerner behov for spidslastkapacitet.



**Figur 5** Ekstreme prisspidser (grøn) erstattes af sammenhængende perioder med højere priser (rød).

Nordel har i rapporten "Peak Production Capability and Peak Load in the Nordic Electricity Market" fra april 2004 estimeret det samlede potentiale for priselastisk elforbrug i Nordel-området til omkring 21 pct. af Peak Load, svarende til 12.000 MW. Heraf er 2.000 MW i dag aktiveret, og 1.600 MW er identificeret. For Danmark er potentialet estimeret til 8 pct. af Peak Load eller svarende til ca. 500 MW.

Udvalgte industrier i de andre nordiske lande, med betragtelige elforbrug, giver større potentiale end i Danmark. Da det nordiske elmarked er sammenhængende, vil priselastisk elforbrug have samme virkning for markedet, hvis det aktiveres i nabolande, så længe samkøringslinjernes kapacitet er tilstrækkelig.

Udbredelsen af priselastisk elforbrug i Danmark kræver timeregistreret elforbrug, nye aftaler mellem elhandlere og elkunder, kortlægning af konkrete muligheder m.m. På nuværende tidspunkt kan spotpriserne ikke alene bære priselastisk elforbrug. Regulerkraftmarkedet og markedet for reservekapacitetsbetaling samt systemtjenester som

frekvensreserver kan danne en "kurv" af muligheder. Sammenlagt kan det blive attraktivt for en elkunde at aktivere sit priselastiske forbrug.

De systemansvarlige i Nordel har udarbejdet en handlingsplan for aktivering af forbrugsressourcerne [Ref. 36]. Elkraft System og Eltra har som led heri udarbejdet en handlingsplan [Ref. 26] samt en baggrundsrapport til Energistyrelsen [Ref. 37] der beskriver en dansk strategi og handlingsplan for priselastisk elfø brug frem til 2008.

## **5.4 Studier om forhold i det vstdanske område**

### **5.4.1 Indpasning af lokal produktion for 2015**

Til Eltra's Systemplan 2004 er der lavet et sæt analyser for 2015, som er et repræsentativt år for Kyoto-periode 2 (2013-2017). Det er forudsat, at nedbringelse af CO<sub>2</sub>-emissionerne stadig står højt på dagsordenen. Dette er afspejlet i en højere CO<sub>2</sub>-pris (150 kr./ton CO<sub>2</sub>) end den pris, der er benyttet i referenceberegningerne i periode 1 (50 kr./ton CO<sub>2</sub>). Den højere CO<sub>2</sub>-pris får en afsmittende virkning på elprisen, der bliver 340 kr./MWh. Analysen er gennemført med SIVAEL, der repræsenterer produktionsapparatet i detaljer.

Der er analyseret tre eksempler for Vestdanmark. Elforbruget er 25,5 TWh, og det er forudsat, at havmøllekapaciteten er udbygget til 1.000 MW, og at vindmøllekapaciteten på land er 2.400 MW. Denne vindkraft giver i alt en produktion på 10,3 TWh i et gennemsnitligt vindår.

I et af eksemplerne er det forudsat installeret (en ny lokal produktion) 100 MW solceller. Desuden er der i alt 200 MW små biogasfyrede og 400 MW små biomassefyrede kraftvarmeenheder, der forudsættes at erstatte små naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker. Dette giver mulighed for lokal forsyning af biomasse. De store kulfyrede centrale kraftvarmeværker er bibeholdt. Solcellernes produktion er simuleret ved hjælp af nyudviklede tidsserier ligesom vindproduktionen.

100 MW solceller er anset for at være en realistisk størrelse omkring 2015-2025.

Der er ikke her regnet med energilagere, da disse blot vil flytte energiforbruget og ikke mindske brændselsforbruget og dermed CO<sub>2</sub>-emissionen. Et energilager vil til gengæld være af betydning for behovet for regulerkraft.

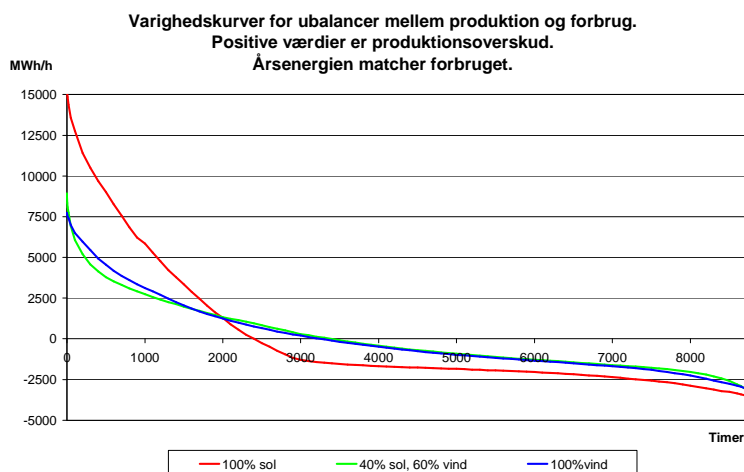
De 100 MW solceller giver kun et mindre bidrag til elproduktionen (800-900 timers benyttelsestid), da solceller har en lille benyttelsestid sammenlignet med anden produktionsteknologi. De kan give anledning til en mindre tilbagefødnings i nettet. De kan desuden påvirke elkvaliteten lokalt.

Hvis de 600 MW biomassefyrede små kraftvarmeværker erstatter naturgasfyrede kraftvarmeværker, så ændres nettoeksporten ikke og heller ikke transporterne i nettet.

De 700 MW ekstra decentral produktion giver derfor ikke et væsentligt øget behov for transmissionsnet. De kan derimod give et behov for at øge kapaciteten i distributionsnettet– afhængig af placering.

Samspillet mellem sol og vind har desuden vist, at solceller uanset mængde ikke reducerer ubalancerne i et vindkraftsystem væsentligt.

Ubalancerne mellem produktion fra vind, sol og efterspørgsel er præsenteret som varighedskurver. Der er vist kurver, hvor hele forbruget dækkes af vind (100 pct. vind), og hvor hele forbruget dækkes af sol (100 pct. sol), og hvor forbruget dækkes med et mix af 60 pct. vind og 40 pct. sol. Ved 100 pct. vind menes, at der installeres vindmøller med en årlig energiproduktion lig den årlige efterspørgsel (ca. 20 TWh). Tilsvarende for sol etc. Et af de interessante resultater er vist i nedenstående Figur 6.



**Figur 6** Varighedskurve for ubalancen mellem elproduktion og elfø brug, hvor års energien fra produktionen er lig med det årlige energiforbrug. Produktionen består energimæssigt af 100 pct. sol, 100 pct. vind og et mix med 60 pct. vind og 40 pct. sol.

Uanset om der er store mængder vind eller store mængder solenergi, skal der sikres virkemidler som f.eks. lagerkapacitet.

#### 5.4.2 Indpasning af 1.000 MW vindkraft i energisystemet

Vindkraft er et effektivt middel til at nedbringe CO<sub>2</sub>-udslippet. Eltra har, som eksempel, opstillet et scenario for 2012 med stor vindkraftudbygning i Vestdanmark, jf. Systemplan 2003. Analysen er gennemført med SIVAEL.



Forudsætningerne er som i årets referenceberegninger, men derudover er forudsat opstillet yderligere 1.000 MW vindmøller på Horns Rev eller i alt 1.600 MW her. Det forudsættes, at gasfyrede decentrale kraftvarmeværker får mulighed for øget varmeakkumulering og/eller luftkøling og elproduktion uden varmebinding.

Der er indregnet 2.500 MW elkedler i centrale kraftvarmeværker samt i de naturgasfyrede decentrale anlæg som et eksempel. Prisen for CO<sub>2</sub> er sat til 120 kr./ton.

Ændring i produktionsfordelingen er beregnet i et lavpris- og et højprisforløb. I lavprisforløbet vil yderligere vindkraft fortrænge importeret el. Importen falder fra 10,6 TWh til 6,9 TWh. I højprisforløbet vil vindkraften fortrinsvis blive eksporteret. Eksporten stiger fra 1,4 TWh til 4,8 TWh.

Den samlede CO<sub>2</sub>-fordel ved yderligere 1.000 MW havmøller bliver i størrelsesordenen 1,5 mio. ton/år med fortrængning af anden gennemsnitsproduktion i Vestdanmark. Hvis vindkraft ved eksport mod nord fortrænger gaskraft bliver CO<sub>2</sub>-fordelen ca. 2 mio. ton/år. Hvis vindkraften ved eksport mod syd fortrænger kulkraft, kan CO<sub>2</sub>-fordelen blive omkring 3 mio. ton/år. Når CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-billedet. Imidlertid bliver prisen for CO<sub>2</sub>-fortrængning stor. Ud over anlæg af havmøller, forstærkning 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 gældende afgiftsstruktur medfører.

1.000 MW yderligere vindkraft vil give elsystemet en række balanceproblemer, selv om de decentrale værker er bragt over til drift på markedsvilkår. Der skal friholdes systemressourcer til op-/nedregulering i størrelsesordenen 300-500 MW, hvis der installeres 1.000 MW yderligere vindkraft.

Den samlede vurdering var dengang, at yderligere 1.000 MW havmøller kun bliver miljømæssig attraktivt, hvis vindkraften kan fortrænge kul eller naturgas i nabolande og modsvares af drivhusgaskvoter.

### **5.4.3 Udbygning af Skagerrakforbindelsen**

Eltra og Statnett færdiggjorde allerede i marts 2003 et bilateralt studie på forstærkning af Skagerrakforbindelsen [Ref. 15].

En udbygning på Skagerrakforbindelsen er et af Nordels fem prioriterede snit fra 2004.

En udbygning med en ekstra pol til Norge forventes at blive aktuel omkring 2010. Studiet mellem Eltra og Statnett peger på, at de samfundsmæssige fordele ved udbygning med en ny pol på Skagerrakforbindelsen vil være tilstrækkelige til at begrunde, at der udarbejdes et beslutningsgrundlag.

En forbindelse på omkring 600 MW vil være umiddelbart samfundsøkonomisk lønsom, hvis der ikke samtidig bygges ud til Storbritannien eller Holland. Det gælder især, hvis der ikke bygges ud med væsentlige mængder af gaskraft i Norge. I denne vurdering indgår beregning af driftsnytte, mindre risiko for tørårsrationering og handel med regulerkraft. Resultaterne er dog følsomme over for ændringer i forudsætninger. Med en forbedret energibalance i Norge og Sverige vil driftsnytte være væsentlig mindre, jf. Nordels Prioriterede Snit [Ref. 16].

Statnett i Norge og Tennet i Holland har ansøgt deres energimyndigheder om tilladelse til at etablere en forbindelse mellem Norge og Holland. Tilladelserne er givet med udgangen af 2004. Eltra og Statnett har påbegyndt en revurdering af studiet fra 2003. Der er udarbejdet en status for arbejdet i marts 2005 [Ref. 35]. Der forventes at være et samlet opdateret studie af samfundsøkonomisk lønsomhed i midten af 2005. Opdatering af studiet, der er gennemført med Samkøringsmodellen, sker på en forbedret model. Den har bedre mulighed for at repræsentere prisforskelle mellem områderne og gevinsten herfra.

Forbindelsen vil i givet fald blive tilsluttet på 400 kV i Tjele og Kristiansand og kan tidligst være i drift i 2008-2010. Derved opnås den fordel, at Skagerrak 1 og 2 kan drives som en bipol. Det samme gælder Skagerrak 3 og 4. Overføringskapaciteten på Skagerrak 4 kan blive 600-690 MW.

Der er ikke planer om at skrotte Skagerrak, pol 1 og pol 2. Eltra og Statnett har igangsat et projekt, som i 2007-2008 vil resultere i udskiftning af kontrolanlægget til Skagerrak, pol 1 og pol 2.

#### **5.4.4 Bilateralt studie om den jysk-tyske grænse**

Opgradering af udvekslingskapaciteten på Tysklandsgrænsen skal ske under hensyntagen til de begrænsninger, der er i nettet i Nordtyskland. Her spiller den installerede vindkraft syd for grænsen en vigtig rolle. Denne forventes fremover at kunne begrænse udvekslingskapaciteten på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland til nogle få hundrede MW.

I 2002 har E.ON Netz og Eltra afsluttet en analyse af overføringsforholdene i grænseområdet med henblik på at fastlægge udbygningsbehovene i grænseregionen. Analysen omhandlede behov og mulighed for at øge kapaciteten på kort og på langt sigt [Ref. 14].

Begrænsningerne ved store, sydgående transporten ligger først og fremmest i det tyske net – ved Elben. Begrænsninger ved store nordgående transporten ligger både i syd og nord for grænsen.

Resultatet var, at forøgelse af overføringskapaciteten kan ske på kort sigt ved anvendelse af tværspændingstransformere f.eks. i Kassø og Flensborg. En ny 400 kV-luftledning til erstatning af 220 kV-forbindelserne forventes først at kunne være i drift i perioden 2010-2015.

Analyser bagved Nordisk Systemudviklingsplan og Prioriterede Snit tyder på, at forstærkninger ud af Nordel-området er mere lønsomme end forstærkninger indenfor.

Eltra har vurderet, at en opgradering af forbindelsen Jylland-Tyskland med nogle hundrede MW er umiddelbart samfundsøkonomisk lønsom. En forøgelse af kapaciteten i nordgående retning på cirka 200 MW er vurderet til at give et ekstra årligt afkast (driftsnytte) på cirka 30 mio. kr. Dertil kommer værdien af en bedre markedsfunktion.

Forstærkninger af grænsen Jylland-Tyskland vil derfor være samfundsøkonomisk lønsom, blandt andet fordi der er tale om en forstærkning på vekselstrøm, som er billigere end en forstærkning på jævnstrøm.

EU har gennem TEN udpeget den dansk-tyske grænse til at være et af de mest betydende steder med flaskehalse i Europa. Eltra finder det bekymrende, at der fra E.ON Netz' side ikke er en positiv interesse for at øge kapaciteten eller for at vedligeholde den nuværende kapacitet på den dansk-tyske grænse. Det kan skyldes, at dereguleringen i Tyskland ikke er fuldt gennemført, og at den systemansvarlige derfor ikke er uafhængig af kommercielle interesser.

Eltra har taget initiativ til at fortsætte samarbejdet fra 2002 med E.ON Netz om kapaciteten på Tysklandsgrænsen. Den manglende udvikling af det tyske energimarked er en barriere for fremdriften.

Ved f.eks. at anvende tværspændingstransformere i 220 kV-systemerne vil overføringskapaciteten på grænsen på kort sigt kunne udnyttes bedre. Effekten kan styres over på 400 kV-forbindelserne, så 220 kV-forbindelserne aflastes. Dermed kan kapaciteten øges flere hundrede MW.

#### 5.4.5 400 kV på Vestkysten af Jylland

I Eltra's Anlægsplan 2004 indgår der planer om etablering af en nord-sydgående 400 kV-forbindelse på Jyllands vestkyst i 2009-2010.

Ved etableringen af den første vindmøllepark på Horns Rev (Horns Rev A på 160 MW) blev nettet i Vestjylland fuldlastet i de dimensionerende mangelsituationer, og yderligere udbygning kræver en forøgelse af overføringskapaciteten.

Med Horns Rev B på 200 MW og indførelsen af udskiftningsordningen for vindmøller under 450 kW opstår der umiddelbart et behov for forstærkninger af nettet. Dækningen af behovet afhænger af de fremregnede overbelastninger, som igen er afhængige af andre kommende ændringer i systemet.

Som beskrevet i systemplanerne forudses en bedre tilpasning af kapaciteten på tysklandsgrænsen til kapaciteten på forbindelserne til Nordel. Tilpasningen sker ved en opgradering til 1.500 MW i begge retninger forventeligt inden for kort tid efter etableringen af Horns Rev B. Det forventes endvidere, som beskrevet i Anlægsplanen, at Skagerakforbindelsen til Norge vil blive udvidet med en ny pol, og at Storebæltsforbindelsen vil blive bygget. Yderligere udbygning af vindmølleproduktionen til havs kan også følge i et endnu ukendt tempo.

For at undgå u hensigtsmæssige små løsninger for dækningen af behovet for forstærkninger er det valgt at basere dimensioneringen af nettet på ændringerne vedrørende Horns Rev B, skrotningsordningen og en forøgelse af kapaciteten på tysklandsforbindelsen. Det er således indpasning af VE og markedstransporter, der er bestemmende for behovet for overføringskapacitet i nettet.

Undersøgelsen [Ref. 33] baseres på netdimensioneringskriterium A, det såkaldte n-1 princip, hvor mulige transportere i nettet skal kunne klares uden overbelastninger ved mangel af et enkelt element (ledning, transformer eller produktionsenhed) under varierende produktionsfordelinger.

Resultatet af undersøgelsen dokumenterer behovet for at tage det reserverede tracé mellem 400 kV-stationerne Idomlund ved Holstebro og Endrup ved Esbjerg i anvendelse. Den optimale løsning er en kombineret 400/150 kV-luftledning. Ledningen bygges for en stor dels vedkommende i det eksisterende 150 kV-spor til Herning, og sammen med andre saneringer bliver resultatet et transmissionsnet med færre kilometer ledning.

De landskabelige og bymæssige mest sårbare områder nær Karlsgårde og Herning tilgodeses ved at passere i passende afstand og udføre tilslutningen af 150 kV-systemet med kabler. Løsningen passer ind i den langsigtede basisplan for udbygningen af transmissionsnettet, som allerede er optaget i myndighedernes planer. Den kan rumme både

en udvidelse på Skagerrak og etableringen af Storebælt, og den indeholder reserver for tilslutning af yderligere vindkraft på land og på Horns Rev. Løsningen med luftledning respekterer de registrerede og forventede saneringsbehov på 150 kV- og 60 kV-niveau.

#### **5.4.6 400 kV-ombygning af Kassø-Revsing**

I Eltra's anlægsplaner indgår der ombygning af den eksisterende 400 kV-luftledning mellem Kassø og Revsing til en 400 kV-tosystemsledning i 2008. De store fordele ved at vælge ombygningen fås, når der er stor udveksling med Tyskland, og når der er bygget 400 kV på Vestkysten.

Den udløsende faktor for, at der er valgt en ombygning i stedet for en station i Revsing er, at der er behov for en øget kapacitet på 400 kV Kassø-Revsing, og at ledningen har et renoveringsbehov [Ref. 34].

Det udløsende kriterium for ombygningen er kriterium A (n-1), hvor transporter skal kunne klares uden overbelastninger ved mangel af et netelement.

#### **5.4.7 Telekommunikationsnet**

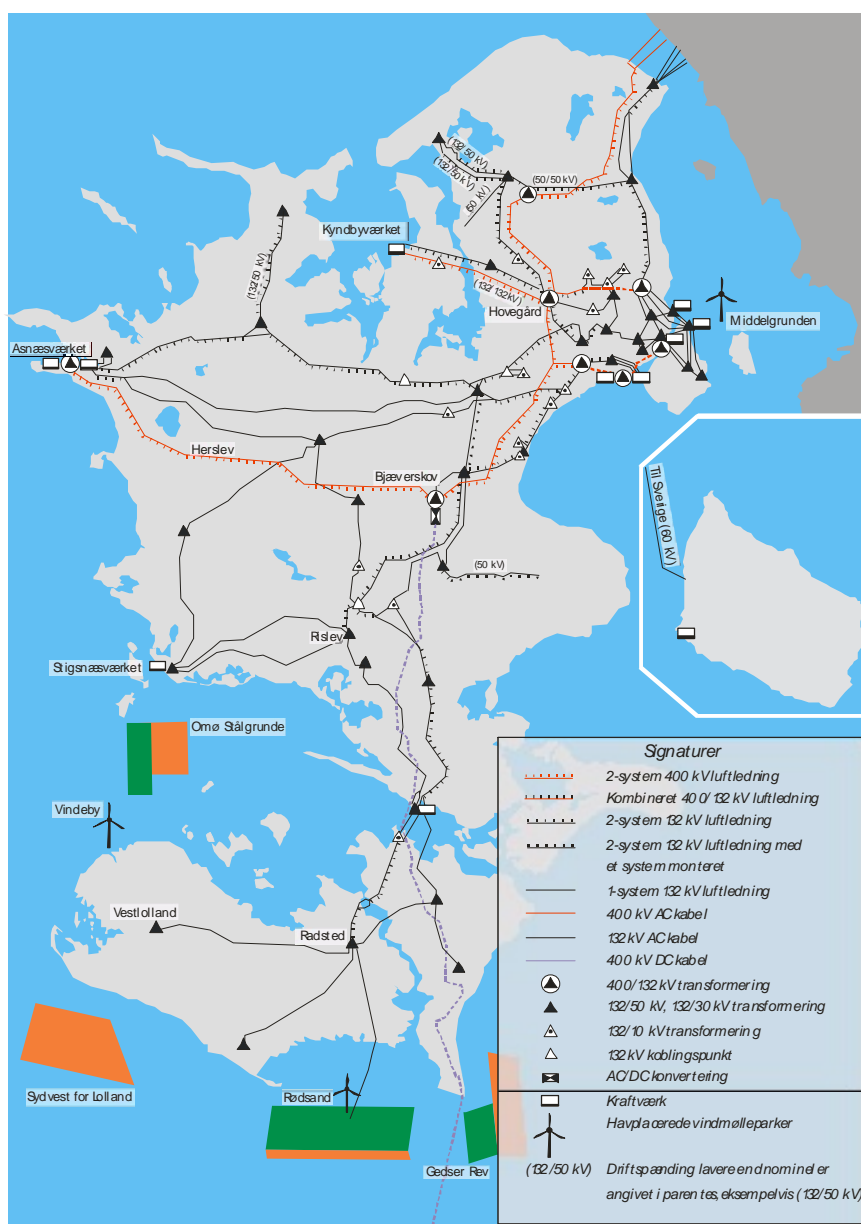
Udbygning af telekommunikationsnettet i Vestdanmark er beskrevet i kapitel 6.2 og i Eltra's Anlægsplan 2004 [Ref. 3].

### **5.5 Studier om forhold i det østdanske område**

#### **5.5.1 Udbygning med havmøller syd for Lolland-Falster**

"Havmølle-handlingsplan for de danske farvande" fra 1997 indeholder en plan for udbygning med ca. 1.200 MW installeret vindmølleeffekt syd for Lolland-Falster (Rød-sand/Gedser) og ca. 300 MW installeret vindmølleeffekt mellem Lolland og Sjælland (Omø Stålgrunde) i perioden indtil 2030.

Figur 7 viser områder udpeget til placering af havmølleparker. Områderne er inddelt i hovedområder vist med grønt og supplerende områder vist med orange, se Elkraft Systems Transmissionsplan 2005.



**Figur 7** Transmissionsnettet i Østdanmark ultimo 2004.

Af ”Udbudsprocedure og vilkår for havmøller”, november 2002 fremgår det, at ilandføringer forventes udført som 132 kV-vekselstrømsforbindelser. Ilandføringen fra Omø Stålgrunde vil være noget billigere end fra Gedser Rev og Rødsand på grund af muligheden for at anvende eksisterende transmissionsnet ved Stigsnæsværket til ilandføringen. Behovet for netforstærkning ved udbygning på Omø Stålgrunde afhænger af fremtiden og driftsmønstret for kraftværksblokkene på Stigsnæsværket.

Etableres der mere havmølleeffekt i Østdanmark end den allerede etablerede første park på Rødsand og eventuelt en park på Omø Stålgrunde, kræver dette netforstærkninger, dels for at opretholde forsyningsikkerheden og dels for at kunne overføre effekten fra

havmølleparkerne til forbrugscentrum på Sjælland, idet forbruget på Lolland og Falster ikke forventes at stige i takt med en sådan udbygning.

Energistyrelsen har udført tre screeningshøringer af forskellige områder til placering af havmøller, først Lysegrund og Kriegers Flak, så Omø Staalgrunde og endelig Rødsand og Gedser Rev. Den seneste af disse screeningshøringer blev udsendt af Energistyrelsen den 26. august 2004. I disse screeningshøringer var placeringerne på Lysegrund og Kriegers Flak nye i forhold til tidligere vurderinger. Der er senere truffet afgørelse om, at Rødsand 2 skal vælges.

### 5.5.2 Netforstærkninger i det østdanske net

Ved netforstærkning i det østdanske net skal der især tages hensyn til følgende forhold:

- Afhængighed af Norden via Sydsverige, hvis tekniske kvalitet er vigende, (f.eks. medfører snit 4 begrænsning og afvikling af Barsebäck- og Karlshamnværkerne svensk afhængighed af import).
- Såvel 400 kV-nettet som 150 kV- og 132 kV-nettet har nået en alder, hvor større renoveringsarbejder med afbrydelser vil blive markant inden for den nuværende årrække.

I vurderingerne af netudbygninger skal medtages, at godkendelse og udførelse af nye luftledningsanlæg i praksis har taget 10 til 15 år fra beslutning.

#### *Udfordringer og tiltag på længere sigt*

Afgørende for infrastrukturens funktionalitet er:

- Opretholdelse af transmissionsnettets styrke (kortslutningseffekt) bl.a. af hensyn til spændingskvalitet og sikker drift af HVDC-anlæg og decentrale værker.
- Opretholdelse af reaktiv balance såvel i normalsituationer med store udvekslinger som dynamisk og statisk under driftsforstyrrelser.

De løsninger, som bliver aktuelle er stærkt afhængige af, hvorvidt de centrale (systembærende) kraftværker fortrænges, afvikles, fornyes eller udbygges. Såfremt de systembærende kraftværker fornyes eller udbygges og får driftstimer på de rigtige tidspunkter, er det tekniske problem vedrørende netstyrke og dynamisk reaktiv balance overkomme- ligt. Såfremt de systembærende kraftværker fortrænges i daglig drift eller afvikles, er den tekniske udfordring af betydelig størrelse. I det østdanske område er det en mulighed, at de nyeste kombinerede kraftvarmeværker i hovedstadsområdet bevares, og at de forenklede anlæg på Kyndbyværket samt gasturbiner bevares af hensyn til reserveholdning. Hvis de store kraftværker afvikles, kan det fremskynde behovet for at etablere ringstruktur i 400 kV-nettet.

Et antal 250 MVA-synkronkompensatorer placeret på udvalgte steder i 132 kV-nettet (f.eks. Masnedøværket, Asnæsværket og Stignæsværket) kan bidrage til indpasning af store mængder vindkraft. Disse synkronkompensatorer kan, afhængig af omkostningerne, indkøbes som nye, eller generatorerne på Asnæsværkets blok 3 og 4 samt Stignæsværkets blok 1 kan genanvendes og suppleres med startanordning med mere. Omkostningerne skal sammenlignes med de årlige omkostninger til systemtjenester og regulerkraft og tvangskørsel af hensyn til spændingsforhold og andet. Denne type passive reaktive komponenter er i forhold til infrastrukturprojekter relativt billige og uproblematisk at etablere. En anden mulighed er at etablere SVC-anlæg, der er dyrere og kan bidrage til dynamisk reaktiv balance, men ikke kan bidrage til nettets styrke (de billige, driftsikre og med vindkraft udbredte asynkrongeneratorer har en systemmæssig dårlig spændingskarakteristik).

Omkostningerne til etablering af synkronkompensatorer er i sagens natur stærkt afhængige af de løsninger, der findes frem til, specielt om der skal indkøbes nyt, eller der kan indgås aftale om genbrug af generatorer. Omkostningen for ca. 300 Mvar reguleringsområde skønnes at ligge omkring nogle hundrede mio. kr., hvis der skal indkøbes nye komponenter.

Efter 2010 kan udbygning af transmissionsnettet blive aktuel afhængig af udbygning med havmølleparker, tilslutning af ny produktion og udviklingen i behovet for transmissionskapacitet. I Elkraft Systems Transmissionsplan 2005 er den langsigtede netstruktur nærmere beskrevet. Den langsigtede netstruktur fungerer som en reference, som eventuelle ændringer på kort sigt kan vurderes i forhold til, så konkrete projekters fornuft på længere sigt kan vurderes. I den langsigtede netstruktur indgår, at 400 kV- og 132 kV-nettene har nået en alder, hvor renovering med længerevarende afbrydelser bliver nødvendige. Renoveringerne kan vanskeligt gennemføres uden maskestruktur i 400 kV-ledningsnettet samtidig med, at forsyningssikkerheden opretholdes, og markedet ikke bliver påvirket.

Elkrafts gældende Transmissionsplan 2005 indeholder:

Der sigtes imod en ringstruktur i nettet på 400 kV-niveau af hensyn til forsyningssikkerheden. Endvidere skal 400/132 kV-nettene også fremover drives sammenmasket. Den langsigtede netstruktur skal respektere dette og tage hensyn til, at overføringskapaciteterne på de nævnte spændingsniveauer samordnes og afpasses.

I Østdanmark består 400 kV-nettet i dag af en tosystemsluftledning med diverse forgreninger. Ringstrukturen findes i det underliggende 132 kV-net. Den langsigtede struktur indeholder tre mulige 400 kV ringforbindelser: 1) En sydlig 400 kV-ring (som tidligere nævnt), udført som luftledning eller kabel, der kan opsamle vindkraften fra havmølleparker syd for Lolland-Falster, 2) en nordlig 400 kV-ring udført som luftledning eller kabel, der kan muliggøre nødvendige afbrydelseskævende renoveringsarbejder og 3) en



Øresundsring, udført som søkabel, der kan muliggøre nødvendige afbrydelseskrævende renoveringsarbejder på 400 kV-luftledningsnettet mellem Hovegård og Sverige samt erstatte de meget gamle 132 kV-Øresundskabler. Gældende regionplaner indeholder reservationer svarende til disse udbygninger.

1. Den sydlige 400 kV-luftledningsring på Sjælland (Bjæverskov-Rislev-Stignæsværket-Herslev), der kan opsamle vindkraft fra havmølleparker jf. ”Havmøllehandlingsplanen fra 1997”, hvor der peges på syv parker á 150 MW og potentiale for flere i det sydlige område Lolland-Falster (Radsted). Ledningsanlæggene er reserverede i de relevante regionplaner. Omfang og detailudformning skal forhandles i forbindelse med VVM. Udbygges strækningen Bjæverskov – Radsted (punkterne fremgår af Figur 7) som første etape muliggøres, tilslutning af ca. 600 MW vindkraft. Øges vindkraften udover denne mængde, øger det de sjællandske reserveforpligtelser over for Nordel, da udfald af 400 kV-forbindelsen ville betyde tab af 600 MW. Færdiggøres den sydlige 400 kV-ring kan mængden af vindkraft øges til størrelsesorden 1.200 MW. Øges vindkraften udover denne mængde, kan indpasning ske ved at dublere 400 kV-søkablerne i den sydlige ring, sådan at mængden af vindkraft formentlig øges til over 2.000 MW syd for Lolland.
2. Den nordlige 400 kV-luftledningsring på Sjælland (Asnæsværket-Kyndbyværket-Hovegård), der især udgør en parallelvej til den kritiske 400 kV-strækning mellem Bjæverskov-Ishøj Hovegård (punkterne fremgår af Figur 7) og muliggør større afbrydelseskrævende renoveringsarbejder på det eksisterende 400 kV-net samt betydelige reduktioner af luftledningers samlede landskabspåvirkning jf. ”Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg” fra 1995. Ledningsanlæggene er reserverede i de relevante regionplaner. Omfang og detailudformning skal forhandles i forbindelse med VVM. Etablering kan enten udløses af renoveringsbehovet i 400 kV-nettet eller af driftsmæssige overvejelser om, hvor meget indføddende effekt, det er forsvarligt at have syd-vest for den kritiske strækning mellem Bjæverskov-Ishøj-Hovegård. Effekten på Asnæsværkets blok 5, Kontekforbindelsen, en Storebæltsforbindelse samt vindkraft.
3. En Øresundsring fra et punkt i Hovedstadsområdet til Barsebäck. Forbindelsen hænger sammen med restlevetiden for de eksisterende 132 kV-kabler (fra 1951-1964) og muliggør bl.a. større afbrydelseskrævende renoveringsarbejder på det eksisterende 400 kV-net på strækningen Hovegård-Söderåsen samt erstatte de meget gamle 132 kV-Øresundskabler. Forstærkningen bidrager ikke til at reducere afhængigheden af Sydsverige.

Hertil kommer potentiel udbygning mod Tyskland, der kan etableres som en udvidelse af Kontek-forbindelsen fra Sjælland til Tyskland. Beregninger bag Nordels studier ”pri-

oriterede snit” viste, at en sådan udvidelse er interessant især i kombination med Svenska Kraftnäts forstærkning af snit 4. Transmissionsnettet i Nordtyskland er forstærket siden den eksisterende Kontekforbindelse kom i drift i 1995. Der er en del vindkraft i Nordtyskland, som måske kan nødvendiggøre yderligere netforstærkninger i Tyskland.

Endvidere overvejes Bornholms forsyning forbedret med forstærkning af kabelforbindelsen til Sverige. I 1980 blev der etableret en 60 kV-forbindelse fra Sydsverige til Hasle (Bornholm), som består af tre enfasede søkabler, der er placeret oven på havbunden med en afstand af ca. 0,5 km. Hvis et af disse kabler beskadiges, som det skete den 10. oktober, er Bornholm uden forbindelse til omverdenen, og forsyningen må alene baseres på produktionsanlæggene på Rønneværket. Der er indtil videre identificeret følgende løsningsmuligheder til at forbedre forsyningen på Bornholm, som vil blive analyseret nærmere: 1) Et eller flere produktionsanlæg holdes klar til produktion på Rønneværket, så strømafbrydelsens omfang bliver reduceret, hvis et af de enfasede søkabler beskadiges. 2) Etablering af et ekstra enfaset 60 kV-søkabel fra Sydsverige til Hasle, der kan benyttes, hvis et af de nuværende tre enfasede søkabler beskadiges. 3) Etablering af en ny 60 kV-kabelforbindelse fra Sydsverige til Bornholm, som kan drives parallelt med den eksisterende 60 kV-forbindelse.

### 5.5.3 Kyndbyværkets nettilslutning på lang sigt

Kyndbyværket er ved den nuværende opbygning af elsystemet vigtig for forsyningssikkerheden i det østdanske elsystem som reservekapacitet ved udfald af store kraftværker og udlandsforbindelser. Kyndbyværkets status efter 2008 er imidlertid uafklaret. Energi E2 har meddelt, at værket udgår. Analyser af fremtidsmulighederne for Kyndbyværkets blok 21 og 22 pågår.

Kyndbyværket har, som elsystemet drives i dag, stor betydning, idet det bidrager med driftsreserver og stiller effektproduktion med stor reguleringsevne til rådighed i elsystemet. Kyndbyværket er på grund af sin placering i elsystemet attraktivt, hvad angår udbygning med kommende spids- og mellemlast-kraftværksenheder.

Kyndbyværkets station udgør under alle omstændigheder et muligt tilslutningspunkt for en eventuel HVDC-forbindelse til Norge på længere sigt.

Dette kan medføre et fremtidigt behov for en ny kombineret 400/132 kV-forbindelse mellem Hovegård og Asnæsværket via Kyndbyværket. Denne forbindelse vil endvidere udgøre en parallelvej til strækningen Hovegård-(Ishøj)-Bjæverskov-Asnæsværket, hvilket vil øge rådigheden af både Kyndbyværket og Asnæsværket. Med etableringen opnås endvidere to uafhængige 400 kV-tracéer ud fra både Asnæsværket og Kyndbyværket samt mulighed for afbrydelseskrævende reoveringsarbejder på strækningen mellem Asnæsværket og Hovegård (punkterne fremgår af Figur 7).

Forstærkningen kan udføres ved at etablere en kombineret 400/132 kV-forbindelse fra Kyndbyværket mod syd igennem Hornsherred og mod vest til Asnæsværket bl.a. ved på dele af strækningen at anvende eksisterende 132 kV-tracé og eksisterende 400 kV-ledninger, som i dag drives ved 132 kV. For at opnå en nødvendig uafhængighed er det nødvendigt, at 400 kV-ledningen føres helt ind til såvel Asnæsværket som til Kyndbyværket på uafhængige masterækker.

Tidligere systemundersøgelser vedrørende 400 kV-ledningen mellem Asnæsværket og Kyndbyværket har vist, at der skal etableres en ny nord-syd forbindelse i 132 kV-nettet, hvis der skal gennemføres gennemgribende saneringer af 132 kV-luftledningsnettet i området, herunder demontering af 132 kV forbindelser fra Asnæsværket til hovedstadsområdet. Dette er nødvendigt for at kunne gennemføre ledningsbyggeriet, som vil kræve langvarige afbrydelser i byggeperioden. Forbindelsen kan etableres ved at erstatte 50 kV ledningen mellem Nyrup (nordøst for Sorø) og Snævre (sydvest for Holbæk) med en 132 kV forbindelse. Ledningen vil endvidere sikre gensidig og tresidet forsynings-sikkerhed for de store forbrugskoncentrationer i Holbæk-området såvel som på Midt- og Vestsjælland.

#### **5.5.4 Ved øget produktionskapacitet i hovedstadsområdet**

Hvis elproduktionskapaciteten i hovedstaden øges eller ved en væsentlig forbrugsstigning i det centrale København, kan der på sigt opstå behov for en kabelring i hovedstaden. Kabelringen og transformeringspunktet vil mindske belastningen af det eksisterende 132 kV-kabelnet i området, som er af ældre dato. Endvidere vil kraftværker i hovedstaden få mulighed for at levere produktion direkte til 400 kV-nettet. Begge forhold vil medvirke til øget driftsmæssig fleksibilitet og øget forsynings-sikkerhed. Kabelringen består af en 400 kV-kabelforbindelse mellem Glentegård transformerstation og H.C. Ørsted Værket via Amagerværket. På Amagerværket er det planlagt at etablere et tredje transformeringspunkt mellem 400 kV og 132 kV i hovedstadsområdet.

#### **5.5.5 Tiltag ved etablering af øget overføringskapacitet til Tyskland**

Ved etablering af øget overføringskapacitet til Tyskland, ud over den nuværende Kontekforbindelse på 600 MW, vil et tilslutningspunkt på en sydlig 400 kV-ring være oplagt. Endvidere skal der i dette tilfælde etableres en HVDC-konverterstation eksempelvis i Radsted.

#### **5.5.6 Netforstærkninger med 400 kV-luftledninger contra kabler**

Der er iværksat et udredningsarbejde, hvor der udelukkende udbygges med 400 kV-kabler. Arbejdet er beskrevet i ”Netinvesteringer på kort og langt sigt” [Ref. 27]. De foreløbige resultater beskrives i det følgende.

Når Rødsand 2 etableres, er det eksisterende 132 kV-transmissionsnet ikke tilstrækkeligt til at overføre produktionen fra Lolland til forbrugskoncentrationen på Sjælland. Derfor er der behov for etablering af en ny transmissionsforbindelse mellem Lolland og Sjælland. Alternative løsningsmuligheder er vurderet med hensyn til økonomi og tekniske fordele/ulemper. De løsninger, som umiddelbart er mest hensigtsmæssige både med hensyn til økonomi og indpasning i en langsigtet plan for eltransmissionsnettet er:

- Et 132 kV søkabel mellem Vestlollands 132 kV-station og 132 kV-stationen på Stignæsværket, som skønnes at kunne etableres for ca. 400 mio. kr.
- En 400 kV-luftledning fra Bjæverskov 400 kV-station til Radsted 132 kV-station. Denne vil være en fremtidssikker, men dyr løsning, idet den skønnes at koste 1,4 mia. kr.

132 kV-søkabeløsningen kan udføres som et 400 kV-søkabel drevet ved 132 kV i en årrække, som skønnes at kunne etableres for ca. 700 mio. kr. En sådan løsning passer bedre ind i en langsigtet løsning for eltransmissionsnettet i området, hvis der fortsat sker yderligere udbygning med havmøller syd for Lolland-Falster. Den omtalte 400 kV-søkabelstrækning er en fremrykning af en del af det langsigtede 400 kV-transmissionsnet, uanset om der senere træffes beslutning om udbygning med 400 kV-luftledninger eller 400 kV-kabler på land. Se Figur 8.

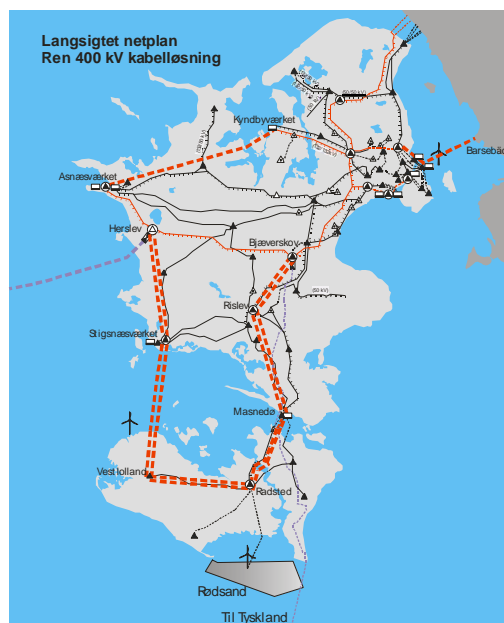
#### *Netinvesteringer på langt sigt*

I Figur 8 er fire netudbygningsalternativer vist.

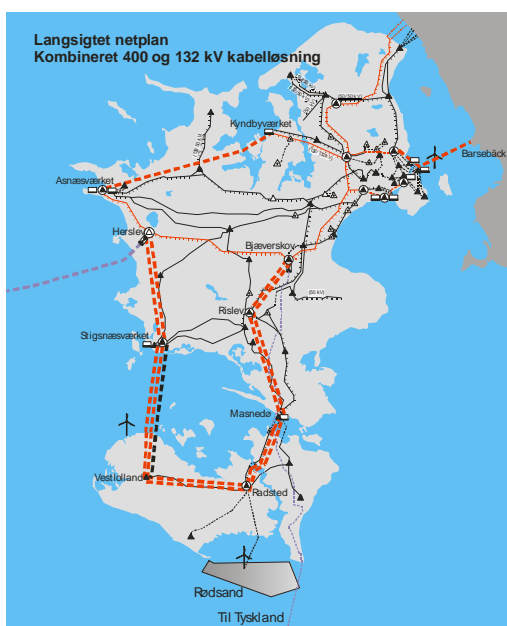
- 1) Kombineret 400 kV- og 132 kV-luftledningsløsning inklusive ændringer i det eksisterende 132 kV- og 50 kV-net i overensstemmelse med principperne fra 1995. De forudsatte ændringer og demonteringer i 132 kV- og 50 kV-nettet skal revideres.



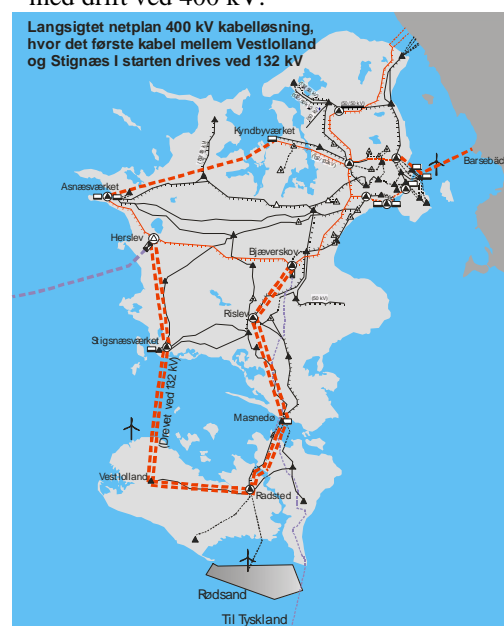
- 2) Alternativ udbygning med 400 kV-kabler uden ændring af eksisterende 132 kV- og 50 kV-net.



- 3) Alternativ udbygning med 400 kV- og et 132 kV-kabel fra Stignæsværket til VestLolland uden ændring af eksisterende 132 kV- og 50 kV-net.



- 4) Alternativ svarende til 3) dog sådan, at kabelforbindelsen fra Stignæsværket til Vestlolland etableres som et 400 kV-kabel, men drevet ved 132 kV indtil behov for øget kapacitet og dermed drift ved 400 kV.



**Figur 8** Illustration af de fire forskellige alternative netudbygninger. De nye anlæg er vist med tykke streger.

I Tabel 7 er der vist investeringsbehovet svarende til de fire forskellige alternativer i forhold til udbygningen med vindmølleeffekt på Rødsand.

	1)	2)	3)	4)	Vindmølleeffekt på Rødsand
Delstrækning	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	MW
Søkabel fra Stignæsværket til Vestlolland			400	700	350
Strækningen Bjæverskov-Radsted	1.400	1.200	1.100	1.100	550
Strækningen Herslev-Radsted	1.800	1.500	1.500	900	600 – 1.200
<b>I alt <sup>*)</sup></b>	<b>3.200</b>	<b>2.700</b>	<b>3.000</b>	<b>2.700</b>	
Fordobling af 400 kV-kabelkapacitet til 1.600 MVA	550	2.500	2.500	<b>2.500</b>	Over 1.200
<b>I alt <sup>**)</sup></b>	<b>3.750</b>	<b>5.200</b>	<b>5.500</b>	<b>5.200</b>	

<sup>\*)</sup> Dette svarer til investeringsbehovet for den samlede strækning, og hvor det er muligt at overføre 800 MVA mellem Bjæverskov og Radsted, idet begrænsningen ligger i et søkabelsystem i hver af forbindelserne mellem Sjælland og Lolland-Falster.

<sup>\*\*)</sup> Dette svarer til investeringsbehovet for den samlede strækning, og hvor det er muligt at overføre 1.600 MVA mellem Bjæverskov og Radsted, idet der er to søkabelsystemer i hver af forbindelserne mellem Sjælland og Lolland-Falster.

**Tabel 7** *Investeringsbehov for de forskellige strækninger, som indgår i de fire forskellige alternative netudbygninger, der er på Figur 8, baseret på en landkabelpris på 8 mio. kr./km og en søkabelpris på 16 mio. kr./km.*

I alternativ 1) er inkluderet omkostninger til demontering og erstatningsanlæg på 132 kV- og 50 kV-niveau. Netselskabets andel i investeringerne (værdiforøgelsen) er ikke afklaret. I alternativ 2), 3) og 4) er der ikke inkluderet omkostninger til ændring af det eksisterende 132 kV- og 50 kV-net.

Idet der er usikkerheder vedrørende udbygning med havmøller på længere sigt, er der antaget to forløb. Det ene svarer til Energistyrelsens Havvindmøllehandlingsplan fra 1997 med etablering af en ny havmøllepark hvert andet år. Det andet forløb svarer til Energistyrelsens mail af den 6. januar 2005 med én ny havmøllepark på Rødsand (Rødsand 2) inden 2010. Herefter en pause fra 2010 til 2015, hvorefter der i perioden 2015-2025 etableres fire parker. Antallet af parker i de to forløb er ens, så resultaterne er sammenlignelige. Det er i vurderingerne forudsat, at hver havmøllepark er på 200 MW.

I Tabel 8 sammenlignes investeringsbehovet for de forskellige alternativer tilbage-diskonteret til nuværdier i 2005, hvor der er anvendt en realrente på 6 pct. p.a. Netinvesteringstallene omfatter den sydlige 400 kV-ring jf. Tabel 7, den nordlige 400 kV-ring fra Asnæsværket til Kyndbyværket samt Øresunds 400 kV-ringen. Endvidere beregnes som sammenligningsgrundlag nutidsprisen af de to havmølleudbygningstakter, der er forudsat. Følsomheden ved variation af 400 kV-kabelprisen er belyst ved at forudsætte henholdsvis 8 og 16 mio. kr./km landkabel og tilsvarende henholdsvis 14 og 22

mio. kr./km søkabel. Begrundelsen for dette fremgår af nedenstående afsnit om usikkerheder.

		1)	2)	3)	4)	Etablering af 8 gange 200 MW havmøller
Pause og rolig udbygning	Landkabel 8 mio. kr/km	2,4	2,6	<b>1,8</b>	1,9	5,9
Havvindmølle-handlingsplanen	Søkabel 14 mio.kr/km	<b>3,1</b>	3,5	3,4	3,3	8,3
Pause og rolig udbygning	Landkabel 16 mio. kr./km	<b>2,8</b>	4,6	2,9	3,2	5,9
Havvindmølle-handlingsplanen	Søkabel 22 mio. kr./km	<b>3,6</b>	6,2	5,7	5,8	8,3

**Tabel 8** Sammenligning af netinvesteringer på længere sigt i mia. kr. omregnet til nuværdier i 2005. Der er forudsat en realrente på 6 pct. p.a. Til sammenligning af investeringsniveauet anføres tillige det skønnede investeringsbehov til selve havmøllerne og ilandføringsanlæg.

Af Tabel 8 ses, at ved den langsomme udbygningstakt med havmøller, er netinvesteringerne lavere end ved den hurtige udbygningstakt, uanset kabelprisniveau. Det fremgår endvidere, at hvilket alternativ, der er billigst, både afhænger af udbygningstakten og kabelprisniveau (markeret med fed skrift). Nuværdien af netinvesteringen for den langsomme udbygning med havmøller og lave kabelpriser er lavest med alternativ 3) og 4). Dette skyldes dels den lave kabelpris og dels, at investeringer i højere grad kan udskydes med dette alternativ. Alternativ 1) er billigst ved hurtig udbygning og højt kabelprisniveau. Endvidere skal det bemærkes, at overføringskapaciteten ved luftledninger er væsentlig højere end ved kabler. Alternativ 2) er dyrest i alle tilfælde. Det samlede investeringsniveau er stærkt afhængigt af kabelprisniveauet, især for alternativ 2), 3) og 4).

En supplerende beregning med 4 pct. realrente viste nogenlunde det samme billede, dog bliver alternativ 3) og 4) ens ved langsom udbygning og lav kabelprisniveau samt ved hurtig udbygning og højt kabelprisniveau.

#### *Usikkerheder*

I forbindelse med gennemførelse af netudbygningerne på kort og langt sigt er der en række usikkerheder.

#### *- Kabelpriser*

Det kommercielle kabelmarked er traditionelt et turbulent marked, hvor de endelige priser er stærkt afhængige af udbud og efterspørgsel på udbudstidspunktet. Af Tabel 9 fremgår prisudviklingen for 400 kV-kabler (inkl. etablering) i perioden 1995 til 2007. For 1995 og 1999 er planlægningspriserne baseret på realiserede projekter i Østdan-

mark, mens planlægningsprisen for 2004 er baseret på et realiseret projekt ved Eltra i 2004. De aktuelle realiserede 400 kV-kabelpriser fra Eltra er lave og opnået for relativt korte strækninger på et gunstigt tidspunkt. Prisen fra 2007 er for et nyt projekt i Norge.

	1995	1999	2004	2007
Kabellængde (400 kV)	1.000 MVA 8 km	800 MVA 33 km	800 MVA 14 km	Norge 3 km
Landkabel (1-system)	15,0 mio. kr./km	18,6 mio. kr./km	8,0 mio. kr./km	-
Søkabel (1-system)	-	24,8 mio. kr./km	14,0 mio. kr./km	26 mio. kr./km

	2*2.000 MVA	2*2.000 MVA	2*2.000 MVA	
Luftledning (2-system)	4 mio. kr./km	4,3 mio. kr./km	4,9 mio. kr./km	-

**Tabel 9** *Udviklingen i planlægningspriserne for 400 kV-kabler, som er baseret på kabelprojekter inklusiv etablering.*

Specielt for søkabler gælder, at en forundersøgelse af bundforholdene kan reducere prisusikkerheden væsentlig. Usikkerhederne er så store, at forprojektering anses for absolut nødvendig inden bevilling. I den forbindelse skal projekttidsplanlægning inklusive nødvendige afbrydelser samordnes.

Konceptet for kabellægning i Østdanmark for lange 400 kV-kabler er at lægge ét kabelsystem med ca. 800 MVA overføringsevne i weakmix. Weakmix anvendes af hensyn til veldefinerede temperaturforhold og indebærer potentiale for at opnå 975 MVA overføringsevne, som blev opnået ved strækningen fra Ishøj til Avedøreværket. I Vestdanmark anvendes et princip med to parallelle 400 kV-kabelsystemer hver med en overføringskapacitet på ca. 600 MVA, og hvor kablerne lægges i sand med tilbagefyldt jord. Dette betyder, at overføringsevnen for 400 kV-kabler typisk er højere i Østdanmark, men til gengæld bliver prisen pr. km højere.

#### - Tekniske forhold

Jo flere 400 kV-kabler der er i systemet, desto vigtigere bliver det at opretholde et højt kortslutningsniveau (netstyrke) af hensyn til begrænsning af overspændinger. Ved massiv 400 kV-kabeludbygning og massiv vindkraftudbygning kræver dette detaljerede netanalyser.

Netudbygning med luftledning er baseret på konventionel og gennemprøvet teknik. Der findes ingen referenceanlæg for omfattende 400 kV-kabelmængder. F.eks. skal seriersonanser ved de forekommende overharmoniske spændinger undgås. Inden der eventuelt træffes beslutning om at vælge en udbygning med så store mængder 400 kV-kabel, skal disse forhold analyseres nærmere, herunder levetidsforhold for tekniske anlæg.



- Beredskabsforhold

Beredskabshensyn skal jf. ny lovgivning indgå i planlægningen. Beredskabshensynet er en af de parametre som Nordels regler fra 1992 forsøgte at tage hensyn til, da man anbefalede at belyse og vurdere de mere sjældne fejlkombinationer.

Jo mere der tilsluttes syd og vest for 400 kV-stationen i Bjæverskov, desto mere kritisk bliver strækningen Bjæverskov-Ishøj-Hovegård. Afbrydelseskrævende renoveringsarbejder på de eksisterende 400 kV-tosystemsluftledninger er et problem, som vil være aktuelt i de kommende år, og er det allerede i dag.

I forbindelse med vurdering af mulige demontering af 132 kV-luftledninger skal beredskabshensyn indgå, såvel ved den endelige udbygning som ved daglig drift i alle mellemstadier. 132 kV-nettet repræsenterer en høj driftsmæssig værdi, og det bidrager med et elsystem, som er meget robust over for hændelser i nettet. Denne vurdering forventes at blive gennemført i det forberedende arbejde forud for VVM-høringerne. Beredskabssynsvinklen er, at man skal passe på at demontere for meget. Fra driftens synspunkt skal en tosystemsledning kunne tages ud til renovering, og driftsvagten skal forberede sig på, om det tilbageværende net kan tåle en fejl. Dette er en sjælden, men også meget alvorlig svækkelse af nettet. De hyppigste driftsmæssige afbrydelser er udkobling af et system på en tosystemsledning.

*Konklusioner*

Det er politisk besluttet, at Rødsand 2 skal etableres, og det forventes, at den bliver idriftsat 2009 eller 2010.

Givet at Rødsand 2 bliver etableret, viser analyserne, at det er nødvendigt med:

1. Eliminering af to flaskehalse mellem Radsted (Midtjylland) og Sjælland. Det drejer sig om netforstærkninger af 132 kV-sundkrydsningerne i Guldborgsund og Masnedssund.
2. Et ilandføringsanlæg fra havmølleparken til 132 kV-stationen i Radsted, eller eventuelt et alternativt tilslutningssted på Falster.
3. Et søkabel mellem Vestlollands 132 kV koblingsstation og 132 kV stationen på Stignæsværket.

Hvis der kommer yderligere udbygning med havmøller syd for Lolland på et tidspunkt før 2015, da peger analyserne på, at det er nødvendigt at overveje en kraftigere netforstærkning mellem Lolland og Sjælland. I den forbindelse er der behov for nærmere at vurdere fordele og ulemper ved forskellige tekniske muligheder, herunder etablering af 400 kV-luftledninger og/eller 400 kV-kabler.

Der skal træffes et valg, om søkabelforbindelsen med fordel skal etableres som en 132 kV-kabelforbindelse eller som en 400 kV-kabelforbindelse, men drevet ved 132 kV, indtil der bliver behov for at benytte muligheden for drift ved 400 kV.

For at kunne træffe de nødvendige beslutninger i efteråret 2005 gennemføres følgende forprojekter:

1. Et ilandføringsanlæg fra havmølleparken til 132 kV-stationen i Radsted, eller eventuelt et alternativt tilslutningssted på Falster.
2. Et 132 kV-søkabel mellem Vestlollands 132 kV-koblingsstation og 132 kV-stationen på Stignæsværket. Som en variant af denne løsningsmulighed, er der behov for at undersøge etableringen af en 400 kV-søkabelforbindelse drevet ved 132 kV mellem Vestlollands 132 kV-koblingsstation og 132 kV-stationen på Stignæsværket (se Figur 9).

Det er konstateret, at der er store usikkerheder forbundet med priserne for etablering af 400 kV-kabelløsninger samt nogle uklare tekniske forhold med en stor andel af AC-kabler i et 400 kV-transmissionsnet. Endvidere er der usikkerhed om udbygningstakten med havmøller. Endelig er der behov for en planlægning af 132 kV-nettets langsigtede fremtid i forlængelse af analysen af 132 kV-nettets tilstand fra 2004. Der bør derfor iværksættes et arbejde med henblik på at afklare disse forhold, sådan at dette kan indgå i forbindelse med de nødvendige beslutninger.



**Figur 9** Illustration af ny kabelforbindelse på 132 kV-niveau fra Vestlolland til Stignæs.

### 5.5.7 Vurderinger ved saneringer og reoveringer af nettet

Ønsket om at sanere transmissionsnettet med færre luftledninger og opnå et stærkere net til energitransporter i både en øst-vest og nord-syd retning fremmer behovet for etable-

ring af en ringstruktur i 400 kV-nettet. Ringstrukturen forbedrer driftsfleksibiliteten i forbindelse med afbrydelser for vedligeholdelsesarbejder og bidrager til opretholdelse af forsyningssikkerheden. Denne 400 kV-ringstruktur giver mulighed for sanering af betydelige dele af 132 kV-nettet.

Der kan være risiko for, at et transmissionsnet med ringstruktur på 400 kV-niveau og en betydelig del af 132 kV-nettet saneret bort, kan gøre nettet sårbart ved hændelser. Dermed kan hensynet til beredskab trække i retning af, at der ikke fjernes for mange forbindelser på 132 kV-niveau i forbindelse med saneringer.

### 5.5.8 Effektsituationen i Østdanmark

Ved vurdering af forsyningssikkerheden, herunder skrotninger, mølposelægninger mv., anvender Elkraft System effektbalancer og en samlet tilstandsvurdering af produktionsanlæggene. I effektbalancer sammenholdes det forventede udbud (tilgængelig kapacitet) med forventet efterspørgsel (det maksimale forbrug en kold vinterdag). I det nordiske elsamarbejde Nordel opstilles effektbalancer for de enkelte delområder og for hele Norden (se tidligere afsnit).

På baggrund af udviklingen i Norden, og da der ikke er sikkerhed for import fra hverken Sverige eller Tyskland, besluttede Elkraft System i november 2002, at ”indtil der er øget sikkerhed om den nordiske effektbalance og importmulighederne, skal der holdes en positiv effektbalance i Østdanmark”. For at belyse behovet for at opretholde dette krav er det nødvendigt løbende at se på effektsituationen i nabo-områderne og vurdere transmissionskapaciteten mellem områderne.

For vinteren 2004/2005 vurderedes overskuddet af effekt at være 300 MW. Det vil sige, at elforsyningen kunne forventes opretholdt i normalt omfang, selv efter havari af det største produktionsanlæg.

Energi E2 har meddelt, at de har planer om at lukke en række kraftværker inden 2008 bl.a. som følge af miljøkravene i direktivet om store fyringsanlæg. Den østdanske effektbalance kan derfor komme under pres. Samtidig er en række partier i Sverige blevet enige om at Barsebäckværkets blok 2 skal lukkes i 2005, hvilket ikke forbedrer muligheden for indregning af imprt i effektbalancen for Øs tdanmark.

Energi E2's planer om yderligere reduktion i produktionskapacitet frem mod 2008 vil medføre et underskud på effektbalancen på op til 400 MW primo 2008 (og medføre mangel på reserveeffekt på ca. 500 MW). Import via en Storebæltsforbindelse er et alternativ hertil.

I den seneste systemplan har Elkraft System vurderet en række virkemidler til at håndtere en anstrengt effektbalance, og sammen med Svenska Kraftnät er Elkraft System i

gang med en nærmere analyse af effektsituationen. Virkemidlerne til at dække underskuddet omfatter reduktion af elforbrug samt øgning af produktionskapaciteten.

Ved en økonomisk afbalanceret satsning på ovennævnte virkemidler vurderes det, at der vil kunne realiseres mindst 150 MW prisfleksibelt elforbrug i 2015. Ud over de angivne virkemidler kommer eventuel elvarmekonvertering og energibesparelser. På produktionsiden vurderes, at omkring 75 MW nødstrøm vil kunne aktiveres. Potentialet er større, idet der i dag er omkring 125 MW nødstrømsanlæg i Østdanmark, og kapaciteten øges. Potentialet for at frigøre eleffekt ved at omstille kraftvarmeanlæggene i Hovedstadsområdet til ren kondensdrift vurderes til mellem 100 og 200 MW. Udover vurderes det realistisk at indregne 35 MW mikrokraftvarme.

Mulighederne for indregning af import via forbindelser til nabo områderne Sverige og Tyskland samt fra Vestdanmark via en eventuel Storebæltsforbindelse vurderes løbende.

Selv med disse tiltag kan der blive et effektunderskud. I Elkraft Systems Systemplan 2004 blev det derfor beskrevet, at det inden for rammerne i EU-direktivet, den danske lovgivning og arbejdet i Nordel skulle vurderes, om markedet kan skaffe denne effekt. I forberedelsen indgår vurdering af krav til tekniske egenskaber, tilslutningsbetingelser, lokalisering mv. Etablering af ny produktionskapacitet kan forberedes ved at sikre lokaliteter med adgang til energiinfrastrukturen for el, gas og fjernvarme via den fysiske planlægning. Kravene til kapaciteten afhænger af, hvordan det øvrige system ser ud. En stor mængde vindkraft i systemet vil f.eks. sætte særlige krav til den øvrige anlægspark.

### **5.5.9 Systemtjenester og regulerkraft i det østdanske system**

Systemtjenester og regulerkraft anvendes af de systemansvarlige selskaber til at opretholde den tekniske kvalitet og balance i det sammenhængende elforsyningssystem. Behovet for systemtjenester og regulerkraft fastlægges ud fra, hvad der er nødvendigt for at opretholde normale driftsforhold, og hvilke fejl Elkraft System som minimum skal kunne håndtere. Fejlene omfatter udfald af de største elproduktionsanlæg og udfald af transmissionsforbindelser til nabo-områderne med maksimal eludveksling. Et væsentligt element ved fastlæggelsen af behovene er relationerne til Nordel (fastlagt i Systemdriftsaftalen). Hvorvidt systemtjenesterne og regulerkraft skal leveres fra det østdanske område, eller om de kan leveres via transmissionsforbindelser til nabo-områder, afhænger af dette. En del af systemtjenesterne og regulerkraft kan på denne baggrund principielt placeres i nabo-områderne. Dette kræver dog, at de driftsmæssige konsekvenser og aftalerammer afklares.

#### *Behov for hurtig og langsom driftsforstyrrelsesreserver*

Elkraft System har vurderet, at driftsforstyrrelsesreserver til at håndtere udfald af produktions- eller netkomponenter skal være placeret i Østdanmark og i en vis udstrækning

via vekselstrømskablet til Sydsverige (det synkrone nordiske system). Hvis første fejl er udfald af Øresundsforbindelsen med maksimal import, er disse reserver imidlertid ikke tilstrækkelige til at bringe systemet tilbage til en driftssikker tilstand, hvor næste fejl i form af udfald af den tilbageværende 400 kV-forbindelse på Øresundsforbindelsen kan tåles. Hertil kræves reserver, der ikke behøver at være placeret på Sjælland, men i princippet kan leveres via en jævnstrømsforbindelse til Sjælland som Kontek-forbindelsen eller en Storebæltsforbindelse.

Driftsforstyrrelsesreserverne kan opdeles som vist i Tabel 10.

Formål	MW	Mulig placering
Hurtig aktiv driftsforstyrrelsesreserver (Til at frigøre de frekvensstyrede normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserver)	300	Østdanmark Svarer til den østdanske halvdel af en deleaftale på 600 MW mellem Østdanmark og Sydsverige ifølge den nordiske systemdriftsaftale.
	(300)	Sydsverige Svarer til den svenske halvdel af en deleaftale på 600 MW mellem Østdanmark og Sydsverige ifølge den nordiske systemdriftsaftale.
Langsom aktiv driftsforstyrrelsesreserve (til udfald på Øresundsforbindelsen <sup>11</sup> )	60	Sjælland
	240	Sjælland, Tyskland

**Tabel 10** Reserver opdelt på type, formål, mængde samt placering.

#### *Behov for øvrige reserver*

Ud over de hurtige og langsomme aktive driftsforstyrrelsesreserver er der kortlagt behov for +/-25 MW frekvensstyre normaldriftsforstyrrelsesreserve og 100 MW frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, begge dele svarende til den Østdanske del af en fælles Nordelpulje. Hertil kommer +/-150 MW regulerkraft til at håndtere prognoseafvigelse mv., reaktiv reserve/spændingsregulering og kortslutningseffekt, som leveres fra tre rullende centrale anlæg samt dødstartsmuligheder placeret på to anlæg.

#### **5.5.10 Fremtidens systemdrift**

Elkraft System har i løbet af 2004 udført et projekt om systemdrift. Projektet omfattede en vurdering af kravene til fremtidens systemdrift og en beskrivelse af behovet for ændringer som konsekvens af et mere decentraliseret energisystem bl.a. med henblik på at indpasse distribuerede systemtjenester og regulerkraft fra lokale producenter og forbrugere. Projektet omfattede blandt andet vurdering af mulighed og behov for indførelsen af automatiske kommunikations-, overvågnings- og styringssystemer til håndtering og optimering af driften af det samlede system.

<sup>11</sup> De langsomme driftsforstyrrelsesreserver anvendes i dag også til frigørelse af de 300 MW svenskejede hurtige driftsforstyrrelsesreserver fra førnævnte deleaftale.

Vurderinger peger på, at i overvågningen vil målinger suppleret med aggregering af prognoser for produktion, forbrug, transport af effekter og øvrige oplysninger i nettet, være helt nødvendige for at have et overblik over tilstanden i nettet samt over handlemuligheder ved fejl. Overvågningen skal derfor forbedres, så der bliver bedre mulighed for at styre systemet også i anstrengte situationer. Udvikling af et system, hvor både lokale og regionale problemstillinger håndteres, skal foregå i nordisk regi og i samarbejde med netselskaberne.

Udviklingen af computerteknologi og kommunikationsudstyr betyder, at mere avancerede kommunikations-, styrings- og overvågningssystemer er mulige, herunder automatiske systemer, der kan reagere inden for de korte tidshorisonter, som er nødvendige i elsystemet. Nye overvågnings- og styringssystemer kan slå alarm i det sekund, noget går galt, og automatisk sørge for de udbedringer, der skal forhindre, at en krisesituation løber løbsk. Udfordringen er blandt andet at medvirke til at udvikle disse systemer, så de er pålidelige og reagerer, som det forventes.

Effektelektronik, der giver nye muligheder for kontinuert og øjeblikkeligt at styre strøm og spænding i nettet, vil indgå i elsystemet i større omfang og kan bidrage til en samlet optimering med hensyn til påvirkninger fra vindkraft, havarier på kraftværker, netfejl mv.

For at styrke overblikket over driftstilstanden i det østdanske elsystem fokuseres der i Elkraft System på at implementere et beregningsværktøj til at estimere tilstanden af systemet – en såkaldt state-estimator. State-estimatoren estimerer validiteten af de målinger og meldinger, der hjemtages. Resultaterne fra state-estimatoren kan anvendes til at beregne konsekvenser af udfald af værker eller komponenter i nettet. Med dette værktøj i drift vil der kunne fæstes større lid til målingerne i driftsovervågningen, og der vil være større mulighed for at kvantificere den øjeblikkelige driftssikkerhed.

Med hensyn til den overordnede systemovervågning, kommunikation og styring fortsætter arbejdet med at vurdere udnyttelsen af avancerede kontrolstrategier i det østdanske net. Nye typer af måleudstyr, såkaldte PMU'er (Phasor Measurement Units), kan give en væsentlig bedre indikation af elsystemets tilstand ved at gennemføre samtidige komplekse strøm- og spændingsmålinger i transmissionsnettet. Udvikling og etablering af måleudstyret sker i et samarbejdsprojekt med DTU. Herefter bliver måleudstyret i et projekt bl.a. anvendt til test af stabilitetsforhold. Desuden arbejdes der på, at aktiviteterne koordineres i Norden, da hændelser og kritiske situationer i hele det synkrone område har konsekvenser for det østdanske elsystem. Der rettes fokus mod at anvende disse nye og avancerede målesystemer i strategiske punkter i hele det nordiske elnet, så der opnås bedre og hurtigere målinger af kritiske situationer i elsystemet.

### 5.5.11 Scenarieanalyser af energisystemet

Elkraft System har gennem en årrække arbejdet med scenarieanalyser, bl.a. afrapporteret i Systemplan 2003 og i rapporten ”Scenarieberegninger – klimavirkemidler og forsyningsikkerhed fra 2003 [Ref. 19] og Systemplan 2004 [Ref. 2]. Scenarieanalyserne anvendes blandt andet til at belyse fremtidens udfordringer.

De seneste systemplaner har peget på, at effektbalancen kan komme under pres i løbet af de næste 5 – 10 år bl.a. på grund af skærpede miljøkrav (direktivet om emissioner fra store fyringsanlæg). Af hensyn til effektbalancen er det vigtigt med stabile rammer for at sikre nye investeringer. Politisk besluttede rammer som vindkraftudbygning og ændrede CO<sub>2</sub>-kvotepreiser udgør i den forbindelse væsentlige usikkerhedsfaktorer. I 2003 analyserede Elkraft System samspillet mellem EU’s CO<sub>2</sub>-kvotemarked og investeringer i ny kraftværkskapacitet frem mod 2018. Analyserne viste blandt andet, at investeringer i gasteknologier synes at være en relativ robust investorstrategi under forskellige udviklinger i CO<sub>2</sub>-kvotepreisen.

I Systemplan 2004 blev linjerne for det videre scenariearbejde udstukket ved at pege på tre grundscenarier for produktionsudbygning:

- Markant udbygning med naturgasfyrede værker i Norden.
- Markant udbygning med vindkraft i Danmark og i naboområder.
- Øget udbygning med decentrale anlæg og mikroteknologier.

I de langsigtede analyser af elsystemet [Ref. 20] analyseres to af scenarierne, markant udbygning med gaskraft og markant udbygning med vindkraft. Formålet med rapporten er i højere grad end tidligere scenarieanalyser at gå tættere på de konkrete udfordringer for at sikre balancen i elsystemet på 10-20 års sigt. Analyserne har fokus på, hvordan driftsmønstret ændrer sig ved en anstrengt effektbalance og ved videre udbygning med op til 30 store havmølleparker i Danmark, svarende til at vindkraftproduktionen dækker ca. 50 pct. af det årlige elforbrug. Der er i rapporten set på en fremskrivning frem mod 2015, hvor det nordiske elsystem ikke ændres markant i forhold til i dag, blot bliver effektbalancen mere anstrengt som følge af stigende forbrug, skrotning af ældre kraftværker og begrænset udbygning med nye. Frem mod 2025 sker en større ændring af elsystemet i retning af markant produktionsudbygning med gas- eller vindkraft.

## 5.6 Driftsnytte af transmissionsinvesteringer – 2015 og 2025

Udfordringerne for energisystemet i det lange perspektiv er beskrevet i kapitel 3. Nærværende vurderinger omfatter økonomiske resultater, overvejende baseret på driftsnytte og investeringer.

Dette kapitel redegør for hovedresultaterne fra Elkraft Systems scenarieanalyser [Ref. 20], der har til hensigt at belyse tiltag i elsystemet (transmissionsforbindelser, varme-

pumper, ellagre mv.) for at kunne håndtere forskellige udviklinger på produktionssiden. I arbejdet er dette belyst ved en referencefremskrivning for 2015 og for to scenarier for 2025; markant udbygning med vindkraft og markant udbygning med decentrale teknologier.

Der er i arbejdet med de nordiske prioriterede snit udført analyser af den samfundsøkonomiske driftsnytte på Storebælt og Skagerrak. Beregningerne blev udført på samkørringsmodellen i stadium 2010. Som et bidrag til vurdering af den langsigtede robusthed i disse transmissionsinvesteringer præsenteres supplerende analyser udført med Balmorel for årene 2015 og 2025.

### 5.6.1 Hovedresultater

Analyserne er gennemført med Balmorel-modellen, som dækker hele Norden og er blevet videreudviklet, så den nu kan regne på elsystemet time for time. Dette muliggør mere detaljerede undersøgelser af bl.a. vindkraftens fluktuationer og de økonomiske konsekvenser af forskellige tiltag.

Modelberegningerne viser, at det teoretisk set er muligt at indpasse store mængder vindkraft i Danmark og Norden. CO<sub>2</sub>-emissioner fra elsektoren vil dermed blive reduceret markant. Der er dog specielt tre store udfordringer ved at håndtere et elsystem, hvor der udbygges markant med vindkraft:

- Tilvejebringelse af elproduktion, når det ikke blæser.
- Håndtering af fluktuationer i elproduktionen.
- Uforudsigelighed af produktion fra vindkraft.

Markant udbygning med effektive gaskraftværker vil ligeledes reducere miljøpåvirkninger fra den nordiske elsektor, men vil samtidig øge afhængigheden af ét ledningsbåret brændsel og dermed udfordre brændselsforsyningsikkerheden.

#### *Effektbalancen udfordres*

Modelresultater for vindscenariet indikerer, at vindkraftudbygning kombineret med kapacitetsudbygning på markedsvilkår kan føre til en situation, hvor der ikke er tilstrækkelig indenlandsk kapacitet til at dække elforbruget. Danmarks afhængighed af udlandet vil blive øget, dels i situationer, hvor der ikke er tilstrækkelig hjemlig produktionskapacitet, dels i de perioder, hvor vi er afhængige af udlandet for at kunne drage nytte af dansk vindkraftproduktion. Den øgede afhængighed af udlandet vil øge behovet for internationalt samarbejde om forsyningsikkerhed og beredskab og fordre øget samarbejde mellem de systemansvarlige i Nordeuropa.



### *Fluktuerende elproduktion*

Ved fortsat udbygning med vindkraft vil driftsmønstret i elsystemet ændres, idet vindens fluktuerende natur skaber prissvingninger i markedet. Disse prissvingninger vil signalere behov for fleksibilitet og regulerbarhed af øvrige anlæg, og fordre nye tiltag, f.eks. transmissionsforbindelser og nye former for fleksibelt forbrug. Vandkraft spiller en afgørende rolle for det nordiske elsystems evne til effektivt at absorbere store mængder vindkraft. Hvis der udbygges med vind i stort omfang, er det endvidere vigtigt, at der skabes økonomisk incitament til at sikre effektivt samspil mellem elmarked, varmemarked og gasmarked. I scenarierne med meget vindkraft spiller også varmelagrene en vigtig rolle som en form for indirekte ellagring. Det vil formentligt også blive nødvendigt at stille yderligere krav til vindmøllerne om at bidrage til elkvaliteten.

### *Uforudsigelighed af elproduktionen*

Efterhånden som vindkraftens andel af produktionen stiger, kan dens uforudsigelighed ændre betingelserne for elsystemets drift – og dermed give nye udfordringer driftsmæssigt såvel som økonomisk. De uforudsete fluktuationer betyder, at de øvrige aktører skal tilpasse sig med kortere varsel. Problemets størrelse vil afhænge af vindkraftprognosernes præcision og mulighederne for med kort varsel at tilpasse forbrug og produktion i elsystemet. Blandt løsningsmulighederne er forbedrede vindkraftprognoser, geografisk spredning af vindkraften, mulighed for handel tættere på driftstimen og aktivering af flere ressourcer i elsystemet.

### *Nye enheder i elsystemet*

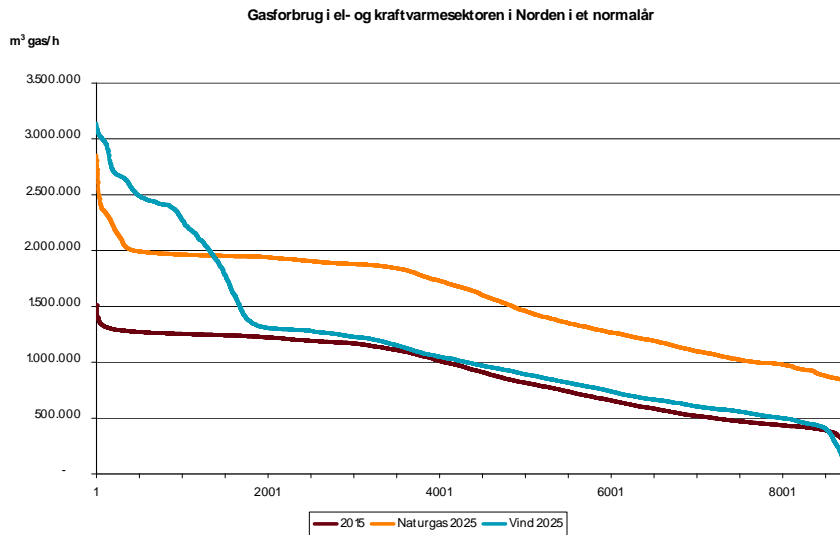
Energiproduktionen fra vindkraft vil have en prissænkende effekt og dermed reducere incitamenterne til at investere i nye termiske grundlastværker. Dette kan udfordre effektivbalancen og dermed systemansvarets arbejde med at sikre et robust og forsynings sikkert elsystem uden at gribe ind i markedet. Nye former for fleksibelt elforbrug, som store varmepumper og elpatroner, kan i den forbindelse bidrage positivt ved at stabilisere elpriserne og dermed forbedre markedsaktørernes incitament til at investere i ny kraftværkskapacitet.

Store mængder vindkraft vil endvidere betyde, at prismønstret i elmarkedet bliver væsentligt mere svingende med lave priser i vindrige perioder og høje priser, når vindkraftproduktionen er lav. Dette vil give incitament til at aktivere nye ressourcer i elsystemet. Ved stor vindproduktion og dermed lave priser kan de nye former for fleksibelt forbrug som store varmepumper og elpatroner spille en rolle, mens situationer med effektknaphed og dermed høje priser vil fordre tiltag som f.eks. nye spidslastanlæg, nødstrømsanlæg, mere fleksibel varmeproduktion på kraftvarmeværker og priselastisk forbrug. Ellagre og transmissionsforbindelser kan have en prisudjævnende effekt ved såvel lave som høje priser.

### Naturgas

Ved markant udbygning med gaskraft i Norden vil man ikke på samme måde som i vindkraftscenariet opleve prissvingninger i markedet. Der vil derfor ikke i samme omfang være brug for aktivering af flere ressourcer i elsystemet til håndtering af situationer med effektknaphed eller overskud af elproduktion. Dette fremgår nedenfor i en analyse af forskellige virkemidler til håndtering af udfordringer i elsystemet. Den samfundsøkonomiske værdi af nye tiltag er betydelig lavere i naturgasscenariet end i vindkraftscenariet.

Fremskrivningerne af gasforbruget i scenarierne kan bl.a. bruges til at kvantificere investeringsbehovet i gastransmissionskapacitet og gaslagerkapacitet. Figur 10 viser varighedskurver over det nordiske naturgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i et normalt nedbørsår i hhv. referencefremskrivningen og scenarierne for 2025. Det er bemærkelsesværdigt, at gasspidsforbruget har samme størrelsesorden i begge 2025 scenarier, på trods af at der er installeret betydeligt mere gaskraft i naturgasscenariet. Formentligt vil egentlige spidslastanlæg skulle køre på olie i stedet for gas. Investeringer i gasinfrastruktur skal ses i sammenhæng med infrastrukturinvesteringerne i elsystemet, som kan være bestemmende for lokaliseringen af nye kraftværker.



**Figur 10** Nordisk gasforbrug i el- og kraftvarmesektoren i fremskrivningen 2015 og i naturgas- og vindscenariet 2025 i et normalt nedbørsår.

### Analyse af virkemidler i systemet

Modellen beregner omkostningerne ved at levere de efterspurgte el- og varmemængder. De samfundsøkonomiske konsekvenser af forskellige tiltag i elsystemet kan herefter beregnes ved at sammenligne forskellige modelkørsler. De økonomiske konsekvenser er opdelt for de relevante aktørgrupper, herunder elforbrugere, varmemeforbrugere, forskellige producentgrupper samt systemansvaret (flaskehalsindtægter). Den samlede sam-

fundsøkonomiske driftsnytte af et tiltag er lig summen af konsekvenserne for de enkelte grupper.

I tilknytning til scenarierne er der analyseret forskellige virkemidler til at imødekomme de udfordringer, som elsystemet står overfor. Der er set på transmissionsforbindelser samt på varmepumper, elkedler og ellagre i tilknytning til kollektive varmforsyningsnet.

Tabel 11 viser investeringsomkostninger og driftsnytteværdien for det nordiske elsystem for de forskellige tiltag. Et nytte/omkostningsforhold over 100 pct. indikerer, at et tiltag umiddelbart er samfundsøkonomisk lønsomt under de givne betingelser.

Mio. kr/år	Storebælt (600 MW)	Skagerrak (+600 MW)	Varmepumper (500 MW <sub>varme</sub> )	Epatroner (1000 MW)	Batterilagre (215 MW)
Kapitalomkostninger	78	137	180	18	200
Driftsnytte:					
Fremskrivning 2015	62	53	120	0	-55
Naturgasscenariet 2025	18	45	Ikke belyst	Ikke belyst	Ikke belyst
Vindkraftscenariet 2025	158	345	310	260	-4

Nytte/omkostning	Storebælt (600 MW)	Skagerrak (+600 MW)	Varmepumper (500 MW <sub>varme</sub> )	Epatroner (1000 MW)	Batterilagre (215 MW)
Fremskrivning 2015	80%	40%	65%	0%	-30%
Naturgasscenariet 2025	25%	35%	Ikke belyst	Ikke belyst	Ikke belyst
Vindkraftscenariet 2025	200%	250%	170%	>1000%	0%

**Tabel 11** Driftsnytteværdi og årlige kapitalomkostninger for forskellige tiltag i de belyste scenarier. Den øverste tabel viser tiltagenes absolutte driftsnytte og omkostninger, mens den nederste tabel viser forholdet mellem de to. De angivne driftsnytteværdier inkluderer ikke virkemidlernes regulerbidrag.

### Transmissionsforbindelser

Sammenholdt med Nordels prioriterede snit beregninger for 2010 fås højere nordiske driftsnytteværdier af både Storebælts- og Skagerrakforbindelsen i referencefremskrivningen for 2015 (Nordel, 2004). Ingen af forbindelserne er dog rentable, når der alene ses på driftsnytteværdien. I Nordels beregninger blev der anvendt en anden beregningsmodel, Samkøringsmodellen, og der blev regnet på 2010 med lidt andre forudsætninger. I Balmorel-beregningerne fås højere elpriser og større prisforskelle mellem forskellige områder, hvilket er med til at forklare den større driftsnytteværdi. Balmorel er en timemodel, mens Samkøringsmodellen har en mere grov tidsopløsning.

Værdien af Storebæltsforbindelsen falder med godt 20 mio. kr., hvis Nordels øvrige ”prioriterede snit” udbygges i referencefremskrivningen 2015. Det er især udbygningen af snit 4 i Sverige, som påvirker driftsnytteværdien af Storebæltsforbindelsen. Skager-

rakforbindelsens driftsnytte ændres derimod ikke væsentligt af etableringen af de øvrige prioriterede snit.

I naturgasscenariet 2025 forudsættes, at der udbygges med produktionsanlæg i de områder, hvor elprisen bliver højest. Dette reducerer værdien af Storebæltsforbindelsen betragteligt, idet Sydsverige ikke længere er underskudsområde i samme grad som i 2015. Skagerrak har fortsat relativt høj værdi.

I vindkraftscenariet 2025 øges værdien af både Storebælt og Skagerrak markant. Forbindelsernes relativt høje nytte skyldes, at de muliggør øget produktion fra de effektive danske kraftvarmeværker (som erstatning for mindre effektive kondensværker), og at de forbedrer udvekslingsmulighederne mellem Norden og Tyskland. Modelresultater viser endelig, at udbygning med alle Nordels 5 prioriterede snit har betydeligt større nytte-værdi i vindkraftscenariet.

#### *Varmepumper og elpatroner*

Som tiltag til at øge fleksibiliteten i elforbruget ved lave elpriser er der set på etablering af hhv. varmepumper og elpatroner i tilknytning til fjervarmeområder i Danmark. Såvel varmepumper som elpatroner har stor værdi for el- og varmesystemet ved markant udbygning med vindkraft, idet de kan udnytte elproduktionen ved lave elpriser og dermed fungere som konkurrencedygtige varmeproduktionsteknologier. Varmepumperne får relativt stor driftstid, mens elpatronerne kun anvendes i få timer om året, når elpriserne er meget lave som følge af stor vindkraftproduktion.

#### *Ellagre*

Analyserne viser, at ellagre anvendes meget, da der er store prisfluktuationer i vindkraftscenariet, og ved meget lave og høje priser ses en vis påvirkning af elprisen. Beregningerne viser imidlertid en negativ samfundsøkonomisk driftsnytte. Årsagen til den lave værdi er bl.a. batteriernes relativt høje faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Havde batterierne ingen faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, ville den samfundsøkonomiske driftsnytte blive øget fra et underskud på 5 mio. kr. til overskud på 66 mio. kr. Selv i det tilfælde ville lagerets driftsnytte dog langt fra dække investeringsomkostningen.

Alle de nævnte tiltag vil også kunne bidrage til systemets indregulering af de ”uventede” vindfluktuationer, der ikke eksplicit er inkluderet i modelberegningerne, der danner grundlag for denne rapport.

## **6. Elementer i udvikling af infrastrukturen**

I dette kapitel beskrives udviklingen af infrastrukturen frem mod 2010 samt den langsigtede netstruktur. Projekterne dækker de større infrastrukturelementer opdelt på interne transmissionsforbindelser, udlandsforbindelser og off-shore net til opsamling af vindkraft på havet. Desuden medtages særlige forhold ved behovet for reaktiv effekt, distributionsnettet og kommunikationssystemer. Beskrivelserne er opdelt på Østdanmark og Vestdanmark samt på en forbindelse mellem Østdanmark og Vestdanmark over Storebælt. Hertil kommer en beskrivelse af systemarkitektur for infrastruktur til decentral produktion. Til sidst gives en samlet oversigt over de interne transmissionsforbindelser og forbindelser ud af områderne samt investeringerne frem mod 2010.

Transmissionsnettets struktur er allerede indarbejdet i den fysiske planlægning i regionplanerne som reservationer. Regionplanerne, som også vil eksistere fremover, revideres med mellemrum. Strukturen skal være fremtidssikret og robust i forhold til ændringer af forudsætninger for energisystemet.

Elkraft Systems Transmissionsplan 2005 [Ref. 4] og Eltra's Anlægsplan 2004 [Ref. 3] indeholder supplerende oplysninger om transmissionsnettenes udbygning.

### *Havmølleparker på Horns Rev og på Rødsand*

Det er i den politiske aftale af den 29. marts 2004 besluttet at etablere to havmølleparker på 200 MW ved Horns Rev i Vestdanmark og 200 MW på Rødsand i Østdanmark. I aftalen fremgår, at de skal idriftsættes i 2007/2008. Indpasning af disse parker kræver investeringer i transmissionsnettet – til ilandføring, til netforstærkninger samt eventuelle omkostninger til øvrige systemmæssige indpasninger (systemtjenester og regulerkraft).

De to parker vil sandsynligt først blive idriftsat i 2008 og 2009, hvor ilandføringsanlæg kan stå klar, jf. Eltra's Anlægsplan 2004 og Elkrafts Systems Transmissionsplan 2005.

Uanset valget af den netforstærkning, der bliver nødvendig for at fordele effekten i systemet, vil det sandsynligvis ikke være muligt at etablere denne forstærkning til indpasning af hele produktionen fra de to havmølleparker fra starten. Der forudses derfor i en vis udstrækning produktionsbegrænsninger på begge mølleparker pga. manglende overføringskapacitet i nogle få år ved revision og netfejl, indtil forstærkninger er gennemført.

Omkostningerne til ilandføring og netforstærkninger til indpasning af effekt fra havmølleparker er afhængige af, i hvilket omfang der kan disponeres efter en kendt langsigtet udbygningsplan med hensyn til den mængde og rækkefølge, der kan forventes ved udbygning på de konkrete pladser.

Derfor er det væsentligt for systemansvarets planlægning at kende den langsigtede målsætning for den vindenergi, der skal kunne rummes i infrastrukturen. For at få den mest omkostningseffektive og samfundsøkonomisk, optimale løsning med udbygning af vindkraft er det nødvendigt at ajourføre planerne for udbygning med havplacerede vindmølleparker i Danmark med hensyn til geografisk placering, udbygningstakt, systemindpasning samt konsekvenser for netinvesteringer på kort og langt sigt. I dette arbejde skal der ligeledes indgå vindressourcer, miljøgevinster, etableringsomkostninger til vindmøller, nettilslutning og transmissionsforstærkning og andre afledte omkostninger. Desuden er det vigtigt at drage nytte af erfaringerne med tilslutning og indpasning af de eksisterende havmølleparker.

## 6.1 Netforstærkninger i det østdanske net

### *Netinvesteringer frem mod 2010*

I forbindelse med idriftsættelse af havmølleparken på Rødsand i 2009 er der behov for forstærkning af transmissionsnettet. Den nødvendige forstærkning afhænger bl.a. af antallet og placering af eventuelle fremtidige havmølleparker samt udbygningstakten.

Inden en netforstærkning er etableret, kan det være nødvendigt at begrænse produktionen fra havmølleparken i en overgangsperiode, når der er udfald eller renoveringsarbejder i det eksisterende 132 kV-net. Med en investering på op til 40 mio. kr. kan produktionsbegrænsninger fjernes i intakt net. Hvis overgangsperioden bliver kort, kan renoveringsarbejder muligvis forskydes sådan, at produktionsbegrænsninger reduceres til et minimum.

For at konkretisere udbygningsalternativerne igangsættes i foråret et forprojekt af 132 kV-kabel fra Stignæsværket til Vestlolland, samtidig med at prisniveauet for nye 400 kV-luftledninger og 400 kV-kabler vurderes. Endvidere vurderes mulighederne for at forskyde renoveringsarbejderne til før eller efter overgangsperioden. Formålet er at kunne træffe et endeligt valg af udbygningsløsning inden udgangen af 2005.

Ud over omkostningen til netforstærkninger kommer omkostningen til ilandføringsanlæg fra Rødsand. Den andrager størrelsesordenen 300 mio. kr. for en 200 MW havmøllepark.

”Netinvesteringer på kort og langt sigt” er detaljeret beskrevet i [Ref. 27].

### *Potentielle udbygninger efter 2010*

Efter 2010 kan udbygning af transmissionsnettet blive aktuel afhængig af udbygning med havmølleparker, tilslutning af ny produktion og udviklingen i behovet for transmissionskapacitet. I Elkraft Systems Transmissionsplan 2005 er den langsigtede netstruktur nærmere beskrevet. Den langsigtede netstruktur fungerer som en reference, som eventu-

elle ændringer på kort sigt kan vurderes i forhold til, så konkrete projekters fornuft på længere sigt kan vurderes. I den langsigtede netstruktur indgår, at 400 kV- og 132 kV-nettene har nået en alder, hvor reovering med længerevarende afbrydelser bliver nødvendige. Disse kan vanskeligt gennemføres med opretholdelse af forsyningssikkerhed og uden at påvirke markedet uden maskestruktur i 400 kV-ledningsnettet.

Der sigtes imod en ringstruktur i nettet på 400 kV-niveau af hensyn til forsyningssikkerheden. Endvidere skal 400/132 kV-nettene også fremover drives sammenmasket. Den langsigtede netstruktur skal derfor respektere dette og tage hensyn til, at overføringskapaciteterne på de nævnte spændingsniveauer samordnes og afpasses.

I Østdanmark består 400 kV-nettet i dag af en tosystemsluftledning med diverse forgreninger. Ringstrukturen findes i det underliggende 132 kV-net. Den langsigtede struktur indeholder tre mulige 400 kV ringforbindelser: 1) En sydlig 400 kV-ring, udført som luftledning eller kabel, der kan opsamle vindkraften fra havmølleparker syd for Lolland-Falster, 2) en nordlig 400 kV-ring, udført som luftledning eller kabel, der bl.a. kan muliggøre nødvendige afbrydelseskrevende reoveringsarbejder mellem Bjæverskov og Hovegård og 3) en Øresundsring, udført som søkabel, der bl.a. kan muliggøre nødvendige afbrydelseskrevende reoveringsarbejder på 400 kV-luftledningsnettet mellem Hovegård og Sverige samt erstatte de meget gamle 132 kV-Øresundskabler. Gældende regionplaner indeholder reservationer svarende til disse udbygninger. På Figur 8 på side 85 (alternativ 1 og 2) er udformningen af den langsigtede stuktur illustreret.

#### *Kommunikationsnet og datasystemer*

For at forbedre overblikket af tilstanden i nettet og over handlemuligheder ved fejl skal overvågningen forbedres, sådan at der bliver bedre mulighed for at styre systemet også i anstrengte situationer. Elkraft System har derfor igangsat en række aktiviteter.

Elkraft System er vært for et erhvervsforskerprojekt, som også modtager støtte fra Akademiet for de Tekniske Videnskaber. I projektet fokuseres på at udnytte kontrolstrategier i det østdanske elsystem specielt i forbindelse med indpasning af et stort antal vindmøller. I tilknytning til projektet er der indledt et samarbejde med Danmarks Tekniske Universitet om udvikling af måleudstyr.

Det seneste år har Elkraft System arbejdet med at skabe overblik over behovet for videreudvikling af informations- og kommunikationsteknologi til elsystemet. Næste skridt vil være at fastlægge, hvilke konkrete F&U-projekter, der skal sættes i gang. Et projekt kunne handle om videreudvikling af systemer til overvågning af systemdriften. Arbejdet skal ses i sammenhæng med en egentlig strategi for F&U inden for systemdriftsforhold.

Også andre F&U-ordninger har sat øget fokus på området. Det Rådgivende Energiforskningsudvalg (REFU) har drøftet, at Energiforskningsprogrammet (EFP) for 2005 i

særlig grad skal medvirke til løsning af de udfordringer, som det samlede danske energisystem står overfor. Det gælder især behovet for samspil i det mere og mere distribuerede og markedsorienterede energi-system, som strækker sig fra produktion til forbrug. Fokus vil være på nye produktions- eller forbrugsteknologier og nye styringsteknologier eller styringsredskaber.

Fonden for Højteknologisk Udvikling fremhæver informations- og kommunikationsteknologi som et relevant satsningsområde i Danmark. Fonden bliver oprettet fra 2005 (dette er nærmere beskrevet i Systemplan 2004).

#### *Distributionsnet*

Et EU-direktiv fra den 26. juni 2003 introducerer begrebet "distributionssystemoperatør" DSO. Begrebet er endnu ikke implementeret i danske bekendtgørelser, så samarbejde med og grænseflade mod transmissionssystemoperatør (TSO) er endnu ikke defineret.

For Østdanmark er der tre mulige udviklinger, som vil give forskellige grundvilkår for definitionen af DSO-grænsefladen:

- De nuværende store netselskaber, som ejer 132 kV-net (NESA, KE og SEAS-NVE), fortsætter uændret indtil videre.
- Der sker ændringer i ejerforholdet til 132 kV-nettet inden den 31. december 2004.
- 132 kV-nettet sælges til Energinet.dk efter den 1. januar 2005, som elloven lægger op til.

Arbejdet med DSO forventes startet med udarbejdelse af en bekendtgørelse i 2005.

## **6.2 Netforstærkninger i det vstdanske net**

Udbygningen med vindkraft skaber allerede i dag en betydelig driftsmæssig udfordring i at skaffe balance i systemet. Prisdannelsen i markedet i Vestdanmark har ikke været tilstrækkelig stabil. Der skal desuden sikres tilstrækkelige regulerkraftressourcer.

Erfaringen har vist, at godkendelse og udførelse af nye luftledningsanlæg kan tage 10 til 15 år fra beslutning. Godkendelsesprocessen på myndighedssiden bør strammes op.

Eltra's transmissionsplan indeholder beskrivelse af en tilstrækkelig og langsigtet etapevis udbygning af 400 kV-transmissionsnettet. Den langsigtede netstruktur fungerer som en reference, som eventuelle ændringer på kort sigt kan vurderes i forhold til, så konkrete projekters fornuft på længere sigt kan sikres. Gældende regionplaner indeholder reservationer svarende til Eltra's anlægsplan 2004. Følgende strækninger er aktuelle:

- 400 kV langs vestkysten i Jylland.
- System 2 på Kassø-Revsing i Vestdanmark.



Bygning af 400 kV på Vestkysten af Jylland, som hænger sammen med vindkraftudbygningen med Horns Rev B, muliggør udbygning af Skagerrakforbindelsen til Norge, opgradering af forbindelsen til Tyskland og yderligere vindkraft på Horns Rev. Ledningen forventes idriftsat 2009-2010, jf. Anlægsplan 2004. Forbindelsen muliggør reduktioner af luftledningers samlede landskabspåvirkning jf. ”Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg” fra 1995. Ledningen er en del af Eltra’s basisplan for 400 kV nettet, og areal er reserveret i Ribe Amts og Ringkøbings Amts regionplaner.

400 kV strækningen Kassø-Revsing i Jylland er besluttet ombygget til en tosystemsledning, og myndighedsbehandlingen har i realiteten været i gang siden 1992 med forventet afslutning i 2005. Anlægget forventes at kunne være i drift i 2008. Den er en forudsætning for en opgradering af Tysklandsforbindelsen [Ref. 34].

#### *Forbindelser til udlandet*

En udbygning på Skagerrak HVDC forbindelsen fra Jylland til Norge med 600 MW forventes at være lønsom. Forbindelsen bidrager til norsk tørårssikring og giver jysk produktion et større marked. Nordels studie ”prioriterede snit” viste, at den medfører betydelige forskydninger mellem producenter og konsumenter i landene. Forbindelsen er også med på TEN's liste.

Kontiskanforbindelsen fra Jylland til Sverige pol 1 er p.t. ved at blive renoveret og opgraderet. Der er ikke aktuelle planer om yderligere forstærkning her.

I Nordels studie af prioriterede snit er der fundet en større marginal nytte ved at udbygge forbindelserne ud af Nordel-området end ved at bygge interne forbindelser. En forøgelse af kapaciteten til Tyskland fra det vstdanske område forventes at være lønsom.

Kapaciteten på AC-luftledningsforbindelsen fra Jylland til Tyskland anbefales forøget af EU. På grund af massiv vindkraftudbygning i Nordtyskland kan en forstærkning her ikke udnyttes fuldt ud i retning mod syd, medmindre der også sker forstærkning af det tyske net ved krydsningen af Elben. Gennemførelsen er dog vanskeliggjort af, at dereguleringen i Tyskland ikke er gennemført. En forstærkning kan iværksættes ved at genoptage forhandlinger med tyskerne på politisk niveau eller gennem EU-systemet.

Netkortet på bilag 2 viser det forventede transmissionsnet omkring 2010. Generelt er det målet jf. ”Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg” fra 1995, at den samlede længde af højspændingsnettet reduceres.

#### *Netstyrke og reaktiv effekt*

Afgørende for infrastrukturens funktionalitet er:

- Opretholdelse af transmissionsnettets styrke (kortslutningseffekt) bl.a. af hensyn til spændingskvalitet og sikker drift af HVDC-anlæg og decentrale værker, og
- Opretholdelse af reaktiv balance såvel i normalsituationer med store udvekslinger som dynamisk og statisk under driftsforstyrrelser.

Der skal ske en opfølgning på eksisterende krav til udbygningen af den reaktive effekt på transmissionsniveau.

Eltra anser reaktiv effekt som et vigtigt element i infrastrukturen og en vigtig systemtjeneste, der er en forudsætning for, at et marked for aktiv effekt kan realiseres effektivt.

En systemtjeneste som reaktiv effekt skal findes lokalt og kan leveres fra markedsaktørernes produktionsanlæg eller den systemansvarliges egne anlæg i infrastrukturen.

Eltra anser den systemansvarliges egne anlæg i infrastrukturen som en vigtig forudsætning for systemsikkerheden og for at et marked for aktiv effekt kan realiseres effektivt. Der forudses ikke en samtidig markedsordning for reaktiv effekt.

Reaktiv effekt har stor betydning for spændingerne i nettet og for spændingsreguleringen. Dermed bliver tilstedeværelsen af reaktiv effekt også afgørende for driftssikkerheden.

Den systemansvarlige virksomhed foretager en samlet dimensionering af den reaktive effekt på 400-150 kV-nettet under hensyntagen til forskellige driftsmønstre i markedet og de bånd, der er givet i 150/60 kV-grænsefladen.

Med de stigende mængder af vindkraft forventes der et øget behov for spændingsstabilisering. Samlet set er der behov for både spændingsregulering, reaktiv effekt og kortslutningseffekt.

For at reducere systemets afhængighed af markedsaktørernes planer, forventes det, at den systemansvarlige virksomhed selv etablerer regulerbar reaktiv effekt inden for de nærmeste år.

#### *Opsamlingsnet for vindkraft - Vesterhavet*

Etablering af off-shore transmissionsnet til havmølleparkerne skal følge planerne om yderligere havmølleparker. Hvis målet er en dækning af elenergiforbruget på 35 pct. i 2015 og 50 pct. i 2025, skal der sandsynligvis åbnes 1-2 nye områder på havet.

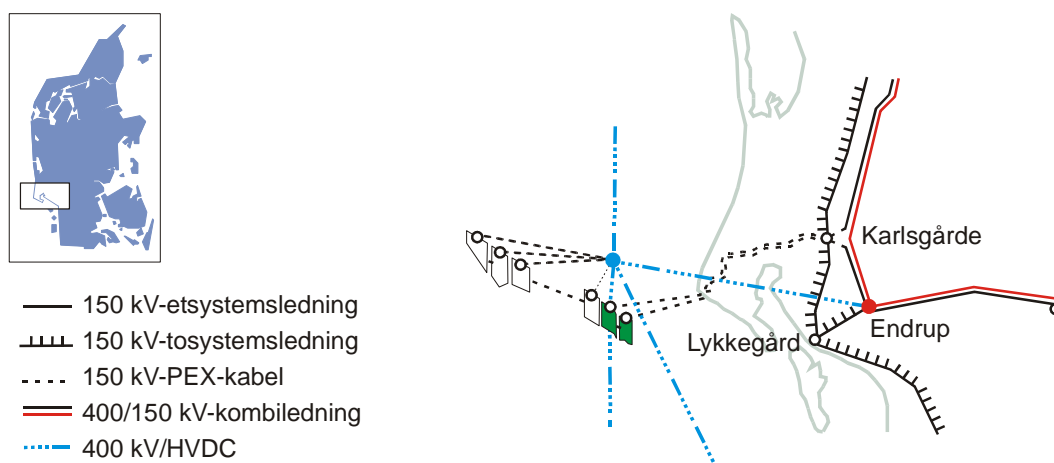
I forbindelse med bygning af Horns Rev B i 2008 kan der f.eks. etableres en 150 kV-ringforbindelse til opsamling af effekten fra Horns Rev A og Horns Rev B. Transportkapaciteten i denne ringforbindelse er dermed fuldt udnyttet.

Hvis der skal ske en fortsat udbygning af vindkraften på havet på Horns Rev, forudsættes det at ske i større afstand fra kysten. Der skal derfor ske en yderligere udbygning af offshorenettet. Der er derfor brug for en overordnet plan for udbygning af området.

Afhængig af den langsigtede mængde af vindkraft i området skal der vælges andre løsninger med 150 kV. Det kan være 400 kV eller HVDC eller en kombination. En mulighed er at trække et stærkt punkt ud på havet og etablere et antal ringforbindelser herudfra. Hvis ring 1 etableres omkring Karlsgårde, kan ring 2 og ring 3 etableres om off-shore-punktet, se Figur 11.

Et opsamlingsnet på havet vil være med til at aflaste transmissionsnettene på land, hvis det har forbindelse til flere punkter på land. Offshorenettet er et supplement til transmissionsnettet – det er ikke et alternativ. De 400 kV-indfødningspunkter, der på sigt vil være aktuelle for tilslutning af yderligere vindkraft ud over Horns Rev B er Kassø, Endrup og Idomlund, afhængig af de enkelte parkers placering.

Med store mængder vindkraft i Nordsøen vil det være en naturlig international opgave at sikre en opsamling af effekten. Det vestdanske offshorenæt skal derfor koordineres med tyske og eventuelt hollandske planer, jf. Systemplan 2004. Det kan føre til et internationalt Nordsønet



**Figur 11** Et opsamlingsnet på havet – eller dele af det – kan blive aktuelt inden 2012.

#### Kommunikationsnet og datasystemer

Telekommunikation til anlægsbeskyttelse, styring og overvågning. Ydelserne fremskaffes for telekommunikations vedkommende ved at leje sig ind eller eje.

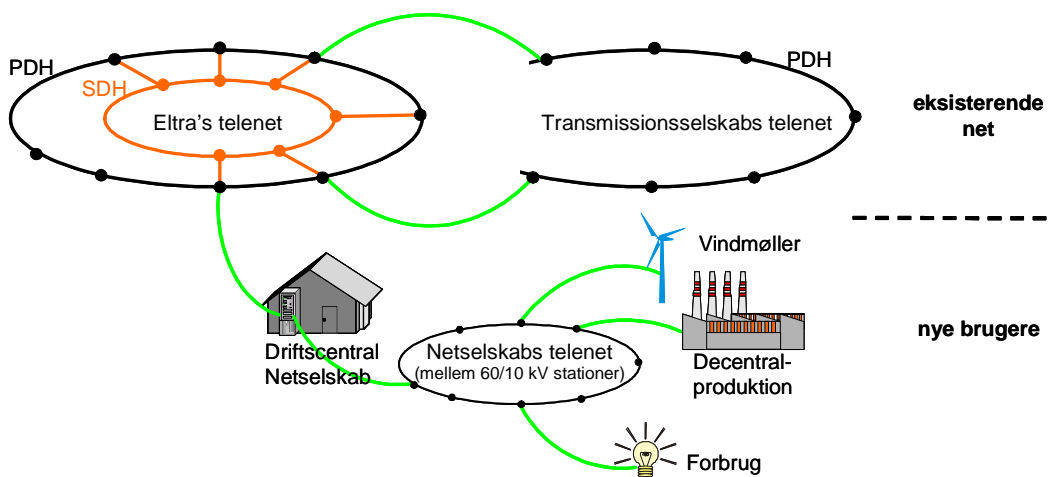
Eltra arbejder videre mod målet: "At etablere et telekommunikationssystem, som er fælles for elforsyningen i Vestdanmark og som kan fungere under alle driftsforhold",

dvs. det tekniske samarbejde med transmissions- og netselskaber om telekommunikation skal videreføres og udbygges.

Store dele af backbonenettet findes allerede, og transmissionsselskaberne har allerede nu mulighed for at tilslutte deres telenet.

Udgangspunktet er Eltra's lysledernet med eksisterende telekommunikationssystemer SDH (Synkront Digitalt Hierarki) og PDH (Plesio-kront Digitalt Hierarki), som i nogen udstrækning allerede er forbundet med transmissionsselskabernes telesystemer:

Første trin mod målet indebærer, at netselskabernes driftscentraler bliver tilsluttet dette telekommunikationsnet. Andet trin inkluderer en forbindelse, formentlig via 60/10 kV-stationer, til decentrale produktionsenheder.



**Figur 12** Det sammenhængende telekommunikationsnet, som det forventes i perioden indtil 2008, med de nye brugere tilsluttet (nederst).

Den valgte infrastruktur (lysledere på højspændingslinjer) gør telekommunikationen ufølsom over for udfald af offentlig telekommunikation, men følgelig sårbar over for skader på egne anlæg. Eltra forventer derfor at etablere reserveveje via offentlig telekommunikation på udvalgte steder. Via Eltra's pilotprojekt for decentral kraftvarme, PUDDEL-projektet, indsamles erfaring med anvendelse af et lukket MPLS-net (MultiProtocol Label Switching) til dette formål.

Driftstelefonsystemet er også fremover et vigtigt element i en "sikker kommunikation", og det er under overvejelse, om systemet skal udvides. Eltra påregner i perioden at skifte til IP-telefoni (Internet Protocol) på en stor del af stationerne.

Strækningen Revsing-Askær, Klipleve-Kassø, Tjele-Års og Tjele-Mosbæk får udskiftet jordtråd til en ny med optiske fibre i 2005. Der planlægges lydslederforbindelser på

strækningerne; Endrup-Karlsgårde, Karlsgårde-Horns Rev B i 2008. På strækningen Idomlund-Videbæk dækkes telebehov i samarbejde med Vestjyske Net 150 kV.

Desuden er der planlagt samarbejde med FynsNet om strækningen Fraude-Svendborg. Og der er planlagt en lyslederforbindelse fra Enstedværket til Abildskov, hvorved Fyn er dækket af en ringforbindelse, se netkortet bilag 2.

#### *Investeringer i transmissionsnettet*

Nedenstående skema giver et overblik over størrelsen af investeringer ved de nævnte infrastrukturprojekter: Tallenes absolutte størrelse er i sagens natur behæftet med en betydelig usikkerhed. For luftledningsanlæg vil investeringen desuden afhænge af resultatet af VVM-undersøgelsen. Projekterne Off-shore transmissionsnet og AC-luftledning til Tyskland er på nuværende tidspunkt så ubestemte og kommer med sikkerhed først efter 2010, at de ikke er medtaget i tabellen.

<b>Delprojekt</b>	<b>Investering (mio. kr.)</b>	<b>Idriftsættelse</b>
AC-luftledningsprojekt langs den jyske Vestkyst	560 mio. kr.	2009-2010
AC-luftledning Kassø-Revsing 2. system	270 mio. kr.	2008
HVDC Skagerrak 4 Jylland - Norge	2.060 mio. kr.	2008-2010
Reaktiv effekt	100 mio. kr.	2005-2008
Telekommunikation	81 mio. kr.	2005-2008
AC transformeropgradering Jylland-Tyskland	50 mio.kr.	2005-2010
Tilslutning HRB	350 mio.kr.	2008

**Table 12** *Investeringer ved potentielle transmissionsforbindelser mv. i det vstdanske system.*

Priser på Skagerrakforbindelsen er i overensstemmelse Nordels rapport om prioriterede snit, men suppleret med prisoverslag på de interne luftledningsanlæg.

For samarbejdsforbindelsernes vedkommende skal der i hvert enkelt tilfælde forhandles en deling af betaling og nytte mellem den danske og den udenlandske part.

### **6.3 Storebælt**

Som led i Energistyrelsens notat til folketinget om en elektrisk Storebæltsforbindelse udarbejdede Elkraft System og Eltra en redegørelse om økonomien i en Storebæltsforbindelse. Redegørelsen er blandt andet baseret på Nordels analyser af prioriterede snit for 2010, hvor det er forudsat, at forbindelsen er en 600 MW jævnstrømsforbindelse og investeringer på 1,2 mia. kr. (årlig omkostning 75-85 mio. kr., svarende til den anvendte investering i Nordels prioriterede snit ved anvendelse af en rente på 5 hhv. 6 pct.). Det fremgår af analysen, at forbindelsen i daglig drift vil have en nytteværdi for det samlede

nordiske elsystem på 30-40 mio. kr. pr. år afhængig af, hvilket alternativ der lægges til grund. Basisalternativet giver en nytteværdi på 33 mio. kr., forstærkes transmissionskapaciteten mellem Syd- og Mellemsverige (Snit 4) mindskes nytteværdien.

Værdien af en forbedret forsyningssikkerhed og markedsfunktion blev ikke kvantificeret.

Senest er driftsnyttens af en Storebæltsforbindelse i 2015 og 2025 analyseret som en del af mere langsigtede analyser. Disse analyser bekræfter i hovedtræk resultaterne fra prioriterede snit, men med højere nytteværdi. Storebæltsforbindelsens samfundsøkonomiske driftsnytte stiger i 2015 til cirka 60 mio. kr. pr. år. En årsag er blandt andet, at elpriserne og prisforskellene i de langsigtede analyser er betydelig højere end i analyserne for 2010. Analyserne viser samtidig forholdsvis stor, økonomisk uafhængighed af, om udbygning af de øvrige prioriterede snit er gennemført. I 2025 er nytteværdierne meget forskellige i scenarier med udbygning med henholdsvis naturgas og vind. I vindscenariet stiger værdien voldsomt. I scenariet, hvor der udbygges med naturgas i de områder, hvor elprisen er højest, reduceres værdien.

Forudsætninger i de langsigtede analyser er koordineret med de analyser Energistyrelsen udarbejder i forbindelse med Regeringens infrastrukturhandlingsplan.

Det er nu vurderet, at en Storebæltsforbindelse kan give mulighed for yderligere årlige samfundsøkonomiske besparelser på 25-40 mio. kr. som følge af koordinering og samordning af driftsforstyrrelsesreserver i hele Danmark. Koordinering af reserver mv. arbejdes der i øjeblikket med i Nordel-regi som led i redegørelse for principper for driftsreserver til nordisk Ministerråd. Hertil kommer årlige samfundsøkonomiske besparelser på op til 10 mio. kr. i reguleringsomkostninger som følge af, at forbindelsen kan anvendes til at udligne regulerkraftpriserne mellem Øst- og Vestdanmark.

Med baggrund i de nævnte driftsnytteanalyser og de mulige besparelser ved koordinering og samordning af reserver og regulerkraft i hele Danmark vurderes det, at forbindelsen med stor sandsynlighed vil have en positiv økonomi.

Samlet set vil nytten af en Storebæltsforbindelse kunne sættes til 65-110 mio. kr. årligt. Den er fordelt på 30-60 mio. kr. som følge af forbedret driftsnytte, 25-40 mio. kr. ved koordinering af driftsforstyrrelsesreserver og op til 10 mio. kr. ved udligning af regulerkraftpriser. En del af disse værdier vil tilfalde markedsaktørerne uden for Danmark. Storebæltsforbindelsen kan herudover få betydning for muligheden for at udøve markedsmagt (betydningen er ikke entydig positiv eller negativ pga. ejerforholdene af produktionskapaciteten), forbedre situationen omkring de beredskabsmæssige forhold samt øge forsyningssikkerheden i Danmark. Nyttens af Storebæltsforbindelsen skal sammen-

holdes med en investering på 1,2 mia. kr. svarende til en årlig omkostning på 75-85 mio. kr. ved anvendelse af en rente på 5 hhv. 6 pct.

En Storebæltsforbindelse kan være i drift ca. tre år efter en anlægsbeslutning, det vil sige 2008-2009. Den konkrete udformning af forbindelsen fastlægges i projekteringsfasen.

#### **6.4 Systemarkitektur for infrastruktur til decentral produktion**

Elforsyningsens nuværende infrastruktur er udviklet til et system med et begrænset antal store kraftværker. Denne infrastruktur giver ikke nødvendigvis den ønskede effektivitet og sikkerhed, hvis produktionen decentraliseres. Arkitekturen er især uegnet til vindkraft i store mængder.

Behovet for ny systemarkitektur vurderes ud fra en række mål for kvaliteten af systemets drift. Det vil typisk være inden for områder som driftssikkerhed, stabilitet, beredskab, markedsbetjening og slutkundebejning. Behov for forbedringer og handlemuligheder er beskrevet i kapitel 3.

I det følgende beskrives de nye opgaver, elsystemet skal kunne håndtere, herunder udviklingen inden for indpasning af decentral produktion og øget behov for information.

##### *Forskningsprogrammer for indpasning af decentral produktion*

En række internationale forskningsprogrammer har haft til formål at udvikle en ny arkitektur til systemer med en stor andel af decentral eller distribueret produktion (DG eller Distributed Generation). De vigtigste udviklingsprojekter er Sustelnet (EU), Intelligrid (EPRI, USA) og Gridwise (DOE, USA).

Et vigtigt resultat af projekterne er bestræbelserne på at få vedtaget fælles standarder for kommunikation.

Det er konstateret, at mangelfuld adgang til korrekt information har været udslagsgivende for, at flere af de seneste års store strømafrydelser er blevet omfattende og langvarige. Korrekt information er vigtig for både elselskaber og kunder. Derfor er et intelligent kommunikationssystem et centralt element i infrastrukturen for alle de nævnte projekter.

I Europa er der i samarbejde mellem ETSO<sup>12</sup> og UCTE<sup>13</sup> etableret en *Electronic Highway* til sikring af den nødvendige horisontale integration mellem systemoperatører. De første skridt blev taget med et pilotprojekt i 2000. Systemet omfatter nu de fleste euro-

<sup>12</sup> European Transmission System Operators

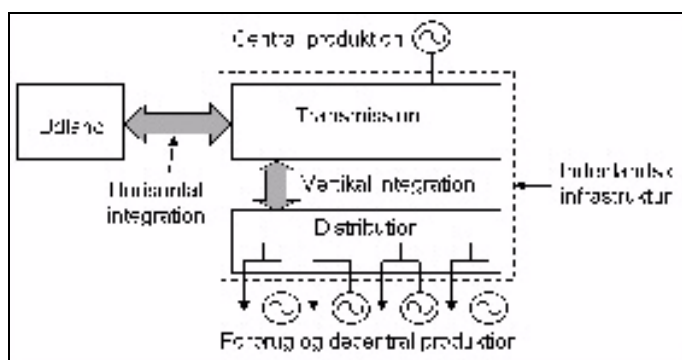
<sup>13</sup> Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

pæiske systemoperatører, herunder også de nordiske, men er fremdeles under udbygning med flere funktioner.

#### *Det voksende informationsbehov*

Mulighed for kommunikation med de enkelte kunder er afgørende for kundernes adgang til aktuel information og mulighed for at reagere på prissignaler og kommandoer. Det er op til netselskaberne at vælge den løsning, som bedst dækker de lokale behov. Der etableres mange steder kommunikationsløsninger i forbindelse med indførelse af nye intelligente målere.

Der er i Danmark allerede et udbredt lysledernet, som forbinder systemansvaret med alle dele af transmissionsnettet. Fysiske forbindelser til netselskaberne er under etablering.



**Figur 13** Effektiv indenlandsk infrastruktur med vertikal integration.

De internationale udviklingsprojekter giver retningslinjer for indretningen af det informationssystem, som i enhver situation skal sikre både systemansvar, netselskaber og markedsaktører adgang til nødvendig information.

De fælles retningslinjer omfatter både kapacitet, sikkerhed (redundans) og protokoller. Der lægges vægt på, at dette net skal kunne fungere uafhængigt af offentlige telenet med meget høj sikkerhed.

En central database ville være et alt for sårbart led. Med internettet som forbillede lagres data lokalt og indsamles af systemets brugere efter behov. Derved kan man begrænse datatrafikken og maksimere sikkerheden, idet hvert enkelt anlæg validerer, hvilke brugere der har ret til henholdsvis at hente data og at styre.

De informationssystemer, som skal betjene slutkunderne, skal af sikkerhedsgrunde adskilles effektivt fra netselskabernes fælles datanet. Et filter hos de enkelte netselskaber skal afgrænse slutkundernes adgang til data og aggregere lokale data, før de stilles til rådighed for systemets øvrige brugere.



*Nye opgaver, klar ansvarsfordeling*

Elsystemets funktioner baseres på en klar ansvarsdeling. Den systemansvarlige virksomhed har ansvaret for transmissionsnettet, dvs. anlæg for 400/150/132 kV. Dette ansvar udøves i et nært samarbejde med ejerne af de regionale transmissionsnet. I hvert af transmissionsnettene (øst og vest) vil der være et overordnet kontrolrum med direkte styring af udlandsforbindelser og 400 kV-net, og mindst ét regionalt kontrolrum med styring af 150/132 kV net og med forbindelser til distributionsselskabernes operatører.

Den lokale produktion har forringet den systemansvarlige virksomheds kendskab til systemets tilstand og balance. Man kan derved komme i det dilemma at måtte drive systemet med større sikkerhedsmarginaler samtidig med, at markedsaktørerne efterspørger mere overføringsevne. Derfor skal systemoperatøren efter behov kunne hente data fra lokale net til systemanalyser for at kunne drive systemet mere effektivt.

I Vestdanmark står netselskaberne på distributionssiden som hovedregel som ansvarlige for egne 60/50 kV-net, men således, at ét selskab for hver 150/132 kV-station repræsenterer distributionssiden. Man taler om, at distributionsnettene inddeles i celler med en-tydige ansvar i forhold til transmissionens operatør.

Den oprindelige idé med dannelsen af celler var at forebygge kaskadeudkoblinger, altså den domino-effekt, som fører til de meget store strømafbrydelser, idet celler med lokal produktion skulle indrettes til at kunne identificere et forestående sammenbrud, koble sig fri fra det øvrige net og finde sin egen balance. Det er et mål, der ikke kan nås på kort sigt. Målet bør fastholdes på længere sigt, hvis der forventes en stigende andel af lokal produktion.

Der er en del funktioner, som også på kort sigt med fordel kan styres lokalt.

Det er først og fremmest styringen af spændinger og reaktiv effekt, hvor lokal produktion kan yde værdifuld støtte ved koordineret styring. Manglende reaktiv effekt har også været en medvirkende faktor ved flere af de store blackouts. I Vestdanmark ses desuden ind i en situation, hvor for meget reaktiv effekt fører til høje spændinger. Dette problem er ikke typisk, men kan også føre til kritiske driftssituationer.

Under kritisk drift kan lokale reguleringer få afgørende betydning. Det vil være i form af bortkobling af produktion eller forbrug. De lokale netselskaber vil være ansvarlige for det nødvendige beredskab til både automatiske, fjernstyrede og lokalstyrede indgreb.

Endelig kan lokale værker bidrage til start fra dødt net efter et større sammenbrud. Dette kræver de fleste steder omfattende forberedelser, da beskyttelses- og styringssystemer ikke er forberedt på denne mulighed. Det kunne imidlertid begrænse omfanget af store

strømafrydelser, og de tekniske problemer er ikke uoverstigelige. Muligheden for lokal start fra dødt net har i 2003 og 2004 vist sin nytte på Bornholm.

Under driftsforstyrrelser forventes der adgang til hurtige og korrekte informationer hos både netselskaber, markedsaktører og slutkunder.

Adgang til data er den ene forudsætning for, at lokale netselskaber kan løse de beskrevne opgaver. En anden forudsætning vil være nye, automatiske funktioner, f.eks. til spændingsregulering og beskyttelse. Det betegnes Agentteknologi, idet en agent er en lokal computer, som skal kunne gribe optimalt ind på grundlag data fra hele systemet og intelligente kriterier. En agent betegnes også en Cell Controller.

Ny automatik indebærer også nye risici. Derfor skal der være tale om en langsigtet målbevidst udvikling med en omfattende kvalitetssikring og afprøvning. Målene er langsigtede, men kan justeres ud fra indhøstede erfaringer. På grund af opgavernes kompleksitet er det vigtigt at kunne drage nytte af de internationale erfaringer og derfor også at bidrage aktivt til den internationale forskning på området.

### **6.5 De aktuelle transmissionsanlæg frem mod 2010**

Af hensyn til de landskabelige værdier ønskes så få luftledninger som muligt. Til gengæld giver luftledninger større overføringsevne og et mere robust og funktionssikkert elsystem for de samme penge, end kabler gør.

Ved etablering og sanering af højspændingsanlæg vil der ofte opstå konflikter mellem de økonomiske hensyn, der taler for luftledninger, og ønsket om kabellægning af hensyn til landskabspåvirkning.

En væsentlig ramme for udbygning af det interne transmissionsnet er rapporten "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995. Principperne for valg mellem luftledninger og kabler er fastlagt i denne rapport. Heraf fremgår det blandt andet, at 400 kV-forbindelser normalt kan fremføres som luftledninger – eventuelt med kabellægning på korte strækninger med national naturinteresse. Disse principper blev udarbejdet blandt andet på baggrund af det prisforhold, der var mellem luftledninger og kabler i 1995.

Flere forhold har ændret sig, herunder priser på kabler. Fra midt i 1990'erne og frem er etablering af net på 150 kV- og 132 kV-niveau overvejende sket ved kabellægning, hvilket i praksis er en revideret anvendelse af principperne fra 1995. Desuden er der en ny vægt på beredskabshensynet, indførelse af elmarkedet og ny indtægtsrammeregulering af netselskaberne.

De anlægsprojekter, systemansvaret har medtaget, er i overensstemmelse med denne rapport's principper. Skal der ændres på disse principper, må det imidlertid ske gennem et nyt udredningsarbejde og en opdatering af den overordnede netstruktur.

Energinet.dk tager initiativ til, at der med udgangspunkt i de nævnte ændrede rammer snarest igangsættes et udredningsarbejde med henblik på at opdatere principperne for etablering og sanering af højspændingsanlæg.

En række større transmissionsanlæg er aktuelle på kort sigt – det vil sige frem til omkring 2010. Tilslutning og indpasning af de to besluttede havmølleparker kan løses med forskellige alternative udbygninger af nettet.

Tabel 3 viser en sammenstilling af de større interne transmissionsforbindelser og forbindelserne ud af områderne, der er behov for frem til 2010. De angivne anlægsinvesteringer skal betragtes som en størrelsesorden og tilsvarende for det forventede idriftsættelsestidspunkt. De kan ændre sig ved detailprojektering. Omkostningerne til den systemmæssige indpasning (systemtjenester og regulerkraft) er ikke medtaget.

Sammenstillingen lægger ikke op til en samlet beslutning, idet de enkelte projekter har forskellig beslutningsmæssig status. Ingen af projekterne er dog endelig besluttet til udførelse med en tilhørende anlægsbevilling.

Forbindelse	Anlægsinvestering (mio. kr.)	Skaber mulighed for:	Forventet idriftsættelse	Status for projektet
Ombygning af den eksisterende 400 kV luftledningsstrækning Kassø-Revsing i Jylland til en tosystemsledning.	Ca. 270	Saneringer af ca. 150 km højspændingsnet <sup>14</sup> . Forudsætning for opgradering til øget overføringsevne til Tyskland. Skal koordineres med forstærkninger i det tyske net.	2008	Dette projekt er under myndighedsbehandling i henholdsvis Energistyrelsen og i Sønderjyllands Amt.
Bygning af 400 kV luftledningsforbindelse Endrup-Idomlund på Vestkysten af Jylland	Ca. 560	Muliggør nettilslutning af Horns Rev 2 og yderligere havmølleparker på i alt ca. 600 MW. Muliggør en udbygning af Skagerrak- og Tysklandsforbindelsen.	2009-2010	Jf. Anlægsplan 2004, godkendt i Eltra's bestyrelse den 3. november 2004.
Ilandføringsanlæg til Horns Rev B	Ca. 350	150 kV-kabelanlæg, der muliggør tilslutning af 200 MW.	2008	Jf. Anlægsplan 2004, godkendt i Eltra's bestyrelse den 3. november 2004.
Etablering af 132 kV kabel fra Stignæsværket til Vestlolland	Ca. 350 - 400	Muliggør nettilslutning af Rødsand 2. Flere mølleparker på stedet vil kræve yderligere netforstærkninger.	Ultimo 2009	Forprojekt igangsat
Ilandføringsanlæg til Rødsand 2	Ca. 300	132 kV-kabelanlæg, der muliggør tilslutning af 200 MW.	2009	Forprojekt igangsat
Storebæltsforbindelsen	Ca. 1.200	Indgår i Nordels pakke. Bindeled mellem den østlige og vestlige transportkanal i Norden. Har relativt høj driftsnytte og giver mulighed for samordning af driftsreserver og regulerkraft mellem Øst- og Vestdanmark.	2008-2009	Forprojekt foreslås igangsat
Skagerrak: Udbygning med HVDC-forbindelsen fra Jylland til Norge.	Ca. 2.060	Bedre markedsfunktion og bedre mulighed for indpasning af mere VE i Danmark. Indgår i Nordel pakke	2008-2010	Jf. Anlægsplan 2004, godkendt i Eltra's bestyrelse den 3. november 2004.
Opgradering af Jylland-Tyskland	Ca. 50	Opgradering af kapaciteten mod Tyskland, kan ske med indsættelse af nye tværspændingstransformere i f.eks. Kassø og Flensborg.	2010	Jf. Anlægsplan 2004, godkendt i Eltra's bestyrelse den 3. november 2004.

**Tabel 13** Aktuelle transmissionsanlæg i Danmark frem mod 2010.

Ud over de anlæg, der er nævnt i tabellen, arbejdes der med at forbedre forsyningen af Bornholm.

<sup>14</sup> Der har tidligere været indregnet yderligere 54 km ved Vejle, som nu saneres tidligere.

Anlæggene er opdelt i tre dele. Første del dækker de større projekter, hvor der allerede foreligger beslutninger om aktiviteter. Der er igangsat et forprojekt til ilandføringsanlæg for havmølleparken på Rødsand samt netforstærkningen ved et 132 kV-kabel fra Stignæsværket til Vestlolland. Herudover omfatter det ombygning af 400 kV Kassø-Revsing, 400 kV-forbindelsen fra Endrup til Idomlund og ilandføring fra Horns Rev.

Anden del vedrører en Storebæltsforbindelse, som er nærmere analyseret i et baggrundsmateriale [Ref. 29]. Energinet.dk tager på baggrund af det forelagte baggrundsmateriale initiativ til at igangsætte et forprojekt af en 400 kV-Storebæltsforbindelse med henblik på, at der kan træffes en endelig beslutning inden udgangen af 2005 med hensyn til den konkrete udformning af forbindelsen, tilslutningspunkter med videre.

Tredje del dækker projekter, hvor beslutningsgrundlaget er under udarbejdelse til senere forelæggelse i Energinet.dk's bestyrelse. Det er en udbygning på Skagerrak og Tyskland-Jylland.

De anlæg, der indgår i Tabel 13 frem mod 2010, er vist på kort over det danske net i bilag 2.

Gældende regionplaner indeholder reservationer svarende til disse udbygninger.

#### *Infrastrukturens alder*

400 kV-nettet i Vestdanmark blev udbygget 15-20 år tidligere end i Østdanmark, mens udviklingen i 132 kV- og 150 kV-net er forløbet nogenlunde parallelt. I Vestdanmark er der i store træk etableret en ringstruktur i 400 kV-nettet. Dermed er en vigtig forudsætning for gennemførelse af renoveringsarbejder til stede. I Østdanmark er der på nuværende tidspunkt en 400 kV-tosystemsluftledning fra 1973 og 1980 tværs over Sjælland med afgreninger. Ringstrukturen ligger i 132 kV-nettet. Der har i flere år været fokus på mulighederne for med denne struktur driftsmæssigt at kunne gennemføre de afbrydelseskrævende renoveringsarbejder, som er en følge af nettets alder. Etablering af en 400 kV-ringstruktur, som ligger i netudbygningen efter 2010, vil gøre det muligt at gennemføre renoveringsarbejder samtidig med betjening af markedet og opretholdelse af forsyningssikkerhed.

Dele af 132/150 kV-nettet har overskredet eller vil inden 2010 nærme sig afslutningen af den tekniske levetid. I planlægningen af det fremtidige transmissionsnet skal der derfor tages stilling til, om de eksisterende 132/150 kV-luftledninger skal renoveres, eller om de i stedet skal ombygges til de kombinerede 400/132 kV- eller 400/150 kV-luftledninger, som indgår i den langsigtede netstruktur. I forbindelse med reduktion af luftledningsnettet kan andre dele af 132 kV-nettet demonteres i det omfang forsyningssikkerheden kan opretholdes, når der gennemføres eftersyn, reparationer og nødvendige afbrydelser i den daglige drift.



## 7. Referencer

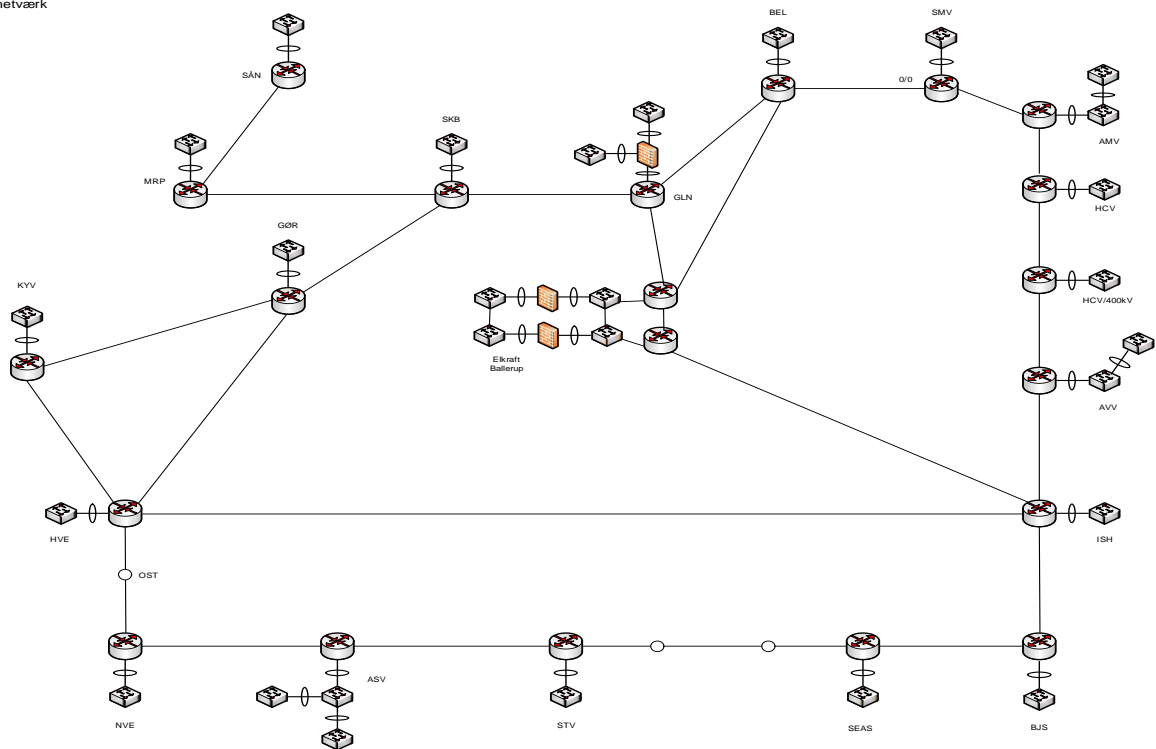
- Ref. 1 Eltra's Systemplan 2004.
- Ref. 2 Elkraft Systems Systemplan 2004.
- Ref. 3 Eltra's Anlægsplan 2004.
- Ref. 4 Elkraft Systems Transmissionsplan 2005.
- Ref. 5 "Temarapport om forsyningssikkerhed", november 2002, Elkraft System.
- Ref. 6 Nordels Netdimensioneringsregler
- Ref. 7 "Dimensioneringskriterier for 400-150 kV-samarbejdsnettet", januar 1996, Eltra.
- Ref. 8 "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg", 1995, Miljø- og Energiministeriet.
- Ref. 9 "Analyser af den langsigtede netstruktur for eltransmissionsnettet" afsnit 3, januar 1999, Energistyrelsen.
- Ref. 10 "Havmøllehandlingsplan for de danske farvande", juni 1997, Elske skabernes og Energistyrelsens Arbejdsgruppe for havmøller.
- Ref. 11 "Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme og VE-elektricitet", oktober 2001, Energistyrelsen.
- Ref. 12 "Eltra's valg af 400 kV-netstruktur", 2005, Eltra Dok. Nr. 215294.
- Ref. 13 "TRANS-EUROPEAN, Energi Networks, TEN – E priority projects", udgivet af EU-Kommissionen i 2004.
- Ref. 14 "Analyse af overføringsforholdene i grænseområdet", 2002, Eltra og E.ON Netz.
- Ref. 15 "Studier om forstærkning af Skagerrakforbindelsen", 2003, Eltra og Statnett.
- Ref. 16 "Prioriterede snit - Fælles nordiske analyser af vigtige snit i Nordel-systemet", 11. juni 2004, Nordel.
- Ref. 17 "Beregninger anvendt til Nordels rapport om prioriterede snit", august 2004, Elkraft System og Eltra.
- Ref. 18 "Konklusioner angående en elektrisk Storebæltsforbindelse", 19. januar 2004, Elkraft System og Eltra.
- Ref. 19 "Scenarieregninger – klimavirkemidler og forsyningssikkerhed", 2003, Elkraft System.
- Ref. 20 "Langsigtede udfordringer i elsystemet – vindkraft og naturgas", 17. marts 2005, Elkraft System.
- Ref. 21 "Langsigtet energistrategi frem mod 2025", 2005, Energistyrelsen.
- Ref. 22 "Nordisk Systemudviklingsplan 2002", april 2002, Nordel.
- Ref. 23 "UCTE System Adequacy forecast 2004 – 2010", december 2003, UCTE.
- Ref. 24 "Notat om en elektrisk Storebæltsforbindelse", 20. januar 2004, Energistyrelsen.
- Ref. 25 "Tekniske analyser af forsyningssikkerhed", 15. november 2004, Elkraft System og Eltra.

- Ref. 26 "Handlingsplan om priselastisk elforbrug", oktober 2004, Elkraft System og Eltra.
- Ref. 27 "Netinvesteringer på kort og langt sigt", 15. april 2005, Elkraft System.
- Ref. 28 "Overslag over en Storebæltsforbindelses betydning for elsystemets regulér-omkostninger i Danmark", 17. december, Elkraft System.
- Ref. 29 "Storebæltsforbindelsen – Baggrundsmateriale til elementer i infrastruktur-handlingsplanen 2010", marts 2005, Elkraft System.
- Ref. 30 "Reservehold i det østdanske system", 11. februar 2005, Elkraft System.
- Ref. 31 "Konkurrencestyrelsens vurdering af den konkurrencemæssige effekt af et elektrisk Storebæltskabel", 3. marts 2005, Konkurrencestyrelsen.
- Ref. 32 Teknologikatalog, 2005, Energistyrelsen, Elkraft System og Eltra.
- Ref. 33 "Netudbygningen i Vestjylland", 2005, Eltra Dok.nr. 192755.
- Ref. 34 "Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing til to systemer", 2004, Eltra Dok.nr. 191559.
- Ref. 35 "Statusrapport – Skagerrak 4 – Sammenfatning og anbefalinger", marts 2005, Eltra Dok. Nr. 220092.
- Ref. 36 "Nordic TSOs' Action Plans in enhancing and monitoring Demand Response", 28. februar 2005, Nordel.
- Ref. 37 Priselastisk elforbrug 2005, 31. januar 2005, Eltra og Elkraft System.



## Bilag 1

Elkraft IP-netværk



Netværket opdeles i 5 logiske netværk:

- Fjernkontrol – Kommunikation med Elcom partnere, overvågnings- og kontrolenheder (RTU'er) og lokale stationskontrolanlæg samt RTU'er på kraftværker.
- Netværkstelefon/ IP-Telefoni – Elkraft Systems kontrolrums telefoncentral samt alternativ telefonrouter placeres i nødkontrolrum med forbindelse til værkerne og netkontrolcentrene, således at det kan overtage nødtelefoni, hvis det besluttes.
- Kontor – Elkraft Systems kontoret "strækkes" ud i stationerne, så medarbejdere kan tilslutte bærbare pc'er til nettet og få samme it-faciliteter stillet til rådighed som 'hjemme på kontoret'.
- Teknik – I stationerne findes fejlskrivere og lignende udstyr, som især benyttes i forbindelse med fejl i 400/132 kV-nettet. Analyse af fejl i 400/132 kV-nettet kan så udføres fra Elkraft System.
- Management – Vedligehold af netværket selv.

## Bilag 2



- |           |  |   |  |
|-----------|--|---|--|
| —         | 150 kV- eller 132 kV-ledning et system       | ● | 400/150 kV eller 400/132 kV transformerstation eller 400 kV koblingsstation            |
| —         | 150 kV- eller 132 kV-ledning to systemer     | ● | 150/60 kV eller 132/50 kV transformerstation eller 150 kV eller 132 kV koblingsstation |
| - - - -   | 150 kV- eller 132 kV-kabel                   | ■ | Kraftværk  |
| - · - · - | 400 kV-kabel                                 |   |  |
| —         | 400 kV-ledning et system                     |   |  |
| —         | 400 kV-ledning to systemer                   |   |  |
| —         | 400/150 kV- eller 400/132 kV-kombiledning    |   |  |
| —         | 220 kV-ledning to systemer                   |   |  |
| —         | 220/150 kV-kombiledning                      |   |  |
| —         | 250 kV, 350 kV eller 400 kV jævnstrøm (HVDC) |   |  |
|           | Uafhængig af antal systemer                  |   |  |