



Anlægsplan

1998

1999

2000

2001

2002

2003

2004

2005

2006

2007

2008

2009

2010

2011

2012

2013

2014

2015



eltra



Anlægsplan

2002

for

Transmissionssystemet



Anlægsplan 2001 for Transmissionssystemet

Dato: 30. oktober 2002

Sagsnr.: 4673

Dok.nr.: 138588

Reference: JKJ/RIH

Eltra's bestyrelse har godkendt
Anlægsplan 2002 på mødet
den 6. november 2002.

Omslag og illustrationer:

Franck Wagnersen

Fotografer:

Jørgen Schytte

Claus Haagensen/Chili

Eltra arkivbilleder

Layout og opsætning:

Eltra's informationsafdeling

Repro og tryk:

Kerteminde Tryk

ISSN 1600-9754

November 2002





Indholdsfortegnelse

Resume	5
Baggrund for Anlægsplanen	9
Perspektiver for transmissionssystemet	9
Plangrundlag	10
Det samlede transmissionsnet	13
Historisk udvikling	13
Hvad skal nettet kunne?	13
Principper for udbygningen	15
Saneringsplaner, status	18
Transmissionsnettets kapacitet	21
Kapacitet til nabo-områder	21
Adgang til regulerkraft	22
Reaktiv effekt	22
Kortslutningseffekter	25
Ny- og ombygninger i transmissionsnettet	27
Afsluttede projekter ultimo 2002	27
Ny- og ombygninger, årene 2003-2008	28
Mulige nyanlæg, årene 2003-2008	39
Begrænsninger i transmissionskapacitet	43
Udetider	43
Begrænsninger afledt af ny- og ombygningsprojekter	45
Begrænsninger afledt af renoveringsprojekter	46
Økonomi	47
Afsluttede projekter	49
Investeringsbehov, årene 2003-2008	49
Indtægtsrammer og finansiering	50
Muligheder for at reducere netinvesteringer	51
Referencer	53



Bilag:

1. Geografisk fordeling af den decentrale produktion, år 2002.
2. Transmissionsnettet, planlagt netudvikling til og med år 2008.
3. Eltra's telekommunikationsnet til og med år 2008.
4. Ny- og ombygninger med tilhørende budgetter, årene 2003-2008.

Resume

Systemansvarets arbejde er reguleret gennem Elforsyningsloven og den tilhørende bekendtgørelse for systemansvar. Desuden har den systemansvarlige transmissionsvirksomhed, Eltra, opstillet "Retningslinier for Systemansvar" og en række forskrifter for markedets funktion.

Eltra's planlægning

Eltra's planlægning er delt op, så de langsigtede perspektiver beskrives i en helhedsorienteret Systemplan med samordning af elsystemet. Som følge heraf udgives også en anlægsplan, der målrettet beskriver behovet for transportkapacitet og de transmissionsanlæg, der forventes bygget frem til år 2008.

Anlægsplanen omhandler de opgaver, den systemansvarlige virksomhed og transmissionselskaberne har efter lovens § 28, stk. 3, nr. 7 og 8. Anlægsplanen omsætter Systemplanens generelle forhold til geografiske forudsætninger, der bestemmer behovet for transporter. Det er blandt andet placeringen af den decentrale kraftvarme og vindkraften i de underliggende net, der har betydning. Fordelingen af denne produktion er ikke sammenfaldende med elforbrugets fordeling.

Markedsfunktionen og udnyttelse af den eksisterende og fremtidige kapacitet på forbindelser til nabo-områderne er ligeledes vigtige rammebetingelser.

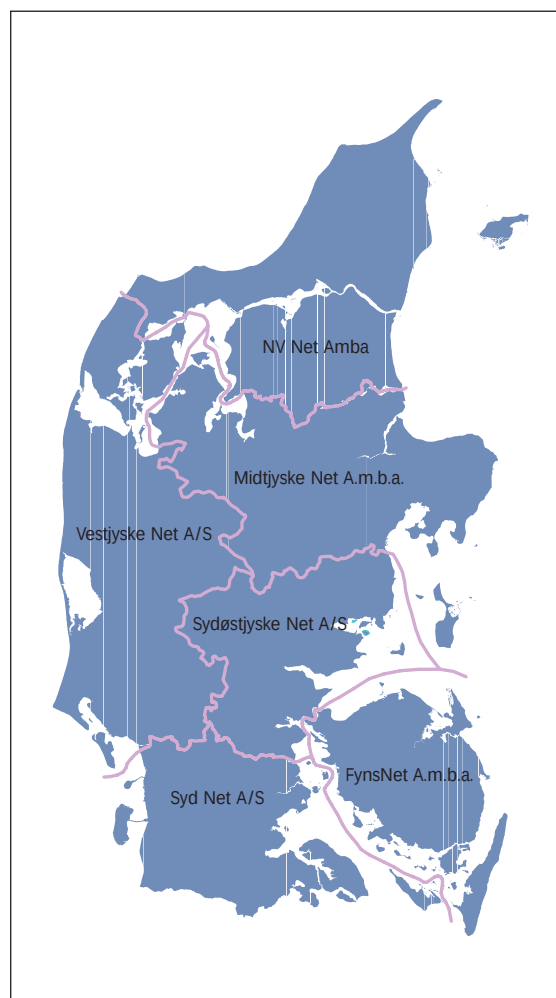
I den årlige anlægsplan for transmissions-systemet specificeres anlægsprojekter med byggherre, tekniske hoveddata og økonomiske og tidsmæssige rammer. Anlægsplanen fremlægges til høring i Eltra's transmissionsudvalg forud for behandlingen i Eltra's bestyrelse.

Samarbejdet

Det er de regionale transmissionselskaber, der ejer 150 kV-nettet i Jylland og på Fyn. Som følge af Elforsyningsloven har Eltra anmodet selskaberne om at stille det samlede 150 kV-net til rådighed for systemansvaret. Eltra ejer 400 kV-nettet og udlandsforbindelserne.

De seks regionale 150 kV-transmissionselskaber i Jylland og på Fyn er FynsNet A.m.b.a., Midtjyske Net A.m.b.a., NV Net Amba, Sydøstjyske Net A/S, Syd Net A/S og Vestjyske Net A/S.

Figur 1 Den geografiske ejerstruktur for 150 kV-nettet i Jylland og på Fyn.





Samarbejdet mellem Eltra og 150 kV-transmissionsselskaber reguleres af samarbejdsaftaler.

Planens indhold

Anlægsplan 2002 indeholder alle anlægsændringer, der vedrører transmissionssystemet over 100 kV for perioden frem til år 2008, uanset om de gennemføres af Eltra eller af et regionalt transmissionsselskab.

Der skal fortsat ske en koordinering mellem planlægningen på 150 kV- og 60 kV-nettene med henblik på en ensartet forsyningssikkerhed i områderne. Planen indeholder derfor også en liste over de 150/60 kV-stationer, hvor der er behov for ekstra transformerkapacitet. Der er ikke forudsat nye 150/60 kV-stationer i planperioden.

Anlægsplanen indeholder en samlet oversigt over projekter, der er idriftsat siden Anlægsplan 2001 samt anlæg, der tidligere er godkendt, og projekter der forventes bygget inden for planperioden. Projekterne og tidspunkterne for idriftsættelse af de enkelte anlæg er desuden justeret i forhold til fremdriften i myndighedsbehandlingen.

Anlægsplanen beskriver de begrænsninger og flaskehalse, som markedet vil opleve som følge af forsinkelser af anlæg samt udetider under ny- og ombygninger og renoweringer. Det er især i perioden til medio 2004, hvor markedet vil opleve store begrænsninger.

Transmissionsnettet i Jylland og på Fyn udgøres af 400-150 kV-nettene og forbindelserne til nabo-områder. Anlægsplan 2002 beskriver nogle principper for udbygningen. Et vigtigt princip er, at 400 kV- og 150 kV-nettene fortsat skal drives parallelt. Det medfører, at overføringskapaciteten skal afstemmes, så 150 kV-nettet ikke udgør en begrænsning for udnyttelsen af 400 kV-nettet.

Den reaktive balance for elsystemet er beskrevet som følge af, at Eltra ser problemer med at holde spændingerne på 150 kV- og 400 kV-nettet inden for acceptable

grænser. Derfor er der i år 2002 installeret tre 150 kV-reaktorer til optagelse af denne generering.

De tidligere fastlagte grænser for tgø (kompenseringen i de underliggende net) kan ikke længere overholdes. Det skyldes primært kompenseringen på den decentrale produktion og den stigende mængde kabel-lægning. Derfor er der fastlagt en række nye principper for udvekslingen af reaktiv effekt, der skal gælde for hver enkelt 150/60 kV-station.

Desuden er situationer med minimale kortslutningseffekter blevet aktuelle i takt med, at de centrale produktionsanlæg bliver færre. Planen medtager derfor en vurdering af den minimale kortslutningseffekt, som er et udtryk for spændingens stivhed under ekstreme driftsforhold frem til år 2004. Det er især Nordjylland og Vestjylland, der har små minimale kortslutningseffekter.

Desuden indgår der en status for de saneringer i boligområder, der udestår, hvis den hidtidige Kabelhandlingsplan skal gennemføres. Det medfører ca. 23 km kabellægninger frem mod år 2005. Det er dog endnu uafklaret, hvordan disse saneringsbehov skal prioriteres.

Nettet i Eltra's område anvendes på nuværende tidspunkt til transporter, der ikke tidligere har været forudsat fordi den lokale forsyningssikkerhed har været det centrale. Planen åbner derfor debatten om, hvad nettet fremover skal kunne i internationale markedsomgivelser.

Anlægsplan 2002 indeholder enkelte, nye transmissionsanlæg i forhold til Anlægsplan 2001. Det gælder nettilslutning af den renoverede Konti-Skan 1 og behov for en 400/150 kV-transformer på østkysten af Jylland.

Projekterne

400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige med tilhørende 150 kV-anlæg er godkendt af de centrale myndigheder. Ledningen skal bygges i 10 delstrækninger med forskellig



Tilslutning af havvindmøllerne på Horns Rev sker via en opsamlingsstation på havet.



kombination af kabler og luftledninger på 400 kV og 150 kV.

Ledningen skal for en stor dels vedkommende bygges i ledningsgader, hvor eksisterende 150 kV-ledninger rives ned for at give plads til den nye kombinerede 400/150 kV-forbindelse, eller hvor eksisterende ledninger bygges om. Under byggeperioden fra årene 2002-2004 vil elmarkedet i perioder opleve begrænsninger i transmissionskapaciteten.

På strækningen indgår der 14 km 400 kV-kabel fordelt på tre delstrækninger og 32 km 150 kV-kabler ligeledes fordelt på tre delstrækninger. På delstrækningen fra Mariager Fjord til Haverslev anvendes der en ny type 400 kV-mast, der er valgt efter gennemførelse af en designkonkurrence.

Planen fastlægger også de saneringer, der skal ske af nettet i Aalborgområdet som følge af, at 400 kV Vendsysselværket-Trige bygges. Saneringerne frem til år 2009 er ansøgt ved Energistyrelsen.

400/150 kV-station Askær med tilhørende 150 kV-kabelforbindelse fra Askær til Thyregod er ligeledes godkendt af Energistyrelsen og forventes i drift i år 2003. Dette projekt fører til en retableret forsyningsikkerhed i området omkring Landerupgård.

Ilandføringen fra havmøllerne ved Horns Rev er idriftsat planmæssigt medio 2002.

Havmølleparken ved Læsø er udskudt på ubestemt tid. Det skyldes, at regeringen har ophævet havmøllepålægget fra 1998, og at miljøhensynene i farvandet syd for Læsø



har ført til et forslag om at flytte parkens placering ca. 7 km længere mod øst.

Der er behov for ekstra 400/150 kV-trans-formerkapacitet omkring år 2004. Place- ringen er ikke fastlagt, men der er tale om Trige eller Landerupgård.

Inden for planperioden forventes der at ske en udbygning af forbindelserne til nabo- områderne. Eltra foretager en ombygning af Konti-Skan 1 omkring årene 2004-2005. Ombygningen medfører en ekstra overfø- ringskapacitet til Sverige på ca. 110 MW. Der er truffet en anlægsbeslutning herom hos Eltra og Svenska Kraftnät.

Forbindelsen forventes tilsluttet på 400 kV i Vester Hassing på samme måde som Konti-Skan 2, og der etableres samtidig en 400 kV-ringforbindelse mellem Vester Hassing, Vendsysselværket og Ferslev.

I perioden til år 2008 medtager planen en række anlæg, som kan blive aktuelle. Det gælder f.eks. en ekstra pol på Skagerrak på 600 MW, der kan blive aktuel i år 2007, og en elektrisk forbindelse over Storebælt.

Ved store udvekslinger med nabo-områder- ne er der en række forbindelser i 150 kV- nettet, der udgør det "svage led". De kan blive begrænsende for udnyttelsen af 400 kV-nettet og kræver muligvis forstærkning i perioden.

Planens status

Eltra udgiver årligt en anlægsplan, der er godkendt i Eltra's bestyrelse. Anlægsplanen er den overordnede ramme for de transmis- sionsanlæg, der skal bygges i Jylland og på Fyn. Planen medtager det samlede investe- ringsbehov for området, ligesom planen fastlægger, hvem der er bygherre på de enkelte projekter.

De aktuelle transmissionsanlæg godkendes desuden separat i de respektive bygherrers bestyrelser i forbindelse med realisering.

For de anlæg, Eltra er bygherre på, udar- bejdes på baggrund af myndighedsbehand-

lingen et anlægsbudget, som godkendes i Eltra's bestyrelse. Ved større justeringer som følge af myndighedsbehandling kan der være behov for, at bestyrelsen godkender et revideret anlægsbudget før udførelsesfasen. Projektet afsluttes med indstilling af et anlægsregnskab.

For anlæg, som ikke bygges og ejes af Eltra, indgås en skriftlig aftale om projektets gen- nemførelse, herunder myndighedsbehand- ling.

Investeringer

Det tidligere princip med hvile i sig selv og henlæggelser til anlæg er afløst af en ind- tægtsrammeregulering med krav om effekti- visering. Investeringer for år 2003, som er fastlagt i Anlægsplan 2002, forventes gen- nemført inden for såvel Eltra's som de re- gionale transmissionsselskabers indtægts- rammer.

Eltra's betaling til transmissionsselskaberne for at få stillet 150 kV-nettet til rådighed er fastlagt af den indtægtsramme, som Energi- tilsynet har godkendt for hver enkelt sel- skab. Indtægtsrammer for år 2004 er endnu ikke udmeldt.

Det samlede investeringsbehov til ny- og ombygninger og til gennemførelse af Kabel- handlingsplanen for Jylland og Fyn er op- gjort til omkring 3.700 mio. kr. frem til år 2008. Perspektivprojekter, der ikke er be- sluttet endnu, indgår heri med ca. 1.900 mio. kr.

Investeringsbehovet i Anlægsplan 2002 er væsentlig lavere end i Anlægsplan 2001.

I årene 2003-2004 er bygningen af 400 kV- forbindelsen Vendsysselværket-Trige det største enkeltprojekt i Eltra's område. Det samlede projekt forventes at koste omkring 1.100 mio. kr., hvoraf omkring 850 mio. kr. er Eltra's andel af investeringen.

Baggrund for Anlægsplanen

De vigtigste perspektiver for ny- og ombygning af transmissionssystemet er elmarkedets funktion og de store mængder miljøvenlig energi, der skal indpasses i elsystemet, samtidig med at systemsikkerheden opretholdes.

Ligeledes er det vanskeligere end nogensinde at skabe accept for luftledninger. Det har medført forsinkelse af ny- og ombygninger og øget anvendelse af kabler.

Ifølge Elforsyningsloven og Systemansvarsbekendtgørelsen, der blev sat i kraft den 1. juli 2002 [Ref. 1], skal der foretages en samlet planlægning af 400-150 kV-nettet og forbindelser til nabo-områder. Den rapporteres gennem Eltra's årlige Anlægsplan.

Perspektiver for transmissions-systemet

Anlægsplan 2002 er koncentreret om det korte sigt indtil år 2008. I denne periode er der en del usikre forudsætninger, der kan påvirke ny- og ombygning af transmissionsnettet.

Et af de vigtigste perspektiver for udbygning af transmissionssystemet er de rammebetingelser, som markedets udvikling giver. I Nord Pool-sammenhæng har det vestdanske net direkte en betydning for prisdannelsen. Flaskehalse i nettet medfører desuden, at der opstår prisforskelle mellem Jylland-Fyn og nabo-områderne.

Der er et stigende behov for overføringskapacitet til nabo-områderne. Skagerrakforbindelsen til Norge og Konti-Skan-forbindelsen til Sverige er fuldt åbne for markedet. Udbygning af disse forbindelser kan

ifølge Nordisk Systemudviklingsplan 2002 [Ref. 2] blive aktuel i planperioden frem til år 2008.

For Tysklandsgrænsen er der indført et auktionsprincip, og for denne forbindelse har det stor betydning, hvordan markedet i Tyskland udvikler sig. Transporterne har ikke fundet deres endelige form i markedet. Af hensyn til driftssikkerheden er der også på langt sigt behov for at opretholde flere separate forbindelser over grænsen til Tyskland.

Transportmønstrene på forbindelserne til nabo-områderne har stor betydning for transporterne i det interne net.

Et vigtigt perspektiv er indpasning af den prioriterede produktion – og her især den store mængde vindkraft. Vindkraftens natur betyder, at der for Jylland og Fyn både kan være situationer med et stort overskud og situationer med et underskud og deraf følgende transportbehov.

Med udgangen af år 2003 udløber Danmarks dispensation fra EU-markedsdirektivet angående den decentrale kraftvarmes prioriterede netadgang. Det forventes herefter, at de decentrale kraftvarmeværker skal drives på markeds-mæssige vilkår. Driftsmønsteret vil være bestemt af områdeprisen.

Vindmøllerne bliver ikke afprioriteret. Deres variable omkostninger er desuden små, og det forventes derfor ikke, at driftsmønsteret for vindkraften ændres. Set fra nettets synspunkt vil det forsat være den samlede vindkraft, der er grundlag for netplanlægningen og for behovet for transportkapacitet.

De fleste decentrale kraftvarmeværker har marginale produktionsomkostninger af betydelig størrelse, og den ubetingede prioritering vil blive erstattet af en økonomisk lastfordeling, der sikrer, at anlæggene kun producerer, når markedsprisen overstiger



de samfundsøkonomiske marginalomkostninger ved at producere.

Modellen for de decentrale kraftvarmeværker er ikke fastlagt, men forventes at kunne skabe incitamenter til en samfundsøkonomisk optimal udnyttelse i både spot- og regulerkraftmarkedet. Set fra nettet vil afprioriteringen sandsynligvis betyde en ændring i driftsmønstret og dermed en ændring i forudsætningerne/dimensioneringsgrundlaget for netplanlægningen og for transportbehovene. Disse ændringer vil få virkning i planperioden frem til år 2008, men kan ikke kvantificeres på nuværende tidspunkt.

De fleste decentrale anlæg forventes desuden at kunne levere reguleringsydelser. Det vil ligeledes påvirke forudsætningerne for netplanlægning. Eltra har igangsat projekter til at afklare disse muligheder.

Det er vanskeligt at få godkendelse til at bygge nye luftledninger. Derfor indgår også opgradering af visse eksisterende luftledninger i planlægningen. Opgradering øger kapaciteten på den enkelte ledning. Den forbedrer ikke nettets fleksibilitet og driftssikkerhed, men kræver udetid under etablering.

Der kan blive tale om forøgelse af eksisterende luftledningers driftstemperatur enten ved forbedret datagrundlag, ved indskydelse af skamler eller ved en opstramning af faselederne på visse strækninger. Desuden kan forøgelse af belastningsevnen ved anvendelse af kompakte ledere eller højtemperaturledere blive aktuel.

Som elementer i effektiviseringen hører også anvendelse af FACTS-metoder (Flexible AC Transmission Systems) og øget styring og regulering på blandt andet vindmøller. Derudover kan eventuelt kommende HVDC VSC-forbindelsers (Voltage Source Converters) spændingsstabiliserende egenskaber udnyttes.

Der er ligeledes usikkerhed om gennemførelse af de saneringer, der er forudsat efter Eltra's kabelhandlingsplan, se afsnittet om

“Saneringsplaner, status”. Det skyldes ændrede reguleringsrammer for transmissionselskaberne og ændringer i ejerstrukturen i elsektoren.

Som en del af Systemplan 2002 [Ref. 4] har Eltra undersøgt mulighederne for at nedbringe elprisen. "Muligheder for at reducere/udskyde investeringsomkostningerne i transmissionsnettet uden at konkurrence og forsyningssikkerhed kommer i fare" er nærmere beskrevet i afsnittet “Muligheder for at reducere netinvesteringer”.

Plangrundlag

Plangrundlag 2002 [Ref. 3] redegør for de vigtigste forudsætninger til Anlægsplan 2002. Plangrundlaget beskriver også nogle af de metoder, der anvendes til fastlæggelse af behov for netudbygning. Anlægsplan 2002 omsætter forudsætningerne i Systemplan 2002 til geografiske forudsætninger, der er bestemmende for transporterne i nettet.

Planperioden for Anlægsplanen går til år 2008. Tidshorisonten for bygning af netanlæg er lang blandt andet på grund af VVM-reglerne for luftledninger. Perioden forventes at være domineret af integration af vindkraften, udbygning af 400 kV-nettet, sanering, restrukturering og udbygning af udlandsforbindelserne.

Planperioden er kendetegnet ved en stadig stigning i den bundne produktion. Knap halvdelen af produktionskapaciteten findes på otte centralt placerede enheder tilsluttet 400 kV- og 150 kV-nettene. Resten af kapaciteten er decentral produktionskapacitet på kraftvarmeværker og vindmøller, der er tilsluttet de underliggende net.

Afregningen for vindmøller blev ændret med virkning fra den 31. december 1999. Nye møller købt på bindende, ubetinget kontrakt inden dette tidspunkt er "eksisterende" møller og kan afregnes efter "gammel" afregning. I alt 420 MW af denne type vindmølleprojekter blev vurderet hos Energistyrelsen og langt de fleste godkendt. Den samlede kapacitet af landmøller i Eltra's område forventes med kommende



Sprængningseksperter satte onsdag den 15. august 2002 punktum for Tjæreborgmøllen, som siden opførelsen i 1987 har produceret næsten 32 GWh.



udskiftninger at nå op på 2.400-2.500 MW i år 2005.

For Eltra's område var den installerede vindkraft på i alt 1.932 MW ved udgangen af år 2001 og stigende til 2.375 MW i år 2005. Den er geografisk fordelt, så 26 % af den landbaserede vindkraft føder ind i nettet i Vestjylland. Tilsvarende føder 23 % af effekten ind i Nordjylland. Den decentrale kraftvarme føder primært ind i byområderne.

I forbindelse med vedtagelsen af Elforsyningsloven, lov nr. 375 af 2. juni 1999, blev der indført en udskiftningsordning efter hvilken, møller på 99 kW og derunder kunne udskiftes med nye møller med den tredobbelte produktion. Møller mellem 100 kW og 150 kW kunne tilsvarende udskiftes med nye møller med den dobbelte produktion.

Udskiftningsordningen gælder uden loft for effekten til og med år 2003. Der er efterfølgende skrevet en ny bekendtgørelse, nr. 681

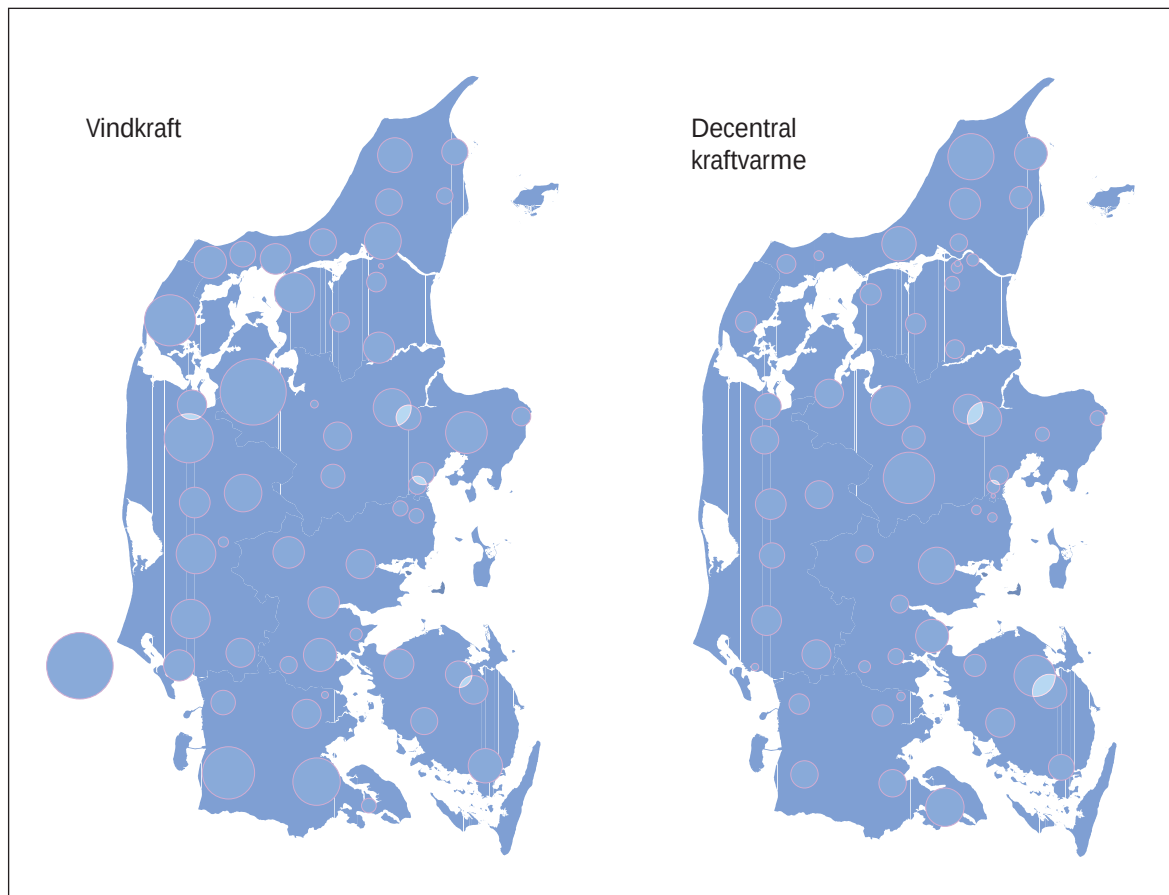
[Ref. 5] af 15. august 2002, om erstatningsmøllernes betaling. Afregningsændringen betyder, at der er et voldsomt incitament til at opsætte nye møller inden årsskiftet 2002/2003 f.eks. også i parker, hvor ikke alle møller kan afregnes som udskiftningsmøller.

En rundspørge hos netselskaberne i Jylland og på Fyn viser, at der vil blive opsat ca. 250 MW i sidste kvartal af år 2002 og 50 MW i år 2003. Det betyder, at den installerede effekt stiger hurtigere end forudset. Derved ændres forventningerne til de geografiske transporter.

Samlet betyder det, at der forventes at være 3.800 MW decentral produktion ultimo 2002 og 4.000 MW i år 2005, der føder ind i de underliggende net. Dertil kommer effekten fra havmøllerne ved Horns Rev på 160 MW. **Figur 2** viser fordelingen af den bundne produktion fra vindkraften i år 2005. Produktionens placering er ikke sammenfaldende med elforbrugets.



Figur 2 Den geografiske fordeling af bunden produktion fra vindkraft og decentral kraftvarme for år 2005.



Der er en grundlæggende forskel i produktionsmønstret for landmøller og havmøller [Ref. 6]. Energiindholdet i vinden til havs er op til dobbelt så stort som energiindholdet på land. Der regnes derfor med en mere stabil elproduktion på havet, hvor den samme energi forventeligt kan produceres med den halve installerede effekt.

Afhængigt af erfaringerne fra demonstrationsanlægget på Horns Rev forventes en yderligere udbygning med havmøller på op til 300 MW frem til år 2008, så den samlede vindkraftkapacitet i år 2008 sandsynligvis vil være på ca. 3.000 MW.

Den decentrale kraftvarme føder effekt ind i byområder. Fordelingen af den installerede decentrale kraftvarme fremgår af **Figur 2**.

Biomasseudbygningen sker primært ved ombygning af eksisterende kraftværker, f.eks. går Herningværket i drift med 50 % naturgas og 50 % flis i år 2003. I perioden til år 2008 forventes der således ikke udbygninger i den centrale kraftværkskapacitet og ej heller nævneværdige udbygninger af decentral kraftvarmekapacitet.

Elforbrugets udvikling er fremskrevet både for energi og for effekt [Ref. 4]. Det maksimale effektbehov for Eltra's område forventes at stige fra i alt 3.705 MW, der er målt i år 2000 til 3.940 MW i år 2008. Det svarer til en stigning på 6,3 %. Den geografiske fordeling af effektbehov for år 2005 opdelt på 150/60 kV-stationer og transformerkapaciteten i de enkelte stationer fremgår af **Bilag 1**.

Det samlede transmissionsnet

Reglerne for net-
tets dimensione-
ring er gennem
mere end 30 år
blevet udviklet ud
fra hensynet til
området forsyning,
hvor udvekslinger
med nabo-områder
ikke har været accepteret
som grundlag for udbyg-
ninger af transmissions-
nettet. Dette billede skal
erstattes af en virkelig-
hed, hvor nettet i Eltra's
område er en del af en
international infrastruktur.

Netplanlægningen skal derfor i
højere grad end tidligere koordineres inter-
nationalt og tage hensyn til internationale
forpligtelser.

60 kV-nettet overgik i løbet af 1970'erne til
lokale og regionale forsyningsopgaver i takt
med, at de højere spændingsniveauer blev
udbygget. 60 kV-nettet drives nu (bortset
fra Fyn) som ringforbindelser omkring en
150 kV-station. Den samme udvikling var
forudsat for 150 kV-nettene i takt med, at
400 kV-nettet blev udbygget. Dette blev
aldrig en realitet.

Op gennem 1990'erne reduceredes elfor-
brugsstigningerne, og der blev udbygget
med decentral kraftvarme og vindmøller.
Det har medført udskydelse af 400 kV-net.
Samtidig opstod der en bevidsthed om
visuelle gener og en eventuel sundhedsrisi-
ko ved højspændingsledninger. Det betyder,
at Eltra har accepteret, at der bygges færre
ledninger end teknisk-økonomisk optimalt.
Det betyder også, at der blev pres på at
kabellægge i stedet for at anvende luftled-
ninger, jf. [Ref. 7].

Historisk udvikling

Planlægningen af transmissionsnettet i
Eltra's område har altid været baseret på
en langsigtet netstruktur med luftledninger,
hvor de enkelte delprojekter bygges, efter-
hånden som behovet opstår. På den måde
sikres, at der ikke bygges flere anlæg end
højst nødvendigt, og at de, der bygges, ind-
går i en langsigtet, struktureret udvikling.

Den netstruktur, der findes i dag, er både et
resultat af en historisk udvikling og af stra-
tegien for udbygning af elnettet.

Omkring 1950 var Jylland og Fyn dækket
af et sammenhængende 60 kV-veksel-
strøms-højspændingsnet, som dengang
udgjorde transmissionsnettet. Betydelige
elforbrugsstigninger førte til større produk-
tionsanlæg og sammenkobling med nabo-
landene, og dette bevirkede, at de største
transporter af el i slutningen af 1950'erne
blev flyttet fra 60 kV-nettet og op på 150
kV-nettet og i løbet af 1980'erne videre op
på 400 kV-nettet.

Hvad skal nettet kunne?

Det samlede transmissionsnet for Jylland
og Fyn udgøres af 400-150 kV-nettene og
udlandsforbindelser.

Den danske regering har i februar 2002
afgivet høringssvar til Kommissionen [Ref.
8]. Regeringen skriver angående transmis-
sionsnettet:

*"Forsyningssikkerhed for elektricitet består af
to komponenter. Sikkerheden for forsyning
med brændsler og sikkerheden for en tilstræk-
kelig produktions- og transmissionskapacitet.
En tilstrækkelig produktionskapacitet er ikke en
selvfølge på et liberaliseret marked. Der skal
derfor i medlemslandene være mulighed for
at sikre opretholdelse af en minimumproduk-
tionskapacitet. Transmissionskapaciteten må
også sikres både mellem medlemslandene og
internt i landene".*

Folketinget har i en fælles udtalelse fra
april 2002 fra Europaudvalget og Energi-
udvalget tilkendegivet en tilsvarende hold-
ning til EU-Grønbogen. Det betyder, at



både regering og Folketing accepterer, at der skal sikres transmissionsforbindelser på tværs af landegrænser og internt.

Nordisk Systemudviklingsplan 2002 har også peget på, at der er god nytte ved udbygning af forbindelser i Norden.

International infrastruktur

I temarapporten "Transmission og marked" [Ref. 9] som blev afleveret til Energistyrelsen den 1. februar 2002, er der beskrevet, hvordan transmissionsnettet mellem de nordiske lande kan udbygges, så det fremmer et nordeuropæisk marked. Rapportens konklusion er også, at man ud fra samfundsøkonomiske hensyn ikke kan og ikke bør fjerne alle flaskehalse i nettene.

Den geografiske placering af Eltra's område mellem det nordiske marked og det tyske marked betyder, at der vil være ikke-koordinerede transporter hen over systemet. Det giver Jylland og Fyn en gunstig position, men det betyder også, at det er uundgåeligt, at der skal skabes plads til en vis mængde transit.

Eltra's område er en del af det nordiske marked og prioriterer derfor adgangen til kapaciteten mod nord. Desuden skal der skaffes et rimeligt råderum på den dansk-tyske grænse.

I en international infrastruktur skal der stadig sikres hensyn til markedet og til driftssikkerheden. Det gøres gennem begrebet pålidelighed, der i international terminologi opdeles i:

- Tilstrækkelighed, der her vedrører transmissionsnettets overføringskapacitet i markedet og til transport af systemtjenester.
- Sikkerhed, der her vedrører transmissionsnettets evne til at yde systemtjenester.

Betjeningen af internationale elmarkeder kræver en større overføringsevne end optimal drift af et system med rent lokale formål. Samtidig øger ubalancerne fra den prioriterede produktion risikoen for drifts-

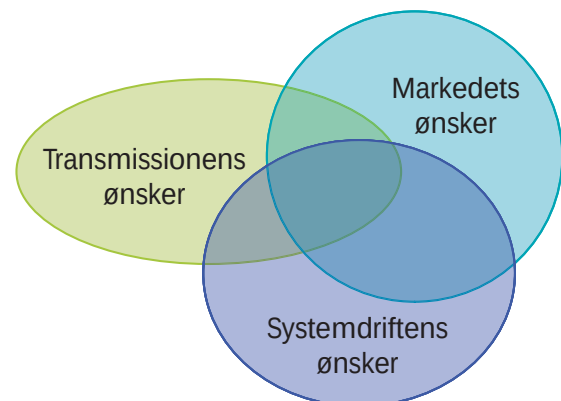
forstyrrelser. Resultatet for Eltra's område er blevet, at der i dagligdagen ofte er utilstrækkelig overføringskapacitet og dermed en mindre stabil prisdannelse i elmarkedet.

Kvantitative og målbare størrelser

Denne anlægsplan og de planlagte anlæg er baseret på gældende planlægningspraksis og gældende dimensioneringsregler. Men hvad er det, nettet mere præcist skal kunne i fremtiden?

Man kan ikke svare kort på dette spørgsmål, idet det indeholder en række dilemmaer. Der skal tages hensyn til markedets ønske om adgang til overføringskapacitet og til transmissionsselskabernes ønske om at kunne tage anlægsdele ud af drift i forbindelse med ny- og ombygning og for vedligehold, se **Figur 3**. Disse hensyn er ikke sammenfaldende, men skal vejes op mod ønsket om en sikker drift af elsystemet.

Figur 3 Markedets, transmissionens og systemdriftens ønsker er ikke altid sammenfaldende.



Der skal således udvikles en metode og findes nogle kvantitative og målbare størrelser for markedsbetjeningen. Et kvantitativt mål er stabile spotpriser i markedet for Eltra's område.

Man kan overveje, om nettets performance (ydeevne) kan udtrykkes i kvantitative termer som f.eks. MW gange km.



For at sikre markedets funktion er det nødvendigt, at markedet kender den forventede tilgængelige kapacitet på forbindelserne til nabo-områder. Tilstrækkeligheden af overføringskapaciteten kan opgøres ved en varighedskurve over denne kapacitet på forskellige forbindelser mod udlandet og internt. Tilstrækkeligheden kan også opgøres som mængden af ikke-leveret energi.

Hensynene til driftssikkerhed kan f.eks. gøres op i omkostninger til systemtjenester og i antal og varighed af driftsforstyrrelser.

Nettet drives normalt med n-1 sikkerhed, så konsekvensen af et udfald hele tiden er kendt. I nogle tilfælde kan nettet drives tættere på grænserne, såfremt elektronik kan bidrage til at reducere transitter efter et udfald.

Der skal sikres en sammenhæng i den langsigtede planlægning og i behov for reovering, revisioner og den daglige drift af nettet. Reoveringsbehov skal derfor være indbygget i den langsigtede planlægning. Revisionsplanen skal være indbygget på det korte sigt – enten via de konkrete planer eller via statistiske parametre (planlagte udetider), se afsnittet “Udetider”.

Der skal sikres en økonomisk afvejning af ønsker til udbygningen og omkostningerne hertil. Der er i øjeblikket ikke gennemarbejdede kriterier for disse afvejsninger.

Flaskehalse

Flaskehalse i nettet opstår, når efterspørgslen efter overføringskapacitet overstiger nettets fysiske kapacitet.

Syd Norge, Sverige og Jylland-Fyn udgør separate elspotområder under Nord Pool. Flaskehalse mellem disse områder giver anledning til forskellige områdepriser og dermed flaskehalsindtægter til de systemansvarlige. På den dansk-tyske grænse tildeles kapaciteten ved auktioner, der afholdes i fællesskab med E.ON Netz og Eltra.

Når der er flaskehalse i nettet, betaler markedsaktørerne flaskehalsomkostninger til

systemansvaret. Eltra tjente i år 2001 ca. 133 mio. kr. på indtægter fra flaskehalse og auktioner. I år 2002 forventer Eltra at tjene ca. 195 mio. kr. på indtægter fra flaskehalse og auktioner. Indtægterne indgår i Eltra's samlede økonomi og beregning af nettarif, hvorfor alle forbrugere får glæde af indtægten.

Udbygningen af transmissionsnettet og udlandsforbindelserne sker i henhold til samfundsøkonomiske kriterier. Sammenholdes størrelsen af de gennemsnitlige flaskehalsindtægter med de marginale udbygningsomkostninger, fås en indikator for, om yderligere udbygning er økonomisk attraktiv. I et velfungerende marked vil den optimale udbygning være kendetegnet ved, at flaskehalsindtægterne netop modsvarer de marginale udbygningsomkostninger.

I relation til investeringer i forøget overføringskapacitet i elnettet er det vigtigt at holde øje med indtægterne fra flaskehalse og auktioner. Hvis indtægterne stiger, kan der være behov for øget kapacitet i nettet.

Principper for udbygningen

Netplanlægningen har siden midten af 1960'erne bygget på en langsigtet netstruktur, der er opdateret efterhånden, som forudsætninger ændres. Strukturen ser ca. 20 år frem og er baseret på 400 kV-luftledninger som det overordnede. De strategiske elementer i strukturen er ringforbindelser, spændingsniveau, luftledninger, kombineret fremføring og paralleldrift/ø-drift.

Opbygning af ringforbindelser

Både 400 kV- og 150 kV-nettene er forudsat opbygget som ringforbindelser af hensyn til forsyningssikkerheden. Formålet med ringforbindelser på transmissionsniveau er at sikre, at effekten kan føres frem til et overordnet forsyningsskæbnepunkt gennem to separate veje, kaldet en tosidet forsyning. Det overordnede 400 kV-net er planlagt opbygget med to separate forbindelser til hver station og med indfødningspunkter til 150 kV-nettet i nærheden af de større byer. På den måde sikrer man, at strømmen altid kan komme frem ad den ene forbindelse, hvis



den anden forbindelse er ude af drift for reparation, vedligeholdelse eller som følge af fejl.

Spændingsniveau

400 kV er valgt som det overordnede spændingsniveau af hensyn til tilstrækkelig overføringsbehov, tabsbesparelser og aflastning af 150 kV-nettet. Der er forudsat luftledninger. Uden 400 kV-nettet vil dele af 150 kV-nettet overbelastes, udnyttelsen af udlandsforbindelserne vil begrænses, og forsyningssikkerheden vil dermed reduceres. 400 kV-nettet har været under udbygning siden 1965 og er endnu ikke fuldt udbygget, fordi forudsætningerne har ændret sig undervejs.

Flersystemsledninger og kombineret fremføring

I løbet af 1970'erne blev anvendelse af kombineret fremføring introduceret på østkysten af Jylland – først via kombiledninger, hvor 400 kV og 150 kV hænger over hinanden senere ved den nu anvendte Donaumastetype, hvor de to systemer hænger ved siden af hinanden.

Anvendelsen af 400-150 kV-flersystemsledninger er stadig et vigtigt element i netudbygningen, da det giver færre masterækker i landskabet. Det giver også en større samlet overføringskapacitet på det sammenmaskede 400 kV- og 150 kV-net, fordi gamle 150 kV-ledninger med små overføringskapaciteter kan erstattes med et system på en flersystemsmasterække med større overføringskapacitet.

Omvendt giver flersystemsmasterækker særlige bindinger i driften af elsystemet, og rådigheden af et system på en flersystemsmasterække er mindre end et system på en elsystemsmasterække (se afsnittet “Udetider”).

Paralleldriften af 150 kV og 400 kV

Tidligere var det meningen, at 150 kV-nettet på længere sigt skulle drives som ø-net omkring 400 kV-stationerne, og der var forudsat en vis reserve mellem 150 kV-ø-nettene. Tanken var blandt andet at adskille forsyningen i øen fra de egentlige transmissions-

ner på 400 kV-nettet. 150 kV-nettets opgaver skulle således med tiden overgå til distribution.

Da 400 kV-nettet ikke kan forventes færdiggjort inden for en kortere årrække, er denne forudsætning forladt. Desuden har krav om få masterækker og muligheden for at udnytte flersystemsledninger gjort det naturligt, at fortsætte med paralleldriften af 400 kV- og 150 kV-nettet. Disse net udgør det samlede integrerede transmissionsnet for Jylland og Fyn. Paralleldriften medfører, at overføringskapaciteten på 400 kV og på 150 kV skal afstemmes, så 150 kV-nettet ikke udgør en begrænsning i udnyttelsen af 400 kV-nettet.

Det kan samtidig betyde at paralleldriften af 150 kV og 60 kV må afvikles.

Paralleldriften af 150 kV- og 400 kV-nettene fører til flaskehalse i 150 kV-nettet, så længe 400 kV-nettet ikke er færdiggjort (se afsnit 5.3). Disse flaskehalse kan reducere muligheden for udnyttelse af udlandsforbindelser og reducere forsyningssikkerheden. Flaskehalsene reduceres/fjernes i takt med, at 400 kV-nettet færdiggøres, og transporterne i højere grad flyttes op på dette spændingsniveau.

Effektivisering af nettet

En oplagt mulighed for forøgelse af overføringsevnen ligger i en forbedret udnyttelse af luftledningsnettet gennem hensyntagen til de aktuelle vejrforhold. I stedet for en fast belastningsevne beregnet med relativt konservative vejrparametre, kan belastningsevnen beregnes dynamisk. Metoden kræver ingen fysiske ændringer af luftledningsanlægget, men en ændret håndtering af luftledninger i driftsmæssig og planlægningsmæssig sammenhæng.

Opgradering kan også ske ved ændringer af selve luftledningsanlægget. Faseledere kan udskiftes til andre typer, og masterne kan i nogle tilfælde hæves, så forbindelserne kan drives ved en højere temperatur.

De fysiske muligheder er dog meget afhængige af den konkrete forbindelse, idet



På en 26 km lang delstrækning mellem Bramslev nord for Mariager Fjord og Haverslev ved Rold Skov opstilles de nye designmaster i forsommeren 2003.

dimensionering af fundamenter og master kan udelukke opgradering. Desuden er en række forbindelser allerede opgraderet i 1980'erne ved hjælp af blandt andet skamler og opstramning af tråd.

Fordelen ved opgraderinger er, at disse medfører væsentlig mindre anlægsomkostninger sammenlignet med nyanlæg – men til gengæld forbedrer opgradering ikke nettets fleksibilitet og driftssikkerhed.

Den langsigtede netstruktur

Den langsigtede struktur for det sammenmaskede net med 400 kV- og 150 kV-luftledninger afhænger af en vurdering af de landskabelige belastninger i forhold til forsyningsikkerhed og markedets behov. Ifølge Systemplan 2002 er der endnu ikke

valgt mellem de to alternativer, hvor 400 kV Endrup-Idomlund enten etableres i form af en ny separat kombineret 400/150 kV-forbindelse eller etableres på 400 kV-masterne sammen med Endrup-Revsing, Revsing-Tjele og Tjele-Idomlund ved ombygning af eksisterende ledninger.

De nuværende analyser peger på, at nettet i Vestjylland kan blive "det svage led" og kræve forstærkning (se side 39). Dette peger på, at det bliver aktuelt at vælge den kombinerede 400/150 kV-strækning Endrup-Idomlund i stedet for tosystemsforbindelsen fra Revsing til Tjele. Udbygningen kan blive aktuel allerede i årene 2006-2008.

Den langsigtede netstruktur er baseret på 400 kV-luftledninger med flere systemer



ophængt på samme masterække. Prisen for 400 kV- og 150 kV-kabler har over en årrække været faldende. Det har medført en øget anvendelse af kabler både på 400 kV og 150 kV. Den fremtidige anvendelse af kabler vil afhænge af udviklingen i dette marked.

Saneringsplaner, status

Saneringer i nettet er ikke lovregulerede. I 1995 vedtog bestyrelserne i det daværende Elsam og de tilhørende kraftværker en handlingsplan for kabel/luftledninger [Ref. 7]. Den lægger de overordnede rammer for restruktureringer og saneringer i nettet på 60-400 kV.

Med den nye elforsyningslov og reguleringen via indtægtsrammer er der i net- og transmissionsselskaberne den situation, at der ikke automatisk er økonomiske midler til disse saneringer, se afsnit 7.3. Det er for nærværende uafklaret, hvordan saneringsbehovene skal prioriteres.

Hvis saneringerne skal fortsætte i henhold til "Principperne for etablering og sanering af højspændingsanlæg" [Ref. 10], foreligger de fornødne beføjelser til, at Energistyrelsen kan udstede bekendtgørelse for omfang og finansiering af de saneringer, der gennemføres som følge af 400 kV-udbygningen. Dette er for nærværende ikke gjort.

150 kV-saneringer betales af 400 kV-150 kV-nettariffen, idet Eltra opkræver de regionale transmissionsselskabers indtægtsramme. 60 kV-saneringer kan ikke betales via en pulje, men indgår i de lokale regionale selskabers tarif.

Af Anlægsplan 2001 [Ref. 6] fremgår den samlede længde af ledningsnettet i 1995 samt den forventede længde i år 2005. Heraf fremgår det, at luftledningsnettet i perioden 1995-2005 forventes reduceret med ca. 250 km på nettet over 100 kV.

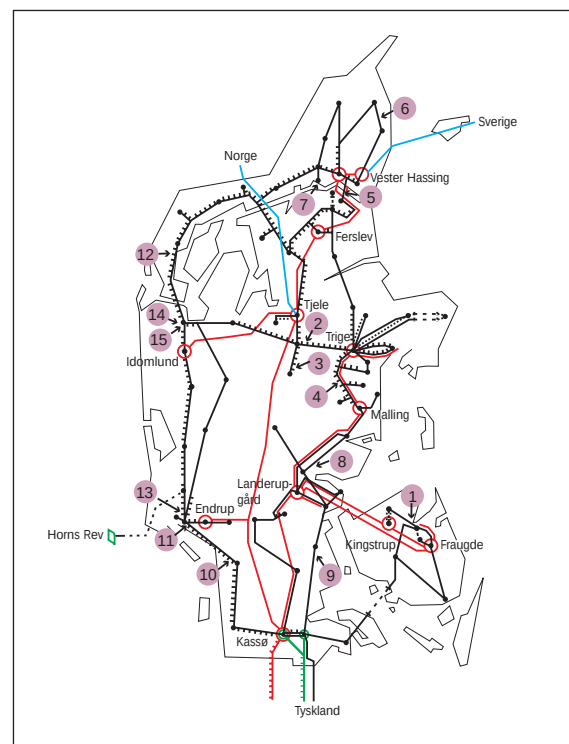
Saneringsplanen prioriterer boligområder højt. Ved udgangen af år 2000 var alle 60 kV-luftledninger i boligområder på nær 4 km – i alt ca. 210 km – kabellagt. Dermed

er handlingsplanens punkt om sanering af 60 kV-nettet i boligområder nær sin afslutning. Ved udgangen af år 2000 var der kabellagt ca. 20 km 150 kV-luftledning i boligområder, og flere steder er 150 kV fjernet som følge af restruktureringer. Sammen med restruktureringer i 150 kV-nettet og yderligere kabellægninger af ca. 30 km luftledning forventes det, at alle luftledninger i boligområder kan være fjernet i år 2005.

Status for samarbejdet med amterne om saneringer er beskrevet i Anlægsplan 2001. Denne status er fortsat gældende.

Tabel 1 viser de saneringsprojekter i boligområder, der forventes gennemført ved, at en luftledningsstrækning kabellægges. Desuden forventes der en del saneringer gennemført ved restrukturering og anvendelse af kombineret 400/150 kV-fremføring. De fremgår af afsnit 5.2. Den geografiske placering af de saneringer, der er nævnt i tabellen, er vist på **Figur 4**.

Figur 4 De geografiske placeringer af saneringsprojekter i boligområder.



**Tabel 1** Saneringer af 150 kV-luftledninger i boligområder.

Sanering i boligområder	År	Projekt		Antal km	Omkostning mio. kr.
FynsNet	2003	Stige	1	2,5	6,3
Midtjyske Net	2003	Bjerringbro	2	1,7	14,8
	2003	Hårup	3	1,5	5,3
	2003	Vestlige Århus	4	3,5	59,2
NV Net	-	Aalborg ¹⁾	5	-	-
	2005	Frederikshavn	6	1,0	3,9
	2005	Nørresundby	7	1,0	4,1
Sydøstjyske Net	-	Vejle ²⁾	8	-	-
Syd Net	-	Tyrstrup ³⁾	9	-	-
	2003	Gredstedbro	10	2,3	12,0
Vestjyske Net ⁴⁾	2005	Esbjerg ⁵⁾	11	-	-
	2004	Struer, Hurup	12	1,1	4,3
	2005	Esbjerg	13	4,1	14,5
	2004	Struer	14	1,8	6,4
	2006	Struer	15	1,7	7,1
I alt				23,0	137,9

¹⁾ Saneringer i Aalborg indgår separat, afsnit 5.2.

²⁾ Saneringer ved Vejle-Horsens indgår som en del af restrukturering af nettet, afsnit 5.2.

³⁾ Kabellægning, hvis ombygning i Kassø-Vejle ikke gennemføres.

⁴⁾ Behandling i Vestjyske Nets bestyrelse afventer afklaring af de selskabsøkonomiske konsekvenser af den nye ellov.

⁵⁾ Havneområde, kabellægges hvis blok 3-Lykkegård og Lykkegård-Estrupvej skal kabellægges.

Saneringsplanen prioriterer boligområder før naturområder. Luftledninger i særlige naturområder tilstræbes derfor fjernet senest år 2010. Denne tidsplan kan næppe overholdes, selv om finansierungsordningen falder på plads, da en del af saneringerne hænger sammen med godkendelser af nye 400 kV-anlæg. I øvrigt er saneringsplanen uden for boligområder meget afhængig af, hvilke aftaler Eltra og de regionale transmissionsselskaber indgår med de respektive amter.

Der er en række saneringer i særlige naturområder, der kan komme på tale i perioden 2005-2010. Det gælder:

- 150 kV-ledning Tange-Bjørnholt, kabellægning over naturområde øst for Hinge Sø. Tracélængde ca. 2,0 km. Samtidig fjernes et tilsvarende stykke luftledning. Kabellægningen planlægges gennemført i perioden 2005-2010. Budgettet er på 13,8 mio. kr.

- 150 kV-ledning Trige-Mesballe 2, kabellægning over naturområder mellem Hornslet og Mesballe. Tracélængde ca. 7,0 km. Samtidig fjernes et tilsvarende stykke luftledning. Kabellægningen planlægges gennemført i perioden 2005-2010. Budgettet er på 22,0 mio. kr.



- 150 kV-ledning Trige-Mesballe 1, kabel-lægning over naturområder mellem Hornslet og Mesballe. Tracélængde ca. 11,0 km. Samtidig fjernes et tilsvarende stykke luftledning. Kabellægningen planlægges gennemført i perioden 2005-2010. Budgettet er på 31,0 mio. kr.
- 150 kV-ledning Skærbækværket-Ryttergård, kabellægning fra mast 1-9 som fastsættelse af den allerede foretagne kabel-lægning fra mast 9-15. Budgettet er 7,1 mio. kr.
- 150 kV-ledning Lykkegård-Ribe i naturområdet ved Novrup Enge. Tracélængde er ca. 6 km. Kabellægningen planlægges gennemført i år 2010, se **Figur 4**.

Ingen af de nævnte projekter i særlige naturområder er besluttet i transmissionsselskaberne, men nogle er optaget i amternes regionplaner.

Transmissionsnettets kapacitet

Inden for planperioden frem til år 2008 er der en naturlig skillelinje, der har betydning for markedets adgang til transmissionskapacitet. Indtil udgangen af år 2003 har den decentrale produktion prioriteret adgang til nettet, samtidig med at der er væsentlige udetider som følge af, at 400 kV Vendsysselværket-Trige bygges i eksisterende spor (se afsnittet

“Begrænsninger afledt af ny- og ombygningsprojekter”). Det vil medføre flaskehalse.

Fra medio 2004 er 400 kV Vendsysselværket-Trige idriftsat. Derved forventes den tilgængelige kapacitet øget væsentligt.

Kapacitet til nabo-områder

Eltra vurderer løbende, hvorledes restriktioner på transportkapaciteter kan begrænses til et minimum.

Tyskland

Ud over de to 400 kV-forbindelser er der to 220 kV-forbindelser, en 150 kV-forbindelse og en 60 kV-udlandsforbindelse over den dansk-tyske grænse.

Import fra Tyskland er begrænset til ca. 800 MW. Begrænsningen opstår primært på 150 kV-kablerne mellem Abildskov-Sønderborg og 150 kV Skærbækværket-Tyrstrup ved mangel af 400 kV Kassø-Landerupgård. Hvis Enstedværket samtidig har en høj produktion, vil importgrænsen være lavere.

Den systemmæssige grænse for sydgående transport ligger på ca. 1.400-1.600 MW, men af hensyn til driftsmæssige reserver stilles der 1.200 MW til rådighed for mar-

kedet ved eksport mod syd. E.ON Netz og Eltra har undersøgt, om overføringsevnen kan forøges på kort sigt (se side 42). De største flaskehalse ligger ved Elben. Skulle der blive behov for øget kapacitet på den dansk-tyske grænse, kan dette ske ved installation af tværspændingstransformere i Kassø og Flensborg.

Vindkraftudbygningen i Slesvig-Holsten medfører imidlertid, at den interne overføringsevne i det tyske net reducerer eksportmuligheden. Hvis den tyske vindkraftudbygning ikke ledsages af netforstærkninger i perioden, vil det reducere eksportkapaciteten til omkring 300 MW i lavlastsituationer, hvor det blæser.

Udnyttelsen af effekten på Fynsværket kan være begrænset til ca. 345 MW ved mangel af 400 kV Kassø-Landerupgård. 150 kV Abildskov-Sønderborg sætter også her grænsen.

Norge og Sverige

Mod Norge udgør de tre HVDC-poler en overføringskapacitet på 1.000 MW. Mod Sverige udgør de to HVDC-poler en overføringskapacitet på 630 MW – i alt 1.630 MW mod Norden.

Det interne transmissionsnet sætter på kort sigt grænser for udvekslingen mod Norge og Sverige. Den systemtekniske importgrænse er sat til 1.200 MW for den samlede import, men må vurderes i den aktuelle situation. Under bygning af 400 kV Vendsysselværket-Trige vil der fra november 2002 til maj 2004 være periodevis nedsat importmulighed fra især Sverige. Begrænsningerne ligger især i september 2003, februar 2004 og maj 2004, hvor 400 kV-forbindelser er ude til ombygning. De vil fremgå af en særlig rapport, der udarbejdes, efterhånden som anlægsarbejderne kan planlægges i detaljer.

Der er midlertidigt etableret en T-afgrening til station Vendsysselværket på 150 kV-forbindelsen Vester Hassing-Aalborg Øst. Med



justeringer af netværnsbeskyttelsen er begrænsningen på transportkapaciteten fra Sverige mod Danmark reduceret. Kapacitetsmæssigt svarer det til en forøgelse af transportkapaciteten fra Sverige mod Danmark på 0-300 MW afhængigt af produktionsforholdene i Nordjylland og importen fra Norge.

Ved store, nordgående transporter mod Norge og Sverige opstår der begrænsninger i 150 kV-nettet, især på Vestkysten mellem Karlsgårde og Idomlund fra år 2002 og på Østkysten mellem Landerupgård og Trige.

Begrænsningerne på udlandsforbindelserne gælder under normale driftsforhold og skal stemmes af med de systemansvarlige i Norge, Sverige og Tyskland. Aktuelle værdier for overføringskapacitet, der indrapporteres til Nord Pool, kan ses på Eltra's hjemmeside www.eltra.dk.

Når 400 kV Vendsysselværket-Trige er idriftsat i år 2004, kan den fulde import- og eksportkapacitet på 1.600 MW udveksling med Norge og Sverige stilles til rådighed for markedet.

Fra omkring år 2005 vil kapaciteten på Konti-Skan-forbindelsen være øget med ca. 110 MW efter idriftsættelse af den renoverede pol 1, og dermed øges også den samlede eksportkapacitet.

Fra år 2007 kan det tænkes, at kapaciteten på Skagerrakforbindelsen er forøget med 600 MW.

Adgang til regulerkraft

Den stigende mængde bunden produktion medfører et stigende behov for adgang til regulerkraft i elsystemet. Eltra har for nærværende valgt ikke at reservere kapacitet til regulerkraft på udlandsforbindelserne. Der kan dog blive behov for at ændre dette.

Den stigende mængde af vindkraft, som vokser op mod 2.500 MW frem til år 2005, øger kravet til supplerende regulerkraft fra centrale kraftværker og nabosystemer betydeligt. Baseret på erfaringer fra det sene-

ste år vurderes regulerkraftbehovet dagligt at udgøre ca. 1.000 MW i begge retninger, det vil sige såvel opregulering som nedregulering.

Dertil kommer, at der kan forventes overskudssituationer på op til 1.000 MW. Underskudssituationer forventes at være uændrede i forhold til i dag.

Med ophævelse af prioriteringen af den decentrale produktion forventes det, at en stor del af den decentrale kraftvarme vil kunne drives, så den deltager i reguleringen. Dermed bliver behovet for anden regulerkraft reduceret.

Reaktiv effekt

Tilstedeværelse af tilstrækkelig reaktiv effekt i transmissionsnettet er en del af infrastrukturen og en forudsætning for at holde rimelige spændinger i nettet. Emnet har haft stigende bevågenhed som følge af problemer med at holde spændingerne på 150 kV- og 400 kV-nettet i Eltra's område inden for acceptable grænser.

Med den nye elforsyningslov er der ændret på selskabernes indbyrdes forpligtigelser. Det centrale begreb i lovens forstand er opretholdelse af den tekniske kvalitet og balance.

Dimensioneringen af reaktiv effekt har således to ben at stå på:

- Tilvejebringelse og driftmæssig disponering på 400 kV- og 150 kV-nettet.
- Tilvejebringelse og driftmæssig disponering på de underliggende net.

Til at løse dimensioneringsopgaven er der valgt en samlet teknisk dimensionering og ikke en markedsmæssig løsning med økonomisk styring af ressourcerne.

På den måde indgår dimensionering af den reaktive effekt (både stationære og dynamiske behov) i det samlede 400-150 kV-transmissionsnet som en del af den planlægning, Eltra foretager. Dette er i overensstemmelse med, at Eltra allerede ejer alle



Interesserede mødte frem i stort tal, da Eltra og Vestjyske Net holdt åbent hus på den nye, fælles transformerstation Endrup nord for Bramming lørdag den 29. september 2001.

anlæg til regulering af den reaktive balance for disse spændinger.

Den reaktive effekt på transmissionssystemet ydes fra centrale kraftværker og synkronkompensatorer, der har dynamisk regulering. Desuden ydes den af nettets egen generering og stationære komponenter som kondensatorbatterier og reaktorspoler. Det reaktive forbrug på transmissionsnettet stammer fra HVDC-forbindelsernes forbrug samt nettets overføringsafhængige tab af reaktiv effekt.

Som det fremgår af Anlægsplan 2001 har den hidtidige Mvar-balance været styret gennem krav til tgø i skillefladen 150/60 kV. Ifølge Netudvidelsesplan 1993 er der fastlagt krav til samlet tgø gældende for

hver enkelt transmissionsselskabs område. Øvre grænse for tgø er fastsat til 0,30, og nedre grænse er 0,0. Disse grænser skal principielt overholdes på et vilkårligt tidspunkt af året. Maksimale og minimale værdier blev fastlagt for 3-års perioden 1993-1996. Værdierne er ikke ændret siden.

Den reaktive udveksling over grænsefladen har ændret sig væsentligt. Målingerne for januar 1997 viser den generelle tendens, at den reaktive effekt løber ned i nettet. Tilsvarende målinger for år 2001 tyder på, at der nu ofte transporteres reaktiv effekt fra de underliggende net op på transmissionsnettet. Målingerne viser også, at den nedre grænse for tgø ikke kan overholdes som følge af ændrede transportmønstre i elsystemet.



Af Anlægsplan 2001 fremgår det også, at tgø er ikke længere et brugbart mål for den reaktive udveksling og for den kompenserende, der skal ske i de underliggende net. Den store mængde decentral produktion gør det nødvendigt at finde et nyt mål. Det mest operationelle mål er øvre og nedre grænser for Mvar-udvekslingen ($Mvar_{max}$ og $Mvar_{min}$).

I nettet opstår der både situationer med overskud af reaktiv effekt og situationer med underskud. De opstår uafhængigt og på forskellige tider af året og af døgnet.

Overskudssituationer og dermed høje spændinger opstår, når der er lav belastning på nettet og lav produktion fra især vindmøllerne. Den væsentligste årsag er den øgede kabellægning i de underliggende net. Denne kabellægning har ført til en ekstra egenproduktion på ca. 196 Mvar. Der er ikke foretaget en tilsvarende udbygning med reaktorer eller fjernet faste kondensatorer.

Den ekstra produktion "eksporteres" op på transmissionsnettet, hvor det hidtil har været muligt at absorbere den. Eltra har som en kortsigtet forbedring af den reaktive balance installeret 200 Mvar reaktorkapacitet på 150 kV (se afsnittet "Afsluttede projekter ultimo 2002").

Underskudssituationer og dermed lave spændinger opstår, når der er høj belastning på nettet, f.eks. ved stor udveksling med udlandet og samtidig stor produktion fra vindkraften. Disse har ikke givet anledning til installation af ekstra anlæg.

I den kommende forskrift for installation og drift af reaktiv effekt i de underliggende net er det forudsat, at:

- Der fastlægges et tilladt bånd for Mvar-udvekslingen for hver enkelt 150/60 kV-station.
- Mvar-udvekslingen skal holdes inden for et bånd på $Mvar_{max} - Mvar_{min}$ på et vilkårligt tidspunkt af året.
- Skillefladen er 150 kV-siden af 150/60 kV-transformerne.

Disse Mvar-bånd fastlægges løbende for en 3-års periode. Fastlæggelse af kravene sker i samarbejde med net- og transmissionselskaberne. Der gennemføres en prøveordning frem til udgangen af år 2004.

Der skal ske en meget nøje koordinering af dimensioneringen for transmissionsnettet og for de underliggende net. Her er det vigtigt at fastlægge den spændingskvalitet, som transmissionssystemet stiller til rådighed for de underliggende net.

Med den valgte ordning foretages der en samlet dimensionering for nettene under hver 150/60 kV-station. Den vil indeholde en individuel dimensionering af hensynene til generering fra kabler/luftledninger og til kompensering af forbrug.

Dimensioneringen vil være baseret på kendskab til mængden af decentral produktionskapacitet under stationen og på fælles regler for kompensering af vindmøller og fælles regler for spændingsreguleringen af decentrale kraftværker.

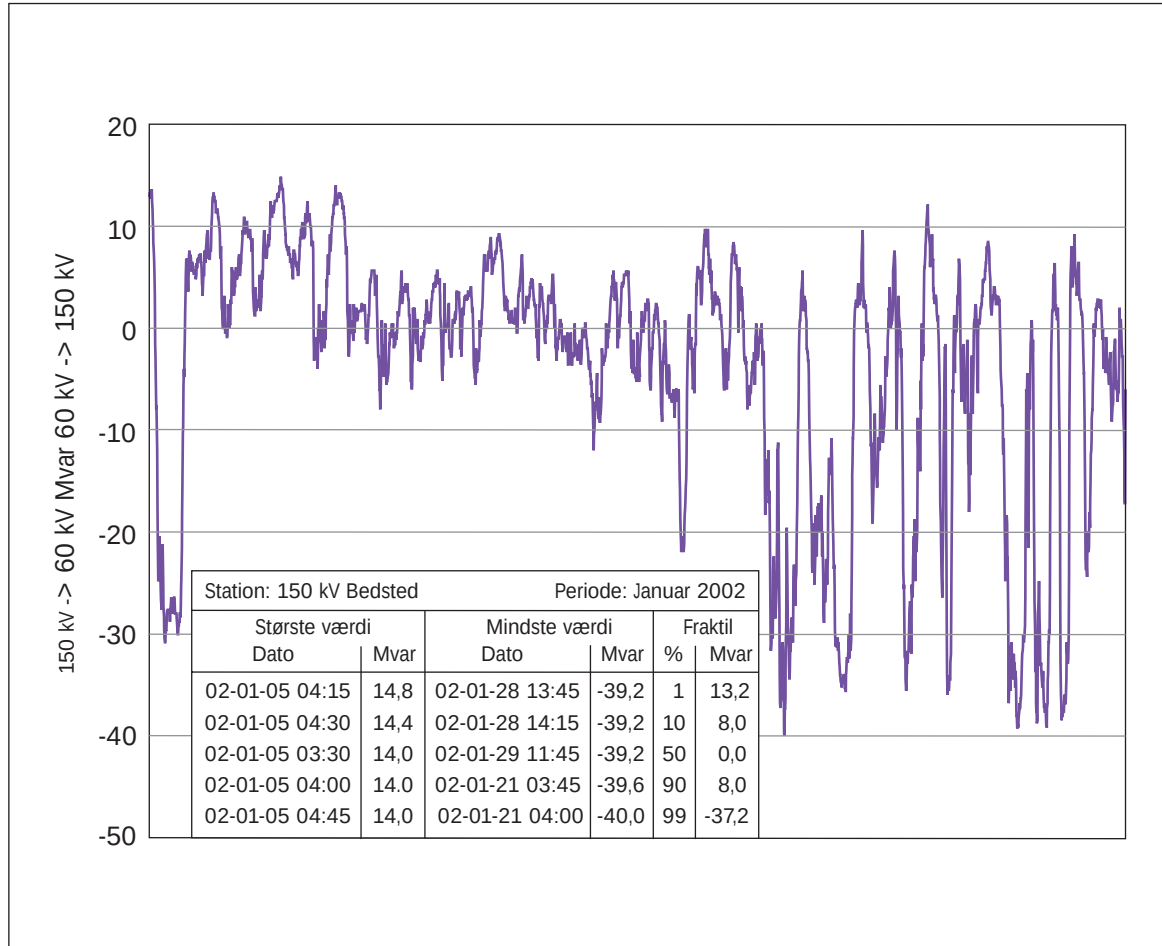
Eltra foretager registrering af Mvar-udvekslingen for hver enkelt 150/60 kV-station på kvartersniveau. **Figur 5** viser som eksempel, at udvekslingen i 150/60 kV-station Bedsted for januar 2001 gik i begge retninger.

Til analyseformål udgiver Eltra månedsopgørelser om udvekslingen pr. 150/60 kV-station. Til kontrol af overholdelse af Mvar-ordningen opstilles varighedskurver over året pr. station.

Analyserne skal blandt andet bruges til at omsætte de hidtidige krav til tgø til det nye krav til Mvar-udveksling.



Figur 5 Udveksling af reaktiv effekt i 150/60 kV Bedsted over en måned.



Kortslutningseffekter

Tilstedeværelse af tilstrækkelig kortslutningseffekt er ligeledes en del af infrastrukturen. Decentraliseringen af produktionen og skrotningen af kraftværker har medført, at de minimale kortslutningseffekter er blevet en betydende faktor for den daglige drift af elsystemet.

Nettets kortslutningseffekt er en målestok for systemets evne til at opretholde en stabil, stiv spænding med en ren kurveform, selv om der forekommer betydelige ændringer i produktion, belastning og effekttransmission. Den er bestemt af antallet og størrelsen af synkronmaskiner i systemet og af nettets overføringskapacitet. Udviklingen i produktionskapacitet i retning af de-

central produktion vil give en reduktion af kortslutningseffekten, mens de kommende netudbygninger og saneringer øger kortslutningseffekten.

Det er især yderområderne Vestjylland og Nordjylland, der i ekstreme driftssituationer har små minimale kortslutningseffekter. Det er også her, de mange vindmøller findes, som ikke bidrager væsentligt til stivheden i nettet.

Idriftsættelsen af 400 kV-ledningen Endrup-Revsing har øget den minimale kortslutningseffekt betragteligt i Vestjylland. 400 kV-udbygningerne frem til år 2004 giver en markant forøgelse af kortslutningsniveauet – mest i Nord- og Østjylland. Stationerne Trige, Mallings og Landerupgård skiller sig



ud ved, at kortslutningsniveauet stiger med 43-67 % på 400 kV-niveau, mens det på 150 kV-niveau stiger med op til ca. 25 %.

Virkningen af, at 400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige idriftsættes, er geografisk afgrænset. I Nord- og Østjylland stiger kortslutningseffekten på 400 kV-niveau. På 150 kV-niveau er virkningen marginal. I Trige stiger den minimale kortslutningseffekt med op til 40 % ved værste ledningsmangel. Ved Vendsysselværket er forøgelsen tilsvarende stor – helt op til 72 %. Indtil år 2004 har området lave værdier for minimal kortslutningseffekt.

Kortslutningseffekterne i Tjele og Vester Hassing er afgørende for sikker drift af HVDC-forbindelserne. Her spiller synkronkompensatorerne en vigtig rolle. På maskintransformernes 150 kV-klemmer bidrager synkronmaskinen i Tjele med 468 MVA, når den er i drift, mens maskinen i Vester Hassing tilsvarende bidrager med 229 MVA.

Områdeundersøgelser med særligt sigte på Nordjylland viser, at de laveste kortslutningseffekter indtil år 2004 i Vester Hassing med en enkelt lednings- eller transformermangel er ca. 1.046 MVA på 400 kV-

niveau og 1.228 MVA på 150 kV-niveau. Dertil kommer værdien af synkronkompensatoren (se afsnittet “Ny- og ombygninger, årene 2003-2008”).

De minimale kortslutningseffekter, der er nødvendige for en sikker konvertering mellem AC og DC på HVDC-forbindelserne til Norge og Sverige, afhænger af den enkelte forbindelse og den overførte effekt. Størrelsesordenen af den nødvendige kortslutningseffekt er ca. 1.700 MVA.

De 150 kV-stationer, der ikke ligger i umiddelbar nærhed af centrale produktionsenheder eller 400 kV-stationer, har lavere kortslutningseffekter. Regner man med en enkelt ledningsmangel, ligger de laveste værdier i intervallet 500-1.500 MVA.

I ekstreme driftssituationer kan der forekomme lave kortslutningseffekter som følge af, at flere anlæg er ude af drift. Det kan føre til driftsbegrænsninger frem til år 2004. Det er her forudsat, at det jysk-fynske vekselstrømsnet hænger sammen med det tyske vekselstrømsnet, der udgør en væsentlig del af kortslutningsniveauet i Jylland og på Fyn.

Ny- og ombygninger i transmissionsnettet

Eltra's anlægsplan indeholder alle ny- og ombygninger, der er behov for i transmissionsnettet inden for systemansvarsområdet og på forbindelser mod nabo-områder.

Ny- og ombygning af transmissionsanlæg for spænding over 100 kV skal godkendes efter Elforsyningslovens § 21, stk. 1. Afsnittet beskriver afsluttede, planlagte og mulige ny- og ombygninger i perioden frem til år 2008.

Afsluttede projekter ultimo 2002

Enkelte projekter er afsluttet, siden Anlægsplan 2001 blev udgivet i december 2001.

Omgalvaniseringer

Ombygning af 400 kV-strækningerne mellem Tjele og Revsing kan tidligst gennemføres i år 2008, hvor der er behov for renovering af jord- og faseledere. Derfor er der foretaget en delvis renovering af strækningen i form af omgalvanisering af master. Denne renovering er afsluttet marts 2002.

Tilslutning af demonstrationsanlægget ved Horns Rev, år 2002

Elsam har idriftsat en havmøllepark på 160 MW (80 x 2 MW) ved Horns Rev i år 2002. Anlægget er det første af to demonstrationsanlæg vest for Storebælt, som den daværende miljø- og energiminister i 1998 pålagde elselskaberne at bygge. Produktionstilladelse med tilhørende vilkår for demonstrationen foreligger [Ref. 11].

Eltra har bygget og ejer 150 kV-ilandføringen fra havmølleparken. Der er bygget en 150/36 kV-opsamlingsstation på havet pla-

ceret i det nordøstlige hjørne af mølleparken med en 160 MVA-transformer. Demonstrationsanlægget er tilsluttet på 36 kV-skinen.

Ilandføringskablet for 150 kV er 54 km langt, heraf er de 21 km søkabel. Der er etableret en fast reaktorspole på 80 Mvar i overgangsstationen ved Blåvand mellem søkablet og landkablet, ligesom der er etableret temperaturmåling på kablet.

Tilslutningen i land er sket via et felt i 150 kV-station Karlsgårde. Samtidig har Vestjyske Net bygget et 150 kV-felt i Lykkegård og et i Karlsgårde, så 150 kV-forbindelsen Lykkegård-Karlsgårde kan drives som to separate systemer.

Alle netanlæggene er idriftsat den 1. juli 2002.

Telekommunikation, år 2002

I år 2002 er telekommunikationen succesivt lagt over på optiske fibre. Flere radiokædeforbindelser er i forbindelse med omlægningen frigjort for trafik, og lejede 2 Mbit/s-forbindelser er afviklet. Radiokædemasterne vil dog i stor udstrækning forblive, da de anvendes af teleoperatører m.m. i overensstemmelse med loven om fælles udnyttelse af master og lignende.

I år 2002 har Eltra og de regionale transmissionselskaber idriftsat fiberforbindelser på følgende 150 kV-luftledningsstrækninger: Lykkegård-Ribe, Ribe-Bredebro og Bredebro-Kassø.

Endvidere har Eltra etableret fiberforbindelse Karlsgårde-Blåvand-Horns Rev i forbindelse med havmølleprojektet. Til samme projekt har Elsam radiokædeforbindelse mellem Horns Rev og Elsam i Esbjerg. Elsam og Eltra har herefter indbyrdes kommunikationsreserve for hinanden.

Eltra har afhændet sit engagement i Powercom. Herefter ejer Eltra og de regionale selskaber fortsat fiberforbindelserne,



men brugsretten til den overskydende kapacitet er overgået til Telia.

Reaktorkapacitet, år 2002

Af hensyn til den kortsigtede Mvar-balance og problemer med at holde acceptable spændinger på transmissionsnettet har Eltra installeret tre reaktorspoler på i alt 200 Mvar på 150 kV. Der er installeret enheder på 80 Mvar i stationerne Ferslev og Kingstrup og en mindre reaktor på 40 Mvar i Bedsted. Enhederne er sat i drift i juni-juli 2002.

150/60 kV-transformere, år 2002

Midtjyske Net har installeret en ekstra transformer i 150/60 kV-station Bilstrup i år 2002 på 160 MVA (se **Bilag 1**).

Ny- og ombygninger, årene 2003-2008

Afsnittet indeholder de anlæg over 100 kV, der er besluttet, eller som er planlagt bygget frem til år 2008. Bilag 2 viser de forventede idriftsættelsestidspunkter. Anlæggene i dette afsnit er medtaget i investeringsplanen, se afsnittet "Økonomi".

150 kV-saneringer i boligområder

Der udestår en række saneringer i boligområder (se side 18), som er planlagt udført i perioden indtil år 2006. De nævnte projekter er kabellægningsprojekter, fordi det ikke er muligt at kombinere dem med restrukturering af 400-150 kV-nettet.

I år 2003 kabellægger FynsNet ca. 2,5 km i boligområde ved Stige af 150 kV-luftledningen Fynsværket-Graderup. Projektet er godkendt i FynsNets bestyrelse. Yderligere saneringer i 150 kV-nettet vil blive fremlagt i forbindelse med næste Anlægsplan.

I år 2003 kabellægger Midtjyske Net ca. 1,7 km af 150 kV-luftledningen Trige-Tange over boligområdet Brokbakken i Bjerringbro. Samtidig fjernes et tilsvarende stykke luftledning. Anlægget er anmeldt til kommune og amt. Der er sendt ansøgning til Energistyrelsen, som endnu ikke har taget endelig stilling. Lodsejerforhandlingerne er påbegyndt.

I år 2003 kabellægger Midtjyske Net ca. 1,5 km af 150 kV-ledningen Trige-Mesballe 1 over boligområde ved Hårup.

I år 2003 kabellægger Midtjyske Net ca. 3,5 km af 150 kV-ledningen Hasle-Hørning over boligområder i det vestlige Århus.

Af hensyn til et boligområde i Gredstedbro kabellægger Syd Net en 150 kV-luftledningsdelstrækning på i alt 2,3 km i år 2003. Anlægget har været drøftet med amt og kommune, og der er indsendt ansøgning til Energistyrelsen.

I år 2004 påtænker Vestjyske Net at kabellægge ca. 1,1 km af 150 kV-strækningen Struer-Bedsted ved Hurup. Der fjernes et tilsvarende stykke luftledning. Projektet er ikke godkendt i Vestjyske Nets bestyrelse.

I år 2004 påtænker Vestjyske Net at kabellægge ca. 1,8 km af 150 kV-ledningen Struer-Bedsted ved Struer. Projektet er ikke godkendt i Vestjyske Nets bestyrelse.

I år 2005 forventer NV Net at kabellægge ca. 1 km på 150 kV-nettet i boligområde uden for Frederikshavn, ved Ravnshøje, på strækningen Dybvad-Starbakke.

I år 2005 forventer NV Net at kabellægge ca. 1 km på 150 kV-nettet i boligområde i Nørresundby på strækningen Hvorupgaard-Skansen.

I år 2006 påtænker Vestjyske Net at kabellægge ca. 1,7 km af 150 kV-strækningen Idomlund-Struer ved Struer. Projektet er ikke godkendt i Vestjyske Nets bestyrelse.

Telekommunikation, årene 2003-2008

Det forventes, at strækningen fra 150 kV-station Abildskov via støttepunktet Store Borgbjerg til Kassø opgraderes, således at informationssystemet til at sende data i lysledere (SDH) er optimalt sikret. Endvidere bibeholdes strækningen fra Vendsysselværket over Læsø til Sverige samt forbindelsen Kassø-Flensborg.

Der etableres optiske fibre på strækningen Knabberup-Thyregod-Askær i løbet af år



Højden og placeringen gør ofte højspændingsmaster ideelle til mobilantennener. Her er en tekniker ved at montere antenner i en af Eltra's 400 kV-master.

2003 – derved kan kommunikationsnettet blandt andet dække Eltra's nye 400 kV-station Askær.

I perioden 2003-2004 forventes strækningen Trige-Mosbæk-Ferslev-Vendsysselværket forsynet med optiske fibre i forbindelse med bygningen af 400 kV-forbindelsen Århus-Aalborg.

I årene 2004-2005 er det planlagt at udskifte jordlederen på 400 kV-linjen Kassø-Tjele. Derved kan vi opnå lyslederforbindelse fra Kassø, via Revsing og Askær, til Tjele. Den tidligere planlagte forbindelse Askær-Herning vil derved udgå.

Lyslederprojektet Kassø-Tjele samt etablering af lysledere på strækningen Idomlund-

Videbæk i år 2005 – i alt 200 km, er endnu ikke godkendt af Eltra's bestyrelse.

Det er fortsat målet at dække alle 150 kV-stationer med optiske fibre. De konkrete projekter omfatter etableringen af ca. 345 km lyslederstrækning i perioden frem til år 2008.

Bilag 3 viser Eltra's telekommunikationsnet inklusive planlagte udbygninger til og med år 2008.

Stationen ved Brande (Askær) og forbindelsen Brande-Thyregod, år 2003

Driftsfleksibiliteten og forsyningssikkerheden er reduceret på østkysten af Jylland. Eltra bygger derfor en 400/150 kV-station ved Brande med en ca. 250 MVA 400/150 kV-transformer, og Sydøstjyske Net bygger



en ca. 6 km 150 kV-kabelforbindelse med en overføringskapacitet på 250 MW mellem Brande og Thyregod, se **Figur 6**. Det muliggør bagindfødnings til 150 kV-nettet på Østkysten.

Kablets overføringskapacitet er afpasset med 150 kV-luftledningsstrækningen Thyregod-Knabberup og transformerens overføringsevne. Behovet for kompenserende reaktiv effekt af kabelstrækningen er på ca. 11 Mvar. Der vil ikke blive installeret fast kompenserende. Kompenseringen vil ske gennem en Mvar-pulje et andet sted i nettet.

150 kV-luftledningen fra Thyregod til Knabberup vil blive opgraderet på en delstrækning så driftstemperaturen bliver 80 °C. Det sker ved anvendelse af skamler og udskiftning af en mast.

Energistyrelsens tilladelse til at opføre anlæggene foreligger ifølge § 21, stk. 1. Stationsplaceringen er fastlagt, og 400/150 kV-stationen benævnes Askær.

Anlæggene forventes i drift i december 2003 og vil retablere den forsyningssikkerhed, der har været reduceret siden 1999. Samtidig er det en forudsætning for, at saneringsplanen for Vejle-Horsensområdet kan gennemføres.

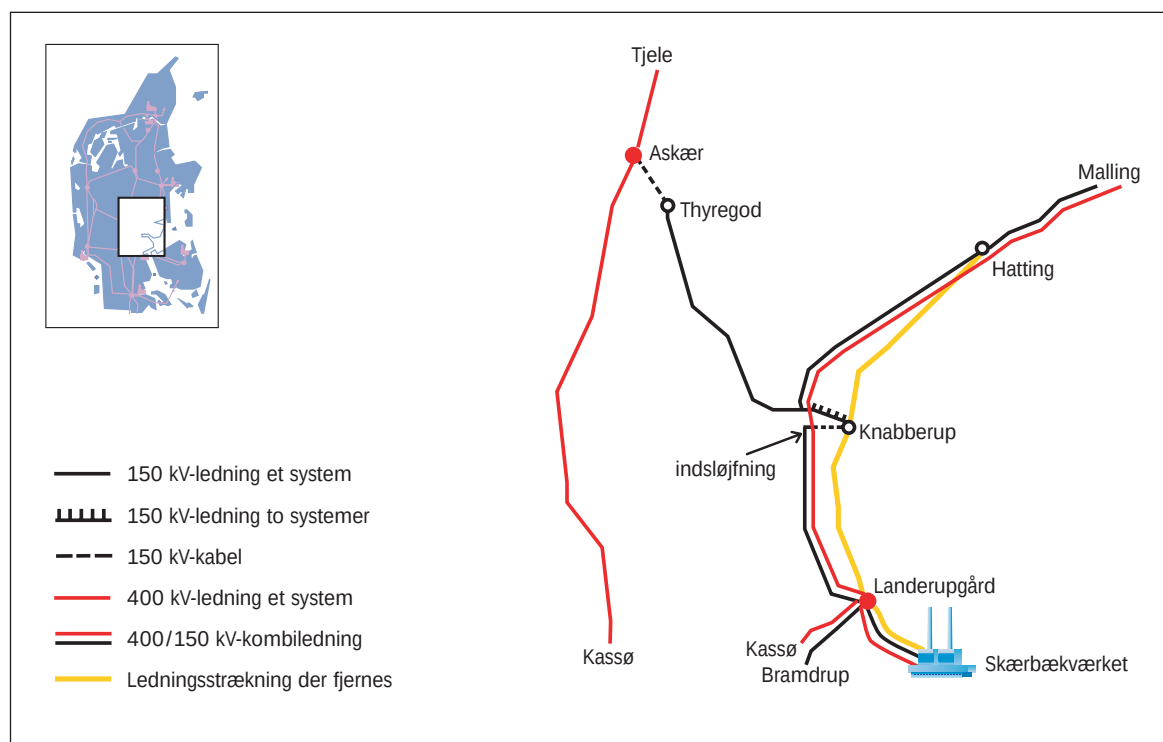
Anlæggene er også påkrævet, fordi Sydøstjyske Net medio 2001 har taget det ene 150 kV-system på masterækken Skærbækværket-Knabberup-Hatting ud af drift på grund af fremskreden korrosion. Dermed er overføringskapaciteten på strækningen midlertidigt halveret, se afsnittet "Begrænsninger afledt af ny- og ombygningsprojekter".

Forbindelsen mellem Askær og Thyregod medfører også tosidig forsyning af 150/60 kV-station Thyregod.

Sanering Vejle-Horsens

Saneringer i Vejle-Horsensområdet er forsinkede. Saneringerne vil blive gennemført, når 150 kV-forbindelsen Askær-Thyregod er idriftsat, og der foreligger en tilladelse

Figur 6 Sanering af nettet i området ved Vejle-Horsens.





til ombygning af 400 kV-forbindelsen Kassø-Revsing.

Saneringsprojektet omfatter indsløjfning af 150 kV-station Knabberup på kombimaster-rækken Landerupgård-Malling, **Figur 6**. Indsløjfningen af station Knabberup på Landerupgård-Hatting forventes at ske ved, at Sydøstjyske Net lægger et 150 kV-kabel fra Knabberup til kombiledningen. Det kombineres med, at det ene luftledningssystem mod Thyregod anvendes til indsløjfningen.

Den valgte løsning er betinget af, at de store transporter flyttes ind i Midtjylland og dermed ombygningen af 400 kV Kassø-Revsing til tosystemsledning (se side 36).

Med de foreliggende tidsplaner for ombygning af Kassø-Revsing forventer Eltra, at saneringen tidligst kan gennemføres i år 2004.

Det samlede saneringsprojekt muliggør demontering af 38 km 150 kV-tosystems-luftledning fra 1957, som passerer gennem flere bolig- og naturområder. Dertil kommer 150 kV-luftledningen Hatting-Hørning på 31 km, som allerede er fjernet.

150/60 kV-transformere i 150 kV-stationer, årene 2003-2006

Der er forskellig praksis i regionerne for dimensionering af 150/60 kV-transformer-kapacitet. Det skyldes blandt andet, at opbygningen af 60 kV-nettene og reserveerne i disse net er forskellige. Der skal fortsat ske en koordinering mellem planlægningen på 150 kV- og 60 kV-nettene.

Der er også forskellig produktions- og forbrugsstruktur under hver 150/60 kV-stations forsyningsområde, se **Bilag 1**. Behovet for udbygning med transformerkapacitet skal således vurderes individuelt.

I Anlægsplan 2001 var det forudsat, at Vestjyske Net installerer en reservetransformer i station Bedsted på 100 MVA i perioden 2003-2005 fra station Herning, hvor Vestjyske Net i stedet ville etablere en ny transformator på 160 MVA. Udviklingen

af vindkraft i det område, station Bedsted forsyner, har imidlertid medført, at Vestjyske Net i stedet installerer en ny 160 MVA-transformer i Bedsted i år 2003. Den langsigtede løsning for stationen er herefter to 160 MVA-transformere. Tidspunktet for den anden 160 MVA-transformer er ikke fastsat. Godkendelsen fra Energistyrelsen efter § 21, stk. 1, foreligger.

Samtidig med bygningen af 400/150 kV Vendsysselværket-Trige foretager Midtjyske Net en totalrenovering af 150 kV-delen af 150/60 kV-station Hornbæk i årene 2003-2004.

I år 2004 installerer Sydøstjyske Net en 150/60 kV-transformer i station Thyregod af hensyn til en utilstrækkelig reserve i 60 kV-nettet. Transformeren bliver på 125 MVA.

I år 2005 installerer Sydøstjyske Net en ekstra transformereffekt på 160 MVA i station Hatting, fordi 60 kV-reserven fra henholdsvis station Knabberup og station Hatting ikke længere er tilstrækkelig. Transformeren muliggør desuden renovering af station Hatting, som blev bygget i 1962.

Da Eltra har givet tilsagn om, at en 60 kV-luftledning mellem Ådalen og Ferslev fjernes, installerer NV Net en 150/60 kV-transformer på 80 MVA i station Ferslev i år 2006.

60 kV-nettet på Fyn bliver i øjeblikket drevet parallelt med 150 kV-nettet. Eltra lægger vægt på, at denne paralleldrift afvikles. FynsNet har aktuelle planer om at gennemgå netstrukturen, herunder indgår overvejelser om ø-opdeling af 60 kV-nettet. Det kan medføre behov for yderligere en 150/60 kV-transformer i Abildskov og udbygning af 60 kV-nettet inden for planperioden.

Etablering af 150/60 kV-station Jegsmark nord for Esbjerg by er udskudt på ubestemt tid. Etableringen indgår som en del af saneringsplanen for Esbjergområdet, se **Figur 7**.

En opgørelse af 150/60 kV-transformerbehoget som følge af den stigende mængde



decentral produktion peger på et behov for ekstra transformerkapacitet i planperioden. Det gælder stationerne Nors, Stovstrup, Bredebro, Bredkær, Videbæk, Vilsted og Struer. Hvorvidt der skal indkøbes nye transformere, eller der i et vist omfang skal foretages flytninger af eksisterende, er der ikke taget stilling til.

Sanering af nettet i Esbjergområdet, årene 2004-2010

Saneringerne og restruktureringsmulighederne for Ribe Amt er revurderet, idet daværende miljø- og energiminister ved godkendelse af 400 kV-luftledningen Vejen-Endrup har opfordret til yderligere sanering. Ribe Amt og Esbjerg Kommune har især fokus på 150 kV-anlæggene på Esbjerg havn. Omfanget af disse ekstra saneringer er ikke aftalt (se tabel 1).

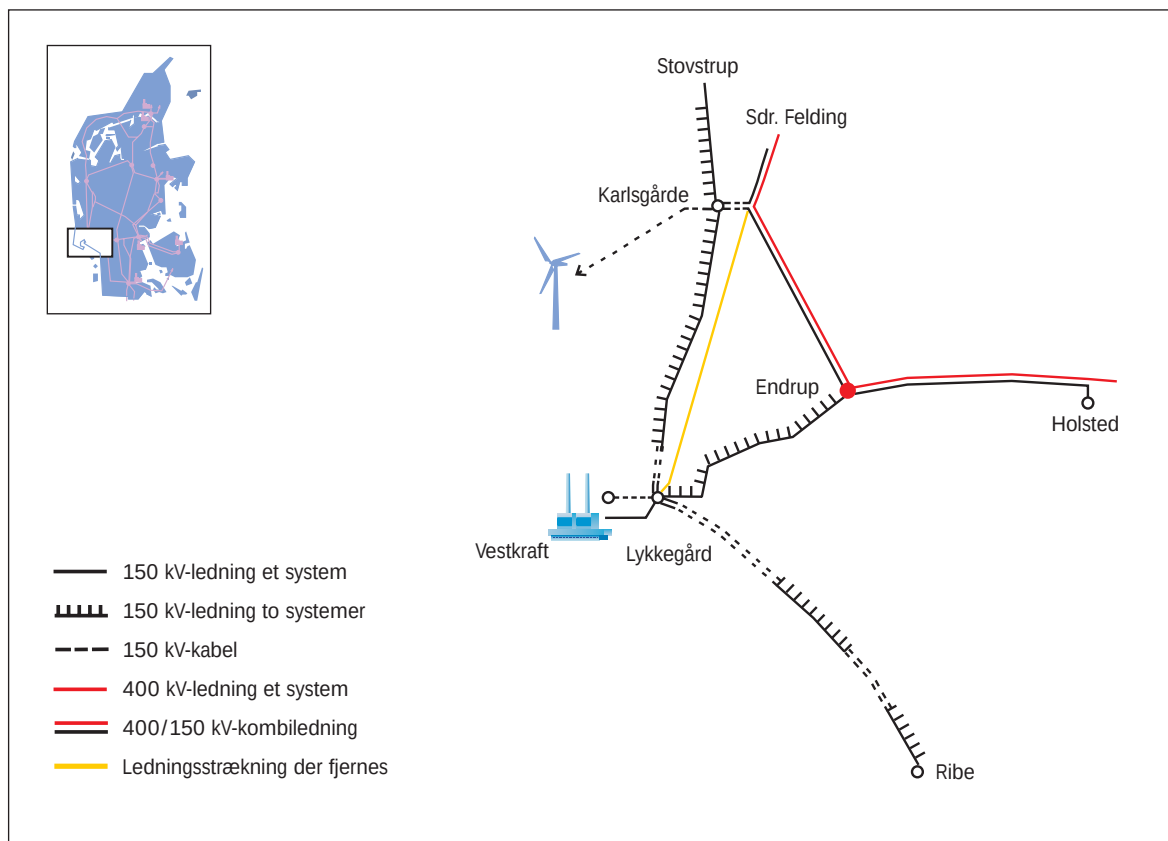
Samtidig med skrotningen af Vestkrafts blok 2 i år 2000 blev generatorfødeledning-

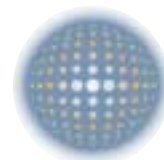
en på Esbjerg havn fjernet, jf. **Figur 7**. Saneres 150 kV-luftledningen mellem Esbjergværket og Lykkegård bort, kan det være hensigtsmæssigt at lade 150/60 kV Estrupvej forsyne via 150 kV-samleskinnen på Esbjergværkets blok 3. Der er ikke truffet beslutning herom. Der kabellægges i givet fald 0,8 km 150 kV-net på Esbjerg havn fra blok 3 til Estrupvej.

Hvis 150/60 kV-station Jegsmark oprettes, og strækningen Endrup-Karlsgårde etableres, fjernes en 150 kV-luftledningsstrækning på 4 km nord ud af byen, samtidig med at Vestjyske Net kabellægger den anden 150 kV-luftledning i boligområdet. Dette vil tidligst ske i år 2004.

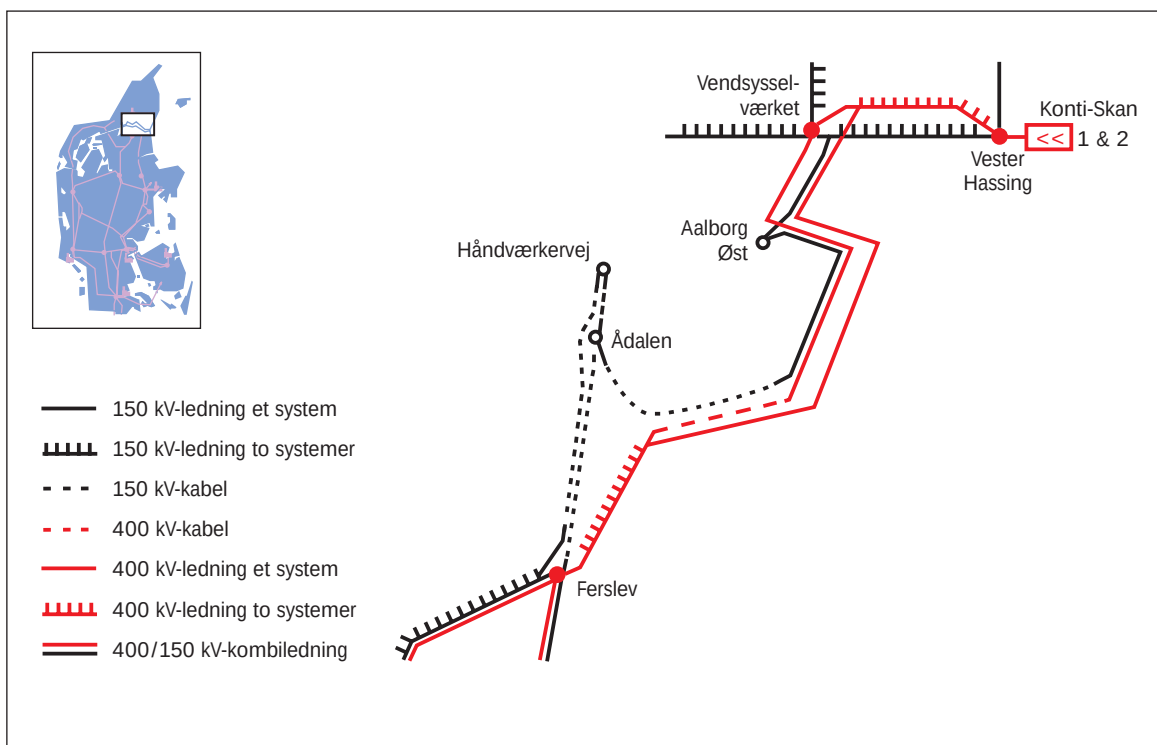
Af hensyn til et boligområde i Gredstedbro og naturområdet i Novrup Enge kabellægger Vestjyske Net og Syd Net to 150 kV-delstrækninger på i alt 8 km i år 2003 henholdsvis år 2010.

Figur 7 Muligt langsigtet net for Esbjergområdet.





Figur 8 Den besluttede netkonfiguration ved idriftsættelse af den renoverede pol, Konti-Skan 1.



Konti-Skan 1, årene 2004-2005

Eltra har planlagt en ombygning af Konti-Skan 1-forbindelsen til Sverige, der er fra 1965. Ved ombygning genbruges luftledninger, søkabler, elektrodestationer og elektrokabler fra den eksisterende pol Konti-Skan 1.

Ombygningen betyder, at Konti-Skan 1 tilsluttes på 400 kV i Vester Hassing ligesom Konti-Skan 2. Konti-Skan 1 genbygges med konventionel HVDC-teknik, og størrelsen er begrænset til 380 MW.

Eltra's bestyrelse har truffet beslutning om ombygningen den 20. juni 2002. Idriftsættelsestidspunkt (prøvedrift) for det retablerede anlæg er marts 2005.

Eltra har for nærværende en forpligtigelse over for Læsø Kommune til at levere reserveforsyning via jævnstrømsforbindelsen ved svigt af 20 kV-kabelforbindelsen til land. Denne forpligtigelse repræsenterer i

sådanne situationer en begrænsning i overføringskapaciteten på ca. 61 MW. Eltra og Energistyrelsen undersøger for tiden, om reserveforpligtelsen bør afvikles.

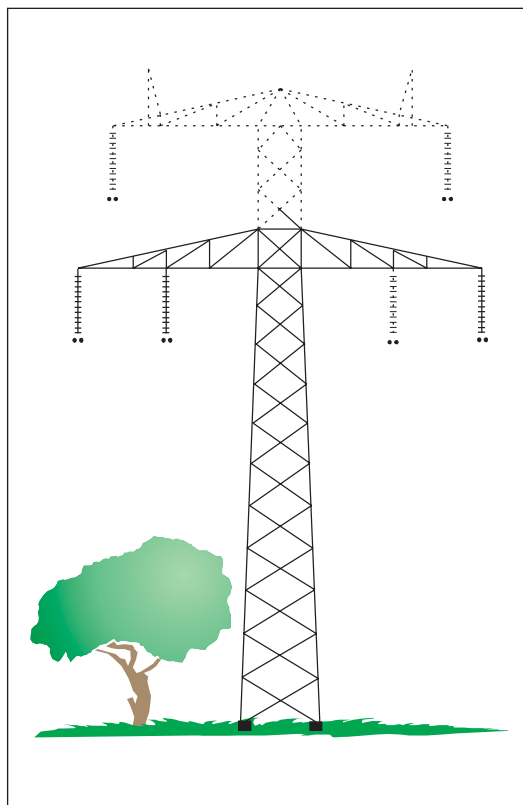
Ved ombygningen vil 400 kV-stationen i Vester Hassing blive udbygget, så både Konti-Skan 1 og Konti-Skan 2 tilsluttes nettet via en 400 kV-ringforbindelse (**Figur 8**).

Det er planlagt at sætte top på den 2,8 km lange, eksisterende 400 kV-Donaumasterække mellem Vendsysselværket og Vester Hassing, hvorved der kan ophænges et ekstra 400 kV-system i årene 2004-2005, se **Figur 9**.

Ved tilslutning på 400 kV-nettet vil det fremtidige behov for 150 kV-station Vester Hassing afhænge af forsyningen af Øst-vendsyssel, tilslutningspunkt for vindmølleparken ved Læsø og behov for opretholdelse af synkronkompensator i Vester Hassing.



Figur 9 Top på 400 kV-masterækken mellem Vester Hassing og Vendsysselværket.



Den gamle synkronkompensator i Vester Hassing fra 1965 har spillet en væsentlig rolle for spændingen og kortslutningseffekten i Nordjylland. Det er besluttet ikke at flytte den med over på 400 kV.

Det er endnu ikke besluttet, om synkronkompensatoren skal forblive i drift på 150 kV-station Vester Hassing eller skrottes i år 2005.

Der er indsendt ansøgning til Energistyrelsen om tilladelse ifølge § 21, stk. 1, til at etablere den beskrevne nettilslutning. Godkendelse foreligger ikke.

400 kV Vendsysselværket-Trige, årene 2003-2004

400 kV Vendsysselværket-Trige bygges nu år forsinket og kan stå færdig til idriftsættelse medio 2004. Vendsysselværket-Trige bygges for en stor dels vedkommende som en kombineret 400/150 kV-ledning, se **Figur 10**.

Linjeføringen er fastlagt som alternativ D i VVM-redegørelse og Regionplantillæg [Ref. 12]. På strækningen indgår der 400 kV-kabel i Indkildedalen og 150 kV-kabel fra Haverslev til Tinghøj og videre til Bramslev.

Af hensyn til nationale naturinteresser lægges der kabler på 400 kV og 150 kV i Gudenådal og i Mariager Fjord. Fra Ferslev mod nord etableres der en tosystems-masterække på 4 km med to 400 kV-systemer på, se **Figur 10**.

Etablering af Vendsysselværket-Trige er et kompleks af anlægsprojekter, da den involverer bygning i eksisterende tracéer, se afsnittet "*Begrænsninger afledt af ny- og ombygningsprojekter*". Bygning foregår derfor i etaper:

Hornbæk-Mariager Fjord	år 2002
Mariager Fjord-Haverslev	år 2003
Trige-Gudenådal	år 2003
Mariager Fjord	år 2003
Mosbæk-Ferslev	år 2003
Gudenådal	år 2003
Ferslev-Indkildedalen	år 2004
Indkildedalen-Vendsysselværket	år 2004
Haverslev-Ferslev	år 2004
Indkildedalen	år 2004

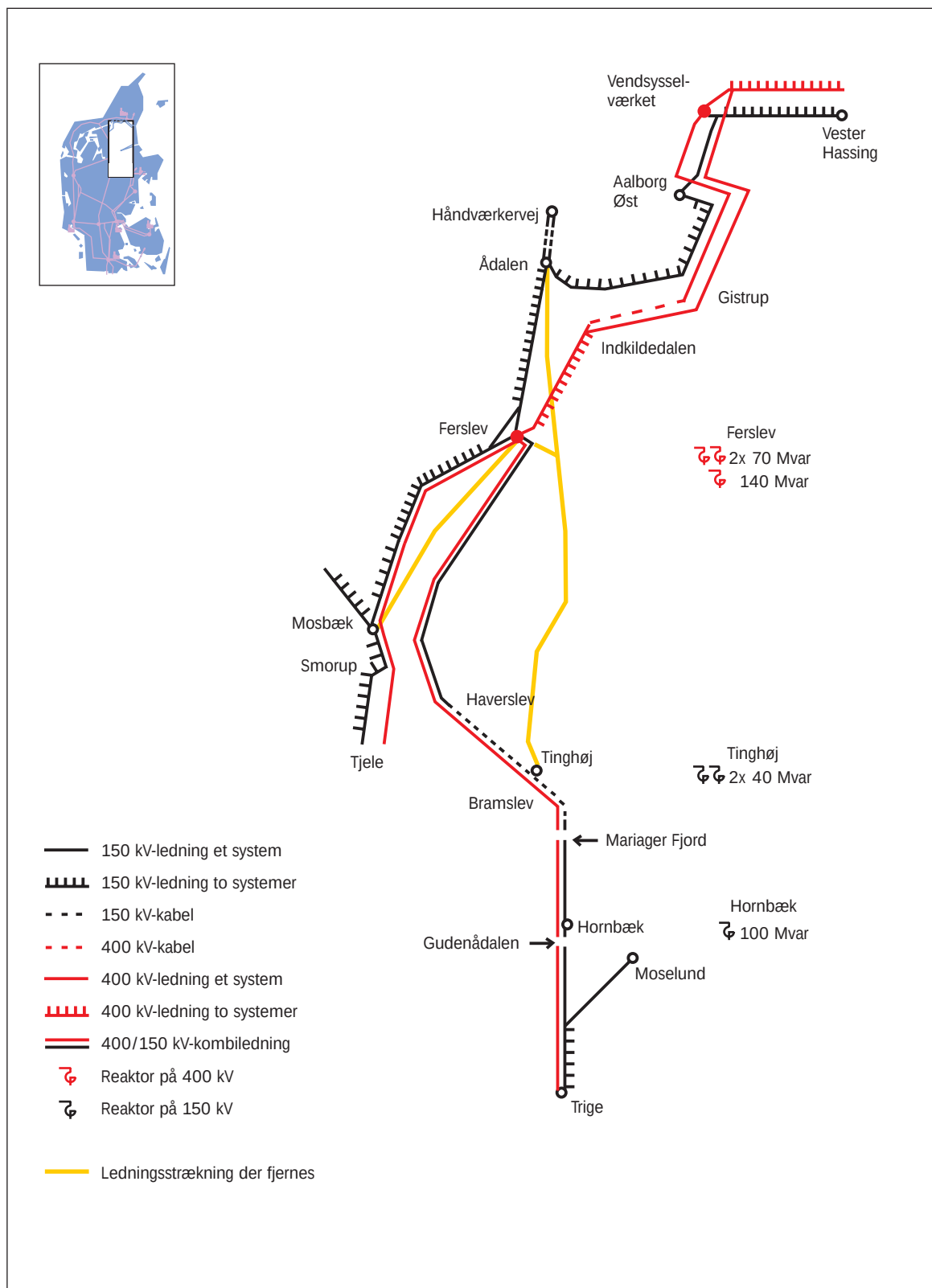
Ved etablering af 400 kV Vendsysselværket-Trige sker der en indsløjfning i 400 kV-station Ferslev. Der bygges således 400 kV-tobryderfelter i Trige, Ferslev og Vendsysselværket.

De eksisterende 150 kV-strækninger Trige-Hornbæk-Mariager Fjord-Ferslev fjernes, når Vendsysselværket-Trige bygges. Dermed fjernes 150 kV-ledningen ved Rold Skov og Madum Sø umiddelbart efter idriftsættelsen af 400 kV-ledningen, i alt 82 km.

Godkendelse fra Energistyrelsen til etablering af den kombinerede 400/150 kV-forbindelse Vendsysselværket-Trige, i henhold til Elforsyningslovens § 21, stk. 1, foreligger. Godkendelsen dækker alle delprojekter. Lodsejerforhandlinger og eventuel ekspropriation eller voldgift foregår i takt med, at delstrækningerne etableres.



Figur 10 Linjeføring for 400 kV Vendsysselværket-Trige år 2004. Det involverer nedtagning af ca. 140 km 150 kV-luftledninger.





Eltra har givet tilsagn om saneringer i nettet frem til år 2014 under forudsætning af, at myndighederne godkender relevante erstatningsanlæg [Ref. 13].

Efter bygning af 400 kV Vendsysselværket-Trige skal der ske en omstilling af strømtransformerne fra 1.200 A til 2.400 A på 400 kV-nettet.

På de strækninger, hvor der hænger flere systemer, er de søgt ophængt med den optimale fasefølge, så tab og magnetiske felter minimeres.

Reaktorkapacitet, år 2004

I forbindelse med bygning af Vendsysselværket-Trige er der behov for reaktorkapacitet på 380 Mvar, se **Figur 10**.

Der etableres derfor en fast tilkoblet 400 kV-reaktor på 100 Mvar i station Hornbæk til kablerne i Gudenådal. Kablerne i Indkilledalen medfører behov for en fast tilkoblet 400 kV-reaktor på 140 Mvar i station Ferslev. Denne reaktor fremskaffes ved at flytte den reaktor, der blev idriftsat i 1993 fra Tjele til Ferslev.

Der installeres to faste 150 kV-reaktorer på hver 40 Mvar i station Tinghøj. Der installeres desuden to kobbelbare 400 kV-reaktorer, hver på 70 Mvar, i Ferslev. Disse reaktorer indkobles afhængig af nettets behov ved skiftende transporter.

Også i Tjele installeres to nye 70 Mvar-reaktorer på 400 kV. Behovet for mindre kobbelbare reaktorer er udløst af driftssituationer med lav kortslutningseffekt i det nordlige Jylland og deraf følgende store spændingsspring ved kobling med reaktorerne.

Nettet i Aalborg indtil årene 2004-2009

I forbindelse med bygning af 400 kV-forbindelsen Vendsysselværket-Trige er der givet tilsagn om saneringer i 150 kV-nettet ved Aalborg i perioden 2004-2009.

150 kV-luftledningen Aalborg Øst-Ådalen fjernes. Der etableres erstatningsanlæg herfor, ved at der ophænges et ekstra 400

kV-system fra Aalborg Øst til Gistrup på 400 kV-masterækken, når Vendsysselværket-Trige etableres i år 2004, se **Figur 11**. Dette ekstra system drives i en årrække ved 150 kV. Fra Gistrup til Ådalen lægges der et 150 kV-kabelsystem i år 2004.

Når 150 kV-ledningen mellem Ferslev og Ådalen skal fjernes (ansat år 2009), erstattes forbindelsen af to 150 kV-kabelsystemer. Af hensyn til forsyningssikkerheden i Aalborg sløjfes det ene kabel uden om Ådalen og videre til station Håndværkervej, der udbygges til en "rigtig" station.

Eltra og NV Net har søgt om tilladelse til at gennemføre saneringerne. Energistyrelsens tilladelse til at etablere erstatningsanlæggene foreligger endnu ikke.

I forbindelse med saneringerne foretager NV Net en totalrenovering af station Ådalen i år 2006 til GIS-anlæg (Gas Insulated Substation). Station Ådalen får som et led i saneringerne i Aalborgområdet en anden rolle, idet Ferslev bliver hovedstation for området.

Som et led i restruktureringen i Aalborg vil 150 kV-station Håndværkervej blive udbygget. I dag består stationen af to transformere, hvis felter er placeret i Ådalen. Ombygningen indbefatter samleskinner, linje- og transformerefelter samt kontroludrustning. Anlæggene udføres som GIS-anlæg i år 2008.

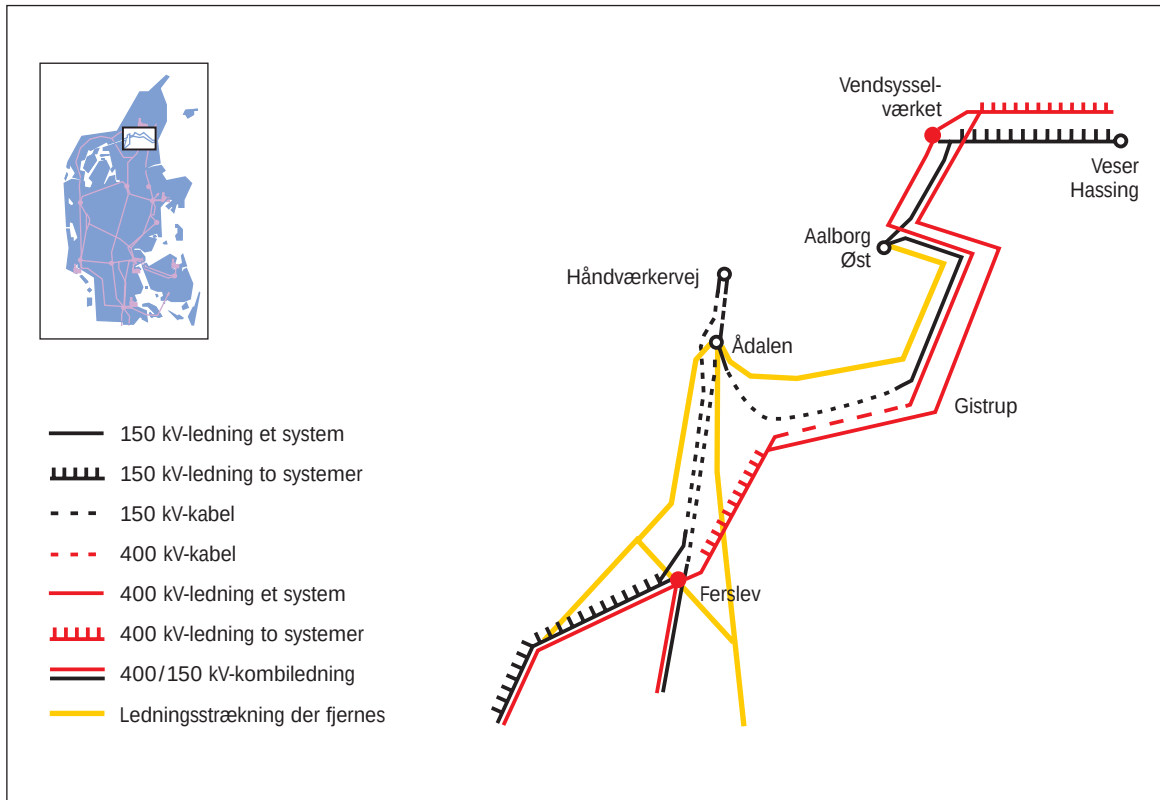
På de 1.600 m mellem stationerne Håndværkervej og Ådalen forudses de eksisterende oliefladkabler udskiftet. Årsagen er omkostningerne til kabelendemuffer for tilslutning til GIS-anlæggene. Et nyt 150 kV-PEX-kabel mellem endemuffer til GIS-anlæggene vil samlet set være billigere.

Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing, år 2005

Ombygningen af 400 kV-systemledningen Kassø-Revsing fra 1965 til to 400 kV-systemer var oprindeligt planlagt gennemført i 1998. Et opdateret beslutningsgrundlag fremgår af [Ref. 17]. Ombygningen er en del af en større etablering af to systemer



Figur 11 Det restrukturerede net i Aalborgområdet i år 2009.



mellem Kassø og Tjele. Ombygningen er imidlertid forsinket og kan tidligst være gennemført år 2005.

Ansøgning til Energistyrelsen om ombygning er indsendt den 3. juli 1995.

Der bygges samtidig et 400 kV-tobryderfelt i Kassø i år 2005, idet det ene 400 kV-system på Kassø-Revsing skal føres mod vest til Esbjerg. På det tidspunkt kan den midlertidige T-afgrening i Revsing afvikles.

Sagsbehandlingen og udarbejdelse af VVM-redegørelsen for ombygningen til 400 kV-tosystemsledning førte i 1997 til en henvisning fra Sønderjyllands Amt til den daværende miljø- og energiminister. Sagsbehandlingen i Sønderjyllands Amt har ligget stille, men er genoptaget i år 2000. I forbindelse med ombygningen har Sønderjyllands Amt bedt om omfattende saneringer i 60 kV- og 150 kV-nettet.

Tidsplanen peger på en fornyet offentlig-hedsfase januar 2003, udarbejdelse af VVM-redegørelse februar-maj 2003 og en politisk behandling af planforslag og forslag til saneringsaftale juni 2003.

Når 400 kV Kassø-Revsing er idriftsat efter ombygningen, vil de gamle 150 kV-luftledningsstrækninger fra 1959 fra Rødekro til Magstrup og fra Tyrstrup til Skærbækværket blive fjernet. Dette forventes at ske i år 2006. Med denne omlægning vil station Tyrstrup blive ombygget til en 60 kV-station og dermed nedlagt som 150 kV-station.

Hvis ombygning til tosystemsledning mod forventning ikke kan gennemføres, skal der bygges en 400 kV-station i Revsing. Desuden skal 150 kV-strækningen opretholdes med deraf følgende renoveringsbehov. Det kan desuden blive nødvendigt at forstærke kablet i Kolding Fjord. Afhængig af status for kabelhandlingsplanen skal der foretages



400 kV transformatoren fra Kassø sættes på plads ved Nordjyllandsværket efter transporten fra Aabenraa.

kabellægning på en strækning af 1,5 km gennem et boligområde i Tyrstrup.

400/150 kV-transformerkapacitet, år 2004

Med hensigten om at 400 kV- og 150 kV-nettet skal fungere som et fuldt integreret transmissionsnet og med de stigende transporter på 400 kV-niveau som følge af saneringer og større handel over landegrænser, vil der blive behov for forøget 400/150 kV-transformerkapacitet.

I den sydlige del af Jylland forventes der overbelastninger af transformerne i Trige ved mangel af 400 kV Ferslev-Trige. Desuden forventes der lave spændinger i Lan-

derupgårdområdet ved mangel af Landrupgårdtransformeren.

Der installeres derfor en ekstra 400/150 kV-transformer på 400 MVA på Østkysten i år 2004. Placeringen vil blandt andet afhænge af det videre arbejde med udlandsforbindelser og saneringerne omkring Vejle-Horsensområdet.

Den 18. juni 2002 havarerede 400/150 kV-transformeren på Vendsysselværket som følge af et lynnedslag. Transformeren på 400 MVA er sendt til reparation (ny vikling) på fabrikken i Norge.



Eltra har ikke reservetransformere, men af hensyn til driftssikkerheden i Nordjylland og for at undgå begrænsninger på kapaciteten til Sverige er 400 MVA-transformer 2 fra Kassø, som er fra 1992, efterfølgende blevet flyttet til Vendsysselværket, hvor den skal forblive.

Når Vendsysselværkets transformere kommer tilbage fra fabrikken ved årsskiftet 2002/2003 vil den i stedet blive installeret i Kassø.

I det nordlige Jylland forventes der ikke ekstra 400/150 kV-transformere installeret i perioden 2003-2008.

Mulige nyanlæg, årene 2003-2008

Afsnittet beskriver anlæg, der kan blive aktuelle inden for perioden frem til år 2008. Anlæggene er ikke besluttede og indgår heller ikke i Eltra's investeringsplan. Anlæggene har status af perspektivprojekter, der i oversigtstabellerne er givet særlig markering.

400 kV-nettet forventes videreudbygget efter år 2008 afhængig af blandt andet myndighedsarbejdet og saneringer. Dette indgår ikke i Anlægsplan 2002.

Skagerrak 4 til Norge, årene 2006-2007

Bygning af Skagerrak 4 er det internordiske projekt, der har den største marginale nytteværdi [Ref. 2]. Statnett og Eltra har således gennemført et forstudium for at afklare, om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at udbygge med en ekstra forbindelse. Der er undersøgt udbygning med 600 MW henholdsvis 1.200 MW.

Forstudiet peger på, at de samfundsmæssige fordele ved udbygning med en ny pol på Skagerrakforbindelsen vil være tilstrækkelige til at begrunde en mere grundig analyse med henblik på at fremlægge et besluthedsgrundlag ved udgangen af år 2002.

En jævnstrømspol på 600 MW forventes tilsluttet på 400 kV i station Tjele. På den måde kan der opnås bipoldrift mellem Ska-

gerrak 1 og Skagerrak 2 og mellem Skagerrak 3 og Skagerrak 4. Udbygningen kan blive aktuel i årene 2006-2008.

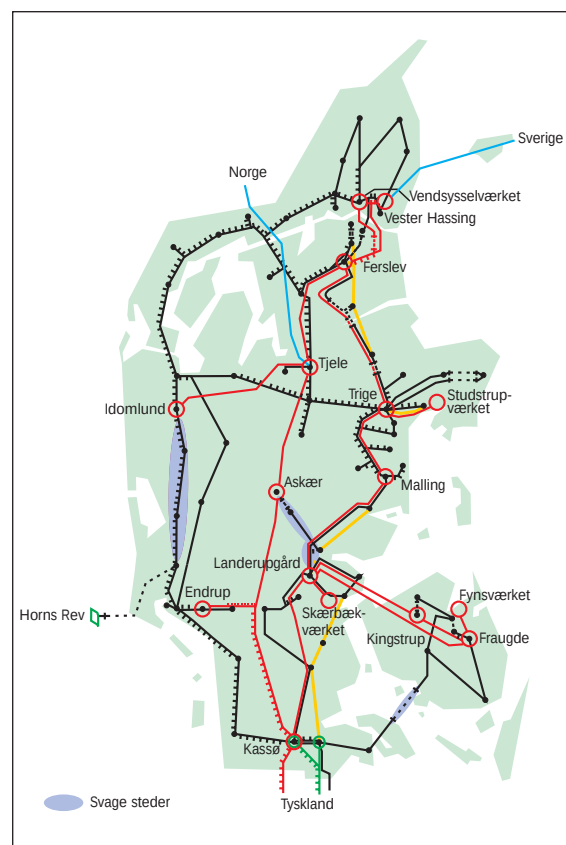
Udbygninger i 150 kV-nettet

I et integreret 400-150 kV-transmissionsnet er det primært 150 kV-nettet, der udgør begrænsninger i markedet. Her er det især de ældste ledninger med små overførings-evner, se **Figur 12**.

Ved nordgående transporter, som forventes at blive hyppigere, opstår der flaskehalse på den dansk-tyske grænse. De opstår ved transporter større end ca. 500 MW. Her udgør 150 kV Enstedværket-Tyrstrup-Skærbækværket en begrænsning indtil ombygningen af Kassø-Vejen er gennemført. Ledningen forventes herefter skrottet.

Desuden udgør kablet i 150 kV Abildskov-Sønderborg en begrænsning – både på kort

Figur 12 Svage steder i 150 kV-nettet ved store transporter og transit.





sigt og på længere sigt. Det kan således komme på tale at opgradere denne kabelstrækning ved at udskifte kablet i år 2005. Indtil da kan det eksisterende kabel drives ved en højere strøm og dermed højere temperatur.

Hvis der etableres en ny forbindelse til Norge, vil der blive flaskehalse på Vestkysten. Ved nordgående transport kan der således blive flaskehalse på Vestkysten mellem Karlsgårde og Idomlund, når der er fuld eksport til Norge og Sverige. En forøgelse af overføringskapaciteten på ca. 60-80 MW er nødvendig. En forøgelse af overføringskapaciteten på ca. 55 MW kan opnås ved udskiftning af strømtransformere og udbygning med fire ekstra 150 kV-felter i Karlsgårde, Stovstrup og Videbæk. Behovet for forstærkning vil afhænge af udbygning med havmøller på Horns Rev og af en ekstra forbindelse til Norge.

Der er intet forstærkningsbehov med den nuværende havmøllepark på Horns Rev og uden en ny forbindelse til Norge.

Ved sydgående transport opstår der flaskehalse på den dansk-tyske grænse ved eksporter på ca. 1.200 MW, også her er det Abildskov-Sønderborg og Skærbækværket-Tyrstrup, der er begrænsningen. Ved sydgående transport er 400 kV Kassø-Landerupgård i visse tilfælde fuldt belastet.

Ved udbygning på Skagerrak og sydgående transport fra Norge og Sverige kan Askær-Thyregod-Knabberup blive en begrænsning. Desuden kan 150 kV-systemet på kombiledningen Landerupgård-Knabberup blive en flaskehals. Her kan man overveje at installere en tværspændingsenhed på 400/150 kV-transformeren i Askær.

Elektrisk Storebæltsforbindelse

Økonomi- og erhvervsministeren kan ifølge Lov 375 pålægge Eltra og Elkraft System at bygge en elektrisk Storebæltsforbindelse til at forbinde transmissionsnettene på Sjælland og Fyn.

Som en ramme for Systemplan 2002 har Energistyrelsen forudsat, at de systeman-

svarlige, som en del af forsyningssikkerheden, undersøger betydningen af en elektrisk Storebæltsforbindelse. Der er ikke indgået nogen aftaler mellem parterne om at anlægge forbindelsen.

Storebæltsforbindelsen kan stadig blive aktuel inden år 2008. Den 56 km lange jævnstrømsforbindelse (30 km søkabel og 26 km landkabel) forventes i givet fald tilsluttet vekselstrømsnettet på Fyn på 400 kV-niveau i station Fraugde.

Hvis det nordiske marked fungerer optimalt, vil udlandstransporterne fra Eltra's systemområde foregå på forbindelserne til Norge og Sverige. En udbygning af disse vil derfor være mere naturligt end bygning af en Storebæltsforbindelse.

Havmølleparker – offshoren

Såfremt demonstrationsanlægget på Horns Rev viser, at havmølleparker er fremtiden, må det forventes, at der skal etableres yderligere havmølleparker i perioden 2006-2008. Placeringer og fremtidig udbygnings-takt vil være afgørende parametre for dimensioneringen af offshorenettene.

Regeringen har ophævet pålægget fra 1998 til elsekskaberne om at bygge 750 MW havmøller. Anden fase af pålægget om at etablere et demonstrationsanlæg på ca. 150 MW syd for Læsø er herefter udsat på ubestemt tid.

Miljøhensynene i farvandet syd for Læsø har ført til en revurdering af placeringen af parken [Ref. 6]. Skov- og Naturstyrelsen har således foreslået, at en eventuel park placeres ca. 7 km længere mod øst end oprindeligt planlagt. Der imødeses under alle omstændigheder store miljøproblemer, og Læsø-placeringen vil næppe være den mest attraktive.

Som følge af den politiske aftale om overgang til "kommercielle forhold" analyserer Energistyrelsen for nærværende, hvordan fremtidige havmølleparker kan udbydes i licitation [Ref. 14].



På Hobro station aflæsses faseledere til 400/150 kV delstrækningen fra Hornbæk til Katbjerg, hvor byggeriet af Vendsysselværket-Trige er igangsat.

Uanset hvem der bliver valgt som producent for kommende parker, etablerer Eltra ilandføringen fra havmølleparker. Behovet for offshorenets vil dog afhænge af, om man f.eks. vælger at udbygge fuldt ud på Horns Rev, før der bygges syd for Læsø.

Hvis den fortsatte udbygning skal ske ved Horns Rev, påvirker det muligheden for transit mod Norge og Sverige. Der kan således blive behov for netforstærkninger, når der er tilsluttet mere end 200-250 MW i alt i Karlsgårde. En naturlig forstærkning er en forbindelse fra Endrup til Karlsgårde,

se **Figur 7** side 32. Tilsluttes mere end 500-750 MW i Karlsgårde bliver der behov for at forstærke nettet fra Karlsgårde. Her vil en naturlig forstærkning være at fortsætte 400 kV-forbindelsen fra Endrup til Idomlund. En Skagerrak 4-forbindelse til Norge vil påvirke behovene for netforstærkning på Vestkysten.

400 kV Endrup-Idomlund

400 kV-strækningen Endrup-Idomlund forventes at lukke den vestlige 400 kV-ring. Udbygningen muliggør sanering af højspændingsnettet i Vestjylland i kraft af



kombineret fremføring af 400 kV og 150 kV. Behovet for ledningen er knyttet tæt til behovet for nye udlandsforbindelser og den fremtidige udbygning med havmøller ved Horns Rev.

Der er to muligheder for at oprette denne 400 kV-strækning. Den mest naturlige mulighed er, at ledningen bygges som en separat, kombineret 400/150 kV-luftledning fra Endrup til Herning i det gamle 150 kV-tracé. Videre fra Herning til Idomlund forventes det allerede reservede 150 kV-tracé anvendt. Den gamle 150 kV-ledning fra Esbjerg over Herning til Struer kan så fjernes. Den alternative mulighed for at etablere strækningen er at etablere 400 kV-tosystemsmasterækker på Endrup-Vejen-Tjele-Idomlund.

Tidspunktet for etablering af Endrup-Idomlund forventes at være årene 2006-2008. Der kan blive behov for fremrykning af ledningen helt eller delvis, da den gamle 150 kV-ledning Herning-Struer går gennem boligområder med deraf følgende kabel-lægningskrav i henhold til Kabelhandlingsplanen.

400 kV Tjele-Trige

Flere udlandsforbindelser til Norden øger presset på den eksisterende 150 kV-forbindelse Tjele-Tange-Trige. Flaskehalsen kan effektivt fjernes ved kombineret fremføring af 400 kV og 150 kV på strækningen mellem Tjele og Trige. Forbindelsen kan blive aktuel omkring år 2008.

Kapaciteten mod Tyskland

I år 2002 har E.ON Netz og Eltra afsluttet en analyse af overføringsforholdene i grænseområdet med henblik på at fastlægge udbygningsbehovene i grænseregionen. Analysen omhandler behovet og muligheden for at øge kapaciteten på kort og på langt sigt [Ref. 15]. Forøgelse af overføringsbehovet på denne grænse kan blive aktuel inden for planperioden ved anvendelse af to tværspændingstransformere. En ny 400 kV-luftledning til erstatning af 220 kV-forbindelserne forudses først i perioden 2010-2015.

Ellager – demonstrationsanlæg

Vurdering i Systemplan 2001 af et ellager i Eltra's systemområde tyder på, at værdien af et sådant lager på f.eks. 50 MW med et energiindhold på 1.000 MWh er af størrelsesordenen 10 mio. kr. pr. år afhængig af dets driftsmønster. Lageret kan bruges såvel til opregulering som til nedregulering i den daglige drift.

Der vil i første omgang blive tale om et demonstrationsanlæg på 10-15 MW og 200 MWh, som skal verificere anlæggets værdi for elsystemet. En beslutning om at bygge et ellager i Eltra's område er udskudt, til der findes erfaringer fra de to første anlæg i United Kingdom og USA.

Idriftsættelse kan tidligst blive år 2007 og vil afhænge af den fremtidige driftsform for de decentrale værker.

Begrænsninger i transmissionskapacitet

Transporter i transmissionsnettet bliver stadig mindre forudsigelige. Når driften af elsystemet tilrettelægges, skal der tages hensyn til:

- Markedets ønsker om overføringskapacitet.
- Transmissionens ønsker om at kunne tage anlægsdele ud af drift i forbindelse med ny- og ombygning og ved renovering og vedligehold.

Disse hensyn skal vejes op mod ønsket om en sikker drift af elsystemet og forsynings-sikkerheden hos elforbrugerne. Driften af elsystemet tilrettelægges, så kravet til forsyningssikkerhed og spændingskvalitet efterleves.

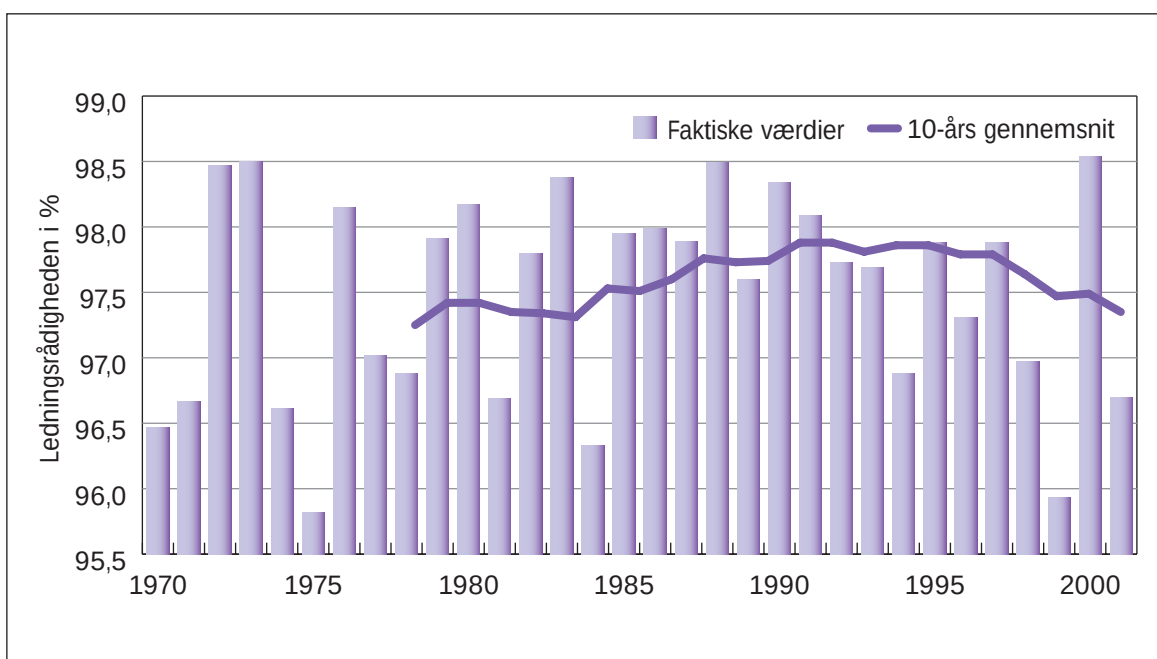
Markedet vil i en årrække opleve restriktioner på kapacitet i transmissionsnettet – afhængigt af om transmissionsnettet er intakt eller ej. Fokus er her især rettet mod de nærmeste år frem til år 2005, hvor der idriftsættes tre anlæg af væsentlig betydning for retablering af systemsikkerheden.

Udetider

Udetider i transmissionsnettet registreres, så det er muligt at opgøre transmissionsnettets samlede rådighed. Den er beregnet til $A = 97,35\%$ som gennemsnit over de sidste ti år, **Figur 13**. Dette svarer til, at et ledningssystem i gennemsnit har været i drift i 8.528 timer pr. år eller tilsvarende udkoblet i 232 timer pr. år (utilgængeligheden, U) på grund af planlagte hændelser såsom revisioner og ombygninger eller tvungne hændelser såsom fejl i nettet [Ref. 18].

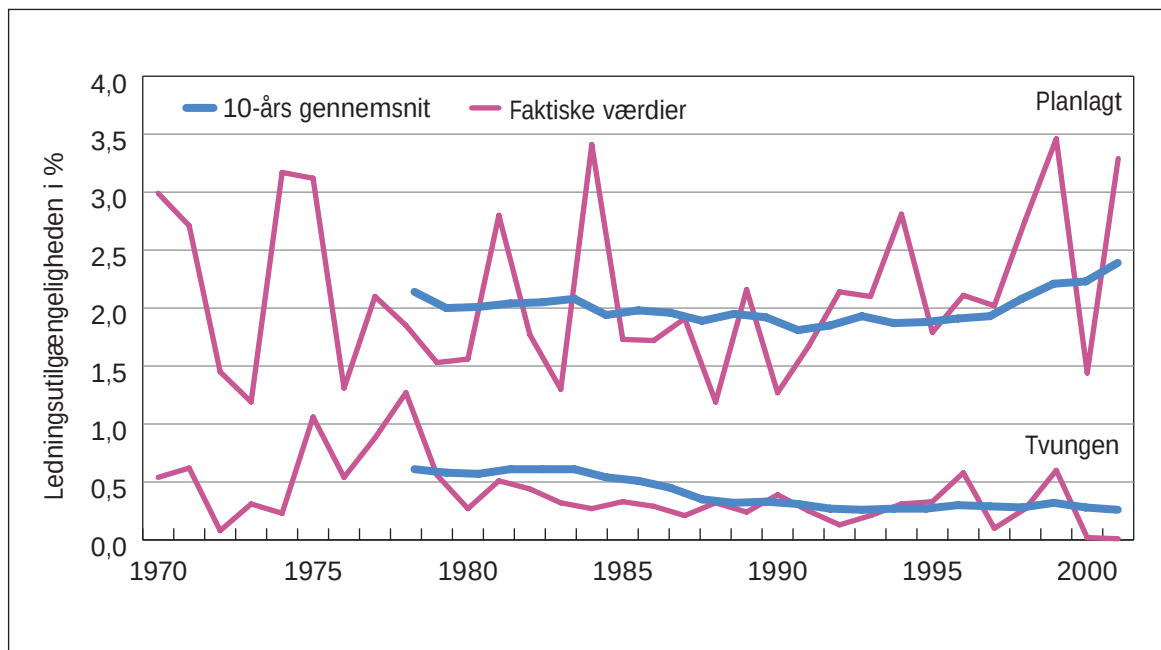
Transmissionsnettets rådighed har haft en stigende tendens i perioden frem til 1991,

Figur 13 Transmissionsnettets rådighed som 10-års gennemsnit og som den faktiske værdi for det pågældende år.





Figur 14 Den planlagte og den tvungne utilgængelighed for et vilkårligt transmissions-system. Utilgængelighederne er givet som 10-års gennemsnit og som den faktiske værdi for det pågældende år.



hvorefter den falder svagt frem til 1997. Efter 1997 falder rådigheden markant. Her har planlagte udkoblinger af transmissionsledningerne i forbindelse med etablering af nye anlæg og renovering af bestående anlæg haft en større og større betydning for nettets samlede rådighed.

Mens de tvungne udetider som følge af fejl har varieret omkring en konstant lav værdi på ca. 0,3 % (ca. 25 timer/år) de seneste 10-15 år har de planlagte udetider en stigende tendens, **Figur 14**. Stigningen har i gennemsnit været ca. 5 % pr. år de seneste 5 år.

De planlagte udetider forventes fortsat at være stigende, fordi transmissionsnettet ældes, og fordi der er oparbejdet en pukkel af anlægsprojekter, som skal gennemføres i de kommende år. Det sker for en stor dels vedkommende med udetid af eksisterende anlæg til følge.

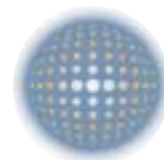
I år 2001 har de planlagte udetider været store især på grund af revisioner på gamle ledninger, men også som konsekvens af

bygning af 400 kV Endrup-Revsing. I revisionsperioden i år 2001 var nettet ikke på noget tidspunkt intakt.

I nærmeste fremtid kan der forventes store udetider både i forbindelse med revisioner af gamle anlæg og bygning af 400 kV Vendsysselværket-Trige. De tvungne udetider forventes fortsat lave og forholdsvis konstante.

I driften udarbejdes to gange årligt detaljerede revisionsplaner for kommende og indeværende år. Der udarbejdes desuden en grov planlægning fem år frem i tiden. Revisionsplanen for år 2003 viser en gennemsnitlig planlagt utilgængelighed på 2,4 %, hvilket er i overensstemmelse med rådighedsstatistikens 10-års gennemsnit, se **Figur 13**.

Betragtes den tvungne utilgængelighed på 1 km flersystemsledning, er den ca. dobbelt så stor som på 1 km etsystemsledning. Øget udbygning med flersystemsledninger har dog ikke haft særlig betydning for antallet af samtidige ledningsmangler i elsystemet i



vinterperioden. Tilsvarende er den planlagte utilgængelighed ca. 20 % større for flersystemsledninger end for etsystemsledninger, og antallet af samtidige ledningsmangler i revisionsperioden er stigende.

Begrænsninger afledt af ny- og ombygningsprojekter

Forsyningen af Vestjylland er forstærket i år 2001. Indsløjfning af 400 kV-luftledning i Revsing har krævet udkobling af 400 kV Kassø-Tjele i to uger af hensyn til etablering af afgreningspunktet i Vejen. T-afgreningen skal fungere frem til år 2005, men giver ikke begrænsninger i overføringskapaciteten.

Bilag 2 viser idriftsættelsestidspunkt for de anlæg, der er planlagt idriftsat frem til år 2004. Flere anlægsprojekter er forsinkede i forhold til de oprindelige planer. Det medfører en reduceret forsyningssikkerhed og restriktioner på transportkapacitet i perioden.

Bygning af 400 kV-station Askær samt 150 kV Askær-Thyregod, år 2003

Frem til år 2003 vil der opstå perioder med nedsat overføringskapacitet på Østkysten som følge af, at Sydøstjyske Net har taget det ene system på Landerupgård-Knabberup-Hatting ud af drift.

Etablering og tilslutning af 400 kV-station Askær i år 2003 forudsætter udkobling af 400 kV Revsing-Tjele i op til en uge i år 2003. Tidspunktet forventes valgt med mindst mulig konsekvens for elmarkedet.

Bygning af 400 kV Vendsysselværket-Trige, årene 2003-2004

Analyse af byggeperioden for 400 kV Vendsysselværket-Trige har vist, at der vil være betydelige udetider, da en række ledninger skal afbrydes i perioder, mens nye delstrækninger bygges i eksisterende spor. System-sikkerheden vil være reduceret under byggearbejderne.

Byggeriet af Nordjyllandsværket-Trige er i gang. I byggeperioden november 2002 til september 2004 vil der være ledninger ude

til ombygning. Det har betydning for transportkapaciteten i følgende perioder:

- November 2002-februar 2003, hvor 150 kV Tinghøj-Hornbæk er ude i 17 uger.
- Marts 2003-juli 2003, hvor 150 kV Mosbæk-Ferslev og Mosbæk-Ådalen er ude i 17 uger.
- August 2003, hvor 150 kV Tjele-Mosbæk er ude i 3 uger.
- September 2003, hvor 400 kV Tjele-Ferslev er ude i 2½ uge.
- Oktober 2003-februar 2004, hvor 150 kV Trige-Hornbæk er ude i 21 uger.
- Februar 2004, hvor 400 kV Ferslev-Vendsysselværket er ude i 2 uger.
- Marts 2004-maj 2004, hvor 150 kV Ådalen-Aalborg Øst er ude i 8 uger.
- Maj 2004, hvor 400 kV Ferslev-Vendsysselværket er ude i 1 uge.

Anlægsarbejderne er planlagt, så der kun er en enkelt ledning ude til ombygning ad gangen. Begrænsninger i transportkapaciteten vil være størst i perioder, hvor 400 kV-ledninger er udkoblede. Ombygning af 150 kV-forbindelserne Tjele-Mosbæk og Mosbæk-Ferslev vil også begrænse transportkapaciteten.

I alle ombygningsfaser er der driftsbegrænsninger. Forsyningen af Nordjylland i byggeperioden kan klares, men med visse begrænsninger i udnyttelsen af produktionsapparatet og forbindelserne til Sverige. Ledninger, der ikke ombygges, vil være i stand til at forsyne Nordjylland i næsten alle faser af byggeriet, også når der ikke er produktion i området.

Anlægsarbejderne påvirker således revisionsplanlægningen for årene 2002-2004 betydeligt.

Tilslutning af Konti-Skan til 400 kV-nettet, årene 2004-2005

Den renoverede Konti-Skan-forbindelse tilsluttes 400 kV i Vester Hassing. Samtidig etableres en 400 kV-ring mellem Vester Hassing, Vendsysselværket og Ferslev. Det sker ved at sætte top på Donaumasten mellem Vester Hassing og Vendsysselværket.



Ved omlægning til den nye forbindelse vil kapaciteten til Sverige i perioder være reduceret.

- Maj 2004, hvor 400 kV Vendsysselværket-Vester Hassing er ude i 1 uge.
- September 2004, hvor 400 kV Ferslev-Vendsysselværket er ude i 2 uger.
- September 2004, hvor 150 kV Vendsysselværket-Vester Hassing er ude i 1 uge.

Efter omlægningen vil begge Konti-Skan-forbindelser have tosidig forbindelse til 400 kV-nettet og den fulde kapacitet være til rådighed.

Begrænsninger afledt af renoveringsprojekter

Forsinkelsen af anlægsprojekter har betydet, at en række renoveringsopgaver er blevet udskudt. Nogle typer af renoveringer stiller krav om, at anlægget er koblet ud i længere perioder.

Renovering af ledninger

En betydelig del af 150 kV- og 400 kV-luftledningsnettet er bygget i 1950'erne og 1960'erne. Anlæggene får dermed en levetid, som er længere end dem, de er bygget til. For mange af disse luftledningsstrækninger vil det i de nærmeste år være nødvendigt at foretage levetidsforlængelse gennem renovering.

Renoveringer påfører midlertidige begrænsninger på transportkapaciteten i elsystemet. En effektiv prioritering af de enkelte anlægs renoveringsbehov er nødvendig, ligesom metoder til renovering og reduktion af udkoblingstiden optimeres. Et arbejdshold udskifter typisk 8-10 master på en weekend. De nedtagne master skilles ad i alle dele, transporteres til omgalvanisering, derefter retur til opstillingsstedet, samles igen med nye bolte og sættes på plads som erstatning for de næste master i rækken.

400 kV Smorup-Tjele-(Askær-Revsing)-Kassø er bygget i 1965 efter det daværende Stærkstrømsreglement. I perioden primo 2000 til primo 2002 har luftledningen været udkoblet ca. hver tredje weekend med henblik på omgalvanisering af strækningen Tjele-(Askær)-Revsing. Arbejderne er afsluttede. Den sydlige strækning Revsing-Kassø er besluttet ombygget, se side 36. Dermed undgås renoveringer på denne delstrækning.

Af kommende omgalvaniseringsprojekter kan nævnes HVDC-ledningen Bulbjerg-Tjele (årene 2004-2005). Udskiftning af jordledere og faseledere er samtidig planlagt. Da DC-forbindelserne er adskilt i selvstændige poler, kan trådundskiftning foretages med systemet på den ene side af masten i drift. Alle tre systemer skal kun afbrydes samtidigt i en kort periode.

Renovering af stationer

En række 150/60 kV-stationer, der er bygget i 1950'erne, skal totalrenoveres inden for den nærmeste årrække.

I år 2003-2004 ombygges 150/60 kV-station Knabberup til tobryderstation, så linjefelterne bliver til tobryderfelter. Station Hattning renoveres i perioden 2003-2006. Station Hornbæk totalrenoveres i årene 2003-2004 i forbindelse med bygning af 400/150 kV Vendsysselværket-Trige. Stationerne Ådalen og Håndværkervej skal totalrenoveres og ombygges i perioden 2004-2009.

Renovering af 150/60 kV-stationerne tilrettelægges, så udetider af ledninger begrænses til minimum. Elforbruget på stationerne omlægges i perioder helt eller delvist til nabostationerne via 60 kV-nettet.

150 kV-station Vester Hassing forventes ikke renoveret i perioden (se side 33), idet en stor del af anlæggene forventes skrottet i forbindelse med renovering af Konti-Skan 1.

Økonomi

I dette afsnit bliver alle investeringer i ny- og ombygninger af 400-150 kV-transmissionsnettet for perioden 2003-2008 gennemgået. De enkelte projekter for Eltra og de seks regionale transmissionsselskaber præsenteres med budgetter.

Anlægsprojekter og tilhørende budgetter for hver enkelt projekt er vist i **Bilag 4**.

Samlet set er der tale om et investeringsbehov for Eltra's område på omkring 3,7 mia. kr. i transmissionssystemet i perioden 2003-2008. Perspektivprojekter, der ikke er besluttet endnu, indgår heri med ca. 1,9 mia. kr.

Eltra's og de regionale transmissionsselskabers forventninger til investeringer for

perioden 2002-2008 er reduceret betydeligt i forhold til Anlægsplan 2001. Det skyldes, at en række projekter er gjort færdige i årene 2001 og 2002, se afsnittet "*Afsluttede projekter*". Og det skyldes også, at en række projekter udgår af den kortsigtede planlægning, f.eks. havmølleparken ved Læsø og demonstrationsanlæg med energilager. Endelig skyldes det, at en række projekter forventes besluttet og/eller igangsat efter år 2008.

Tabel 2 er opdelt på transmissionsselskaberne. Som sammenligningsgrundlag er år 2002 medtaget. Tilslutningen af havmølleparken på Horns Rev blev finansieret med PSO-midler (Public Service Obligations). Der er ikke taget stilling til, hvorvidt nettet til eventuelt kommende havmølleparker kan opnå lignende finansiering.

I årene 2003-2004 er bygningen af 400 kV-forbindelsen Vendsysselværket-Trige det største anlægsprojekt for Eltra og de berørte transmissionsselskaber. Projektet har en samlet anlægssum på ca. 1.100 mio. kr., hvoraf Eltra skal finansiere ca. 850 mio. kr.

Tabel 2 Oversigt over det forventede investeringsbehov i transmissionssystemet for årene 2002-2008.

Total 1.000 kr.	År 2002	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	SUM 1.000
Eltra	262.596	445.521	425.123	404.791	611.000	598.000	584.000	3.331.031
Public Service Obligation	199.222							199.222
FynsNet	5.500	6.300	-	-	-	-	-	11.800
Midtjyske Net	31.700	109.800	1.400	-	-	-	-	142.900
NV Net	5.950	65.077	46.035	17.960	24.000	20.800	42.545	222.367
Sydøstjyske Net	2.750	49.050	42.100	24.300	12.600	7.100	-	137.900
Syd Net	-	12.000	-	10.400	9.000	-	-	31.400
Vestjyske Net	6.454	12.000	43.826	39.974	17.133	10.000	-	129.387
Sum	514.172	699.748	558.484	497.425	673.733	635.900	626.545	4.206.007

Note: 2002-tal passer ikke nødvendigvis sammen med tallene i **Tabel 3**, da der i denne tabels tal også indgår udgifter til uafsluttede projekter.



Tabel 3 Oversigt over investeringerne i gennemførte projekter i årene 2001 og 2002.

Hovedprojekt Delprojekt – 1.000 kr.	Eltra	FN	MN	NV	SJN	SN	VN
Lyslederprojekter, Fase 3	50.100						
Masterenovering 220 kV, Aabenraa-Grænsen	5.900						
400 kV-station Askær 150 kV Knabberup-Thyregod, opgradering ¹					1.200		
400 kV Vendsysselværket-Trige							
150 kV Hornbæk-Tinghøj, demontering ¹			1.600				
400 kV Endrup-Revsing, nybygning* ²	150.715						ca. 26.000 ⁴
400 kV-reaktor Landerupgård, 140 Mvar, inkl. felt* ²	9.395						
150 kV-reaktor Bedsted, inkl. felt	5.700						
150 kV-reaktor Ferslev, inkl. felt	6.700						
150 kV-reaktor Kingstrup, inkl. felt	6.700						
Masterenovering Revsing-Tange-Tjele	56.750						
Masterenovering Lillebæltkrydsning 1, Fyn	4.500						
Havmøllepark Horns Rev ³	320.000						
Teleprojekter EDOS-opgradering, SDH-net m.v.	23.300						
Kabellægninger 150 kV Abildskov-Fynsbærket		5.500					
150 kV-anlæg, Supplerende hjælpeudstyr			1.000				
150 kV-anlæg Udsk. overspændingsafleder				3.400			
150 kV-anlæg, samleskinnebeskyt. Lykkegård							700
150 kV-anlæg, samleskinneforstærk. Lykkegård							1.050
150 kV-anlæg, feltanlæg, Karlsgårde og Lykkegård ³							13.313
150 kV-anlæg, kabelfelt i Karlsgårde ³							4.100
150 kV-anlæg, 150/60 kV, 160 MVA trf. station Bilstrup			10.000				
Lyslederprojekt, lyslederudstyr Knabberup og Thyregod					200		
Stationsudbygning Thyregod, 60 kV-skinneanlg.					900		

Note: Tal i denne tabel må ikke sammenlignes med år 2002-tal i Tabel 2, da Tabel 3 kun omfatter afsluttede projekter.

¹ 400 kV-projektet ved station Askær og Vendsysselværket-Trige-forbindelsen er store uafsluttede projekter. De to nævnte projekter er således alene mindre delprojekter.

² Regnskabstal.

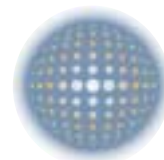
³ Der indgår PSO-finansiering i disse tal og projekter.

⁴ Betalingsfordeling mellem Eltra og VN er ikke endelig aftalt. Beløb indgår i samlet sum.

Eltra's bestyrelse godkender Anlægsplanen som den overordnede ramme for de transmissionsanlæg, der skal ny- og ombygges i Jylland og på Fyn. Anlægsplanen fastlægger bygherrer for de enkelte anlæg. Herefter behandles de aktuelle anlæg i de respektive bygherrers bestyrelser i overensstemmelse med Anlægsplanens specifikationer.

For anlæg, som ikke ejes af Eltra, laves en skriftlig aftale mellem anlægsejeren og Eltra om projektets gennemførelse og betalingsfordeling. På disse projekter vil der ligeledes være usikkerhed om budgettet på det tidspunkt, beslutningen træffes.

For de anlæg, Eltra er bygherre på, udarbejdes på baggrund af myndighedsbehand-



lingen et anlægsbudget. Ved større justeringer som følge af myndighedsbehandling kan der være behov for, at bestyrelsen godkender et revideret anlægsbudget før udførelsesfasen. Projektet afsluttes med indstilling af et anlægsregnskab til Eltra's bestyrelse.

Afsluttede projekter

I perioden 2001-2002 har Eltra og transmissionsselskaberne gennemført en række anlægsprojekter. **Tabel 3** indeholder alle 400-150 kV-projekter, der er gået i drift siden Anlægsplan 2001. De oplyste beløb er budgettal og for enkelte projekter regnskabstal. Der udestår endelig aftale om betalingsfordeling på nogle projekter. De anførte anlægssummer er summen for hele projektet og ikke nødvendigvis afholdt i årene 2001-2002, hvis projekterne har været igangsat tidligere.

Investeringsbehov, årene 2003-2008

I planlægningsperioden 2003-2008 forventer Eltra at skulle investere ca. 1.200 mio. kr. i igangværende og besluttede projekter med ny- og ombygning af transmissionsnettet. Dertil kommer projekter, der ikke er besluttet endnu, perspektivprojekter i størrelsesordenen 1.900 mio. kr. Det samlede investeringsbehov vil være omkring 3 mia. kr., hvis alle perspektivprojekter gennemføres. Det forventede forløb over årene fremgår af **Tabel 4**. Der er i de forventede beløb afsat midler til konkrete, besluttede projek-

ter såvel som en række rammer til f.eks. 400 kV-renoveringer, net- og transmissionsanlæg m.v.

I bygningen af 400 kV-forbindelsen Vendsysselværket-Trige er der medtaget 400 kV-kabellægninger ved krydsningen af Mariager Fjord og Gudenåen samt syd for Aalborg – i alt 14 km kabellægning. På den 26 km lange delstrækning mellem Haverslev og Mariager Fjord vil de nydesignede 400 kV-master blive anvendt. Vendsysselværket-Trige-projektet forventes at koste Eltra ca. 850 mio. kr. Dertil skal lægges omkostninger for de berørte regionale transmissionsselskaber på ca. 195 mio. kr. Den samlede omkostning for Aalborg-Århus-strækningen bliver derfor ca. 1.100 mio. kr.

Eltra forventer, at der i planperioden skal installeres en 400 MVA-transformer på 400 kV-nettet i det sydlige Jylland og ny reaktorkapacitet i Tjele og Ferslev.

Ud over de investeringer Eltra skal foretage i perioden 2003-2008, vil de seks regionale transmissionsselskaber også skulle foretage investeringer i ny- og ombygninger, primært i 150 kV-nettet. En samlet oversigt over anlægsprojekter for perioden 2003-2008 for Jylland og Fyn fremgår af **Bilag 4**.

Når et netselskab fører nettet til et område, der er udlagt til vindmøller, kan dets udgift udlignes gennem Eltra som en PSO-omkostning. Eltra udlignede 53 mio. kr. i år

Tabel 4 Oversigt over det forventede investeringsbehov i perioden 2003-2008 for Eltra. Perspektivprojekter er projekter, som ikke er besluttet endnu.

Eltra's projektstatus 1.000 kr.	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	I alt
Igangværende projekter	427.475	235.923					684.898
Besluttede projekter	7.496	151.200	314.291	10.000			482.987
Perspektivprojekter	10.550	38.000	90.500	601.000	598.000	584.000	1.900.550
Samlede investering	445.521	425.123	404.791	611.000	598.000	584.000	3.068.435



2001 og forventer at udligne 29 mio. kr. i år 2002. I år 2003 vil udligningen andrage 50 mio. kr. efter seneste skøn.

Eltra tolker Elforsyningslovens § 9, stk. 1, nr. 2, § 28, stk. 1, samt Vindmøllebekendtgørelsen, § 5 og § 6, sådan, at det kun er netselskabers udgifter, der udlignes som en PSO-omkostning. Det betyder, at transmissionsselskaber ikke får udlignet omkostninger til forstærkning af transmissionsnettet, når de er forårsaget af vindmøller, som er tilsluttet på distributionsniveau. Derfor skal de ekstra 150 kV-anlæg, der er behov for (se side 31), betales af selskabernes indtægtsrammer.

Indtægtsrammer og finansiering

Investeringer i transmissionsnettet skal som hovedregel finansieres inden for de indtægtsrammer, som Energitilsynet udmelder. Tidligere tiders henlæggelser til investeringer er afløst af finansiering ved låneoptag eller egne midler i selskaberne.

Finansieringen af nye anlæg sker som hovedregel over investeringens levetid. Alle anlæg skal afskrives ud fra værdierne opgjort i åbningsblancen pr. 1. januar 2000. Efterfølgende korrigeres for til- og afgang i anlægsaktiverne samt levetidsforlængelser.

Indtægtsrammen reguleres årligt med et effektivitetskrav. I første reguleringsperiode fra årene 2000-2003 er det generelle effektivitetskrav på 3 %. Desuden er 150 kV-transmissionsselskaberne blevet stillet over for individuelle effektivitetskrav på op til 4,5 %. Energitilsynet har ikke udmeldt indtægtsrammerne fra år 2004 og effektivitetskrav.

Eltra har en indtægtsramme for år 2003 på 325 mio. kr. De regionale transmissionsselskaber har en samlet indtægtsramme på 181 mio. kr. i år 2003 for deres 150 kV-anlæg, som Eltra betaler til. Anlægsaktiviteterne skal i år 2003 kunne afholdes inden for indtægtsrammen i henhold til gældende regler. Ovenstående beløb kan dog ikke umiddelbart sammenlignes med tabeloplys-

ningerne, da nye anlæg skal afskrives over en årrække med belastning af indtægtsrammen til følge.

Energitilsynet har godkendt indtægtsrammerne for de regionale transmissionsselskaber, som Eltra betaler for at få nettet stillet til rådighed. Åbningsbalancerne er ikke godkendte.

De seks regionale transmissionsselskaber har til Eltra's investeringsdatabase indrapporteret 150 kV-anlægsprojekter, som forventeligt skal gennemføres i planperioden. Anlægsprojekter i år 2003 for de respektive transmissionsselskaber forventes at blive gennemført inden for den givne indtægtsramme.

Enkelte udgifter er friholdt for effektivitetskravet, det gælder f.eks. udgifter til sikkerhed, nettab ved omlægninger pålagt af systemansvaret, meromkostninger til omstrukturering som følge af etablering af 400 kV-net m.v. Både nyanlæg og opgradering, renovering og levetidsforlængelse af eksisterende anlæg er omfattet af effektivitetskravet. Forrentningen af såvel kapital som netaktiver sker med en forrentning fastsat af Energitilsynet på 1 % til 7 % pro anno.

For at fremme kabellægninger kan selskaberne styrke deres likviditet ved at indregne restværdien af nedtagne luftledninger i indtægtsrammen ved kabellægninger.

De saneringer, Eltra kan betale, er alene omkostninger, der er en direkte følge af et 400 kV-projekt. Det vil sige fjernelse af en 150 kV-ledning for at give plads til en ny 400 kV-masterække, fjernelse af 150 kV-ledninger, der bliver overflødige, og omlægninger som følge af 400 kV-projektet m.v.

Tidligere betalte Eltra en del af nye 150 kV-anlæg via tilskud. Nu betaler transmissionsselskaberne selv disse anlæg fuldt ud og opnår betaling fra Eltra for retten til at råde over 150 kV-nettet. De regionale selskabers indtægtsrammer er delt i 150 kV og 60 kV. Eltra kan ikke betale omkostninger i 60 kV-nettene.



Muligheder for at reducere netinvesteringer

Energistyrelsen har i opgavebrev til de systemansvarlige virksomheder fra april 2002 anmodet om at få vurderet mulighederne for at reducere netinvesteringer. I Energiestyrelsens opgavebrev stilles blandt andet spørgsmål om *"muligheder for at reducere/udskyde investeringsomkostninger i transmissionsnettet, uden at forsyningssikkerhed og konkurrence kommer i fare"*.

I den forbindelse er det vigtigt at kunne kvantificere de driftsmæssige, tekniske minimumkrav til transmissionsnettet, der skal være opfyldt af hensyn til driftssikkerheden og markedets krav til tilgængelig overføringskapacitet. Eltra har igangsat dette arbejde, som er vigtigt både for driften og planlægningen af transmissionsnettet.

Som det fremgår af afsnittet *"Investeringsbehov, årene 2003-2008"*, er det forventede investeringsbehov frem til år 2008 reduceret væsentligt i forhold til Anlægsplan 2001.

Det vil i nogen grad være muligt at ændre driftsfilosofien og således drive systemet tættere på dets grænser i særlige driftssituationer. For ikke at reducere systempålideligheden arbejdes i den forbindelse ihærdigt på effektivisering af systemet ved f.eks. forbedret overvågning og kontrol samt termisk opgradering af transmissionsnettet.

De anlæg, der er igangsat, godkendt eller ansøgt om frem til år 2008, og som er planlagt under hensyntagen til pålideligheden og markedsfunktionen, er nødvendige ud fra de gældende krav. Der er ingen af disse anlæg, der kan spares uden konsekvens for pålidelighed og konkurrence.

Analysen af en Storebæltsforbindelse er endnu ikke kommet ud med et klart behov for forbindelsen, og den indgår ikke i Eltra's investeringsplan. Pålægger myndighederne de systemansvarlige at bygge en Storebæltsforbindelse, vil dette forøge elprisen. Omkostningerne til en Storebælt-



Omkring 500 af Eltras næsten 3.000 højspændingsmaster har i de seneste godt fire år gennemgået en omgalvanisering, der forlænger deres levetid med 30-40 år.

forbindelse på 300 MW er samlet vurderet til 800 mio. kr.

Ændres saneringspolitikken, vil det være muligt at spare betydelige beløb, uden konkurrence og forsyningssikkerhed kommer i fare. Yderligere beskrivelse af muligheder for at reducere netinvesteringer fremgår af Tema 1 – rapporten til Energistyrelsen [Ref. 16].





Referencer

- Ref. 1 Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed m.v. Energistyrelsen
- Ref. 2 Nordisk Systemudviklingsplan 2002. Nordel, dok.nr. 110376.
- Ref. 3 Plangrundlag 2002. Dok.nr. 125120.
- Ref. 4 Systemplan 2002. Dok.nr. 133007.
- Ref. 5 Bekendtgørelse nr. 681 af 15. august 2002. Energistyrelsen
- Ref. 6 Anlægsplan 2001. Dok.nr. 112265.
- Ref. 7 Handlingsplan for kabel/luftledning, notat NP94-640d.
- Ref. 8 Regeringens høringssvar til Kommissionen, februar 2002, Folketingets udtalelse til Kommissionen, april 2002. Folketingets Energipolitiske udvalg, bilagene 153 og 251, 2001-02, 2. samling.
- Ref. 9 Tema 2 – Transmission og marked. Dok.nr. 124327
- Ref. 10 Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg, Miljø- og Energi ministeriet, Landsplanafdelingen 1995, ISBN 87-601-5461-6.
- Ref. 11 "Opfølgning på tilladelse til udnyttelse af energien på Horns Rev", brev af 23. august fra Økonomi- og Erhvervsministeriet, dok.nr. 136564.
- Ref. 12 400 kV-højspændingsforbindelse Vendsysselværket-Trige, Nordjyllands Amt, april 2001, Regionplantillæg 34.
- Ref. 13 Tilsagn om saneringer. Dok.nr. 97245.
- Ref. 14 Rapport om udbudsprocedure og vilkår for havmøller, Energistyrelsen.
- Ref. 15 "Final Report: Strengthening the aerial electrical interconnections between Denmark and Germany, Eltra and E.ON Netz, March 2001". Dok.nr. 117867.
- Ref. 16 Tema 1 – Nedbringelse af elprisen. Dok.nr. 141917.
- Ref. 17 Opdateret beslutningsgrundlag for ombygning af 400 kV Kassø-Revsing til to systemer. Dok.nr. 143278.
- Ref. 18 Transmissionsnettets rådighedsstatistik år 2001. Dok.nr. 141349.



Bilag 1

150/60 kV-stationer

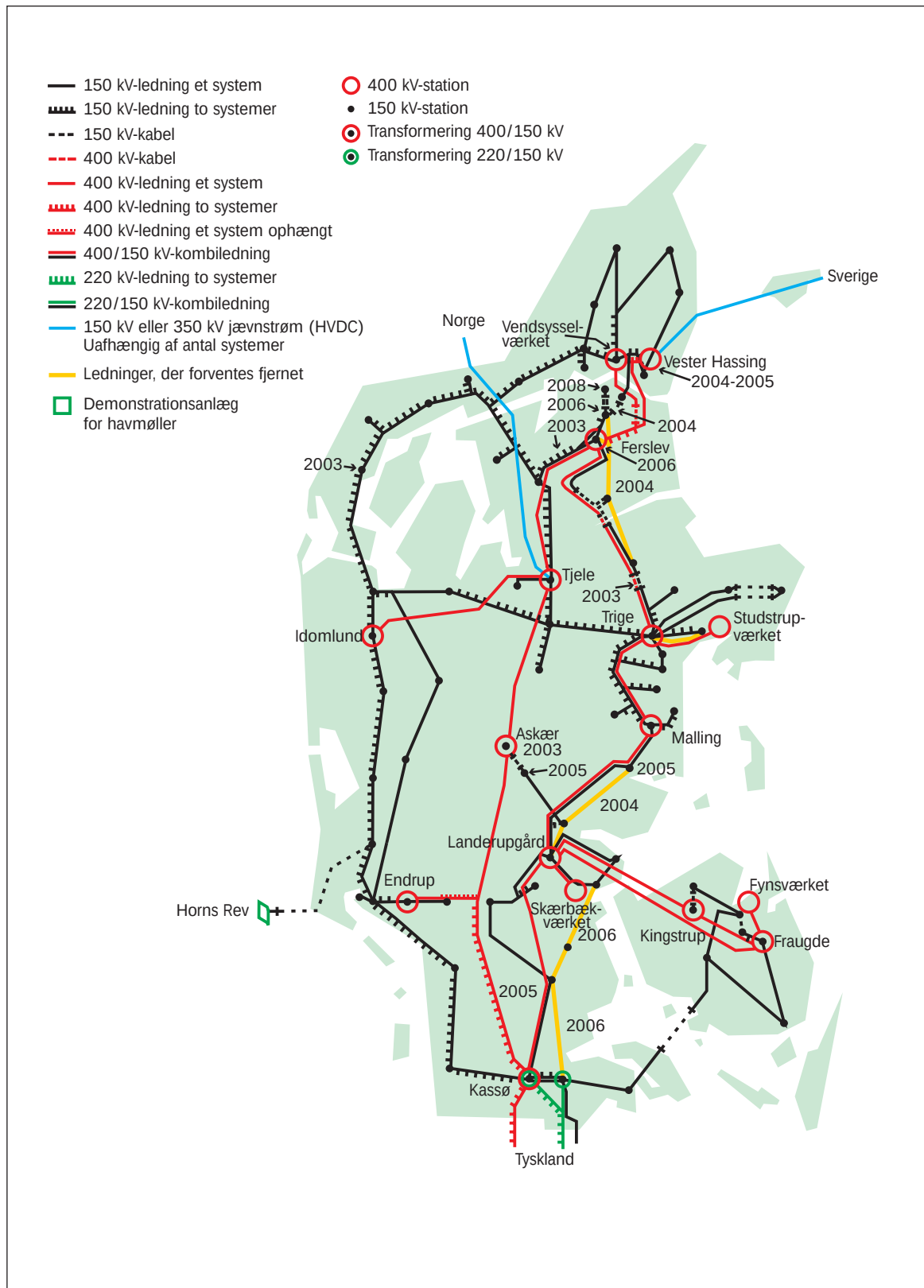
150/60 kV st Navn	Installeret decentral produktion juli 2002				Transformer juli 2002			Forbrug 2002	
	Dec k/v MW	Vind MW	Potentiel udbyg MW	I alt MW	1 MVA	2 MVA	3 MVA	Maks MW	Min MW
Abildskov	36	34	0	70	125			62	22
Andst	6	14	0	20		160		49	17
Bedsted	18	112	11	141	100	(+160)		62	22
Bilstrup	35	98	8	141	75	75	(+160)	95	33
Bjørnholt	113	24	3	140	125	160		104	36
Bramdrup	11	51	0	62	125	160		89	31
Bredebro	32	128	0	160	75	125		62	22
Bredkær	90	57	0	147	100	100		66	23
Dybvad	21	12	0	34	100			25	9
Enstedværket	32	105	0	137	160	160		160	56
Estrupvej	0	0	0	0	160			64	23
Ferslev	9	18	0	28	80			24	8
Fraugde	50	36	3	89	125	125		98	34
Fredensdal	11	34	0	45	85			24	8
Frøstrup	4	16	0	20	63			21	7
Fynsværket	72	33	0	105	150	150	180	169	59
Graderup	21	42	0	62	125	75		79	28
Hasle	7	15	0	22	125	125		116	40
Hatting	58	41	0	99	160	120	(+160)	131	46
Herning	32	51	0	84	100	160		130	45
Holsted	36	40	0	76	100			57	20
Hornbæk	38	43	0	81	125	125		62	22
Hvorupgård	13	64	0	77	100			40	14
Hørning	4	11	0	15	125			30	11
Hørskov	1	0	0	1	160			62	22
Håndværkervej	2	0	0	2	80	80		26	9
Idomlund	34	113	0	147	100	160		102	36
Karlsgråde	38	58	14	110	45	100		79	28
Klim Fjordholme	0	44	0	44	45			0	0
Knabberup	14	47	0	61	120	160		103	36
Loldrup	67	3	0	70	75	75		44	15
Lykkegård	2	34	12	48	75	75		37	13
Magstrup	19	39	0	59	80	125		72	25
Malling	4	7	3	14	125			70	25
Mesballe	8	55	27	90	125	125		60	21
Møllerup	15	24	0	39	160			80	28
Mosbæk	18	18	0	36	75	75		37	13
Moselund	50	29	0	79	160			83	29
Nibstrup	41	33	0	74	100	100		47	17
Nors	15	15	34	64	63			23	8
Ribe	18	29	0	47	75			37	13
Ryttergård	47	7	0	54	160	160		111	39
Sdr. Felding	0	5	0	5	13	13		5	2
Starbakke	45	20	12	78	100	100		71	25
Stovstrup	28	74	0	101	100			56	20
Struer	29	27	14	70	45	45		57	20
Svendborg	28	55	0	83	125	125		81	29
Sønderborg	63	10	0	73	75	125		61	21
Tange	23	37	0	60	160			59	21
Thyregod	13	46	1	60	75	(+125)		42	15
Tinghøj	15	45	0	60	80			36	13
Tyrstrup	3	2	0	5	10			4	1
Videbæk	40	45	26	110	45	75		58	20
Vilsted	19	72	3	94	80	80		32	11
Ådalen	6	1	0	7	75	75		66	23
Aalborg Øst	6	0	0	6	80	80		60	21
Åstrup	9	17	0	26	160			61	21

Transformere i parentes er planlagte udvidelser



Bilag 2

Transmissionsnettet, planlagt netudvikling til og med år 2008



Bilag 3

Eltra's telenet samt forventet restrukturering frem til år 2008



Bilag 4

Ny- og ombygningsprojekter årene 2003-2008

Oversigt over Eltra's planlagte og besluttede projekter samt perspektivprojekter i planperioden 2003-2008. De med * markerede

punkter repræsenterer perspektivprojekter, som ikke er besluttet endnu.

Eltra's projekter 1.000 kr.	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	Forv. i drift
Udlandsforbindelser:							
Konti-Skan 1, opgradering		100.000	160.000				2005
Skagerrak 4, mulig ny forbindelse*				330.000	340.000	330.000	2007-2008
400 kV-projekter:							
Vendsysselværket-Trige	394.475	229.322					2004
400 kV-station Askær	30.000	601					2003
400 kV Vendsysselværket-Vester Hassing	3.496	1.200					2004
400 kV Kassø-Revsing	4.000	50.000	154.291	10.000			2005
400 kV-renoveringer	5.000	30.000	50.000	50.000	50.000	50.000	
Havmølleprojekt*				100.000	100.000	100.000	
Net- og transmissionsanlæg*				100.000	100.000	100.000	
Kabellægning og sanering:							
Sanering Vejle-Horsens		2.000					2004
Lysleder- og teleprojekter:							
Lyslederprojekter	3.000	4.000	12.500	9.000			
Teleprojekter*	5.550	8.000	28.000	12.000	8.000	4.000	
Samlede investering	445.521	425.123	404.791	611.000	598.000	584.000	
Heraf perspektivprojekter	5.550	8.000	28.000	542.000	548.000	534.000	

Note: Der vil i løbet af planperioden komme nye projekter vedrørende ny- og ombygninger af net- og transmissionsanlæg, herunder også forstærkninger på stationer m.v. Tidsmæssigt kan nye behov give anledning til forskydninger.

Der er forventning om, at der i løbet af år 2004 kan blive behov for at forøge reaktorkapaciteten på station Tjele. Et projekt til brutto 16 mio. kr. – 7 mio. kr. af udgiften finansieres med tilsvarende reduceret anlægsomkostning på Vendsysselværket-Trige-projektet. Netto vil denne reaktor belaste Eltra med 9 mio.

kr. Projektet er endnu ikke besluttet. Der kan også blive behov for yderligere reaktorkapacitet i Ferslev. Eltra forventer, at der i planperioden skal installeres en 400 MVA-transformer på 400 kV-nettet i det sydlige Jylland. Placering og tidspunkt vil afhænge af konstateret behov i nettet.

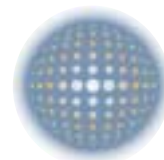
Fyns Nets projekter 1.000 kr.	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	Forv. i drift
Kabellægninger:							
150 kV Fynsværket-Græderup	6.300						2003
Samlede investering	6.300						



Bilag 4

Midtjyske Nets projekter 1.000 kr.	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	Forv. i drift
Kabellægninger:							
150 kV Tange-Trige, Bjerringbro	14.800						2003
150 kV Mesballe-Trige 1, Hårup	5.300						2003
150 kV Hasle-Hørning, Århus V	59.200						2003
Vensysselværket-Trige-projektet:							
150 kV Katbjerg-Bramslev	6.500						2003
150 kV Trige-Hornbæk, demontage	2.400						2003
150 kV Tebbestrup-Hornbæk	7.400	1.000					2004
150 kV-projekter:							
150/60 kV-station Bilstrup	2.000						2003
150 kV-stationssanering	1.000						2003
150 kV-station Hornbæk, ombygning	11.200	400					2004
Samlede investering	109.800	1.400					

NV Nets projekter 1.000 kr.	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	Forv. i drift
Kabellægninger:							
150 kV Dybvad-Starbakke, Ravnshøj			3.880				2005
150 kV Hvorupgård-Skansen, Nr. Sundby			4.080				2005
Vensysselværket-Trige-projektet:							
Mosbæk indsløfning luftledning	1.000						2003
Ferslev indsløfning luftledning	1.250						2003
150 kV Ferslev-Mosbæk +Smorup	13.670						2003
150 kV Katbjerg-Bramslev	6.500						2003
150 kV Bramslev-Tinghøj	9.750						2003
150 kV Haverslev-Ferslev	9.000						2004
150 kV Haverslev-Tinghøj	16.000	21.000					2004
150 kV Ådalen-Mariager Fjord		9.200					2004
Budgetregulering						6.945	
Saneringer i Aalborg:							
150 kV Ådalen-Gistrup	2.000	12.235					2004
150 kV Gistrup-Aalborg Øst		3.600					2004
150 kV Ferslev-Håndværkervej					2.000	17.600	2008
150/60 kV Håndværkervej, udbygning				3.000	12.000		2008
150 kV Ådalen-Håndværkervej					4.800		2008
150 kV Ådalen-Ferslev					2.000	18.000	2008
150 kV-anlæg:							
150 kV Jerslev-Bredkær/Starbakke	5.907						2003
150/60 kV Ferslev trf. 2				11.000			2006
150/60 kV-station Ådalen, renovering.			10.000	10.000			2006
Samlede investering	65.077	46.035	17.960	24.000	20.800	42.545	



Bilag 4

Sydøstjyske Nets projekter 1.000 kr.	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	Forv. i drift
Kabellægninger:							
150 kV Skærbækværket-Ryttergård til mast 9					7.100		2007
400 kV-station Askjær:							
400/150 kV-station Askjær, Sydøstjyske Nets andel	5.000						2003
150/60 kV-station Thyregod felter	10.000						2003
150 kV Askjær-Thyregod	14.500						2003
Sanering Vejle-Horsens:							
150 kV Knabberup indsløjfning							
Landerupgård-Hatting		20.000					2004
Demontage Skærbækværket- Knabberup-Hatting			2.000				2005
400 kV Kassø-Revsing:							
150 kV Skærbækværket-Thyregod, demontage				1.700			2006
150 kV-anlæg:							
150 kV ombygning station Hatting, 1	17.800						2003
150/60 kV Thyregod felt Ejstrupholm		1.500					2004
150 kV ombygning station Knabberup		6.500					2004
150/60 kV trf. 2 station Thyregod		10.000					2004
150/60 kV-station Hatting trf. 3			10.000				2005
150 kV ombyg. station Hatting, 2			10.000	10.000			2006
150 kV tilslutning K52 trf.		2.600					2004
150/60 kV Andst 60 kV felt			1.500				2006
Diverse 150 kV-renoveringer	1.450	1.500	800	900			
Lyslederprojekter:							
Lyslederudstyr Askjær og Thyregod	200						2003
Lyslederudstyr Malling	100						2003
Samlede investering	49.050	42.100	24.300	12.600	7.100		

Syd Nets projekter 1.000 kr.	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	Forv. i drift
Kabellægninger:							
150 kV Lykegård-Ribe, Gredstedbro	12.000						2003
400 kV Kassø-Revsing:							
150 kV Endstedværket-Skærbæk- værket, nedtagning+kabellægning			10.400	9.000			2006
Samlede investering	12.000		10.400	9.000			



Bilag 4

Vestjyske Nets projekter 1.000 kr.	År 2003	År 2004	År 2005	År 2006	År 2007	År 2008	Forv. i drift
Kabellægninger:							
150 kV Struer-Bedsted, Hurup		4.286					2004
150 kV Struer-Bedsted, Struer		6.440					2004
150 kV Karlsgårde-Lykkegård, Esbjerg			14.520				2005
150 kV Vestkraft blok 3-Estrupvej, Esbjerg			5.086				2005
150 kV Lykkegård-Ribe, Novrup Eng			20.368				2005-2010
150 kV Idomlund-Struer, Struer				7.133			2006
150 kV-anlæg:							
150/60 kV Bedsted, 160 MVA trf.	12.000						2003
150/60 kV Jegsmark+3 felter		23.100					2004
Renoveringer		10.000		10.000	10.000		
Samlede investering	12.000	43.826	39.974	17.133	10.000		



Fjordvejen 1-11 · 7000 Fredericia

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

Internet: www.eltra.dk

ISSN 1600-9754